



Research and
Development Center

虚拟电厂：分布式资源聚沙成塔，市场化盈利未来可期

新能源消纳系列报告（一）

2023年8月24日

证券研究报告

行业研究

行业深度报告

电力行业

投资评级 看好

上次评级 看好

左前明 能源行业首席分析师
执业编号: S1500518070001
联系电话: 010-83326712
邮箱: zuoqianming@cindasc.com

李春驰 电力公用行业联席首席分析师
执业编号: S1500522070001
联系电话: 010-83326723
邮箱: lichunchi@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDA SECURITIES CO., LTD
北京市西城区闹市口大街9号院1号楼
邮编: 100031

虚拟电厂：分布式资源聚沙成塔，市场化盈利未来可期

2023年8月24日

本期内容提要：

- **虚拟电厂：配网层级的“微型调度”。**虚拟电厂是聚合分布式能源资源，统一管理协调优化的控制系统。虚拟电厂是一种运用先进通信、计算、调度、市场等手段，聚合大量分散的分布式能源资源，并实现统一管理与协调优化的控制系统。其可为系统运营商提供高效安全、快速爬坡的灵活性，同时也为海量的分布式能源资源创造参与系统调节或市场交易的机会，使其获得一定收益。从可参与虚拟电厂的资源来看，大多身处配网层级、可以灵活调节自身出力及负荷的资源可参与虚拟电厂。以其自身特性划分，可分为“源、荷、储”三类。面向市场交易、调度指令分解和分布式资源控制监测是虚拟电厂的三大运行要素。从整个运行环节来看，虚拟电厂首先以自身聚合的分布式能源资源的特性得出虚拟电厂的响应能力。在面向市场的交易完成，调度机构下达调节功率曲线后，虚拟电厂需要基于调用成本最优原则将调度下达功率曲线分解至各个分布式资源，通过远程终端监测或直接控制资源，形成资源出力/用电负荷调节，达到整个虚拟电厂完成下达功率曲线的效果。
- **构成：“系统+通信+终端”，虚拟电厂紧扣轻资产运行特点，把控运行核心和控制要点。**从构成要素来看，虚拟电厂包括中央系统、通信网络和远程终端三部分。中央系统即虚拟电厂主站，其中包含虚拟电厂运行的四大功能模块：用户数据采集与分析，电力市场预测估计，资源建模及聚合，以及市场优化交易决策。通信网络即虚拟电厂面向调度机构/市场机构和面向远程终端的信息交互和控制调度通道。当前阶段，采用的主要信息通信方式为光纤+无线公网。远程终端作为虚拟电厂控制终端资源的手段，一般以“边端结合”的形式，既设置即插即用的边缘智能网关，实现边缘计算等功能，也实现可调节资源的状态监测和柔性控制。
- **应用场景：依托电力市场环境，多方位综合获益。**目前，虚拟电厂商业化运营的应用场景以调峰为主，在无现货市场的地区参与调峰辅助服务市场，提升系统灵活调节能力。对于部分开展现货市场并允许虚拟电厂进入市场的地区，虚拟电厂可以选择参与现货市场，调峰及调频辅助服务市场。除参与市场交易和响应获取收益外，虚拟电厂还需要考虑所得收益与调度分布式资源的成本之间的优化问题。
- **新能源消纳和新型电力系统发展亟需灵活资源助力，政策鼓励下虚拟电厂发展可期。**新型电力系统面临“双高”，源荷波动性亟需资源平抑。从本质来看，新能源电力具有强不确定性和低保障性，新能源高比例渗透叠加居民和三产负荷快速增长，源荷两端波动性增大，电力系统面临缺电和弃电并存的局面，尖峰时刻电力系统供需不平衡矛盾凸显。新型电力系统的源荷波动仅靠传统煤电调节难以满足需求，抽

蓄和电化学储能调节性能优越，但仍存在建设周期长和运行成本高等问题。需求侧响应调节性能较好，提升系统灵活性性价比较高。考虑推广费用和相关智能设备以及管理平台成本，其单位投资为 200~400 元/千瓦，提升系统灵活性的成本相较于其他资源更低。国外虚拟电厂运行较为成熟，国内虚拟电厂仍处于探索初期。国外虚拟电厂起步较早，发展特点各有侧重，市场环境下运营模式较为成熟。国内虚拟电厂目前仍以示范项目为主，仍处于前期聚合控制技术验证和参与系统响应的阶段。少数项目实际接入调度，多数项目成为需求侧响应。我们认为，虽然虚拟电厂具有优越的调节性能和性价比，当前时点虚拟电厂仍缺乏政策顶层顶层设计，且调用端调度部门未形成调度负荷侧资源习惯，虚拟电厂的运行和商业模式仍需探索发展。

- **缺电与弃电现象并存，虚拟电厂应用空间广阔。虚拟电厂可参与交易范围逐步丰富。**短期内国内虚拟电厂主要参加电网购买的辅助服务，远期有望进入市场开展多层次交易与互动。**虚拟电厂盈利空间测算：系统投资千万级，收益率有望达 10% 以上。**根据我们对虚拟电厂盈利空间的测算，假设某虚拟电厂项目地处浙江，聚合电化学储能、可调节工业负荷和可中断负荷，同时参与浙江工商业用户电价峰谷套利、需求侧响应和作为独立第三方主体参与调峰辅助服务，并获得相应收益。以 1:9 的比例进行分成，虚拟电厂运营商可实现年收益 118.36 万元。项目静态回收期约 8.45 年，项目投资静态收益率约 10.10%。**虚拟电厂市场空间测算：短期迅速发展，“十四五”末有望形成百亿级别市场。**根据我们对虚拟电厂市场空间的测算，以“到 2025 年，电力需求侧响应能力达到最大负荷的 3%~5%”的国家层面要求确定需求侧响应的市场空间，预计虚拟电厂理论市场空间为 219.83/414.08/663.62/1052.65 亿元，虚拟电厂运营商市场空间为 32.98/74.53/146/263.16 亿元。
- **投资建议：虚拟电厂产业链全景：承上启下，设备服务提供与资源聚合运营两条主线。**从产业链参与的角度看，由于当前虚拟电厂仍处于示范项目起步阶段，目前已参与产业链的企业主要以提供通信/自动化控制系统、预测及优化等软件模块，和提供远程终端和智能电表等设备/服务提供商。部分有能力投资且有意愿尝试虚拟电厂项目的企业，也会基于其已有的优化能力或自建/控制资源，成为资源聚合商开展虚拟电厂业务。
- **风险因素：宏观经济下滑导致用电量增速不及预期、电力市场化改革推进不及预期、辅助服务需求增长不及预期。**

虚拟电厂：配网层级的“微型调度”	5
1、定义：聚合分布式能源资源，统一管理协调优化的控制系统	5
2、构成：“系统+通信+终端”，虚拟电厂紧扣轻资产运行特点，把控运行核心和控制要点	6
3、应用场景：依托电力市场环境，多方位综合获益	8
新能源消纳和新型电力系统发展亟需灵活资源助力，政策鼓励下虚拟电厂发展可期	9
1、新型电力系统面临“双高”，源荷波动性亟需资源平抑	9
2、电力市场化改革加速推进，政策鼓励助推虚拟电厂发展	13
3、国外虚拟电厂运行较为成熟，国内虚拟电厂仍处于探索初期	14
4、当前时点虚拟电厂发展瓶颈所在	16
缺电与弃电现象并存，虚拟电厂应用空间广阔	17
1、虚拟电厂可参与交易范围逐步丰富	17
2、虚拟电厂盈利空间测算：系统投资千万级，收益率有望达10%以上	18
3、虚拟电厂市场空间测算：短期迅速发展，“十四五”末有望形成百亿级别市场	20
投资建议	21
1、虚拟电厂产业链全景：承上启下，设备服务提供与资源聚合运营两条主线	21
2、虚拟电厂产业链相关企业	22
风险因素	23

表目录

表 1: 虚拟电厂可调节资源主要类型、物理特性与核心参数	5
表 2: 虚拟电厂主站核心功能模块介绍	7
表 3: 虚拟电厂可参与的电力市场类型及其优质资源	9
表 4: 2021-2023 电力供需形势	11
表 5: 灵活性资源特性比较	12
表 6: 灵活性资源成本比较	13
表 7: 国家级虚拟电厂相关政策	14
表 8: 虚拟电厂分阶段参与电力市场交易品种	17
表 9: 虚拟电厂项目核心假设	18
表 10: 浙江省 2021 年需求响应补贴价格方案	19
表 11: 浙江独立第三方主体参与电力辅助服务市场价格限制（元/MWh）	20
表 12: 虚拟电厂项目财务指标汇总	20
表 13: 虚拟电厂市场空间测算	21
表 14: 重点上市公司估值表	22

图目录

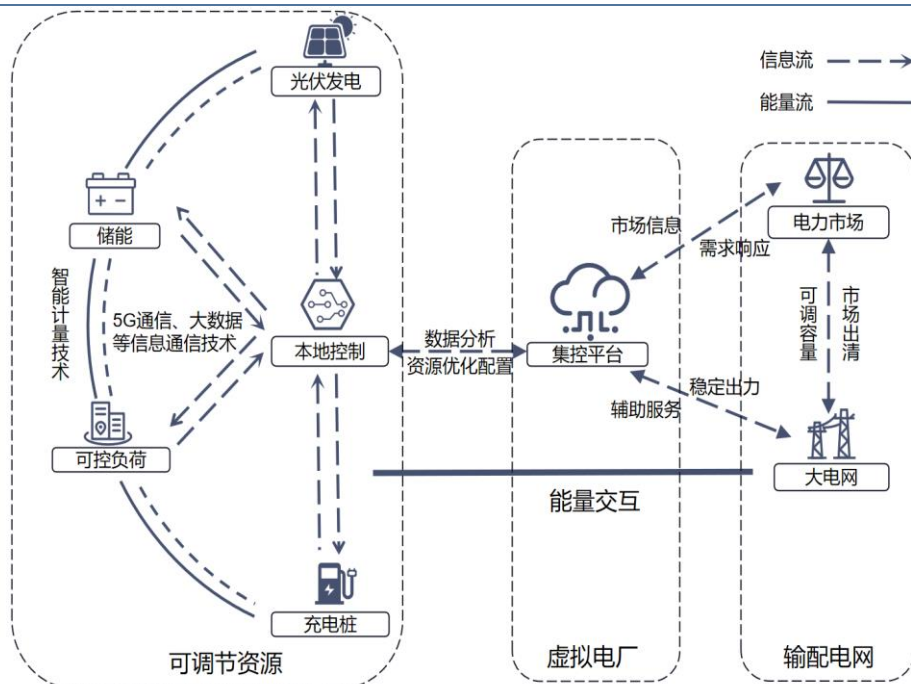
图 1: 虚拟电厂架构示意图	5
图 2: 虚拟电厂聚合外特性	6
图 3: 虚拟电厂典型日运行情况	6
图 4: 虚拟电厂系统核心构成要素	6
图 5: 虚拟电厂通信交互架构	8
图 6: 虚拟电厂总体技术架构	8
图 7: 虚拟电厂聚合资源的动态响应特性	9
图 8: 虚拟电厂市场运行模式	9
图 9: 1990-2022 年中美欧发电量（亿千瓦时）	10
图 10: 各国/地区新能源发电量占比	10
图 11: 不同空间尺度下的新能源出力情况（曲线归一化处理）	10
图 12: 2011-2022 年风光装机占比、三产生活用电占比、火电利用小时数对比	10
图 13: 顶峰容量及全国尖峰负荷情况（万千瓦）	11
图 14: Next Kraftwerk 虚拟电厂架构	15
图 15: 冀北虚拟电厂架构	16
图 16: 冀北虚拟电厂典型日负荷曲线	16
图 17: 虚拟电厂“电厂模式”下经营模式和成本收益	17
图 18: 虚拟电厂“负荷模式”下经营模式和成本收益	17
图 19: 浙江 8 月代理购电大工业电价（1-10kV，元/kWh）	19
图 20: 浙江 8 月代理购电一般工商业电价（1-10kV，元/kWh）	19
图 21: 虚拟电厂全产业链图景	21

虚拟电厂：配网层级的“微型调度”

1、定义：聚合分布式能源资源，统一管理协调优化的控制系统

虚拟电厂是一种运用先进通信、计算、调度、市场等手段，聚合大量分散的分布式能源资源，并实现统一管理与协调优化的控制系统。据王宣元、刘敦楠、刘蓁等著《泛在电力物联网下虚拟电厂运营机制及关键技术》，虚拟电厂对下可以实现包括分布式电源、可控负荷、电动汽车充电桩、工商业储能等在内的配网层级分布式能源资源的监测与控制，对上则可以实现接受电网调度指令，或面向电力市场参与电能量及电力辅助服务交易。其价值也对应上述两点：1) 为系统运营商提供高效安全、快速爬坡的灵活性；2) 为海量、分散、多元、异构的分布式能源资源创造参与系统调节或市场交易的机会，使其获得一定收益。

图 1：虚拟电厂架构示意图



资料来源：国网上海经研院，36 氦研究院，信达证券研发中心

源荷储协调互动，共同支撑系统灵活。从可参与虚拟电厂的资源来看，一切在配网层级、可以灵活调节自身出力及负荷的资源均可参与虚拟电厂。以其自身特性划分，可分为“源、荷、储”三类。其中，源类资源包括分布式光伏、风电、小型水电及小型火电机组（三联供、燃气轮机、自备电厂等）；荷类资源包括商业楼宇空调负荷、工业园区生产及冷热负荷；储类资源包括常规的工商业储能、独立储能以及其他形式的能量储能（蓄热罐，储气罐等）和电动汽车充电桩等。

表 1：虚拟电厂可调节资源主要类型、物理特性与核心参数

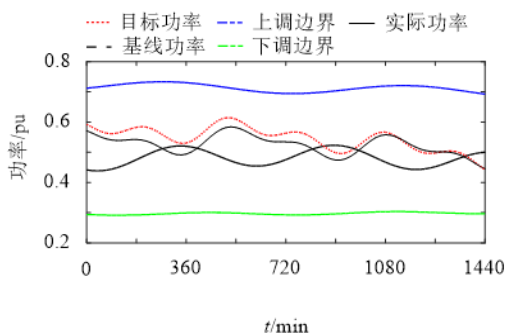
资源类型	物理特征	核心参数	
源	分布式光伏	间歇性	额定出力、预测出力曲线、历史出力曲线
	分布式风电	间歇性	额定出力、预测出力曲线、历史出力曲线
	分布式水电	连续性	额定出力、水库库容、出力爬坡上下限
	冷热电三联供	连续性	额定出力、出力上下限、出力爬坡上下限、最小开机/停机时间
储	分布式储能	可平移	充放电状态、额定功率、额定容量、荷电状态上下限、充放电响应时间及效率
	电动汽车	可平移	充放电状态、充放电功率、可调用容量、充放电响应时间及效率

	铁塔基站		充放电状态、额定功率、额定容量、历史运行曲线、最小备用容量、充放电响应时间及效率
荷	数据中心	可平移	可平移容量、可平移时间、不间断储能荷电状态上下限及最小备用容量
	工业园区		可平移容量、可平移时间
	商业楼宇		可中断/平移容量、可中断/平移时间
	居民负荷	可平移/可中断	额定出力、预测出力曲线、历史出力曲线

资料来源：《新型电力系统规模化灵活资源虚拟电厂科学问题与研究框架》（康重庆、陈启鑫、苏剑等著），信达证券研发中心

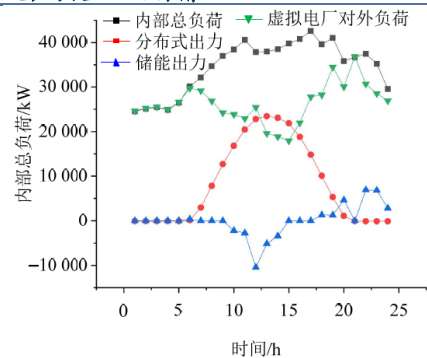
面向市场交易、调度指令分解和分布式资源控制监测是虚拟电厂的三大运行要素。虚拟电厂作为需求侧管理的市场化商业应用模式，在电力市场交易的背景下以盈利为目的运行。从整个运行环节来看，虚拟电厂首先以自身聚合的分布式能源资源的特性，包括分布式电源的出力与爬坡曲线，储能部分的充放电功率及电量水平，负荷侧调节/中断的容量和相应的响应时间等进行数学建模刻画，得出虚拟电厂的响应能力。在面向市场的交易完成，调度机构下达调节功率曲线，虚拟电厂需要基于调用成本最优原则将调度下达功率曲线分解至各个分布式资源，通过远程终端监测或直接控制资源，形成资源出力/用电负荷调节，达到整个虚拟电厂完成下达功率曲线的效果。

图 2：虚拟电厂聚合外特性



资料来源：《虚拟电厂对分布式能源的管理和互动机制研究综述》（田立亭、程林、郭剑波等著），信达证券研发中心

图 3：虚拟电厂典型日运行情况

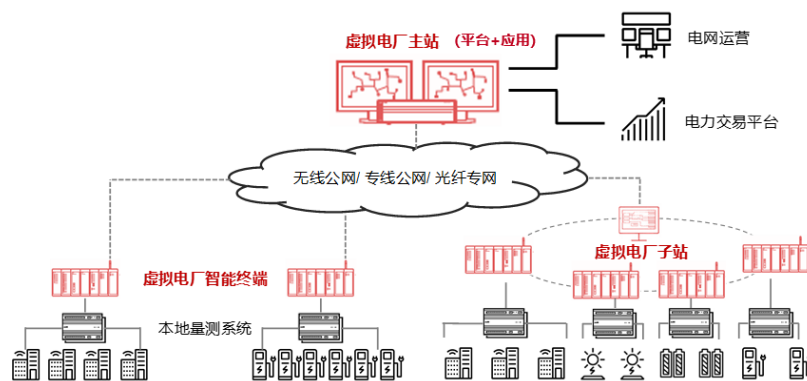


资料来源：《泛在电力物联网下虚拟电厂运营机制及关键技术》（王宣元、刘敦楠、刘葵等著），信达证券研发中心

2、构成：“系统+通信+终端”，虚拟电厂紧扣轻资产运行特点，把控运行核心和控制要点

“系统+通信+终端”构成虚拟电厂全系统。从构成要素来看，虚拟电厂包括中央系统、通信网络和远程终端三部分。虚拟电厂是一种轻资产模式的协调管理系统，仅利用软件系统平台及通讯技术整合分布式能源资源，把控运行核心和控制要点，无需自有或投资分布式资源。

图 4：虚拟电厂系统核心构成要素



资料来源：日立能源，电力建设，信达证券研发中心

中央系统即虚拟电厂主站，其中包含虚拟电厂运行的四大功能模块：用户数据采集与分析，电力市场预测估计，资源建模及聚合，以及市场优化交易决策。虚拟电厂主站汇集远程控制终端采集的用户用电数据，结合内置电力市场预测模块的预测结果，基于运行效益最优原则开展优化计算，参与市场交易或执行调度指令，是虚拟电厂的“大脑”。

表 2: 虚拟电厂主站核心功能模块介绍

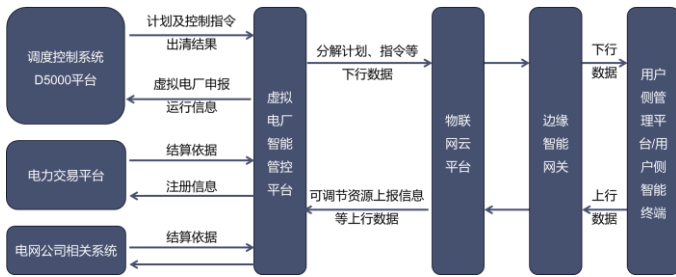
功能模块	相关介绍
数据采集与分析	<ul style="list-style-type: none"> 数据采集与分析是根据虚拟电厂接入资源的社会属性、生活习惯和用能行为等信息抽象出的标签化过程。标签化是高度精炼的特征标识，是把数据形象化的一种方法，是电力客户画像技术的基础。 典型的电力标签主要包括资源的负荷电量、调节能力、用电习惯、风险偏好等，反映了电力客户的基本属性以及行为倾向。
电力市场预测估计	<ul style="list-style-type: none"> 电力市场预测估计包括市场电价预测、市场出力及需求预测、自身可调节容量估计三部分内容。 市场电价的准确预测是虚拟电厂在市场交易过程中进行精准投标报价、实现利润最大化的基础与前提。 虚拟电厂可参与中长期市场与现货市场进行交易，在此过程中，需要准确的中长期、短期、实时市场电力电量供需预测，作为其参与市场交易的重要支撑。 自身调节容量估计直接关系虚拟电厂投标策略的制定。通常分为理论响应容量、技术响应容量、经济响应容量和可用响应容量 4 类，容量大小依次递减。
资源建模及聚合	<ul style="list-style-type: none"> 资源建模需综合考虑各类可调节资源的调节能力、可调节时段、调节不确定性以及调控成本等因素，以数学参数或公式刻画其调节能力与偏好。 资源聚合是在分布式能源资源特性建模的基础上，依据不同目标（如不同的电网调控需求、不同市场参与需求），匹配并汇聚具有时域互补性、功能互补性的虚拟电厂调度序列的过程。聚合是优化决策的过程，最终将在资源能力和容量范围内达到决策经济性最优的帕累托结果。
市场优化交易决策	<ul style="list-style-type: none"> 市场交易与优化决策包括市场侧的优化投标策略、用户侧的优化定价策略以及资源优化调度策略三部分。 在市场侧进行交易的过程中，VPP 基于资源状态感知与信息预测的结果，考虑市场价格、用户响应行为等在内的多重不确定性因素影响，进行市场侧投标方案的优化决策。 虚拟电厂基于系统运营商所设定的需求响应补偿价格制定用户侧激励价格以价格信号激励用户参与响应。 市场出清完成后，虚拟电厂依据中标结果，优化决策管控资源的优化调控次序与策略，保证实际执行效果。

资料来源：《面向新型电力系统的虚拟电厂商业模式与关键技术》（葛鑫鑫、付志扬、徐飞等著），信达证券研发中心

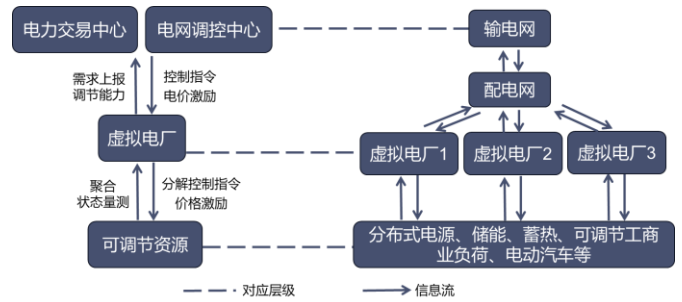
通信网络即虚拟电厂面向调度机构/市场机构和面向远程终端的信息交互和控制调度通道。如果虚拟电厂全面采用传统光纤接入的方式，虽然能够保证信息通信的实时性和安全性，但面对海量资源的接入，其通信成本将会较高。据王宣元、刘蓁所著《虚拟电厂参与电网调控与市场运营的发展与实践》内容，国内虚拟电厂通信的主要方式是：

- 1) 对上采用光纤接入调度控制系统：省调控中心-切负荷中心站-大用户就近变电站-大用户 10 kV 配电房/智能负荷控制终端。
- 2) 对下采用无线公网接入交易平台和营销需求响应平台和分布式资源：电力交易平台-虚拟电厂平台-无线公网-分布式资源计量点。

在虚拟电厂发展的当前阶段，采用的主要信息通信方式为光纤+无线公网。其中，光纤通信主要用于紧急调度与切负荷；无线公网通信主要用于需求侧管理，调控中心不直接向虚拟电厂下发实时调控指令。

图 5: 虚拟电厂通信交互架构


资料来源:《虚拟电厂参与电网调控与市场运营的发展与实践》(王宣元、刘蓁著),信达证券研发中心

图 6: 虚拟电厂总体技术架构


资料来源:《虚拟电厂参与电网调控与市场运营的发展与实践》(王宣元、刘蓁著),信达证券研发中心

远程终端作为虚拟电厂控制终端资源的手段,一般以“边端结合”的形式,既设置即插即用的边缘智能网关,实现边缘计算等功能,也实现可调节资源的状态监测和柔性控制。

从技术架构的角度来看,整个虚拟电厂架构可分为 3 级。第 1 级为可调节资源层级,采集、监控并与上层通信实时的运行信息,自动接收响应第 2 级下发的调控指令和价格激励,并通过用户侧终端/用户侧管理平台实现;第 2 级为虚拟电厂级,负责动态聚合各类可调节资源,在线接收电网调控中心下发的调控指令并分解至虚拟电厂内各类可调节资源,以及接收电力市场价格信号,同时向电网调控中心、电力交易中心上报相关数据信息,可通过虚拟电厂智能管控平台实现;第 3 级为电网与交易级,虚拟电厂根据预测的相关信息和可控资源的调度能力,与电网调控中心、电力交易中心进行信息决策互动和市场交易互动。

3、应用场景:依托电力市场环境,多方位综合获益

从应用场景来看,虚拟电厂作为需求侧管理在电力市场中的商业模式,可根据市场化改革推进情况参与不同市场,多方位获得收益。目前,虚拟电厂商业化运营的应用场景以需求侧响应和调峰辅助服务为主,在无现货市场的地区参与调峰辅助服务市场,提升系统灵活调节能力。对于部分开展现货市场并允许虚拟电厂进入市场的地区,虚拟电厂可以选择参与现货市场,调峰及调频辅助服务市场。

需求侧响应:严格意义上,需求侧响应实际不属于电力市场化机制,其补偿价格通常为事前锚定的行政性补偿价格,执行部门也为电网公司的营销部门。但相比于先前传统的“拉闸限电”手段,需求侧响应仍是以经济激励为主的措施,邀约具有负荷调节能力的用电客户,并在约定的特定时段主动调减(或增加)虚拟电厂的出力 and 用电负荷,实现电力系统削峰填谷,缓解电力供需矛盾。

调峰辅助服务市场:虚拟电厂可根据当地调峰辅助服务市场相关规定,在日前聚合计算并申报自身调峰能力,并在日内按照调度机构的指令,在日前中标的调峰范围内实时主动调减(或增加)虚拟电厂的出力和用电负荷,完成调峰相关调度指令,并根据调峰市场分时出清价格和调节电量获得相应收益。

调频辅助服务市场:虚拟电厂可根据当地调频辅助服务市场相关规定,在日前聚合计算并申报自身调频能力,并在日内按照调度机构的指令,在日前中标的调频范围内实时跟随电网 AGC(自动发电量控制)指令,完成频率调节动作,并根据调频市场分时出清价格和调节电量获得相应收益。

电能量现货市场：虚拟电厂可根据当地电能量现货市场相关规定，在日前聚合计算并申报自身出力（调节）能力，并根据日前现货市场中标情况，在日内/实时电力市场中根据更新的调度指令实时主动调减（或增加）分布式发电资源的出力和用电负荷，并根据电能量市场结算规则获得相应收益。

我们认为，随着全国统一电力市场体系建设提速，现货、辅助服务、容量等市场建设不断深化，虚拟电厂参与电力市场的运营体系有望得到进一步完善。

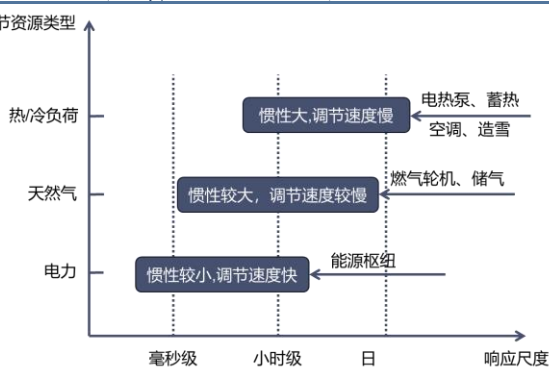
表 3: 虚拟电厂可参与的电力市场类型及其优质资源

市场类型	优质资源
现货市场	源网荷储各环节可以控制出力的资源
调峰辅助服务	源网荷储各环节可以控制出力的资源
调频辅助服务	分布式电源、储能等具备调频能力的资源。
备用、无功等辅助服务	分布式电源、储能等可以提供相应辅助服务的资源
中长期双边、集中交易	大工业、工商业等用电曲线和电量较为稳定的资源
容量	大工业、工商业等用电曲线和电量较为稳定的资源
绿证交易、金融交易等	分布式电源、电化学储能、大数据中心等具有相关交易需求的资源

资料来源：《虚拟电厂参与电网调控与市场运营的发展与实践》（王宣元、刘蓁著），信达证券研发中心

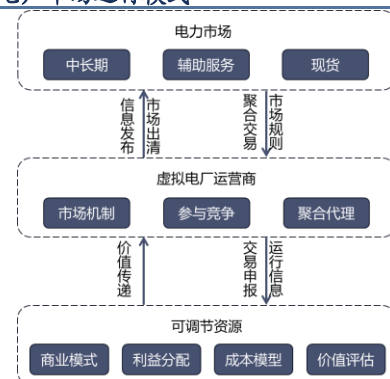
除参与市场交易和响应获取收益外，虚拟电厂还需要考虑所得收益与调度分布式资源的成本之间的优化问题。目前，虚拟电厂运营商多采用与可调节资源签订代理合同，并与可调节资源约定价值分配比例的“分成模式”。后续，虚拟电厂还可基于聚合可调节资源类型和参与市场机制的不同，探索开展“代理购售电折扣式”、咨询/管理/运维/能源金融等一揽子增值服务模式的合作模式，实现虚拟电厂的盈利与商业模式多维度拓展。

图 7: 虚拟电厂聚合资源的动态响应特性



资料来源：《虚拟电厂参与电网调控与市场运营的发展与实践》（王宣元、刘蓁著），信达证券研发中心

图 8: 虚拟电厂市场运行模式



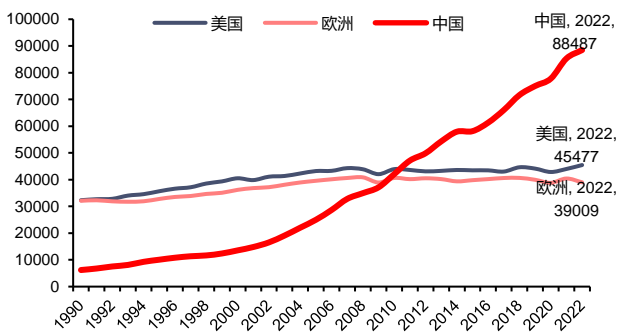
资料来源：《虚拟电厂参与电网调控与市场运营的发展与实践》（王宣元、刘蓁著），信达证券研发中心

新能源消纳和新型电力系统发展亟需灵活资源助力，政策鼓励下虚拟电厂发展可期

1、新型电力系统面临“双高”，源荷波动性亟需资源平抑

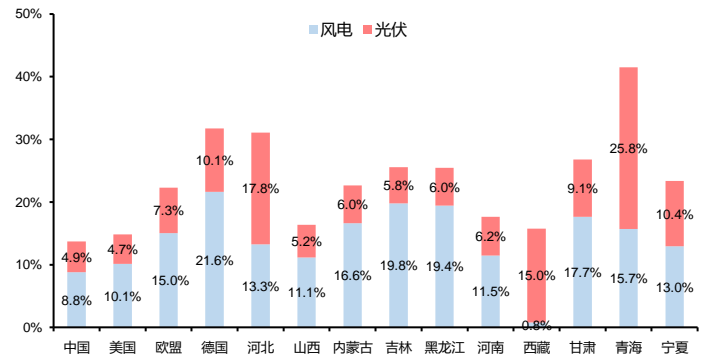
我国新能源发电在过去的数十年内发展势头较好，已在短时间内实现新能源高比例渗透电力系统。从电力消费的角度看，相较于欧洲和美国等发达地区，我国仍处于用电量水平仍处于快速提升的阶段，且电力消费需求体量已经大大超过了美国欧洲等发达国家和地区。在电力需求增速仍然较高的局面下，风光电量占比已经实现快速提升。截至2022年，我国新能源风光发电量占比已达13.7%，与美国（14.9%）水平相当。虽然与欧盟（22.3%）、德国（31.7%）尚存差距，但以电力消费体量情况来看，欧洲各个国家电力消费量与我国分省用电量体量大致相同。分省来看，我国部分新能源大省也达到了高比例新能源发展阶段，其中青海的新能源风光发电量已达41.5%，为新能源渗透率最高的省份。其他省份包括河北（31.1%）、甘肃（26.8%）、宁夏（23.3%）、吉林（25.6%）、黑龙江（25.5%）等也跨越20%的新能源渗透率门槛。

图 9：1990-2022 年中美欧发电量（亿千瓦时）



资料来源：Energy Institute，信达证券研发中心

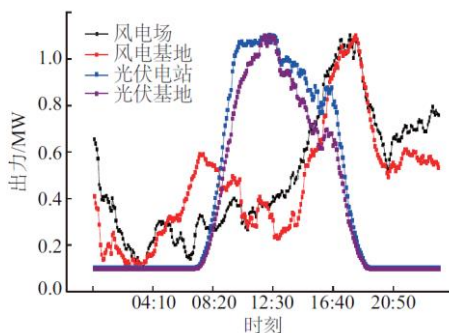
图 10：2022 年各国/地区新能源发电量占比



资料来源：中电联，Energy Institute，信达证券研发中心

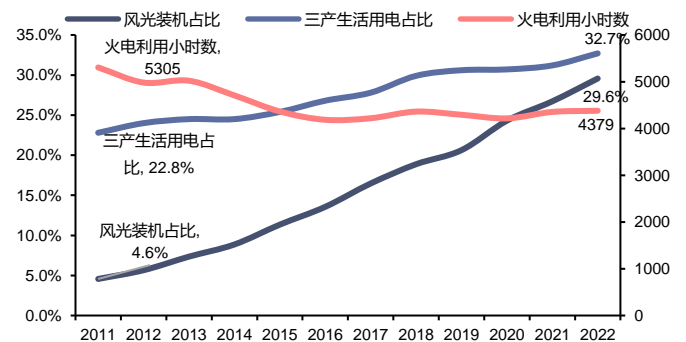
由于新能源发电固有的强随机性、波动性和间歇性，以及通过电力电子装置并入电网的特征，以新能源为主体的新型电力系统将呈现“双高”的特点，即高比例新能源与高比例电力电子装备并存的情况。从本质来看，新能源电力具有强不确定性和低保障性，超出社会与能源系统协同发展节奏将会对能源安全带来挑战，推高能源成本。据郭剑波院士在《新型电力系统面临的挑战以及有关机制思考》中预测，2030年新能源出力占总负荷之比的波动范围为5%~61%，2060年新能源出力占系统总负荷的比重为11%~187%。大范围的新能源出力贡献波动，叠加其出力“极热无风、晚峰无光”特性，将导致极端天气下新能源出力的负相关性特征更为明显，其长时间低出力将带来保供应挑战。而在新能源高出力时段，系统消纳、安全和储能等技术亟待实现高速发展。

图 11：不同空间尺度下的新能源出力情况（曲线归一化处理）



资料来源：《大规模新能源发电基地出力特性研究》（郑可轲、牛玉广著），信达证券研发中心

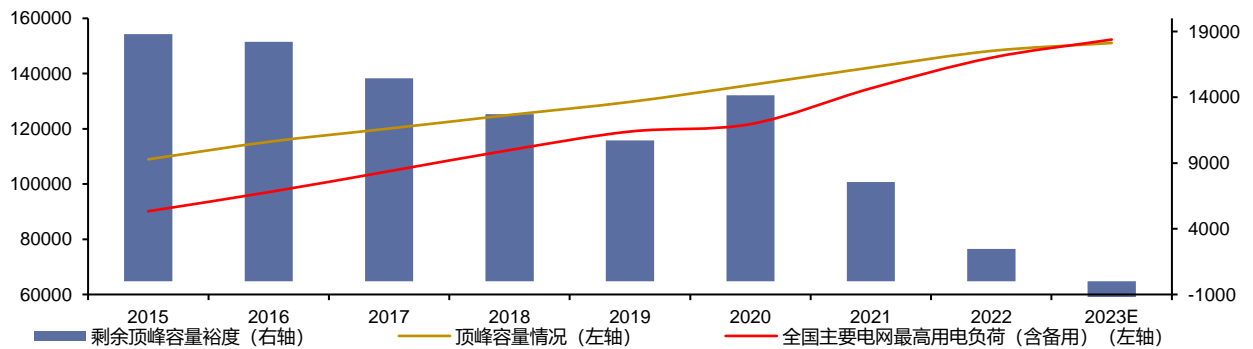
图 12：2011-2022 年风光装机占比、三产生活用电占比、火电利用小时数对比



资料来源：中电联，信达证券研发中心

新能源高比例渗透叠加居民和三产负荷快速增长，源荷两端波动性增大，电力系统面临缺电和弃电并存的局面，尖峰时刻电力系统供需不平衡矛盾凸显，电力系统灵活性调节资源需求凸显。电源侧，在日电力平衡上，新能源的日波动性大，存在反调峰特性及光伏“鸭型曲线”问题；用户侧，居民和三产用电负荷快速增长，多元、互动、灵活的用能设备大量接入，终端无序用电增长将会增加系统净负荷峰谷差，功率波动问题更加突出。尖峰负荷增速高于用电量增速，顶峰装机不及预期，顶峰容量裕度逐渐萎缩的情况下，电力系统缺电问题频发。因此，构建新型电力系统的关键在于对灵活性资源的挖掘。随着新能源持续渗透电力系统，系统对于灵活性资源的功能需求和内涵定义也在逐步外延。

图 13: 顶峰容量及全国尖峰负荷情况 (万千瓦)



资料来源: Wind, 中电联, 信达证券研发中心

表 4: 2021-2023 电力供需形势

年份	2021 迎峰度冬	2021 迎峰度夏	2022 迎峰度冬	2022 迎峰度夏	2023 迎峰度冬	2023 迎峰度夏
华中	湖南、江西有序用电	湖南、江西、河南、湖北有序用电	江西、湖南紧平衡	湖北有序用电	供需形势偏紧	供需形势偏紧
华南	-	广东、广西有序用电	-	-	供需形势偏紧	供需形势偏紧
西南	四川有序用电	贵州、云南、重庆有序用电	四川、重庆、贵州紧平衡	四川重庆有序用电	-	-
华北	蒙西有序用电	蒙西有序用电	-	-	供需紧平衡	-
华东	江苏、浙江、安徽有序用电	浙江有序用电	上海紧平衡	浙江、安徽、江苏有序用电	供需形势偏紧	供需形势偏紧
东北	-	-	-	-	-	-
西北	新疆有序用电	陕西有序用电	-	-	供需形势偏紧	-

资料来源: 中电联, 北极星售电网, 信达证券研发中心

新型电力系统的源荷波动仅靠传统煤电调节难以满足需求。风光出力波动性对短时电力平衡的影响愈加显著，电力系统短时间尺度灵活性需求增强，要求系统能够更快速、频繁地匹配供需平衡。而据《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》表明，煤电灵活性改造方式不适宜提供短时间尺度（15 分钟颗粒度）的灵活性。此外，频繁的出力调节和启停还会导致煤电机组设备受损、寿命缩短。因此我们认为，单纯依赖煤电灵活性改造并不合理，电力系统需要更优质的快速调节资源来满足短时灵活性需求。

抽蓄和电化学储能调节性能优越，但仍存在建设周期长和运行成本高等问题。抽水蓄能电站是具备调峰填谷、调频调相、事故备用和黑启动等多种功能的灵活性资源。电化学储能响应速度较快，充放电灵活，可响应秒级/分钟级的调度指令。但抽水蓄能限于其工期较长（5~8年），自然条件要求较高（要求有河流有落差），建设情况较为复杂（涉及移民拆迁等社会问题），短期内或难以实现大幅超预期的增量发展。而目前电化学储能度电调峰成本仍在0.5元/kWh以上，相比于火电灵活性改造0.1元/kWh和抽水蓄能0.2元/kWh的调峰成本仍有较大差距。长期而言，电化学储能的发展仍需要持续降本带来经济性提升，以及相关市场化机制实现成本的疏导转移。

表 5: 灵活性资源特性比较

资源类型	资源特性				灵活性提升特点							
	运行范围 (%)	爬坡速率 (Pn/min)	启停时间 (h)	调节方向				调节时间尺度				
				供/需向上/下	供/需向下/上	供/需向上/下速率	供/需向下/上速率	短时	中时	长时		
电源侧	常规煤电	未改造	50-100	1-2%	6-10	-	-	-	-	★	★★	★★★
		已改造	30-100	3-6%	4-5	-	√	√	√	★	★★★	★★★
	燃煤热电联产	未改造	80-100	1-2%	6-10	-	-	-	-	★	★	★★
		已改造	50-100	3-6%	4-5	-	√	√	√	★	★★	★★★
	气电	20-100	8%	2	√	√	√	√	★★	★★★	★★	
	常规可调节水电	0-100	20%	<1	√	√	√	√	★★★	★★	★	
储能	核电	30-100	2.5-5%	-	√	√	√	√	★	★	★	
	抽水蓄能	-100-100	10-50%	<0.1	√	√	√	√	★★★	★★★	★	
	电化学储能	-100-100	100%	<0.1	√	√	√	√	★★★	★★	-	
	绿氢	-	-	-	-	√	-	√	-	★★	★★★	
	需求响应	用电负荷的3-5%	瞬时	0	√	√	√	√	-	★★★	★	
需求侧	微电网	-	-	-	√	√	√	√	★	★★	-	
	电动汽车	-	-	-	√	√	√	√	★★	★★	-	

资料来源:《电力系统灵活性提升:技术路径、经济性与政策建议》(中国电力圆桌项目课题组著),信达证券研发中心

需求侧响应提升系统灵活性性价比较高。根据《电力系统灵活性提升:技术路径、经济性与政策建议》研究,经过灵活性改造的煤电机组最小出力能够降至额定容量的30%,其成本主要包括单位调节容量改造投入成本600-700元/千瓦,以及低负载运行增加煤耗14-20克/千瓦时对应的运行成本;储能和抽水蓄能能够在1-2分钟内完成从零至满出力的调整,调节范围为额定容量的-100%~100%,其建设投入成本分别为1.5元/瓦·时和6300-7200元/千瓦,运行成本基本为常规运营维护费用和人工费用,与建设成本相比几可忽略;需求响应规模一般可达到最大负荷的3-5%,考虑推广费用和相关智能设备以及管理运维平台成本后,单位投资为200~400元/千瓦。因此,综合考虑灵活性资源建设/改造投入成本和运行维护成本后,需求响应提升系统灵活性的成本相较于其他资源更低,性价比更高。

表 6: 灵活性资源成本比较

资源类型	灵活性成本构成					
	固定成本投入	成本增量		机会成本		
电 源 侧	灵活性改造煤电	常规煤电	灵活性改造投资成本 600-700 元/千瓦	低负载运行产生的可变成本增量 14-20 克/千瓦时	机组的加速折旧和部件磨损、更换成本增量	损失部分发电收益
		燃煤热电联产	灵活性改造投资成本 300-500 元/千瓦	低负载运行产生的可变成本增量	机组的加速折旧和部件磨损、更换成本增量	损失部分发电收益
	燃气电厂	建设投资成本		运行维护成本		
		气电置换煤电	7013-9457 元/千瓦	低负载运行时高于 0.56-0.58 元/千瓦时		-
	常规水电	-	频繁变水流量导致水轮机叶片寿命损耗		损失部分发电收益	
核电	无	燃料循环成本增量	设备维护更换成本增量	损失部分发电收益		
储 能	抽水蓄能	投资建设成本 6300-7200 元/千瓦	运行维护成本		-	
	电化学储能	投资建设成本 1.5 元/瓦·时	运行维护成本	退役处置成本	-	
	绿氢	投资建设成本 1.71 元/Nm3	生产成本 20-65 元/千克	运输成本 3.9~13 元/千克	损失部分发电收益产生	
需 求 侧	需求响应	前期平台建设、设备更换等投入 200~400 元/千瓦		运行维护成本	中断、转移生产的机会成本	
		微电网	主、微网连接的平台建设、设备更换投入		运行维护成本	中断、转移生产的机会成本
	电动汽车	平台建设和设备更换投入 充电桩 2000-6000 元 其他成本约 70 元/m2	运行维护成本			

资料来源:《电力系统灵活性提升:技术路径、经济性与政策建议》(中国电力圆桌项目课题组著),信达证券研发中心

2、电力市场化改革加速推进,政策鼓励助推虚拟电厂发展

国家发改委、能源局各级政策开始鼓励各地探索虚拟电厂商业模式,虚拟电厂肩负 3%~5% 的顶峰作用。2022 年 3 月,国家发改委能源局发布《“十四五”现代能源体系规划》,提出“力争到 2025 年,电力需求侧响应能力达到最大负荷的 3%~5%,其中华东、华中、南方等地区达到最大负荷的 5%左右”,是在国家级能源规划层面首次提出需求侧响应的发展体量目标。2023 年 5 月,国家发改委发布《电力需求侧管理办法(征求意见稿)》,其中新增需求响应章节,加码需求侧响应的体量至“到 2025 年,全国需求侧响应将有望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”,并且要求“全面推进需求侧资源参与电力市场常态化运行”,代表以价格手段鼓励需求侧资源提供服务的机制得以有效保障,虚拟电厂作为需求侧响应主体有望从电能量、辅助服务和容量等多个维度获得收益。各省区市同样积极推进虚拟电厂相关政策制定,鼓励虚拟电厂参与现有市场。广州、山西、浙江等电力现货试点省区市也相继出台虚拟电厂相关政策。2021

年，广州市工信局印发《广州市虚拟电厂实施细则》，以“激励响应优先，有序用电保底”的原则，引导用户参与电网运行调节，并将虚拟电厂响应分为邀约响应和实时响应两大类，暂时均依照固定价格补偿。2022年，山西省能源局印发《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》，从并网运行和运营管理两方面对省内虚拟电厂进行规范。并允许虚拟电厂提供削峰填谷、调频、备用等服务。

表 7：国家级虚拟电厂相关政策

时间	部门	文件	相关内容
2021.2	国家发改委， 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》	<ul style="list-style-type: none"> 充分发挥负荷侧的调节能力，进一步加强源网荷储多向互动，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
2021.7	国家发改委， 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》	<ul style="list-style-type: none"> 引导各地区根据实际情况，建立市场化的发电容量成本回收机制，保障电源固定成本回收和长期电力供应安全，鼓励抽水蓄能、储能、虚拟电厂等调节电源的投资建设
2022.1	国家发改委， 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》	<ul style="list-style-type: none"> 推动电力需求响应市场化建设，推动将需求侧可调节资源纳入电力电量平衡，发挥需求侧资源削峰填谷、促进电力供需平衡和适应新能源电力运行的作用 拓宽电力需求响应实施范围，通过多种方式挖掘各类需求侧资源并组织其参与需求响应，支持用户侧储能、电动汽车充电设施、分布式发电等用户侧可调节资源，以及负荷聚合商、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
2022.3	国家发改委， 国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	<ul style="list-style-type: none"> 大力提升电力负荷弹性。加强电力需求侧响应能力建设，整合分散需求响应资源，引导用户优化用电模式，高比例释放居民、一般工商业用电负荷的弹性 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 力争到 2025 年，电力需求侧响应能力达到最大负荷的 3%~5%，其中华东、华中、南方等地区达到最大负荷的 5%左右
2023.1	国家能源局	《新型电力系统发展蓝皮书（征求意见稿）》	<ul style="list-style-type: none"> 积极培育电力源网荷储一体化、负荷聚合服务、综合能源服务、虚拟电厂等贴近终端用户的新业态新模式，整合分散需求响应资源，打造具备实时可观、可测、可控能力的需求响应系统平台与控制终端参与电网调度运行，提升用户侧灵活调节能力。
2023.5	国家发改委	《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》	<ul style="list-style-type: none"> 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 全面推进需求侧资源参与电力市场常态化运行。参与需求响应的各类主体可根据电力市场准入要求，常态化参与电量和辅助服务市场交易 建立并完善与电力市场衔接的需求响应价格机制。根据“谁受益、谁承担”的原则，支持具备条件的地区，通过实施尖峰电价等手段提高经济激励水平。鼓励需求响应主体参与相应电能市场、辅助服务市场、容量市场等，按市场规则获取经济收益

资料来源：国家发改委，国家能源局，中央人民政府，信达证券研发中心

3、国外虚拟电厂运行较为成熟，国内虚拟电厂仍处于探索初期

国外虚拟电厂起步较早，发展特点各有侧重，市场环境下运营模式较为成熟。从总体上看，以德国为代表的欧洲虚拟电厂模式主要集中于管理分布式能源，通过形成有机整体，聚合参与电力市场和提供电力相关辅助服务；美国虚拟电厂聚合的资源以可调节负荷为主，主要依赖于实时灵活响应需求获得收益；日本和澳洲则以新型储能为主建设虚拟电厂。在各国电力市场起步较早，发展较为充分的背景下，虚拟电厂可以充分获得收益。

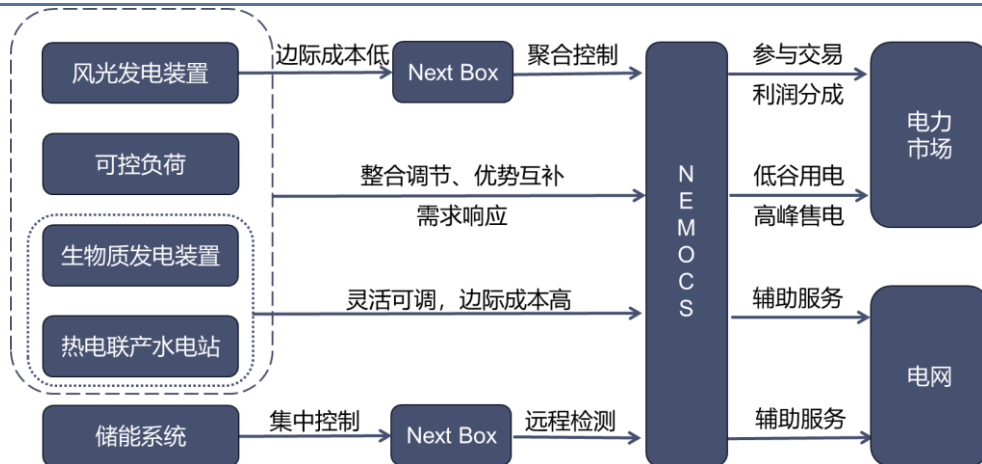
国外典型虚拟电厂项目：Next Kraftwerk-最大的商业化虚拟电厂

成立于 2009 年的 Next Kraftwerke 是德国最早探索虚拟电厂的公司，也是目前德国最大的虚拟电厂运营商。截止 2022 年，公司的接入分布式资源已达到 15346 座，并网发电装机容量

量已达到 12.29GW。公司的分布式资源遍布德国、比利时、奥地利、法国、波兰、荷兰、瑞士和意大利等整个西欧。

Next Kraftwerk 的业务主要分为三部分：1) 帮助新能源发电企业实时监测发电情况，降低发电成本或者负电价带来的损失；2) 面向电网侧，控制资源使用发电设备为电网提供短期柔性储能服务,并赚取收益；3) 根据电网状况调整用电侧的需求,将电网侧的需求分配到现货市场的低价时段。

图 14: Next Kraftwerk 虚拟电厂架构



资料来源：《Next kraftwerke：德国虚拟电厂样本》（范珊珊著），Next kraftwerke，信达证券研发中心

国内虚拟电厂目前仍以示范项目为主，少数项目实际接入调度，多数项目成为需求侧响应。目前，冀北、深圳、浙江等地均开展了国内的虚拟电厂的实践，且各区域展开实践侧重点各不相同。其中，冀北虚拟电厂于 2019 年启动，是国网冀北电力公司建设的示范项目。深圳虚拟电厂由深圳供电局牵头，目前已接入分布式储能、数据中心、充电站、地铁等类型负荷聚合商 14 家，接入容量达 87 万千瓦。华能浙江虚拟电厂作为全国首个接入调度系统的虚拟电厂，目前总可调容量达到 83.82MW。

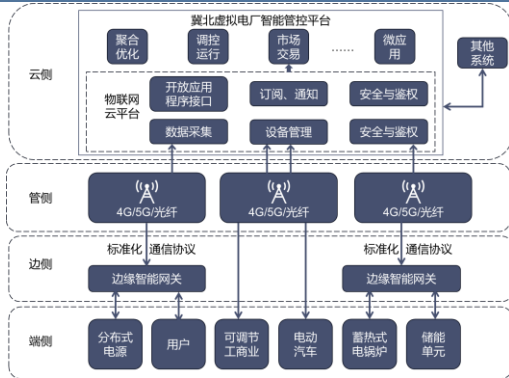
国内典型虚拟电厂项目：冀北虚拟电厂-全国最早的虚拟电厂

据王宣元、刘蓁所著《虚拟电厂参与电网调控与市场运营的发展与实践》内容，冀北虚拟电厂实现了参与电网调控和市场运营的落地应用，其整体技术架构采用工业物联网“云、管、边、端”体系架构：1) 云侧设有虚拟电厂智能管控平台。该平台部署在公网环境中，采用成熟的基础云计算设施以及物联网平台、大数据平台等成熟服务；2) 管侧采用运营商通信网络，通过 4G、5G 等移动通信网络，实现控制指令传输；3) 边侧设置即插即用的边缘智能网关；4) 端侧设有用户侧智能终端/用户侧管理平台，以实现可调节资源状态感知、柔性控制。

截至 2022 年 9 月，冀北虚拟电厂示范工程接入了张家口、秦皇岛、承德、廊坊地区蓄热式电采暖、智慧楼宇、可调节工商业等 11 类可调节资源，总容量为 358 MW，最大调节能力为 204 MW，占总容量的 57%。其实际最大调节功率为 154 MW，最大调节速率为 15.7 MW/min，为虚拟电厂额定有功功率的 4.4%，调节性能良好。冀北虚拟电厂自 2019 年 12 月投运以来，全程参与了华北调峰辅助服务市场出清，已在线连续提供调峰服务超过 3200 h，累计增发新能源电量 34.12 GW·h，单位电量收益为 183 元/(MW·h)，虚拟电厂运营商/负荷聚合商和用户总收益为 624.2 万元。其中，虚拟电厂运营商/负荷聚合商收益为 395.95

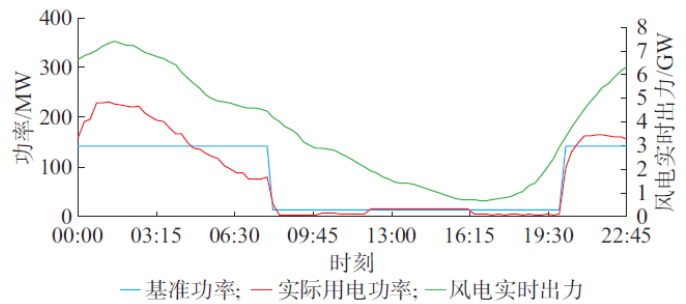
万元，用户侧资源收益为 228.25 万元。

图 15: 冀北虚拟电厂架构



资料来源:《虚拟电厂参与电网调控与市场运营的发展与实践》(王宣元、刘蓁著),信达证券研发中心

图 16: 冀北虚拟电厂典型日负荷曲线



资料来源:《虚拟电厂参与电网调控与市场运营的发展与实践》(王宣元、刘蓁著),信达证券研发中心

当前国内各虚拟电厂项目以技术储备和示范项目为主，仍处于前期聚合控制技术验证和参与系统响应的阶段。从试点项目情况来看，虚拟电厂的系统运行和控制功能已经完成技术验证，甚至已经可以接入现行调度安全系统接收调度指令，并完成调度指令要求的调峰调频功能。但受困于规模较小，补偿水平较低的原因，虚拟电厂的经济效益仍有待提升。随着电力系统顶峰装机容量裕度在中短期内仍将紧缺，叠加电力市场化改革在全国范围内推进，我们预计虚拟电厂推广的主观条件和客观需求有望快速成型，虚拟电厂项目有望从现有技术储备和示范项目推广至常态化运营，覆盖资源规模有望持续扩大，成为新型电力系统中重要的调节资源之一。

4、当前时点虚拟电厂发展瓶颈所在

作为仍处于早期探索阶段的行业，当前国内电力市场对虚拟电厂的定位与发展路线较为模糊，缺乏顶层设计。包括虚拟电厂的建设主体、运营主体、监管主体、参与主体、系统设计、定价机制、技术标准、收益分成等关键问题尚未明确，行业的长期发展面临较大困难。关键政策和清晰顶层设计的缺失导致各地对虚拟电厂的理解并不一致。当前各种试点示范项目差异较大，对于虚拟电厂的技术标准仍未形成区域性或全国性统一，不利于未来虚拟电厂项目长期硬件软件技术发展及规模化接入电网。

传统调度机构较为注重系统安全，尚未形成调度负荷侧资源的习惯。传统电力系统中调度部门负责整个电力系统的实时负荷平衡、故障分析处理、继电保护等工作，因传统电力系统运行较为注重系统安全，调度主要依赖于调节效果较好，控制可靠性较高的发电侧资源（包含抽水蓄能和储能）进行系统调节，而较少使用负荷端调节资源。在当前虚拟电厂聚合资源体量较小，资源数量众多且分布较为分散，以及通信控制系统采用无线公网，有潜在的控制失灵风险等情况下，调度部门未能完全形成调度负荷侧资源的习惯。因此，虚拟电厂距离实际进入“系统调节资源池”或仍尚需时日。

市场化改革仍然在途，虚拟电厂具体商业模式需持续探索。虽然在功能特点和运作模式上与传统电源机组有所不同，虚拟电厂的商业模式本质仍为电能量与辅助服务交易。然而当前我国电力市场化改革仍然在途，市场机制并未完全完善。当前时点电价仍受到规则管控，煤电价格仅能够实现最高 20% 的上浮，水电核电等市场化比例也较低。因此，我国当前的电力市场并不是完全开放的，在受管制的电价下，虚拟电厂难以在较小的价差内实现盈利，商业化运作较为困难。现阶段，国内的虚拟电厂主要以邀约为主，由政府部门牵头，主动参与者有限。无法从社

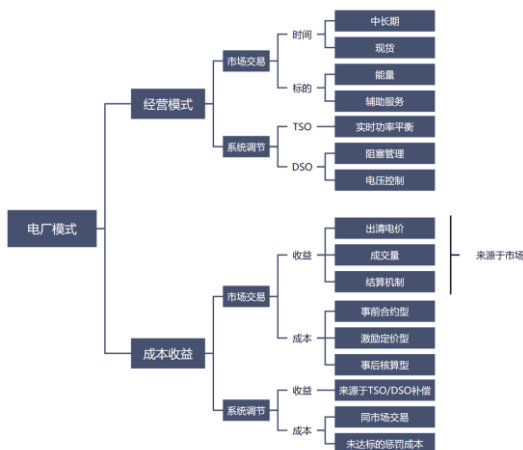
会上吸引足够的参与者，意味着虚拟电厂将难以保障基本的供电能力。

缺电与弃电现象并存，虚拟电厂应用空间广阔

1、虚拟电厂可参与交易范围逐步丰富

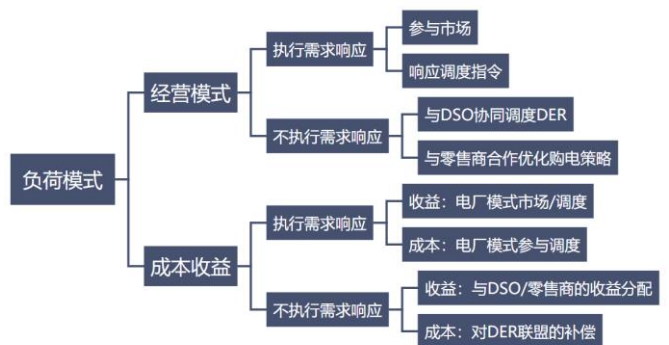
随着虚拟电厂控制技术进步和聚合资源数量提升，虚拟电厂聚合后的外特性表现更为精细，可参与的交易品种范围也逐步丰富。传统电力系统中，调峰、调频、备用等电力辅助服务一般由火电和水电机组提供。虚拟电厂起步阶段主要聚合的资源为可调节负荷和可中断负荷，决定了其参与系统调节的交易品种以需求侧响应为主。随着新型电力系统的发展和市场化改革的推进，“源随荷动”转变为“源荷互动”，源、荷两端特性的转变和边界上的模糊。虚拟电厂接入的资源多样化，调度组合多元化使得其对外呈现的整体特性有所变化，决定了可以通过参与市场交易或者系统调节，参与不同的辅助服务以创造营收。若虚拟电厂中聚合负荷占多数，其对外更多表现出“负荷”的特性，可参与削峰等需求响应；若虚拟电厂中主要聚合分布式光伏发电和自备电厂等可以对外出力的资源，其对外更多表现出“电厂”的特性，可参与电力电能交易；若虚拟电厂还聚合有电化学储能、蓄热罐等储能装置，则其对外表现的灵活性更强，甚至可以参与要求更高的秒级/分钟级的调频辅助服务。

图 17：虚拟电厂“电厂模式”下经营模式和成本收益



资料来源：《虚拟电厂参与电网调控与市场运营的发展与实践》（王宣元、刘慕著），信达证券研发中心

图 18：虚拟电厂“负荷模式”下经营模式和成本收益



资料来源：《虚拟电厂参与电网调控与市场运营的发展与实践》（王宣元、刘慕著），信达证券研发中心

短期内国内虚拟电厂主要参加电网购买的辅助服务，远期有望进入市场开展多层次交易与互动。现存虚拟电厂项目主要参加的是电网集中购买的辅助服务，包括需求侧响应与调峰辅助服务等。在当前电力市场改革仍在进程中，仅有第一批 8 个试点开展现货市场长周期结算试运行的背景下，虚拟电厂作为需求侧响应的市场化应用，其适用的现货市场和辅助服务市场仍未具备规模化发展条件。其预测、聚合、短时调控、最优交易策略等功能尚不具备应用场景。因此，虚拟电厂的发展亟需电力市场化改革推进，在远期有望进入市场，参与中长期、现货、辅助服务等多层次交易，并参与其他市场主体的互动。

表 8：虚拟电厂分阶段参与电力市场交易品种

	市场交易品种	虚拟电厂参与优势
近期	峰谷电价	具有较强的调节能力，可发挥虚拟电厂中

中远期	调峰辅助服务	源、荷、储等各类单元属性，以市场化手段适应不同的系统需求
	需求侧响应	
	备用替代调峰	
	中长期双边、集中交易	与其他市场主体相比，除具有调节能力外，还具有互补、清除波动性、协调优化等优势
	合同转让交易	与传统火电企业相比具有边际成本优势；与新能源企业相比具有调节和预测优势
	现货交易	具有较强的调节能力，最大程度优化交易和执行空间
	调频、调压等辅助服务	可协调发挥多重参与单元的快速响应优势
	绿证交易、金融交易、基于区块链的交易	利用调节和更好的预测能力获取市场优势；利用区块链去中心化、智能合同等开展市场化交易

资料来源：《虚拟电厂关键技术及参与电力市场模式设计研究》（李淑静、谭清坤、张煜等著），信达证券研发中心整理

2、虚拟电厂盈利空间测算：系统投资千万级，收益率有望达 10%以上

假设虚拟电厂项目地处浙江，聚合电化学储能、可调节工业负荷和可中断负荷共 22 个，总容量达 42MW（其中电化学储能合计 2MW/4MWh），同时参与浙江工商业用户电价峰谷套利、需求侧响应、和作为独立第三方主体参与调峰辅助服务，并获得相应收益。项目核心假设如下表：

表 9：虚拟电厂项目核心假设

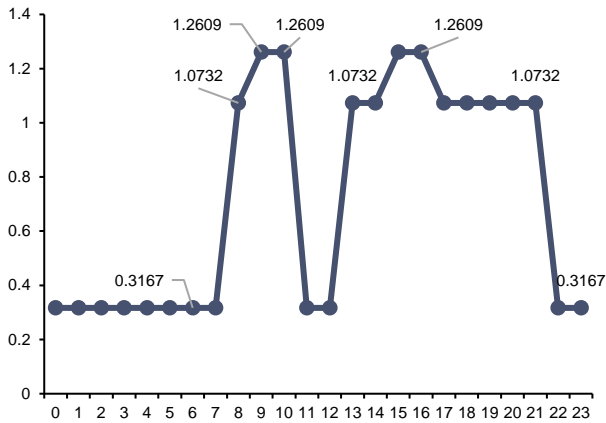
资源指标汇总部分			
项目	个数	单位可调节容量	响应方向及速度
电池储能	2	1MW/2MWh	可实现秒级负荷上调与下调
可调节工业负荷	10	1.5MW	可实现日前负荷上调与下调
可中断负荷	10	2.5MW	可实现小时级负荷下调
合计	22	42MW	
投资成本与财务指标汇总部分			
平台建设费用/万元（费用范围 600-1000 万元）		800	
终端设备总费用/万元		66	
系统通信接入及调试费用/万元		50	
单个终端设备费用/万元（费用范围 2-5 万元）		3	
初始投资成本预估/万元		916	
维护成本年预估/万元		10	
项目年数/年		20	
投入成本总预估/万元		1116	
收益分成比例		10%	

资料来源：信达证券研发中心测算

电价峰谷套利部分：虚拟电厂中电化学储能可根据浙江省用户侧代理购电的峰谷电价，实现峰谷套利。假设两个 1MW/2MWh 的电化学储能分别为浙江 10kV 以下的大工业用户和一般工商业用户投建，最大充放电时间可达 2 小时的储能可实现在大工业用户侧两次低谷电价充电，两次

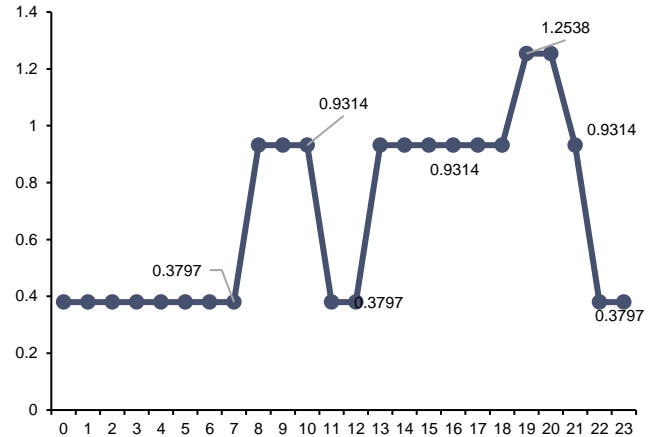
尖峰电价放电的两充两放，和在一般工商业用户侧两次低谷电价充电，一次尖峰电价放电，一次高峰电价放电的两充两放。假设电价维持 2023 年 8 月代理购电价格，年充放天数为 330 天，则可实现大工业负荷储能年收益 110.5 万元，可实现一般工商业负荷储能年收益 82.55 万元。

图 19: 浙江 8 月代理购电大工业电价 (1-10kV, 元/kWh)



资料来源: 建德市人民政府, 建德市供电公司, 信达证券研发中心

图 20: 浙江 8 月代理购电一般工商业电价 (1-10kV, 元/kWh)



资料来源: 建德市人民政府, 建德市供电公司, 信达证券研发中心

需求侧响应收益部分: 虚拟电厂中电化学储能、可调节工业负荷和可中断负荷可参与浙江省电力需求响应。其中, 根据资源的不同特性, 电池储能可申报分钟级削峰, 可调节负荷可申报日前削峰和日前填谷, 可中断负荷可申报小时级削峰。需求响应次数方面, 依据《2021-2022 年度浙江省电力需求响应补贴明细用户名单公示》, 假设虚拟电厂项目参与需求侧响应 80 次/年, 其中日前削峰 54 次, 日前填谷 9 次, 小时级削峰 9 次, 分钟级削峰 8 次。且全部位于迎峰度夏 (2 个月) 和迎峰度冬 (2 个月) 时段。则最终得到虚拟电厂项目年度日前削峰收益 162 万元、日前填谷收益 167.5 万元、小时级削峰收益 93 万元、分钟级削峰收益 18.08 万元, 总收益 340.58 万元。

表 10: 浙江省 2021 年需求响应补贴价格方案

响应类型	补贴机制	补贴形式	电量补贴	容量补贴建议
日前削峰	基于响应电量的阶梯补贴	电量	竞价出清价格, 4 元/千瓦时封顶	-
小时级	两部制补贴	容量、电量考核	年度固定单价, 4 元/千瓦时封顶	旺季: 0.25 元/千瓦·月 淡季: 0
分钟级	两部制补贴	容量、电量考核	年度固定单价, 4 元/千瓦时	旺季: 1 元/千瓦·月 淡季: 0
秒级	两部制补贴	容量、电量考核	年度固定单价, 4 元/千瓦时	旺季: 0.1 元/千瓦·月 淡季: 0
填谷	基于负荷	容量	年度	5 元/千瓦·日

资料来源: 北极星售电网, 浙江省发改委, 信达证券研发中心整理 (注: 旺季为 1、6、7、8、9、12 月, 其余为淡季)

调峰辅助服务收益部分: 虚拟电厂中可调节工业负荷和可中断负荷, 可由虚拟电厂作为第三方独立主体参与浙江电力调峰辅助服务。根据《浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务市场交易规则 (试行)》, 低谷电价时段填谷调峰辅助服务价格上限为 400 元/MWh, 高 (尖) 峰电价时段填谷调峰辅助服务价格上限为 500 元/MWh, 削峰调峰辅助服务价格上限为 500 元/MWh。假设可调节工业负荷和可中断负荷全部参与削峰辅助服务, 年调节天数 200 天, 每天全量参与调节 2 小时, 则可得到虚拟电厂提供调峰辅助服务收益为 650 万元。

表 11: 浙江独立第三方主体参与电力辅助服务市场价格限制 (元/MWh)

服务类型	价格上限
低谷电价时段填谷调峰	400
高(尖)峰电价时段填谷调峰	500
削峰调峰	500
旋转备用	15
一次调频	120
二次调频	60

资料来源: 北极星售电网, 浙江省能监办, 《浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务市场交易规则(试行)》(征求意见稿), 信达证券研发中心整理

综合来看, 虚拟电厂项目参与电价峰谷套利, 需求侧响应和调峰辅助服务可同时获得收益。若虚拟电厂与资源实现收益 1:9 分成, 虚拟电厂运营商可获得的收益分别为 19.3 万元、34.06 万元和 65 万元, 合计 118.36 万元。依照前述虚拟电厂投资情况, 可得项目静态回收期 8.45 年, 项目投资静态收益率 10.10%。

表 12: 虚拟电厂项目财务指标汇总

削峰填谷年收益/万元	19.30
需求响应年收益/万元	34.06
调峰服务年收益/万元	65.00
虚拟电厂年收益/万元	118.36
收益分成比例	10.00%
项目静态回收期/年	8.45
项目投资内部静态收益率	10.10%

资料来源: 信达证券研发中心整理 (注: 此项目收益情况建立于前述成本与收入假设)

3、虚拟电厂市场空间测算: 短期迅速发展, “十四五”末有望形成百亿级别市场

政策确定需求侧响应市场需求, 各地落实相应补偿费用, 虚拟电厂盈利空间广阔。在高比例新能源持续渗透新型电力系统的情况下, 虚拟电厂参与电力市场和提供辅助服务的体量逐步提高, 行业整体盈利空间有望进一步扩大。以“到 2025 年, 电力需求侧响应能力达到最大负荷的 3%~5%”的国家层面要求确定需求侧响应的市场空间, 并接续前述虚拟电厂在浙江省的核心假设和测算结果, 以虚拟电厂单位功率/负荷的年盈利计算全国范围的虚拟电厂收入。

假设:

- 1) 储能规模保持高速增长, 2022/2023E/2024E/2025E 分别为 13.076/31.272/50/80GW 的规模;
- 2) 电力系统尖峰负荷保持年均 7% 的增速, 需求响应空间逐年增长, 2022/2023E/2024E/2025E 分别为尖峰负荷的 3%/3%/4%/5%;
- 3) 虚拟电厂运营商分成比例逐步提升, 2022/2023E/2024E/2025E 分别为 15%/18%/22%/25%。

可得虚拟电厂理论市场空间为 219.83/414.08/663.62/1052.65 亿元，虚拟电厂运营商市场空间为 32.98/74.53/146/263.16 亿元。

表 13: 虚拟电厂市场空间测算

	2022	2023E	2024E	2025E
储能单位功率年收益/(万元/MW)	96.53	99.42	102.40	105.48
需求侧响应单位负荷年收益/(万元/MW)	8.51	8.77	9.03	9.30
调峰辅助服务单位负荷年收益/(万元/MW)	16.25	16.74	17.24	17.76
预计储能投产量/(MW)	13076.8	31272	50000	80000
尖峰负荷预估/亿千瓦	12.6	13.48	14.43	15.44
需求响应空间占尖峰负荷比重/%	3%	3%	4%	5%
需求响应空间/MW	37800	40446	57703	77178
需求响应收益/亿元	32.18	35.47	52.12	71.81
调峰辅助服务收益/亿元	61.43	67.70	99.48	137.04
储能峰谷套利收益/亿元	126.22	310.91	512.02	843.80
虚拟电厂理论收入总和/亿元	219.83	414.08	663.62	1052.65
虚拟电厂运营商分成比例/%	15%	18%	22%	25%
虚拟电厂运营商市场空间/亿元	32.98	74.53	146.00	263.16

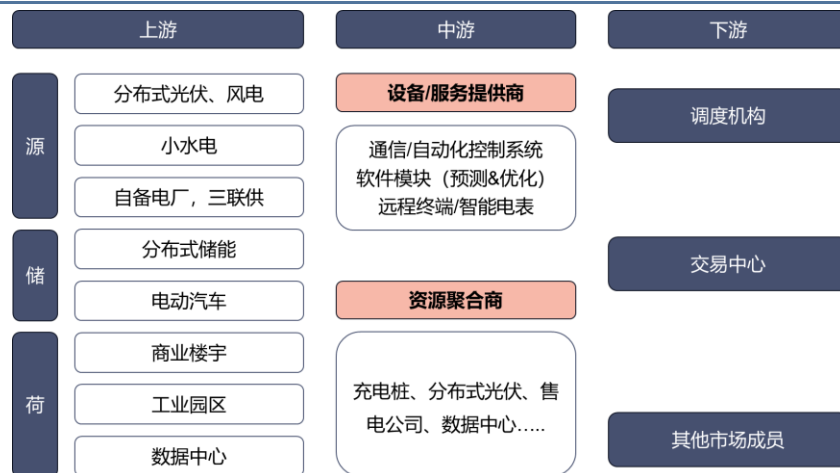
资料来源: 信达证券研发中心整理

投资建议

1、虚拟电厂产业链全景：承上启下，设备服务提供与资源聚合运营两条主线

依据前述虚拟电厂与分布式能源资源、以及与电力调度及交易部分交互的架构可知，整个虚拟电厂产业链可划分为上游资源层，中游设备/运营层和下游交易层。从产业链参与的角度看，由于当前虚拟电厂仍处于示范项目起步阶段，目前已参与产业链的企业主要以提供通信/自动化控制系统、预测及优化等软件模块和提供远程终端和智能电表等设备/服务提供商。部分有能力投资且有意愿尝试虚拟电厂项目的企业，也会基于其已有的优化能力或自建/控制资源，成为资源聚合商开展虚拟电厂业务。

图 21: 虚拟电厂全产业链图景



资料来源: 《新型电力系统规模化灵活资源虚拟电厂科学问题与研究框架》(康重庆、陈启鑫、苏剑等著)，信达证券研发中心整理

2、虚拟电厂产业链相关企业

软件模块（预测&优化）供应商：虚拟电厂的运营关键在于其预测和优化的能力。对电价/负荷/市场需求实现高精度预测将使得虚拟电厂在市场交易和商业运营中占据行业优势地位。目前，开展预测及优化软件开发与应用的企业较多，但由于预测优化效果的差别最终将直接反应在虚拟电厂运行效果中，预测优化软件相关企业竞争或将较为激烈。**相关标的：**国能日新、朗新科技、恒实科技。

通信/自动化控制系统供应商：为保证电力系统设备运行可靠与安全，需要有电气自动化控制系统实现对电力设备的监测和控制。具体而言，系统需要实现设备关断自动控制功能、继电保护功能、采集视听信号的监视功能和电力参数采集与测量功能。就虚拟电厂而言，在电力系统内长期提供通信系统和自动化控制系统的企业具有相关市场优势。**相关标的：**国电南瑞、许继电气、国网信通、东方电子。

远程终端/智能电表供应商：虚拟电厂远程智能终端是实现控制调节海量分布式资源的物理执行层，除数据采集和智能接入外也可以实现边缘数据存储和计算功能。相关设备主要由传统的电表设备生产商提供，并根据个性化需求制定编入软件。**相关标的：**安科瑞、南网科技。

资源聚合商：不同于上述设备/服务提供商，目前投资建设虚拟电厂项目的主要企业为电网公司和发电集团。由于虚拟电厂仍处于示范项目阶段，其对电网公司和发电集团的营收几乎可以忽略。另有部分充电桩/分布式光伏等设备硬件制造厂商会另外发展自制设备的运营管理业务，进而实现资源聚合。**相关标的：**特锐德、南网能源、苏文电能。

表 14：相关上市公司估值表

股票名称	收盘价 (元/股)	归母净利润 (百万元)				EPS (元/股)				PE				
		2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E	
软件模块	国能日新	64.83	67.08	97.24	125.91	163.36	0.95	0.98	1.27	1.65	92.29	66.17	51.10	39.39
	朗新科技	19.59	514.25	950.94	1305.14	1711.46	0.48	0.87	1.19	1.56	24.56	22.60	16.46	12.56
	恒实科技	13.16	30.75	72.82	111.16	156.94	0.10	0.23	0.35	0.50	-	56.72	37.15	26.32
通信/自动化控制系统	国电南瑞	22.64	6466.18	7497.92	8746.34	10085.55	0.96	0.93	1.09	1.26	26.76	24.26	20.80	18.03
	许继电气	18.48	759.22	968.16	1367.75	1630.73	0.75	0.95	1.34	1.60	25.38	19.45	13.77	11.55
	国网信通	15.18	801.58	980.56	1148.87	1283.05	0.67	0.82	0.96	1.07	24.82	18.62	15.89	14.23
	东方电子	8.31	333.46	564.23	720.11	896.31	0.33	0.42	0.54	0.67	26.38	19.75	15.47	12.43
远程终端/智能电表	安科瑞	27.22	170.61	243.38	344.86	470.29	0.79	1.13	1.61	2.19	36.97	24.03	16.96	12.44
	南网科技	29.81	205.72	495.32	818.69	1180.68	0.36	0.88	1.45	2.09	141.9	33.99	20.57	14.26
资源聚合商	特锐德	18.48	272.20	365.55	580.21	888.65	0.26	0.35	0.55	0.84	76.85	53.38	33.63	21.96
	南网能源	5.95	553.45	840.45	1265.00	1694.00	0.15	0.22	0.33	0.45	38.94	26.81	17.81	13.31
	苏文电能	40.33	256.14	466.98	622.81	816.22	1.50	2.27	3.03	3.97	27.89	17.77	13.32	10.17

资料来源：Wind，信达证券研发中心（注：盈利预测来源于万得一致预测，数据截至 2023 年 8 月 23 日）

风险因素

- 1) **宏观经济下滑导致用电量增速及尖峰负荷增速不及预期:** 我们预计中远期内, 在宏观经济持续向好的背景下, 电力消费高增速有望维持, 电力尖峰负荷同样有望持续高增, 电力供应有望持续紧张, 虚拟电厂因而有望通过提供需求侧响应服务和辅助服务而持续受益。若宏观经济下滑, 用电量增速及尖峰负荷增速不及预期, 虚拟电厂的市场空间或将收窄, 进而导致虚拟电厂营收和业绩不及预期。
- 2) **电力市场化改革推进不及预期:** 如前所述, 虚拟电厂的运营和盈利水平对电力市场机制依赖较强。若虚拟电厂项目所在区域电力市场化改革推进不及预期, 市场机制不够完善, 虚拟电厂项目盈利增长或将不及预期。
- 3) **辅助服务需求增长不及预期:** 随着辅助服务市场机制逐步完善, 虚拟电厂项目能够通过参与包括调峰、调频、无功、黑启动等多种辅助服务获得多类辅助服务补偿。若项目所处区域辅助服务需求不及预期, 虚拟电厂项目营收或将不及预期。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学（北京）博士，注册咨询（投资）工程师，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

李春驰，CFA，CPA，上海财经大学金融硕士，南京大学金融学学士，曾任兴业证券经济与金融研究院煤炭行业及公用环保行业分析师，2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力、天然气等大能源板块的研究。

高升，中国矿业大学（北京）采矿专业博士，高级工程师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长，曾在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产技术管理、煤矿项目投资和经营管理等工作，2022年6月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，天津大学电气工程及其自动化专业学士，具有三年实业研究经验，从事电力市场化改革，虚拟电厂应用研究工作，2022年6月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

程新航，澳洲国立大学金融学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力行业研究。

吴柏莹，吉林大学产业经济学硕士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭、煤化工行业的研究。

胡晓艺，中国社会科学院大学经济学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

刘奕麟，香港大学工学硕士，北京科技大学管理学学士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

李睿，CPA，德国埃森经济与管理大学会计学硕士，2022年9月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

唐婵玉，香港科技大学社会科学硕士，对外经济贸易大学金融学学士。2023年4月加入信达证券研发中心，从事天然气、电力行业研究。

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，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出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 20% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~20%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5% 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者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、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。