



# 储能将迈向实质性商业化阶段

## 投资要点

- 能源局近日下发了《关于促进储能技术与产业发展的指导意见(征求意见稿)》，明确提出要为储能产业发展建立补偿机制，给予储能市场参与主体无限期待。提出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。建立健全补偿监管机制，严惩违规行为。结合电力体制改革研究推动储能价格政策。
- 储能的市场规模，根据中关村储能联盟的测算，预计到2020年，理想情景下，总装机规模将达到24.2GW，常规情景下，总装机规模将达到14.5GW。按照2015年年底中国总装机规模105.5MW来算的话，年均复合增长率将达到170%。
- 储能示范项目已经证明其调峰调频的优势。2013年9月北京源深节能技术在京能集团内部选择电厂建设储能调频示范项目，项目投运以来，储能系统总体充放电效率达到85%以上，电池的充放电效率达到94%以上。在石热机组AGC调节性能优化之后，3号机与储能系统的配合效果大幅提升，稳居华北电网区域调频性能最优地位，机组调频收益最高日增5倍。对于电储能系统而言，在额定功率范围内，都可以在1秒内以99%以上的精度完成指定功率的输出，综合响应能力完全满足在AGC调频的时间尺度内的功率变换需求。如果采用电储能技术，AGC跟踪曲线几乎与AGC指令曲线重合，调节反向、调节偏差以及调节延迟等问题将不会出现。针对系统的AGC调频功能，储能技术的调节能力数倍于传统机组。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。系统的调节需求越紧迫，储能技术的优势越明显。根据美国西北太平洋国家实验室的仿真研究，结合加州电力市场的电源特点，平均来看，储能调频效果是水电机组的1.7倍，是燃气机组的2.5倍，是燃煤机组的20倍以上。
- 国内公司参与储能项目热情高涨。2016年的电化学储能项目大都集中在三北地区，还有实行分时电价的江苏地区。目前国内上市公司有十多家进行储能的研究与市场开拓。我们预计，随着储能政策催化剂的不断落地，储能市场空间逐步打开，推荐关注南都电源（目前停牌中）。

## 重点公司盈利预测与评级

代码	名称	当前价格	投资评级	EPS (元)			PE		
				2016A	2017E	2018E	2016A	2017E	2018E
300068	南都电源	20.14	买入	0.48	0.67	0.88	40.15	30.06	22.89

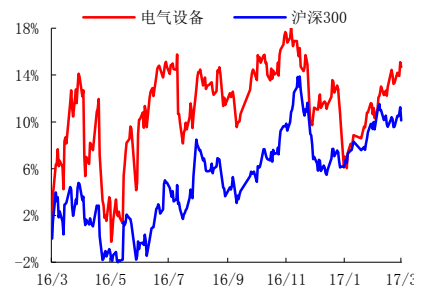
数据来源：公司公告，西南证券

## 西南证券研究发展中心

分析师：李佳颖  
 执业证号：S1250513090001  
 电话：023-63786561  
 邮箱：lijy@swsc.com.cn

联系人：谭菁  
 电话：010-57631196  
 邮箱：tanj@swsc.com.cn

## 行业相对指数表现



数据来源：聚源数据

## 基础数据

股票家数	175
行业总市值(亿元)	19,531.56
流通市值(亿元)	19,137.17
行业市盈率 TTM	44.8
沪深300市盈率 TTM	13.4

## 相关研究

1. 电力设备行业周报 (03.13-03.17)：二月份用电量数据向好，持续看好分布式光伏 (2017-03-20)
2. 电力改革：设备企业机会涌现，售电改革道阻且长 (2017-03-13)
3. 电力设备行业周报 (03.06-03.10)：新能源产业景气度回升，光伏下游需求或回暖 (2017-03-13)
4. 电力设备行业周报 (2.27-3.5)：动力锂电强者恒强，LNG重卡风云再起 (2017-03-06)
5. 电力设备行业周报 (02.20-02.26)：国网充电桩招标在即，关注北京新能源首批目录的投资机会 (2017-02-27)

## 目 录

<b>1 储能应用场景已明确</b> .....	<b>1</b>
<b>2 电源结构发生根本变化，储能调峰调频必要性凸显</b> .....	<b>1</b>
2.1 储能调频效果大大超过传统调频方式 .....	2
2.2 美国 PJM 市场提供储能调频辅助先行经验 .....	4
<b>3 国内储能市场定位逐步清晰</b> .....	<b>5</b>
3.1 电监会两个细则为辅助服务市场铺路 .....	5
3.2 电改提出辅助服务分担共享新机制 .....	6
3.3 储能征求意见稿明确提出建立补偿机制，将直接推动其商业化进程 .....	7
3.4 商业化渐近，国内储能市场群雄并起 .....	7

## 图 目 录

图 1: 火电发电利用小时数不停下降 .....	1
图 2: 风电发电利用小时数处于低位 .....	1
图 3: 三北地区弃风率高企 .....	2
图 4: 三北地区风电利用小时逐年下降 .....	2
图 5: 火电机组实际跟踪电网 AGC 指令进行功率调节的过程 .....	3
图 6: PJM 业务范围 .....	4
图 7: PJM 市场快速调频服务的价格远低于常规调频服务 .....	5
图 8: 用电高峰期快速调频资源占总调频资源的百分比 .....	5
图 9: 截至 2015 年底国内储能运行项目应用累计装机分布 .....	8

## 表 目 录

表 1: 储能应用场景测算 .....	1
表 2: 储能调频效果远超其他调频机组 .....	3
表 3: 各类储能投资成本对比 .....	6
表 4: 国内储能项目一览表 (不完全统计) .....	8
表 5: 上市公司储能业务布局一览表 .....	9

## 1 储能应用场景已明确

我们在之前的储能专题报告中，已经对于储能的技术类型、应用范围做了详细的阐述。截至 2015 年底，全球累计运行储能项目（不含抽水蓄能、压缩空气和储热）共 327 个，装机规模 946.8MW。从区域上看，美国仍然是占据全球第一的装机量，其次是日本和中国。从技术上看，无论是运行中还是在建项目，锂离子电池都占据累计装机第一的位置。

储能的市场规模，根据中关村储能联盟的测算，预计到 2020 年，理想情景下，总装机规模将达到 24.2GW，常规情景下，总装机规模将达到 14.5GW。按照 2015 年年底中国总装机规模 105.5MW 来算的话，年均复合增长率将达到 170%。

表 1：储能应用场景测算

应用领域	常规情景装机规模 (GW)	理想情景装机规模 (GW)
大规模集中式可再生能源	5.4	9
分布式发电和微网	8	13.5
调频辅助服务	1	1.2
延缓输配电扩容升级	0.1	0.5
总计	14.5	24.2

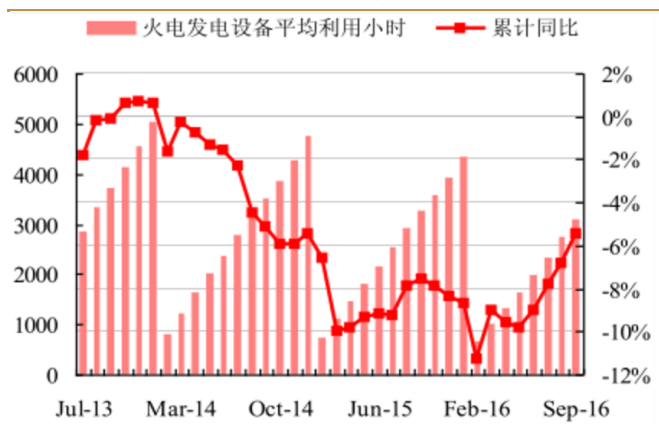
数据来源：CNESA，西南证券整理

从应用场景来说，大规模集中式和分布式的规模更广。本篇主要想探寻储能的调频辅助服务市场。

## 2 电源结构发生根本变化，储能调峰调频必要性凸显

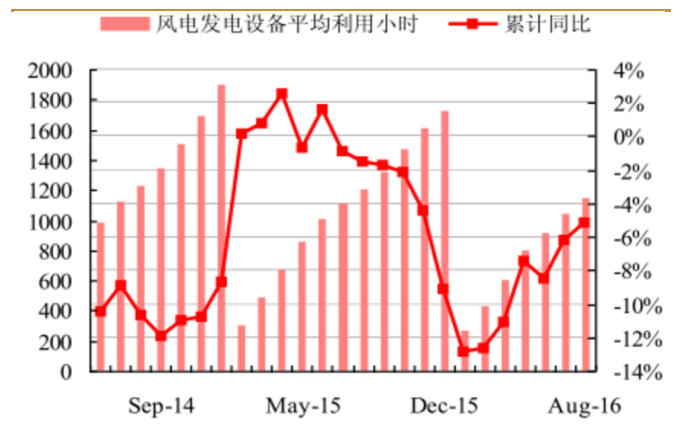
截至到 2016 年全国发电设备累计平均利用小时为 3809 小时，比上年同期降低 167 小时。其中，水电 3633 小时，比上年同期增加 169 小时；火电 4239 小时，比上年同期降低 167 小时；核电 6856 小时，比上年同期降低 376 小时；并网风电 1683 小时，比上年同期增加 29 小时；太阳能 1059 小时，比同期减少 79 小时。

图 1：火电发电利用小时数不停下降



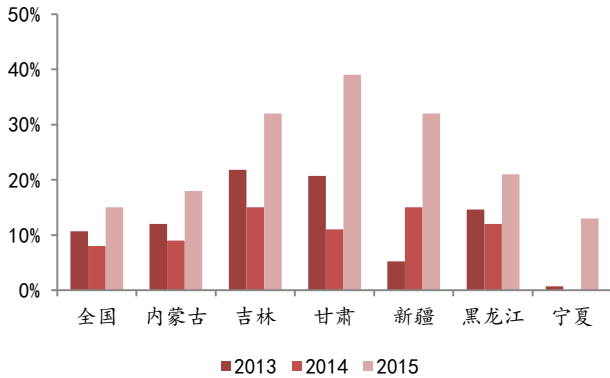
数据来源：CNESA，西南证券整理

图 2：风电发电利用小时数处于低位

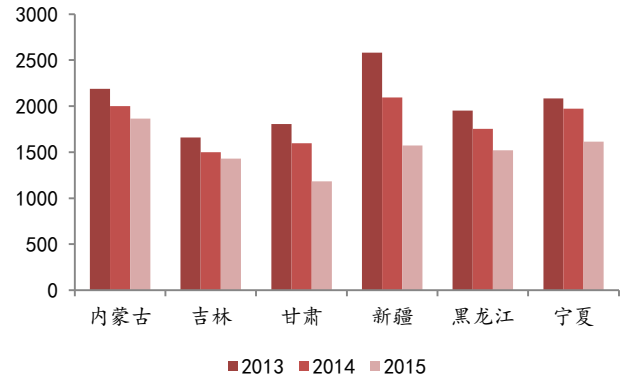


数据来源：MonitoringAnalytics，西南证券整理

由于风电的大规模增长，三北地区的风电问题非常突出。2015年，我国风电弃风限电形势历年最严峻，全年弃风电量 339 亿千瓦时，平均弃风率 15%，其中弃风较重的地区是内蒙古弃风电量 91 亿千瓦时、弃风率 18%；甘肃弃风电量 82 亿千瓦时、弃风率 39%；新疆弃风电量 71 亿千瓦时、弃风率 32%；吉林弃风电量 27 亿千瓦时、弃风率 32%。

**图 3：三北地区弃风率高企**


数据来源：MonitoringAnalytics, 西南证券整理

**图 4：三北地区风电利用小时逐年下降**


数据来源：MonitoringAnalytics, 西南证券整理

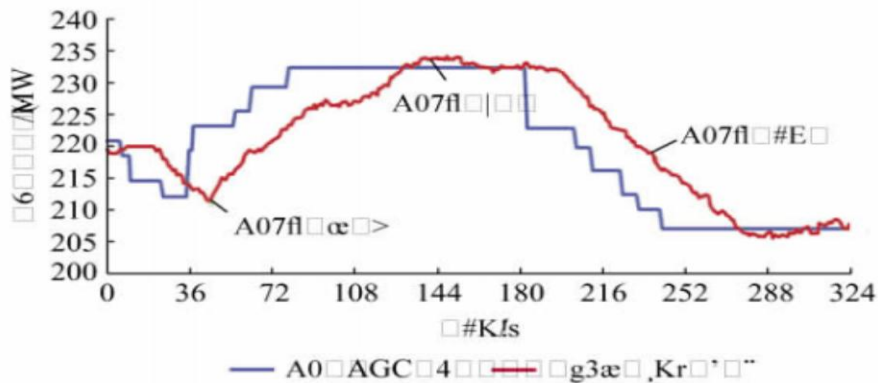
由于各类电厂年运行小时数主要依据年发电计划确定，各地经济运行主管部门甚至对每一台机组下达发电量计划，由于火电年度电量计划为刚性计划，火电企业和地方政府不愿意让出火电电量空间，调度为了完成火电年度计划不得限制可再生能源发电的电量空间。这种方式必然无法保障可再生能源发电优先上网。

中国三北地区电网中，AGC 调频电源几乎全部为火电机组，高性能调频电源稀缺，系统整体 AGC 调频能力有限。三北是中国风电集中开发的地区，除调峰问题外，风电的大规模并网将显著增加电网的 AGC 调频需求。特别是在冬季风电大发的时期，大量火电机组进入供热期运行，又进一步限制了电网的调频能力，“三北”电网增加的调频需求与有限的调频能力之间的不平衡状况加剧，将危及电力系统运行安全，并从根本上制约风电的开发利用。也正因此，国家在 2016 年出台了《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿机制试点工作的通知》。

## 2.1 储能调频效果大大超过传统调频方式

与传统电源相比，储能为电网提供调频的技术优势较明显，经济性也将逐渐呈现，能有效改善电力系统的运行效率。一般电网调频功能主要由水电机组、燃气机组以及燃煤机组等传统电源提供。由于这些电源均由具有旋转惯性的机械器件组成，将一次能源转换成电能将经历一系列过程，这些电源的 AGC 调频性能与电网的调节期望相比有差距，具体表现为调节的延迟、偏差等现象。

图 5：火电机组实际跟踪电网 AGC 指令进行功率调节的过程



数据来源：《储能在美国调频市场中的发展及启示-陈大字》、西南证券整理

对于电储能系统而言，在额定功率范围内，都可以在 1 秒内以 99% 以上的精度完成指定功率的输出，综合响应能力完全满足在 AGC 调频的时间尺度内的功率变换需求。如果采用电储能技术，AGC 跟踪曲线几乎与 AGC 指令曲线重合，调节反向、调节偏差以及调节延迟等问题将不会出现。针对系统的 AGC 调频功能，储能技术的调节能力数倍于传统机组。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。系统的调节需求越紧迫，储能技术的优势越明显。

根据美国西北太平洋国家实验室的仿真研究，结合加州电力市场的电源特点，平均来看，储能调频效果是水电机组的 1.7 倍，是燃气机组的 2.5 倍，是燃煤机组的 20 倍以上。

表 2：储能调频效果远超其他调频机组

机组类型	发电设备爬坡能力/ (%·min-1)	电网的短时爬坡能力 需求 / (MW·min-1)	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	5500	20	25

数据来源：《储能在美国调频市场中的发展及启示-陈大字》、西南证券整理

从经济性来说，基于目前的储能产业状况，适合调频的电储能系统单位平均初始投资约为 2500-3000 元 / kWh 左右，在储能 AGC 调度策略下，系统的运行寿命大约可以达到 10 年，按照 6% 的年利率水平计算，年折旧费为 400 元/kW。如果采用铅炭电池，成本下降一半以上。相比之下，目前火电机组的建设成本平均约为 3500 元 / kW，按照 20 年的项目生命周期来估算，同样采用 6% 的年利率水平计算，年折旧费约为 300 元 / kW。

从运营成本上来说，铅炭电池已经具备很强的经济性，但毕竟运行时间短，技术尚需检验。锂电池和火电相比仍然是火电的更经济，但是考虑到储能的调频效果大大超过传统调频，企业投资储能的动力还是存在的。这个需要政策上对调频服务市场进行支持。

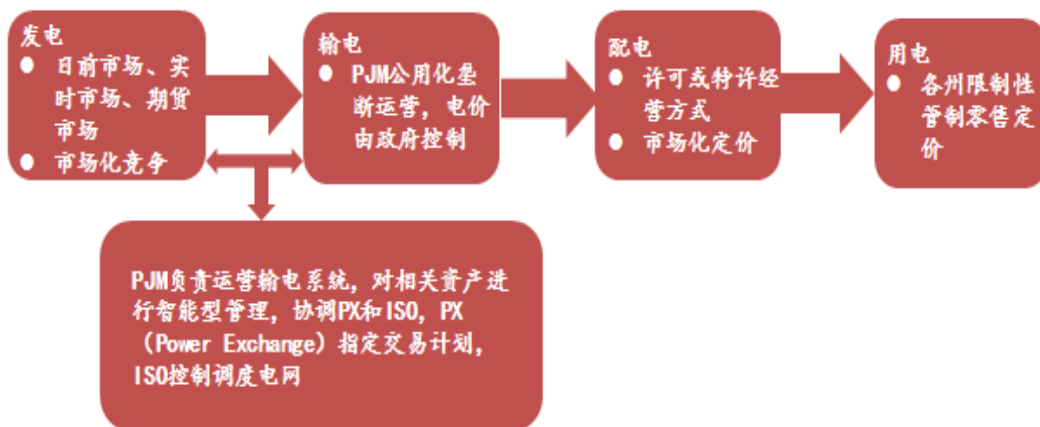


## 2.2 美国 PJM 市场提供储能调频辅助先行经验

美国从 2000 年初就开始重视储能，并着手进行了 7 年的跟踪研究，发现储能参与调频的效率是火电机组的 20 倍。随后，美国通过 2007 年的“890 法案”要求区域电力市场允许储能等非传统发电电源提供 AGC 调频服务；2011 年推出的“755 法案”解决了储能系统参与电网 AGC 调频的合理回报问题；2013 年 7 月，“784 法案”进一步解决了储能的身份问题，并增强了辅助服务市场的竞争力和透明度；2013 年 11 月，“792 法案”为储能开设了快速并网审批通道，进一步扫清了储能系统的并网障碍。

美国 PJM 已经拥有 900 多家配售电公司，它是美国最大的区域电力市场运营商，不拥有输电资产，主要对其控制区中的所有发输电设备的运行进行统一的运行调度，确保电网的安全可靠运行及满足用户需求。PJM 也是全球最大的趸售电力市场，允许其市场参与者进行日前能量、实时能量、辅助服务和容量交易。

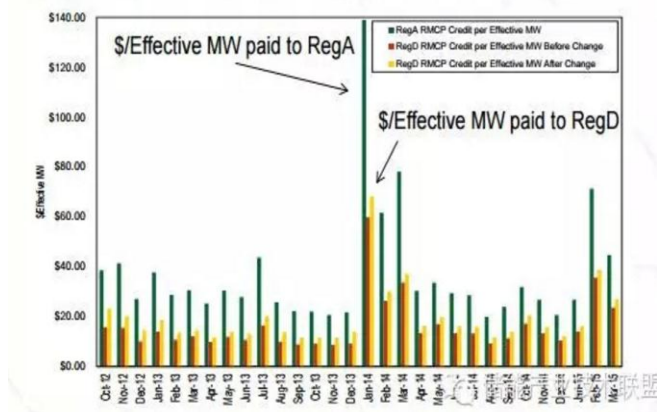
图 6：PJM 业务范围



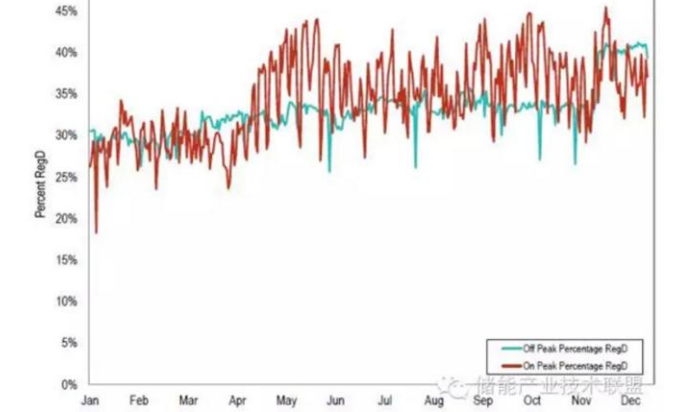
数据来源：中国储能网、西南证券整理

PJM 调频市场是先进储能技术应用最多的大陆电力市场。大量规模在 10-100MW 的储能项目在近期公布或投运，其中规模最大的项目更是高达 500MW。目前 PJM 市场中提供快速调频服务的储能系统已经达到 110MW，并且还有 100MW 项目尚处于储备或规划中。

PJM 市场的监督机构曾对 PJM 市场状况进行了过长达数季度的持续跟踪。在其发布报告中指出，就单位有效兆瓦的快速调频服务价格而言，PJM 市场快速调频服务的价格远低于常规调频服务(约 56%)。2015 年，在某些月份中快速调频资源已经占到总调频资源的 42%，有时甚至高达 70%，快速调频服务的价格在 \$20-50/MW 之间（相当于常规调频服务价格的一半）。

**图 7：PJM 市场快速调频服务的价格远低于常规调频服务**


数据来源：MonitoringAnalytics，西南证券整理

**图 8：用电高峰期快速调频资源占总调频资源的百分比**


数据来源：MonitoringAnalytics，西南证券整理

### 3 国内储能市场定位逐步清晰

储能系统不是传统意义上的电源，本身不提供额外电力，只是能量的灵活吞吐与转移，现阶段缺乏专门的并网运行规范和电价机制，如果按常规电源对待，并网程序又不完全适用，因此很难作为独立调度对象运行。如果没有电力市场、没有调频电价、没有相关并网准入规程、没有储能电价，说明储能系统没有自身合理的定位。

#### 3.1 电监会两个细则为辅助服务市场铺路

在现行体制下，原电监会制定的两个细则《发电厂并网运行管理实施细则》和《并网发电厂辅助服务管理实施细则》，在很大程度上起到了辅助服务市场的作用，为未来新电改体制下的辅助服务市场铺路。根据华北区域的两个细则，并网发电厂要根据电力调度指令提供辅助服务，并执行辅助服务考核和补偿。对发电机组提供 AGC 服务属于有偿辅助服务，按可用时间及 AGC 服务贡献分别补偿。

尤其是在京津唐电网 AGC 调频服务市场，通过设计按效果补偿公式，引入 AGC 有偿服务和初步市场竞争机制，2010 年以来发电机组平均 AGC 调频能力提高了 80% 以上，极大保障了区域供电质量。

2013 年 9 月北京源深节能技术在京能集团内部选择电厂建设储能调频示范项目，证明储能技术应用于电力辅助服务在技术上可行且有成功的国际经验，有助于提高电力系统运行效率的安全性，对解决可再生能源快速发展带来的调频压力上升提供帮助。

储能系统和石热 3 号机组联合调频运行，机组本身对储能系统无需调控，储能可自动调控。石热储能项目投运以来，需要每天 24 小时不间断运行，以满足电网 AGC 调频的要求，平均每两分钟左右就需要完成一次调节任务，充放电次数累计达到 40 万次以上。储能系统大部分时间运行在浅充浅放状态，超过 10% 放电深度的调节任务仅占比 1.5%，保障了储能系统的运行寿命。储能系统总体充放电效率达到 85% 以上，其中电池的充放电效率达到 94% 以上。



储能系统可用率达到 98% 以上。从 2014 年 4 月到 2015 年 3 月的 12 个月时间内，储能系统故障停机时间共计 5.01 天，系统可用率达 98.4%。以 1.5 兆瓦的调频指令为例，常规机组要几分钟才能跟上，储能的响应速度能达到秒级。在 2014 年 4 月石热机组 AGC 调节性能优化之后，3 号机与储能系统的配合效果大幅提升，稳居华北电网区域调频性能最优地位，机组调频收益最高日增 5 倍。

石热储能电力调频系统是个案，只有建立真正的辅助服务市场，明确调频电价之后，才真正具有推广意义。储能脱离电厂，作为单独的主体进入电力系统，从技术上不难实现，主要问题是确定谁是投资主体，如何结算电价。试点项目中，储能系统的定位是发电机组的附属设备，很难充分发挥储能技术的全部优势和潜力。储能单独进入电力系统，需要国家能源局的审批并网准入，需要发改委定价，还需要运行局确认利用小时数。储能不是发电资产，只是需要的时候按照电网指令随机运行。因此应开展储能单独被电网调度的试点，考察其稳定可靠性及经济成本是否能收回。只有推动针对性的政策，给予储能合法身份，才能打通储能系统在发电、输配、需求侧的应用。

表 3：各类储能投资成本对比

年份	技术类型	计划服役年限 (年)	能量转换效率 (%)	投资成本 (元/千瓦)	投资成本 (元/千瓦时)
2013	超临界压缩空气	30-40	40-50/40-45	12000-18000	3000-4500
	锂离子电池	5	90-95	4500-6000	4500-6000
	铅炭电池	5	70-85	1400-1500	1400-1500
	全钒液流电池	≥10	75-85	17500-22500	3500-4500
2015	超临界压缩空气	30-50	50-60	8000-10000	2000-2500
	锂离子电池	5-8	90-95	2000-3000	2000-3000
	铅炭电池	5-8	70-85	800-1300	800-1300
	全钒液流电池	≥10	75-85	17500-19500	3500-3900
2020	超临界压缩空气	30-50	60-70	4000-6000	1000-1500
	锂离子电池	5-8	90-95	1000-1500	1000-1500
	铅炭电池	5-8	70-85	500-600	500-600
	全钒液流电池	≥10	75-85	14000-15000	2800-3000

注：锂离子电池为 1 小时磷酸铁锂电池系统；铅炭电池为 1 小时系统；全钒液流电池为 5 小时系统；超临界压缩空气为 4 小时系统。此处投资成本为系统成本，含电池管理系统。数据来源：中关村储能产业技术联盟 (CNESA) 统计整理

### 3.2 电改提出辅助服务分担共享新机制

9 号文提出，要建立辅助服务分担共享新机制。适应电网调峰、调频、调压和用户可中断负荷等辅助服务新要求，完善并网发电企业辅助服务考核新机制和补偿机制。根据电网可靠性和服务质量，按照“谁受益、谁承担”的原则，建立用户参与的服务分担共享机制。

新政突破了原有的辅助服务补偿和分摊都在发电企业内部流通的局限性，“谁受益、谁承担”体现了电力市场以“公平”为基础的精神。在我国电网运行状况日趋复杂，电力用户的电能质量和供电可靠性要求日趋提升的背景下，辅助服务市场必然需要更多、更优质的辅助服务提供主体，在新政逐步解决辅助服务补偿资金来源的根本问题后，势必会有更多元、更先进的技术进入市场，进而在提升市场运行效率的同时，有效保障电网的安全运行。

2016年6月国家能源局正式出台的《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》，开启储能参与调峰调频辅助服务市场的大门。根据《通知》的相关规定，我国将逐步建立电储能参与的调峰调频辅助服务共享新机制，充分发挥电储能技术在电力调峰调频方面的优势，电力储能系统在获得参与电网调峰调频等辅助服务身份的同时，也能够按应用效果获得应有的收益。

《通知》呈现出以下几个突出的特点，一是选择系统调峰压力大、调峰调频标准高、辅助服务补偿机制较灵活的“三北”地区作为试点区域。二是明确了电储能作为独立的电力市场主体的地位，成为独立的辅助服务提供主体，并收取相关服务费用。三是试点的范围广，投资主体多元化，储能系统既可以安装在发电侧的风电场、光伏电站和火电厂等，也可以在用户侧的小区、楼宇、工商企业等地；既可以与其他发电机组联合，也可以独立提供服务；而且发电企业、售电企业、电力用户、电储能企业均可以投资建设储能设施。四是提出了电储能设施充放电价格机制以及参与门槛，既对储能系统提出了要求和约束，也为其实现经济运行创造了条件。最后一点是提出了切实可行的保障措施，对电网企业、调度机构、储能业主单位和政府部门都提出了要求，为项目落实实施提供了保障支持。

### 3.3 储能征求意见稿明确提出建立补偿机制，将直接推动其商业化进程

能源局近日下发了《关于促进储能技术与产业发展的指导意见(征求意见稿)》，明确提出要为储能产业发展建立补偿机制，并将储能与电力体制改革结合起来，允许储能通过市场化方式参与电能交易。

意见稿提出：建立健全储能参与辅助服务市场机制。参照火电厂提供辅助服务相关政策和机制，允许储能系统和机组联合或作为独立主体参与辅助服务市场竞争。根据电力市场发展逐步优化，形成“按效果付费、谁受益谁付费”的价格补偿机制。

完善用户侧储能系统支持政策。结合电力体制改革，允许储能通过市场化方式参与电能交易。支持用户侧建设的一定规模的电储能设施与发电企业联合或作为独立主体参与调频、调峰等辅助服务。

充分吸收国外经验，将先进储能纳入可再生能源发展、配电网建设、智能电网等专项基金支持范围。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。建立健全补偿监管机制，严惩违规行为。结合电力体制改革研究推动储能价格政策。

补偿机制是最直接刺激储能市场爆发的催化剂，目前技术条件下的储能经济优势还不突出，如果有了补偿，将大大缩短投资回报期。此次意见稿的提出，证明国家促进储能市场商业化的方向坚定。我们预计今年能够落地某些应用场景的补偿方式，将直接推动储能的商业化进程。

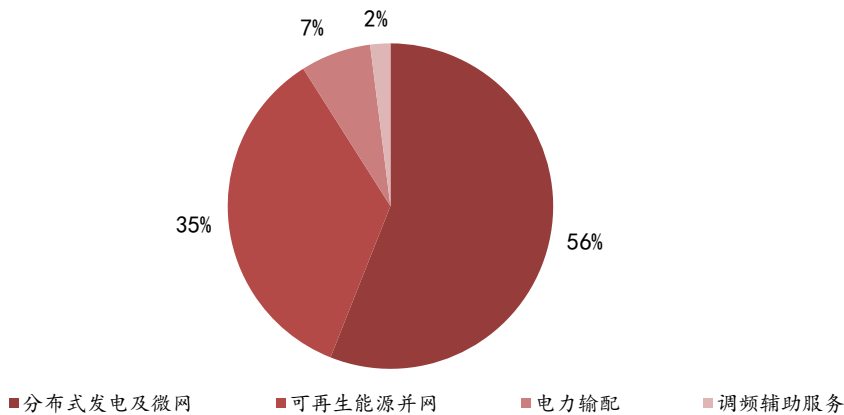
### 3.4 商业化渐近，国内储能市场群雄并起

目前，国内的储能市场主要分为两类，一类是用户端分布式发电及微电网中储能的应用，占比大约为56%，另一类是集中式风光电站(可再生能源并网)储能应用，占比约为35%，

目前两者累计装机规模已超过国内市场的 90%，电力输配和调频辅助服务占到 9% 左右的市场份额。

由于储能在国内不具有市场主体地位、补偿机制不明确、调度经验缺乏等原因，目前仍处于产业化初期，并未形成成熟的商业模式，主要以功能性示范项目为主。

**图 9：截至 2015 年底国内储能运行项目应用累计装机分布**



数据来源：CNESA 数据库，西南证券整理

我们梳理了自 2012 年至今的储能示范项目，随着储能示范项目积累的运行经验以及技术提升带来的成本下降，我们认为，目前储能已经在分布式发电与微网、电力辅助服务、用户侧需求响应和电动汽车车电互联等四个领域出现市场机会和商业化模式。

**表 4：国内储能项目一览表（不完全统计）**

储能类型	储能项目	应用方向	时间
压缩空气	廊坊超临界压缩空气储能示范项目	传统电力系统	2015-02
	内蒙古巴彦淖尔压缩空气项目		2012-08
熔融盐蓄热	首航节能敦煌塔式光热电站	传统电力系统	2014-09
	中海阳西藏槽式光热电站	传统电力系统	
	德令哈光热发电项目	传统电力系统	2014-07
铅蓄电池	南京供电公司微电网储能项目	分布式发电及微网	2015-10
	中广核祁连离网电站项目	分布式发电及微网	2015-02
	北鹿岛离网光伏项目	分布式发电及微网	2015-02
	中广核麻栗集装箱储能项目	分布式发电及微网	2014-05
	离网型分布式光水蓄互补示范系统	分布式发电及微网	2014-05
锂离子电池	贵州安顺储能电站项目	传统电力系统	2012-04
	RayPower 石景山调频项目	传统电力系统	2014-05
	Electrovaya 矿业项目	分布式发电及微网	2015-02
	高安屯电动汽车充换电站	电动汽车	2012-08
铅炭电池	青岛薛家岛电动汽车智能充换储放一体化示范电站	电动汽车	2012-08

数据来源：CNESA 数据库，西南证券整理

储能业务从电池端到运营服务端包含电池（锂电池、铅炭电池、铅酸蓄电池）——BMS——PCS——EMS——系统集成——运营服务六个业务板块，我们对目前上市公司的业务进行了梳理，目前将六个板块均布局最完善的是三家公司：南都电源、比亚迪和猛狮科技。

**表 3：上市公司储能业务布局一览表**

上市公司	锂电池	铅炭电池	铅酸蓄 电池	BMS (电池管理系统)	PCS (储能换流器)	EMS (能量管理控制)	系统集成	运营服务
圣阳股份	√	√	√	√			√	
科陆电子	√			√	√		√	
阳光能源	√				√	√	√	
南都电源	√	√	√	√	√	√	√	√
雄韬股份	√	√	√	√			√	√
比亚迪	√			√	√	√	√	√
猛狮科技	√		√	√	√	√	√	√
中恒电气						√	√	√
亿纬锂能	√			√		√	√	√
协鑫集成				√		√	√	√
智光电气				√	√			
欣旺达	√			√			√	√
彩虹精化				√			√	√
科华恒盛					√	√	√	√
易事特					√	√	√	√
科士达			√		√		√	

数据来源：上市公司公告，西南证券整理

我们认为 2017 年储能板块随着政策利好的逐步释放有望迎来板块的行情。综合考虑储能对于上市公司的业绩弹性，我们仍然建议关注龙头南都电源，公司目前还在停牌，复牌之后建议积极关注。

## 分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，报告所采用的数据均来自合法合规渠道，分析逻辑基于分析师的职业理解，通过合理判断得出结论，独立、客观地出具本报告。分析师承诺不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接获取任何形式的补偿。

## 投资评级说明

公司评级	买入：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅在 20%以上
	增持：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于 10%与 20%之间
	中性：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于-10%与 10%之间
	回避：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅在-10%以下
行业评级	强于大市：未来 6 个月内，行业整体回报高于沪深 300 指数 5%以上
	跟随大市：未来 6 个月内，行业整体回报介于沪深 300 指数-5%与 5%之间
	弱于大市：未来 6 个月内，行业整体回报低于沪深 300 指数-5%以下

## 重要声明

西南证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证券监督管理委员会核准的证券投资咨询业务资格。

本公司与作者在自身所知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本报告仅供本公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本公司或关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行或财务顾问服务。

本报告中的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告，本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，本公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

本报告版权为西南证券所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为“西南证券”，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

## 西南证券研究发展中心

### 上海

地址：上海市浦东新区陆家嘴东路 166 号中国保险大厦 15 楼

邮编：200120

### 北京

地址：北京市西城区金融大街 35 号国际企业大厦 B 座 16 楼

邮编：100033

### 重庆

地址：重庆市江北区桥北苑 8 号西南证券大厦 3 楼

邮编：400023

### 深圳

地址：深圳市福田区深南大道 6023 号创建大厦 4 楼

邮编：518040

## 西南证券机构销售团队

区域	姓名	职务	座机	手机	邮箱
上海	蒋诗烽	地区销售总监	021-68415309	18621310081	jsf@swsc.com.cn
	张方毅	机构销售	021-68413959	15821376156	zfyi@swsc.com.cn
	邵亚杰	机构销售	02168416206	15067116612	syj@swsc.com.cn
	郎珈艺	机构销售	021-68416921	18801762801	langjiayi@swsc.com.cn
	黄丽娟	机构销售	021-68411030	15900516330	hlj@swsc.com.cn
	欧阳倩威	机构销售	021-68416206	15601822016	oyqw@swsc.com.cn
北京	赵佳	地区销售总监	010-57631179	18611796242	zjia@swsc.com.cn
	王雨珩	机构销售	010-88091748	18811181031	wyheng@swsc.com.cn
	徐也	机构销售	010-57758595	18612694479	xye@swsc.com.cn
	任骁	机构销售	010-57758566	18682101747	rxiao@swsc.com.cn
广深	张婷	地区销售总监	0755-26673231	13530267171	zhangt@swsc.com.cn
	刘宁	机构销售	0755-26676257	18688956684	liun@swsc.com.cn
	刘予鑫	机构销售	0755-26833581	13720220576	lyxin@swsc.com.cn
	熊亮	机构销售	0755-26820395	18666824496	xl@swsc.com.cn
	刘雨阳	机构销售	0755-26892550	18665911353	liuyuy@swsc.com.cn