



储能时代来临：能源转型的必经之路

投资要点

- **渐成刚需，储能时代拉开序幕：**储能是指通过一种介质或者设备，把一种能量形式用同一种或者转换成另一种能量形式存储起来，基于未来应用需要以特定能量形式释放出来的循环过程。无论是改善新能源发电的间歇性和不稳定性，还是实现多元能源的有效融合和综合利用，以及满足智能电网和电动汽车的发展需要，都离不开储能的大规模应用。随着能源转型迫在眉睫，新能源产业的迅速发展，储能商业化加速发展，储能时代已经来临。
- **政策利好，储能大规模商业化开始加速：**6月7日能源局下发《关于促进电能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》。调峰辅助服务对储能开放，可以为储能提供一笔较大的收益。尤其在京津唐电网，其修订的两个细则中，以调节幅度来衡量、计算补偿收益，调峰补偿因此大幅增加，考虑到储能可获得正负100%的调节幅度，在京津唐市场中，储能是非常占优的调峰资源，可以获得更高的收益。可以看到，储能正在进入商业化提速的阶段。积极布局，拥抱储能，它的时代已经来临！
- **储能技术多点开花，多元化发展是必然趋势：**各类储能技术的特点、性能各异，可以说不存在一种技术能覆盖各种应用场合，并满足各种要求。目前，大多数技术都还处于完善阶段，安全性高、循环寿命长、成本低、能效高一直是未来储能技术的发展方向。同时，各种技术面临的挑战也不尽相同，需要不断地通过示范应用进行优化和验证。未来，各种储能技术将在不同应用领域中发挥各自的优势，并逐步走向成熟。
- **氢能与燃料电池正步入快速成长期：**自然界中“氢矿丰富”，氢储能能量密度高、运行维护成本低、可长时间存储且可实现过程无污染。储氢技术是仅有的能够储存百GWh以上且可维持几周供电的能量储备技术方式，需从资源开发的角度，加大开发和利用。因此被认为是极具潜力的新型大规模储能技术。日本、美国和欧洲已经制定了燃料电池车推广以及氢气基础设施普及的战略/路线图。并在迅速而有步骤地推进，已经取得了积极成果。我国加氢站也已经逐步建成，四所35MPa加氢站，分别位于北京、上海、河南和广东，而70MPa加氢站正在大连建设当中。

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 | | |
|--------|------|-------|------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | | | 2015A | 2016E | 2017E | 2015A | 2016E | 2017E |
| 300068 | 南都电源 | 22.69 | 买入 | 0.34 | 0.52 | 0.73 | 58.35 | 43 | 31 |

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：黄仕川
 执业证号：S1250512040001
 电话：023-63725713
 邮箱：hsc@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 | 159 |
| 行业总市值(亿元) | 17,379.33 |
| 流通市值(亿元) | 17,023.80 |
| 行业市盈率TTM | 45.27 |
| 沪深300市盈率TTM | 11.8 |

相关研究

1. 南都电源(300068)：铅炭驱动，储能提速 (2016-04-20)

目 录

| | |
|--------------------------------------|-----------|
| 1. 渐成刚需，储能时代拉开序幕 | 1 |
| 1.1 美中日领跑全球储能累计装机量..... | 1 |
| 1.2 储能商业化应用提速发展..... | 3 |
| 2. 储能技术多点开花，多元化发展是必然趋势 | 6 |
| 2.1 储能技术总分类..... | 6 |
| 2.1 储能技术细分介绍..... | 8 |
| 3. 千呼万唤始出台，储能大规模商业化正在加速 | 20 |
| 储能参与调峰辅助服务大大挺高了经济性..... | 20 |

图 目 录

| | |
|------------------------------------|----|
| 图 1: 储能原理示意图..... | 1 |
| 图 2: 2015 年全球各个技术类型累计装机量结构..... | 2 |
| 图 3: 全球抽水蓄能装机量排名前十的国家(单位: GW)..... | 2 |
| 图 4: 全球历年累计装机量(单位:GW)及增速(%)..... | 2 |
| 图 5: 中国/日本电化学累计装机量(单位: GW)..... | 2 |
| 图 6: 全球电化学储能装机量结构..... | 3 |
| 图 7: 我国电化学储能装机量结构..... | 3 |
| 图 8: 全球各类储能技术的主要应用领域..... | 5 |
| 图 9: 我国各类储能技术的主要应用领域..... | 5 |
| 图 10: 各储能技术特征所处发展阶段..... | 7 |
| 图 11: 各储能技术特征所处发展阶段..... | 7 |
| 图 12: 抽水蓄能电站..... | 8 |
| 图 13: 抽水蓄能技术原理图..... | 8 |
| 图 14: 抽水蓄能技术发展时间轴..... | 9 |
| 图 15: 抽水蓄能电站..... | 9 |
| 图 16: 抽水蓄能技术原理图..... | 9 |
| 图 17: 飞轮储能在不同应用领域的项目数量占比..... | 10 |
| 图 18: 飞轮储能在不同应用领域的项目装机容量占比..... | 10 |
| 图 19: 清华大学在飞轮储能技术方面的研究成果..... | 11 |
| 图 20: 压缩空气储能技术原理..... | 11 |
| 图 21: 压缩空气储能电站示意图..... | 11 |
| 图 22: 超导磁储能装置结构图..... | 12 |
| 图 23: 超导磁储能装置拓扑示意图..... | 12 |
| 图 24: 超导磁储能装置结构图..... | 13 |
| 图 25: 超导磁储能装置拓扑示意图..... | 13 |
| 图 26: 液流电池储能示范电站..... | 15 |
| 图 27: 液流电池工作原理..... | 15 |
| 图 28: 液流电池储能示范电站..... | 16 |
| 图 29: 液流电池工作原理..... | 16 |
| 图 30: 氢储能系统组成示意图..... | 17 |
| 图 31: 由多种多样的能源组成的社会..... | 17 |
| 图 32: 预计燃料电池成本会出现大幅度下降..... | 18 |
| 图 33: 全球加氢站基础设施现状..... | 18 |
| 图 34: ENERTRAG 混合发电厂的工作原理..... | 19 |
| 图 35: 我国储能产业发展蓝图..... | 21 |

表 目 录

| | |
|--------------------------------------|----|
| 表 1: 储能技术在电力系统各环节中的用途 | 4 |
| 表 2: 2020 年我国储能装机规模预测 (单位: GW) | 5 |
| 表 3: 不同储能技术的比较 | 6 |
| 表 4: 不同技术类型的锂离子电池性能对比 | 14 |
| 表 5: 全钒电池 vs 锌溴电池的优缺点及应用领域 | 15 |
| 表 6: “三北”地区调峰辅助服务现行结算方法 | 20 |

1. 渐成刚需，储能时代拉开序幕

当前，全球能源转型迫在眉睫，伴随新能源产业的迅速发展，全球的储能行业革命正在进一步的深化过程中。储能技术进入百花齐放的多元化发展时代，储能技术的进步直接带动了储能产业的发展，虽然各类储能技术仍将保持多元化的发展格局，大多数技术都还处于技术完善和技术验证阶段，但安全性高、循环寿命长、成本低、能效高一直都是未来储能技术的发展方向。在不同储能技术应用领域，各种技术面临的挑战也不尽相同，需要不断地通过示范应用进行优化和验证。同时各种技术应用模式也不断涌现，主要集中在可再生能源并网、分布式能源发电及微电网、电力辅助服务、电力质量调频、电动汽车充换电等领域，这些储能应用都是解决新能源电力储存的关键。未来，各种储能技术将在不同应用领域中发挥各自的优势，并逐步走向成熟。

储能是指通过一种介质或者设备，把一种能量形式用同一种或者转换成另一种能量形式存储起来，基于未来应用需要以特定能量形式释放出来的循环过程。通常说的储能是指针对电能的存储，利用化学或者物理的方法将产生的能量存储起来并在需要时释放的一系列技术和措施。

图 1：储能原理示意图

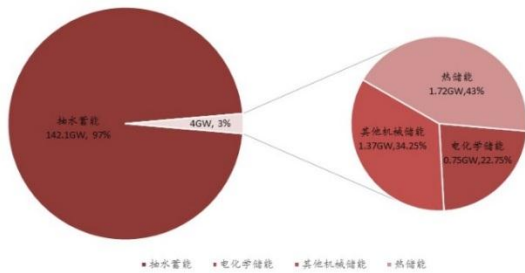


数据来源：EEGI，西南证券

1.1 美中日领跑全球储能累计装机量

全球储能装机量已近 150GW：从技术分布来看，截至 2015 年年底，全球累计运行的储能项目装机规模达 146.1GW，总装机量的 97%。中国累计运行的储能项目累计装机 23.7GW，排名全球第二，智利是唯一进入全球储能装机规模前十名的南美洲国家，德国则是欧洲储能装机比重最大的国家。储能项目中抽水蓄能技术仍然大规模应用，截至 2015 年 12 月总装机量达 142.1GW，日本、美国和中国的装机规模处于前三位。抽水蓄能机组在一个国家总装机量中所占比重的世界平均水平为 3%左右，部分国家已超过 10%，如奥地利(16.3%)、瑞士(12%)、意大利(11%)、日本(10%)、法国(13%)、德国(11.2%)。

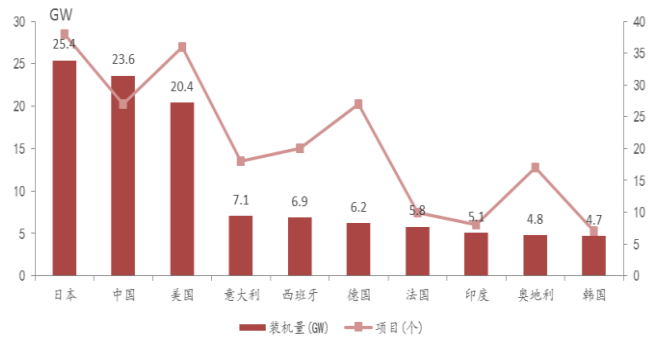
图 2：2015 年全球各个技术类型累计装机量结构



数据来源：DOE、西南证券

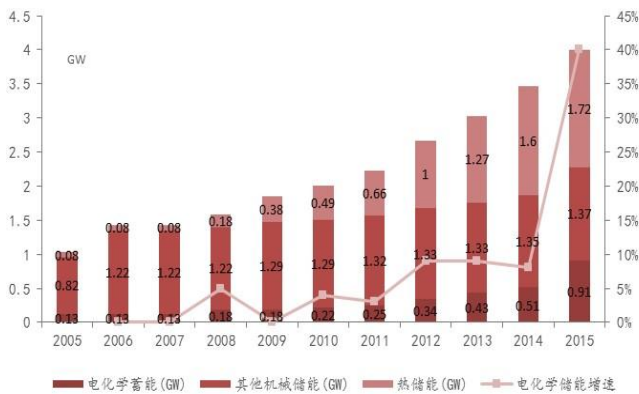
中、日电化学装机增速明显：2015 年，除抽水蓄能外，全球电化学储能、其他机械储能及热储能也发展迅速。热储能占比最大为 43%，西班牙、美国、南非累计装机量较为突出，累计占全球热储能的 97%；全球电化学储能项目装机量达 910MW，美国、日本和中国的电化学储能累计装机量位列全球前三名，占比分别为 43%、33%和 11%。电化学储能增速在 2015 年最大达 40%，日本、中国超过全球增长速度，为全球增长速度的 5 倍及 2.5 倍。

图 3：全球抽水蓄能装机量排名前十的国家(单位：GW)



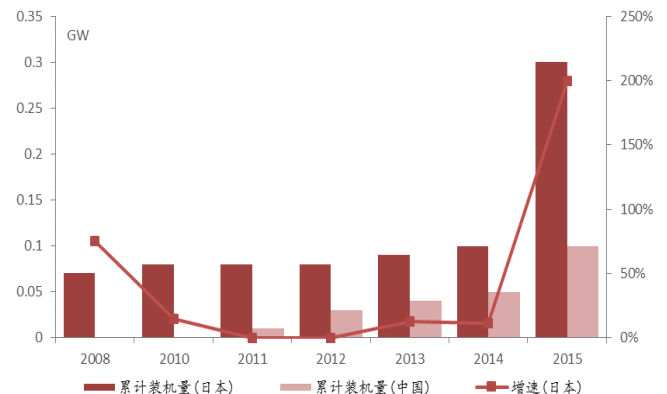
数据来源：DOE、西南证券

图 4：全球历年累计装机量(单位:GW)及增速(%)



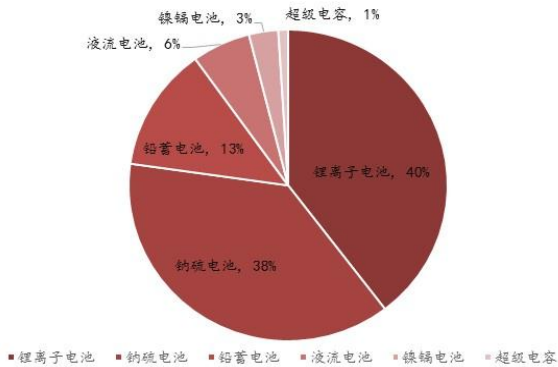
数据来源：DOE、西南证券

图 5：中国/日本电化学累计装机量(单位：GW)

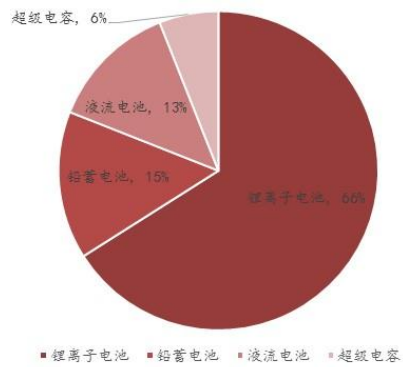


数据来源：DOE、西南证券

在电化学储能结构中，全球锂离子电池和钠硫电池占比相近达 40%和 38%，其次是铅蓄电池、液流电池，比例分别为 13%和 6%；在中国电化学储能市场，锂离子电池装机份额最大达 66%，其次是铅蓄电池和液流电池，比例分别为 15%和 13%。

图 6：全球电化学储能装机量结构


数据来源：CNESA、西南证券

图 7：我国电化学储能装机量结构


数据来源：CNESA、西南证券

澳洲、印度等新兴市场涌现：从区域分布上看，虽然美/欧、中/日/韩地区依旧占据项目装机的领先地位，但同时也涌现一些新兴市场，特别是澳大利亚，2015 年新增项目装机同比 2014 年增长 356%。系统装机数量从 2015 年年底的 500 个增到 2016 年目前的 5000 个，这主要是因为家庭用户纷纷使用储能系统，避开不断上涨的电费，使得澳大利亚成为全球排名前五的分布式储能市场，仅次于美国、日本、德国、英国，是未来极具发展前景的市场。此外，除了澳大利亚，东南亚、印度、加勒比海地区、非洲及南美洲等地在 2015 年也开展了若干储能项目，这些地区拥有优越的风、光资源，但电网设施和经济并不发达，有的项目是靠国际组织、国外政府、国外企业等的援助计划而展开的，有的项目是通过政府公开招标引进国外企业的先进技术或解决方案。未来，这些地区也会有一定的市场发展空间，仅印度政府预测，到 2020 年印度的储能市场规模将超过 15GWh，是当前印度市场的 125000 倍。

1.2 储能商业化应用提速发展

储能技术应用广泛，市场需求潜力巨大，是能源互联网中的关键环节，主要体现在以下几个方面：第一、光伏与风电等间歇性电源出力不稳定，当其发电占比达到较高比例时，会对电网造成一定的冲击，从而需要配套一定比例的储能来稳定风光电站的出力。第二、用电价格相对上网电价较高的地区，波峰波谷电价差异很大的地区，分布式配套储能往往很容易具经济性；微网、离网对于储能的需求也很直接。第三、储能应用于电力系统中将改变电能生产、输送和使用同步完成的模式，弥补电力系统中缺失的“储放”功能，以达到优化电力资源配置、提高能源利用效率之目的。第四、储能技术进步还带动了电动汽车的迅速发展。第五、在日渐兴起的能源互联网中，由于可再生能源与分布式能源在大电网中的大量接入，结合微网与电动车的普及应用，储能技术将是协调这些应用的至关重要的一环，储能环节将成为整个能源互联网的关键节点；能源互联网的兴起将显著拉动储能的需求，助推储能产业实现跨越式发展。

按照储能技术的应用途径来看，储能技术可分为以下三个方面：

(1) 发电、输电侧储能：与常规的电力系统相比，电力系统储能在电网运行过程中“发-输-配-用”四大环节中，可以有效地实现需求侧管理，消除昼夜间峰谷差，平滑负荷，不仅可以更有效地利用电力设备、降低供电成本，还可以促进可再生能源的应用，也可作为提高系统运行稳定性、调整频率、补偿负荷波动的一种手段。

(2) **配电侧储能**：通过电力储存建设微电网，打造智能城市，实现能源互联和能源管理。

(3) **用电侧储能**：“光伏+储能+电动汽车+智能家电+远程控制+无线通讯技术”，用户只需通过移动 APP 进行全方位的能源管理。

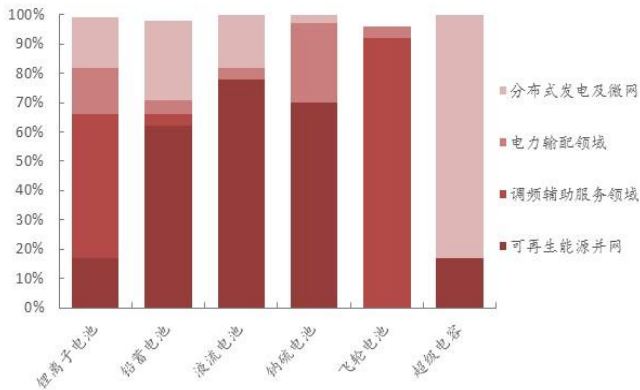
表 1：储能技术在电力系统各环节中的用途

| | 用途 |
|------|--|
| 发电侧 | 提升可再生能源并网率。 |
| | 大容量储能系统对太阳能、风电等不稳定电源起到稳压、稳流作用。 |
| | 削峰填谷等。 |
| 辅助服务 | 频率响应、电压支撑、黑启动电源等。 |
| 输电侧 | 减轻或解决线路过负荷和堵塞，并降低线路和网络的损耗。 |
| | 提高电网的安全稳定性能和增加电网安全运行的裕度。 |
| | 可作为电网的紧急事故备用电源。 |
| 配电侧 | 保持微电网能继续正常和稳定运行。 |
| | 提高电能质量，使电压保持在合理或适当的范围内。 |
| | 调节微电网的频率，用于较长期的能量管理。 |
| | 可移动式储能装置，缩短停电时间，提高供电可靠性。 |
| 用户侧 | 用户利用储能装置和分时电价，改变其用电时间和方式以降低电费 |
| | 需要高可靠性的用户，安装一定数量的储能装置，作为后备电源。 |
| | 电动汽车与电网相连接时，利用“V2G”的功能，将电动汽车内储能的电能电网需要时返回到电网中。 |
| | 家庭和楼宇的能量管理系统。 |

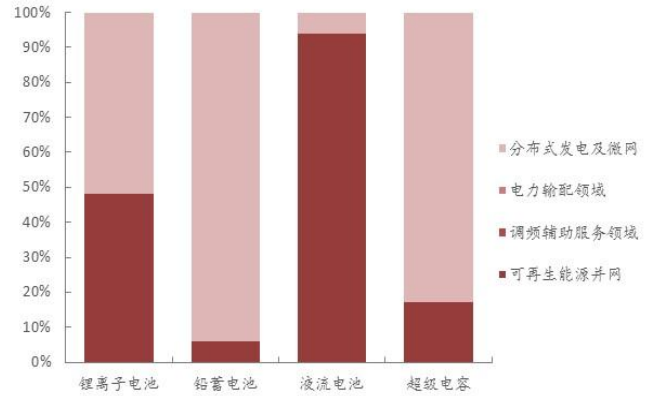
数据来源：中国电力科学研究院、西南证券

从全球范围来看，在已投入运行的储能项目中，可再生能源并网领域项目的累计装机规模占比最大，达到 43%；而在建设和规划的项目中，辅助服务领域的累计装机规模则占最大比重，相较于该领域在已运行的项目中的占比有了成倍的增长，占比为 48%。从项目数量来看，无论是已运行的项目还是处于建设和规划的项目，分布式发电及微电网均占据第一的位置，占比均接近总装机的 60%，全球排名前五的国家分别为美国、日本、德国、英国及澳大利亚。未来 5-10 年，分布式光伏+储能、微网等配网侧和用户侧将成为中短期内全球储能发展的热点领域。

我国储能技术多样性仍有待提高：从下图可以看出，国外储能技术及技术应用领域的多样性要比我国高一些。目前我国储能技术应用领域主要集中在分布式发电及微网和可再生能源并网，二者累计装机规模超过中国市场的 80%，特别是分布式发电及微电网，无论在累计装机规模还是项目个数上均占据第一的位置，占比分别为 56%和 77%。而对于电力输配、调频辅助服务等领域的应用还是比较低，但后续也有比较多的规划。

图 8：全球各类储能技术的主要应用领域


数据来源：CNESA、西南证券

图 9：我国各类储能技术的主要应用领域


数据来源：CNESA、西南证券

从应用层面来说，我国储能发展路线按照 3 个时间段规划：2015 年之前，项目以示范应用为主，应用领域大致分为可再生能源并网、调峰和调频辅助服务、电力输配、分布式发电及微网、电动汽车光储式充电站；2015-2020 年期间，开始出现若干初具商业化、但还不具备规模化复制的项目，正逐步向商业化迈进，并逐步建立起适合国情发展、具有可复制性的商业模式；2020 年之后，储能在调频辅助服务、分布式发电及微网、电动汽车光储式充电站及需求侧管理等领域得到成熟应用，并形成若干典型的商业模式，并逐步在各个领域均实现商业化的发展。

表 2：2020 年我国储能装机规模预测（单位：GW）

| 应用领域 | 装机规模 | |
|-------------|------|------|
| | 常规情景 | 理想情景 |
| 大规模集中式可再生能源 | 5.4 | 9.0 |
| 分布式发电及微电网 | 8.0 | 13.5 |
| 调频辅助服务 | 1.0 | 1.2 |
| 延缓输配电扩容升级 | 0.1 | 0.5 |
| 总计 | 14.5 | 24.2 |

注：上述预测中包含集中式光热电站储热项目；
 上述预测中也不包含抽水蓄能，按照《可再生能源“十三五”发展规划(征求意见稿)》，到 2020 年，我国抽水蓄能电站的总装机规模达到 40GW。

数据来源：CNESA、西南证券

2. 储能技术多点开花，多元化发展是必然趋势

2.1 储能技术总分类

储能技术种类繁多，按照技术类型来看，一般分为：

(1) 物理储能：抽水蓄能、飞轮储能、压缩空气和超导磁存储。

(2) 化学储能：包括锂离子电池、液流电池、铅酸蓄电池、钠硫电池、铅炭电池、超级电容器及其他新型电池。

(3) 热储能

(4) 化学储能(氢或合成天然气)。

若储能技术性能按放电时间划分，可分为以下四类：

(1) 短放电时间(秒至分钟级)，如超级电容器、超导储能、飞轮储能。

(2) 中等放电时间(分钟至小时级)，如飞轮储能、各种电池等。

(3) 较长放电时间(小时至天级)，如各类电池、抽水蓄能、压缩空气等。

(4) 特长放电时间(天至月级)，如氢和合成天然气。

表 3：不同储能技术的比较

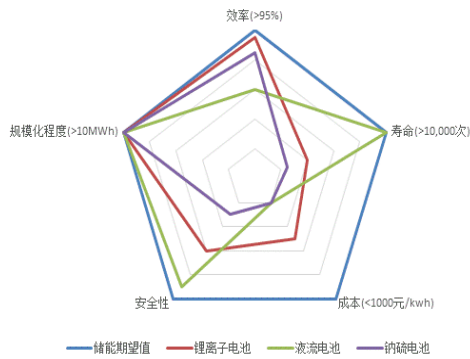
| 分类 | 储能技术 | 典型功率 | 响应时间 | 优势 | 劣势 | 应用方向 |
|-------|--------------|------------|------------|-------------|------------|----------------|
| 物理储能 | 抽水蓄能 | 100-2000MW | 4-10h | 大功率、大容量、低成本 | 受地域限制 | 能量管理、频率调整与系统备用 |
| | 压缩空气储能 | 100-200MW | 6-25h | 大功率、大容量、低成本 | 受地域限制/需要储气 | 调峰、系统备用 |
| | 飞轮储能 | 5kW-1.5MW | 15s-15min | 高功率、长寿命 | 高成本、低能量密度 | 电能质量控制、频率控制 |
| 电磁储能 | 超导储能 | 10kW-10MW | 1min-15min | 高功率、长寿命、高效率 | 高成本、低能量密度 | 系统稳定性、电能质量 |
| | 超级电容储能 | 1-100kW | 1s-1min | 高功率、长寿命、高效率 | 低能量密度 | 系统稳定性、电能质量 |
| 电化学储能 | 铅酸电池 | 1kW-50MW | 1min-5h | 成本低 | 寿命短 | 系统备用、电能质量 |
| | 钠硫、 锂离子电池 | kW-MW | 1min- | 高能量密度、高效率 | 高成本、安全性问题 | 平滑负荷、备用电源 |
| | 液流电池 | -100kW | 1-20h | 大容量、长寿命 | 低能量密度 | 平滑负荷、备用电源 |

数据来源：华能清洁能源研究所、西南证券

储能技术因性能各异而多元化发展：各类储能技术的特点、性能各异，可以说不存在一种技术能覆盖各种应用场合，并满足各种要求。实际应用时，要根据各种储能技术的特点以及对优缺点进行综合比较来选择适当的技术，可供选择的主要特征包括：能量密度、功率密度、响应时间、储能效率、设备寿命或充放电次数、技术成熟度、经济因素、安全性等。比如，放电时间短的，常常是功率型的，一般可用作 UPS 和提高电能质量，中等放电时间的，可用于电源转换；锂离子电池的能量密度和功率密度都很高，这是它能得到广泛应用和关注的主要原因；应用最广泛的大型抽水蓄能则可以解决天级的储能要求；而要满足周和月级的储能需求需要依靠其他种类储能手段，如氢和合成天然气。根据储能技术的上述特征，应用

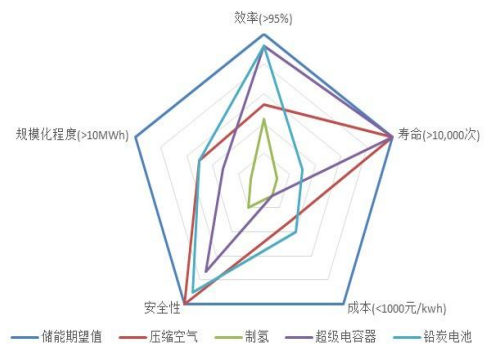
的目的和需求来选择其种类、安装地点、容量以及各种技术的配合，同时也还要考虑用户的经济承受能力。

图 10：各储能技术特征所处发展阶段



数据来源：中国电力科学研究院、西南证券

图 11：各储能技术特征所处发展阶段



数据来源：中国电力科学研究院、西南证券

2016年4月，国家发改委、国家能源局下发了《能源技术革命创新行动计划(2016-2030年)》，并同时发布了《能源技术革命重点创新行动路线图》，其中包括了先进储能技术创新路线图。应用于电网的先进储能技术种类较多，根据目前储能技术应用的成熟度，可以从3级到0级分为四个不同的层次：

3级：已经商业化的技术，例如抽水蓄能、铅酸电池储能等。

2级：进入示范阶段或已部分商业化的技术，包括压缩空气储能、锂离子电池、钠基电池、铅碳电池、全钒液流电池、锌溴液流电池、超导储能、飞轮储能、超级电容器、储热/冷、熔融盐储热等技术已经完成研发并开始产业示范。对于能量密度较低但功率密度较高的超导储能、飞轮储能、超级电容器，在电网用先进大容量储能方面可以起到辅助作用，配合其它能量型储能技术使用。

1级：技术原理通过验证但尚处于实验室研发阶段的技术，例如锂液流电池、锂浆料电池、金属基电池等新型储能电池。此类新型储能技术在研发之初就立足于低成本长寿命大容量的储能要求，起点较高，发展十分迅速，具有较大的商业潜力。

0级：新概念储能技术，最近一两年以及未来出现的一些新型储能技术，其技术原理尚未得到验证，属于原创技术，需要我们高度重视。

其中3级和2级特别需要相关价格政策的支持，1级和0级需要科研立项支持技术创新。因此，一方面，需要政府相关部门出台支持储能产业可持续发展的价格政策，促进已有的相对成熟的一些储能装备技术进入 MW 级以上的示范和商业应用，在示范中发现及解决一些应用技术问题，并带动储能商业模式的创新和商业项目的实施推广。另一方面，必须高度重视储能技术的原始创新和知识产权布局，积极开发低成本、长寿命、高安全、易回收的新型储能技术，为储能产业的可持续发展和能源转型提供重要的技术支持。

2.1 储能技术细分介绍

抽水蓄能

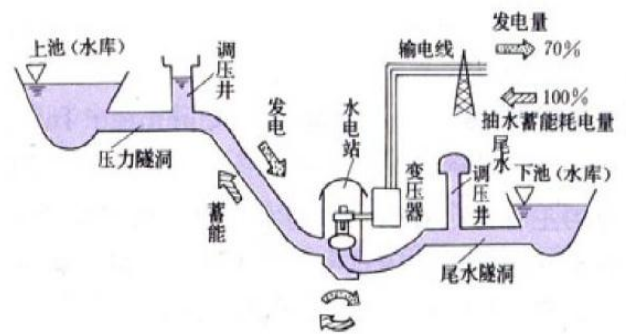
工作原理：将电网低谷时利用过剩电力作为液态能量媒体的水从地势低的水库抽到地势高的水库，电网峰荷时高地势水库中的水回流到下水库推动水轮机发电机发电。具有日调节能力，用于调峰和备用。

图 12：抽水蓄能电站



数据来源：中国电力科学研究院、西南证券

图 13：抽水蓄能技术原理图



数据来源：中国电力科学研究院、西南证券

技术优势：储能规模大、运行时间长；清洁能源，循环水利用，有利于节能减排；技术成熟、可靠，成本低廉，运行寿命长达 50 年以上；全球水电资源丰富，通过合理利用地形，可以建设较大容量的抽水蓄能机组，更好地保障电网供电安全。

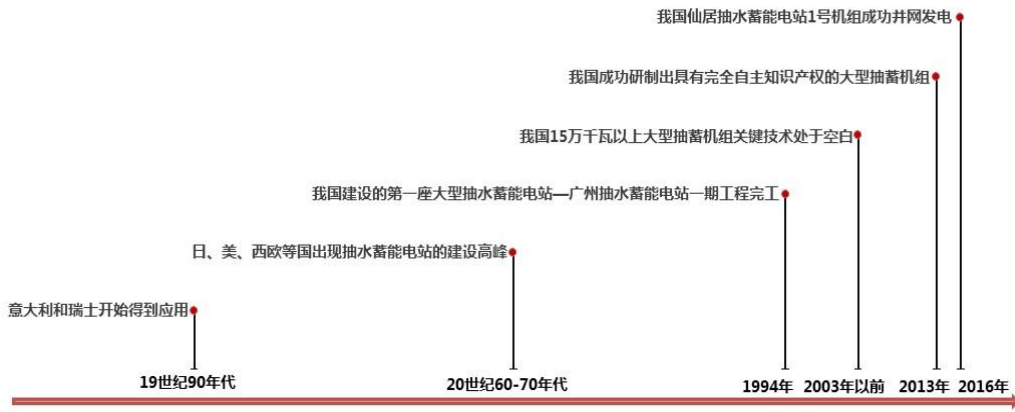
技术劣势：投资周期较长，一般达 8-10 年；选址困难，需要特殊的地理条件，大型抽水蓄能电站通常在山区，远离风电场；损耗较高，包括储蓄损耗+线路损耗。

发展现状：抽水蓄能是目前最为成熟的储能技术，也是当今世界最具经济性的大规模储能方式。截至 2015 年 12 月，世界上抽水蓄能机组总装机容量超过 1.4 亿千瓦，日本、美国和中国的装机规模处于前三位。

19 世纪 90 年代于意大利和瑞士抽水蓄能得到应用，日、美、西欧等国 20 世纪 60~70 年代出现抽水蓄能电站的建设高峰。其中日本是世界上机组水平最高的国家，在技术方面引领世界潮流。

而我国在抽水蓄能技术领域实现从跟随到引领、从进口到出口、从中国制造到中国创造的根本性跨越。2003 年以前，我国 15 万千瓦以上大型抽蓄机组关键技术处于空白，设备全部需要引进，价格高昂。历经十年攻关，系统突破技术瓶颈，成功研制出具有完全自主知识产权的大型抽蓄机组及成套设备。2016 年，随着仙居抽水蓄能电站 1 号机组成功并网发电，国内完全自主化的抽蓄装备最大单机容量达到 37.5 万千瓦，机组的核心水泵水轮机、发电电动机以及自动控制系统都拥有完全自主知识产权。我国规划到 2020 年时，投运抽水蓄能总装机容量达 52GW(其中，国网公司 41GW，南网公司 11GW，约占其时全国总装机容量 1756GW 的 3%)，总体偏少，仅够配合核电。若需配合风电、太阳能发电，则合理的容量应为 80GW 左右。由于我国抽水蓄能技术实现根本性跨越，使得国内市场的设备超标价格大幅下降，预计未来可为国家至少节省上百亿元资金。

图 14：抽水蓄能技术发展时间轴

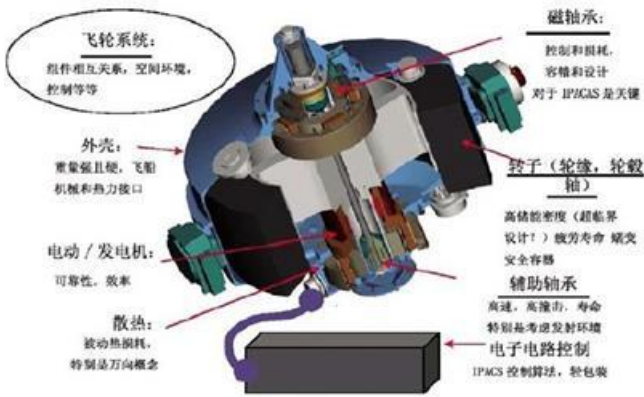


数据来源：中国储能网、西南证券

飞轮储能

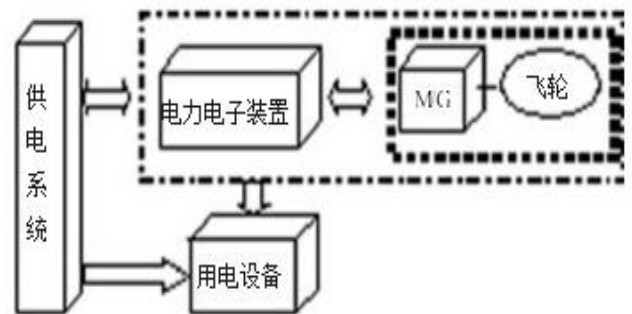
工作原理：主要由飞轮、集成式电动/发电机、非接触式轴承、真空容器以及电力电子变换装置等组成。系统储能时，电能通过电力电子装置变换后控制 M/G 工作于电动机状态，带动飞轮加速，电能转化为机械能储存下来；需要放能时，飞轮降速，M/G 作为发电机，由飞轮带动其转动，将机械能转化为电能，经电力电子装置变换后，输送给用电设备或回馈给电网（即并网发电）。

图 15：抽水蓄能电站



数据来源：中国电力科学研究院、西南证券

图 16：抽水蓄能技术原理图



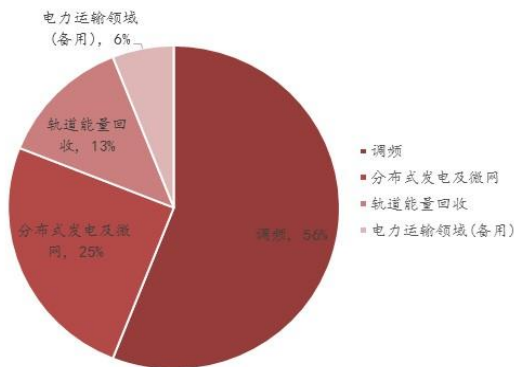
数据来源：中国电力科学研究院、西南证券

技术优势：几乎不需要运行维护、设备寿命长(20 年或者数万次深度充放能量过程)；对环境没有不良的影响；具有优秀的循环使用以及负荷跟踪性能，它可以用于那些在时间和容量方面介于短时储能应用和长时间储能应用之间的应用场合。

技术劣势：能量密度不够高、自放电率高，每小时超过 2.5%。如停止充电，能量在几十个小时内就会自行耗尽；只适合于一些细分市场，比如电力调频、轨道制动能量回收、高品质 UPS 等。

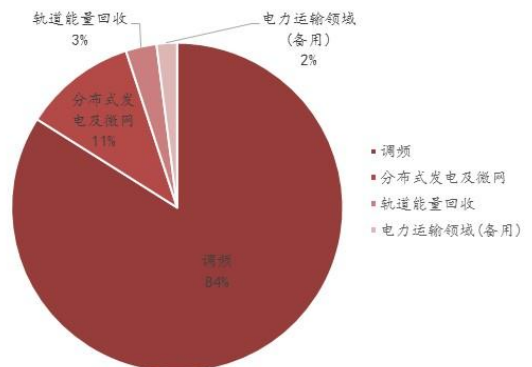
全球发展现状：飞轮储能系统最早主要用于 UPS 领域，以 Beacon Power 为领先水平的研究机构正在致力于飞轮储能的优化设计，以便将其用于长过程储能服务(多达几个小时)，同时降低其商用成本。除 UPS 外，应用于电网储能领域的飞轮储能项目，自 2010 年以来，规划、在建和已经投运共 14 个，共计 81MW，主要应用在电力市场调频、分布式发电及微网、轨道能量回收等领域。Beacon power 后来也将业务重点逐渐从 UPS 转移到电网调频领域。目前，电网调频领域是飞轮储能系统在电网中最主要的应用领域。美国已有商业化运行的飞轮储能调频电站，总规模达 48MW。自 Beacon Power 在美国 Hazle 安装 20MW 的飞轮系统后，加拿大安大略省也分别规划一个 5MW 和 2MW 的飞轮储能项目，为安大略省电力市场提供辅助服务。2015 年上半年爱尔兰 EirGrid 公司规划了欧洲首个飞轮储能项目，规模同样达到 20MW，这说明继北美电力市场之后，欧洲电力市场也开始呈现出对调频资源的需求，而飞轮作为快速调节资源已经开始获得欧洲电网运营商的认可。然而，由于飞轮储能系统自放电现象严重，用作能量型应用时价格昂贵，因此不适宜在能量型应用领域发展。

图 17：飞轮储能在不同应用领域的项目数量占比



数据来源：CNESA、西南证券

图 18：飞轮储能在不同应用领域的项目装机容量占比



数据来源：CNESA、西南证券

我国飞轮储能发展：同国外相比，我国的飞轮储能技术还相对落后(与国外差距在 10 年以上)，难点在于根据不同的用途开发不同功能的新产品，因此飞轮储能电源是一种高技术产品但原始创新性并不足，这使得它较难获得国家的科研经费支持。但我国近期在关键技术方面有所突破，部分大学和研究机构完成了集成装置研究。可以说现在我国的飞轮储能技术，已经处于从实验室研究向企业转化的过程中。2016 年 3 月，我国第 1 台 MW 级飞轮储能电源的充放电循环效率为 86-88%，发电最大功率 1088kW。这标志着我国首台 MW 级飞轮储能电源研制成功。我国飞轮储能技术未来仍需长期的发展。

图 19：清华大学在飞轮储能技术方面的研究成果

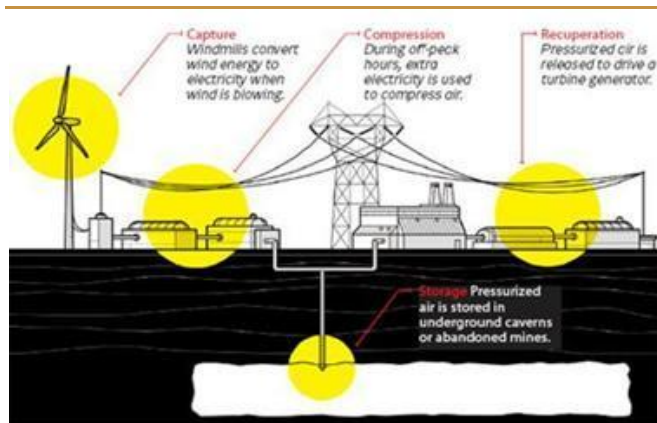


数据来源：北极星储能网、西南证券

压缩空气储能

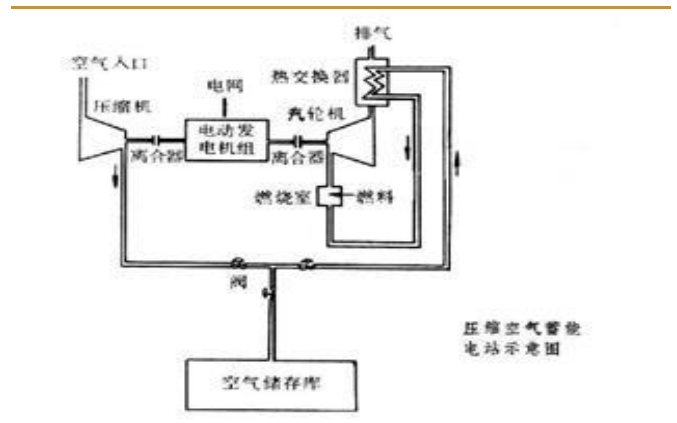
工作原理：压缩空气蓄能是基于燃气轮机技术的储能系统，在电力负荷低谷期将电能用于压缩空气将空气高压密封在报废矿井、沉降的海底蓄气罐、山洞、过期油气井或新建储气井中，在电力负荷高峰期释放压缩空气推动燃气轮机发电的蓄能方式。适用于电网调峰、备用以及可再生能源并网等领域。

图 20：压缩空气储能技术原理



数据来源：西南证券整理

图 21：压缩空气储能电站示意图



数据来源：CNESA、西南证券

技术优势：具有容量大、工作时间长、使用寿命长，可以达到 30-50 年，如果保养得当，甚至可以超过这个年限；经济性能好，压缩空气储能与抽水蓄能都是最便宜的储能技术。

技术劣势：传统大型压缩空气储能系统的能量转换率低；对化石燃料依赖度高；对储气洞穴有较高要求。

全球发展现状：目前，全球仅有两个实现商业化运行的传统压缩空气储能电站，分别在德国和美国，总规模达到 400MW。而解决压缩空气储能主要依赖大型储机，将空气液化，大幅降低体积，摆脱对大型储能洞穴的依赖，另外也摆脱了对燃料燃烧的依赖。比较有代表性的是美国的等温压缩和蓄热式压缩空气储能 2MW 级系统。

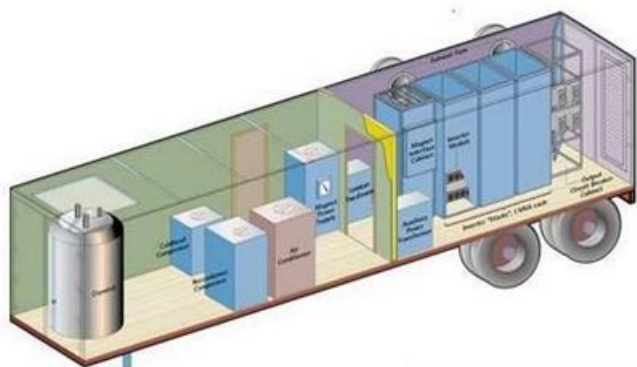
我国发展现状：目前国内还没有压缩空气储能电网的商业应用，但是已经从五个方面逐步开展了一些相关工作，包括系统总体设计和分析、蓄热器、放热器、系统集成和示范、政策和商业机制研究。

中国科学院工程热物理研究所于 2009 年在国际上首次提出了超临界压缩空气储能系统。该系统具有储能高效、能量密度高（约为常规压缩空气储能系统能量密度的 18 倍）、环保等优点，系统同时解决了传统压缩空气储能系统对大型储气室和化石燃料的依赖，具有显著的先进性和创新性。早在 2013 年，中国工程热物理研究所储能研发中心便完成了对 1.5 兆瓦级超临界压缩空气储能系统的示范工作，此系统性能指标高于国际同等规模压缩空气储能系统。目前，该所正在着力开展对 10 兆瓦级超临界压缩空气储能系统的研发与示范工作，并已完成了系统主要部件的研发工作，目前正在进行系统的集成，预计在 2016 年完成全部的示范任务。

超导磁储能(SMES)

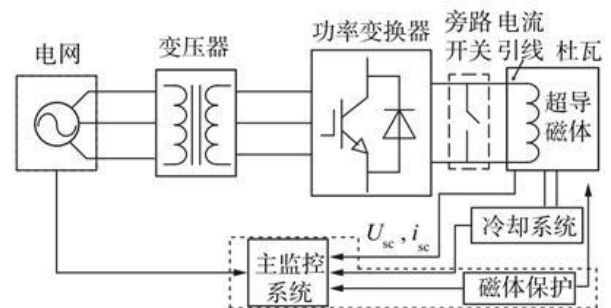
工作原理：利用超导体的电阻为零的特性制成的储存电能的装置。通过功率变换器将电网的能量以电磁能的形式储存在超导磁体中，根据电网或负荷需要，再通过功率变换器将能量馈送给电网或负荷。超导储能系统大致包括超导线圈、低温系统、功率调节系统和监控系统四大部分。超导材料技术开发是超导储能技术的重中之重。超导材料大致可分为低温超导材料、高温超导材料和室温超导材料。

图 22：超导磁储能装置结构图



数据来源：南方电网技术、西南证券

图 23：超导磁储能装置拓扑示意图



数据来源：南方电网技术、西南证券

技术优势：具有高达 95% 的转换效率；毫秒级的响应速度、大功率和大能量系统；寿命长及维护简单、污染小。

技术劣势：成本很高(材料和低温制冷系统)，使得它的应用受到很大限制。

全球发展现状：近 30 年来，SMES 的研究一直是超导电力技术研究的热点之一。美国、德国和日本等都提出研制 100kwh 等级的微型 SMES，这种 SMES 可为大型计算中心、高层建筑及重要负荷提供高质量、不间断的电源，同时也可用于补偿大型电动机、电焊机、电弧炉、轧机等波动负载引起的电压波动，它还可用作太阳能和风力发电的储能等。目前，美国已有多台微型超导储能装置在配电网中实际应用，美国还将研制 100MJ/50MW 的 SMES 安装在 CAPS 基地，SMES 不仅可以为脉冲功率试验提供能量支撑，而且它的现场示范运行对军用和民用 SMES 技术的发展都很有意义。

我国发展现状：在国内，中国科学院电工研究所、中国科学院合肥分院等离子体物理研究所等单位很早就开始了超导磁体的研究工作，在超导磁体分离、磁流体推进、核磁共振乃至磁约束核聚变托卡马克磁体等方面做了大量工作。进入 21 世纪后，随着高温超导技术的进步，清华大学研制了 3.45kJBi-2223SMES 磁体，研制了 150kVA 的低温超导磁体储能系统并将其用于改善电能质量的实验室研究。2005 年华中科技大学研制成功了 35Kj/7.5kW 直接冷却高温超导 SMES 实验样机。中科院电工所提出了基于超导储能的限流器方案并研制了实验样机，2006 年又启动了 1MJ/0.5MVA 高温超导 SMES 的研究项目。

发展瓶颈：(1) 目前 SMSE 在应用推广中所受到的最大阻力来自装置昂贵的研制成本，其中 50%-70% 费用都投入在超导磁体的研制上；(2) 高温超导 SMSE 相邻超导饼的接头电阻相对较大，限制了磁体的通流能力，增加了磁体损耗，不利于 SMSE 容量的提升；(3) 超导磁体绕制技术以及线圈大小对于超导磁体性能的影响还需要进一步的研究；(4) 为了满足更高容量 SMSE 的需求，功率变换系统的容量还有待提高。新型大容量的电力电子变换器拓扑和控制策略的研究设计十分迫切；(5) 超导磁体在运行时的各个超导饼的电压分布、绝缘设计及失超保护系统的设计对于 SMSE 的安全稳定运行具有重要意义；(6) 低温系统的设计，即低温系统的冷却效率将影响 SMSE 的运行成本；(7) 超导磁体的优化设计。降低超导磁体交流损耗，提高磁体运行经济性。

铅酸蓄电池

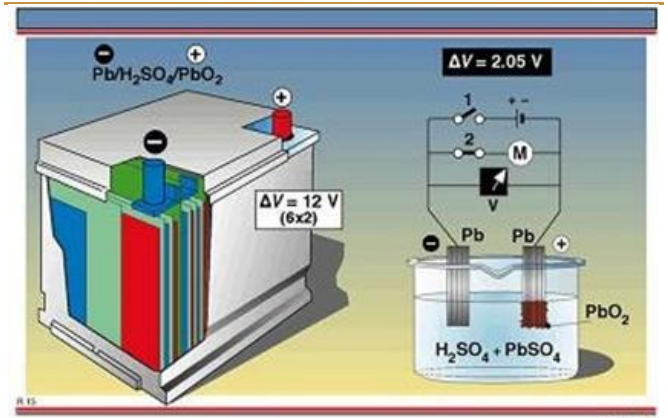
工作原理：铅酸蓄电池是以二氧化碳和海绵状金属铅分别为正、负极活性物质，硫酸溶液为电解质的一种蓄电池。

图 24：超导磁储能装置结构图



数据来源：南方电网技术、西南证券

图 25：超导磁储能装置拓扑示意图



数据来源：南方电网技术、西南证券

技术优势：成本低、产业链相对成熟等。

技术劣势：充电速度慢、能量密度低、循环寿命短、易造成污染等。

发展现状：铅酸电池历史悠久，是最早规模化使用的二次电池，已在交通运输、通讯、国防、航空等领域得到成熟应用。虽然铅酸蓄电池技术在不断进步，但其比功率、循环寿命、生产过程中对环境污染严重等问题仍是产业重点研究的课题，目前有逐渐被其他电池(如锂离子电池)替代的趋势。目前，铅炭电池是铅酸电池技术发展的主流方向之一。铅炭电池是一种“电容型铅酸电池”，是将活性炭加注在铅酸电池的负极材料中，发挥碳材料的高导电性和对铅基活性物质的分散性特点，提高铅活性物质的利用率，具有快速充电的功效；活性炭材料

能抑制电池负极的硫酸盐化现象，改善了传统铅酸蓄电池失效的主因，延长了电池寿命。相比于传统的铅酸蓄电池，其克服了能量转换效率低、电池寿命短和充电时间长等缺点，具有极大的发展前景。铅炭技术门槛较高，目前国际上铅炭电池技术领先的是美国的 Axion 公司以及日本的古河电池。

锂离子电池

工作原理：锂离子电池是一类由锂金属或锂合金为负极材料、使用非水电解质溶液的电池。

技术优势：效率高，可达 95%；比能量和比密度高；自放电小。

技术劣势：价格较高、过充导致发热、燃烧等安全性问题，需要进行充电保护。

表 4：不同技术类型的锂离子电池性能对比

| | 热稳定性 | 能量密度 | 应用领域 | 化学原理及使用寿命 |
|-------|-------------------|--------------|------------|----------------------------|
| 钴酸锂电池 | 180 度分解并释放氧气 | 150-160wh/kg | 手机、笔记本电脑 | - |
| 锰酸锂电池 | 分解温度高于钴酸锂电池 | 低于钴酸锂电池 | 新能源汽车 | 50 度环境下， 正极的锰溶解进电解液缩短寿命 |
| 磷酸锂电池 | 600 度结构依然稳定，不释放氧气 | 100-110wh/kg | 新能源汽车、储能电站 | 三价铁，无法再进行化学变化， 寿命长 |

数据来源：北极星储能网，西南证券

全球发展现状：锂离子电池是目前最热门的储能技术之一，也是近年来增长速度最快的一类技术。应用较为广泛，包括可再生能源并网、电力调频、电力输配、分布式微网、电动汽车等领域。全球锂离子电池市场份额方面仍然呈现中、韩、日三分天下的局面，日韩中已基本上垄断了全球锂电池供应，市场份额高达 95%，其中日本市场份额达 60% 以上，韩国为 30%，中国为 8%。在锂电池产业发展方面，日韩中三方优势不同。日本技术实力雄厚，锂产业的自动化程度高，产品质量好，但由于产品成本始终居高不下，一定程度上限制了日本锂电产业的全球扩张，近年来已有逐步被韩国赶超的趋势。韩国技术水平略低于日本，但凭借该国特有的大财团优势，可集中资源重点发展。近年来，韩国电池企业在中国陆续建厂投产，降低了锂电池生产成本，有助于抢占中国这个全球最大电动汽车市场。而相较于日韩，中国企业技术水平有待提高，但在大规模制造方面，世界上几乎没有对手。近几年我国加大对电动汽车相关产业投资，锂电池市场规模不断增长，锂电池产业链逐渐完善，发展速度惊人。

根据电极材料的不同，锂离子电池主要包括：钴酸锂电池、锰酸锂电池和磷酸锂电池、三元材料电池等技术类型。其中，钴酸锂电池工业化程度最高，技术最成熟，但由于安全性的考虑，主要用于手机、数码产品等小型电池领域。在剩下下来的三种锂电池中，磷酸铁锂电池以其成本和循环寿命的优势而被业界普遍看好。

各国关注不同类型锂电电子电池：不同韩国和日本对钴酸锂电池在新能源汽车领域的应用较为关注，美国和我国对磷酸铁锂较为重视，主要应用在电动汽车和储能电站（其中美国的锂离子储能电站产品已经实现商业化）。目前我国磷酸铁锂电池及其材料的产业化发展与国际基本同步，然而，我国磷酸铁锂虽然站在了国际起跑线上，但因而低端制造较为发达，而高端创新欠缺，这一方面使得我国产品成本较低，但同时也使自己在这一方面处于产业化临界点之下，尤其是专利上仍受极大困扰。

液流电池

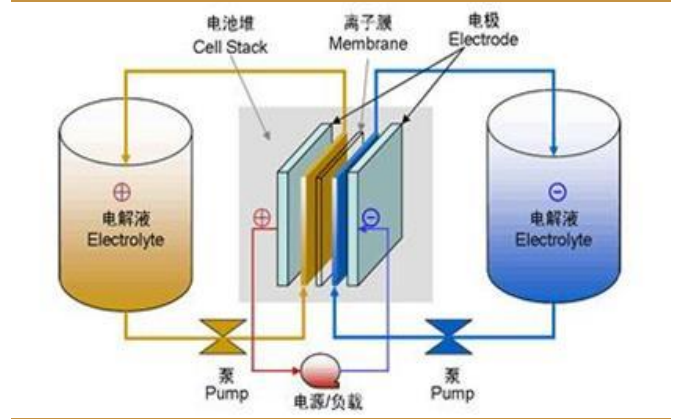
技术原理：液流电池一般是通过液态活性物质发生氧化还原反应来实现电能与化学能的相互转化，从而实现电能存储与释放的电化学储能装置。

图 26：液流电池储能示范电站



数据来源：西南证券整理

图 27：液流电池工作原理



数据来源：西南证券整理

技术优势：功率和容量相互独立、循环寿命长、可以深度充放电、安全性好等。

技术劣势：电池体积太大、电池对环境温度要求太高、价格贵、系统复杂等。

发展现状：液流电池主要包括四种技术类型，全钒电池、锌溴电池、铁铬电池和多硫化钠/溴电池。其中，其两类的应用较多，而全钒液流电池适用于固定式大规模储能的装置，是规模储能技术的首选技术之一，也是目前应用最广泛的液流电池。近年来，VRB Power 在北美、欧洲和非洲陆续获得多个全钒液流电池示范合同，成为世界上最活跃的液流电池商业推广和示范公司。此外，德国、奥地利和葡萄牙等国家也在开展全钒液流蓄电系统研究，并希望将其应用于光伏发电系统和风能发电系统的蓄电。对于我国，从 2000 年开始，中科院大连化学物理研究所和大连融科储能技术发展有限公司通过产学研合作，实现了全钒液流电池关键材料国产化和规模化生产，其中电解液产品已大量出口日本、韩国、美国、德国和英国。

表 5：全钒电池 vs 锌溴电池的优缺点及应用领域

| | 优点 | 缺点 | 应用领域 |
|--------|-----------------|---------------|--------------------------------|
| 全钒液流电池 | 容量大、循环密度寿命长 | 能量密度低、体积大、成本高 | 电厂调峰、大规模可再生能源并网 不间断电源、应急电源等 |
| 锌溴液流电池 | 能量密度高、成本低、可灵活配置 | 自放电率高 | 用户侧(包括工/商业用户、偏远地区军方等) |

数据来源：CNESA, 西南证券

技术瓶颈：目前，提高液流电池能量效率和系统的可靠性、降低其成本是液流电池大规模普及应用的重要课题；开发高性能电池材料、优化电池结构设计、降低电池内阻是技术关键。

钠硫电池

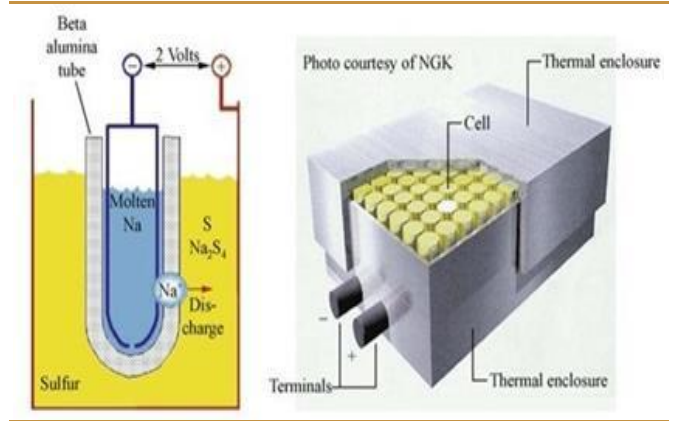
技术原理：钠硫电池的阳极由液态的硫组成，阴极由液态的钠组成，中间隔有陶瓷材料的贝塔铝管。电池的运行温度需保持在 300℃ 以上，以使电极处于熔融状态。

图 28：液流电池储能示范电站



数据来源：上海硅酸盐研究所、西南证券

图 29：液流电池工作原理



数据来源：西南证券整理

技术优势：储能密度高、寿命长、响应时间长(毫秒级)。

技术劣势：由于使用液态钠，运行于高温下，容易燃烧。

发展现状：自 1983 年开始，日本 NGK 公司和东京电力公司合作开发，1992 年实现了第一个钠硫电池示范储能电站的运行并至今，目前成功地应用于城市电网的储能中，有 200 余座 500kW 以上功率的钠硫电池储能电站，在日本等国家投入商业化示范运行，电站的能量效率达到 80% 以上。除较大规模在日本应用外，还已经推广到美国、加拿大、欧洲、西亚等国家和地区。储能站覆盖了商业、工业、电力、供水、学校、医院等各个部门。此外，钠硫电池储能站还被应用于可再生能源发电的储能，对风力发电等的输出进行稳定。日本 NGK 公司是一家国际上知名的陶瓷生产企业，它的钠硫电池从 2008 年起实现了真正意义上的盈利。2010 年 NGK 公司钠硫电池的生产能力比 2009 年提高了 50%，达到 150MW。2009 年 NGK 公司分别与法国和阿联酋的公司签订了 150MW 和 300MW 的供货合同。仅在 2009 年，NGK 公司的合同订单就达到 600MW，目前 NGK 公司的储能钠硫电池是唯一进入规模化商业应用的新能源储能技术，产品供不应求。

虽然国外钠硫电池储能技术自 1992 年开始示范和 2002 年产业化至今已经安全运行超过 200 座电站 15 年以上的时间，但钠硫电池自身电池反应特性仍不能排除其所存在的安全隐患。2011 年日本先后有两座电站发生故障，出现电站火灾，引起了人们的重视，NGK 公司也因此暂停电池出厂，直到查明原因后，进行了改进才恢复了对外供应。

热储能

技术原理：在一个热储能系统中，热能被储存在隔热容器的媒质中，以后需要时可以被转化回电能，也可直接利用而不再转化回电能。由于它储存的热量可以很大，所以在可再生能源发电的利用上会有一些的作用。

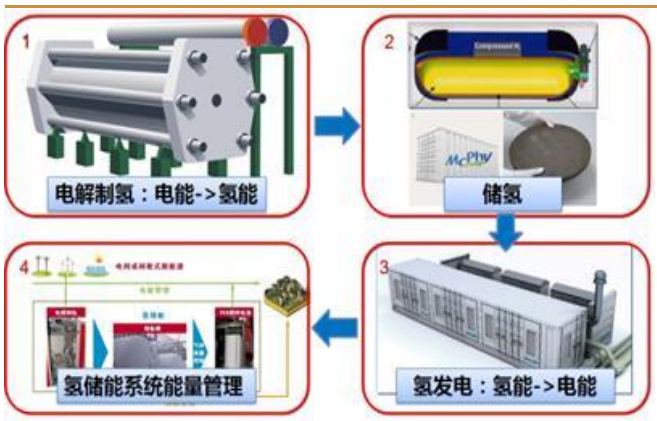
技术劣势：热储能要各种高温化学热工质，使用场合比较受限。

技术发展：储热能有许多不同的技术，可进一步分为显热储存和潜热储存。显热储存方式中，用于储热的媒介可以是液态的水，运行中热水的温度是有变化的；而潜热储存是通过相变材料来完成的，目前常用的相变就是媒质在固体相与液体相间的相变。例如，熔融盐常常作为一种相变材料，用于集热式太阳能热发电站中。此外，还有许多其他种类的储热技术正在开发中，他们也有许多不同的作用。

氢储能

技术原理：氢储能技术就是利用了电力和氢能的互变性而发展起来的。一套完成的氢储能装置，主要包括四部分：电解制氢，储氢，氢发电，以及能量管理系统。**电解制氢**即电解水产生氢气和氧气；**储氢**目前有高压储氢及固态储氢两种技术路线，固态储氢采用特殊材料吸附或与氢气反应，通过加热实现释放氢气；**氢发电**目前多采用燃料电池的方式，燃料电池是一种化学反应装置，在催化剂的作用下，氢气和空气中的氧气发生化学反应（无燃烧），产生电能和水。

图 30：氢储能系统组成示意图



数据来源：西南证券整理

图 31：由多种多样的能源组成的社会



数据来源：丰田汽车研究院、西南证券

“氢矿”丰富，储存容量可达百 GWh 以上：氢是自然界中最丰富的元素，氢能能从丰富的一次能源中提取，氢储能系统是电-氢-电的循环。其前端的电解水环节，多以功率（kW）计算容量，代表着氢储能系统的“充电”功率；后端的燃料电池环节，也以功率（kW）计算容量，代表着氢储能系统的“放电”功率；中间的储氢环节，多以氢气的体积（标准立方米 Nm³）计算容量，如换算成电能容量，1Nm³ 氢气大约可产生 1.25kWh 电能，储氢环节的容量大小决定了氢储能系统可持续“充电”或“放电”的时长，所以如果想增加电能的储存容量，加大储氢罐的体积或压力即可。如果将氢储能技术用于储能领域，理论上能够存储多少氢气/合成气/合成油就能储存多大规模的能量，是仅有的能够储存百 GWh 以上且可维持几周供电的能量储备技术方式，需从资源开发的角度，加大开发和利用。同时，氢储能能量密度高、运行维护成本低、可长时间存储且可实现过程无污染。因此被认为是极具潜力的新型大规模储能技术。

氢能与燃料电池正步入快速成长期：日本、美国和欧洲已经制定了燃料电池车推广以及氢气基础设施普及的战略/路线图。并在迅速而有步骤地推进，已经取得了积极成果。

➤ 美国——燃料电池成本减半

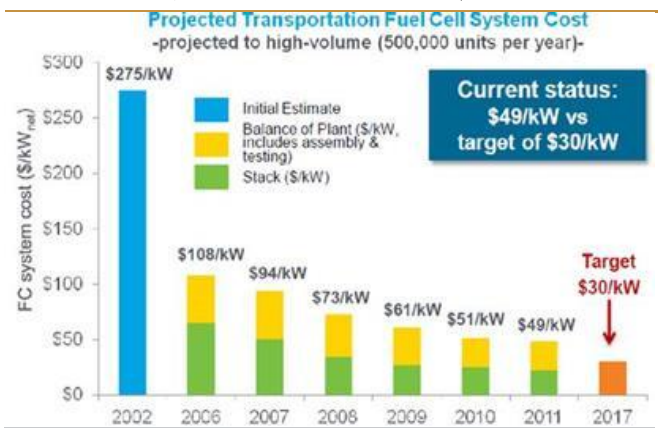
美国是全球燃料电池车最大和增长最快的市场之一。在美国能源部的支持下，多个美国国家实验室和企业 在燃料电池及氢技术研发领域取得重大进展，极大地降低了成本，并提高了性能。具体表现在，目前燃料电池成本较 2006 年降低 50% 以上，较 2008 年降低 30% 以上。同时，燃料电池耐久性翻一番，燃料电池中所必需的铂造价高昂，其用量在过去十年间下降了 80%。

目前，加州有数百辆燃料电池乘用车和公交车，供普通消费者和公司车队使用。加州在燃料电池车政策和项目上的倾斜，以及为建设加氢站提供财政支持，正是主要汽车厂商将加州作为燃料电池车商业部署首选之地的关键原因所在。

除了加州外，康涅狄格州和纽约州这两个位于美国东北部的州，由于受到风暴和停电的严重影响，近几年也在支持燃料电池部署。例如，2015 年 5 月，康涅狄格州能源和环保部门推出了康涅狄格州氢和电动汽车购买返利计划 (CHEAPR)，向燃料电池车消费者提供 3000 美元的补贴，并为销售此类车型的经销商提供奖金。2015 年 6 月，康涅狄格州提供 45 万美元补贴，在大哈特福德地区帮助开发和运营两座公共加氢站。

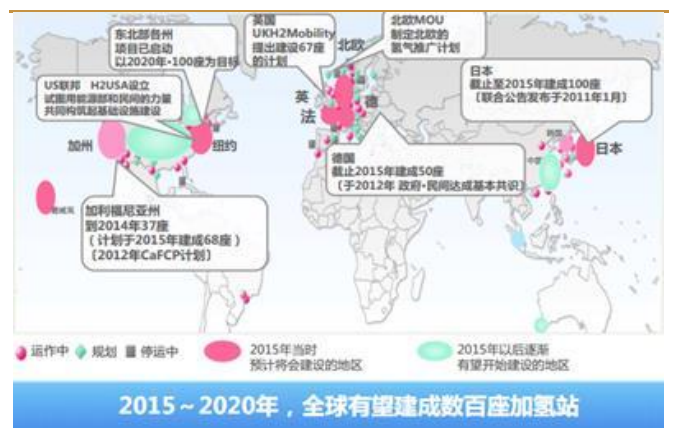
此外，作为氢和燃料电池领域的新星，科罗拉多州、夏威夷州、新泽西州和俄亥俄州也开始积极推广燃料电池车。例如，美国能源部下属的国家可再生能源实验室 (NREL) 就位于科罗拉多州，该实验室是美国可再生能源和能源效率研究的主要基地之一，丰田、本田、日产、现代、戴姆勒、通用等车企在研发燃料电池车时都曾用过 NREL 的测试设备。科罗拉多州氢联盟 (CHC) 成立于 2014 年，与汽车制造商及能源公司合作，在该州建立第一座加氢站，并推动燃料电池车在科罗拉多州进行试运行。

图 32：预计燃料电池成本会出现大幅度下降



数据来源：DOE、西南证券

图 33：全球加氢站基础设施现状



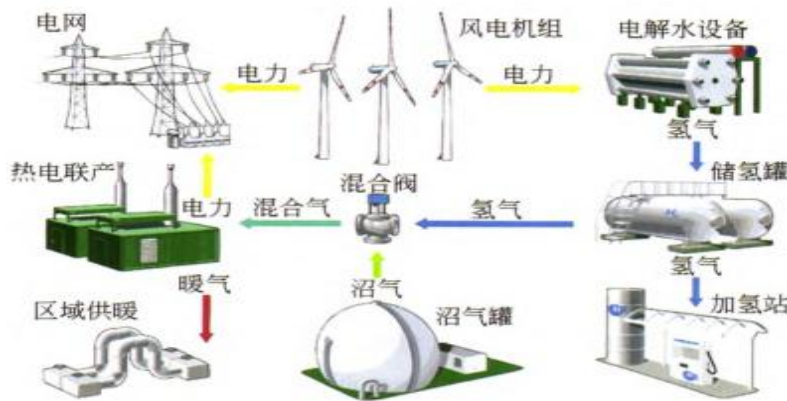
数据来源：丰田汽车研究院、西南证券

➤ 德国——氢能与燃料电池计划大大提前

欧盟计划在 2020 年、2030 年、2040 年、2050 年可再生能源发电占总电力的比例分别达到 35%、50%、65%、80%，并在 2060 年最终完全实现不依赖化石能源的可持续发展。而实现不依赖化石能源的可持续发展这一目标的其中重要一环就是实现 Power-to-Gas (P2G) 技术路线，即把可再生能源以氢气或甲烷等方式大规模储存起来并加以应用。根据德国制定的《氢能与燃料电池计划》中的“氢的生产和配送”部分分析，德国目前的发展进度已经大大提前，原定 2020 年开始的计划 现在就已经初露端倪。德国一些大型能源电力公司，如

EON 和 ENERTRAG 等都在政府的宏观指导和具体支持下积极实施 P2G 项目，以期最终实现利用风能等可再生能源的大规模制氢，这将是今后大规模利用风能最有前景的技术路线之一。下一步德国计划开展更大规模的 20-50MW 风力发电制氢的 P2G 示范项目，为未来的氢能源经济培育基础。

图 34：ENERTRAG 混合发电厂的工作原理



数据来源：储能科学与技术、西南证券

➤ 日本——世界上最接近氢社会的国家

这并不单单是因为燃料电池汽车（FCV）的产业化，而是因为全世界燃料电池进入千家万户的国家只有日本。2009 年，家用燃料电池“ENE-FARM”的上市在全球开了先河。这种电池利用煤气和煤油提取氢气，注入燃料电池中发电。发电时产生的废热用来烧水、洗澡和地暖使用，能源效率超过 9 成。ENE-FARM 的主机由松下和东芝制造，通过东京瓦斯、大阪燃气、吉坤日矿日石能源等公司销售。东日本大地震发生后，受到电力短缺的推动，以首都圈为中心，其销量一路攀升。截至 2015 年 1 月底，松下在日本全国已累计出货约 5.2 万台 ENE-FARM。目前，日本 81 个加氢站已经正式运营列入 2016 年。

➤ 中国——加氢站逐步建成

在氢储能系统示范应用方面，我国刚刚开展相关建设，在氢储能系统关键技术环节的氢燃料电池和加氢站方面有示范工程建设，主要用于示范新能源汽车和分布式电源。如目前国内有四所 35MPa 加氢站，分别位于北京、上海、河南和广东，而 70MPa 加氢站正在大连建设当中。

可以看出，储能电池技术已进入百花齐放的多元化发展时代，各种储能技术将在不同应用领域中发挥各自的优势逐步走向成熟，储能技术的创新与推广应用带给能源行业带来颠覆性的变化也尤其显著。

3. 千呼万唤始出台，储能大规模商业化正在加速

6月7日能源局下发《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》。通知要求，“三北”地区原则上可选取不超过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，发挥电储能技术优势，建立促进可再生能源消纳的长效机制；鼓励发电企业、售电企业、电力用户、电储能企业等投资建设电储能设施；在发电侧建设的电储能设施，或作为独立主体参与辅助服务市场交易；在用户侧建设的电储能设施，可视为分布式电源就近向电力用户出售；用户侧建设的一定规模的电储能设施，可作为独立市场主体，深度调峰。

规定：建设在发电厂的储能设施（储电、电供热储能），可与发电厂联合参与调峰，也可以独立主体参与调峰。其中，建设在风光电站的电储能设施，优先考虑风光电站使用后，富裕能力可参与辅助服务市场。用户侧储能设施（储电、电供热储能）仅可参与深度调峰与启停调峰

储能调峰如何结算：建设在发电厂的储能设施，放电电量按照发电厂相关合同电价结算；用户侧储能设施，按市场规则自行购买电量，放电时，可就近向电力用户出售电力获得收益。充放电4小时以上的电储能装置参与发电侧启停调峰，视为一台最低稳燃功率相当的火电机组启停调峰

储能参与调峰辅助服务大大挺高了经济性

《通知》的出台，实质上给了储能正当的身份，可以参与“三北”地区调峰服务。储能最终是否能在调峰辅助服务市场获得推广应用，最直接的制约因素还是在于其经济性。

表 6：“三北”地区调峰辅助服务现行结算方法

| 区域电网 | 有偿调峰结算 | 启停调峰结算 |
|------|---|---|
| 华北 | 机组因深度调峰服务造成的比基本调峰少发的电量，按照 50/MWh 进行补偿。 | 单机容量在 100MW 一下（含有 100MW）的机组启停调峰一次，按照机组容量补偿 500 元/MW；单机容量在 100MW 以上的机组，按照容量补偿 1000/MW；燃气火电机组，按照 260/MW 补偿；水电机组，按照 7/MW 补偿。 |
| 西北 | 机组因深度调峰服务造成的比基本调峰少发的电量，按照 300/MWh 进行补偿。 | 10 万千瓦燃料发电机组，启停调峰每台每次补偿 6 万元，其他按照 6 万*机组容量（万千瓦）/10 万千瓦来补偿。 |
| 东北 | 机组因深度调峰服务造成的比基本调峰少发的电量，按照 100 元/MWh 进行补偿。 | 机组启停一次，按照机组容量没万千瓦补偿 1600 元/MWh 进行补偿。 |

数据来源：西南证券

三北地区中，东北电网对于调峰的补偿标准较高，因此以参与东北电网调峰辅助服务为例，计算储能收益。储能系统在谷段或平段充电，峰段将电全部放光，高峰放电时获得售电收益，谷段和平段的充电可参与辅助服务市场调峰，获得调峰收益。一套储能系统在上述时段划分下，一天可进行 2 次满充满放。

布置一套 10MW/4h 的储能系统，并假设其放电时上网电价采用风电上网电价核算，则其参与调峰的总收益计算如下：

（1）每天调峰收益

每次可下调电量 40MWh，按照补偿量值高的东北电网计算，其每天的补偿费用为：
40MWh*300 元/MWh*2h=24000 元

(2) 每天售电收益

按照《通知》的规定，建设在发电端的储能设施，售电按电厂上网电价计算，因此储能高峰放电按风电上网电价 0.5 元/kWh 计算。假设所存电量高峰期都能出售，且充放电效率为 100%，每天的售电收益为：40MWh*1000*0.5 元/kWh*2=40000 元

(3) 全年收益

全年按 360 天计算，假设每天都是理想状态，低充高放，则全年收益为 2304 万元。

(4) 投资回收期假设一套储能系统的成本为 3000 元/kWh，10MW/4h 的储能系统总成本为 1.2 亿元。则整个系统的投资回收期为 5.2 年。

每天 2 次循环，5.2 年共计循环 3744 次（2 次×360 天×5.2 年），锂离子电池、钠硫电池、液流电池的循环寿命基本都能满足此要求。

如果储能不参与调峰辅助服务，仅仅削峰填谷，使用风电场电力充电，仅能获得高峰售电收益。全年收益为 1440 万（40000 元×360 天），投资回收期 8.3 年，调峰服务的放开，回收期变为 5.2 年，储能参与调峰辅助服务，可以大大缩短投资回收期。

调峰辅助服务对储能开放，可以为储能提供一笔较大的收益。尤其在京津唐电网，其修订的两个细则中，以调节幅度来衡量、计算补偿收益，调峰补偿因此大幅增加，考虑到储能可获得正负 100% 的调节幅度，在京津唐市场中，储能是非常占优的调峰资源，可以获得更高的收益。

可以看到，储能正在进入商业化提速的阶段。积极布局，拥抱储能，它的时代已经来临！

图 35：我国储能产业发展蓝图



数据来源：CNESA、西南证券

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

邮箱：research@swsc.com.cn

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

上海地区

蒋诗烽（地区销售总监）

021-68415309

18621310081

jsf@swsc.com.cn

罗月江

021-68413856

13632421656

lyj@swsc.com.cn

北京地区

赵佳（地区销售总监）

010-57631179

18611796242

zjia@swsc.com.cn

陆铂锡

010-57631175

13520109430

lbx@swsc.com.cn

广深地区

刘娟（地区销售总监）

0755-26675724

18665815531

liuj@swsc.com.cn

张婷

0755-26673231

13530267171

zhangt@swsc.com.cn

任骁

0755-26820395

18682101747

rxiao@swsc.com.cn

罗聪

0755-26892557

15219509150

luoc@swsc.com.cn

赵晨阳（上海办公）

021-68416926

15821921712

zcy@swsc.com.cn