

虚拟电厂：全方位受益电改的服务商

华泰研究

2023 年 7 月 19 日 | 中国内地

专题研究

虚拟电厂聚合“正/负”资源，全方位受益于电改推进

我国能源转型过程中供电安全难度高于欧美：1) 发电侧新能源占比不断提升，2) 用电侧波动较大的三产与居民比例逐步增加，3) 火电装机主要为灵活性能力较低的煤电而不是气电。随尖峰负荷增速持续高于基荷电源（火电+核电），我国电力调节能力亟需增强。不同于大电网自上而下的调度，虚拟电厂侧重于更小的颗粒度，聚合灵活性资源，既可作为“正电厂”供电或调峰；又可作为“负电厂”配合填谷，盈利模式取决于电力体制改革的推进。短期我们看好深耕电力系统、有分布式资产和较强客户黏性的南网能源、晶科科技等，中长期服务能力和灵活的机制才是在这个领域持续跑赢的核心。

为什么过去不需要，而现在需要虚拟电厂？

经济回暖，我国用电需求维持增长趋势。发电侧新能源占比不断提升，电力系统调节灵活性被挑战。用户侧三产与居民用电占比不断提升，用电峰谷差拉大，尖峰负荷持续拔高，电力系统调峰能力亟需增强。紧平衡背景下，虚拟电厂或成最优解。虚拟电厂能够调动灵活性基础资源，有效调节电力平衡，是保障我国电力系统稳定的重要手段。据国网测算，实现电力系统削峰填谷，满足 5% 的峰值负荷，虚拟电厂投资额仅为火电厂的 1/8~1/7。

我国虚拟电厂仍处于 0 到 1 的阶段，2030 年市场空间有望达千亿

我国虚拟电厂正由邀约型向市场型过渡，近年来缺电事件频发，各地虚拟电厂试点明显加速，收入来自：1) 电网调度（当前主要）、2) 现货市场（加速推广）、和 3) 有偏差考核需求的售电公司、负荷预测准确度低的风光电站、用电成本敏感的电力用户、可以“隔墙售电”的分布式、增量配电网和微电网运营商等。短期只考虑辅助服务市场和现货市场，我们预计 2025 年我国虚拟电厂市场规模达 102 亿。2030 年我们假设市场化交易电量占比 61%、现货占比 10%，则现货市场规模达 939 亿元；辅助服务费用占比提升至 5%，则辅助服务市场规模达 770 亿元，虚拟电厂市场规模有望达千亿。

借鉴海外经验：德国/美国/澳大利亚各有侧重

德国高分布式能源占比决定了其虚拟电厂以分布式电源的聚合为主，主要通过电力交易创收。美国零售电价不断提升叠加光伏成本不断下行，户用光伏装机占比提高的背景下，虚拟电厂主要聚合可控负荷，通过需求响应获取收益。澳大利亚于 2019 年开启规模达 31MW 的虚拟电厂示范项目，聚合资源以用户侧储能为主，主要通过提供调频服务创收，此示范项目月均收益 14 万澳元。

短期看好深植电力系统的公司，长期看好激励好/具备服务基因的民企

虽然行业还在从 0 到 1 起步的阶段，但是因为其轻资产的模式，参与者众多。目前虚拟电厂行业主要涉及电网系企业、电力信息化企业与新能源企业。我们认为虚拟电厂行业 1) 短期将利好深植电力系统的公司；2) 中长期看好激励机制较好，具备服务基因的民营企业。推荐标的为南网能源、晶科科技，产业链相关标的还包括国电南瑞、苏文电能、安科瑞、国网信通、芯能科技、远光软件、恒实科技、东方电子、国能日新、朗新科技等。

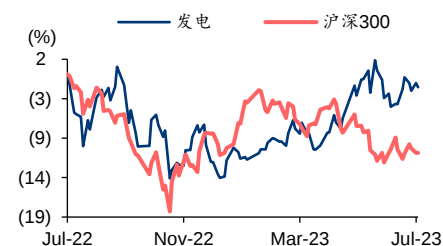
风险提示：政策推进不及预期、电力市场化改革不及预期、技术创新不及预期、测算结果偏差。

发电

增持（维持）

研究员	王玮嘉
SAC No. S0570517050002	wangweijia@htsc.com
SFC No. BEB090	+(86) 21 2897 2079
研究员	黄波
SAC No. S0570519090003	huangbo@htsc.com
SFC No. BQR122	+(86) 755 8249 3570
研究员	李雅琳
SAC No. S0570523050003	liyalin018092@htsc.com
SFC No. BTC420	+(86) 21 2897 2228
联系人	胡知
SAC No. S0570121120004	huzhi019072@htsc.com
	+(86) 21 2897 2228

行业走势图



资料来源：，华泰研究

重点推荐

股票名称	股票代码	目标价 (当地币种)	投资评级
南网能源	003035 CH	10.41	买入
晶科科技	601778 CH	5.60	增持

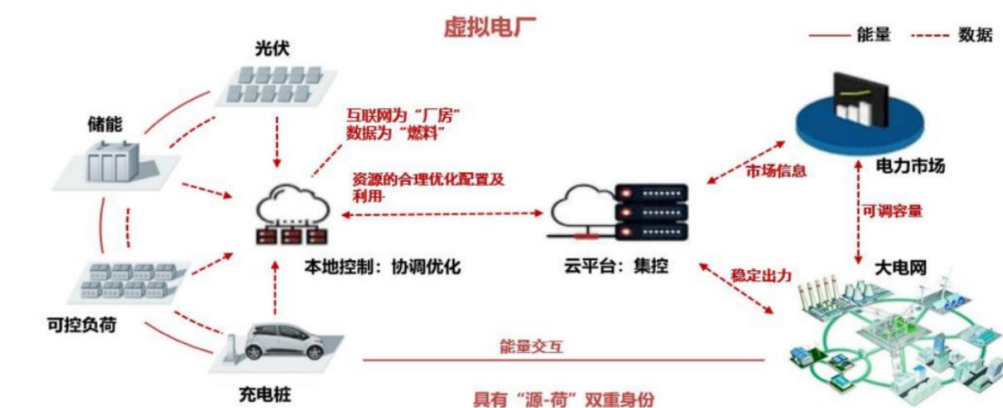
资料来源：华泰研究预测

为什么需要虚拟电厂？

什么是虚拟电厂？

虚拟电厂是将不同空间的可调节负荷、储能和分布式电源等一种或多种资源聚合起来，实现自主协调优化控制，参与电力系统运行和电力市场交易的智慧能源系统。它既可作为“正电厂”向系统供电或控制可调节负荷调峰；又可作为“负电厂”加大负荷消纳，配合系统填谷；既能快速响应指令，配合保障系统稳定并获得经济补偿，也可等同于电厂参与容量、电量、辅助服务等各类电力市场获得经济收益。

图表1：虚拟电厂示意图



资料来源：国网上海经研院，华泰研究

虚拟电厂产业链包括：上游资源侧、中游负荷聚合商和下游客户。

- 1) 上游资源侧：“正/负”资源与储能电站。“正/负”资源中“正”指发电侧，含分布式光伏、小型水电站与少数集中式发电厂；“负”指用电侧，含居民、工业、充电桩、换电站与商业和建筑物等。
- 2) 中游负荷聚合商：通过专业技术评估用户的需求响应潜力，整合分散的需求响应资源来参与电力系统运营。可为客户提供需求侧响应、参与电力市场进行价差套利与降低偏差考核费用三项服务。
- 3) 下游客户：主要含电网调度、用电用户、售电公司与新能源电站四类客户。

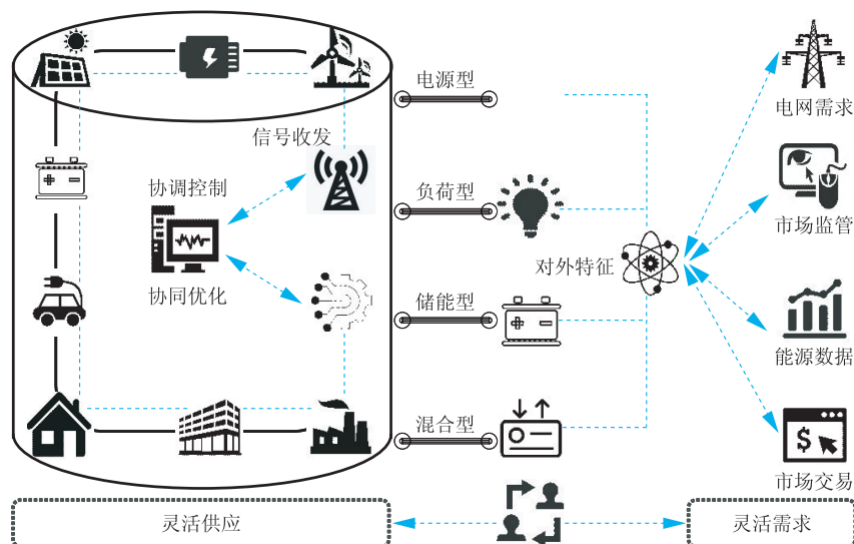
图表2：虚拟电厂产业链示意图



资料来源：华泰研究

按照实际的组成，可将虚拟电厂划分为电源型、负荷型、储能型、混合型四类。1) 电源型虚拟电厂：具有能量出售的能力，可以参与能量市场，并视实际情形参与辅助服务市场。2) 负荷型虚拟电厂：具有功率调节能力，可以参与辅助服务市场，能量出售属性不足。3) 储能型虚拟电厂：可参与辅助服务市场，部分时段也可以通过放电来出售电能。4) 混合型虚拟电厂：全能型角色。

图表3：虚拟电厂分类

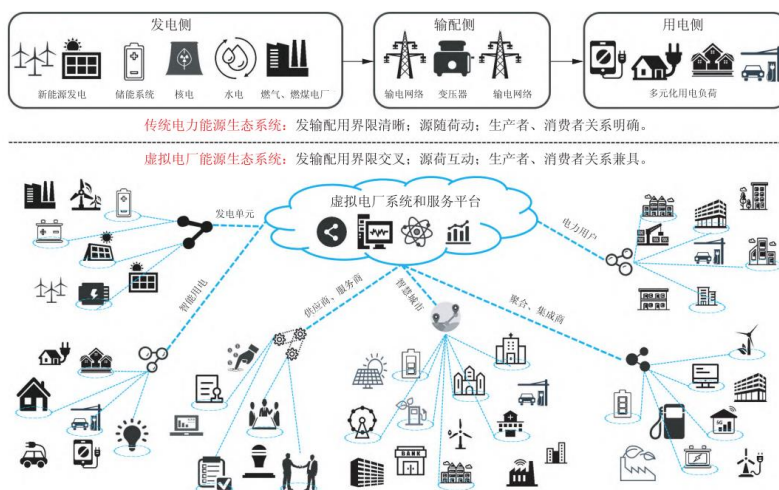


资料来源：《虚拟电厂基础特征内涵与发展现状概述》钟永洁等，2022（DOI:10.3969/i.issn.2097-0706.2022.06.003），华泰研究

虚拟电厂：聚合正/负资源，在电力系统中寻找“套利”机会

灵活性：调峰、消纳能力突出，盈利模式多元。虚拟电厂是将不同空间的可调节负荷、储能和分布式电源等一种或多种资源聚合起来，实现自主协调优化控制，参与电力系统运行和电力市场交易的智慧能源系统。它既可作为“正电厂”向系统供电或控制可调负荷调峰；又可作为“负电厂”加大负荷消纳，配合填谷；还能快速响应指令，保障电力系统稳定运行。能够有效保障配电网侧新能源的聚合管理、就地消纳及电力系统需求的及时响应。除配合电网辅助电力调度外（当前主要盈利模式），现货市场逐步推广后虚拟电厂的收入会更多元，包括直接参与市场交易、帮助新能源电站/售电公司/电力用户降低偏差考核从而开源节流，当然这些盈利模式本质取决于电力体制改革的进程。

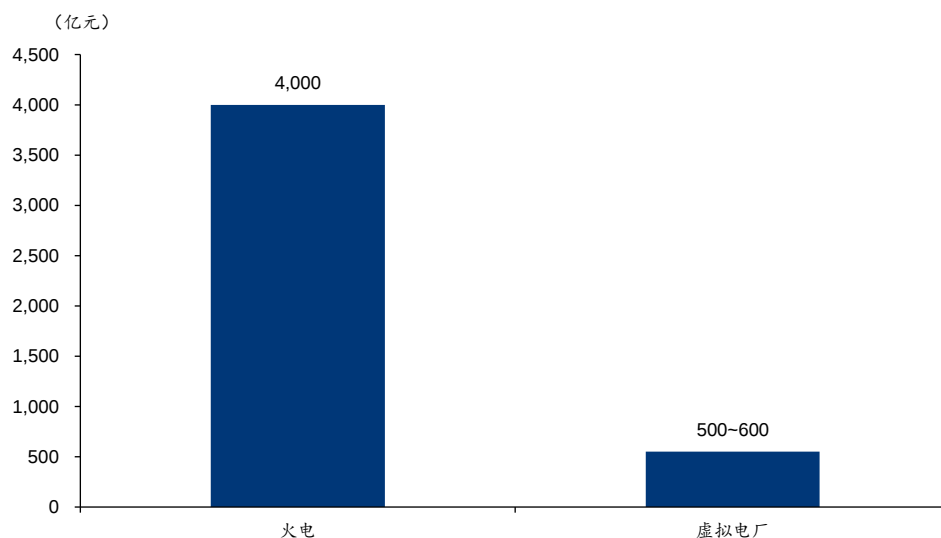
图表4：与传统电力系统相比，虚拟电厂能有效保障新能源消纳与电力调节灵活性



资料来源：《虚拟电厂基础特征内涵与发展现状概述》钟永洁等，2022（DOI:10.3969/i.issn.2097-0706.2022.06.003），华泰研究

经济性：投入成本约为火电厂的 1/8~1/7。2023 年全国电力供需呈现紧平衡态势，电力峰谷矛盾日益突出。峰谷差问题可以依靠多种手段缓解，但总体来看，随着虚拟电厂技术日渐成熟，其将成为削峰填谷投资成本最低的手段。据国家电网测算，通过火电厂实现电力系统削峰填谷，满足其经营区 5% 的峰值负荷需要投资 4000 亿，而通过虚拟电厂，在建设、运营、激励等环节投资仅需 500~600 亿元。

图表5：满足 5% 峰值负荷的虚拟电厂投资仅为火电的 1/8~1/7



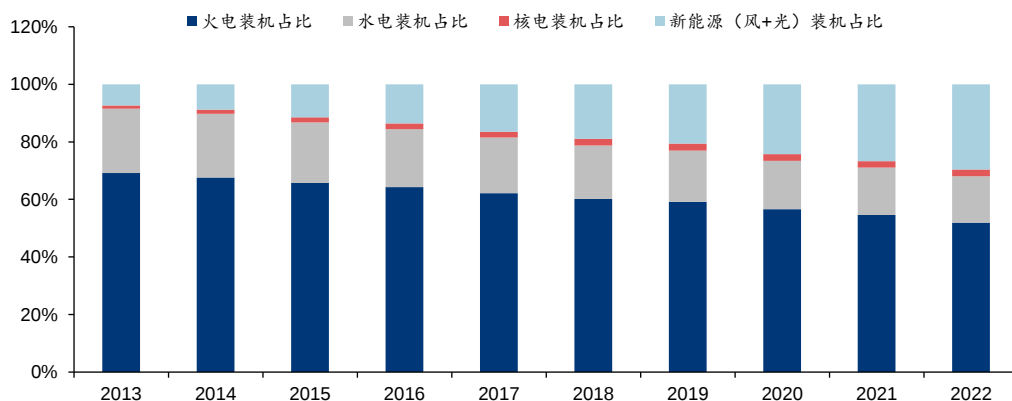
资料来源：国家电网，华泰研究

为什么过去不需要，但现在需要虚拟电厂？

供给侧：新能源发电比例日益提升，对电力系统调节灵活性要求更高

2022 年我国电力装机结构中新能源占比已达 30%，且未来仍有提升空间，电力系统调节压力增大。顺应双碳政策，近些年我国电力结构中新能源占比不断提升，风电、光伏发电装机容量占比由 2013 年的 7% 提升至 2022 年的 30%。发电量方面，据国家能源局，2022 年全国风电、光伏发电量创新高，首次突破 1 万亿千瓦时，达 1.19 万亿千瓦时，占总用电量的 13.8%，已接近全国城乡居民生活用电量。风光发电随机性、间歇性和波动性的特点，以及分布式新能源系统数量的增长，均对电力系统灵活调节能力提出更高要求。

图表6：我国电力装机结构情况

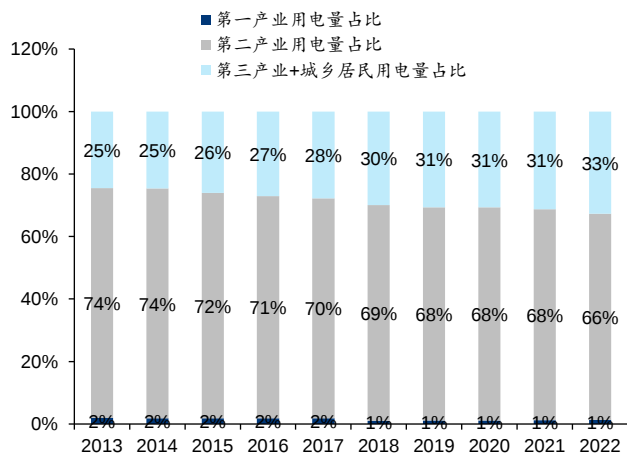


资料来源：国家能源局，华泰研究

需求侧：第三产业+居民用电占比持续提升，电力系统调峰能力迎来挑战

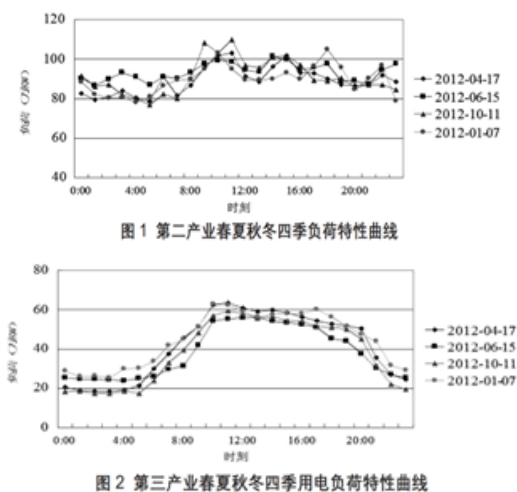
产业结构调整进行时，电网面临最高负荷继续攀升、峰谷差不断拉大的挑战。“十三五”以来，我国产业结构持续调整，第三产业及城乡居民用电量占比不断提升，已由 2016 年的 27% 提升至 2022 年的 33%。与第二产业相比，第三产业和居民生活用电日负荷曲线的日负荷率更低、峰谷差更大。故随着用电结构调整，我国用电侧日内负荷的最高值与峰谷差都在不断增大，电力系统调峰能力迎来挑战。

图表7：我国各产业用电结构情况



资料来源：国家能源局，华泰研究

图表8：第二产业、第三产业日负荷曲线



资料来源：栗大维《第二产业、第三产业用电负荷特性分析》（文章编号：1006-4222（2016）11-0183-02），华泰研究

2022 年以来各省市规划不断落地，政策催化虚拟电厂发展

虚拟电厂有关政策进入密集发布期，行业发展加速。2021 年国务院发布的《2030 年前碳达峰行动方案》中提出，引导虚拟电厂参与新型电力系统灵活调节。2022 年 1 月，发改委、能源局发布的《“十四五”现代能源体系规划》指出要“开展各类资源聚合的虚拟电厂示范。”。此后各地虚拟电厂政策催化显著加速。2022 年 6 月，山西省能源局发布《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》，为国内首份省级虚拟电厂运营管理文件，引导虚拟电厂规范入市。随后，深圳、山东、上海、天津、湖南等地均出台相关政策，加速推进虚拟电厂的建设进程。2023 年 5 月，发改委发布《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》、《电力负荷管理办法（征求意见稿）》，提出到 2025 年，各省需求响应能力达到最大用电负荷的 3%-5%，其中年度最大用电负荷峰谷差率超过 40%的省份达到 5%或以上，其中“5%或以上”为首次提及。

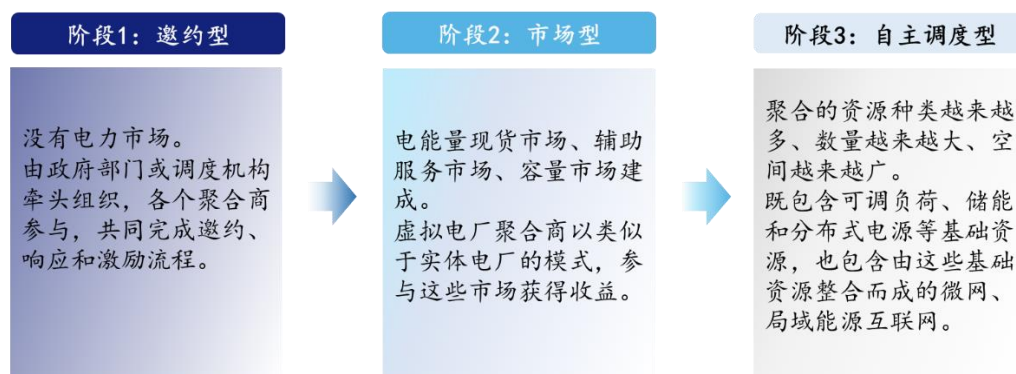
图表9：虚拟电厂相关政策

发布时间	发布主体	文件	内容
2015 年 7 月	国家发展改革委、国家能源局	《关于促进智能电网发展的指导意见》	依托示范工程开展虚拟电厂等重点领域的商业模式创新。
2021 年 3 月	国家发展改革委、国家能源局	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	通过虚拟电厂等一体化聚合模式，参与电力中长期、辅助服务、现货等市场交易，为系统提供调节支撑能力。
2021 年 7 月	国家发展改革委、国家能源局	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	探索智慧能源、虚拟电厂等多种商业模式。
2021 年 10 月	国务院	《2030 年前碳达峰行动方案》	加快灵活调节电源建设，引导虚拟电厂等参与系统调节。
2021 年 12 月	国家能源局	《电力并网运行管理规定》、 《电力辅助服务管理办法》	将提供辅助服务主体范围由发电厂扩大到包括新型储能、自备电厂、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、聚合商、虚拟电厂等主体，促进挖掘供需两侧的灵活调节能力，加快构建新型电力系统。
2022 年 1 月	国家发展改革委、国家能源局	《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》	鼓励抽水蓄能、储能、虚拟电厂等调节电源的投资建设。
2022 年 1 月	国家发展改革委、国家能源局	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	支持负荷聚合商、虚拟电厂运营商、综合能源服务商等参与电力市场交易和系统运行调节。
2022 年 1 月	国家发展改革委、国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	开展工业可调节负荷、楼宇空调负荷、大数据中心负荷、用户侧储能、新能源汽车与电网（V2G）能量互动等各类资源聚合的虚拟电厂示范。
2022 年 3 月	国家能源局、南方监管局	《2022 年南方区域电力市场监管工作要点》	推动虚拟电厂等市场主体纳入“两个细则”考核补偿管理，组织调度机构制定虚拟电厂等第三方主体并网调度运行规程、规范和标准。
2022 年 6 月	山西省能源局	《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》	国内首份省级虚拟电厂运营管理文件，引导虚拟电厂规范入市。
2022 年 6 月	深圳市发改委	《深圳市虚拟电厂落地工作方案（2022—2025 年）》	目标是分别形成年度最高电力负荷 3%和 5%的调节能力。
2022 年 7 月	山东能监办、山东发改委、山东能源局	《关于进一步做好 2022 年下半年山东省电力现货市场结算试运行工作有关事项通知》	7 月起虚拟电厂可作为独立市场主体参与交易。
2022 年 7 月	上海市政府	《上海市数字经济发展“十四五”规划》	发展“虚拟电厂”新业态，构建“虚拟电厂”产业链条。建立城市级“虚拟电厂”和能源互联网中心。
2022 年 9 月	天津市政府	《天津市碳达峰实施方案》	加快推进虚拟电厂建设，优化灵活性负荷控制，扩大需求侧响应规模，到 2050 年，本市电网基本具备 5%以上的尖峰负荷响应能力。
2022 年 10 月	湖南省发改委	《湖南省电力支撑能力提升行动方案（2022—2025 年）》	探索建设储能设备、分布式能源、智能用电设备与电网友好互动的虚拟电厂。
2022 年 11 月	国家能源局	《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》	推动储能、分布式发电、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等新兴市场主体参与交易。
2023 年 5 月	国家发展改革委	《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》、 《电力负荷管理办法（征求意见稿）》	到 2025 年，各省需求响应能力达到最大用电负荷的 3%-5%，其中年度最大用电负荷峰谷差率超过 40%的省份达到 5%或以上。

资料来源：国家能源局，国家发改委，各省能源局，各省发改委，各地市政府，华泰研究

我国虚拟电厂正在由邀约型向市场型过渡，虚拟电厂试点项目加速建设

虚拟电厂的发展可分为三个阶段，收入来源随之不断丰富。第一个阶段为邀约型阶段，在没有电力市场的情况下，由政府部门或调度机构牵头组织，各个聚合商参与，共同完成邀约、响应和激励流程。第二个阶段是市场型阶段，在电能量现货市场、辅助服务市场和容量市场建成后，虚拟电厂聚合商以类似于实体电厂的模式，分别参与这些市场获得收益。第三个阶段是未来的虚拟电厂，可称之为跨空间自主调度型虚拟电厂。随着虚拟电厂聚合的资源种类越来越多、数量越来越大、空间越来越广，其中既包含可调负荷、储能和分布式电源等基础资源，也包含由这些基础资源整合而成的微网、局域能源互联网。

图表10：虚拟电厂发展经历三个阶段


资料来源：《走近虚拟电厂》王鹏，2021，华泰研究

我国虚拟电厂起步于“十三五”时期，已建成多个试点项目，正由邀约型向市场型过渡。“十三五”期间我国江苏、上海、河北、山东等地相继开展了需求响应和虚拟电厂的试点项目。该阶段的虚拟电厂主要通过政府机构或电力调度机构发出邀约信号，由负荷聚合商、虚拟电厂组织资源进行削峰、填谷等需求响应，最后获取激励补偿。“十四五”期间，我国各地虚拟电厂试点项目建设明显加速，正逐步实现向市场型阶段转变，聚合“正/负”资源与储能电站，参与辅助服务市场或现货市场交易并获得收入。

图表11：我国虚拟电厂试点项目

地区	项目名称	启动时间	资源类型	内容
上海	上海市需求响应试点	2014	需求响应	2014年3月至2016年10月共启动3次需求响应，共参与需求响应负荷6.22万千瓦，累计降负荷25万千瓦，补偿金额共计20.3万元。
江苏	江苏省需求响应	2016	需求响应	主要参与方为工业企业，开展了全球单次规模最大的需求响应，削减负荷352万千瓦。
河北	国网冀北泛在电力物联网虚拟电厂示范工程	2019	综合型	首个实时接入与控制蓄热式电采暖、可调节工商业、智能楼宇、智能家居、储能、电动汽车充电站、分布式光伏等11类19家泛在可调资源，容量约16万千瓦，涵盖张家口、秦皇岛、廊坊三个地市。
广东	广东深圳自动化虚拟电厂	2020	综合型	首套自动化虚拟电厂系统已在深圳110千伏投控变电站投入试运行。承载该系统的装置占地不足1平方米，却可凭借前沿的通信和自动化聚合技术，发挥出与大型电厂等效的调峰、电压控制等功能。
华北	华北国网综能虚拟电厂	2020	综合型	聚合15.4万千瓦可调资源参与华北电力辅助服务市场，累计对接筛查负荷20余万千瓦，成功接入可调负荷10万千瓦，每天可创造23万千瓦时的新能源电量消纳空间。
江苏	江北智慧能源协调控制系统虚拟电厂	2021	综合型	通过串联分布式光伏、储能设备及各类可控负荷，参与电网调峰辅助服务市场，按需增减各类能源使用比例。
安徽	安徽合肥虚拟电厂	2021	综合型	实现光伏、储能、充（换）电、微电网等多种电力能源形式互联互通，接入光伏电站达120兆瓦，相当于新增一座可为18万户居民用户供电的电厂。
浙江	浙江丽水绿色能源虚拟电厂	2021	侧重水电发电侧	由全市境内800多座水电站组成，利用光纤、北斗通信等新技术，将全域水电发电进行智慧调度；可参与辅助电网调峰工作。
上海	上海虚拟电厂	2021	侧重需求侧响应	通过开展规模化的“削峰”和“填谷”，不到两天累计调节电网负荷56.2万千瓦。
湖北	武汉市虚拟电厂试点项目	2021	综合型	可在武汉市东西湖、黄陂、汉口后湖、百步亭、徐东、南湖、东湖高新等区域局部降低监控负荷70万千瓦，折合电网基建投资12.8亿，减少碳排放300万吨。
浙江	浙江平湖县城虚拟电厂	2021	综合型	汇聚分布式发电、储能、工业、综合园区、商业、居民等6大类18小类用户侧资源，建成包含日前、日内、实时可调资源共计200兆瓦以上。
广东	广州市虚拟电厂	2021	侧重需求侧响应	已注册各类用户30家，完成签约15家，邀约响应能力约250兆瓦，实时响应能力约15兆瓦。
广东	深圳网地一体虚拟电厂平台	2021	侧重需求侧响应	部署于南网调度云，网省两级均可直接调度；负荷侧资源在接到该局调度下发的紧急调控需求后，10分钟内负荷功率即下调至目标值，为电网提供备用辅助服务。
广东	国电投深圳能源发展虚拟电厂平台	2022	综合型	参与广东现货市场交易并获利，度电收益0.274元。
浙江	国网浙江综合能源智慧虚拟电厂平台	2022	侧重需求侧响应	聚合3.38万千瓦相应资源参与省级电力需求响应，所有参与企业均达到补贴最大区间。
两广	南方电网分布式源荷聚合服务平台	2022	综合型	已签约电力用户1449个，聚合资源规模7392兆瓦，涵盖广东、广西区域内新型储能、工商业负荷、电动汽车充电设施等多类调节资源，最大可调节能力达101万千瓦。

资料来源：南方电网，各省发改委，各省能源局，华泰研究

海外经验：他山之石，可以攻玉

虚拟电厂自 21 世纪初在德国、英国、西班牙、法国、丹麦等欧洲国家开始兴起，同期北美推进相同内涵的“电力需求响应”。目前虚拟电厂理论与实践在发达国家已成熟，且各国各有侧重。美国以可控负荷为主；以德国为代表的欧洲国家以分布式电源为主；澳大利亚以用户侧储能为主。

德国：以分布式电源为主，主要通过电力交易获取收入

德国虚拟电厂起源于 2000 年，聚焦分布式电源。全球首个虚拟电厂诞生于 2000 年，德国、荷兰、西班牙等 5 国 11 家公司共同启动虚拟电厂项目 VFCPP，搭建了由 31 个分散且独立的居民燃料电池热电联产（CHP）系统构成的虚拟电厂。德国高分布式能源占比的特点决定了其虚拟电厂以分布式电源的聚合为主。

电力系统拆分为虚拟电厂发展提供良好环境，德国虚拟电厂运营商主要分为独立虚拟电厂运营商、大型电力公司和新型市场参与者，可参与欧洲所有平衡市场。德国《能源经济法》提出了电力系统拆分的要求，将发电、输电、配电和售电分开，为新的市场参与者提供了公平的环境。独立虚拟电厂运营商指独立聚合商，不隶属于传统电力供应商。大型电力公司则将自己的发电资源以及可能的负荷用户和发电机组聚合到虚拟电厂当中。新型市场参与者如小规模分布式能源资源的制造商，主要将其用户的资源聚合到虚拟电厂当中。运营范围方面，欧洲有约 20 家电力交易所，在统一电力市场框架下，各国电网调度与交易独立运营，而电力交易中心一般采用多国联合的方式。欧洲互联电网已经连接整个欧洲和邻近大陆的部分地区。

图表12：德国虚拟电厂案例整理

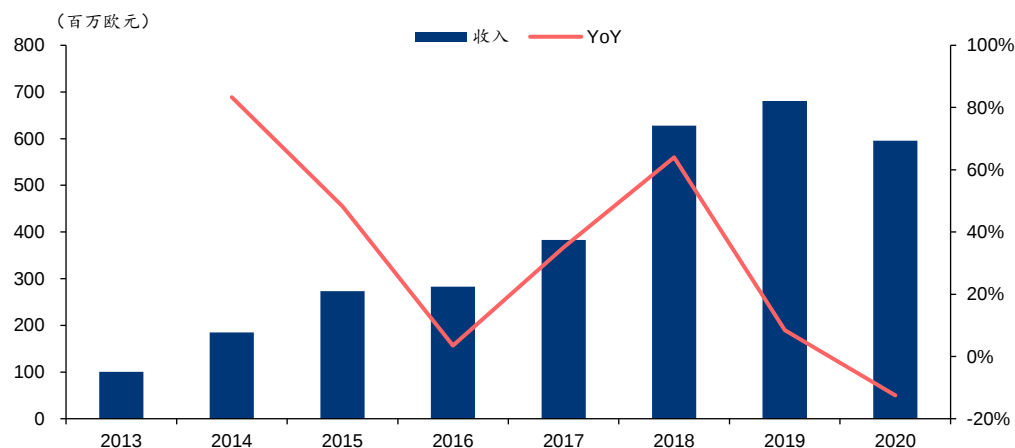
	Next Kraftwerke	e2m	Entelios	GETEC Energie	BayWa.re	Sonnen
类型	独立虚拟电厂	独立虚拟电厂	独立虚拟电厂	独立虚拟电厂	电力公司虚拟电厂	新型市场参与者虚拟电厂
能源资源组合	发电侧、需求侧、储能	发电侧、需求侧、储能	需求侧	发电侧、需求侧	发电侧	储能
电厂规模	12294MW (2022 年)	3.26MW (2021 年)	>1GW (2018 年)	>3000MW	3.30MW (2019 年)	1MW (2018 年)
聚合资源范围	德国、比利时、奥地利、法国、波兰、荷兰、瑞士、意大利	德国、波兰、奥地利、意大利、芬兰	——	德国、荷兰、瑞士、意大利、	德国、西班牙	德国
聚合资源产业	生物质、风电、太阳能、电池储能、电动汽车	——	储能、电动汽车、房地产、工业	工业、电动汽车、电池储能、风电、太阳能、生物质	生物质、太阳能	太阳能
资源管理与优化	√	√	√	√	√	√
平衡服务	√	√	√	√	√	√
直接售电	√	√	√	√	√	
电力公司白标解决方案	√	√	√			
需求响应（工商业）	√	√	√	√		√
需求响应（家庭）						√
向消费者、产业供电					√	√

资料来源：德国能源经济研究中心，各公司官网，华泰研究

Next Kraftwerke：欧洲最大的虚拟电厂。

公司创立于 2009 年，前身是德国清洁技术公司 Next Kraftwerke GmbH，主营业务为应急发电机、风力涡轮机和沼气发电厂的聚合工作，从而弥补电网波动。2011 年，公司研发的虚拟电厂平台首次投入测试，完成了从可再生能源到输电网运营商的储能运输控制。2020 年，公司和东芝成立合资企业，拓宽虚拟电厂在日本的业务布局。2021 年，公司被壳牌公司以现金全资收购。据公司官网，截至 4Q22，公司共运营 15346 个分布式能源单元，接入发电装机容量 12294 兆瓦，2019 年参与电力交易量 15.1TWh。2020 年公司实现近 6 亿欧元收入，2013~2020 年复合增速为 29%。

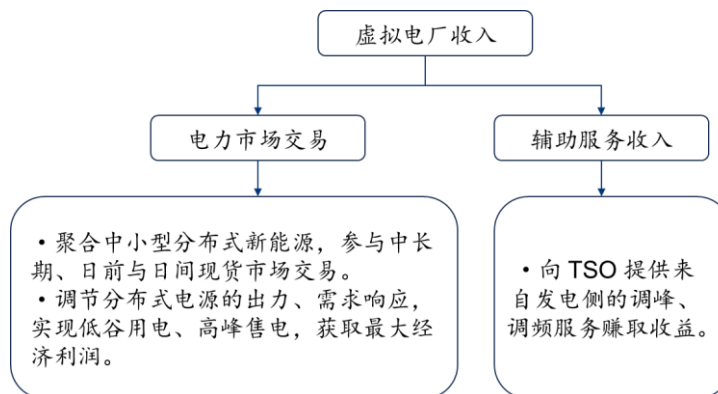
图表13: Next Kraftwerke 收入情况



资料来源：公司官网，华泰研究

公司的盈利模式主要为：1) 作为可再生能源电力交易商，将风电、光伏等零或低边际成本的发电资源参与中长期、现货等电力市场交易；2) 基于日前市场 24 次、日内市场 96 次的价格波动，调节分布式电源的出力、负荷用电时间，实现高峰售电、低谷用电；3) 利用微燃机、生物质发电等启动速度快、出力灵活的特点，在七个欧洲输电系统运营商 (TSO) 区域提供调频等电网辅助服务获取收益。

图表14: Next Kraftwerke 盈利模式



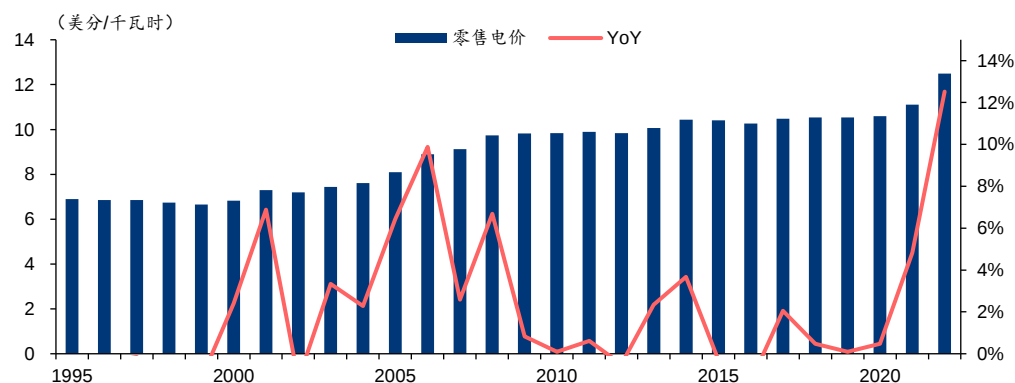
注：德国采取单一能量市场，没有容量市场，以杜绝容量市场为化石能源提供“补贴后门”的可能性

资料来源：公司官网，华泰研究

美国：以可控负荷为主，主要通过需求响应获取收益

美国虚拟电厂起步于 90 年代初，强调需求响应。美国在 21 世纪 80 年代就开始了电力市场的改革，首个虚拟电厂出现于 90 年代初。由于零售电价不断提升，光伏成本下行趋势下户用光伏装机占比提高，故美国虚拟电厂聚焦于需求响应，即通过控制电力价格、根据电力政策的动态变化引导电力用户改变其固有的习惯用电模式，从而降低用电负荷或获取用户手中的储能，保证电网系统稳定性。

图表15：美国零售电价不断提升



资料来源：EIA，华泰研究

目前美国实施需求响应项目最多、种类最齐全。以下为三个州实行过的需求响应案例。

新英格兰地区需求响应计划：分为负荷响应计划与价格响应计划。用户只能选择其中之一参与且减少负荷在 100~5000kW 之间。无法达到最低负荷但想参加计划的同一地区的用户可以集合，集合后负荷总量必须超过 100kW。参加负荷响应计划的用户根据运行机构指令减少电力需求，减少电力负荷用户可获得补偿。

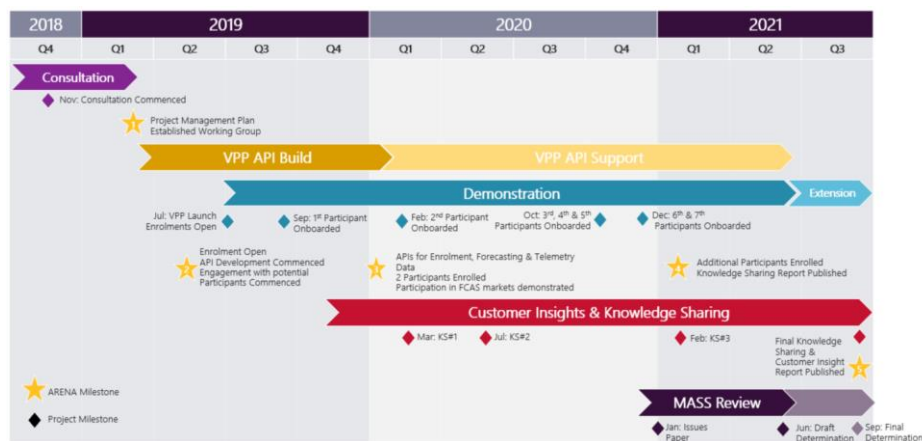
加利福尼亚州自动需求响应系统项目：是一个小规模探索性项目，只有 175 户。试点的参与者安装可实现个性化智能调节的 GoodWatts 系统，用户可通过网络程序调整设定，个性化控制家电产品。在尖峰电价下高峰期的电价较高，其他小时、周末和假期都采用基准费率。

美国得克萨斯州的空调负荷管理项目：控制技术在需求响应中的典型应用，用户参与度相当高。在夏季负荷高峰时，奥斯汀能源公司（Austin Energy）利用温控器循环控制用户的空调以削减峰荷，并允许用户利用在线工具控制自己的智能温控器。据潘小辉等 2013 年发表的论文《国外需求响应技术及项目实践》，截至 2009 年，得克萨斯州已经安装了 86000 个智能温控器，共削减峰荷 90MW。

澳大利亚：以用户侧储能为主，主要通过调频服务获取收益

20 世纪 90 年代完成电力系统拆分，2019 年澳大利亚能源市场运营公司（Australian Energy Market Operator, AEMO）开启虚拟电厂示范项目。20 世纪 90 年代澳大利亚政府对垂直一体化公司的发输配售 4 个环节进行了结构性拆分，在发电和售电环节引入了竞争机制。目前，澳大利亚除北领地与西澳大利亚州外，其他各州已形成发、输、配、售分开，发电侧和售电侧竞争、输配电政府管制、公司化运营的管理体制。2019 年 7 月，澳大利亚 AEMO 开启为期两年、共计 8 个试点的虚拟电厂示范项目，主要位于国家电力市场主要区域，约 7150 用户签约，规模达 31MW。据 AEMO 2021 年 9 月发布的《AEMO NEM virtual power plant knowledge sharing report #4》，截至 2022 年年底，澳大利亚在国家电力系统中运行的虚拟电厂规模约 700 MW。

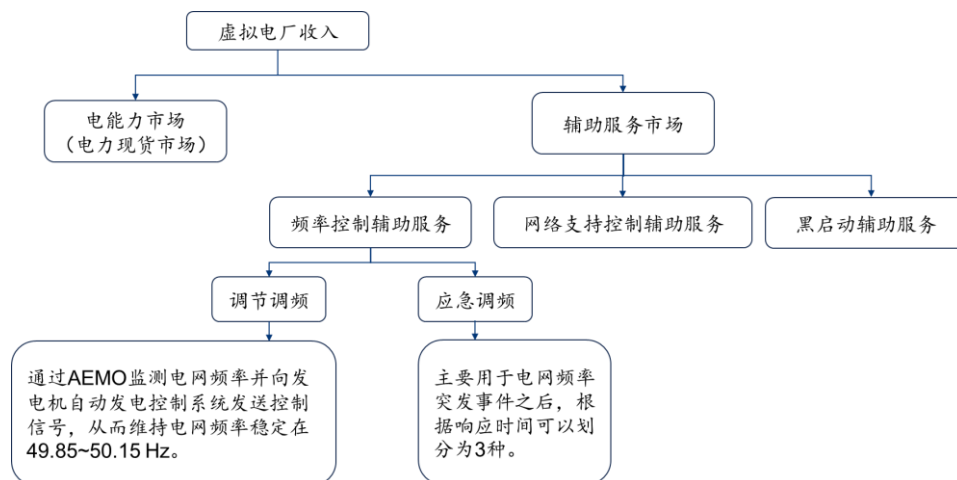
图表16：虚拟电厂示范项目建设情况



资料来源：AEMO，华泰研究

聚合资源以用户侧储能为主，主要提供调频服务。澳大利亚虚拟电厂聚合资源以用户侧储能为主，目前主要是参与紧急频率控制辅助服务市场和电能量市场，主要提供调频服务。澳大利亚的应急调频主要用于电网频率突发事件之后，根据响应时间可以划分为3种：①6s 应急调频，突发事件发生后，在6s内响应以阻止频率大幅下降/上升；②60s 应急调频，即频率大幅下降/上升后，在60s内响应以稳定频率；③5 min 应急调频，即频率大幅度下降/上升后，在5 min内响应以将频率恢复到正常运行范围内。调频辅助服务供应商需在AEMO注册后，通过AEMO市场管理系统提交报价参与相应的调频服务。

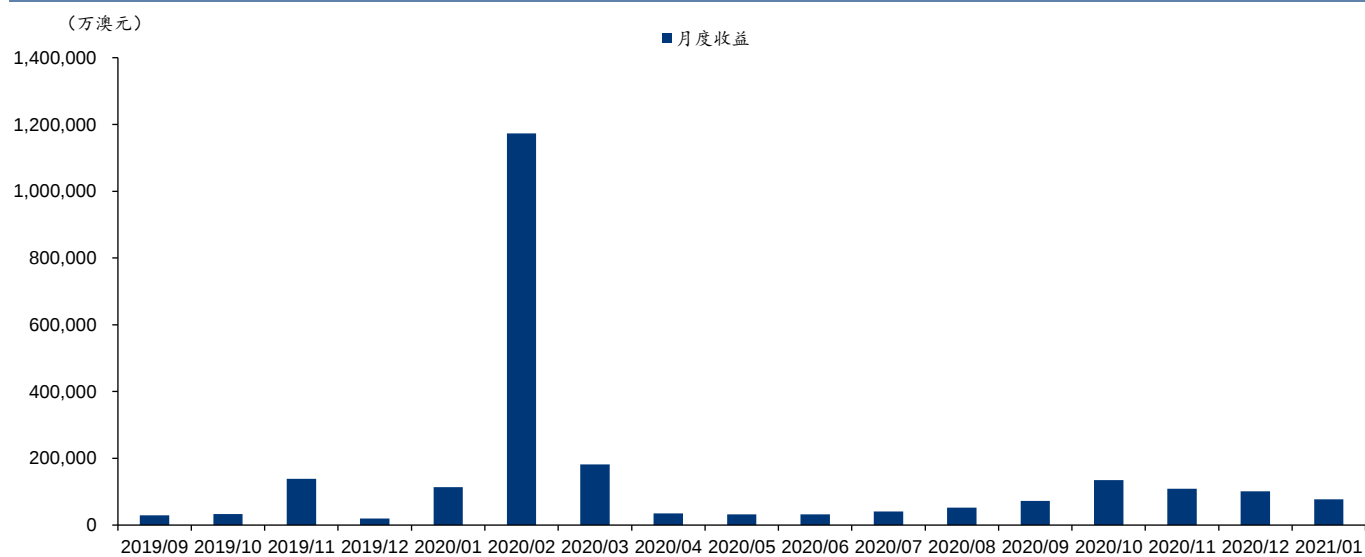
图表17：澳大利亚虚拟电厂盈利模式



资料来源：《澳大利亚虚拟电厂发展概况与经验启示》王金峰等，2023（DOI: 10.19421/j.cnki.1006-6357.2023.04.009），华泰研究

调频服务收入具有季节性特征，突发事件较为频繁的夏季通常收入更高。据 AEMO 2021 年 1 月发布的《AEMO NEM virtual power plant knowledge sharing report #3》，截至 2021 年 1 月，示范项目收益共计约 238 万澳元。由于夏季工厂停电导致突发事件较为频发，高收益通常发生在夏季。其他特殊情况如 2020 年 2 月，南澳电网发生孤岛运行事件，特斯拉与电力零售商 Energy Locals 开发的虚拟发电厂项目 SA VPP 参与应急调频市场收益高达 117 万澳元以上。随虚拟电厂建设推进，澳大利亚虚拟电厂参与应急调频市场份额由 2020 年 4 月的 0.6% 提升至 2021 年 4 月的 3%，提供应急调频服务平均响应水平也由 2MV 增加至 14MW。

图表18: 澳大利亚 AEMO 虚拟电厂示范项目月度收益

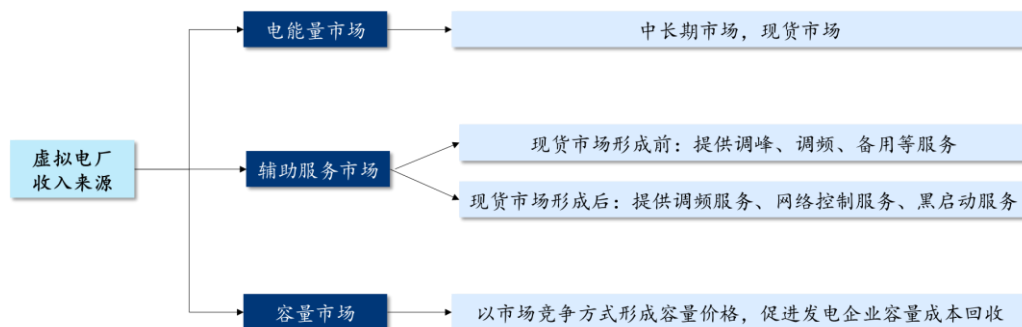


资料来源: AEMO, 华泰研究

我国虚拟电厂市场规模：2025 年或达 102 亿，2030 年或达千亿

参考我国目前电力系统市场化进度，我们认为当前虚拟电厂的盈利来源主要为需求侧响应等辅助服务市场或政府补贴；随着现货市场在全国各地逐步推广、新能源加速参与现货交易，若 2030 年前后电能量市场、辅助服务市场、容量市场能够形成，虚拟电厂盈利模式空间将会打开。

图表19：虚拟电厂收入来源



注：电力现货市场形成后，辅助服务中的调峰、备用市场将被现货电能量市场取代，辅助服务主要指调频服务
 资料来源：发改委，国电投，华泰研究

我国虚拟电厂市场规模：2025 年或达 102 亿，2030 年或达千亿

2025 年虚拟电厂市场规模或可达 102 亿元。

据中电联，预计 2025 年我国最高用电负荷为 16.3 亿千瓦。

假设：

- 1) 虚拟电厂调节比例达最高用电负荷的 5%；
 - 2) 响应类型及比例：假设削峰响应和填谷响应各占 50%，且我们认为响应需求中更大部分的邀约可提前发出，需要实时响应的部分相对较少，故假设提前 1 天、提前 4 小时、实时三种模式的占比分别为 25%、15%、10%；
 - 3) 削峰响应时间：据国网统计，近 10 年来每年负荷超 95% 的时长在 40-110 小时，考虑我国用电需求提升，随新能源不断接入电网，负荷侧波动仍会加剧，取 110 小时；
 - 4) 填谷响应时间：每年节假日与双休日共计 115 天，我们认为每天低谷时段为凌晨 3-5 点，下午 12-14 点，则每年填谷响应时间共计 460 小时；
 - 5) 补贴标准：参考《2023 年云南省电力需求响应方案》的补贴标准均值上下浮动；
 - 6) 虚拟电厂分成比例：参考 2021 年广东市场化需求响应运行中虚拟电厂作为聚合商收益分成比例为 24%，我们认为短期各地为鼓励虚拟电厂发展，分成比例将略有提升，取 30%；
- 基于此，测算得到 2025 年国内虚拟电厂市场规模将达 102 亿元。

图表20：2025 年我国虚拟电厂规模测算

2025 年需求侧响应市场规模测算						
最高用电负荷（亿千瓦）	16.3					
虚拟电厂参与调节的比例	5%					
响应类型	提前通知时间	比例	响应时间 (小时)	响应量 (亿千瓦时)	补贴标准 (元/千瓦时)	市场规模 (亿元)
削峰响应	提前 1 天	25%	110	22	2	45
	>4 小时	15%	110	13	2.2	30
	/	10%	110	9	2.5	22
填谷响应	提前 1 天	25%	460	94	1	94
	>4 小时	15%	460	56	1	56
	/	10%	460	37	2.5	94
虚拟电厂分成比例	30%					
市场规模（亿元）	102					

资料来源：中电联，广州市工业和信息化局，云南省能源局，华泰研究预测

2030 年虚拟电厂市场规模或达千亿元。

注：2030 年的具体测算我们只考虑了辅助服务市场和现货市场。鉴于现货市场形成后，辅助服务市场的调峰需求将会在现货市场中体现，故测算得到的两个市场规模可能存在重叠，预计我国 2030 年虚拟电厂市场规模或达千亿元。

电能量（现货交易）市场规模或可达 939 亿元。

据国家能源局，2030 年全社会用电量为 11 万亿千瓦时。

假设：

- 1) 市场化交易电量占比：据中电联数据，2022 年底市场化交易电量占比达 60.8%，我们保守预计 2030 年参与市场化交易的电量占比为 61%；
- 2) 现货占比：目前仅有个别省份有现货市场，且这些省份现货占比均不足 10%。随电力现货市场建设加速推进，我们预计 2030 年市场化交易电量中现货占比提升至 10%；
- 3) 电价峰谷差：据中关村储能产业技术联盟（CNESA），2022 年 31 个典型省市（一般工商业 10kV）的总体平均价差为 0.7 元/kWh；
- 4) 虚拟电厂分成比例：参考 2021 年广东市场化需求响应运行中虚拟电厂作为聚合商收益分成比例为 24%，我们认为短期各地为鼓励虚拟电厂发展，分成比例将略有提升，但随虚拟电厂行业参与者增多，远期分成比例将会下降，故 2030 年取 20%。

基于此，测算得到 2030 年国内虚拟电厂市场规模中现货交易部分将达 939 亿元。

辅助服务市场规模或可达 770 亿元。

据国家能源局，2030 年全社会用电量为 11 万亿千瓦时。

假设：

- 1) 用电单价：2018 年全国用电单价为 0.6 元/千瓦时，我们预计随电力系统市场化，平均售电价格将于 2030 年提升至 0.7 元/千瓦时；
- 2) 辅助服务费用占比：据《中国能源报》2023 年 5 月 1 日发表的《电力辅助服务将成储能主要盈利渠道》，我国辅助服务占用电费比例已达 2.5%；据国家能源局，参考国际经验，辅助服务费用一般占总电费 3% 以上，且该比例随着新能源大规模接入还将不断提升；故我们预计 2030 年辅助服务费用占比提升至 5%；
- 3) 虚拟电厂分成比例：参考 2021 年广东市场化需求响应运行中虚拟电厂作为聚合商收益分成比例为 24%，我们认为短期各地为鼓励虚拟电厂发展，分成比例将略有提升，但随虚拟电厂行业参与者增多，远期分成比例将会下降，故 2030 年取 20%。

基于此，测算得到 2030 年国内虚拟电厂市场规模中辅助服务部分将达 770 亿元。

图表21：2030年我国虚拟电厂规模测算

2030年我国虚拟电厂总规模		千亿
电能量（现货交易）市场		
量	亿千瓦时	6710
全社会用电量	亿千瓦时	110000
市场化交易电量占比	%	61%
现货占比	%	10%
价	元/千瓦时	0.700
虚拟电厂分成比例	%	20%
市场规模	亿元	939
辅助服务市场		
全社会用电量	亿千瓦时	110000
用电单价	元/千瓦时	0.7
全社会总电费	亿元	77000
辅助服务费用占比	%	5%
辅助服务费用规模	亿元	3850
虚拟电厂分成比例	%	20%
市场规模	亿元	770

资料来源：国家能源局，发改委，中电联，云南省能源局，华泰研究预测

此外，虚拟电厂还可通过帮助新能源电站/售电公司降低偏差考核损失获得收入。

新能源电站：受功率预测偏差影响，电改推进过程中新能源电站挑战增加。

截至2022年底，我国仅有5个省份允许新能源主体参与正式电力现货市场交易，因存在功率预测偏差的问题，电改推进过程中新能源电站电价不确定性增强。据山西、山东两省电力市场公开披露数据，2022年山西/山东省新能源电站因短期功率预测偏差（忽略节点价格差异）产生的亏损为5.29/19.88亿元，度电亏损约0.01元。而未来随现货市场逐步推广，新能源加速入市参与现货交易，其中的弃电不纳入电网弃电率的考核范围，电量和电价均存在不确定性。虚拟电厂可依靠自身聚合的灵活性正负资源，帮助新能源电站降低预测与实际的偏差，获取一定收入。

图表22：2022年山西、山东新能源短期功率预测偏差带来的损益

2022年山西、山东新能源短期功率预测偏差带来的损益			
省份	类型	日前预测偏差度电损益(元/MWh)	日前预测偏差损益(亿元)
山西	光伏	-4.54	-0.70
	风电	-10.43	-4.59
	平均	-8.92	-5.29
山东	光伏	-7.92	-4.09
	风电	-9.73	-15.79
	平均	-9.29	-19.88

资料来源：山西电力交易中心，山东电力交易中心，华泰研究

售电公司：虚拟电厂的盈利还可以来自帮助售电公司降低偏差考核。

偏差考核指对售电公司的申报电量（合同电量）与实用电量的差额进行考核，若电量偏差超出规定范围，则对偏差部分收取一定考核费用。未来市场化持续推进，售电公司这部分的影响可能体现在不得通过现货市场兑现合同缺口或过剩部分。由于电力中长期交易合同电量均为计划值，而售电公司受数据管理能力不足等因素影响难以准确预测电量，电量偏差普遍存在。如据广东电力交易中心，2023年1月参与结算的155家售电公司中有106家亏损，度电亏损约0.0004元，亏损原因之一就是较高的偏差考核费用。虚拟电厂可通过帮助售电公司更准确的预测用电量并引导用户响应偏差，减少偏差考核费用，并获取一定收入。

标的推荐

随虚拟电厂行业发展加速，各领域企业布局加速。虚拟电厂行业主要涉及三类企业：1) 电网系企业，主要依托电网系统建立自身竞争优势，如国电南瑞、国网信通等；2) 电力信息化企业，在智能计量、发电功率预测、提供解决方案等方面具备竞争优势，如东方电子、恒实科技、苏文电能、国能日新、朗新科技、远光软件、安科瑞等；3) 具备丰富分布式资源的新能源企业，如晶科科技、南网能源、芯能科技等。

短期我们看好深耕电力系统、有分布式资产和较强客户黏性的企业，中长期我们认为服务能力和灵活的机制才是在这个领域可以持续跑赢的核心，看好激励机制较好，具备服务基因的民营企业。推荐标的为南网能源、晶科科技。

晶科科技、南网能源：分布式资源丰富，未来有望成为虚拟电厂聚合商。2022 年 11 月，晶科科技旗下的综合能源服务商晶科慧能以负荷聚合商身份组织晶科 10MW/20MWh 用户侧储能项目全程参与虚拟电厂 72 小时试运行，验证了该储能项目除了两充两放的基本盈利模式外，还可参与调频辅助服务获得收益。受益电价改革，背靠南方电网的南网能源 2022 年底工商业装机达 1360MW，2017~2022 年复合增速为 26.5%。组件降价趋势下，2023 年公司分布式光伏装机建设加速，看好工商业储能发展为公司打开长期增长空间。随虚拟电厂行业不断成熟，我们认为此类分布式资源丰富的企业有望通过发展虚拟电厂业务构建新的增长曲线。

图表 23：重点公司推荐一览表

股票名称	股票代码	投资评级	收盘价	目标价	市值(百万)	EPS (元)				PE (倍)			
			(当地币种)	(当地币种)	(当地币种)	2022	2023E	2024E	2025E	2022	2023E	2024E	2025E
南网能源	003035 CH	买入	6.94	10.41	26,288	0.15	0.24	0.35	0.47	46.27	28.92	19.83	14.77
晶科科技	601778 CH	增持	4.87	5.60	17,390	0.06	0.16	0.22	0.30	81.17	30.44	22.14	16.23

注：数据截至 2023 年 07 月 17 日

资料来源：Bloomberg，华泰研究预测

图表 24：重点推荐公司最新观点

股票名称	最新观点
南网能源 (003035 CH)	2022 年归母净利润同比+15.6%，小幅下调盈利预测与目标价 南网能源发布年报，2022 年实现营收 28.88 亿元（追溯后同比+10.3%、追溯前+11.1%），归母净利润 5.53 亿元（追溯后同比+15.6%、追溯前+16.8%）。和业绩快报一致。扩张速度放缓，下调 23-24 年农光互补新增装机预测；单位成本下降，上调 23-24 年建筑节能与生物质综合利用毛利率预测；我们预计公司 23-25 年归母净利润为 8.93/13.27/17.66 亿元（前值 8.96/13.37/-亿元）。公司在节能服务与综合能源领域地位领先，工商业光伏贡献业绩高弹性，23-24 年归母净利润 CAGR（55%）高于可比公司均值（29%）。23 年可比 PEG 均值 0.79x（一致预期），给予公司 23 年 0.79x PEG，对应目标价 10.41 元（前值 10.79 元，基于 23 年 0.81xPEG）。维持“买入”。 风险提示：光伏新增装机规模不及预期；光伏新项目开发不及预期；可再生能源补贴拖欠风险；合同能源管理项目服务期内经济效益不确定。 报告发布日期：2023 年 04 月 15 日 点击下载全文：南网能源(003035 CH,买入)：工商业光伏龙头地位稳固
晶科科技 (601778 CH)	并网规模扩大、财务费用走高，小幅下调盈利预测与目标价 我们将晶科科技 2023-2025 年归母净利润预测更新至 5.8/7.8/10.8 亿元（前值 6.1/8.0/-亿元），对应 EPS 为 0.16/0.22/0.30 元。盈利预测调整主要基于：1) 并网装机容量新增 2.42/2.54/2.54GW、发电量 61/92/124 亿千瓦时；2) 光伏 EPC 交付量 356/427/513MW，毛利率保持 10%左右；3) 因资本开支扩大，财务费用率仍将处于高位，三年分别为 17%/18%/16%。公司 23-25 年归母净利润 CAGR（73%）高于可比均值（37%），参考 2023 年可比均值 27xPE，给予公司 2023 年 35xPE，目标价 5.6 元（前值 6.3 元，基于 2023 年 30xPE）。维持增持评级。 风险提示：光伏项目开发竞争加剧；光伏组件降价不及预期；弃光限电风险。 报告发布日期：2023 年 07 月 10 日 点击下载全文：晶科科技(601778 CH,增持)：盈利能力有望见底回升

资料来源：Bloomberg，华泰研究预测

风险提示

政策推进不及预期。虚拟电厂行业发展受政策影响较大，若国家层面关于虚拟电厂的顶层设计出台不及预期，将对虚拟电厂发展带来不利影响。

电力市场化改革不及预期。电力现货交易、辅助服务是虚拟电厂收入的重要组成部分，若电力市场化改革进度不及预期，电力现货市场、辅助服务市场形成不及预期，将对行业发展带来不利影响。

技术创新不及预期。智能计量、智能调度等电子 IT 技术是否完备，对虚拟电厂能否有效调节负荷、完成电力交易有较大影响，若技术发展不及预期，将导致虚拟电厂行业发展遇阻。

测算结果偏差。2030 年我国虚拟电厂规模具体测算中只考虑了辅助服务市场和现货市场。鉴于现货市场形成后，辅助服务市场的调峰需求将会在现货市场中体现，测算得到的两个市场规模可能存在重叠，与实际空间有所偏差。

免责声明

分析师声明

本人，王玮嘉、黄波、李雅琳，兹证明本报告所表达的观点准确地反映了分析师对标的证券或发行人的个人意见；彼以往、现在或未来并无就其研究报告所提供的具体建议或所表达的意见直接或间接收取任何报酬。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司（已具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格，以下简称“本公司”）制作。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本公司及其客户和其关联机构使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司及其关联机构（以下统称为“华泰”）对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。

本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，华泰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。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。以往表现并不能指引未来，未来回报并不能得到保证，并存在损失本金的可能。华泰不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司不是 FINRA 的注册会员，其研究分析师亦没有注册为 FINRA 的研究分析师/不具有 FINRA 分析师的注册资格。

华泰力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成购买或出售所述证券的要约或招揽。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，华泰及作者均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。华泰不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。

华泰及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，华泰可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，为该公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务或向该公司招揽业务。

华泰的销售人员、交易人员或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。华泰没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。华泰的资产管理部门、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。投资者应当考虑到华泰及/或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信赖依据。有关该方面的具体披露请参照本报告尾部。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布的机构或人员，也并非意图发送、发布给因可得到、使用本报告的行为而使华泰违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人（无论整份或部分）等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并需在使用前获取独立的法律意见，以确定该引用、刊发符合当地适用法规的要求，同时注明出处为“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

中国香港

本报告由华泰证券股份有限公司制作，在香港由华泰金融控股（香港）有限公司向符合《证券及期货条例》及其附属法律规定的机构投资者和专业投资者的客户进行分发。华泰金融控股（香港）有限公司受香港证券及期货事务监察委员会监管，是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。在香港获得本报告的人员若有任何有关本报告的问题，请与华泰金融控股（香港）有限公司联系。

香港-重要监管披露

- 华泰金融控股（香港）有限公司的雇员或其关联人士没有担任本报告中提及的公司或发行人的高级人员。
- 有关重要的披露信息，请参华泰金融控股（香港）有限公司的网页 https://www.htsc.com.hk/stock_disclosure 其他信息请参见下方 “美国-重要监管披露”。

美国

在美国本报告由华泰证券（美国）有限公司向符合美国监管规定的机构投资者进行发表与分发。华泰证券（美国）有限公司是美国注册经纪商和美国金融业监管局（FINRA）的注册会员。对于其在美国分发的研究报告，华泰证券（美国）有限公司根据《1934 年证券交易法》（修订版）第 15a-6 条规定以及美国证券交易委员会人员解释，对本研究报告内容负责。华泰证券（美国）有限公司联营公司的分析师不具有美国金融监管（FINRA）分析师的注册资格，可能不属于华泰证券（美国）有限公司的关联人员，因此可能不受 FINRA 关于分析师与标的公司沟通、公开露面和所持交易证券的限制。华泰证券（美国）有限公司是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。任何直接从华泰证券（美国）有限公司收到此报告并希望就本报告所述任何证券进行交易的人士，应通过华泰证券（美国）有限公司进行交易。

美国-重要监管披露

- 分析师王玮嘉、黄波、李雅琳本人及相关人士并不担任本报告所提及的标的证券或发行人的高级人员、董事或顾问。分析师及相关人士与本报告所提及的标的证券或发行人并无任何相关财务利益。本披露中所提及的“相关人士”包括 FINRA 定义下分析师的家庭成员。分析师根据华泰证券的整体收入和盈利能力获得薪酬，包括源自公司投资银行业务的收入。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或不时会以自身或代理形式向客户出售及购买华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或其高级管理层、董事和雇员可能会持有本报告中所提到的任何证券（或任何相关投资）头寸，并可能不时进行增持或减持该证券（或投资）。因此，投资者应该意识到可能存在利益冲突。

评级说明

投资评级基于分析师对报告发布日后 6 至 12 个月内行业或公司回报潜力（含此期间的股息回报）相对基准表现的预期（A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普 500 指数），具体如下：

行业评级

增持：预计行业股票指数超越基准

中性：预计行业股票指数基本与基准持平

减持：预计行业股票指数明显弱于基准

公司评级

买入：预计股价超越基准 15% 以上

增持：预计股价超越基准 5%~15%

持有：预计股价相对基准波动在-15%~5%之间

卖出：预计股价弱于基准 15% 以上

暂停评级：已暂停评级、目标价及预测，以遵守适用法规及/或公司政策

无评级：股票不在常规研究覆盖范围内。投资者不应期待华泰提供该等证券及/或公司相关的持续或补充信息

法律实体披露

中国: 华泰证券股份有限公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格, 经营许可证编号为: 91320000704041011J

香港: 华泰金融控股(香港)有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格, 经营许可证编号为: AOK809

美国: 华泰证券(美国)有限公司为美国金融业监管局(FINRA)成员, 具有在美国开展经纪交易商业业务的资格, 经营业务许可编号为: CRD#:298809/SEC#:8-70231

华泰证券股份有限公司**南京**

南京市建邺区江东中路228号华泰证券广场1号楼/邮政编码: 210019

电话: 86 25 83389999/传真: 86 25 83387521

电子邮件: ht-rd@htsc.com

深圳

深圳市福田区益田路5999号基金大厦10楼/邮政编码: 518017

电话: 86 755 82493932/传真: 86 755 82492062

电子邮件: ht-rd@htsc.com

北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同28号太平洋保险大厦A座18层/

邮政编码: 100032

电话: 86 10 63211166/传真: 86 10 63211275

电子邮件: ht-rd@htsc.com

上海

上海市浦东新区东方路18号保利广场E栋23楼/邮政编码: 200120

电话: 86 21 28972098/传真: 86 21 28972068

电子邮件: ht-rd@htsc.com

华泰金融控股(香港)有限公司

香港中环皇后大道中99号中环中心58楼5808-12室

电话: +852-3658-6000/传真: +852-2169-0770

电子邮件: research@htsc.com

<http://www.htsc.com.hk>

华泰证券(美国)有限公司

美国纽约公园大道280号21楼东(纽约10017)

电话: +212-763-8160/传真: +917-725-9702

电子邮件: Huatai@htsc-us.com

<http://www.htsc-us.com>

©版权所有2023年华泰证券股份有限公司