

## 储能“倒春寒”后一批国家级储能示范项目出台或重新启动

2019年初，行业乐观估计全年我国电化学储能新投运装机功率有望突破1吉瓦。然而，依靠政策驱动迅速崛起的新兴产业也会因为政策的变化而产生波动，储能产业便是最好的例证。

截至2019年12月底，行业对储能市场前景的乐观预估纷纷落空。储能产业纷纷经历高开低走，产业呈现曲折发展状态。

2019年，我国储能产业在“电化学储能累计装机功率首次突破吉瓦时，当年新增投运的电化学储能装机功率规模达612.8兆瓦”的良好基础上开始新征程。2019年5月28日，则是一个转折点，将2019年储能产业发展状况分割为阔步向前和减速调整两种基调。

2019年1~6月，我国新增电化学储能装机规模为116.9兆瓦。虽然这一成绩同比2018年同期降低了4.2%，但是整体仍保持了2018年的蓬勃发展态势，其中最大的推动力来自电网侧储能，同比2018年同期增长了189.8%。

2019年初，国家电网有限公司和南方电网有限责任公司相继发布关于促进储能产业发展的指导意见，大大鼓舞了储能从业者的信心，产业各方对2019年电网侧储能的项目规模充满期待。根据统计，湖南、广东、江苏、浙江、福建、甘肃等地电网企业规划的，有望在2019~2020年建设投运的电网侧储能项目装机功率约达1000兆瓦。

但是，电网企业推动储能项目建设的决心和态度主要取决于储能是否计入输配电定价成本。2019年5月28日，国家发展改革委正式发布新修订的《输配电定价成本监审办法》明确指出，抽水蓄能电站、电储能设施不得计入输配电定价成本。电网企业推动建设储能项目的积极性明显降低，一批已经规划或者将要规划的电网侧储能项目无奈暂缓甚至取消。电网侧储能随即从2019年初的如火如荼转入低迷。

如果说暂缓或取消一批电网侧储能项目的举动只表明了电网企业的犹豫踌躇，那么2019年末国家电网有限公司《关于进一步严格控制电网投资的通知》提出的“不得以投资、租赁或合同能源管理等方式开展电网侧化学储能设施建设，以及不再安排抽水蓄能新开工项目等”，则是“官宣”了对电网侧储能的态度。

在电网侧储能发展遭遇“刹车”之际，“东边不亮西边亮”的情形并未光顾储能产业。2019年，由于一般工商业电价再降10%导致峰谷电价差变小、储能用户企业持续经营风险增加，辅助服务市场趋于饱和、调峰调频价格不断降低等诸多因素影响，用户侧和发电侧储能也呈现一片万马齐喑之势，全年新开工投运项目稀少。

与市场转入减速调整期相对，是储能企业圈子的不断扩大。2019年，国内开展储能业务的企业数量有所增加，有不少从光伏、电能质量治理等领域跨界而来的企业。“僧多肉少”导致企业大打价格战，储能企业的盈利状况堪忧，同时也埋下了一定安全隐患。

不过，寒冬之下，万物仍然生长。2019年，我国储能产业在“倒春寒”中同样取得了一定发展。例如，在商业模式创新方面，青海共享储能的横空出世，无疑为储能探索了一条市场化的新路。在政策方面，政府也出台不少政策支持储能发展，国家发展改革委、国家能源局等部门发布了《贯彻落实〈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》，一批国家级储能示范项目出台或重新启动。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/151109.html>