**2015—2018年行业发展情况**

储能发展规模方面，根据协会统计，中国2015-2018年间投产的电化学储能项目共94个，装机规模合计约为449MW/1117MWh。近三年来，电化学储能投产规模保持高速增长态势，年均增长率约为69%，2018年增速最快。

储能应用场景方面，在已统计储能应用场景的项目中，已投储能项目主要应用于电源侧的新能源并网及平滑出力波动（已投项目共35个）、用户侧的微电网（已投项目共24个）等场景，电网侧储能应用较少。电源侧和用户侧储能是2015-2018年间储能项目投资主要方向。

从地域分布上来看，近三年投产的储能项目主要分布在江苏、青海、西藏等新能源富集地区和负荷中心省份，河南和湖南今年在电网侧也有布局。其中，江苏规模占比最高达33.5%，主要应用场景为输配电设施基础服务、分布式及微电网、工商业储能等；青海和西藏投产规模分别位列第二位和第三位，主要用于新能源并网、分布式及微电网等场景。

从技术类型上看，近三年投产的项目中，选择锂离子电池的项目数量最多，约45个；铅酸电池次之，约28个；蓄冷、飞轮等其他非抽蓄储能技术项目数量位居第三，约25个；液流电池项目数量最少，约7个。

从商业模式上看，电源侧、电网侧和用户侧储能的建设期间投融资模式及运行阶段的商业模式各异。

电源侧储能方面，主要有以下两种模式。一是为常规电源提供联合调频服务，由于该模式下的价格受政策影响较大，加之市场竞争加剧带来的分成比例不断降低，现行省份已结束暴利期，市场空间有限；二是配合新能源电站平滑出力、调频、减小弃风弃光，由于新能源装机规模呈持续增加态势、储能成本持续下降，该模式的市场空间有望日益扩大。测算显示，新能源侧储能发展未来主要集中于I、II类风光资源富集区和限电严重地区如“三北”地区，光伏+储能更具备发展潜力。

电网侧储能项目方面，当前商业模式主要有以下三种。一是经营性租赁模式，该模式中，储能由电网公司租赁，租赁费由储能电站和电网公司协商确定。二是合同能源管理模式，该模式主要参照各地电力辅助服务政策及峰谷电价政策制定服务价格。三是电网公司全资建设管理模式，该模式中储能投资纳入电网输配电价。然而，无论何种模式，当前都面临储能成本疏导问题，行业普遍呼吁希望能参照抽蓄的两部制电价进行储能定价。

用户侧储能项目方面，当前工商业用户和大工业用户储能主要通过峰谷套利、降低需量电费等模式盈利。其中，工商业用户侧储能在峰谷价差大于0.7元的东中部地区发展潜力较大。目前湖北工商业用户侧储能项目内部收益率最高，为8.46%，北京、江苏在5%～8%之间；大工业用户侧储能仅通过峰谷套利模式难以盈利，若通过峰谷套利+降低需量电费在部分省市具备盈利条件，上海、湖北、江苏、北京等地可实现盈利，内部收益率分别为12.7%，11.8%，11.7%和8.6%，但土地成本偏高。此外，同样在0.7元峰谷电价差下，铅炭电池和锂电池投资成本需要分别降至1.1元/千瓦时和1.3元/千瓦时，才开始具备经济性。

**发展前景**

储能未来市场空间不仅取决于新能源发展规模、储能技术进步及成本下降，还取决于系统其它灵活性资源的发展如火电灵活性改造、抽水蓄能电站、需求侧响应及电动汽车储能技术发展规模。其未来发展空间存在不确定性。在考虑各类技术经济性按照预期发展变化下测算得到不同水平年的储能发展规模如下。

（1）2020年储能发展展望

预计2020年储能发展规模将达到3860万千瓦。其中，抽水蓄能约3540万千瓦，仍占主导地位；非抽蓄储能约320万千瓦，2018～2020年年均增速150%以上，有望进入爆发增长期。

（2）中长期储能发展展望

从发展规模看，预计2030年储能发展规模将达到2亿千瓦。其中，抽水蓄能装机规模将达1.4亿千瓦，非抽蓄储能6500万千瓦。2050年储能发展规模将达到4.1亿千瓦，其中，抽水蓄能装机规模将达1.6亿千瓦，非抽蓄储能2.5亿千瓦。

从储能类型看，抽水蓄能发展平稳，非抽蓄储能占比逐步提高。2030年前，预计抽水蓄能的技术经济性较非抽蓄储能仍将有较大优势；非抽蓄储能发展目前主要受市场因素和刚性应用场景需求驱动，更适合分散式、小规模应用。2030年后随西部北部地区新能源规模加速增长和储能技术突破，集中式储能将快速增长，总规模逐渐超过分散式。

从地域分布看，西部北部地区比重不断提高。抽水蓄能方面，预计2035年抽水蓄能有71%布局在东中部；2035年后西部北部抽蓄开发速度加快。非抽蓄储能方面，初期增长主要在电价承受力较高的东中部，2035年西部北部占比达33%；2035年后西部北部随集中式新能源消纳需求快速增长，非抽蓄储能比重有望提高到54%。

**面临的问题**

1. **储能政策体系和价格机制不完善**

在政策层面除相应的指导意见和实施办法外，现阶段我国出台的储能技术产业化相关的政策体系和价格机制并不完善，尤其是电力储能领域，参与电力市场的机制不健全。储能有利于提升电力系统的安全稳定运行、提高电能质量和效率，减少电网扩容及投资，但其价值主要体现在给予其他系统的服务上，储能系统独立性价值难以发挥。

**二、储能项目投资成本偏高，社会资本难以进入**

虽然储能系统成本有大幅下降，但储能项目商业模式不稳定性、业主对储能价值认识不清晰和实际应用场景储能系统效率变化带来储能项目投资收益风险，造成储能项目融资渠道非常有限，目前主要是业主自有资本金加银行融资，还未能通过产业基金或绿色基金来撬动项目开发，没有为社会资本进入市场打开收益空间。

**三、储能产业商业模式单一，亟待创新**

目前，储能的价值收益难以充分体现，储能的商业机制尚未形成，很多储能项目只能依靠短期调峰调频及峰谷电价套利，但调频调峰的补偿机制不健全，峰谷电价套利依赖于电价水平，具有不确定性，是一种非可持续发展模式，同时这两种方式成本回收期也较长。目前储能成本高、储能电站盈利性不明显、融资较难都是储能产业发展的几大痛点。

**四、储能系统技术有待进一步突破**

储能市场迫切需要低成本的、安全可靠的储能电池，目前储能系统技术在系统成本、转换效率、寿命、安全性以及运维和回收等问题上还有待进一步创新。根据储能应用分会巡回调研结果显示：（1）目前国内还没有专门针对储能市场开发的电池生产线和系统装备，受新能源汽车政策影响，多数企业主要精力放在动力电池电芯研发上，储能电池的电芯仅从动力电池延用而已，没有针对储能不同应用场景单独开发相应的模块化电芯；（2）电池企业与系统集成商难以在成本上统一协调推进（主要涉及制造成本、工艺水平、安全环保等），从电芯到系统集成没有形成独立运行的解决方案；（3）电池回收是难题，目前缺乏合适的回收技术路线能够同时满足环保和低成本的要求；（4）不同应用场景下，到底需要怎样的电芯产品，需要怎样的产品性能?业界认识不够清晰；（5）要从材料—电芯—PACK—管理系统—控制系统—系统集成等，充分研究系统安全性，要充分认识到成本和循环寿命要建立在安全可靠的基础之上；（6）企业产能难以满足市场需求，同时还要兼顾到自然资源匹配和后期回收工作，因此需要集中一批系统集成商从安全、成本、环境、回收等方面加快研发投入力量。

**五、与国际储能产业发展水平相差不远**

今年以来，我们协会加强了与不同国家层面的交流与对话，但据了解，目前国际上在推动储能技术应用虽然做了很多政策性研究与法律法规建设，但依然没有形成大规模可复制的商业应用模式。欧美等发达国家主要在应对国家能源转型、能源结构要求上结合自身政策机制和市场环境灵活性优势做了储能技术的大胆布局与尝试。我们国家在新型储能技术研发、成本控制、产品结构、标准体系、安全控制等方面与国际基本处于同一发展水平。在系统集成、电池热管理技术、电池寿命和效率与发达国家有一定差距。

**六、标准体系建设有待加速**

要加快储能技术在发电侧、电网侧、用户侧具体应用标准建设，要充分结合储能电站建设考虑安全性和环保性标准建设；要结合不同应用场景研究储能技术并网标准，施工规范标准等；要规范储能电池生产与回收环节环保标准建设；要探索储能系统模块化、标准化产品标准建设。有条件的情况下要敢于走出去，争夺国际标准话语权。

**七、产业规划需要顶层设计**

新能源汽车发展带来动力电池产业快速布局，同时在政策导向的影响下，企业为了生存，纷纷扩大产能，一些地方为了招商需求，纷纷给地给政策给资金，满足了企业短期需求，而没有形成核心竞争力和长远发展动力。政策稍微调整，就带来了巨大资源浪费和资金浪费，也带来了安全隐患和社会稳定。储能产业要把握好力度，要在充分调研的基础上，政策制定要保持可操作性和持续性，不要频繁调整，要充分结合自然资源优势、研发优势、人才优势和市场优势，如何进一步激活各种不同储能技术路线自主知识产权创新能力？在优化自身系统集成同时如何引导开拓细分市场与商业模式？如何完善鼓励机制，尤其是补贴难、融资难、协调难、管理难、运营难等现实困境？如何结合能源互联网、智慧能源、智慧城市、智能建筑、智慧交通等发挥出储能价值？电力体制改革与新能源消纳市场如何进一步破除各种壁垒？如何建立健全废旧储能电池回收体系等等。国家层面要对储能技术参与能源结构、建设模式、电网资产运营效率、电网安全性灵活性等方面进行系统规划。要建立储能的配置结构、技术规范、管理规则与利益分配机制等细则。