

电力储能发展现状及前景分析



2018年以来，国内电化学储能市场出现爆发式增长，其中电网侧储能新增装机比重首次超过用户侧，占比达到42.85%。但进入2019年，储能产业罕见下滑，一季度，国内新增投运电化学储能项目的装机规模仅为50.5MW，同比下降13.7%，环比更是下降84.2%。

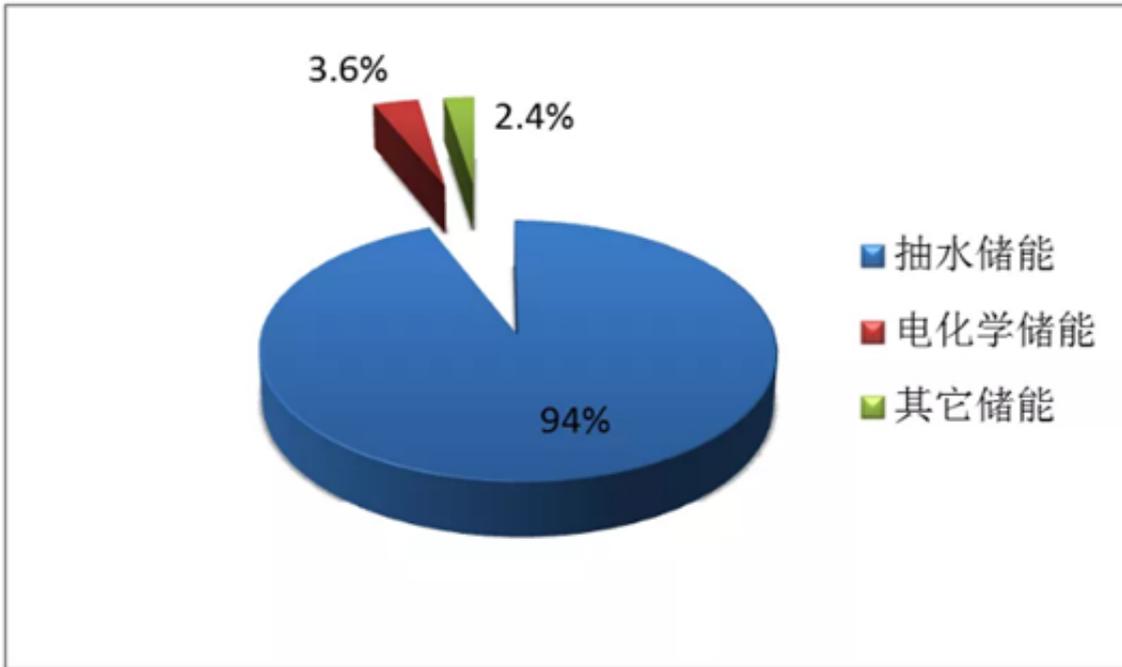
本文从电力储能发展现状、储能政策环境及各网省公司储能建设基本情况入手，分析了当前储能建设的利弊，并提出发展储能的意见建议。

一、电力储能发展现状

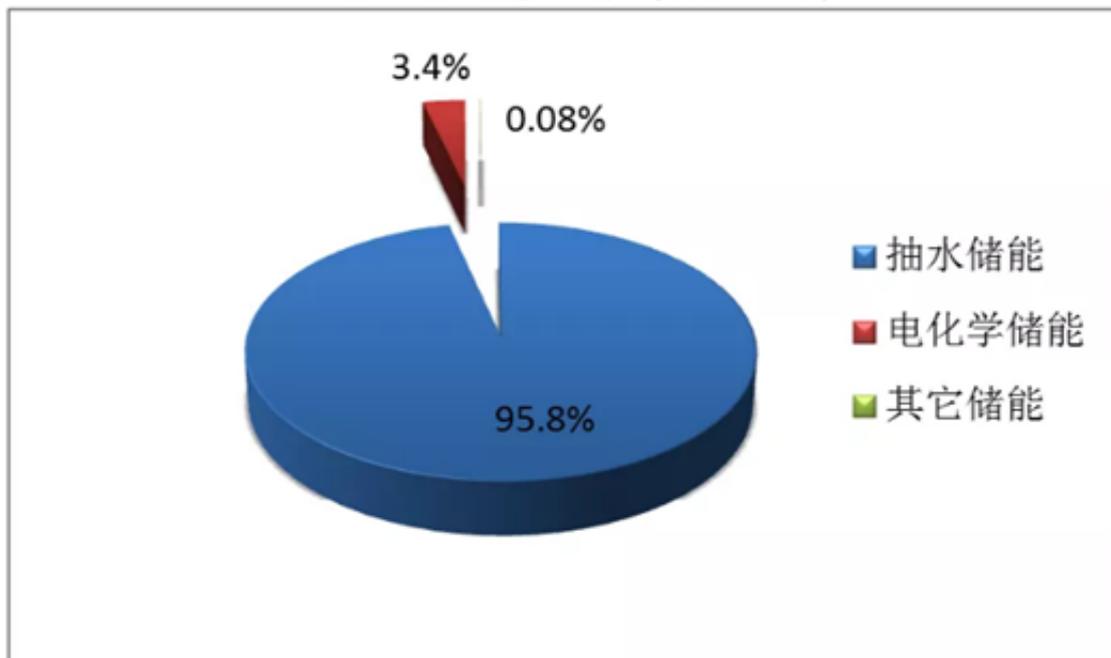
电能具有发输供用实时平衡的特点，储能技术的出现，改变了电力工业即发即用的传统模式。当前，储能技术在电力系统细分领域的应用，主要包括可再生能源接入储能、电网调峰、调频储能、配电侧分布式储能和用户侧分布式微网储能。

（一）储能装机情况：截止2018年，全球投运储能项目累计装机规模180.9GW，其中抽水蓄能装机规模最大，占比94%。国内已投运储能累计装机规模31.3GW，占全球市场总规模的17.3%。预计到2020年底，中国储能市场的累计投运容量将达到45.16GW。从国内储能装机增速看，2018年我国抽水蓄能装机规模同比增速为5.3%，国内电化学储能市场出现爆发式增长，其中电网侧储能新增装机比重首次超过用户侧，占比达到42.85%，累计规模达266.8MW。

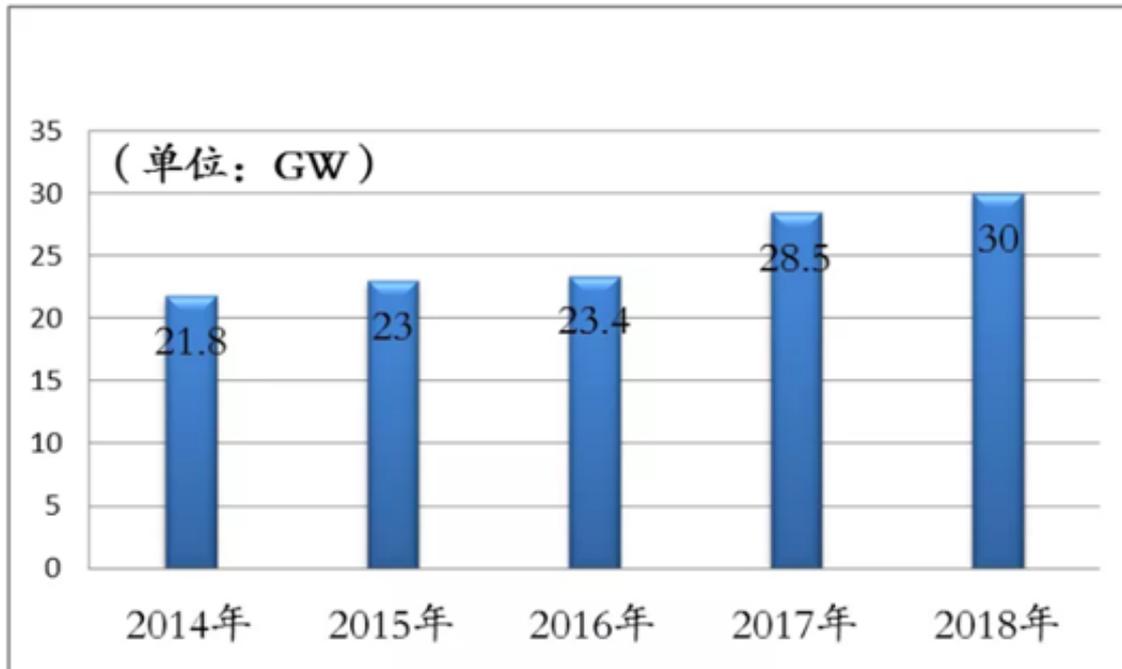
图一、全球储能装机情况（截至2018年）



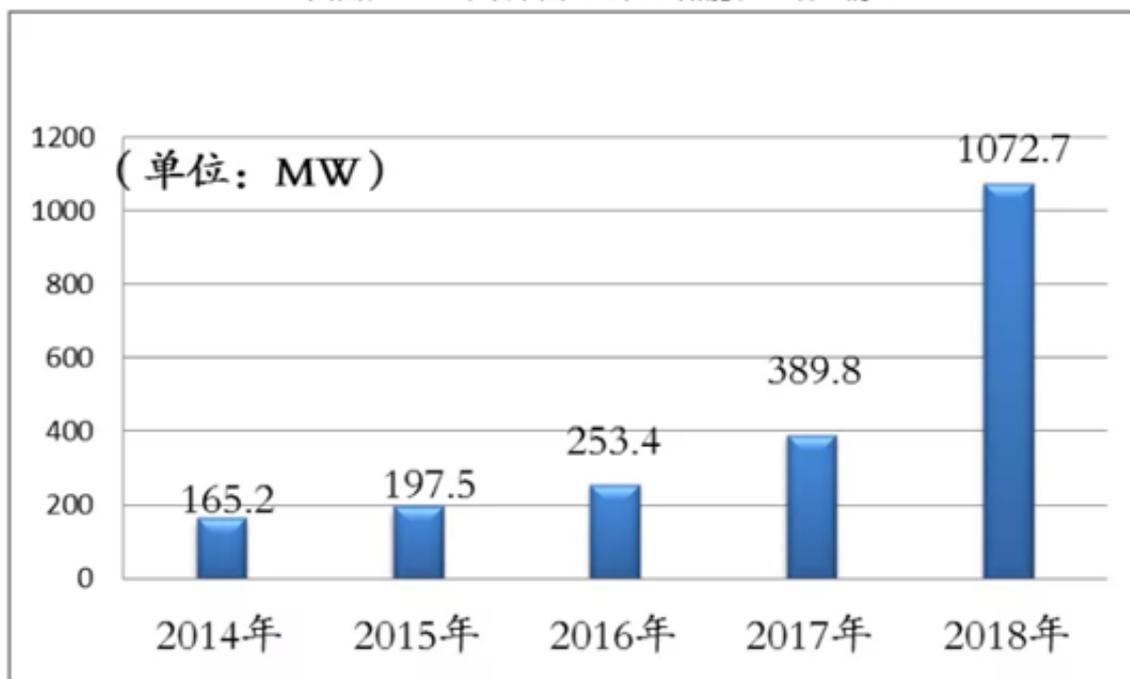
图二、国内储能装机情况（截至2018年）



图三、2014年以来国内抽水储能装机增长情况



图四、2014年以来国内电化学储能装机增长情况



(二) 储能应用现状：抽水储能仍然是目前最成熟、最经济的储能技术，大规模应用于系统调峰、调频和备用领域，抽水蓄能在储能应用中的主导地位短期内仍然不会被动摇。电化学储能单元成本较高、经济性不足，但相比物理储能效率更高、配置灵活、响应更快速，随着技术成本进一步降低，电化学储能各种应用场景正不断被开发出来。

表一：储能主要类型比较

储能	储能方式	优点	缺点	应用范围
物理储能	抽水储能	发展历史长，技术成熟，成本较低。储能容量大、寿命长。	对环境、地理地质条件有较高要求	广泛用于调峰、调频和备用电源场景
化学储能	电池储能	功率高、循环特性好、响应速度快。	成本高、使用寿命短，目前还存在安全性问题	调峰、调频、UPS、电能质量调节
其它储能	超导储能和电容器储能等	响应速度快、转换效率高，可实现与电力系统实时大容量能量交换	制造成本高、能力密度低、需在低温下使用	电能质量调节、USP、削峰等

二、国内电力储能政策环境

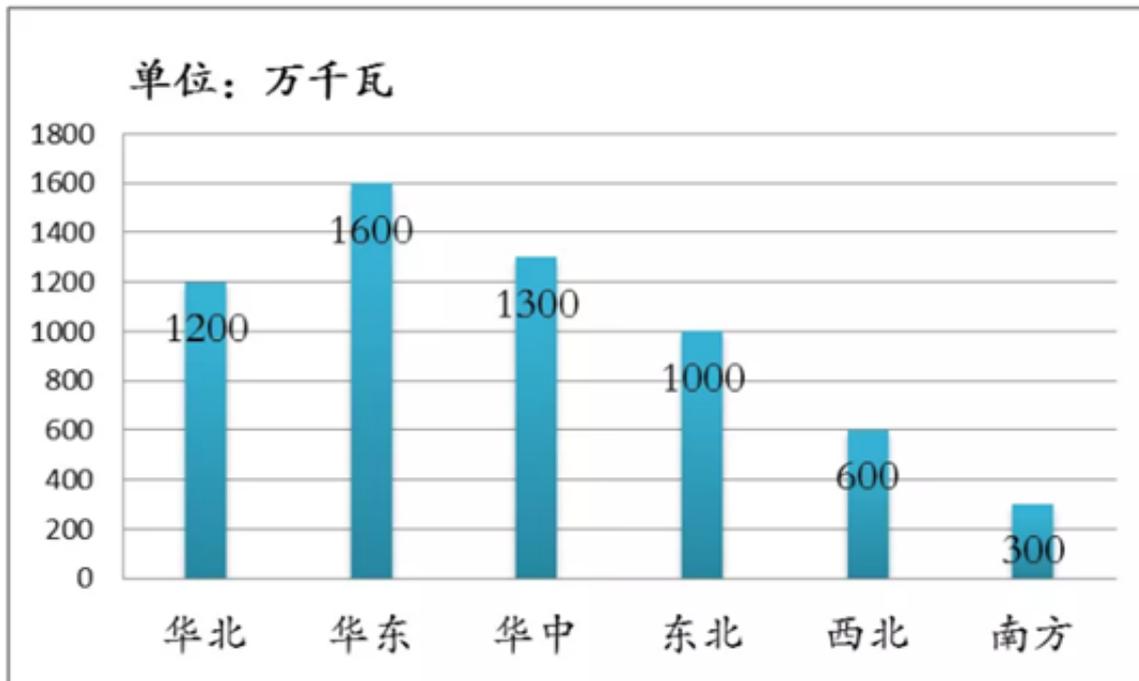
国家层面：7月1日国家四部委正式发布的《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》2019-2020年行动计划，成为储能行业又一个划时代意义的文件。行动计划首次提出要规范电网侧储能发展，研究项目投资回收机制，此举有助于推动电网侧储能项目走向市场化。

国家能源局：正会同有关部门研究解决储能发展中政策、法律、投资管理等方面的问题，明确储能的示范任务和发展方向。2017年，国家能源局将东北、山西、福建、山东、新疆、宁夏、广东、甘肃等8个地区试点第一批电力辅助服务市场。国家电网：2019年2月18日，国家电网发布《关于促进电化学储能健康有序发展的指导意见》，将储能纳入电网规划。根据储能技术发展和规模增长趋势，动态调整抽水蓄能发展规划，将电网侧储能视为电网的重要电气元件和一种技术方案，进行综合比选论证。南方电网：优先利用抽水蓄能电站、变电站改造腾出的土地资源，开展大型储能电站示范项目建设，在关键节点分散布置容量适中的储能项目作为保底电源。

三、各网省公司储能项目开工建设情况

（一）抽水储能建设情况：截至2018年底，我国抽水蓄能电站已投产32座，装机2999万千瓦；在建33座，规模4305万千瓦；预计到2020年，装机规模将达到4000万千瓦。下图中，西北地区主要集中在新疆、甘肃省；华东地区主要集中在江苏、浙江等省份；西南地区主要集中在云南省；华南地区集中在广东省；华北地区则主要集中在山东、山西和内蒙古等省份。华中及东北地区主要集中在湖南省、辽宁省。

图五：“十三五”各地区抽水蓄能电站开工规模统计



(二) 电化学储能项目建设情况 (2018年以来)

各网省公司电网侧2018年以来电化学储能建设情况如下表。

表二 各网省公司电化学储能项目建设情况

序号	建设单位	建设项目	建设规模
1	江苏省电力公司	江苏镇江电网侧分布式储能电站	101/202兆瓦
2	青海省电力公司	格尔木美满16MW/64MWh储能电站项目	16/64兆瓦
3	河南省电力公司	电网侧分布式电池储能示范工程	100兆瓦
4	湖南省电力公司	长沙电池储能电站	60/120兆瓦
5	甘肃省电力公司	电网侧集中式储能电站	60/240兆瓦
6	广东省电力公司	电网侧商用储能电站	5/10兆瓦
7	北京市电力公司	怀柔北房储能电站	30兆瓦

四、电化学储能技术利弊简析

2017年以来，在国家有关储能产业发展指导意见下，电力储能得到快速发展，尤其是电化学储能发展迅猛。下面重点就电化学储能利弊做简要分析。

有利的一面：从现实需求上看：储能是为了保持电力系统的能量均衡而生。在全球清洁低碳发展大潮下，新能源装机快速上升，无论是风电、光电、还是火电厂，为了增加出力、平滑曲线，有了加装储能系统的需求；随着分布式电源、微网的发展，在电力市场和峰谷价差背景下，用户出于节省支出和套利考虑，也有了发展储能的动力。从技术特性看：储能服务在电力系统的发、输、配、用各个环节都可以发挥作用，被社会上部分企业、专家渲染为电力系统安全、优质运行的刚性需求和标配。从储能电站技术特性看，储能设施确能辅助电网安全运行，比如辅助动态运行、调

频、调压、调峰、备用容量、无功支持、可再生能源平滑输出/削峰填谷、爬坡率控制、电能质量、紧急备用等等，能够提升电压质量和电网运行安全水平。不利的一面：成本方面：电化学储能系统造价中，电池成本占比约60%。储能关键原材料价格维持较高位置，度电单位成本高居不下。就应用最广泛的锂电池看，尽管锂电池成本已经有了显著下降，但出于经济性考虑，仍不具备竞争力。2018年典型的磷酸铁锂集装箱式储能项目的系统中标单价在1.9-2.3元/Wh之间，就电网侧储能项目来看，系统造价须降至1.5元/Wh

以下，才有大规模应用的经济价值。制度方面：2019年5月，国家发展改革委、国家能源局联合修订出台了《输配电定价成本监审办法》，明确抽水蓄能电站、电储能设施不能纳入输配电成本。国家发改委《省级电网输配电价定价办法》（征求意见稿）第九条，抽水蓄能电站、电储能设施不得纳入可计提收益的固定资产范畴，因此储能设施相关资产对电网企业来讲，不属于有效资产范畴，其建设投入资金无法通过输配电价获得补偿，后期运维成本也没有资金支持，不利于电网侧储能电站的发展。技术安全方面：安全问题所带来的消极因素更为突出。储能锂电池系统缺乏内部可控的安全设计，一旦某个电池出现热失控，很容易导致储能系统整体失控，会造成重大火灾和输配线路烧毁等事故，让业主、投资者和政策制定者顾虑重重。电网运行检修方面：用户侧储能布局分散，出力具有双向性、随机性等特点，对电网来说“不可观、不可控”，大规模无序运行将导致系统负荷特性由有序向无序转变，系统调度和运行模式将发生巨大变化。更严重的是，储能设施非受控功率倒送，增加电网协调运行难度，对电网检修人员人身安全构成极大威胁。

五、相关建议

（一）电化学储能技术及制度环境尚不成熟，不具备电网侧大规模部署条件。技术、资本和制度安排是推动储能发展的“三驾马车”，目前迫切需要的是能体现储能价值的新机制，并建立可持续的商业模式，让参与各方获取实实在在的真金白银。但是，我国当前储能服务缺乏明确量化的市场定价体系和机制，单一的价差回收模式吸引力不足，加之技术成本、安全隐患，现阶段电化学储能尚不具备在电网侧大规模部署的条件。

（二）加强电化学储能系统并网管理，引领储能设施安全发展。尽快研究制定储能设施在并网、计量、安全、消防等关键环节的标准，明确并网安全技术要求和业务办理流程，并面向全行业积极推广，引领电源侧、用户侧储能设施安全发展。积极跟踪研究储能应用技术发展情况，重点开展电化学储能系统状态评估、运行监控及安全防护等关键技术研究，编制、推广用户侧储能电站典型设计、防火防爆典型安全方案等，确保公司电网运行、检修安全。（作者：刘永生国网四川省电力公司经济技术研究院）

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/145432.html>