

压缩空气储能或许是继抽水蓄能之后，第二大适合大规模长时间电力储存的技术。

压缩空气储能：产业化提速

文/袁素

在新一轮的储能技术热潮中，原本小众的压缩空气储能技术开始受到风险投资的关注。

1月10日，加拿大的先进压缩空气储能公司 Hydrostor 获得来自投资银行高盛集团旗下资产管理部门2.5亿美元的投资。这是压缩空气储能行业有史以来获得的最大的单笔投资。

2021年10月，国内的先进压缩空气储能设备公司中储国能（北京）技术有限公司（以下简称“中储国能”）宣布完成新一轮1.8亿元Pre-A轮融资，由招银国际领投，天使轮领投方、老股东中科创星追投，联想之星、普华资本、华控基金、南京麒麟等机构跟投。

2020年12月底，中储国能获得了

由中科创星、株洲高科领投的1.6亿元天使轮投资。

所谓压缩空气储能，是一种可以实现大容量和长时间电能存储的电力储能系统，可将低谷电能、风能、太阳能等不容易储藏的电力用于压缩空气，将压缩后的高压空气密封在储气设备中，在需要时释放出来，再转化为电能的方式，被认为是继抽水蓄能之后第二大适合大规模、长时间电力储存的技术。

中国能源研究会储能专委会主任、中国科学院工程热物理研究所研究员陈海生在1月对媒体表示：“在新型电力系统建设和‘双碳’目标的需求牵引下，长时间大容量的储能需求会越来越多，对压缩空气储能能在未

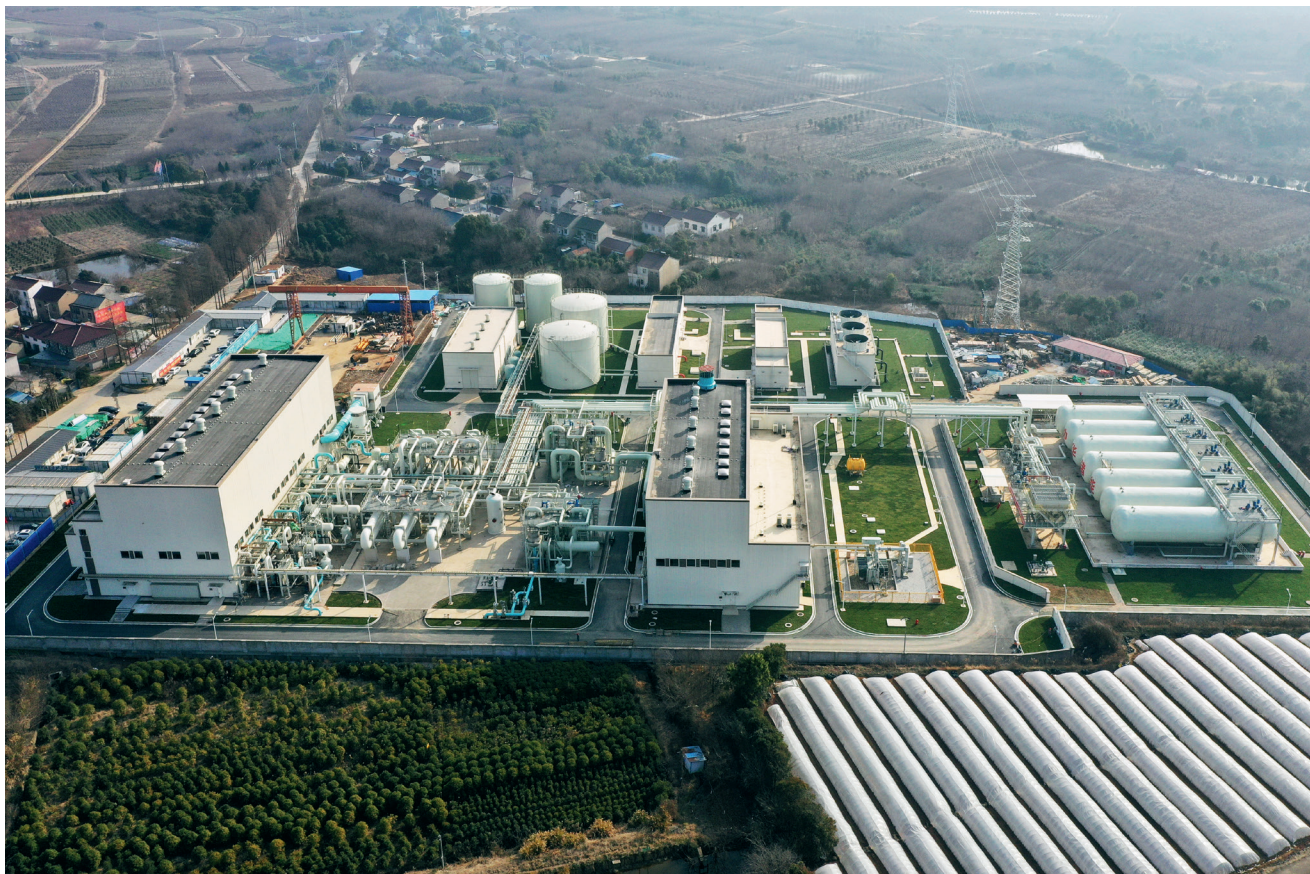
来几年实现产业化，我总体持乐观态度。”

目标：大规模长时间储能

在“双碳”背景下，各种储能技术争奇斗艳。

以储存能量类型分类，储能技术主要可以分为热储能、电储能和氢储能等几大类。其中，电储能包括机械储能、电化学储能和电磁储能这几种最常用的储能方式，压缩空气储能属于与抽水蓄能、飞轮储能并列的机械储能方式之一。

从原理来看，压缩空气储能系统是以高压空气压力能作为能量储存形式、通过高压空气膨胀做功来发电的系统，其技术原理发展自燃气轮机，



我国最近两年在政策上鼓励 压缩空气储能技术，示范应用 不断创新。

>> 2021年9月30日，世界首个非补燃压缩空气储能电站在江苏金坛并网试验成功（严学/摄）。

即由高速旋转叶轮构成的、将燃料燃烧产生的热能直接转换成机械功对外输出的回转式动力机械。

在储能时段，压缩空气储能系统利用低谷电能、风能或太阳能带动压缩机，将电能转化为空气压力能，随后高压空气被密封存储于报废的矿井、岩洞，废弃的油井或者人造的储气罐中；在释能时段，通过放出高压空气推动膨胀机，将存储的空气压力能再次转化为机械能或者电能。

压缩空气储能系统与燃气轮机的不同之处在于，燃气轮机的压缩机和

膨胀机是同时处于工作状态的，而压缩空气储能系统中的压缩过程和膨胀过程却是分时进行工作。

根据中国科学院的研究，压缩空气系统可以储存的能量很大。当压缩空气压力为100倍大气压、温度为环境温度时，1立方米空气内部的能量（可转化为电能）为12.9千瓦时电能；当压力增至200倍大气压时，1立方米空气储存电能为28.3千瓦时，进一步将空气加热至300摄氏度，可释放的电能为54.4千瓦时。

同时，压缩空气储能具有工作时

间和寿命长、场地限制少、经济性能好、安全性能高等多个优点，或许是继抽水蓄能之后第二大适合大规模长时间电力储存的吉瓦级储能技术。

具体来说，从工作时长来看，压缩空气储能系统可以持续工作数小时甚至数天，通过较好的维护寿命可以达到40~50年，接近抽水蓄能的50年，并且效率可以达到60%左右，接近抽水蓄能电站。

从经济性来看，压缩空气储能系统建造成本和运行成本比较低，低于钠硫电池或液流电池，也低于抽水蓄能电站，而且随着绝热材料的应用，可以使用少量或不使用天然气、石油等燃料加热压缩空气，燃料成本占比逐渐减少。

从存储方式来看，传统上将压缩空气储存在合适的地下矿井或者熔岩下的洞穴中是最经济的方式，但是现代压缩空气储存的解决方法是用地面储气罐取代洞穴。

从安全性来看，压缩空气储能系统使用的原料是空气，不产生任何有毒的气体，万一发生储气罐漏气事故，罐内压力会骤然降低，空气既不会爆炸也不会燃烧，安全系数高。

当然，这项技术也有一些缺点，根据陈海生的介绍，一是该系统是在燃气轮机基础上改造而来的，效率不够高，比电化学储能85%~90%的效率低；二是需要燃烧天然气或者其他化石燃料；三是如采用储气洞穴储

气，会受地理条件限制。

国际：盖茨、高盛纷纷入局

从全球来看，压缩空气储能虽然已有40多年的产业化历史，但整体的产业规模还比较小。

根据智研咨询的统计，截至2020年年底，压缩空气储能在全球储能装机规模中的占比仅为0.2%，在中国储能装机规模中的占比仅为0.03%。

全球第一座压缩空气储能电站是1978年投入商业运行的德国Huntorf电站，目前仍在运行中，是世界上最大容量的压缩空气储能电站，主要用于热备用和平滑负荷。机组的压缩机功率为60兆瓦，释能输出功率为290兆瓦。系统将压缩空气存储在地下600米的废弃矿洞中，矿洞总容积达 3.1×10^5 立方米，压缩空气的压力最高可达10兆帕。机组可连续充气8小时，连续发电2小时。该电站在1979年至1991年期间共启动并网5000多次，平均启动可靠性为97.6%，实际运行效率约为42%。

全球第二座压缩空气储能电站是1991年投入商业运行的美国亚拉巴马州的McIntosh压缩空气储能电站。储能电站压缩机组功率为50兆瓦，发电功率为110兆瓦。储气洞穴在地下450米，总容积为 5.6×10^5 立方米，压缩空气储气压力为7.5兆帕。可以实现连续41小时空气压缩和26小时发电，机组从启动到满负荷约需9分钟。该电站

由亚拉巴马州电力公司的能源控制中心进行远距离自动控制，实际运行效率约为54%。

日本于2001年投入运行的上砂川町压缩空气储能示范项目，位于北海道空知郡，输出功率为2兆瓦，是日本开发的400兆瓦工业试验用中间机组。它利用废弃的煤矿坑（约在地下450米处）作为储气洞穴，最大压力为8兆帕。

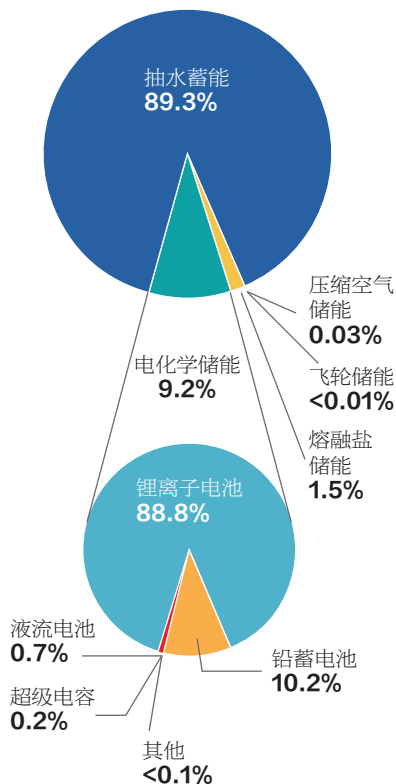
2003年，瑞士ABB公司（后并入法国阿尔斯通公司）开发了联合循环压缩空气储能发电系统。储能系统发电功率为422兆瓦，空气压力为3.3兆帕，系统充气时间为8小时，储气洞穴为硬岩地质，采用水封方式。

值得一提的是，2008年成立的光帆能源（LightSail Energy）是压缩空气储能行业最有名的创业公司，截至2016年2月该公司累积融资7000万美元，其股东包括科斯拉、比尔·盖茨、彼得·蒂尔和道达尔石油等，但其最终烧光投资人的钱之后在2018年倒闭。

相比之下，另外一家加拿大压缩空气储能创业公司Hydrostor就幸运得多了。它在前期主要靠政府的支持资金，但从2019年开始，先后完成3700万美元、800万美元和2.5亿美元三笔风险投资融资，刷新了行业的融资纪录。

根据官网资料显示，其目前只建造了一个商业运营的2.2兆瓦/10兆瓦

中国储能市场累计装机容量占比
(2000~2020年)



>> 数据来源: CNESA全球储能项目库

时的系统, 2019年在加拿大艾略特运营, 但在澳大利亚和美国加利福尼亚州合计拥有1.1吉瓦/8.7吉瓦时的规划项目。该公司称, 其在加利福尼亚州开发的Rosamond A-CAES项目一旦在2024年投入运营, 将提供500兆瓦持续12小时的按需调峰能力。

这家公司获得近3亿美元融资的原因在于其技术的创新性——使用液体储热装置来保存热量, 将系统循环效率从以前的40%提升到65%; 选择地下岩层打造储气空间, 从而提升了建厂选址的灵活性。因此, 其对外宣称装机成本仅为1.6元人民币/瓦时, 远低于行业平均水平。

国内: 产业化可期

我国最近两年在政策上鼓励压缩空气储能技术, 示范应用不断创新。

在政策层面, 2019年12月31日, 工业和信息化部发布《首台(套)重大技术装备推广应用指导目录(2019年版)》, 专门提到压缩空气储能系统, 要求每套额定功率 ≥ 100 兆瓦; 系统效率 $\geq 65\%$; 寿命 ≥ 30 年。

2021年7月23日, 国家发展改革委、国家能源局印发的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》明确提出, 要实现压缩空气、液流电池等长时储能技术进入商业化发展初期。

2021年10月, 中共中央、国务院印发的《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意

见》明确提出, 加强电化学、压缩空气等新型储能技术攻关、示范和产业化应用。

在政策的鼓励之下, 国内已经有多个示范项目。其中, 江苏金坛盐穴压缩空气储能国家示范工程于2017年7月获得国家能源局立项批复, 2020年8月主体工程正式开工。该项目由中盐集团、中国华能集团和清华大学共同开发建设, 2021年9月30日并网试验成功。该项目一期工程发电装机容量为60兆瓦, 储能容量为300兆瓦时; 远期建设规模为1000兆瓦, 预计电-电转换效率将达60%。

项目首席科学家、青海大学副校长、清华大学教授梅生伟认为, 作为世界首个非补燃压缩空气储能电站, 此次并网试验成功验证了盐穴储气、储热换热、新型空气透平发电系统所有首台套设备的研制成果。

另一个值得关注的压缩空气储能示范项目为河北张家口百兆瓦先进压缩空气储能国家示范项目, 建设规模为100兆瓦/400兆瓦时, 系统设计效率达70.4%, 项目由张北巨人能源有限公司(巨人集团)投资, 由中储国能提供全套设备, 技术来源为中国科学院工程热物理研究所。

据了解, 该项目已于2021年12月完成主要设备安装及系统集成, 顺利并网, 现已进入系统带电调试阶段, 各项调试工作稳步开展, 相关技术参数良好。■