
储能调频行业分析报告

文/兴泰资本 王中正

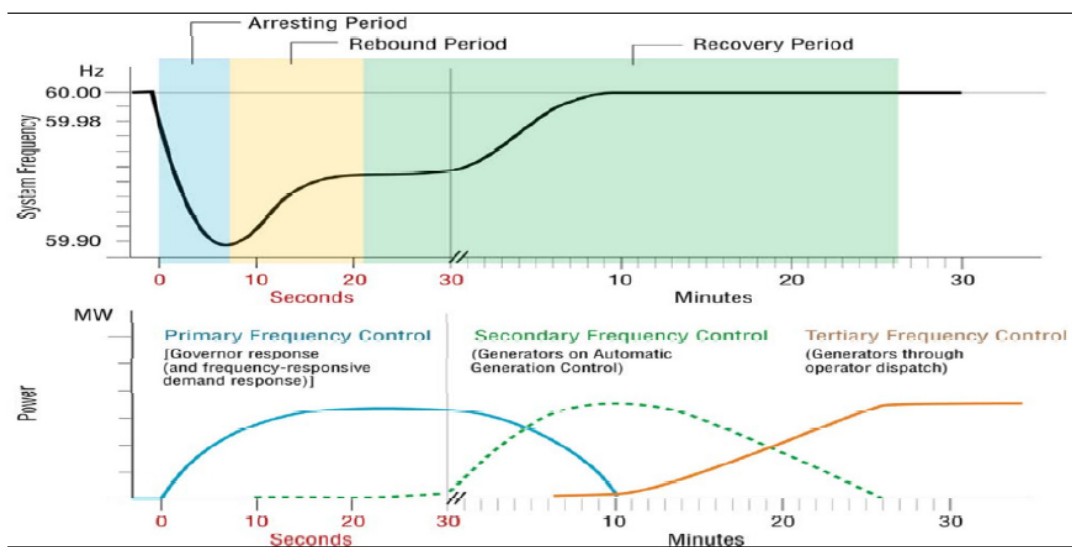
一、储能调频行业概况

（一）电网对于调频需求不断增长

在整个电网中，频率是保证机组和用户用电安全的重要约束条件，一定程度的小范围频率波动（如国内大电网为 $\pm 0.2\text{Hz}$ ）一般可以被整个电网接受，但是一旦频率波动范围过大则会造成机组切机、用户电器跳闸等意外发生，造成损失。电网的频率与发电机及用户的负荷相关，当发电机和用户的负荷相平衡时，频率稳定在 60Hz （国内为 50Hz ），当发电机容量超过负荷容量时，频率会上升，反之亦然。

频率调整是电力系统中维持有功功率供需平衡的主要措施，其根本目的是保证电力系统的频率稳定。电力系统频率调整的主要方法是调整发电功率和进行负荷管理。按照调整范围和调节能力的不同，频率调整可分为一次调频、二次调频和三次调频。其三次调频对电网系统频率的影响示意图如下：





资料来源：信达证券研发中心

一次调频（小于 10s）是指当电力系统频率偏离目标频率时，发电机组通过调速系统的自动反应，由发电机组调速器自动实现的不改变变速机构位置的调节过程，调整有功出力以维持电力系统频率稳定。一次调频的特点是响应速度快，但是只能做到有差控制，是对第一种负荷变动引起的频率偏差进行调节。

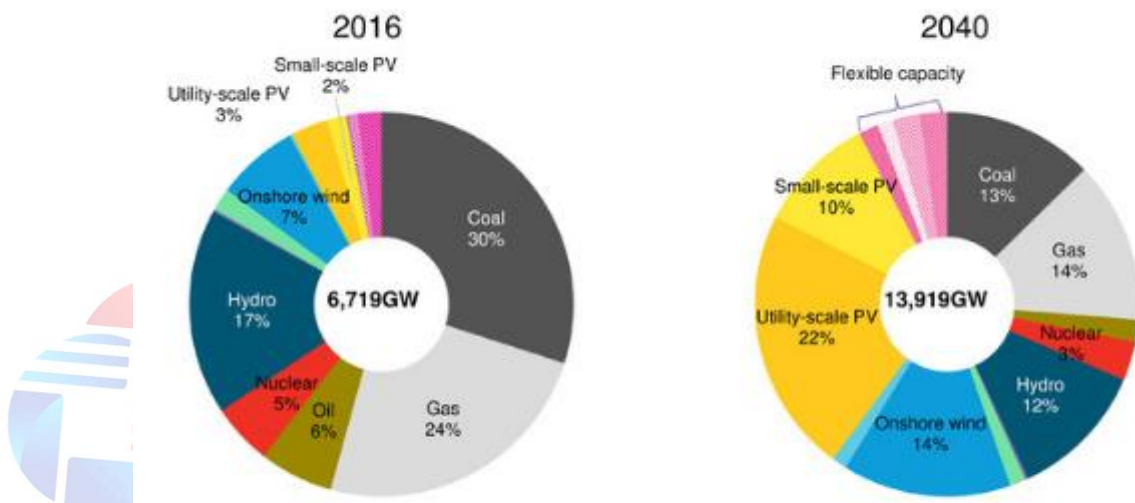
二次调频（10s~3mins）也称为自动发电控制（AGC），是指发电机组提供足够的可调整容量及一定的调节速率，在允许的调节偏差下实时跟踪频率，以满足系统频率稳定的要求。需要运行人员手动或者自动操作调速器，使发电机的频率特性平行地上下移动，进而调整负荷，使频率保持不变。二次调频可以做到频率的无差调节，且能够对联络线功率进行监视和调整。

三次调频（大于 3mins）即有功功率经济分配，其实质是完成在线经济调度，其目的是在满足电力系统频率稳定和系统安全的前提下合理利用能源和设备，以最低的发电成本或费用获得更多的、优

质的电能。

在三次调频框架中，一次调频是机组的基本服务，是用于调节电网中较小的波动是其维持在正常的范围内，电厂无法靠其获得收益。自动发电控制（Automatic Generation Control, AGC）是二次频率控制的第一种形式，AGC 系统通过监测自身频率变化及其与相邻区域之间的实际交换功率变化得到区域控制误差（Area Control Error, ACE），当其偏离平衡零点时，AGC 将调度信号传输给发电机，实施相应的提高/降低出力从而达到升/降频的目的。例如发电机脱网造成频率大幅下降超过一次调频的范围时，通过二次调频介入抑制频率下降，并逐步使频率回升到正常水平。

Global cumulative installed capacity in 2016 & 2040



Source: Bloomberg New Energy Finance

Note: Note: Flexible capacity includes power storage, demand response, and other potential resources.

彭博新能源财经：全球累计装机量变化（2016-2040）

根据彭博新能源财经发布的 2017 新能源产业报告中数据得知，2016 年全球光伏、水电等可再生能源累计装机量占比为 29%，到 2040

年全球可再生能源累计装机量在全球发电构成中占比 58%。由此随着新能源装机容量的不断上升，旧有的电网系统已经无法适应新能源接入带来的各种变化，特别是对于风电和光伏来说，由于没有办法进行一次调频，因此随着风光在电源结构中占比的不断攀升，系统调频的压力也越来越大。风能和太阳能的间歇性问题、供电时段差异和季节性差异愈发突出，给电能质量带来频率波动、电压波动、电压闪变、电压跌落及谐波等诸多影响。电网运营商为了保持供电稳定，需要增加高能耗的火电机组进行调峰调频，背离清洁能源使用初衷。

因此，基于可再生能源装机容量比例在未来二十年内不断增加，其对电网产生的波动性、随机性和波动性产生的影响将会带来持续增加的压力。电网对于调频需求也将逐渐增长来应对光伏等可再生能源带来的影响。

（二）调频的主要类型及对比

对于调频来说，传统电网中采用水电、火电和气电等机组进行调节，由于没有风光等短时间波动剧烈的电源，传统机组能较好的对电网进行调频。但是当新能源发电装机量占比逐渐上升之后，剧烈的波动需大量的传统机组来进行调频，特别是我国以煤电为主的电源结构下，火电机组的调频能力最差，因此需要建设更多的火电厂来保证电网频率，这样会造成大量的资源浪费。但是如果采用电池储能系统，则可以在降低成本的同时用较少的装机量实现更好的调频效果。储能对传统电源的调频替代作用是非常显著的。

储能装置对比传统机组调频效果比较

机组类型	发电设备爬坡能力 (%/min)	电网的短时爬坡能力需求 (MW/min)	相应发电设备总功率需求 (MW)	储能功率 (MW)	储能对传统电源的替代效果
水电机组	30	10	33.33	20	1.67
燃气机组	20	10	50	20	2.5
燃煤机组	2	10	500	20	25

资料来源：《电力系统自动化》，信达证券研发中心

根据《电力系统自动化》期刊的相关文章收集，如上表所示，假设区域电网在 2min 内有 20MW 的升功率需求，即对系统整体的爬坡能力要求 10MW/min。传统火电机组的爬坡率在 2%~5%，我们假设火电机组爬坡率为 2%/min，则需要一台容量为 500MW 的火电机组来提供调节，而采用 20MW 的储能系统就能够瞬间完成升功率的需求，即在该调节速率需求下，1 MW 储能系统提供的 AGC 调频能力相当于 25MW 火电机组的调节能力。如果系统的功率调节需求为 20MW/min，则储能的调节功率替代效果是燃煤机组的 50 倍。根据上表对比数据来看，储能调频效果是水电机组的 1.7 倍，燃气机组的 2.5 倍，燃煤机组的 20 倍以上。

因此，储能在电网 AGC 调频方面相比传统水电、火电等类型机组具有明显的性能优势。

二、市场现状及发展趋势

（一）国内储能调频市场目前处于前期示范应用阶段

目前国内参与并网发电厂辅助服务的主体主要是省级及以上电力调度交易机构直接调度的并网火力、水力发电厂。包括储能在内的

第三方电力资源、服务供应商或专业机构在现阶段政策及技术条件下无法以独立主体直接参与辅助服务市场。国内储能调频服务主要是通过通过对传统火电厂、水电厂的发电机组加装相关储能设备形成混合机组实现调频服务。

现阶段国内储能应用项目大多数仍然是示范项目，除了抽水蓄能以外，国家没有对其余储能政策进行直接补贴的政策。同时由于储能技术的多样化，制定不同技术的标准也迫在眉睫。

目前来看，储能产业市场尚未爆发其主要原因：一是受限于现行储能电池（绝大部分使用锂电池技术）成本盈利空间较为薄弱，储能行业的大规模商业化发展动力不足；二是政策不明朗，储能市场的发展尤其是调峰调频等电网相关业务，需要解决售电端的制度障碍，而之前电改一直进展缓慢，同时储能服务商未获得独立主体参与市场、服务收费标准等未确立制约了市场的发展；三是储能调频行业相关的商业模式、盈利模式未明确。

（二）国内储能市场容量

据中关村储能产业技术联盟（CNESA）发布的行业研究报告数据，截至 2018 年 6 月底，中国已投运电化学储能项目的累计装机规模为 490.2MW，占比为 1.6%，相比 2017 年底上升 0.3 个百分点。

2018 年上半年，中国新增投运电化学储能项目装机规模 100.4MW，同比增长 127%，相比 2017 年底增长 26%。从地区分布上看，江苏的新增投运项目装机规模最大，占比为 25%，同比增长 996%；从应用分布上看，电网侧的装机规模最大，为 42.6MW，占比接近 45%；从技术

分布上看，锂离子电池的装机规模最大，为 94.1MW，占比为 94%，同比增长 172%。预计到 2020 年，我国电化学储能技术的累计装机规模有望达到 2GW。

中国电化学储能市场累计装机规模（2000-2018H1）



资料来源：中国储能网、公开资料收集

从中国新增投运的电化学储能项目的技术分布上来看，2017 年，锂离子电池和铅蓄电池基本平分中国市场份额；从各类技术的应用分布上看，新增投运的锂离子电池在集中式可再生能源并网领域中所占比重最大，接近 40%；铅蓄电池主要分布在用户侧领域，所占比重超过 90%。

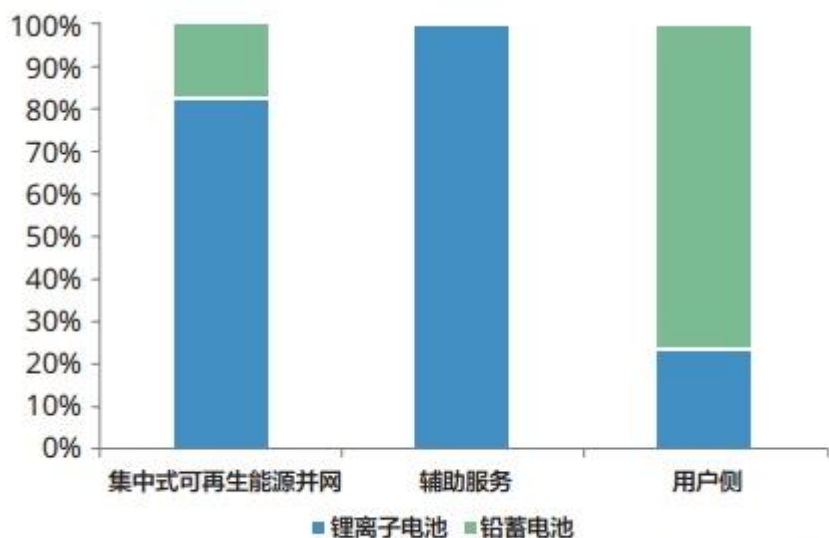
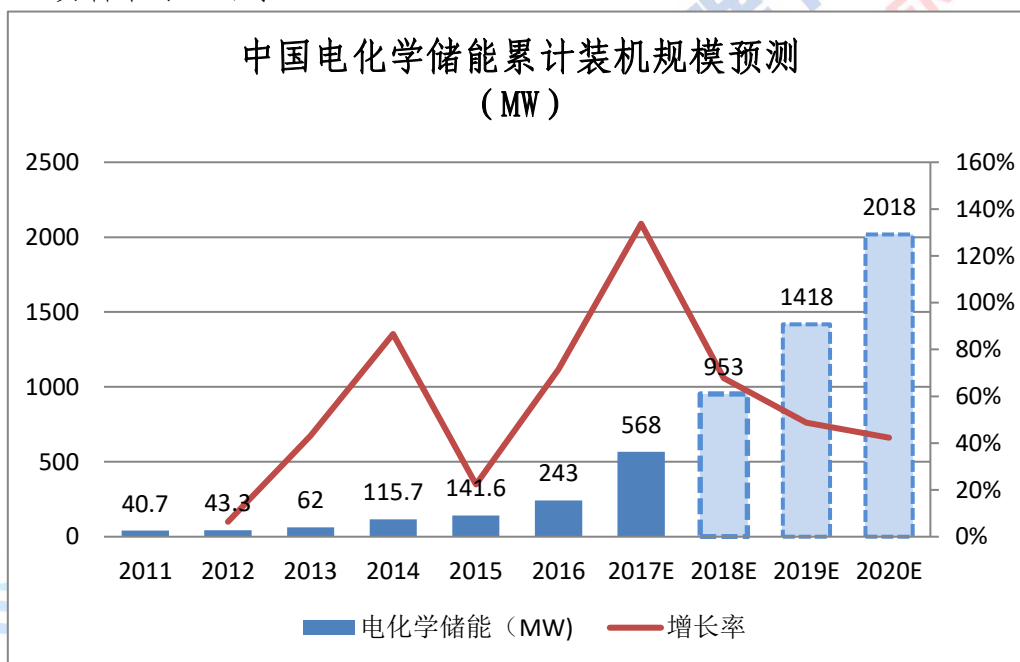


图4 2017年中国新增投运电化学储能项目各应用领域分布

资料来源：雪球、CNESA



资料来源：CNESA《储能产业研究白皮书2017》

根据《储能产业研究白皮书2017》预测数据来看，从2017年开始中国电化学储能装机增速逐渐放缓，并预计在2020年全国储能累计装机量将达到2018MW左右规模，以2016年数据计算，4年增长了约7.3倍。

（三）调频行业相关政策

国内由于改革起步晚，能量市场还不完备，因此辅助服务市场相关政策的制定也非常滞后。目前全国采用的依然是各区域的《发电厂并网运行管理细则》和《并网发电厂辅助服务管理细则》。2016年能源发展规划密集出台的同时，储能也在以越来越高的频率出现在国家能源电力发展战略、能源技术创新、可再生能源发展、互联网+智慧能源等领域的政策中。2016年6月，国家能源局发布《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿(市场)机制试点工作的通知》，确定在“三北”地区选取5个电储能设施参与电力调峰调频辅助服务补偿市场机制试点。2017年3月，国家能源局综合司发布《关于促进储能技术与产业发展的指导意见(征求意见稿)》，明确我国储能发展的路径及应用场景。相关主要的储能政策如下表所示：

国内近期储能相关政策汇总表

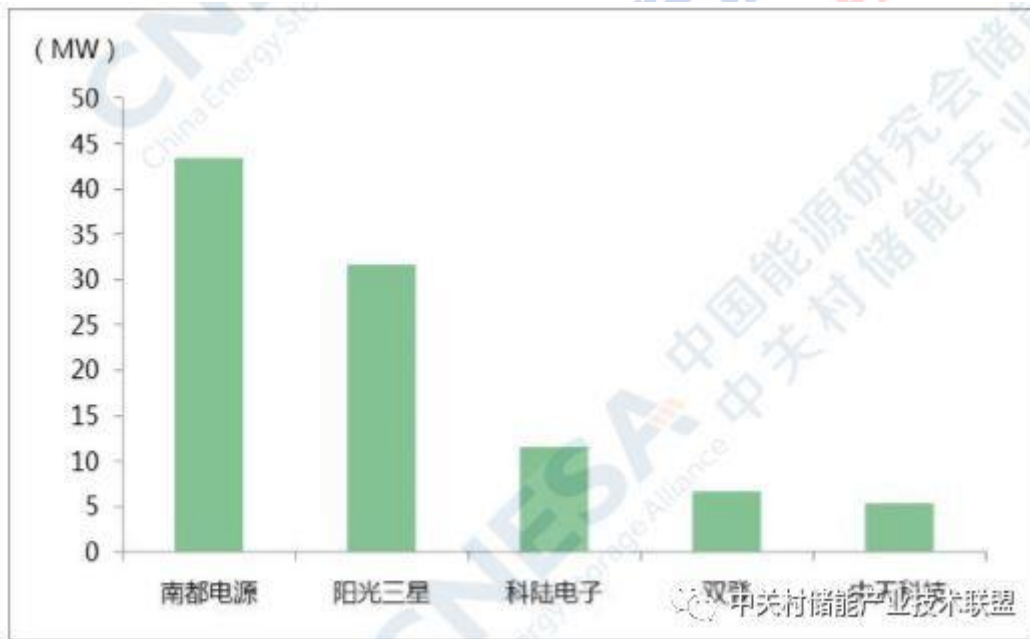
时间	相关单位	政策	内容
2016年6月	国家能源局	《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿(市场)机制试点工作的通知》	确定在“三北”地区选取5个电储能设施参与电力调峰调频辅助服务补偿市场机制试点
2016年10月	国家能源局	《关于同意开展东北区域电力辅助服务市场专项改革试点的复函》	同意开展东北电力辅助服务市场专项改革试点工作
2016年12月	国家发改委 国家能源局	《电力中长期交易基本规则(暂行)》	市场成员包括各类发电企业、售电企业、电网企业、电力用户、电力交易机构和独立辅助服务提供者等。
2017年3月	国家能源局	《关于促进储能技术与产业发展的指导意见(征求意见稿)》	未来将根据不同应用场景研究出台针

			对性补偿政策，出台纳入补偿范围的先进储能技术标准并实施动态更新，研究建立分期补偿和补偿退坡机制。结合电力体制改革，将研究推动储能价格政策。
2017年4月	国家发改委 国家能源局	《能源生产和消费革命战略》	推动互联网与分布式能源技术、先进电网

资料来源：发改委能源局，民生证券研究院

(四) 国内储能行业竞争情况

2017 中国储能系统供应商 Top10



资料来源：CNSEA

从 2017 国内储能系统供应数据来看，南都电源、阳光三星、圣阳电源、科陆电子等第一梯队占据了国内储能市场的供应绝大部分份额，具有明显行业优势。从排名来看，锂离子蓄电池和铅蓄电池的技术生产企业和系统集成商在 2016 年中国储能市场中较为活跃。从技术路线看阳光三星、科陆电子、宁德时代、欣旺达、中天储能、中航锂

电和国轩搞个的新增储能项目主要采用锂电子电池技术；圣阳电源、南都电源和双登的新增储能项目主要采用铅蓄电池技术。

（五）主要储能竞争厂商情况

南都电源（300068.SZ）：公司创立于1994年9月，公司面向通信及数据业务、绿色出行、智慧储能及资源再生领域，提供以先进阀控密封电池、锂离子电池、燃料电池为核心的系列化产品、系统解决方案及运营服务，主营业务包含阀控密封电池、锂离子电池全系列产品及系统的研发、制造、销售及运营服务。2015-2017年，公司收购安徽华铂再生资源科技有限公司，进入环保型资源再生产业，打通了蓄电池产业链。专利技术涵盖电池正负极材料、电解液、隔膜、系统集成、电池管理系统及能量管理系统等。在高温电池、铅炭电池、锂离子电池、分布式储能系统等。

科陆电子（002121.SZ）：公司专业从事用电管理系统、电子式电能表、标准仪器仪表及软件产品的研发、制造及销售。公司2016年集成路、智慧城市业务收入增加，电能表产品贡献业绩显著。目前研发的磷酸铁锂电池在DOD90%，0.3C的环境下循环寿命达到7000次（电池剩余容量为60%），度电成本在0.4元/kWh左右，技术优势达到行业领先水平。公司于2016年10月29日公告增资入股江西科能储能电池系统有限公司，占比49%，子公司一期计划投建4亿AH（安时）全自动高性能锂离子储能电池生产线。

储能是公司近年来大力发展的业务之一。公司整合了储能电池、PCS（双向变流器）、BMS（电池管理系统）、EMS（能量调度系统）等

核心技术的产业链，使得产品在质量、成本、效率等方面具有综合优势和核心竞争力。

科陆电子储能项目汇总表

项目名称	项目概况
佛山力源1MW/2.8MWh储能电站项目	主要用于佛山力源不锈钢配送中心提供削峰填谷服务，该中心从事金属加工配送，厂区白天用电负荷大，电网容量紧张，夜间用电少，此次新配置储能系统主要用于削峰填谷，增强电网白天带载能力。
西藏双湖西勘院3MW/10.08MWh储能系统项目	主体工程包括装机容量为13MW的光伏电站，7MW储能变流器、23.52MWh锂离子电池、2台1000kW柴油发电机以及双湖县城配电网系统构成。系统最高电压等级10kV，目前未能和大电网连接，是独立的可再生能源局域网系统。
夏威夷集装箱式储能系统项目	应用于夏威夷某微网小区，光伏装机容量240kW，配置100kW/750kWh磷酸铁锂储能系统。
喀麦隆总统府光储一体项目	喀麦隆已建成的最大的太阳能电站项目，公司提供了二期40kW电站的发电、控制、储能及输配电系统。
曲麻莱7.203MW光储离网电站项目	储能总容量为25.7MW，公司2MWh磷酸铁锂储能系统是电站的主干设备，每1MWh锂电池布置在一个标准的40英寸标准集装箱内。集装箱内还包含电池架以及附件、电池管理系统、直流汇流柜、消防系统、空调系统、储能双向变流器和动力配电柜等。
玉树光伏离网电站项目	2015年4月，公司获得青海玉树州无电地区独立光伏电站PC总承包合同中的3个包，负责承建143座电站，光伏装机容量为5.98MW，储能系统5.98MW/79MWh。
玉门风光储电网融合示范项目	公司新建15MW分布式光伏电站、配套6MW储能系统。已于2016年6月29日完成了系统调试，成功并入电网投入运行。
内蒙古风光储一体化户用电源项目	2015年10月，公司中标《锡盟所属9个地区2015年新能源通电设备升级改造工程项目》。单套系统储能容量9.6kWh，供货量2000套。
山西同达电厂储能AGC调频项目	于2017年3月开工建设，建设规模为9MW/4.478MWh，近日已顺利建成并即将投运。本项目投运后，将成为目前国内规模最大的储能电力调频项目。

资料来源：公司公告

山东圣阳电源股份有限公司(股票代码: 002580)是国家高新技术企业。公司创建于1991年。公司专业从事备用电源、储能电源、动力电源、新能源系统集成等产品和服务的设计、开发和运营业务。该公司核心优势为推出的能量型FCP铅炭储能电池，深循环、长寿

命、70%DOD 循环寿命可达 4200 次以上,大幅降低了储能电池度电成本并提高了储能项目应用的经济性。其先后在青海治多县、曲麻莱、共和、浙江北麂岛、上海、浙江上虞、广东广州、西藏尼玛及印度尼西亚、英国、澳大利亚等地实施建设了大批光储电站、微电网示范项目。

西藏尼玛县项目。项目一期工程包括 12MWp 光伏电站、9MW 储能电源双向逆变器、6MWh 锂电池组、26.928MWh 铅炭电池组、柴油发电机以及尼玛县城配电网系统,系统最高电压等级为 10kV,其中圣阳提供了 14.688MWh 铅炭储能系统。

睿能世纪:公司成立于 2011 年,是国内电网级别储能系统的解决方案提供商。公司由国家千人计划专家、储能行业专家、电力行业专家在内的团队创建,专注于提供火电储能联合调频系统解决方案。目前公司提供的整套调频系统核心组成包括集装箱电池系统、储能逆变器、火电储能联合调频控制系统和实时监控系統。该公司在 2013 年 9 月参与建设的京能集团所属北京石景山电池储能联合调频 2MW 项目是全球首例火电储能调频项目,目前公司已在华北区域做成了 3 个调频项目,总调频容量为 20MW。

(六) 未来政策及发展趋势

由于储能在发输配售各个领域都有相关应用场景,因此其发展非常迅速,但是相关的政策法规是制约其发展的一大因素。从全球范围来看,储能产业也是处于成长之中,以美国为例,2007 年 890 法案确认了要包括储能在内的非传统发电电源的市场主体地位,

2011 年的 755 法案解决了储能系统参与电网调频市场获得合理回报的问题，要求电网为调频服务的效果支付调频补偿费用，因此调频的实际效果和产业爆发需要政策和标准的支持。

国内储能起步较晚，近两年纲领性的储能扶持政策陆续出台，一旦更具实质性的补贴标准落地，国内储能产业有望迎来爆发。

相对于国内储能发展，海外主要发达国家自 2009 年开始，陆续推出符合各国实际情况的储能扶持政策。

从具体内容来看，各国储能扶持政策可以分为 1) 储能发展计划，政府制定明确的储能装机目标，同时以投资、税收、创新等手段扶持产业发展；2) 设备投资补贴，通过一次性设备补贴的形式，提高企业和个人客户安装储能的积极性；3) 项目补贴，根据装机容量给予补贴，鼓励投资建设大容量的储能系统。



合肥兴泰资本管理有限公司
HEFEI XINGTAI CAPITAL MANAGEMENT CO., LTD.

各国主要储能扶持政策

政策类别	国家/地区	主要内容
储能发展计划	美国，美国能源部 美国，俄勒冈州 美国，加利福尼亚州	将储能上升到战略层面，并通过政府直接投资、调整税收、支持技术创新等手段促进储能研发和应用。 法案2193-B，要求部分电力公司于2020年1月1日前采购合格的储能系统，每家电力公司购买的储能系统的总容量都不应超过该公司2014年高峰负荷的1%。 纳入输配采购及规划体系，规划2020年以前储能装机总量达到1.3GW
设备投资补贴	澳大利亚 日本 韩国	给予商业、住宅、学校和社区用户安装“光伏+储能”系统最高5000澳元的补贴；给予电动汽车用户安装充电桩最高500澳元的补贴。 基于锂电池的储能系统，共划拨100亿日元，最高给予购买者购买系统价格的2/3。家庭用户上限100万日元，商业用户上限1亿日元。 针对中小型企业，或无力购买储能系统的企业，政府将承担储能系统初始成本的50%
项目补贴	美国纽约州 德国	减负荷计划。储热项目补贴2600美元/kW，电池储能项目补贴2100美元/kW，需求响应项目补贴800美元/kW，单个项目的补贴上限1000万美元。 针对小于30 kW的光伏设施，分别给予与光伏同步建设、加装的储能设施最高不超过600欧元/Kw、660欧元/kW的补贴。

资料来源：华泰证券研究所

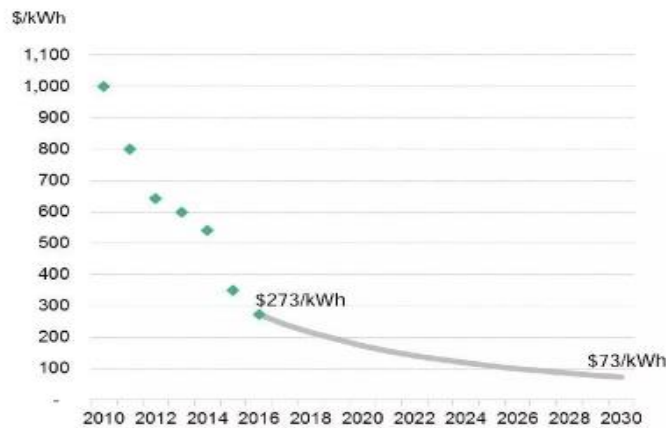
国内已有部分地区对储能调频的补贴政策等进行试点。山东省在2017年6月5日发布了《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）》，文中规定了交易品种为有偿调峰和自动发电控制（AGC），采用日前组织、日内调整的交易方式。广东于7月4日发布了《广东调频辅助服务市场建设试点方案》，但是其补偿费用依然采用先行南方区域“两个细则”相关规定进行结算，因此调频的市场建立还需时日。

根据第七届中国国际储能大会会议报道，储能扶持政策的实施细则近期将要出台，包括针对不同应用场景的补偿政策、纳入补偿范

围的先进储能技术标准、储能价格政策等。其中，储能项目的补贴政策以及价格政策还在制定中。

彭博新能源财经对全球锂电池价格预测

到2040年，锂离子电池价格将进一步下降73%



来源：彭博新能源财经

37 2017年7月25日

Bloomberg
New Energy Finance

资料来源：彭博新能源

同时，目前从已装机容量看，大部分储能调频项目均采用锂电池技术。未来储能调频技术应用主要通过锂电池技术的发展来带动。随着锂电池相关技术不断提高、规模化应用使得其成本不断降低。根据彭博新能源财经2017年新能源展望报告数据显示，2016年储能电池价格为273美元/kwh，到2040年锂电池价格将下降到73美元/kwh。这使得储能调频的经济性将更加突出。

储能调频未来发展的主要方向分为三个方面：一是储能服务以独立个体参与电力调频；二是储能调频市场、电力交易市场能够公开开放，进行市场运作；三是储能补贴政策、储能价格结算机制能够明确。

三、储能调频项目收益情况

(一) 国内储能调频服务收益来源

目前国内对于储能调频服务仍然处于示范应用阶段，其服务收入来源主要由各地区电网根据区域总体调频情况进行相应补偿。

现在全国除山东省以外，采用的依然是各区域的《发电厂并网运行管理细则》和《并网发电厂辅助服务管理细则》，各区域发布的《细则》针对调频的补偿办法不同，其中华北电网的补偿在考虑了容量补偿和可用时间补偿以外还考虑了调节性能，一定程度上使得性能更优的储能电站可以获得更多的补偿，因此本报告采用华北区域的调频进行简单分析。

国内各区域电网AGC补偿办法

区域电网	补偿办法	备注
东北电网	600元/万千瓦时	调节电量为按调度指令增发或减少的发电量绝对值之和
西北电网	1. 可调用容量补偿：火电机组每月1000元/万千瓦，水电机组每月400元/万千瓦 2. 服务贡献量补偿：火电机组800元/万千瓦时，水电机组每月200元/万千瓦时	调节电量为按调度指令增发或减少的发电量绝对值之和
华北电网	1. 可用时间补偿：10元/小时 2. 服务贡献补偿： 日补偿费用= $D \times (\ln Kp+1) \times 5$)	AGC日补偿费用=日调节深度 × 调节性能指标 × 补偿价格=$D \times (\ln Kp+1) \times 5$ 公式中： ➢ D，当日调节深度 ➢ KP, 机组AGC的综合指标情况(包括三项指标调节速率、响应速度、调节精度；每项最大值为2，KP最大等于8) ➢ 5，华北电网补偿标准，单位为MW/元

华中电网	50元/MWh	调节电量为按调度指令增发或减少的发电量绝对值之和
华东电网	1. 基本补偿：240元/MW（华东网调管辖机组），480元/MW（省调管辖机组） 2. 调用补偿：a. 节能发电调度地区补偿：增发电量50元/MWh，少发电量100元/MWh b. 年度发电计划调度地区：1元/MWh（华东网调管辖机组），50元/MWh（省市调度管辖地区）	机组基本补偿部分按AGC投用率和可调节容量的乘积进行补偿，机组AGC可调节容量为机组可投入AGC运行的调节容量上、下限之差。
南方电网	AGC容量补偿费用=AGC容量服务供应量*R1 AGC电量补偿费用=AGC实际调节电量*R2	根据AGC投运率、调节容量、调节电量对并网发电机组提供的AGC服务实施补偿，投运率为统计时段内的AGC投运时间除以机组运行时间。R1为容量补偿标准（元/MWh），各省市的补偿标准为：广东1.78，广西1.28，云南0.31，贵州1.00，海南1.41 AGC容量服务供应量=AGC当月投运率*每个调度时段的容量服务供应量之和，每个调度时段的容量服务供应量=每个时段征用的机组AGC调节容量*调节时段的长度 AGC调节容量为机组当前出力点在3min内向上可调容量和向下可调容量之和。 在96点系统中，一个调度时段长度为15min AGC实际调节电量为机组根据AGC调度指令要求比计划发电曲线增发，减发电量绝对值之和。R2为电量补偿标准（元/MWh），各省市的补偿标准为：广东14.6，广西10.49，云南7.66，贵州8.22，海南11.58。

资料来源：华泰证券研究所

（二）调频补偿收益公式

由于国内储能调频效果及经济性的测算缺乏统一标准，现行AGC储能调频服务收入标准主要按照所在地区的电网实施细则执行。参照华北电网实行的AGC调频补偿相关实施细则，对于装设AGC装置

并且由相关电力调度机构 AGC 主站控制的机组，以参与系统 ACE 控制的程度进行区分，按补偿计算时间、调节深度及调节性能的乘积进行补偿。补偿公式如下：

$$\begin{aligned} \text{AGC 日补偿费用} &= \text{日调节深度} \times \text{调节性能指标} \times \text{补偿价格} \\ &= D \times (1nKp+1) \times 5 \end{aligned}$$

公式中：

D，当日调节深度。

KP，机组 AGC 的综合指标情况（调节性能（KP）可分为三个指标：调节速率（K1）、调节精度（K2）、响应时间（K3）； $KP=K1 \times K2 \times K3$ ，每项最大值为 2，KP 最大等于 8）

K1，K2，K3 三项指标单独考核弱大于 1 不进行考核；弱小于 1，按实际参数进行考核。

5，华北电网补偿标准，单位为 MW/元

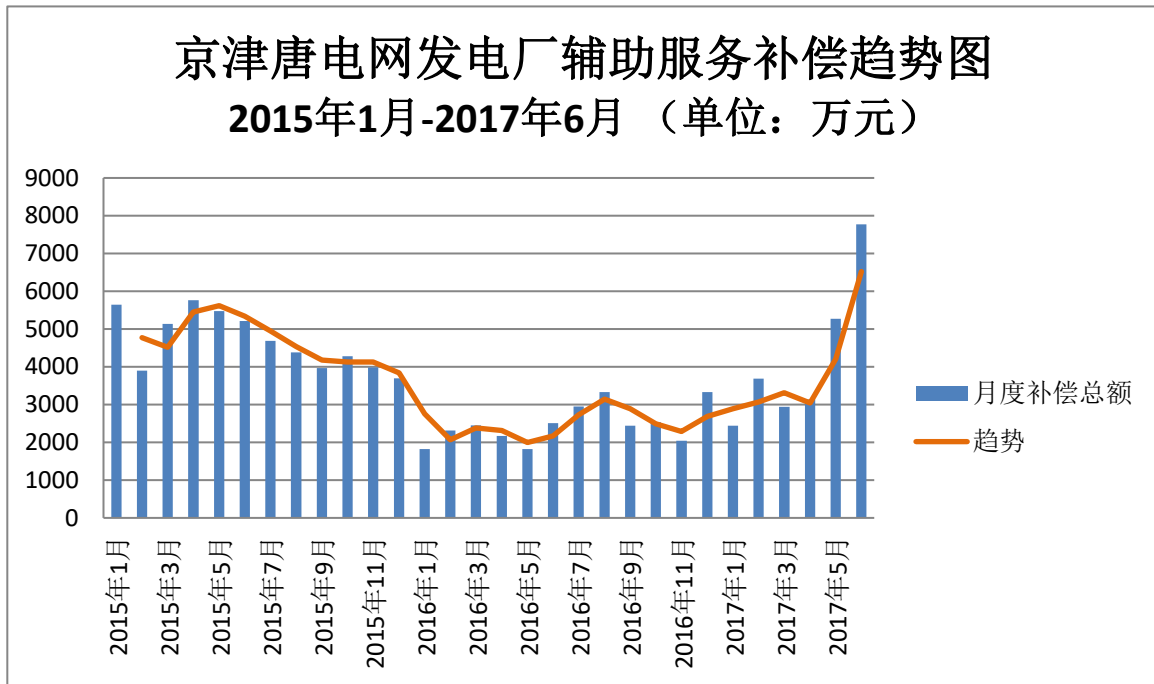
该公式中主要变量为当日调节深度 D 和调节性能指标 Kp。当日调节深度 D 主要由电厂单元机组的调节容量、电网 AGC 调节指令的频率和幅度两个因素影响。一般电网 AGC 指令运行中最大值是对应单位机组额定功率的 3%。同时，电网在所管辖的各电厂分配 AGC 指令上有较大的主动权，一般是参照各电厂的调频能力优先选择调频能力较强的优先进行 AGC 指令调节。

调节性能指标 Kp 主要由单元机组本身的调节速率、精度、响应时间等因素影响。根据我司前期对上都电厂进行调频项目考察测试发现，通过在火电机组加装储能调频装置可将 Kp 值从原先的 1.3 提

升至 5 以上。

（三）京津唐电网发电厂辅助服务补偿情况分析

根据国家能源局华北监管局的公开数据收集整理，京津唐电网发电厂辅助服务补偿费用近三年数据汇总成如下趋势图：



数据来源：国家能源局华北监管局、上都电厂储能调频资料整理

根据上述图中电网辅助补偿相关数据分析可知，京津唐电网从近三年整体趋势来看，调频补偿总费用呈现先降后平稳再上升的趋势，总体上类似于U型趋势。2015年总体呈现为前高后低的趋势，尤其是下半年下降较快。2016年整体补贴费用相对较平稳且维持其每月补偿费用均在2000万至3000万元之间，平均值为2477万元。2017年2月以来补贴总额呈现增长趋势幅度较大，6月份补贴总额已经超过7000万元。

电网辅助服务补偿费用主要由华北电网核算和分配，因此补偿费用变化情况主要受到华北电网对所辖区域发电量计划、补贴核算

等方面影响。具体原因由于其电网等官方公开渠道未发现有相关说明，目前持续关注每月数据并等待其相关信息发布后进行分析。

（四）储能调频项目测算

参照华北电网每月辅助补偿汇总信息，“两个细则”相关规定发现：华北电网对于电网辅助服务补偿费用主要是通过对电网所辖各电厂按照各自上网发电量比例进行分摊作为其来源。调频效果较好的电厂分配较多服务补偿，扣除相应的分摊费用后获得净收入。其他调频效果较差的电厂得到的补偿较少，相应净收入为负值。电网总体补偿费用总和和总补偿分摊费用大体相同。从华北电网最新月度数据来看，各电厂辅助服务净收入相差较大，最大差额超过 1500 万元。随着未来各电厂重视辅助服务均安装储能调频装置后，如电网不额外增加补偿费用，各电厂调频辅助的性能效果相当，分摊费用将与补偿费用大体相当即净收入为零。

根据信达证券行业报告中以北京石景山热电厂 2MW 锂离子电池储能电力调频项目为例测算储能调频项目经济性情况。

石景山储能调频项目总投资 2260 万元，其中电池为 1200 万元，PCS 为 600 万元，施工费用 460 万元，我们假设设备残值为 5%，因此一年的耗电量 Q ： $Q=q/31*365=871.29\text{MWh}$ 根据以上假设我们进行投资回收期测算，在第 5 年时 NPV 即可为正，IRR 达到 11%，体现了调频项目具有较好的投资前景。

石景山储能调频项目测算表

时间	0	1	2	3	4	5
收入（万元）	1017.40	1018.40	1019.40	1020.40	1020.40	
成本（万元）*	2260.00	208.47	208.47	208.47	208.47	208.47
营业利润（万元）	-	808.93	809.93	810.93	811.93	811.93
税率	25%	25%	25%	25%	25%	25%
净利润（万元）	-	606.70	607.45	608.20	608.95	608.95
NPV	154.98					
IRR	11%					

资料来源：信达证券研发中心测算

注：石景山调频项目为 2013 年建成并网运行，当时项目投资储能电池等成本与现在存在较大差距。该项目收益测算仅供参考，不作为项目测算依据。

四、风险因素

市场风险：由于调频的效果随着电力区域的扩大而逐步增加，实际上调频的效果是具有 $1+1>2$ 的效果，在大电网的背景下，由于可以进行多种方式的调频，二次调频的需求会小于各个小电网单独需求的总和，因此调频的实际市场规模要小。此外在现有补偿机制的作用下，只有普及储能的电厂规模小才能获利，一旦大范围的电厂都装备储能，那彼此的调频效果接近，导致最后谁都无法获利。此外调频效果的最优情景并非是储能占 100%，根据 PJM 的测算储能占比在 60%~85%时效果最优，因此储能市场部分可能会有过剩风险。

政策风险：政策对市场影响较大，目前辅助服务市场是政策市，未来随着电改的进一步加深，电力市场建设逐步完善，市场化的辅助服务市场有望建立，从海外的经验来看，市场化的辅助服务市场对调频市场规模有一定的抑制作用。如相关行业补贴政策推荐力度不及预期会对行业未来发展产生重大影响。

技术风险：未来储能成本下降不及预期导致储能产品商业化进度缓慢影响其行业发展。

五、行业思考

由于国内电网调频服务行业发展较晚，国内目前储能调频服务的相关商业模式、盈利模式及相关行业政策和补贴并未明确。同时，大部分储能调频项目落地项目为地区示范性项目，其项目收入来源主要是所属电网根据“两个细则”进行服务补偿。综合考虑，现阶段行业龙头企业会抓紧适合时机进行战略布局，在各地可选择经济性好、政策稳定等综合因素较好的示范性项目与电厂进行合作，提供设备和参与运营并参与电网补偿收益分成。未来随着行业补贴等政策确定、储能整体价格不断下降、项目具有较大经济性后储能调频行业将会迎来快速发展机会。

声明

- 1、本文部分内容来自互联网公开信息搜索，仅作为学习研究之用，切勿用于商业用途，否则由此引发的法律纠纷及连带责任我们概不承担。如有侵犯您的合法权益请来信告之。我们会在三个工作日内予以清除。
- 2、除部分网络搜索内容，本文所涉及文字、图片、图表等版权均归文章作者所有，未经其本人授权许可不得转载、摘编或以其他方式使用。对相关侵权行为，我们将保留追究其法律责任的权利。