

## 机械设备

机械储能：抽水蓄能利润空间有望提升，压缩空气储能商业化进展或将提速

作者：

分析师 李鲁靖 SAC执业证书编号：S1110519050003

分析师 朱晔 SAC执业证书编号：S1110522080001



天风证券

[综合金融服务专家]

行业评级：强于大市（维持评级）

上次评级：强于大市

# 摘要

## □ 储能行业：电力转型带动储能需求高速增长，政策刺激下储能装机有望迎来快速放量。

- 1) **新能源发电有望带动储能产业同步实现快速增长。**新能源发电存在随机性+间歇性+波动性等缺陷，需要储能系统介入调节，起到电力调峰、平滑发电出力、系统调频、备用容量等作用。短期内政策刺激力度较大，配储的比例通常为10%-15%之间。
- 2) **发电侧储能装机量测算：**机械储能用于大规模能量吞吐场景，常用于发电侧储能。跟我们测算，国内发电侧的储能需求，2021年为134.37GW、2025年达198.46GW、2030年达301.00 GW。抽水蓄能累计装机量2025年有望达到62GW，2030年有望达120GW，2021-2030年CAGR为13.77%；新型储能累计装机量2025年有望达到47.15GW，2030年有望达150.90GW，2021-2030年CAGR为43.83%。

## □ 抽水蓄能：两部制电价改革推进市场化，利润空间有望迎来提升，有望拉动投资638亿元/年。

- 1) **抽水蓄能技术较为成熟，是大规模调节能源的首选储能方式。**抽水蓄能核心设备为水轮发电机组，近年来国产化率快速提升，2021年投产的水轮发电机组国产化率已达87.5%；国内水轮发电机组市场呈双寡头格局，哈尔滨电气与东方电气几乎各占有50%的市场份额。
- 2) **两部制电价模式下，抽水蓄能项目收益率较为可观。**两部制电价由容量电价、电量电价两部分组成。以华东天荒坪项目为例，该项目总投资额71.18亿元，装机容量180万kW，年回收现金流6.46亿元，投资回收期11.01年，项目IRR约为8.77%。
- 3) **抽水蓄能投资额测算：**抽水蓄能电站平均投资成本约为55亿元/GW。预计2022-2025年间，平均每年总投资额为335.91亿元/年，其中机电设备的市场空间为87.57亿元/年；2026-2030年间，平均每年总投资额为638.00亿元/年，其中机电设备的市场空间为166.33亿元/年。

## □ 压缩空气储能：效率提升+成本下降，商业化推广蓄势待发。

- 1) **效率与成本已和抽水蓄能相当，初具大规模商业化条件。**蓄热式压缩空气储能不依赖化石燃料、效率较高，已初具大规模商业化条件。目前先进压缩空气储能系统效率能够逼近75%，造价约5000-6000元/kW，效率、成本已经和抽水蓄能相当（抽水蓄能：效率79%、成本5500元/kW）。目前国内压缩空气储能正在规划建设的项目共有19个，规划总装机量达到5.38GW。
- 2) 压缩空气储能上游核心设备包括空气压缩机、透平膨胀机、蓄热换热系统等，主要参与企业包括陕鼓动力、金通灵、沈鼓集团、杭氧股份、川空等。我们预测2025年压缩空气储能装机量达到6.75GW，2030年达到43.14GW。

## □ 建议关注：

- 1) **东方电气：**国内发电设备制造领先企业，2021年水轮发电机组产量达到8101MW，市占率43.89%，受益抽水蓄能放量的核心标的。
- 2) **陕鼓动力：**国产大型透平设备龙头，在国内空分压缩机市场市占率达到82%，2022年与中能建数字科技集团签约，在压缩空气储能开展合作。
- 3) **金通灵：**与全球压缩空气领军者中科院热物理所合作紧密，压缩机、膨胀机等产品已经在压缩空气储能项目中完成中试。

□ **风险提示：**宏观经济形势波动；抽水蓄能项目审批通过项目不及预期；压缩空气储能商业化进展不及预期；价格竞争过于激烈；文中测算具备一定主观性

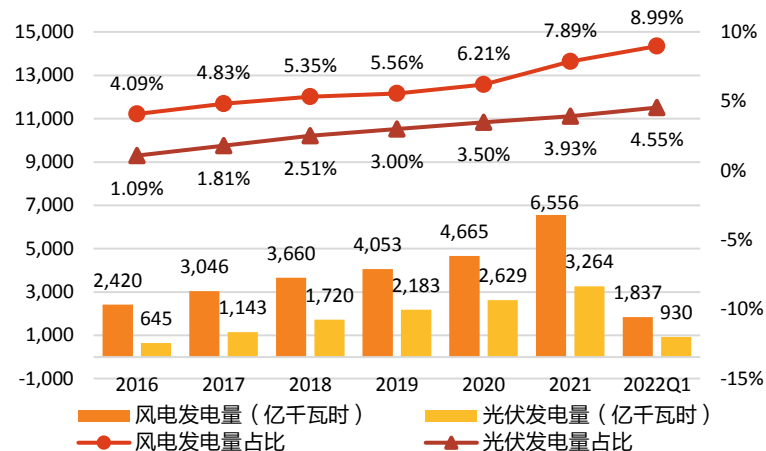
# 1

**储能行业：电力转型带动储能需求高速增长，政策刺激下储能装机有望迎来快速放量**

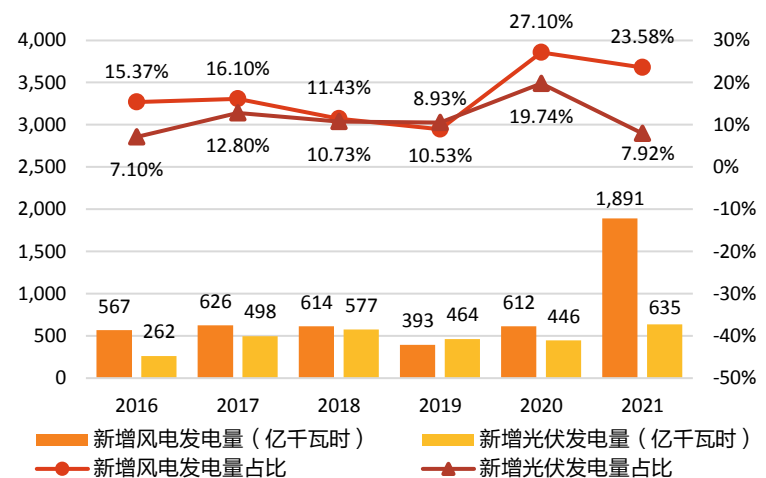
# 1.1 储能需求——电力转型带动储能需求高速增长

- 在政策持续刺激下，新能源发电增长势头强劲。根据《“十四五”可再生能源发展规划》，十四五期间可再生能源发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过 50%，风电和太阳能发电量实现翻番。①存量市场中，2022Q1 风电和光伏在社会总用电量中的占比分别为 8.99%、4.55%，合计仅有 13.54%，仍有较大的提升空间；②增量市场中，2021 年国内新增风电、光伏发电量在全国新增发电量中占比分别为 23.58%、7.92%，合计为 31.50%，距离 50% 的政策目标仍有较大的差距。因此，未来几年新能源发电大概率将维持强劲的增长势头。
- 随机性+间歇性+波动性，新能源发电需搭配储能投入使用。风电、光伏等可再生能源无法像传统化石能源发电随时间稳定输出，而是具有随机性、间歇性与波动性，这意味着需要储能系统介入调节，起到电力调峰、平滑发电出力、系统调频、备用容量等作用，以缓解电力需求供给不匹配所导致的种种问题。因此，新能源发电有望带动储能产业同步实现快速增长。

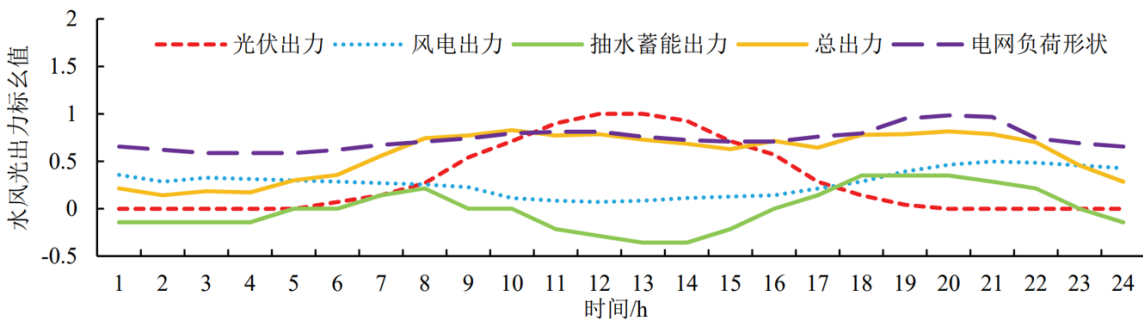
图：全国风电和光伏已装机的发电量占比



图：全国风电和光伏新增发电量的占比



图：典型日负荷与风电、光伏、抽水蓄能电站出力过程示意图



# 1.1 储能需求——电力转型带动储能需求高速增长

- 储能技术是保障电网安全运行的关键。储能技术应用于电力系统，是保障清洁能源大规模发展和电网安全经济运行的关键。电力的发、输、配、用在同一瞬间完成的特征决定了电力生产和消费必须保持实时平衡。储能技术可以弥补电力系统中缺失的“储放”功能，改变电能生产、输送和使用同步完成的模式，使得实时平衡的“刚性”电力系统变得更加“柔性”，特别是在平抑大规模清洁能源发电接入电网带来的波动性，提高电网运行的安全性、经济性和灵活性等方面。
- 储能可分为电源侧、电网侧和用户侧三大场景。从整个电力系统的角度看，储能的应用场景可分为电源侧储能、电网侧储能和用户侧储能三大场景。其中，电源侧的储能应用包括电力调峰、辅助动态运行、系统调频、可再生能源并网等；电网侧储能主要用于缓解电网阻塞、延缓输配电设备扩容升级等；用户侧储能主要用于电力自发自用、峰谷价差套利、容量电费管理和提升供电可靠性等。

图：电力供应系统中电源侧、电网侧、用户侧对储能的需求



# 1.1 储能需求——电力转型带动储能需求高速增长

表：电力供应系统中电源侧、电网侧、用户侧对储能的需求

应用场景	主要用途	具体说明
电源侧	电力调峰	通过储能的方式实现用电负荷的削峰填谷，即发电厂在用电负荷低谷时段对电池充电，在用电负荷高峰时段将存储的电量释放。
	辅助动态运行	以储能+传统机组联合运行的方式，提供辅助动态运行、提高传统机组运行效率、延缓新建机组的功效。
	平滑可再生能源发电出力	通过在风、光伏电站配置储能，基于电站出力预测和储能充放电调度，对随机性、间歇性和波动性的可再生能源发电出力进行平滑控制，满足并网要求。
	减少弃风弃光	将可再生能源的弃风弃光电量存储后再移至其他时段进行并网，提高可再生能源利用率。
电网侧	系统调频	频率的变化会对发电及用电设备的安全高效运行及寿命产生影响，因此频率调节至关重要。
	备用容量	备用容量是指在满足预计负荷需求以外，针对突发情况时为保障电能质量和系统安全稳定运行而预留的有功功率储备。
	缓解电网阻塞	将储能系统安装在线路上游，当发生线路阻塞时可以将无法输送的电能储存到储能设备中，等到线路负荷小于线路容量时，储能系统再向线路放电。
	延缓输配电设备扩容升级	在负荷接近设备容量的输配电系统内，可以利用储能系统通过较小的装机容量有效提高电网的输配电能力，从而延缓新建输配电设施，降低成本。
用户侧	电力自发自用	对于安装光伏的家庭和工商业用户，考虑到光伏在白天发电，而用户一般在夜间负荷较高，通过配置储能可以更好地利用光伏电力，提高自发自用水平，降低用电成本。
	峰谷价差套利	在实施峰谷电价的电力市场中，通过低电价时给储能系统充电，高电价时储能系统放电，实现峰谷电价差套利，降低用电成本。
	容量费用管理	工业用户可以利用储能系统在用电低谷时储能，在高峰负荷时放电，从而降低整体负荷，达到降低容量电费的目的。
	提升供电可靠性	发生停电故障时，储能能够将储备的能量供应给终端用户，避免了故障修复过程中的电能中断，以保证供电可靠性

## 1.2 政策力度——鼓励政策频出，配储比例约10%–15%

□ 短期内政策刺激力度较大，有望加速推动储能产业由政策导向切换为市场导向。

➤ 据北极星储能网统计，截至2022年5月30日已有23省区发布新能源配储政策。其中多地市对分布式光伏提出配套建设储能的要求，且以山东枣庄配储规模要求最高，为装机容量15%~30%建设储能，且时长2~4小时。此前，仅有内蒙古2021年保障性并网集中式风电、光伏发电项目优选结果中提出按15%~30%配储，储能时长2小时。通过对已出台政策文件的观察分析，一般情况下，储能的配置比例在10%–15%之间。

表：2022年各地出台的储能政策

时间	省份	政策文件	储能配置比例	储能配置时间(h)
2022.5.20	浙江诸暨	《诸暨市整市推进分布式光伏规模化开发工作方案》	10%	
2022.5.13	辽宁	《辽宁省2022年光伏发电示范项目建设方案公开征求意见的公告》	15%	3
2022.5.11	浙江永康	《永康市整市屋顶分布式光伏开发试点实施方案》	10%	
2022.5.1	江苏苏州	《关于加快推进全市光伏发电开发利用的工作意见(试行)》	2MW以上光伏8%	
2022.4.11	海南澄迈	《关于进一步规范集中式光伏发电项目建设管理的通知》	25%	2
2022.4.1	甘肃嘉峪关	《嘉峪关市“十四五”第一批光伏发电项目竞争性配置公告》	20%	2
2022.3.29	安徽	《关于征求2022年第一批次光伏发电和风电项目并网规模竞争性配置方案意见的函》	5%	2
2022.3.29	福建	《关于组织开展2022年集中式光伏电站试点申报工作的通知》	试点项目10%，其他15%	2~4
2022.3.22	内蒙古	《关于征求工业园区可再生能源替代、全额自发自用两类市场化并网新能源项目实施细则意见建议的公告》	光伏15%	4
2022.3.17	辽宁	省发改委关于征求《辽宁省2022年光伏发电示范项目建设方案》(征求意见稿)	10%以上	
2022.3.16	河北	《屋顶分布式光伏建设指导规范(试行)》		
2022.1.28	广西梧州	《关于规范我市风电光伏新能源产业发展》	10%	
2022.1.13	宁夏	自治区发展改革委关于征求《2022年光伏发电项目竞争性配置方案》意见的函	10%	2
2022.1.11	上海	《上海市发展改革委关于公布金山海上风电场一期项目竞争配置工作方案的通知》	20%	4
2022.1.5	海南	《海南省发展和改革委员会关于开展2022年度海南省集中式光伏发电平价上网项目工作的通知》	10%	

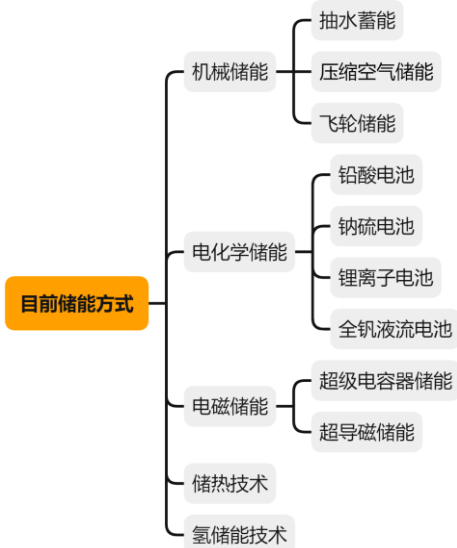
# 1.3 技术路径——新型储能技术逐渐成熟，渗透率迅速提升

- 机械储能与电化学储能的技术特点、适用场景各有不同。
  - 机械储能：以抽水蓄能和压缩空气储能为代表，特点为大规模能量吞吐，功率大、建设周期长，适用于削峰填谷与负荷调节。
  - 电化学储能：以锂离子电池为代表，功率小于机械储能、建设周期短、效率较高，适用于平滑发电与二次调频等场景。

表：机械储能和电化学储能的对比

		功率	效率	适合储能周期	放电时间尺度	寿命（年）	建设周期
机械储能	抽水蓄能	100~5000 MW	65%~85%	数小时-数月	小时	40~60	6~8年
	压缩空气储能	5~300 MW	已达70%	数小时-数月	小时	20~40	2年
	飞轮储能	已达5MW	>80%	数秒-数分	毫秒-分	0~15	-
电化学储能	锂离子储能	一般10~100MW	85%~89%	数分-数天	分-小时	5~15	1年以内
	铅酸电池		70%~90%	数分-数天	秒-小时	5~15	
	钠硫电池		70%~90%	数秒-数小时	秒-小时	10~15	
	全钒液流电池		60%~85%	数小时-数月	秒-小时	5~10	

图：储能形式的分类



表：不同应用场景下适用的储能形式

时间尺度	应用场景	运行特点	技术特性需求	适用储能类型
分钟及以下级	辅助一次调频；提供系统阻尼；提高电能质量	动作周期随机；毫秒级响应速度；大功率充放电	高功率；高响应速度；高存储；循环寿命紧凑	超级电容器；超导磁储能；飞轮储能
分钟至小时级	平滑可再生能源发电；跟踪计划出力；二次调频；提高输配电设施利用率	充放电转换频；秒级响应速度；可观的能量	高安全性；较快的响应速度；一定的规模（MW/MWh）；高循环寿命（万次）；便于集成的设备形态	锂离子电池；钠硫电池；钒液流电池
小时级以上	削峰填谷；负荷调节	大规模能量吞吐	安全性高；成本低；大规模（100MW/100MWh）；深充深放（循环寿命5000次）；资源环境友好	抽水蓄能；压缩空气；熔融盐；储氢

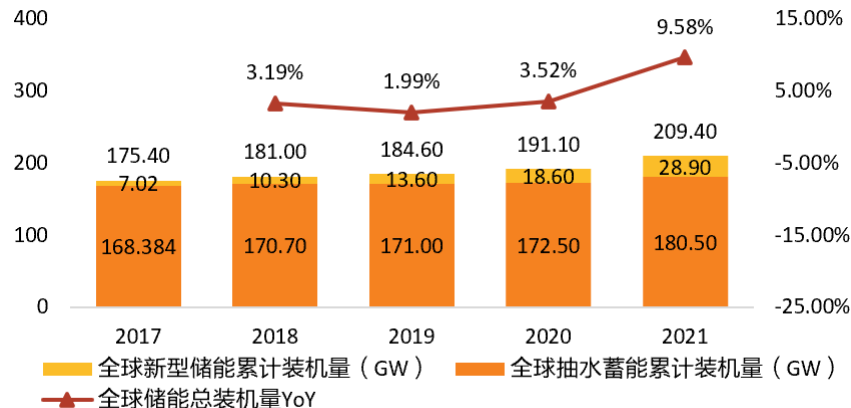


# 1.3 技术路径——新型储能技术逐渐成熟，渗透率迅速提升

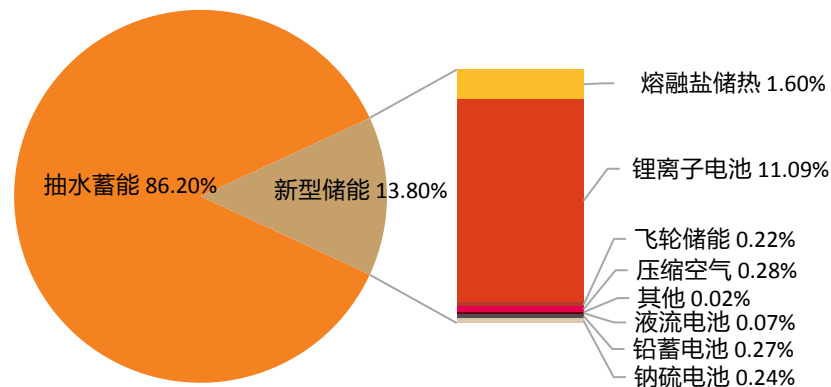
## □ 全球储能行业

- 2021年全球储能累计装机量209.40GW，抽水蓄能装机180.50GW，新型储能装机28.90GW。
- 2021年全球新增储能装机中，抽水蓄能占比仅为40.20%，可以看出，全球市场新型储能，尤其是锂离子电池储能商业化进度已经相当可观。

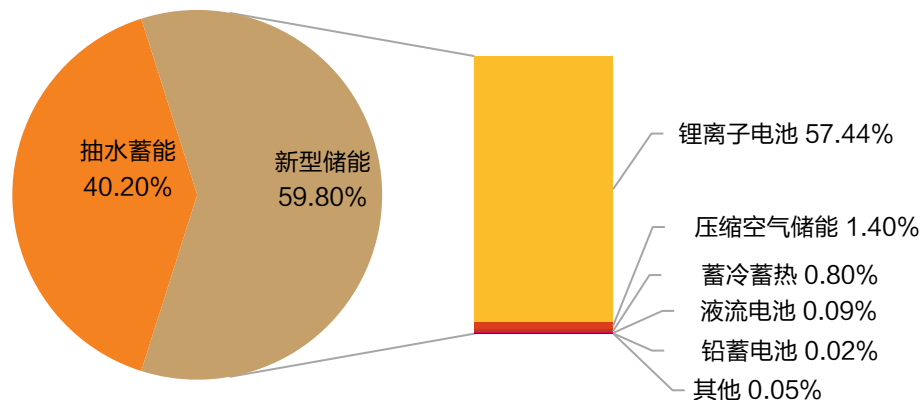
图：全球储能累计装机规模及增速



图：2021年全球已装机储能的不同技术路径占比（存量市场）



图：2021年全球新增装机储能的不同技术路径占比（增量市场）

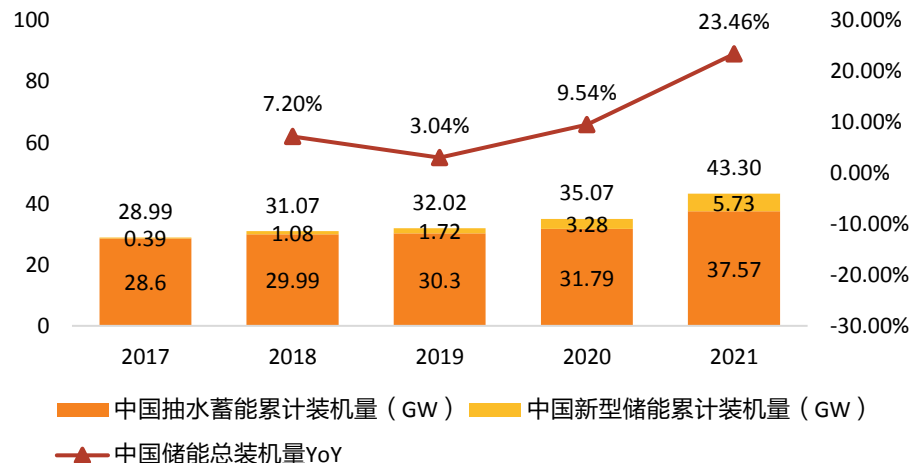


# 1.3 技术路径——新型储能技术逐渐成熟，渗透率迅速提升

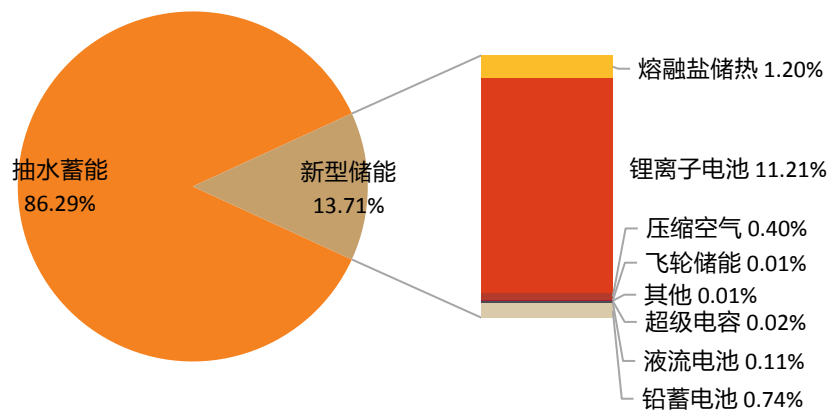
## 国内储能行业

- 2021年国内储能累计装机量43.30GW，抽水蓄能装机37.57GW，新型储能装机5.73GW。
- 2021年国内新增储能装机中，抽水蓄能仍占有较高的比重，为72.40%。

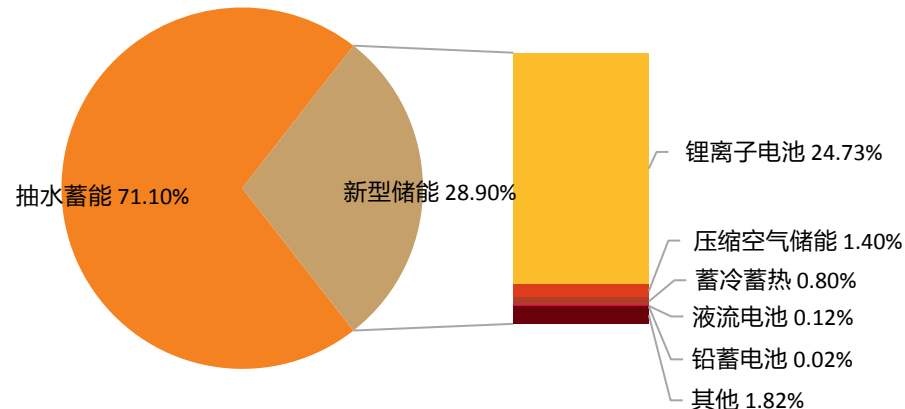
图：中国储能累计装机规模及增速



图：2021年中国已装机储能的不同技术路径占比（存量市场）



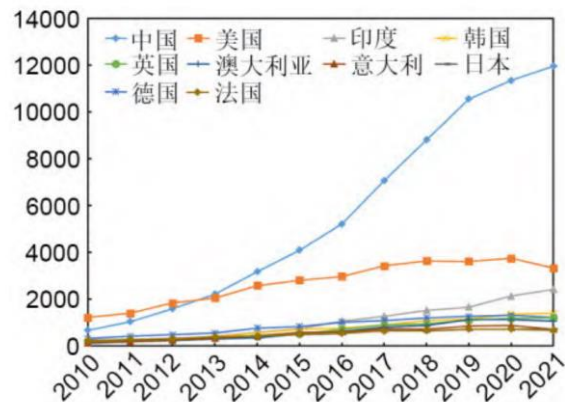
图：2021年中国新增装机储能的不同技术路径占比（增量市场）



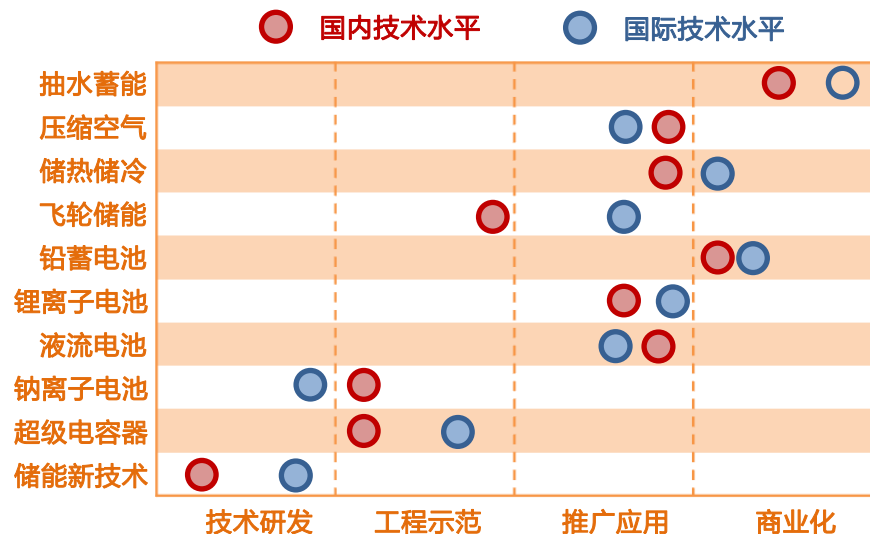
# 1.3 技术路径——新型储能技术逐渐成熟，渗透率迅速提升

- 国内储能技术进步较快，部分技术已处于全球领先水平。
- 2021年中国储能技术发表SCI文章数11949篇，位居全球第一，遥遥领先于第二名美国的3336篇。
- 目前主流的储能技术中，抽水蓄能技术已较为成熟，锂离子电池也开始步入商业化阶段。国内压缩空气储能达到全球领先水平，正处于推广应用阶段，未来几年内有望实现商业化。

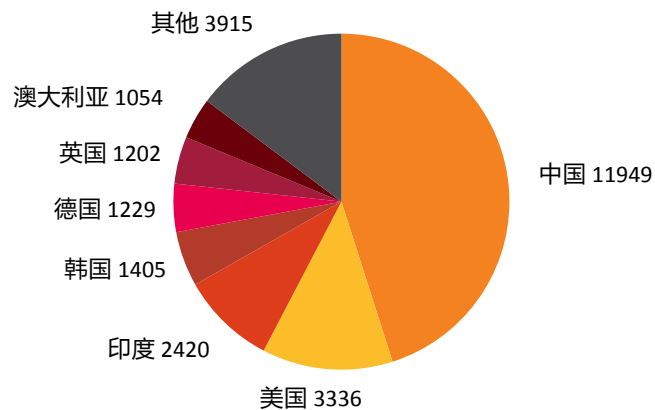
图：2010-2021年全球主要国家储能技术发表SCI文章数



图：2021年国内和全球储能技术水平对比



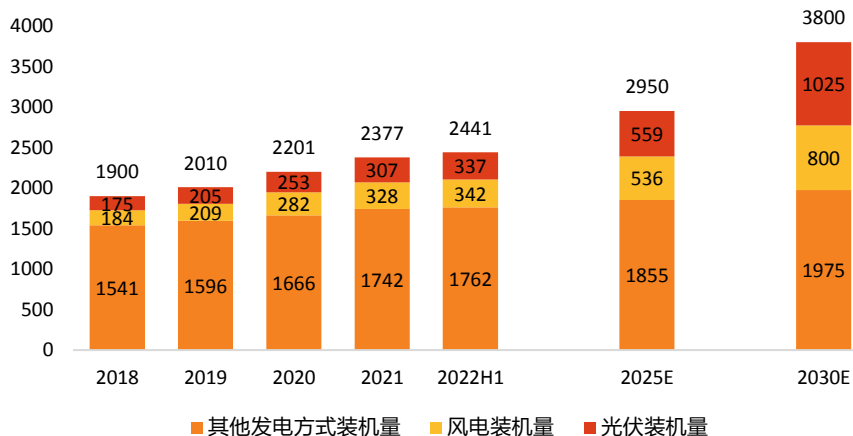
图：2021年全球主要国家储能技术发表SCI文章数



# 1.4 装机容量预测——国内储能2025年达109.15GW，2030年达270.90GW

- 国内发电侧储能需求测算：预计2022年上半年国内储能总需求为141.02GW；2025年、2030年储能总需求分别有望达到198.46、301.00GW。测算主要基于以下假设：
  - 1) 根据全球能源互联网发展合作组织发表的《中国2030年能源电力发展规划研究及2060年展望》，预计中国2025年、2030年各类电力装机容量如右图所示。
  - 2) 据《新能源场站配置储能收益测算与经济性分析》一文分析，风电、光伏最佳储能配比为11%、15%。
  - 3) 火储调频项目通常按照机组额定出力的3%配置储能，考虑到除风电光伏以外的其他发电方式仍以火电为主，我们假设其他发电方式的储能配比为3%。

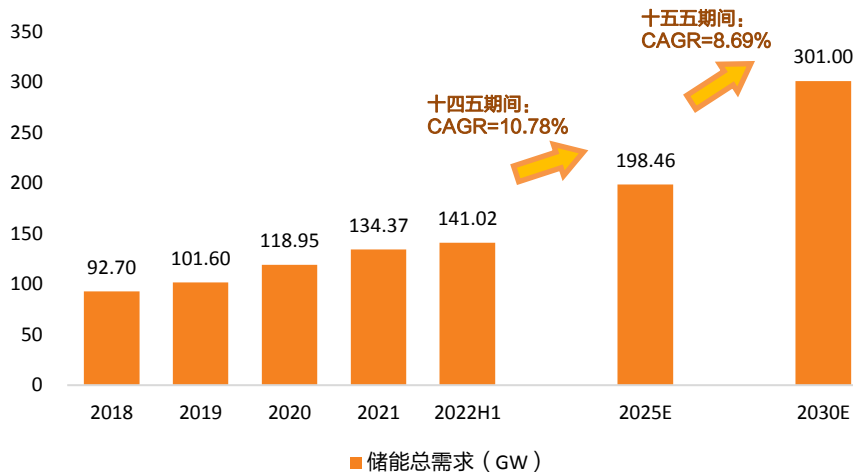
图：风电、光伏及其他发电方式的装机容量预测（单位：GW）



表：国内发电侧储能总需求预测（单位：GW）

图：国内发电侧储能总需求预测

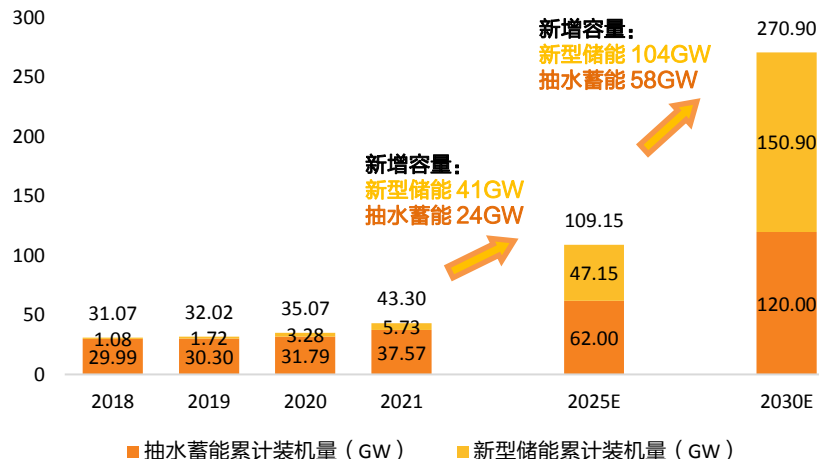
	2018	2019	2020	2021	2022H1	2025E	2030E
风电装机容量	184.27	209.15	281.53	328.48	342.24	536.00	800.00
光伏装机容量	174.63	204.68	253.43	306.56	336.77	559.00	1025.00
其他发电方式装机容量	1541.22	1596.23	1665.62	1741.88	1762.00	1855.00	1975.00
总发电装机容量	1900.12	2010.06	2200.58	2376.92	2441.01	2950.00	3800.00
风电配备储能	20.27	23.01	30.97	36.13	37.65	58.96	88.00
光伏配备储能	26.19	30.70	38.01	45.98	50.52	83.85	153.75
其他发电方式配备储能	46.24	47.89	49.97	52.26	52.86	55.65	59.25
储能总需求	92.70	101.60	118.95	134.37	141.02	198.46	301.00



# 1.4 装机容量预测——国内储能2025年达109.15GW，2030年达270.90GW

- 国内储能装机容量预测：我们预计2025年国内储能装机容量达到109.15 GW，抽水蓄能与新型储能装机容量分别达到62.00、47.15GW；2030年国内储能装机容量达到270.90GW，抽水蓄能与新型储能装机分别为120.00、150.90GW。基于以下假设：
  - 1) 考虑到未来新能源发电占比有望实现快速提升，储能的需求也同步增长，且国内锂离子电池、压缩空气储能等新型储能方式已初具商业化条件，有望迎来放量，我们假设储能配置比例（装机量/总需求）2025年达到55%，2030年达到90%。
  - 2) 能源局发布文件《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》指出，2025年抽水蓄能投产总规模62GW以上；2030年投产总规模120GW左右，我们假设目标如期达成。

图：国内抽水蓄能和新型储能储能累计装机规模预测



表：国内抽水蓄能和新型储能储能新增装机规模预测

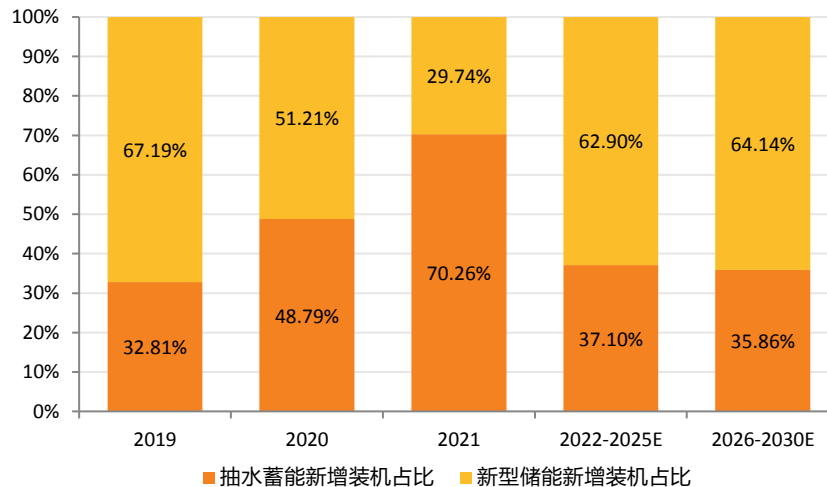
	2018	2019	2020	2021	2025E	2030E
发电侧储能总需求 (GW)	92.70	101.60	118.95	134.37	198.46	301.00
储能总装机量 (GW)	31.07	32.02	35.07	43.30	109.15	270.90
储能配置比例	33.52%	31.52%	29.49%	32.22%	55.00%	90.00%
抽水蓄能累计装机量 (GW)	29.99	30.30	31.79	37.57	62.00	120.00
新型储能累计装机量 (GW)	1.08	1.72	3.28	5.73	47.15	150.90

	2018	2019	2020	2021	2022-2025E	2026-2030E
新增储能总装机量 (GW)	--	0.94	3.05	8.23	65.85	161.75
抽水蓄能新增装机量 (GW)	--	0.31	1.49	5.78	24.43	58.00
抽水蓄能新增装机占比	--	32.81%	48.79%	70.26%	37.10%	35.86%
新型储能新增装机量 (GW)	--	0.63	1.56	2.45	41.42	103.75
新型储能新增装机占比	--	67.19%	51.21%	29.74%	62.90%	64.14%

注：标红数据为预测值，其余均为统计数据或计算得出

图：国内新增装机容量的结构预测



## 1.4 装机容量预测——国内储能2025年达109.15GW，2030年达270.90GW

### □ 关于储能装机容量测算的几点说明：

□ Q1：新型储能2021年装机量仅有5.73GW，预测2025年装机量达到47.15GW，2030年达到150.90GW，是否过于乐观地估计了新型储能的增长速度？

➢ A1：根据国家电网董事长辛保安在《人民日报》上发表的署名文章，国家电网将力争2030年实现抽蓄电站与电化学储能的装机量均达到100GW；此外，南方电网也提出“十四五”和“十五五”期间，将在公司经营区域内分别投产20GW新型储能。可以看出，新型储能的增长速度十分可观，预测结果具备一定合理性。

□ Q2：2019至2021年新增储能装机容量中，抽水蓄能的占比分别为32.81%、48.79%、70.26%，呈不断上升态势。为什么预测2022年后抽水蓄能的新增装机量占比不超过40%？新型储能新增装机容量占比60%以上是否合理？

➢ A2：由于抽水蓄能的建设周期较长（通常6-8年），可以推算出近三年的抽水蓄能新装机容量基本来自2012-2015年开工的项目，彼时新能源发电占比较低，储能需求小，因此前期抽水蓄能项目建设较少，使得2019-2021年新增的抽水蓄能装机容量数据基数小，占比数据代表性较弱。考虑到国内锂离子电池、压缩空气储能等新型储能方式已初具商业化条件，有望迎来放量，且新型储能建设周期较短（通常在2年以内），因此未来新型储能新增装机量占比有望达到60%以上具备一定合理性。

# 2

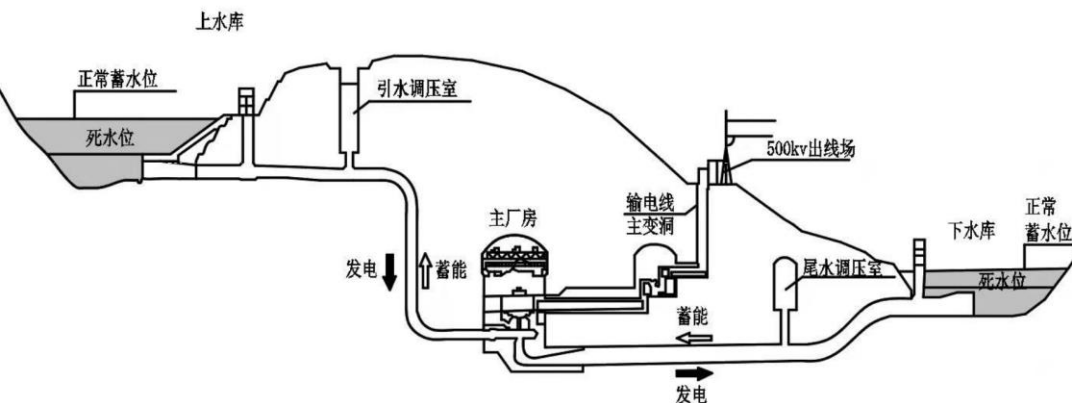
## 抽水蓄能：

两部制电价改革推进市场化，利润空间有望迎来提升

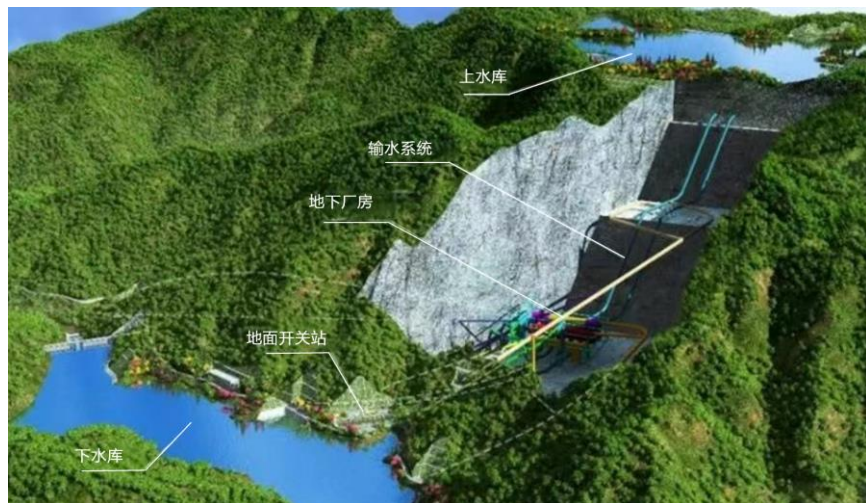
## 2.1 抽水蓄能——大规模调节能源的首选储能方式

- **抽水蓄能电站主要利用高低水位势能差实现电网负荷的调节。**抽水蓄能电站主要由处于高、低海拔位置的上、下水库，以及发电装置和厂房、控制中心组成，是利用电力负荷低谷时的电能自下水库抽水至上水库，在电力负荷高峰期再放水至下水库发电的水电站。抽水蓄能电站可将电网负荷低时的多余电能，转变为电网高峰时期的高价值电能，是技术成熟、使用经济、运行环保的大规模优质储能装置。
- **抽水蓄能技术较为成熟，是大规模调节能源的首选储能方式。**抽水蓄能具有技术成熟、反应快速灵活、单机容量大、经济性较好等优点，是缓解系统调峰压力的最有效手段之一，可以快速稳定系统频率，可以调相运行，可以稳定系统电压，是电力系统事故备用电源，能作为电网黑启动电源，是大规模调节能源的首选。

图：抽水蓄能工程的原理图



图：抽水蓄能工程的示意图





## 2.2 产业链——抽水蓄能技术成熟，已形成较完善的产业链

- **国内抽水蓄能发展较为成熟，已形成较为完善的产业链。**我国抽水蓄能电站的发展始于20世纪60年代后期，目前已积累了丰富的抽水蓄能电站建设经验，掌握了较先进的机组制造技术，抽水蓄能机组设备的国产化进程正在加快，设备安装水平也在继续提高。通过一批大型抽水蓄能电站建设实践，基本形成涵盖标准制定、规划设计、工程建设、装备制造、运营维护的全产业链发展体系和专业化发展模式。
- **1) 上游——机电设备：**主要包括水轮机、发电机、水泵、变压器以及监控系统、调速系统等，其中核心设备为水轮发电机组，国内主要生产企业为哈尔滨电气、东方电气，两家市占率合计达95%以上。
- **2) 中游——建设工程：**分为电站规划设计+建设与电站运营两部分，中国电建在国内抽水蓄能规划设计市场的份额约占90%，承担建设项目市场的份额约占80%，是国内抽水蓄能规划设计+建设的龙头；
- **3) 下游——电网系统：**抽水蓄能电站接入电网系统，服务于工业用电、商业用电、居民用电等部门，起到调峰、填谷、调频、调相、储能、事故备用等关键作用。

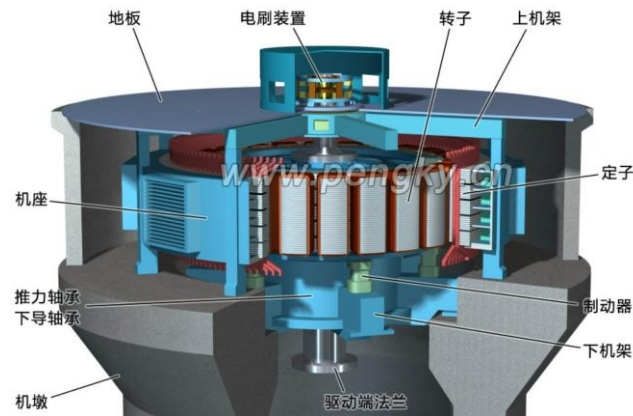
图：抽水蓄能的上中下游产业链



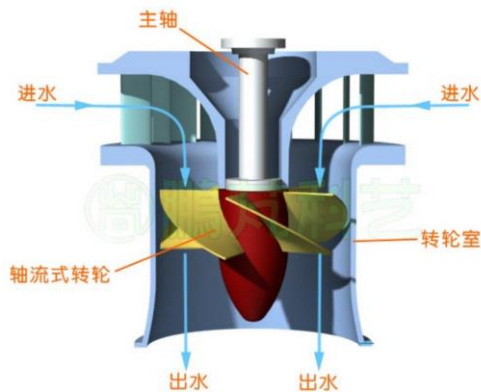
## 2.2 产业链——上游：主要设备为水轮发电机组，国内市场集中度较高

- 上游：核心装置是水轮发电机组，包括水轮机和发电机两个关键装置。
- 水轮机是利用水流流动带动水轮转动的装置，将水流的机械能转换为叶轮的机械能，主要分为贯流式、混流式、轴流式三种结构类型。
  - 1) 轴流式：水流从径向进入，然后转为向下方向推动转轮叶片做功，推动转轮叶片的水流方向与转轮轴方向平行，通常适用水头落差为3~90米。
  - 2) 混流式：水流从径向进入，然后转为向下方向出口，水流在径向与轴向通过叶片时都做功，通常适用水头落差为40~700米。
  - 3) 贯流式；水流是沿水轮机轴线方向进入，沿水轮机轴线方向流出，通常适用水头落差为2~30米。
- 发电机：发电机是将水轮的机械能转换为电能的装置，大型水轮机的转速较低，通常采用多对磁极、立轴结构，主要零部件包括定子、转子、机座、电刷装置、制动器等。

图：抽水蓄能的发电机组

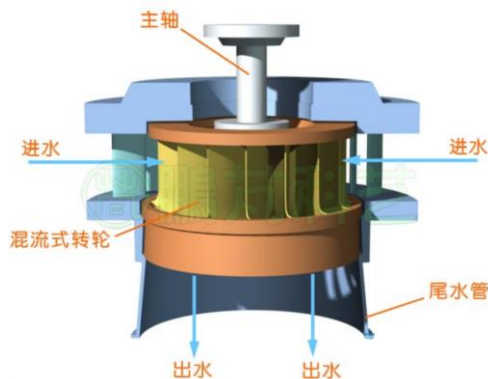


图：轴流式、贯流式、混流式水轮机的结构与适用水头落差



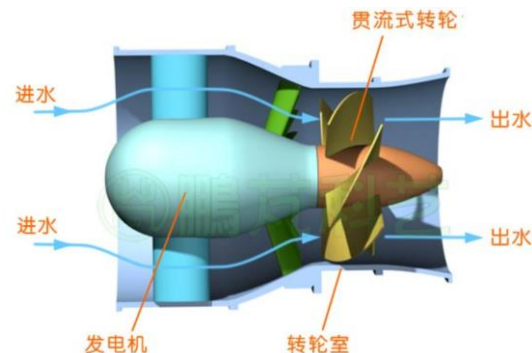
贯流式水轮机

适用水头落差：2~30米



混流式水轮机

适用水头落差：40~700米



轴流式水轮机

适用水头落差：3~90米

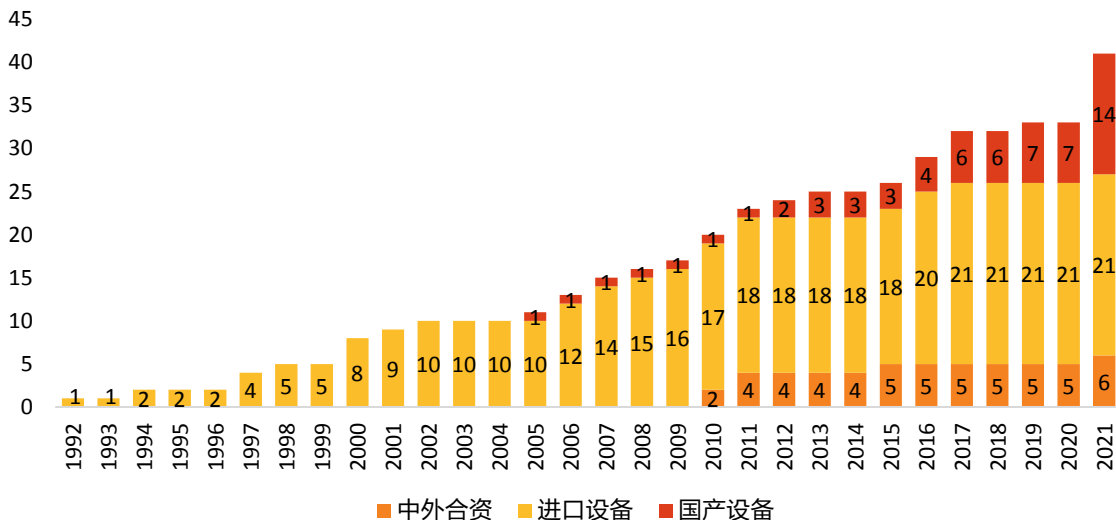
## 2.2 产业链——上游：主要设备为水轮发电机组，国内市场集中度较高

- **抽水蓄能水轮发电机组国产化进展迅速。**2011年之前，国内抽水蓄能投产的水轮发电机组基本依赖进口；而2012年之后，国产水轮发电进口替代取得了较大进展，外资逐渐退出了中国市场，2012-2021年，国内新投产的水轮发电机组18台，其中有13台为国产设备，国产化率达到72%。
- **国内水轮发电机组市场集中度较高，CR2超过95%。**目前国内主要生产水轮发电机的厂商包括哈尔滨电气、东方电气、浙富控股这三家，以2021年水轮发电机组产量的角度来看，三家的产量分别为9.55GW、8.10GW、0.81GW，哈尔滨电气与东方电气两家占据了95%以上的市场份额，市场集中度较高。（仅统计哈尔滨电气、东方电气、浙富控股的产量）

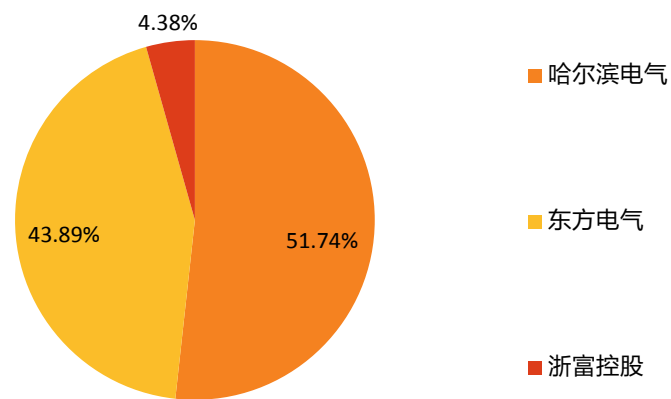
图：哈尔滨电气生产的水轮发电机组



图：国内抽水蓄能累计已投产的水轮发电机组设备（单位：台）



图：2021年国内水轮发电机组的市占率情况（按产量）



注：仅统计哈尔滨电气、东方电气、浙富控股的产量

## 2.2 产业链——中游规划建设：中国电建为抽水蓄能规划设计+建设的龙头

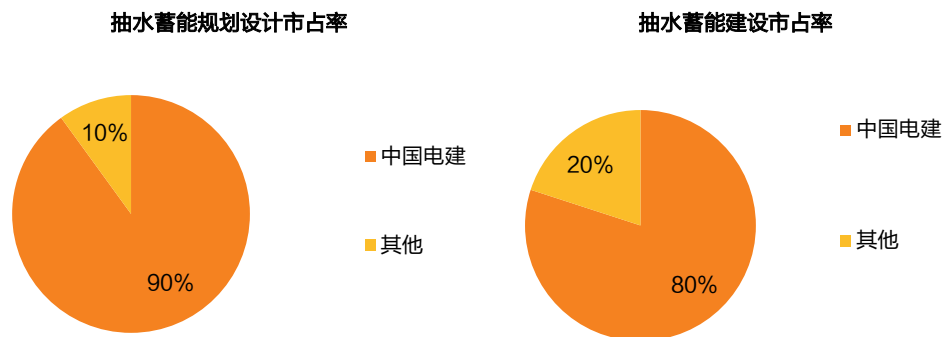
### □ 中游：中国电建为抽水蓄能规划设计+建设的龙头

- 1) 国内抽水蓄能建设主要采用EPC模式。
- 2) 中国电建是国内规模最大、影响力最强水利水电建设企业，自成立以来承担了我国大部分抽水蓄能电站的规划、勘测设计、施工建造、设备安装、工程监理等工作，已形成全面的抽水蓄能电站规划、设计、施工技术能力。
- 3) 中国电建在国内抽水蓄能规划设计市场的份额约占90%，承担建设项目市场的份额约占80%，是国内抽水蓄能规划设计+建设的龙头。
- 4) 2021年，中国电建抽水蓄能业务新签合同202.40亿元，同比增长342.90%。

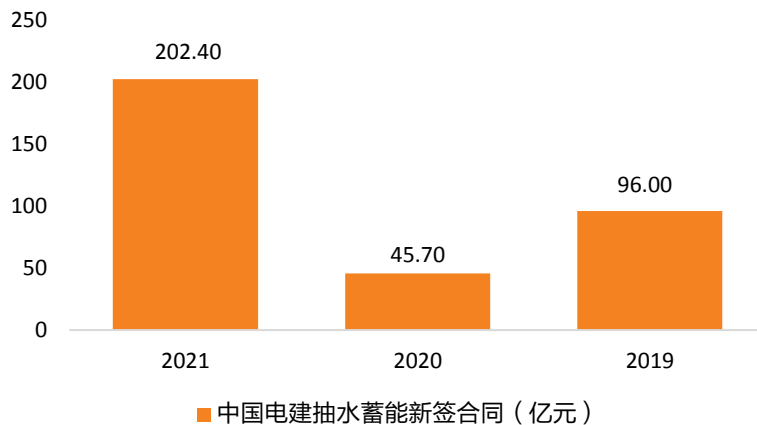
图：中国电建负责建设的安徽绩溪抽水蓄能电站



图：2021年国内抽水蓄能规划设计、建设工程的市占率情况



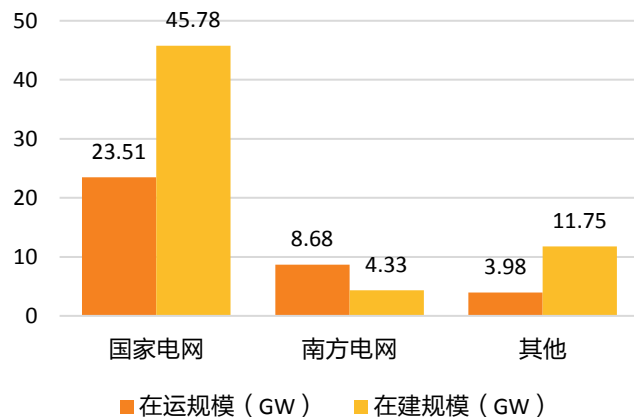
图：2019-2021年中国电建抽水蓄能新签合同金额



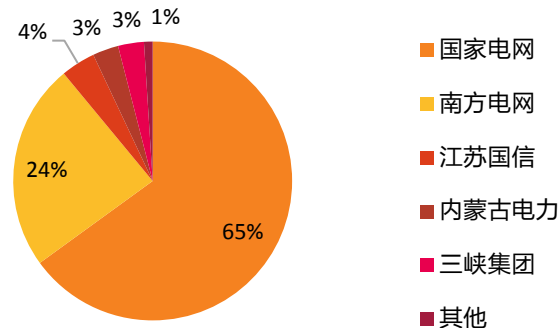
## 2.2 产业链——中游运营商：国家电网为国内抽水蓄能最主要的投资运营商

- **中游：国家电网为国内抽水蓄能最主要的投资运营商**
- 国网新源是是国家电网有限公司核心控股子公司，主要负责开发建设和经营管理抽水蓄能电站，承担着保障电网安全、稳定、经济、清洁运行的基本使命，是全球最大的调峰调频专业运营公司，在国内抽水蓄能开发建设及运营市场中占据领导地位。
- **在运抽水蓄能电站：**截至2021年底，国网新源公司的在运抽水蓄能电站规模为23.51GW，在国内在运抽水蓄能电站中占比约64.6%，占据国内领导地位；南方电网在运抽水蓄能电站8.68GW，占比约24%，位居第二；其他企业在运抽水蓄能规模合计3.98GW，占比约11%。
- **在建抽水蓄能电站：**截至2021年底，国网新源公司的在建抽水蓄能电站规模高达45.78GW，占比74%；其他公司在建16.08GW。

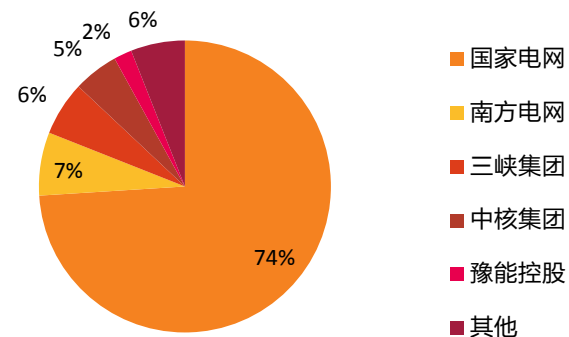
图：2021年底国内在运、在建抽水蓄能规模



图：国内在运抽水蓄能投资企业市占率



图：国内在建抽水蓄能投资企业市占率



## 2.3 市场空间测算——有望拉动投资638亿元/年

- 十四五期间，各省拟建设的抽水蓄能电站项目共有110个，总装机容量136.48GW，总投资6474.31亿元，计算得出单位容量的投资额为51.26亿元/GW（仅计算已公布投资额的项目）。
- 2025年之前预计建成的项目共有18个，总装机容量27.3GW，总投资1583.09亿元，计算得出单位容量的投资额为57.99亿元/GW。全部项目如期建成的情况下，2025年国内抽水蓄能装机量将达到64.87GW，将超额完成政策文件指引62GW的装机量目标。

表：2025年之前预计完工的抽水蓄能项目

序号	项目	装机容量 (GW)	项目投资 (亿元)	开工时间	建成时间	区域
1	长龙山抽水蓄能电站	2.1	106.83	2015	2022	浙江
2	缙云抽水蓄能电站	1.8	103.9	2017	2025	浙江
3	宁海抽水蓄能电站	1.4	79.5	2017	2024	浙江
4	梅州抽水蓄能电站一期	1.2	70.52	2015	2022	广东
5	阳江抽水蓄能电站	1.2	80	2015	2022	广东
6	金寨抽水蓄能电站	1.2	75.8	2015	2022	安徽
7	天池抽水抽水苔能电站	1.2	67.51	2017	2023	河南
8	文登抽水蓄能电站	1.8	82.7	2015	2022	山东
9	沂蒙抽水蓄能电站	1.2	73.7	2015	2022	山东
10	丰宁抽水苗能电站	3.6	192	2013	2021	河北
11	敦化抽水若能电站	1.4	77.89	2013	2022	吉林
12	阜康抽水蓄能电站	1.2	83.68	2017	2024	新疆
13	清原抽水蓄能电站	1.8	108.25	2017	2023	辽宁
14	芝瑞抽水蓄能电站	1.2	83.08	2017	2025	内蒙古
15	南宁抽水蓄能电站	1.2	80	2020	2025	广西
16	镇安抽水蓄能电站	1.4	88.5	2016	2023	陕西
17	蟠龙抽水蓄能电站	1.2	71.2	2015	2022	重庆
18	荒沟抽水蓄能电站	1.2	58.03	2014	2022	黑龙江
	总计	27.3	1583.09	--	--	--

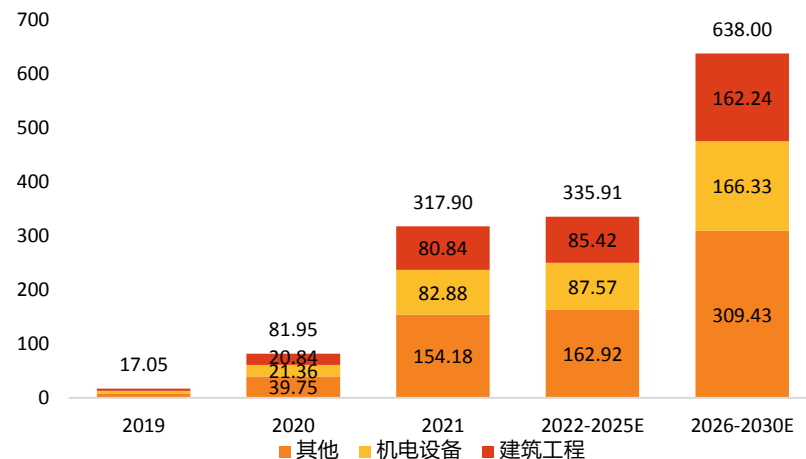
表：十四五期间各省拟建设抽水蓄能电站

序号	省份	项目个数	装机容量(GW)	项目投资(亿元)
1	湖北	18	21.50	842.57
2	浙江	13	15.20	910.87
3	广东	9	10.00	550
4	陕西	8	8.40	508
5	甘肃	7	8.00	297.4
6	广西	7	8.00	399.36
7	山西	6	6.00	401
8	安徽	5	5.80	350.14
9	湖南	5	6.80	423
10	福建	4	5.80	351.15
11	新疆	4	4.70	233.24
12	黑龙江	3	4.00	/
13	河北	3	3.00	59.2
14	贵州	3	3.80	45.63
15	青海	2	4.80	170
16	云南	2	2.40	145
17	江西	2	1.20	147
18	河南	2	3.30	204
19	重庆	1	1.20	80
20	江苏	1	1.20	70
21	吉林	1	5.00	/
22	海南	1	2.40	110
23	辽宁	1	1.60	95
24	内蒙古	1	1.20	81.75
25	山东	1	1.18	/
	总计	110	136.48	6474.31

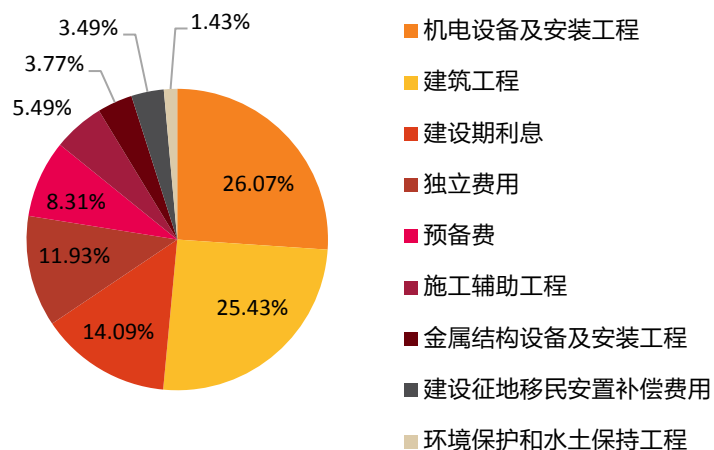
## 2.3 市场空间测算——有望拉动投资638亿元/年

- **抽水蓄能投资额的测算：**假设抽水蓄能电站的平均投资成本为55亿元/GW。
- 预计2022-2025年间，平均每年总投资额为335.91亿元/年，其中机电设备的市场空间为87.57亿元/年，建筑工程的市场空间为85.42亿元/年。
- 预计2026-2030年间，平均每年总投资额为638.00亿元/年，其中机电设备的市场空间为166.33亿元/年，建筑工程的市场空间为162.24亿元/年。

图：抽水蓄能建设每年拉动的投资规模（单位：亿元）



图：抽水蓄能电站投资项目结构



表：抽水蓄能建设每年拉动的投资规模测算

	2019	2020	2021	2022-2025E	2025-2030E	
年均新增装机容量 (GW)	0.31	1.49	5.78	6.11	11.60	
年均新增投资额 (亿元)	17.05	81.95	317.90	335.91	638.00	
各项年均新增投资 (亿元)	机电设备	4.44	21.36	82.88	87.57	166.33
	建筑工程	4.34	20.84	80.84	85.42	162.24
	金属结构设备	0.64	3.09	11.98	12.66	24.05
	环境保护工程	0.24	1.17	4.55	4.80	9.12

## 2.4 计价机制的变革——抽水蓄能两部制电价逐步向市场化迈进

- 目前国内抽水蓄能计价机制主要采用单一容量电价和两部制电价。
- 2021年4月发改委发布了《进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，明确了未来抽水蓄能电站的计价方式将以两部制电价为主，并积极推动两部制电价的市场化。

图：国内抽水蓄能的电价计算机制的变革

图：抽水蓄能的电价计算机制

序号	运营模式	电价机制	采用条件	优点	缺点	备注
1	电网运营模式	内部核算制	由电网公司或厂网合一的电力公司全资建设经营	电网自行结算，电网调度调用的积极性高	调用频繁，无法明确抽水蓄能电站的静态效益和动态效益	中国、日本、美国都有使用
		电网统一核算机制				
2	租赁运营模式	租赁制	非电网公司全资建设，没有电力市场交易制度，没有辅助服务市场等	计算方法简单，方便电网统一管理调控	必须接受调度指令，不能自己确定生产计划	日本、美国部分州市使用
		单一容量电价			必须接受调度指令，运营成本随着机组运行时间增加而增加，电站运行缺乏积极性，且租赁费回收经常受阻	我国多数抽水蓄能电站在使用
		单一电量电价			必须接受调度指令，容易多发超发，电网调度调用缺乏积极性	我国早期抽水蓄能电站在使用
		两部制电价			明确抽水蓄能电站在电网中的重要作用，更准确地计算出抽水蓄能电站在电网中的价值	必须接受调度指令，计算方法复杂，需要制定完善的招标竞价方式、电价测算方法，明确工作时间和各方职责等
3	独立运营模式	参与市场竞价	发电侧已实现市场化，已形成以竞价为基础的成熟的辅助服务市场	可以自己制定生产计划，充分调动电站的积极性，使得电站在电网中发挥最大的作用	建立一个完善的市场机制需要较长的时间	美国加州地区使用
		固定收入+变动收入				英国国内使用

2004年以前  
电价摸索阶段

国家对抽水蓄能的运营及电价政策尚不明确，基本处于摸索尝试阶段，出现了各种不同的电价政策

2004-2008年  
租赁制

2004年《关于抽水蓄能电站建设管理有关问题的通知》  
2007年《关于桐柏、泰安抽水蓄能电站电价问题的通知》

2008-2014年  
容量电费制

2008年《关于将抽水蓄能电站“租赁费”改为“容量电费”问题的批复》

2014-2021年  
两部制电价

2014年《关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》

2021年至今  
两部制电价推进市场化

2021年《进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》



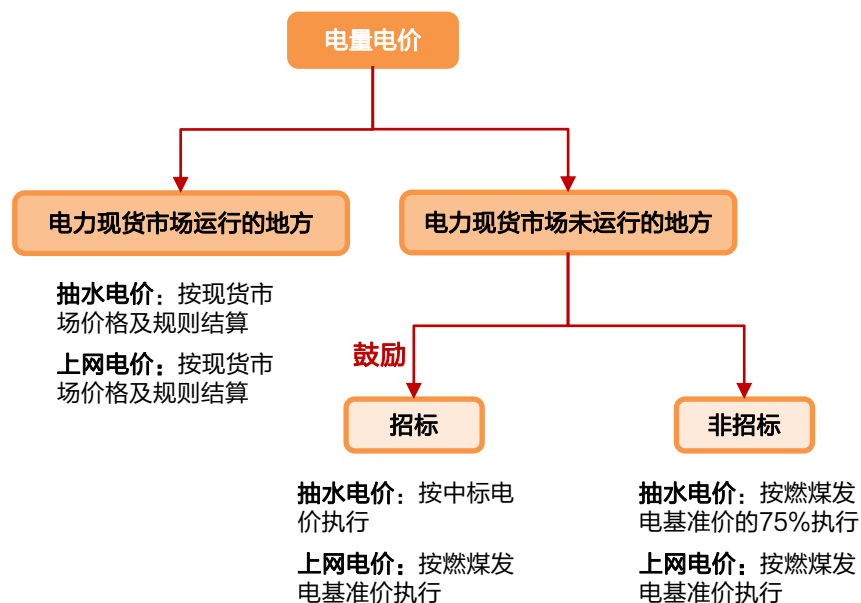
## 2.4 计价机制的变革——抽水蓄能两部制电价逐步向市场化迈进

- 2021年4月发改委发布了《进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》
- **容量电价**：核定办法中规定，**电站经营期按40年核定，经营期内资本金内部收益率按6.5%核定。**
- **电量电价**：主要目的为推动电量电价市场化。改革后，抽水蓄能电站的抽水电价水平有望降低，上网电价则有望提升，有利于抽水蓄能电站实现盈利。

表：2021年新规发布前的两部制计价方式

容量电价	定义	按容量或最大需量计量的基本电价，亦称固定电价或需用电价。它代表电力企业成本中的容量成本，即固定费用部分。
	体现价值	主要体现抽水蓄能电站提供备用、调频、调相和黑启动等辅助服务价值。
	定价标准	按照弥补抽水蓄能电站固定成本及准许收益的原则核定。
电量电价	定义	以客户耗用的电能量计算的电度电价，它代表电力企业成本中的电能成本，即变动费用部分。
	体现价值	主要体现抽水蓄能电站通过抽水电量实现的调峰填谷效益弥补抽水蓄能电站抽发损耗等变动成本。
	定价标准	1) 上网电价：按照当地燃煤机组标杆上网电价执行。 2) 抽水电价：按照当地燃煤机组标杆电价的75%执行。

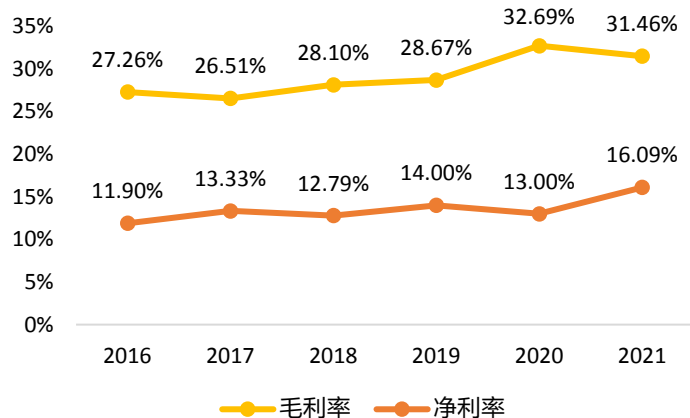
图：2021年两部制计价新规中对电量电价的确认方式



## 2.5 两部制计价的收益测算——以华东天荒坪项目为例

- 国网新源是国家电网公司直属单位，2005年3月正式成立，主要负责开发和经营管理国家电网公司经营区域内的抽水蓄能电站和常规水电站，公司收入基本都来源于抽水蓄能业务。**2021年国网新源抽水蓄能装机容量23.72GW，国内市占率达到63.14%。**
- 截至2022年3月末，国网新源已投产22个抽水蓄能电站，总容量24.32GW。
  - **两部制电价：**华东天荒坪、北京十三陵等9家电站实行两部制电价，装机容量10.82GW；
  - **单一容量电价：**其余13个项目执行单一容量电价制度，装机容量13.50GW。

图：国网新源的抽水蓄能毛利率与净利率水平



表：国网新源的抽水蓄能运营数据与财务数据

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
运营数据	可控装机容量 (万千瓦)	1907	1907	1907	1907	2057	2372
	抽水次数 (次)	1132	31495	22468	26777	24963	29242
	发电次数 (次)	1545	29057	27128	23635	26631	33144
	抽水电量 (亿千瓦时)	309.94	307.54	283.74	262.45	276.09	332.1
	发电量 (亿千瓦时)	245.66	243.08	225.12	208.34	220.60	265.26
	上网电量 (亿千瓦时)	238.7	236.13	218.73	202.19	215.68	262.53
	综合利用小时数 (小时)	2913	2887	2668	2468.75	2516.76	2810.14
	发电利用小时数 (小时)	1288	1275	1181	1092.51	1117.8	1247.85
	综合利用效率	79.26%	79.04%	79.34%	79.38%	79.90%	79.87%
	财务数据	<b>营业总收入 (亿元)</b>	<b>108.89</b>	<b>122.87</b>	<b>128.15</b>	<b>123.91</b>	<b>129.37</b>
容量电价收入 (亿元)		76.27	82.39	86.11	--	--	--
电量电价收入 (亿元)		31.73	38.60	41.79	--	--	--
其他收入 (亿元)		0.90	1.88	0.25	--	--	--
<b>营业毛利率</b>		<b>27.26%</b>	<b>26.51%</b>	<b>28.10%</b>	<b>28.67%</b>	<b>32.69%</b>	<b>31.46%</b>
<b>营业成本 (亿元)</b>		<b>79.21</b>	<b>90.30</b>	<b>92.14</b>	<b>88.39</b>	<b>87.08</b>	<b>105.44</b>
折旧费 (亿元)		25.20	28.97	28.04	27.35	28.44	31.59
购电费 (亿元)		31.34	36.92	39.47	35.42	40.43	52.71
人工费用等其他成本 (亿元)		22.67	24.41	24.63	25.62	18.21	21.14
<b>利润总额 (亿元)</b>		<b>17.34</b>	<b>21.16</b>	<b>21.09</b>	<b>22.85</b>	<b>23.90</b>	<b>31.61</b>
容量电价利润总额 (亿元)		13.87	18.25	17.61	--	--	--
电量电价利润总额 (亿元)		2.24	2.68	3.12	--	--	--
其他利润总额 (亿元)		1.23	0.22	0.36	--	--	--
净利润 (亿元)		12.96	16.38	16.39	17.35	16.82	24.76
<b>净利率</b>		<b>11.90%</b>	<b>13.33%</b>	<b>12.79%</b>	<b>14.00%</b>	<b>13.00%</b>	<b>16.09%</b>
少数股东权益 (亿元)	6.11	8.16	7.27	7.50	7.63	11.83	
归母净利润 (亿元)	6.86	8.23	9.12	9.85	9.19	12.93	
<b>归母净利率</b>	<b>6.30%</b>	<b>6.70%</b>	<b>7.12%</b>	<b>7.95%</b>	<b>7.10%</b>	<b>8.40%</b>	

## 2.5 两部制计价的收益测算——以华东天荒坪项目为例

- 华东天荒坪抽水蓄能电站：天荒坪抽蓄电站于2000年12月投产，处于华东电网负荷中心，自成立以来便实行两部制电价政策。
  - 装机容量：180万kW
  - 总投资额：71.18亿元
  - 容量电价：549.9 元/kW
  - 抽水电价：0.404 元/kWh
  - 上网电价：0.575 元/kWh
- 测算得出年回收现金流6.46亿元，投资回收期11.01年，若运营周期按40年计算，IRR为8.77%。

图：天荒坪抽水蓄能电站



表：天荒坪抽水蓄能电站收益测算

项目	数值	备注
<b>收入计算</b>		
装机容量 (万kW)	180	根据公告披露
容量电价 (元/kW)	549.9	根据公告披露
<b>容量电价收入 (亿元)</b>	<b>9.90</b>	<b>容量电价 * 装机容量</b>
上网电价 (元/kWh)	0.575	根据公告披露
发电小时数 (h)	1200	取2016-2021年所有项目发电小时数平均数1200小时
发电量 (万kWh)	216000	发电小时数 * 装机容量
<b>电量电价收入 (亿元)</b>	<b>12.42</b>	<b>上网电价 * 发电量</b>
<b>项目总收入 (亿元)</b>	<b>22.32</b>	<b>容量电价收入+电量电价收入</b>
<b>成本计算</b>		
综合利用效率	79.47%	取2016-2021年所有项目综合利用效率平均数
抽水电价 (元/kWh)	0.404	根据公告披露
抽水电量 (万kWh)	271801	发电量/综合利用效率
购电成本 (亿元)	10.98	抽水电价 * 抽水量
折旧成本 (亿元)	2.40	折旧按照公司所有项目平均数计算 (133.18元/kW)
其他成本 (亿元)	1.60	包括材料费、人工费、维修费等，按照所有项目平均计算 (89.13元/kW)
毛利润 (亿元)	7.34	
毛利率	32.87%	
<b>利润计算</b>		
期间费用 (亿元)	2.25	期间费用率主要是财务费用，取公司整体平均数10.10%
利润总额 (亿元)	5.08	
税费 (亿元)	1.02	税率计20%
净利润 (亿元)	4.07	
净利率	18.22%	
现金流 (亿元)	6.46	

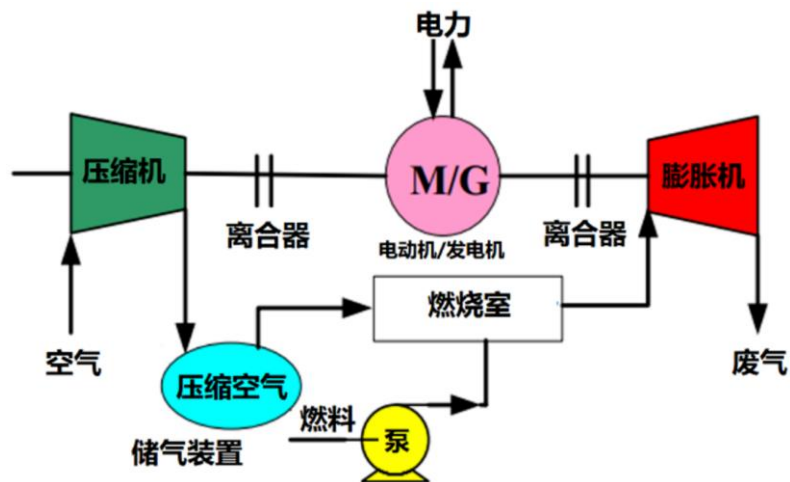
3

压缩空气储能：  
效率提升+成本下降，商业化推广蓄势待发

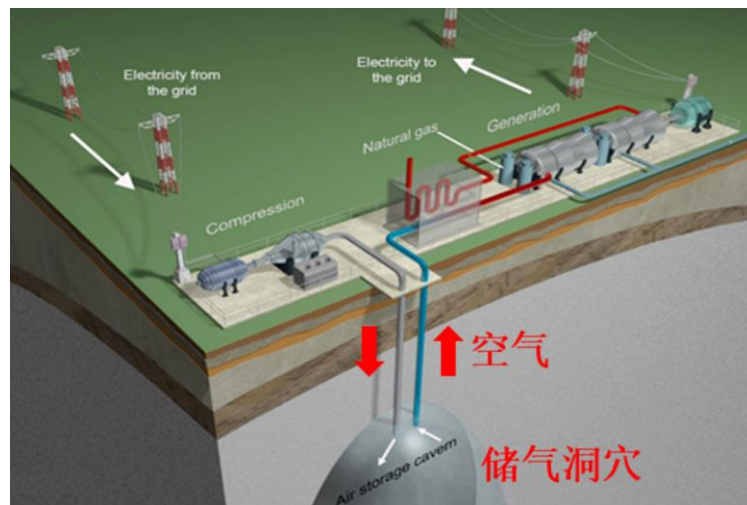
## 3.1 压缩空气储能——新技术推广使效率显著提升，商业化前景美好

- ❑ **压缩空气储能系统：**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，并在需要时通过高压空气膨胀做功来发电的系统。该系统的工作过程可分为储能和释能两个环节。
  - 1) **储能环节：**压缩空气储能系统利用风/光电或低谷电能带动压缩机，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；
  - 2) **释能环节：**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，传统的压缩空气储能系统在释能阶段需要在燃烧室内燃烧化石燃料来加热空气，以实现利用空气发电的功能。
- ❑ **传统空气储能技术发展受限，效率提升空间有限。**传统压缩空气储能系统依赖于化石燃料和大型储气室，且系统效率较低，例如德国Huntorf压缩空气储能电站效率仅为42%，美国Mcintosh电站能量效率约为54%，其发展和应用受到限制。

图：传统压缩空气储能系统示意图



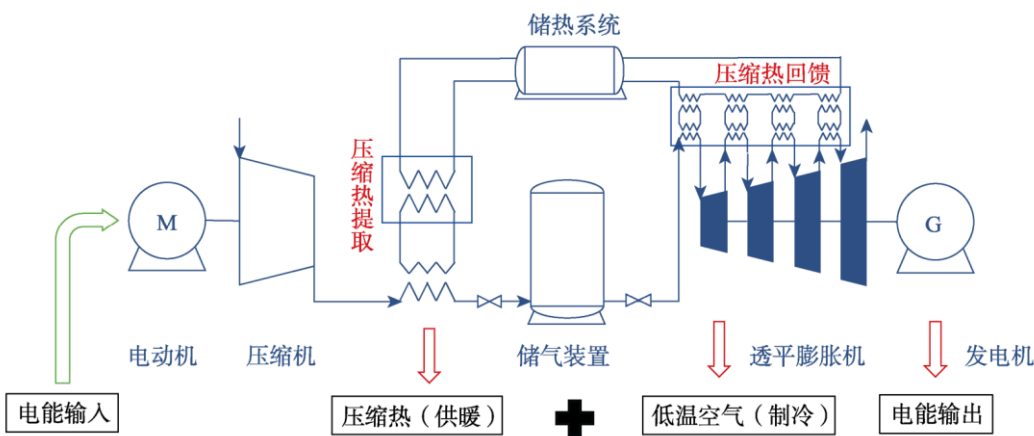
图：传统压缩空气储能电站结构图



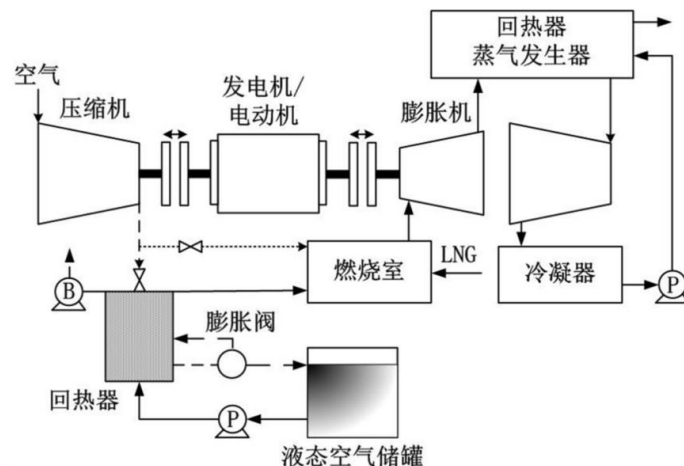
## 3.1 压缩空气储能——新技术推广使效率显著提升，商业化前景美好

- 传统压缩空气储能系统的效率提升空间十分有限，且国内外学者在传统压缩空气储能的基础上，通过采用优化热力循环等方法，开拓出了多种新型的压缩空气储能技术，使其得到迅速发展，并得到产业界的广泛关注。目前最主要的新型压缩空气储能系统主要有三个新的技术路径：**蓄热式压缩空气储能（TS-CAES）**、**液态压缩空气储能系统（LAES）**、**超临界压缩空气储能系统（SC-CAES）**。
- 1) **蓄热式压缩空气储能（TS-CAES）**：空气压缩过程会产生压缩热，在传统压缩空气储能中，这部分热量通常被冷却水带走，最终耗散掉，而蓄热式压缩空气储能则将这部分热量在储能时储存起来，而在释能时用这部分热量加热膨胀机入口空气，实现能量的回收利用，提高了系统效率。同时由于膨胀机前有压缩热的加热，可以取消燃烧室，即该系统也摆脱了对化石燃料的依赖。
- 2) **液态压缩空气储能系统（LAES）**：借助于空气降温液化技术，通过添加流程使空气以液态形式储存。储能时，经过压缩机的高压空气进入回热器降温 and 降压设备进行液化，被液化的常压低温液态空气储存在储液罐中；释能时，液态空气经过低温泵升压、回热器升温，然后进入燃烧室，与燃料混合燃烧后进入膨胀机膨胀做功。

图：蓄热式压缩空气储能（TS-CAES）



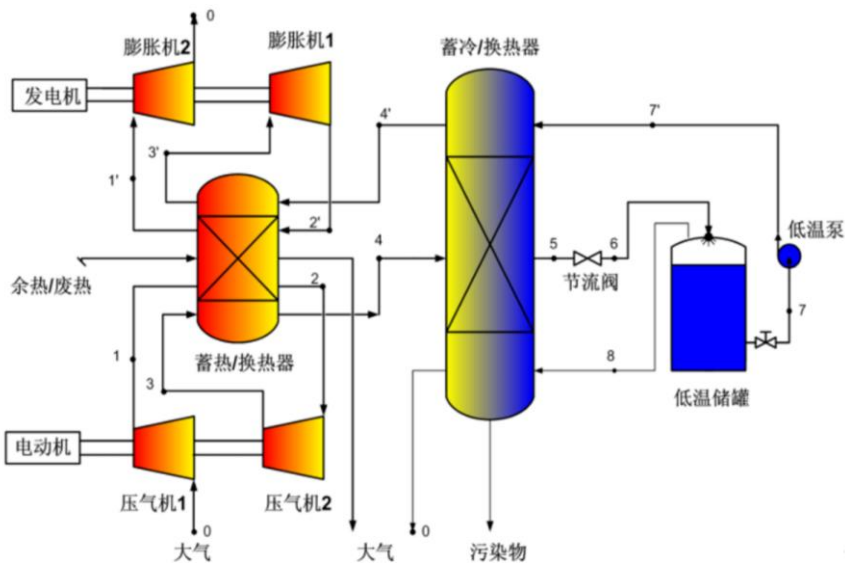
图：液态压缩空气储能系统（LAES）



## 3.1 压缩空气储能——新技术推广使效率显著提升，商业化前景美好

- 3) 超临界压缩空气储能系统 (SC-CAES)：利用空气的超临界特性，在蓄热/冷过程中高效传热/冷，并将空气以液态形式储存，实现系统高效和高能量密度的优点，系统兼具蓄热式和液态压缩空气储能的特点，同时摆脱了依赖大型储气室和化石燃料的问题。
- 蓄热式短期内有望迎来大规模商业化，超临界技术前景美好，或将进一步提升系统效率。综合来看，蓄热式不依赖化石燃料、效率较高，具备较为成熟的技术，我们认为已初具大规模商业化条件，加之我国有大量的盐洞、废弃矿洞，利用已有洞穴建设低成本的压缩空气储能系统非常有发展前景，蓄热式压缩空气储能有望在未来几年实现大规模商业化，使得成本进一步降低。而超临界则兼具液态和蓄热式的优点，前景较为美好，待技术突破后，压缩空气储能的系统效率有望进一步提升。

图：超临界压缩空气储能系统 (SC-CAES)



表：不同技术路径空气储能系统的优缺点对比

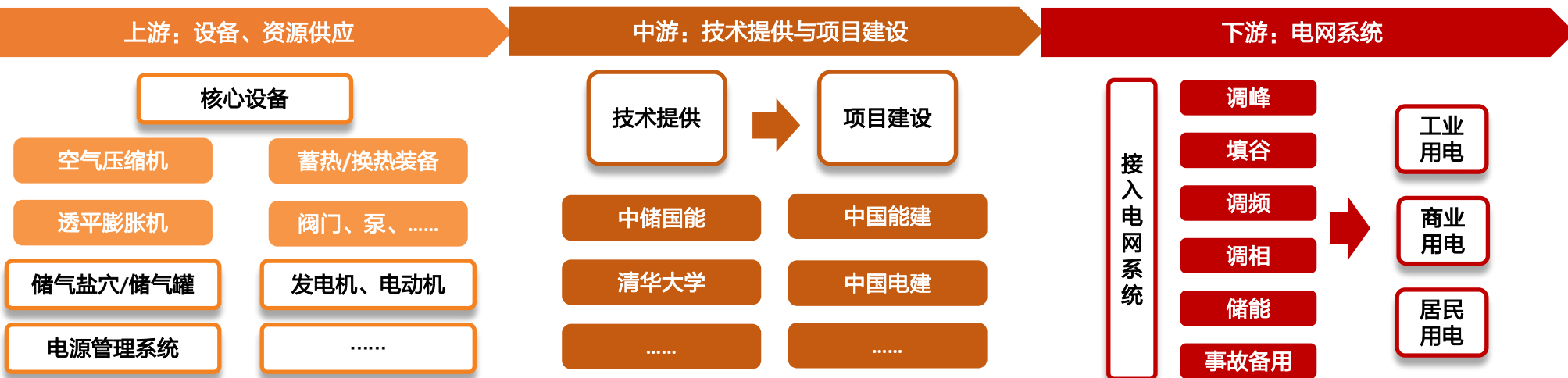
技术路径	优点	缺点
传统压缩空气储能	--	1) 需要消耗化石燃料补燃 2) 效率低，通常不高于54% 3) 依赖于储气洞穴
蓄热式压缩空气储能 (TS-CAES)	1) 不需要补燃，节约化石燃料 2) 能量回收以提高系统效率 3) 可利用外界热源以进一步提高效率 4) 技术较成熟，我们认为初具商业化条件	增加多级换热及储热，占地面积和投资有所增加
液态压缩空气储能 (LAES)	1) 不受地理环境限制 2) 能量密度大	1) 依赖化石燃料输入 2) 系统性能受回热器的影响较大
超临界压缩空气储能 (SC-CAES)	1) 效率高 2) 能量密度高 3) 不需要补燃，节约化石燃料	技术仍有待突破

## 3.2 产业链——国内技术领先全球，国产设备制造商有望从中受益

### □ 压缩空气储能的产业链

- 1) 上游——设备、资源供应：核心设备包括空气压缩机、透平膨胀机、蓄热换热系统等，此外还需要储气盐穴资源等。设备制造的主要参与企业包括陕鼓动力、金通灵、沈鼓集团、杭氧股份、川空等；拥有盐穴资源的主要企业包括苏盐井神、中盐化工、雪天盐业等。
- 2) 中游——技术提供与项目建设：目前国内压缩空气储能的技术积累与项目建设已做到全球领先。主要的技术提供方是中科院热物理研究所下属的中储国能，以及清华大学等高校；项目建设的参与企业则包括中国能建、中国电建等施工单位。
- 3) 下游——电网系统：压缩空气储能电站接入电网系统，服务于工业用电、商业用电、居民用电等部门，起到调峰、填谷、调频、调相、储能、事故备用等关键作用。

图：压缩空气储能的产业链

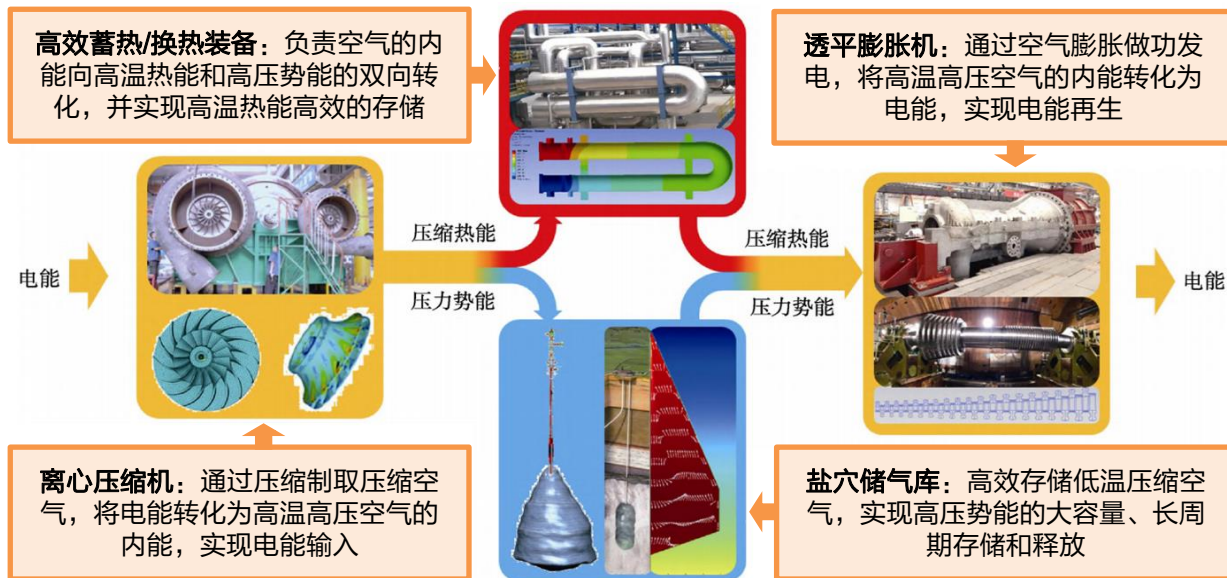




## 3.2 产业链——上游：空气压缩机、透平膨胀机为核心装备

- 压缩空气储能上游最核心设备为离心式空气压缩机+透平膨胀机，国内主要的参与企业有两类：
- 一、专业的透平设备制造商：
  - 1) 陕鼓动力：国内空气压缩机设备龙头（市占率 82%），已与中能建数字科技集团签约，共同开展压缩空气储能领域的合作。
  - 2) 沈鼓集团：作为核心设备的供货商为金坛压缩空气储能项目提供空气压缩机。
  - 3) 金通灵：产品包括空气压缩机、膨胀机等，与中科院工程热物理研究所合作，在毕节、肥城两个项目完成了产品中试。
- 二、具备压缩机自产能力的空分设备制造商：
  - 1) 杭氧股份：国内空分装置龙头（市占率43%），具备空气压缩机、透平膨胀机自产能力。
  - 2) 川空集团：空分设备制造商（市占率6%），具备透平膨胀机生产能力。

图：压缩空气储能系统所需的关键装置

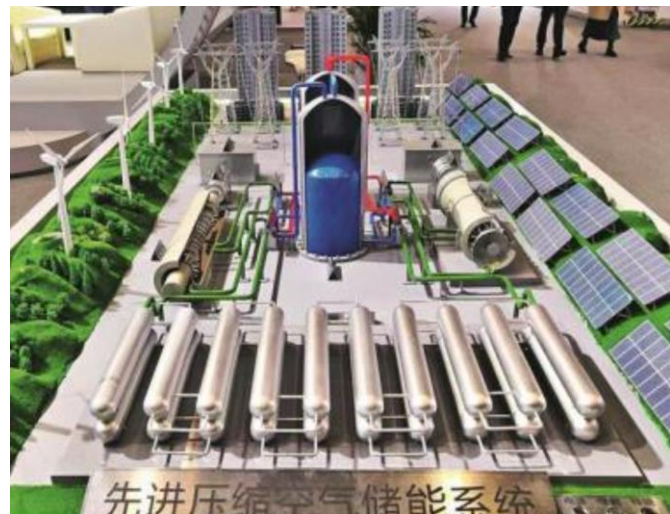


## 3.2 产业链——中游：中储国能技术已达到全球领先水平

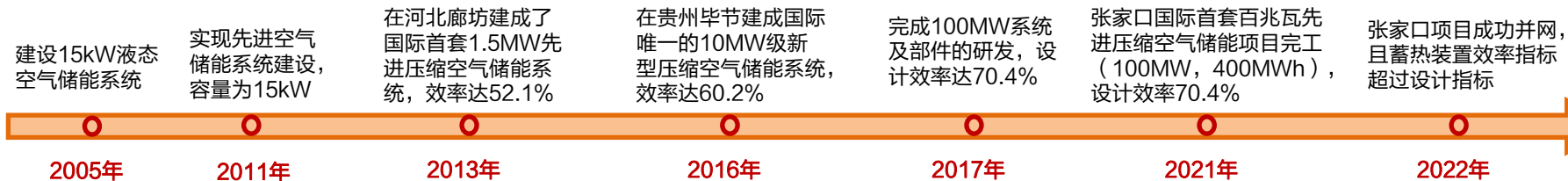
### □ 中储国能：背靠中科院热物理研究所，技术水平全球领先

- 1) 中储国能，是中国综合储能领域的开拓者，由中国科学院工程热物理研究所与其副所长陈海生博士各自持股49.83%，其技术及研发团队均源自中国科学院工程热物理研究所。
- 2) 产业化进展顺利，规划项目合同总价值超50亿元。目前，1.5MW、10MW系统、100MW系统及相关技术已分别同技术授权和技术入股方式实现产业化，技术总作价约18.5亿元。在湖北云应、内蒙古二连浩特、河南巩义、河南平顶山、山东肥城、陕西榆林、甘肃玉门、西藏的列入规划的工业级项目36台套，**合同总价值超过50亿元**。
- 3) **国内压缩空气储能领军企业，论文、专利数位列全球第一**。已建成的15kW、1.5MW和10MW先进压缩空气储能示范项目**市场占有率为94.9%**。中科院工程热物理研究所关于压缩空气储能系统的专利430余项，论文600余篇，**压缩空气储能相关论文及专利总数均位列全球第一**。

图：中储国能的100兆瓦先进压缩空气储能沙盘模型



图：中储国能发展历程



### 3.3 商业化进展——效率提升+成本下降，规划总装机量达5.38GW

- 据我们的不完全统计，目前国内已建成/已开工的项目共有9个，总装机容量为682.5MW。
- 已建成/已开工的九个项目分别是：安徽芜湖500kW压缩空气储能示范项目、贵州毕节10MW压缩空气储能示范项目、同里综合能源服务中心内500kW液态空气储能示范项目、山东肥城10MW压缩空气储能调峰电站项目（一期）、金坛盐穴60MW压缩空气储能项目、张家口100MW压缩空气储能示范项目、湖北应城世界首台300MW压缩空气储能示范工程、河南平顶山200MW先进压缩空气储能电站项目、廊坊1.5MW超临界压缩空气储能示范项目。
- 可以看出随着技术的发展，压缩空气储能的效率在不断地提升，装机容量也在不断提升，规模效应使得单位成本出现明显下降（后文会详细分析）。

图：国内首套超临界压缩空气储能系统（2013年）



表：目前国内已建成/开工的压缩空气储能项目（据我们的不完全统计）

序号	时间	项目	装机量 (MW)	容量 (MWh)	效率	投资额 (亿元)	单位成本 (元/kWh)
1	2013年建成	廊坊1.5MW超临界压缩空气储能示范项目	1.5	--	52.10%	--	--
2	2014年建成	安徽芜湖500kW压缩空气储能示范项目	0.5	--	33%	0.3	60000.00
3	2017年建成	贵州毕节10MW压缩空气储能示范项目	10	40	60.20%	--	--
4	2018年建成	同里综合能源服务中心内500kW液态空气储能示范项目	0.5	--	--	--	--
5	2021年并网	山东肥城10MW压缩空气储能调峰电站项目（一期）	10	--	60%+	1	10000.00
6	2021年并网	金坛盐穴60MW压缩空气储能项目	60	300	60%+	5	8333.33
7	2021年并网	张家口100MW压缩空气储能示范项目	100	400	70.40%	8.4	8400.00
8	2022年开工	湖北应城世界首台300MW压缩空气储能示范工程	300	--	70%	--	6000.00
9	2022年开工	河南平顶山200MW先进压缩空气储能电站项目	200	--	--	15	7500.00
目前国内已建成/已开工的项目总计			682.5				

### 3.3 商业化进展——效率提升+成本下降，规划总装机量达5.38GW

□ 据我们的不完全统计，目前国内压缩空气储能正在规划建设的项目共有19个，规划总装机量达到5.38GW。

表：国内正在规划建设的压缩空气储能项目（据我们的不完全统计）

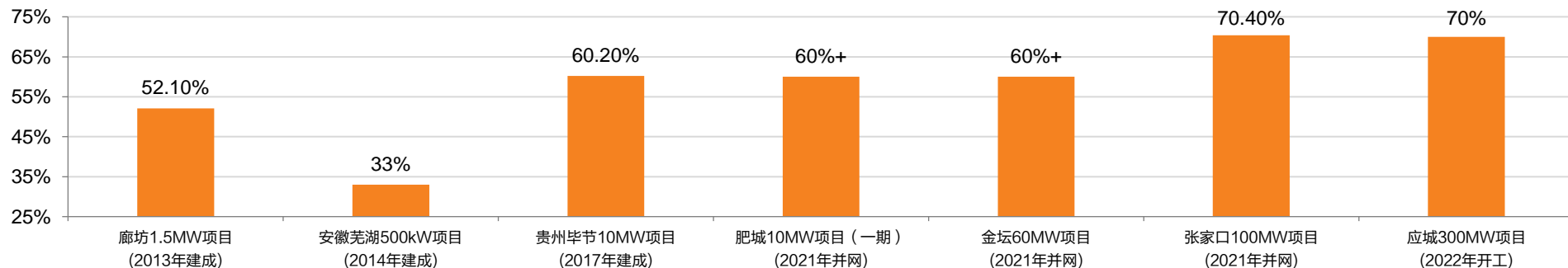
序号	时间	项目	装机量 (MW)	容量 (MWh)	投资额 (亿元)	单位成本 (元/kW)
1	2019年9月签约	浙江遂宁100MW矿洞压缩空气储能项目（一期）	100	--	8	8000.00
2	2021年6月签约	河南平顶山叶县盐穴储气100MW/800MWh先进压缩空气储能电站	100	800	--	--
3	2021年9月计划投资	南大港产业园区先进压缩空气储能项目	200	1600	10	5000.00
4	2021年10月拟审批	青海海西州乌图美仁多能互补（光伏光热耦合）项目	1	4	--	--
5	2021年12月签约	南京国际首个400MW盐穴压缩空气储能示范项目	400	--	--	--
6	2021年12月签订合作框架协议	瑞昌市压缩空气储能调峰调频电站项目	1000	6000	80	8000.00
7	2022年1月签署协议	朝阳区风光储氢一体化项目	300	--	--	--
8	2022年4月计划招标	大唐中宁宁县共享储能项目	100	400	--	--
9	2022年4月前期咨询服务招标	国华投资山东兰陵压缩空气储能项目	100	600	--	--
10	2022年5月可行性咨询招标	福建石狮热电压缩空气储能电站	1200	4800	--	--
11	2022年7月可研报告过审	江苏淮安465MW/2600MWh盐穴压缩空气储能项目	465	2600	--	--
12	2022年8月已完成可研评审	泰安2*300MW压缩空气储能创新示范项目	600	--	34	5666.67
13	2022年立项	山东肥城300MW压缩空气储能调峰电站项目（二期）	300	--	15	5000.00
14	--	中储国能河南巩义项目	100	400	--	--
15	--	中储国能河南信阳项目	100	400	--	--
16	--	中储国能河南舞钢项目	10	80	--	--
17	--	中储国能甘肃玉门项目	100	400	--	--
18	--	中储国能陕西榆林项目	100	400	--	--
19	--	中储国能海南昌江项目	100	400	--	--
目前国内正在规划项目总计			5376			

### 3.3 商业化进展——效率提升+成本下降，规划总装机量达5.38GW

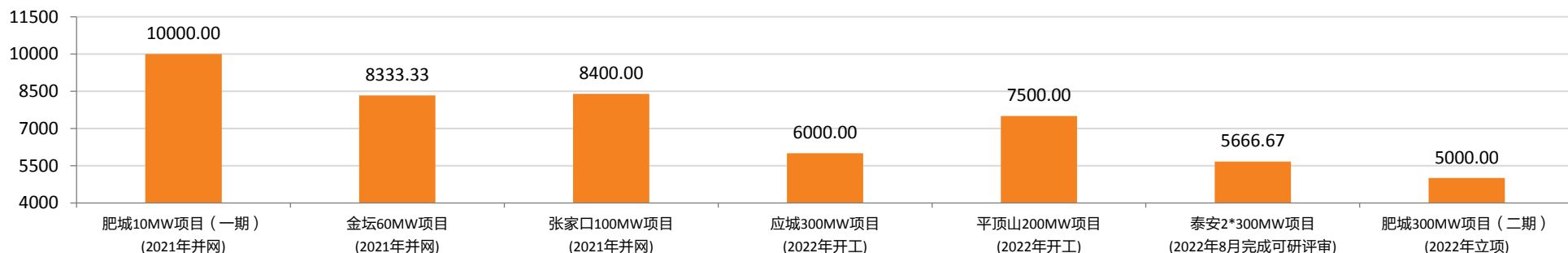
□ 效率提升+成本下降趋势明显，压缩空气储能商业化大幕即将开启。

- 1) 效率提升：从目前装机项目来看，兆瓦级的系统效率可达52.1%，10兆瓦的系统效率可达60.2%，百兆瓦级别以上的系统设计效率可以达到70%，先进压缩空气储能系统效率能够逼近75%，效率已经和抽水蓄能（约为79%）相当。
- 2) 成本下降：系统规模增加后，单位投资成本也持续下降，系统规模每提高一个数量级，单位成本下降可达30%左右。根据中储国能总经理纪律在接受央视采访时的说法，压缩空气储能目前每千瓦的造价大概是5000到6000元，已接近抽水蓄能的建设成本（约5500元/kW），随着未来系统规模的提升、产业链的规模效应的形成，仍有较大的成本下降空间。

图：国内压缩空气储能项目的效率提升趋势



图：国内压缩空气储能项目的单位建设成本下降趋势趋势（单位：元/kW）



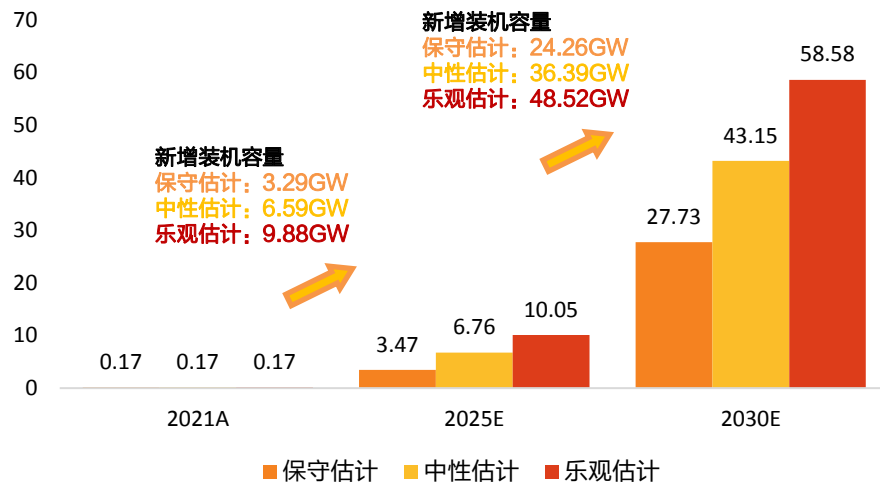
### 3.4 装机量预测——累计装机：2025年达6.75GW，2030年达43.14GW

- **压缩空气储能有望形成对抽水蓄能的补充+替代：**1) 功能相似度较高，存在替代关系：压缩空气储能与同属机械储能的抽水蓄能一样，二者应用场景都是大规模能量吞吐，都主要用于削峰填谷、负荷调节，功能上重合度较高；2) **成本和效率已具备商业化条件：**目前压缩空气储能成本和效率已经与抽水蓄能相当，考虑到目前仅处于商业推广初期，未来成本仍有下降空间；3) **建设周期较短：**相比于抽水蓄能，新型压缩空气储能的建设周期和投资成本上更具优势，抽水蓄能建设周期为6—8年，新型压缩空气建设周期仅为1.5—2年，且不涉及移民搬迁问题。
- **我们预测2025年压缩空气储能装机量达到6.76GW，2030年达到43.15GW。**（基于前文对储能装机量的预测）
  - 1) 2022–2025年间，新增储能装机中压缩空气储能的渗透率有望达到10%，计算得出新增装机6.59GW，预计2025年压缩空气储能累计装机容量达到6.76GW。
  - 2) 2026–2030年间，新增储能装机中压缩空气储能的渗透率有望达到23%，计算得出新增装机量36.39GW，预计2030年压缩空气储能累计装机容量达到43.15GW。

表：压缩空气储能新增装机量的预测

	2021A	2022-2025E	2026-2030E
新增储能总装机量 (GW)	8.23	65.85	161.75
压缩空气储能在新增储能装机中的渗透率	保守估计	1.98%	15.00%
	乐观估计	1.98%	30.00%
	中性估计	1.98%	22.50%
压缩空气储能新增装机量 (GW)	保守估计	0.16	24.26
	乐观估计	0.16	48.52
	中性估计	0.16	36.39

图：压缩空气储能累计装机量预测（单位：GW）

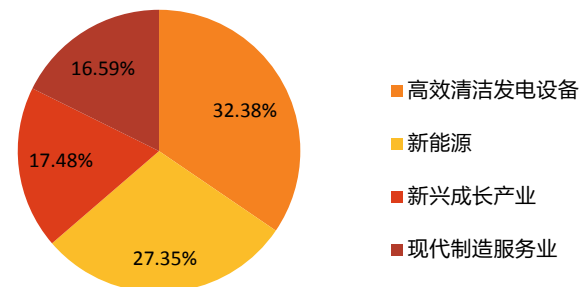


# 4 建议关注

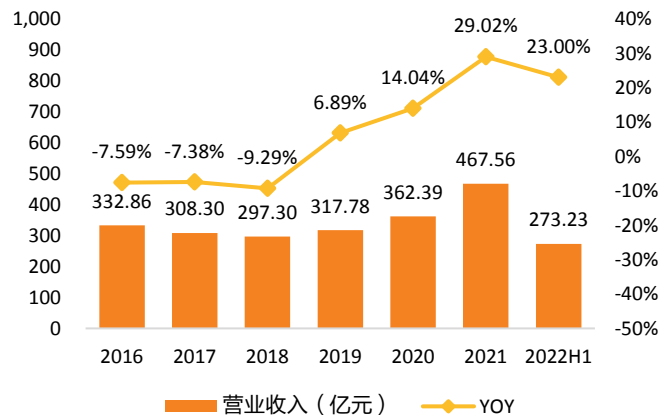
# 4.1 东方电气：水轮发电机组市占率近半，受益抽水蓄能放量的核心标的

- 东方电气：国内发电设备制造领先企业。**东方电气作为国家重大技术装备国产化基地、国家级企业技术中心，拥有中国发电设备制造行业中一流的综合技术开发能力，具备了大型水电、火电、核电、气电、风电及太阳能发电设备的开发、设计、制造、销售、设备供应及电站工程总承包能力。
- 2021年公司主要收入来源为高效清洁发电设备（核电、燃机、火电），收入占比32.38%，第二大收入来源为可再生能源装备（风电、水电），占比27.35%。
- 归母净利润稳健增长，归母净利率持续提升。**2021年，实现收入467.56亿元，同比+29.02%；实现净利润22.89亿元，同比+22.93%；毛利率、净利率分别为17.29%、4.90%。2022H1，实现收入273.23亿元，同比+23.00%；实现净利润17.74亿元，同比+31.59%；毛利率、净利率分别为16.42%、6.49%。归母净利率呈现持续提升态势，归母净利润稳健增长，2017-2021年CAGR为35.80%。

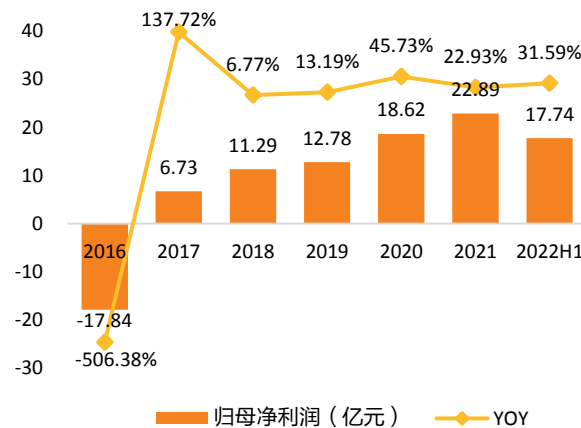
图：2021年东方电气收入结构占比



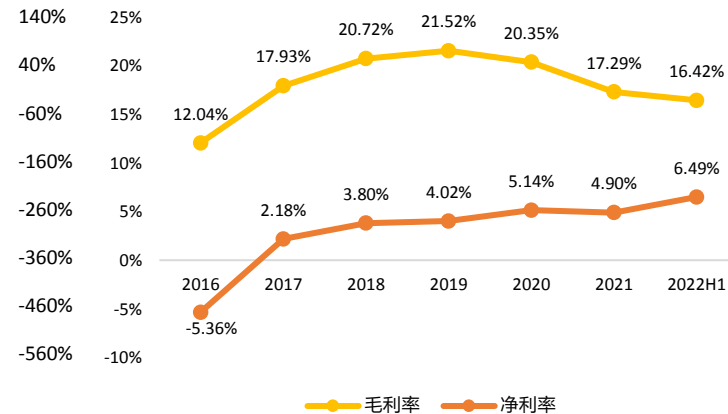
图：东方电气营业收入及增速



图：东方电气归母净利润及增速



图：东方电气毛利率、净利率





## 4.1 东方电气：水轮发电机组市占率近半，受益抽水蓄能放量的核心标的

- ❑ **水轮机制造能力出众，国产替代进程的领航者。**子公司东风电机制造水轮发电机组的历史已近40年，从1982年至今，已经生产、投运机组近500个水电站，1200余台（套）机组。2021年，单机容量全球最大白鹤滩百万千瓦水电机组创精品工程，首批机组性能优异、运行稳定；此外，国内最高水头长龙山抽水蓄能机组投入商运，各项参数表现优异。
- ❑ **水轮发电机组产量快速增长，受益抽水蓄能放量的核心标的。**2018年，国内对抽水蓄能及水电项目的建设重视程度较弱，东方电气的水轮发电机组产量仅为1490MW，随着水轮发电机组国产替代进展加快，以及抽水蓄能和水电项目的加速开发，公司的水轮发电机产量迎来快速增长，2021年达到8101MW，2018-2021年间CAGR为75.84%。
- ❑ **风险提示：**抽水蓄能审批项目不及预期的风险；市场份额下降的风险；原材料价格波动的风险。

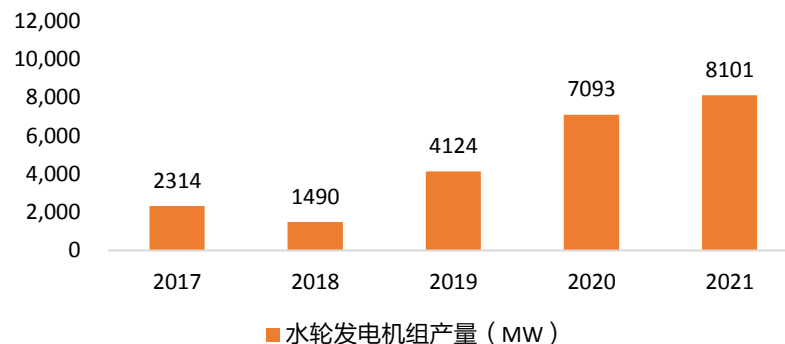
图：东方电气生产的水轮发电机



表：2017-2021年东方电气各类发电机组产品产量

	2017	2018	2019	2020	2021
水轮发电机组（MW）	2314	1490	4124	7093	8101
汽轮发电机（MW）	27483	20736	13960	14964	25028
风力发电机组（MW）	680	534	1003	2826	3370
电站汽轮机（MW）	23967	23330	15272	15256	23929
电站锅炉（MW）	23292	21320	15051	16406	22017

图：2017-2021年东方电气水轮发电机产量



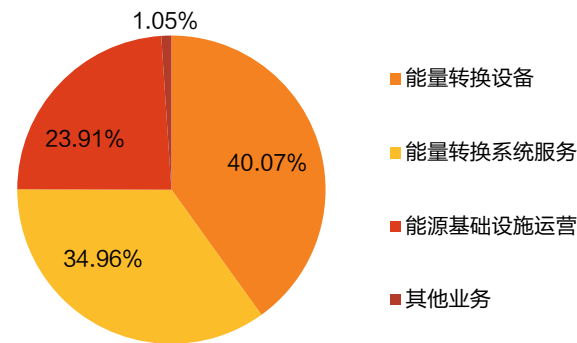
## 4.2 陕鼓动力：国产大型透平设备龙头，压缩空气储能领域业务静待花开

□ 陕鼓动力：国内公司是我国重大装备制造企业，是为石油、化工、冶金、空分、电力、城建、环保、制药和国防等国民经济支柱产业提供透平机械系统问题解决方案及系统服务的制造商、集成商和服务商。目前公司形成了“能量转换设备制造、工业服务、能源基础设施运营”三大业务板块。

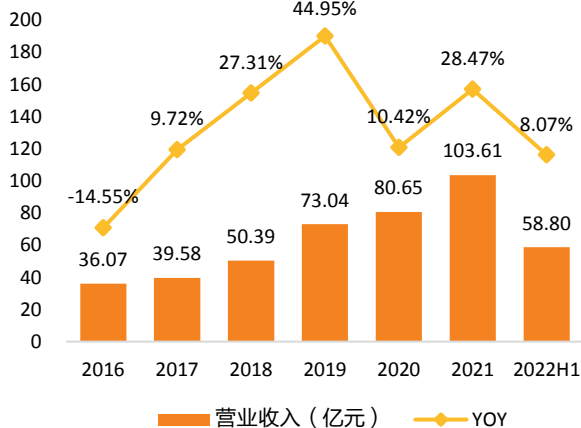
➤ 1) 第一板块能量转换设备制造：包括各类透平压缩机、工业能量回收透平、汽轮机、自动化仪表等。2) 第二板块工业服务：包括投资业务、能量转换设备全生命周期健康管理服务、EPC等；3) 第三板块能源基础设施运营：包括分布式能源智能一体化园区、污水处理、气体业务等。

□ 收入利润稳定增长，毛利率、净利率有所提升。2021年，公司实现收入103.61亿元，同比+28.47%；实现净利润8.58亿元，同比+25.22%；毛利率、净利率分别为18.88%、8.28%。2022H1，实现收入58.80亿元，同比+8.07%；实现净利润5.72亿元，同比+11.68%；毛利率、净利率分别为22.67%、9.74%。

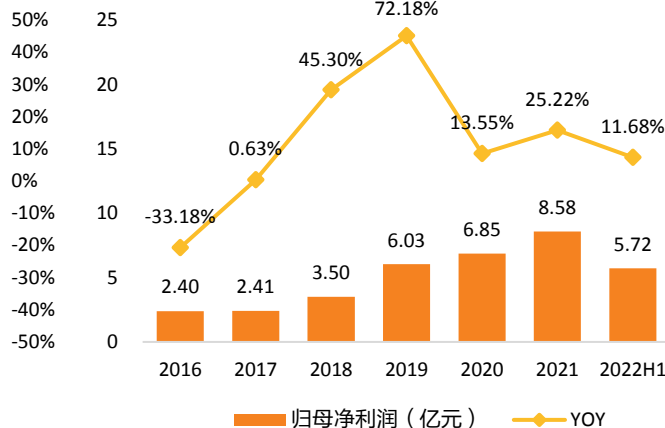
图：2021年陕鼓动力收入结构占比



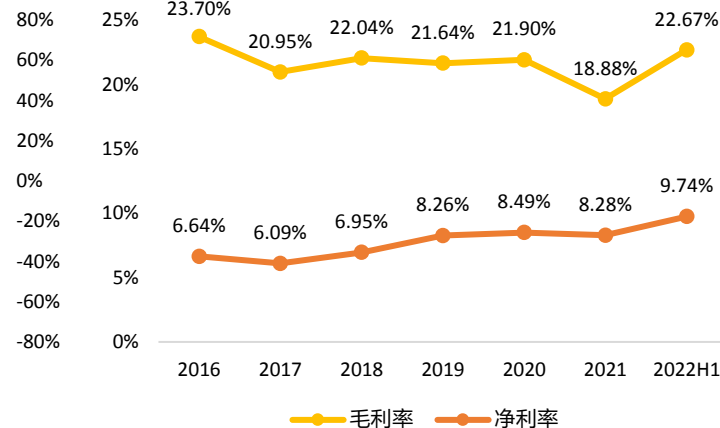
图：陕鼓动力营业收入及增速



图：陕鼓动力归母净利润及增速



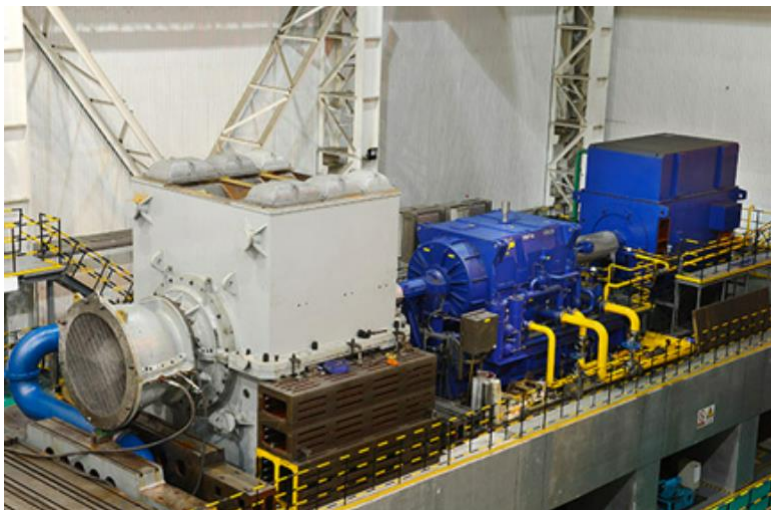
图：陕鼓动力毛利率、净利率



## 4.2 陕鼓动力：国产大型透平设备龙头，压缩空气储能领域业务静待花开

- 国内大型透平设备龙头企业，压缩空气储能设备静待花开。
  - 空气压缩机技术实力强劲，压缩空气储能领域已做好提早布局：陕鼓动力是国内大型透平设备制造龙头企业，产品广泛应用于石油、化工、冶金、空分、电力等领域，在国内空分压缩机市场市占率达到82%。此外，公司在2011年便开始了压缩空气储能领域的研究与技术积累，公司的透平设备产品可用于压缩空气储能的压缩储能和膨胀释能环节，在该领域布局较早，准备较为充分，静待下游产业放量的机会。
  - 与中能建签约合作，压缩空气储能设备有望在未来迎来放量：2022年1月26日，中能建数字科技集团与陕鼓集团签约，全面推进新型储能市场，以300MW级压缩空气储能重大示范项目为契机，开启新型电力系统全方位合作的新起点。与中能建签约合作，一方面证明了陕鼓动力设备技术水平出色，已得到下游客户认可；另一方面，中能建作为国内压缩空气储能建设厂商，具备良好的成长潜力，陕鼓动力与其建立合作也一定程度上保证了未来的订单空间。压缩空气储能目前已具备商业化条件，短期内或将大量项目审批通过，打开压缩空气储能设备的成长空间。
- 风险提示：压缩空气储能商业化进展不及预期的风险；原材料价格波动的风险；客户认证的风险。

图：陕鼓动力生产的空分压缩机



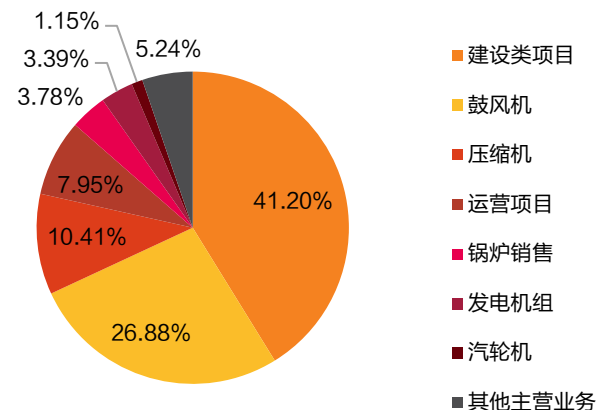
图：陕鼓动力生产的透平膨胀机



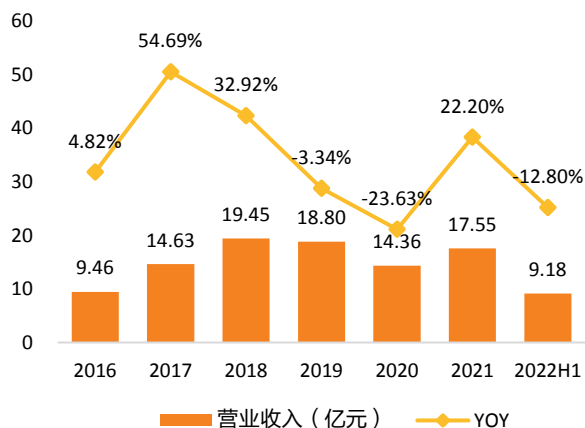
## 4.3 金通灵：与中科院热物理研究所合作紧密，客户资源得天独厚

- 金通灵：公司一直专注于离心风机领域，以“服务+制造+服务”的业务模式向用户提供风系统需求分析、风系统研发设计、离心风机产品制造、风系统节能改造等端到端完整的全生命周期的风系统解决方案。公司主要产品有大型工业鼓风机、通风机、煤气鼓风机、焦炉鼓风机、多级高压离心鼓风机、单级高速离心鼓风机等五十多个系列，四百多种规格的节能离心风机产品，广泛应用于钢铁冶炼、火力发电、新型干法水泥、石油化工、污水处理、余热回收、煤气回收及核电等领域。
- 2021年，公司实现收入17.55亿元，同比+22.20%；实现净利润0.20亿元，同比-66.13%；毛利率、净利率分别为18.84%、1.13%。2022H1，实现收入9.18亿元，同比-12.80%；实现净利润0.14亿元，同比-71.86%；毛利率、净利率分别为15.44%、1.58%。

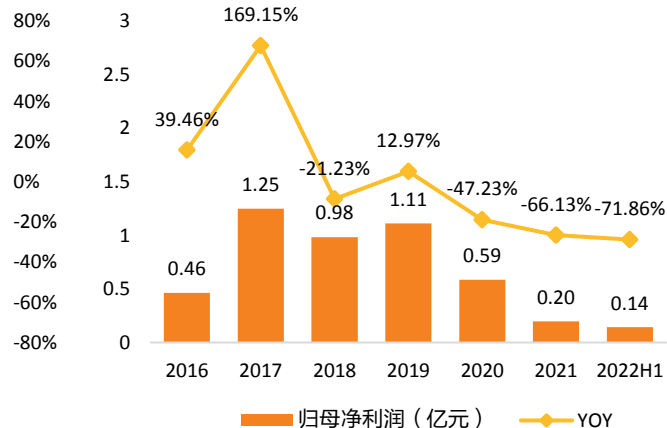
图：2022H1 金通灵收入结构占比



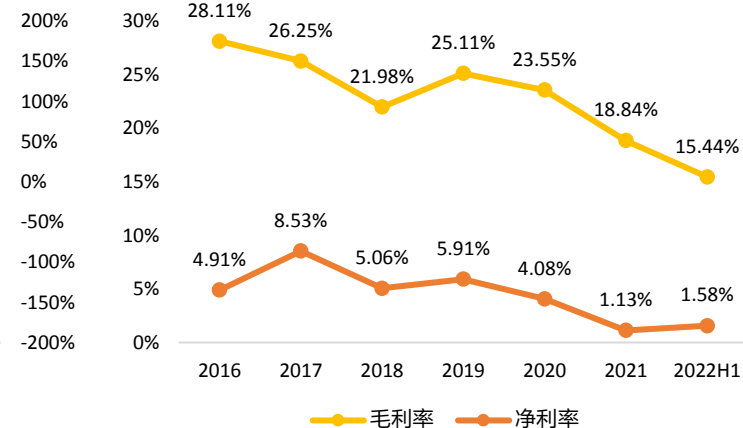
图：金通灵营业收入及增速



图：金通灵归母净利润及增速



图：金通灵毛利率、净利率



## 4.3 金通灵：与中科院热物理研究所合作紧密，客户资源得天独厚

- **与中科院热物理研究所合作多年、关系紧密，客户资源得天独厚。**金通灵是国家高新技术企业，设有企业研究院，建有省级工程技术中心，与西安交通大学联合建立了江苏省流体机械及压缩机工程技术研究中心，与中科院热物理所联合建立了能源与动力实验室。中科院热物理研究所的压缩空气储能技术积累在国内以及全球均做到了领先水平，金通灵与其合作关系较为良好，有助于公司在压缩空气储能领域的业务开展。
- **压缩机、膨胀机等产品已经在压缩空气储能项目中完成中试。**在压缩空气储能领域，公司与中科院在空气储能方面的合作，主要是为其压缩空气储能项目提供了压缩机、膨胀机等产品。公司拥有空气压缩机、膨胀机等相关高端设备的技术、装备制造及示范工程项目的优势，该项目与中国科学院工程热物理研究所合作研发，金通灵承接了空气膨胀机产品的结构设计和工艺以及生产制造（功率等级10MW），已在中科院相关的贵州毕节，山东肥城两个试验基地完成了产品中试。
- **风险提示：**压缩空气储能商业化进展不及预期的风险；原材料价格波动的风险；客户认证的风险。

图：金通灵生产的离心式压缩机



图：金通灵与中科院合作的贵州毕节10MW压缩空气储能项目



# 5 风险提示

## 5. 风险提示

- 1) 宏观经济形势波动的风险
- 2) 抽水蓄能项目审批通过项目不及预期的风险
- 3) 压缩空气储能商业化进展不及预期的风险
- 4) 价格竞争过于激烈的风险
- 5) 文中测算具备一定主观性，仅供参考

## 分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

## 一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

天风证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

## 特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

## 投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的6个月内，相对同期沪深300指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益20%以上
		增持	预期股价相对收益10%-20%
		持有	预期股价相对收益-10%-10%
		卖出	预期股价相对收益-10%以下
行业投资评级	自报告日后的6个月内，相对同期沪深300指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅5%以上
		中性	预期行业指数涨幅-5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅-5%以下



THANKS