



促进用电侧协同发展： 面向“十五五”的虚拟电厂能力建设 建设与价值实现路径





关于落基山研究所（RMI）

落基山研究所 (Rocky Mountain Institute, RMI) 成立于 1982 年，是一家立足市场、独立运作的专业智库，致力于通过经济可行的市场化解决方案推动全球能源转型，构建繁荣、韧性、清洁的低碳未来。落基山研究所与企业、政策制定者、科研机构、创业者及跨领域伙伴广泛协作，推动战略性投资，以扩大清洁能源解决方案的规模化部署、减少能源浪费、并提升可负担清洁能源的可及性，在保障能源安全和经济效益的同时，携手共创可持续的美好愿景。目前，落基山研究所的研究和实践已覆盖全球 50 余个国家和地区。

作者与鸣谢

作者

李婷，刘雨菁，刘子屹，徐红柚，赵一博，周勤

其他作者

陈梓浩，高硕，江漪，田嘉琳，张沥月

作者按姓名拼音顺序排列。

除非另有说明，所有作者均来自落基山研究所。

联系方式

刘子屹，zliu@rmi.org

高硕，sgao@rmi.org

版权与引用

刘子屹，周勤，刘雨菁等，促进用电侧协同发展：面向“十五五”的虚拟电厂能力建设与价值实现路径，落基山研究所，2026，<https://rmi.org.cn/insights/virtual-power-plants/>

RMI 重视合作，旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此，我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>

鸣谢

本报告作者特别感谢以下来自企业和研究机构的专家对报告撰写提供的洞见与建议。

高洪超	清华大学
宫飞翔	中国电力科学研究院有限公司
洪波	北京清大科越股份有限公司
刘秉祺	北京清大科越股份有限公司
南豆	山西风行测控股份有限公司
王舒杨	中国电力科学研究院有限公司
王滔	南方电网科学研究院有限责任公司
魏欢欢	厦门象屿股份有限公司
余嘉炜	江苏万帮太乙科技股份有限公司

专家按姓名拼音顺序排列。

本报告所述内容不代表以上专家及其所在机构观点。

目录

前言.....	5
1、 虚拟电厂建设方兴未艾，“十五五”将是能力提升关键期	7
1.1 虚拟电厂已被国家层面确立为重要的电力系统灵活性资源.....	7
1.2 虚拟电厂正从试点示范阶段迈向规模化能力建设阶段	8
2、 开发挖掘需求侧灵活性资源是虚拟电厂建设运营的前提基础	12
2.1 工商业的大用电基数与高用电增速为需求侧灵活性开发创造了条件	12
2.2 丰富多元的工商业负荷构成了虚拟电厂聚合的核心资源池.....	14
2.3 用电成本敏感程度决定了工商业负荷的实际调节意愿	18
3、 建设标准化、智能化的服务平台是确保虚拟电厂规模化发展的 核心支撑	20
3.1 虚拟电厂的特性决定了需要基于平台实现与多方的协调与互动	20
3.2 统一的标准体系降低平台投资与建设成本，提升运营与交易效率.....	23
3.3 数字化与 AI 赋能平台减少对专业人力资源的依赖、提高参与系统调度及市场交易的能力.....	27
4、 平等参与多元电力市场交易品种是虚拟电厂价值实现的必然路径	31
4.1 电能量市场有望成为虚拟电厂近期实现商业化突破的重要方向	32
4.2 提供多元的辅助服务是需求侧资源实现价值最大化的有效途径	38
5、 “十五五”虚拟电厂能力提升行动建议	44
建议一 资源能力建设：构建动态更新、行业共享的需求侧可调节资源管理体系.....	44
建议二 平台能力建设：打造标准统一、数字智能的新一代服务平台	45
建议三 市场能力建设：健全公平开放、多元协同的电力市场交易机制	46
结语	46
参考文献	48

前言

为实现碳达峰碳中和目标，电力领域低碳转型的关键不仅在于持续扩大风电、光伏等新能源装机规模，更在于建设与高比例新能源相适应的电力系统。随着风电、光伏占比持续提高，电力负荷保持增长，终端用能电气化不断加快，电力系统对灵活调节能力的需求明显上升。未来的新型电力系统不能仅依靠传统电源调节，还需要源、网、荷、储多环节共同参与。

在这一进程中，需求侧资源的功能定位正在发生深刻变化。长期以来，电力用户主要作为电能消费者被动接受供给安排，在电力紧张时期则更多通过有序用电和应急限电参与系统平衡。近年来，随着电力需求侧管理制度不断完善、全国统一电力市场建设加快，以及分布式光伏、用户侧储能、充换电设施等需求侧资源快速发展，用户侧已经具备从“被动响应”转向“主动参与”、从“应急资源”转向“常态化市场主体”的现实基础。**需求侧灵活性由此成为了保障电力安全供应、促进新能源消纳、降低系统成本的重要资源。**

虚拟电厂正是组织和释放需求侧资源潜力的关键载体。虚拟电厂并非传统意义上的实体发电设施，而是依托现代信息通信、系统集成控制等技术，将分散的分布式电源、可调节负荷和储能资源有效聚合，形成可观、可测、可调、可控的系统级能力。**其核心价值不在于简单增加新的能源资产，而在于盘活既有用户侧资源，提升电力系统整体运行效率：**对电网而言，虚拟电厂可提供调峰、调频、备用、爬坡和需求响应等服务；对终端用户而言，虚拟电厂可降低其参与调度和市场交易的技术门槛，并帮助用户获得灵活性收益；对能源转型而言，虚拟电厂可促进新能源消纳，减少对化石能源灵活性资源的依赖。

“十四五”期间，我国虚拟电厂完成了政策启动和试点示范，进入项目数量和市场主体快速增长阶段。截至2025年底，全国虚拟电厂项目累计约470个，经测试的最大调节能力达到1685万千瓦。本报告梳理了虚拟电厂发展较为活跃地区已公示的405家运营商，发现其产业背景已覆盖发电、电网、售电、综合能源服务、充换电站运营、软件平台开发、硬件设备制造、地方政府平台等多个领域。这表明，虚拟电厂正在从技术示范走向多元主体参与的新兴业态。

但项目数量和聚合规模的增长，并不意味着虚拟电厂已经形成成熟、可持续的商业模式。当前，多数地区仍以政府或电网企业主导的平台建设和试点调用为主。需求侧资源的真实调节能力尚未被系统识别和持续验证，部分项目仍存在“重平台建设、轻资源运营”“重聚合容量、轻实际调用”的倾向。各地在设备接入、能力测试、数据交互、计量结算和市场准入等方面标准不一，也增加了跨平台、跨区域运营成本。更重要的是，虚拟电厂参与现货、辅助服务等市场的进度不一，调用频次和收益水平尚不足以形成稳定的投资预期。

因此，“十五五”将是我国虚拟电厂由政策驱动走向市场驱动、由试点示范走向规模化应用的重要窗口。国家层面已经明确，到2027年全国虚拟电厂调节能力达到2000万千瓦以上，到2030年达到5000万千瓦以上。未来虚拟电厂发展的重点不再只是建设更多项目、接入更多设备，而是形成经过验证、能够稳定调用、具备市场竞争力的真实能力。

基于上述判断，本报告围绕虚拟电厂规模化、商业化发展必须回答的三个问题展开研究：一是“资源从哪里来”，即如何识别和释放分散、多元、差异显著的需求侧灵活性资源；二是“资源如何聚合、调度和管理”，即如何通过安全、高效、标准统一、数字智能的服务平台，将资源潜力转化为可验证、可调用的系统能力；三是“资源价值如何实现”，即如何通过公平、透明、多元的市场机制形成稳定收益，建立虚拟电厂运营商、终端用户和电力系统之间长期可持续的价值闭环。

报告认为，随着虚拟电厂由试点示范迈向规模化发展，其核心竞争力将逐步从项目数量和聚合规模，转向资源能力、平台能力与市场能力的综合构建。资源能力决定可调节资源供给，平台能力决定资源聚合与协同效率，市场能力决定价值实现水平。三者协同提升将成为“十五五”期间虚拟电厂实现规模化与商业化发展的关键路径，以促进形成多方参与、风险共担、收益共享的虚拟电厂产业生态。

首先，开发挖掘需求侧灵活性资源是虚拟电厂建设运营的前提基础。我国工商业用电基数大、负荷类型丰富，构成了虚拟电厂聚合的核心资源池。各行业资源在调节潜力、响应速度、持续时间、工艺安全约束和电价敏感程度等方面差异明显。技术上“可以调节”并不等于经济上“愿意调节”。只有同时考虑技术潜力、生产约束和响应意愿，才能识别真实、可靠的可调节能力。下一步应以全国统一标准和省级资源库为基础，构建动态更新、行业共享的需求侧可调节资源管理体系，扩大资源识别范围，建立分级分类画像和滚动评估机制，并通过价格和政策激励，将理论潜力转化为实际调用能力。

其次，建设标准化、智能化的服务平台是确保虚拟电厂规模化发展的核心支撑。虚拟电厂聚合资源点多面广、类型异构，需要依靠数字化平台完成设备接入、状态感知、预测分析、指令分解、闭环控制和交易结算。平台建设重点不应是重复建设功能相近的信息系统，而应是完善核心标准体系，降低不同设备和平台的集成成本。遵循“企业标准—团体标准—行业标准—国家标准”的迭代路径，建设开放、包容的标准体系，优先补齐平台功能、能力测试、通信接口、数据安全和用户隐私保护等核心标准。在此基础上，强化数据治理，推动数字化技术和人工智能在运营、交易与调度决策等场景中的应用，提升平台运行效率和市场竞争力。

最后，平等参与多元电力市场是虚拟电厂价值实现的必然路径。需求响应开展频次和资金规模有限，难以单独支撑虚拟电厂长期规模化发展。近期应推动虚拟电厂以“报量报价”等方式参与电能量市场，通过价格信号优化负荷/出力曲线和提高入市收益。同时，根据不同资源的响应特性，逐步开放爬坡、备用、调频等辅助服务品种，探索电能量与辅助服务联合出清。在市场设计方面，降低不必要的市场准入门槛，优化交易方式和价格机制，完善聚合单元、基线、偏差处理、计量结算等规则，为各类主体营造稳定、透明、可预期的收益环境。中长期还应研究可靠容量补偿或容量市场等机制，更充分反映虚拟电厂提供的长期灵活性、可靠性价值。

面向“十五五”，政府部门、电网企业、电力交易机构、虚拟电厂运营商、技术服务商、设备厂商和终端用户需共同把握能力建设窗口，推动虚拟电厂从“聚合资源”迈向“形成能力”，从“等待调用”迈向“主动交易”，从“单点示范”迈向“规模运营”。本报告希望通过对资源、平台和市场能力建设路径的系统分析，为政策制定、行业规划和企业实践提供可操作的参考，推动虚拟电厂成为新型电力系统中不可或缺的灵活调节力量，为保障电力安全、降低系统成本、促进新能源消纳和实现碳达峰碳中和目标贡献需求侧价值。

1、 虚拟电厂建设方兴未艾，“十五五”将是能力提升关键期

1.1 虚拟电厂已被国家层面确立为重要的电力系统灵活性资源

构建新型电力系统亟需从源网荷储等多方面挖掘灵活性资源，其中加强电力负荷管理、挖掘需求侧灵活性已成为迫切任务。自 2011 年第一版《电力需求侧管理办法》《有序用电管理办法》实施以来，我国着力推动市场化需求响应、促进节能降耗、扩大绿电消费、保障电力安全等需求侧管理实践。“十四五”期间，受到新能源渗透率上升带来的系统灵活性需求激增、电力市场化改革的深入以及 2021 年秋季到 2022 年夏季的连续拉闸限电事件等因素驱动，需求侧灵活性发展进入加速阶段。2023 年，国家发展改革委等修订发布了《电力需求侧管理办法（2023 年版）》《电力负荷管理办法（2023 年版）》，均首次新增需求响应章节，强调按照市场化、常态化、聚合化、可靠化方向推进需求响应工作。此后，国家发展改革委、工业和信息化部、国务院国资委、国家能源局等部门先后印发《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》《关于开展重点工业行业电力可调节负荷资源开发工作的通知》等政策文件，均强调建立需求侧灵活调节资源库，充分激发需求侧参与电力系统运行、需求响应和电力市场交易。进入“十五五”，上述驱动因素仍将持续，还叠加了碳达峰目标约束，因此加快培育大规模非煤电灵活性资源已迫在眉睫。“十五五”系列规划政策明确了电力需求响应能力目标，即到 2030 年，全国需求响应能力达到最大用电负荷的 5% 以上，高于 2025 年 3% 以上的发展目标；《新型电力系统建设“十五五”规划》还首次提出了 2030 年全国需求侧削峰能力超过 1 亿千瓦的绝对值目标。

在上述背景下，虚拟电厂作为释放需求侧灵活性、促进用户侧协同互动的重要载体，迎来了建设热潮。2024 年 11 月，国家能源局发布《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》，虚拟电厂被列为资源聚合类新型经营主体之一，鼓励其为电力系统提供灵活调节能力。2025 年 3 月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（以下简称“357 号文”），首次系统提出全国层面的发展目标和能力建设要求。文件提出“到 2027 年，虚拟电厂建设运行管理机制成熟规范，参与电力市场的机制健全完善，全国虚拟电厂调节能力达到 2000 万千瓦以上”，约对应当年统调最高用电负荷的 1% 以上；“到 2030 年，虚拟电厂应用场景进一步拓展，各类商业模式创新发展，全国虚拟电厂调节能力达到 5000 万千瓦以上”，约对应当年统调最高用电负荷的 2% 以上。该 2030 年目标也写入了“十五五”系列规划。

虚拟电厂的核心价值体现在高效、经济地为电力系统提供灵活调节能力，降低全系统投资和运行成本。“357 号文”定义虚拟电厂是“基于电力系统架构，运用现代信息通信、系统集成控制等技术，聚合分布式电源、可调节负荷、储能等各类分散资源，作为新型经营主体协同参与电力系统优化和电力市场交易的电力运行组织模式”。如图表 1.1 所示，虚拟电厂是一条覆盖用户资源获取、软硬件开发和管理运营的价值链，其底层核心技术能力为接入丰富的分布式可调资源、高效管理和调度聚合资源、参与电价机制和电力市场交易获利。**在夯实技术底座的基础上，虚拟电厂能否持续为电网、聚合资源、全社会低碳转型创造价值，也将决定着虚拟电厂的收益空间。**对电网而言，虚拟电厂可有效保障安全可靠的电力供给，提供调峰、调频、备用、爬坡、需求响应等多种形式的系统运行支持，这既可以降低系统为上述服务付出的运营成本，远期看也可有效降低或延缓电网扩建、灵活性电源新建等投资成本。从聚合资源的角度，虚拟电厂可助力其公平、高效、透明参与电力市场交易与电力供需平衡，促进负荷类资源用电成本的降低。对全社会低碳转型而言，虚拟电厂作为一种低零碳灵活性资源，不仅可有效提高系统对可再生能源的消纳能力、减少弃电现象，还可部分替代传统上提供灵活性的化石能源机组。在价值实现的同时，国内虚拟电厂将以参与电力市场交易和电价机制、与所聚合资源分享收益为核心商业模式，同步向用户侧的负荷和电费管理以及分布式资产运营与增值服务拓宽盈利渠道。

图表 1.1 虚拟电厂的核心技术能力与商业模式



来源：落基山研究所

1.2 虚拟电厂正从试点示范阶段迈向规模化能力建设阶段

虚拟电厂项目建设蓬勃发展。据国家能源局数据,截至 2025 年底,全国虚拟电厂项目累计 470 个,2025 年新增 200 余个,经测试的最大调节能力达 1685 万千瓦,同比增长 70%,已接近 2027 年全国调节能力目标ⁱ。各地在运的虚拟电厂管理平台多为政府联合电网公司主导建设并运行,市场化虚拟电厂运营商(资源聚合商)经核准接入相应平台后参与电力系统运行和电力市场交易。图表 1.2 汇总了国内虚拟电厂发展相对活跃的 9 个省份目前已公示的 405 家虚拟电厂运营商ⁱ。与 2025 年上半年发布的《2025 电力市场化改革与电价体系洞察:面向市场参与者的十大趋势》报告汇总的 108 家虚拟电厂运营商相比,如今上海、深圳等多个地区的运营商数量明显提高、产业背景也更加丰富ⁱⁱ。

各地区虚拟电厂运营商产业背景呈现多元化特征,民营及其他社会资本参与较为活跃。从产业背景看,虚拟电厂运营商主要来源于发电业务(含发售一体)、综合能源服务、售电业务、软件平台开发和充换电站运营等领域。从企业性质看,405 家运营商中,国资与民营企业数量总体接近,表明现阶段虚拟电厂市场既具有电网、发

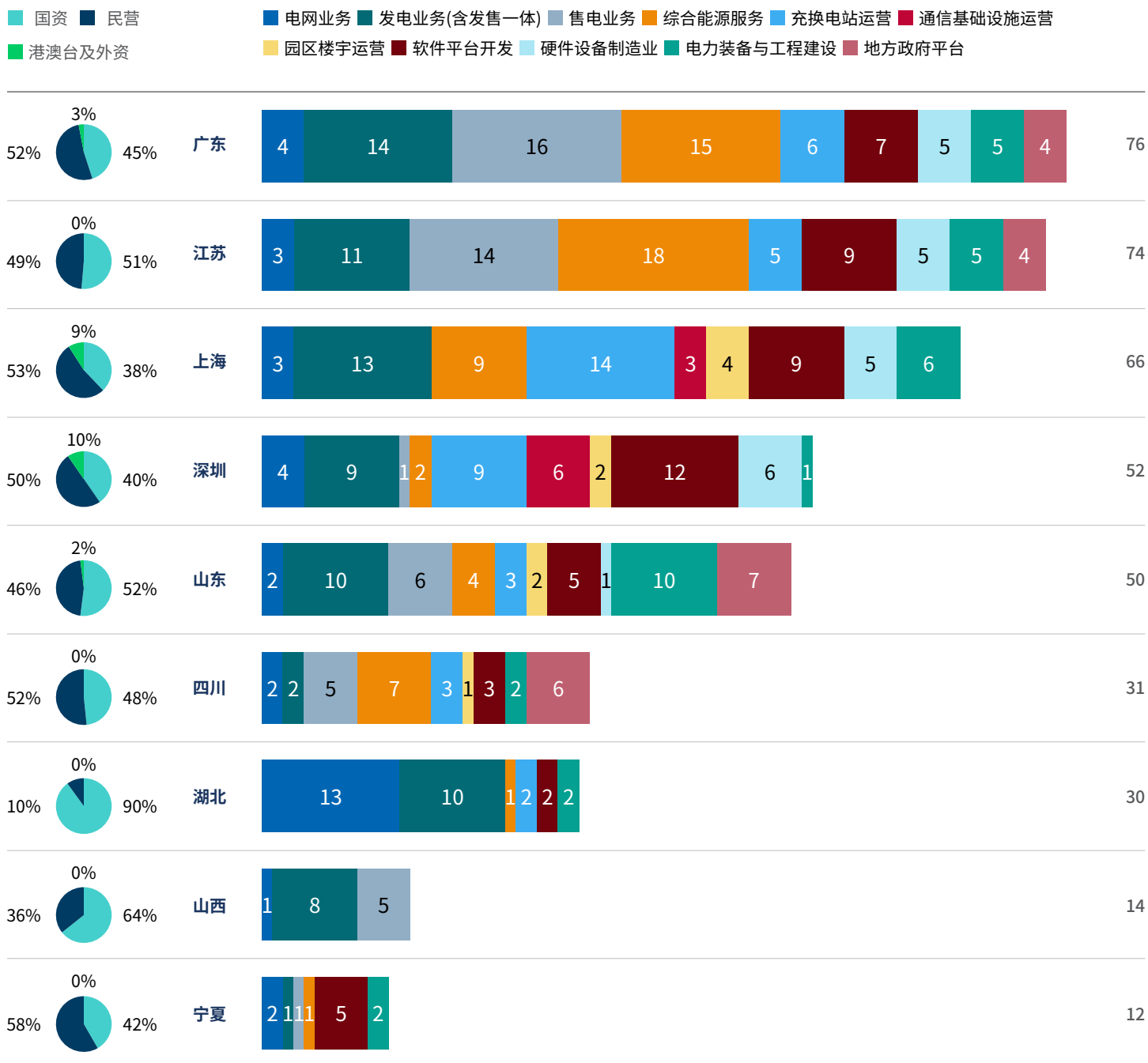
i 本次统计收集了各省交易中心已公示注册的运营商名单,但可能存在部分运营商仅注册但未开展实际运营、部分运营商已退运的情况。

ii 山西统计数量有所减少,是因为 2025 年统计的部分虚拟电厂建设试点项目至今并未正式注册成为虚拟电厂运营商,故不列入统计。

电集团及地方国资平台推动的基础设施与政府指导属性，也吸引了大量民营企业围绕售电服务、数字化平台、充换电设施、储能和综合能源服务等环节参与。**分地域看**，各地运营商产业背景分布与当地可调节资源特性、电力市场建设进程和虚拟电厂发展模式相关。广东、深圳、上海、山东、江苏、四川运营商背景都较为多元，这不仅体现了当地产业结构和分布式资源部署较为丰富，也反映出当地社会资本对虚拟电厂的建设热情。山西运营商集中于发电和售电领域，与当地现货市场建设较早、虚拟电厂主要依靠市场交易获利密切相关。湖北运营商中电网企业背景占比较高，主要为国网正源电力集团（主要负责运维和工程建设）和国网湖北综合能源下属公司，主导牵头了多个市/区的虚拟电厂建设。**交叉对比产业背景和企业性质**可以发现，国资背景企业高度集中于电网业务（多为下属的综合能源服务、电动汽车服务及工程建设等主体）、发电业务（多为下属售电主体）和地方政府平台。民营企业则主要集中在售电业务、软件平台开发、综合能源服务、充换电站运营等其他领域。港澳台及外资企业多分布于充换电站运营、硬件设备制造业、软件平台开发、综合能源服务等市场化程度较高的业务领域。

综合来看，目前虚拟电厂运营商多以可调资源接入、聚合管理优化为核心能力优势，电力交易能力正在逐步培育中。售电、发电、充换电站运营、园区楼宇运营、硬件设备制造业（主要为电池储能、空调家电等制造）、通信基础设施运营（运营 5G 基站储能、数据中心等）、电力装备与工程建设（主要为发电和电网设备制造、EPC 服务等）和综合能源服务背景企业，通常直接掌握或服务于大量分布式资源，因此具有较强的资源开发和用户触达能力。电网业务背景的运营商优势在于熟悉电网运行要求、掌握配用电侧资源，并具备较强的项目实施与系统协同能力。发电企业则在电力系统运行、电量预测、市场交易和能源项目投资方面具有经验。软件平台开发企业的优势主要体现在数字化、智能化管理大规模分散资源的能力，包括设备接入与数据采集、资源状态识别、负荷及出力预测、调度策略优化、市场信息处理和运行效果评估等。地方政府平台则主要依托地方能源基础设施、产业园区和公共资源，推动区域级虚拟电厂平台和示范项目建设。而电力交易能力尚未构成虚拟电厂运营商入局的首要条件，这是由于目前虚拟电厂发展仍处于技术培育和能力建设阶段，以独立主体常态化参与电力市场交易的省份仍较少。随着虚拟电厂进入商业化运营阶段，电力交易能力将逐步成为核心竞争力（详见第四章）。

图表 1.2 国内 405 家虚拟电厂运营商产业背景及企业性质全景图



核心能力优势

可调资源接入	聚合优化管理	电力交易				
✓	✓		电网业务	32		32
✓		✓	发电业务(含发售一体)	60	15	1
✓		✓	售电业务	17	42	
✓	✓		综合能源服务	26	33	4
✓	✓		充换电站运营	8	23	5
✓			通信基础设施运营	7	2	
✓			园区楼宇运营	4	2	
	✓		软件平台开发	3	40	3
✓			硬件设备制造业	5	14	4
✓			电力装备与工程建设	4	18	
✓			地方政府平台	33		

来源：落基山研究所

注 1：统计分析采用的 405 个公司样本为各地交易中心 / 虚拟电厂管理平台公示的注册公司名单，产业背景分类主要基于其自身（独立运营主体）或所属母公司的主营业务，可能存在某几个虚拟电厂运营商属于同一个母公司的情况。例如：电网业务背景的运营商多为国家电网和南方电网（在各省）下属的综合能源、电动汽车、工程建设等板块子公司；发电业务背景的运营商部分为各大发电集团（在各省）下属的售电、综合能源等板块子公司。

注 2：根据最新报道，深圳虚拟电厂运营商已达 61 家，但详细名单尚未公示。

“十五五”是碳达峰实现的关键阶段，也是虚拟电厂等需求侧灵活性资源能力建设和市场机制培育的关键窗口期。当前我国电力系统整体仍处于供给相对宽松阶段，供给侧灵活性资源尤其是煤电机组仍较为充裕，电力系统对虚拟电厂等需求侧灵活性资源的调节需求不足。虽已有虚拟电厂专项政策出台，但目前需求侧资源潜力开发仍不充分、虚拟电厂技术标准仍不健全、相关市场设计仍不完善。上述挑战综合导致了虚拟电厂在电力系统实际运行中的调节能力贡献较小、商业模式未完全跑通。展望未来，在 2030 年碳达峰目标约束下，未来两至三年将是我国煤电新增装机的最后集中投产期。随着电力负荷不断攀升、新能源装机规模持续增长，中国电科院、南网调度等多机构均预测“十五五”期间电力系统调节能力缺口将不断扩大²。如果等到调节能力缺口集中显现后再推进需求侧资源开发，不仅会延长资源识别、平台接入和能力验证周期，也可能再次形成对供给侧增量投资的路径依赖。因此，应利用目前供需相对宽松的时间窗口提前开展相关研究和能力布局，推动需求侧资源从“应急响应资源”逐步转变为“常态化市场主体”，充分验证虚拟电厂等新型经营主体在新型电力系统运行中的价值。虚拟电厂相关经营主体宜积极抓住“十五五”的机遇窗口，拓展和挖掘需求侧可调资源库（详见第二章）、建设安全高效的资源聚合管理平台（详见第三章）并充分参与各类电力市场交易（详见第四章），共同营造可持续发展的虚拟电厂商业生态。

2、 开发挖掘需求侧灵活性资源是虚拟电厂建设运营的前提基础

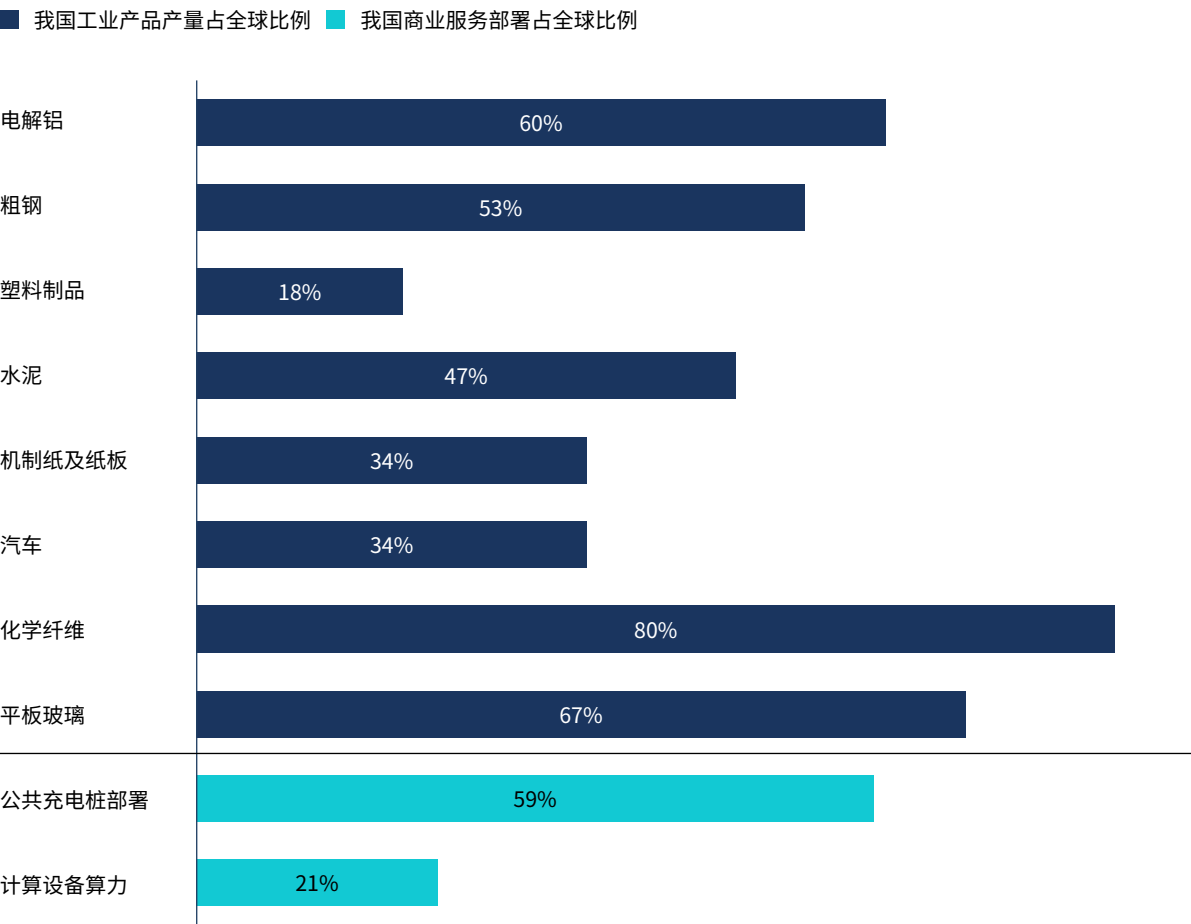
2.1 工商业的大用电基数与高用电增速为需求侧灵活性开发创造了条件

我国用电侧呈现总量规模大、增速快、工商业负荷占比高的显著特点。2025 年，我国全社会用电量累计 103682 亿千瓦时，约占全球用电量的 32.7%，为全球第一大用电国家。与此同时，我国用电量在“十四五”期间年均增速高达 6.7%，显著高于全球 3.5% 的增速。分行业看，工商业负荷（第二产业和第三产业之和）为我国用电的基本盘，占全社会用电量的 80% 以上。此外，伴随着电力市场化改革的推进，我国全部工商业用户已进入电力市场，执行市场化电价机制，其购电成本已不同程度地与电力市场的价格波动挂钩。

我国开发工业需求侧灵活性既具备独一无二的基础优势，又面临着双碳目标下的现实需要。我国拥有全球规模最大、门类最齐全、体系最完整的工业体系，多种工业产品产量全球领先（图表 2.1），第二产业用电量占全社会用电量比例高达 64%。除总量基数大外，我国工业负荷类型丰富，具备可调节潜力巨大、可操作性强、单体沟通成本低等特点，是电力需求侧灵活性的重要来源，可适配紧急削峰、新能源消纳填谷等多种电网调节场景³。更重要的是，工业企业开发负荷需求侧灵活性也有助于其自身及时响应电力市场价格信号、优化用电成本。近年来，绿电直连、零碳园区、绿色微电网等新能源就近消纳新模式不断推出，而用户侧负荷曲线和新能源出力曲线的适配性即为此类项目可行性的关键要素之一。更高的负荷灵活调节能力则能显著提高上述就近消纳项目的经济性，在降低综合用电成本的同时实现高比例的新能源消纳，从而满足国内和国际绿电和碳排放履约要求，充分释放工业产品绿色竞争力。

除工业负荷外，我国第三产业用电量增长势头强劲，传统与新兴商业场景均为需求侧灵活性开发提供了可观的资源池。第三产业用电量在“十四五”期间年均增速高达 10.5%，占全社会用电量比例已从 2020 年的 16.1% 提高到 2025 年的 19.2%。其中，商业楼宇作为重要的城市场景之一，一般情况下，其全年用电量中有超过 1/3 来自空调设备⁴。尤其在夏季高温期，一些省份和特大城市（例如上海、浙江、广东等地）的最大负荷中超过 30% 来自于空调负荷（含工业、商业、居民空调等）⁵。除制冷需求外，楼宇热水及冬季供热需求一般也通过空调或燃气锅炉的方式满足，近年来以水源 / 地源 / 空气源热泵设备为核心实现供热、蒸汽、制冷区域联供的方式在多地推广应用，有效推动了供热的电气化和清洁化⁶。此外，伴随着交通电气化进程，我国充换电站基础设施大规模铺开，截至 2024 年底，公共充电桩保有量达到 293 万根，占全球总量的 59%⁷。而公共充电桩保有量这一数据在 2025 年底又快速增长到 471.7 万根，此外私人充电桩保有量也高达 1537.5 万根⁸。最后，随着全球产业数字化、智能化转型升级趋势进一步加深，尤其是在人工智能技术领域进步的带动下，算力需求正在快速攀升，而承载算力的数据中心行业的用电量也随之激增，“算电协同一体化发展”已成为“十五五”的重点建设任务⁹。

图表 2.1 我国部分工业产品产量及商业服务部署在全球占比

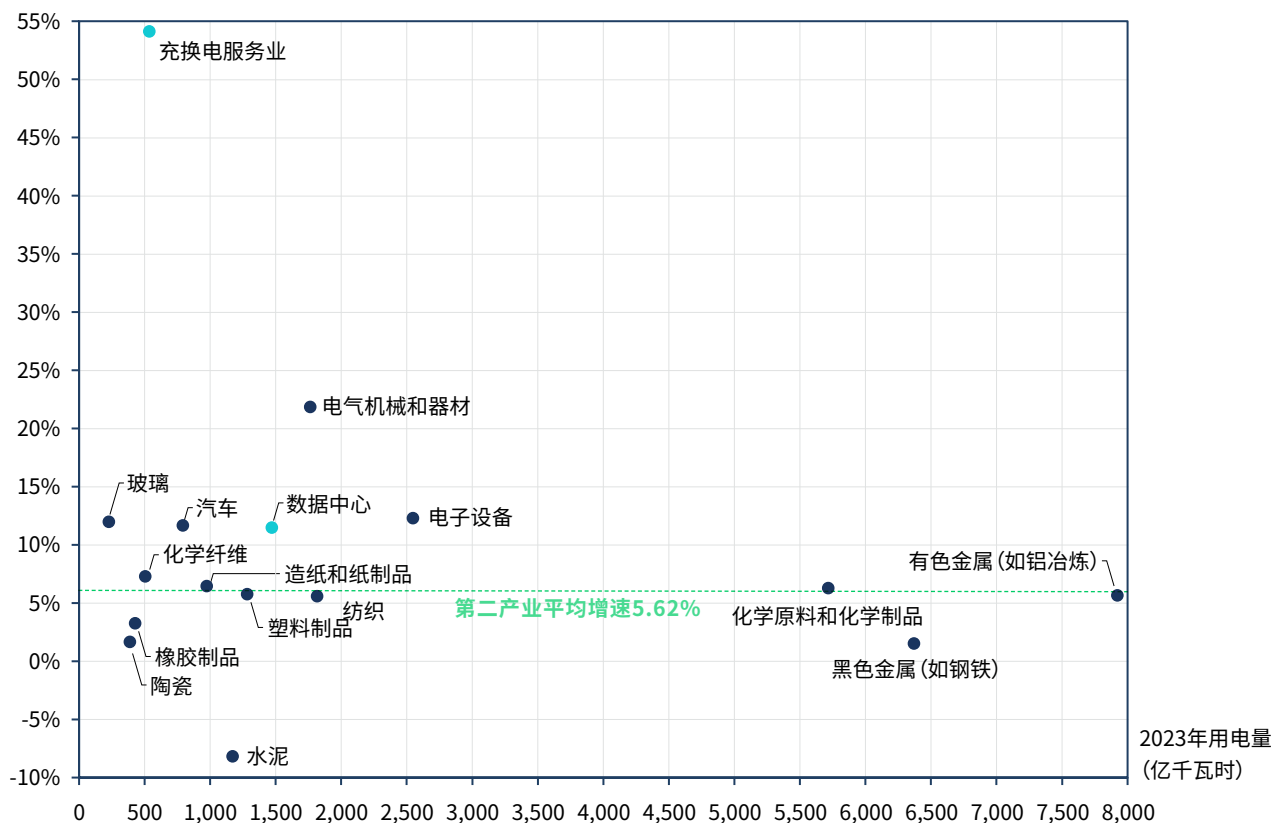


来源：落基山研究所整理
注：原始数据多为各行业全国和全球行业协会最新披露数据，占比计算保持数据统计年份口径一致（均为 2024 或 2025 年）。

为评估各行业电力需求侧灵活性潜力，用电量分析是第一步，这其中既要考虑现有用电量规模，也要考虑未来由于产量（部署）增加和电气化改造带来的增量规模。如图表 2.2 所示，传统高载能行业中，有色金属（如铝冶炼）、化学原料和化学制品、纺织、造纸和纸制品用电规模基数大且仍保持 5% 以上年均增速，而黑色金属（如钢铁）、水泥、陶瓷受制于需求端萎缩，用电量增速较低甚至出现负增长。但不可忽视的是，在各行各业向碳中和转型的背景下，电气化将成为高载能行业的重要减碳手段，例如钢铁行业从长流程高炉炼钢向短流程电炉钢转变、玻璃行业用电熔炉替代燃煤熔窑等。这不仅会为用电负荷增长带来额外动能，而且电气化路线下的电弧炉、电熔炉、电窑炉、电锅炉等设备与原有燃煤、燃气、燃油设备相比更能精准调节用电曲线且对潜在安全生产风险更加可控。相对应的是，在产业结构转型背景下，电气机械和器材（含发电设备、输配电设备、电池等）、电子设备（计算机、通信设备、电子器件等）、汽车（含新能源汽车）、充换电站、数据中心等代表新质生产力的行业成为了用电增长的新生动能，实现了年均 10% 以上的用电增速，成为了需求侧灵活性开发不可忽视的来源。

图表 2.2 部分工商业行业用电量规模和“十四五”年均增速

“十四五”用电量年均增速



来源：中国电力企业联合会，落基山研究所

注：受统计数据披露限制，“十四五”用电平均增速多采用 2020-2023 或 2020-2024 年年均增速代替。

2.2 丰富多元的工商业负荷构成了虚拟电厂聚合的核心资源池

工业负荷中蕴含着丰富的可调节负荷资源，从调节机理上可分类为热惯性类、生产排程类、广义储能类以及非主要生产负荷等，不同资源在调节能力、响应速度、持续时间、调节精度和生产约束等方面存在显著差异。热惯性类负荷分布广泛，例如有色金属冶炼中的电解槽负荷、钢铁生产中的电弧炉和精炼炉负荷等。虽然电解类与电弧类生产性负荷一般具有生产连续、曲线稳定等特点，但实质上可看作热蓄能负荷，可利用其较大的热惯性实现短时负荷削减或增加，使其在一定时间内仍能维持工艺所需的生产温度和热平衡状态，避免生产风险。此外，空调、热泵等制冷制热设备负荷也是典型的热惯性类负荷，同样也可利用建筑本体、冷热媒系统以及区域供热供冷管网的热惯性实现调节。生产排程类负荷常见于离散型生产工艺，即可通过改变工序和生产排班计划实现负荷转移，而不影响产量和订单交付。例如水泥行业“生料制备、熟料烧成、水泥粉磨”的三阶段离散工艺，前两阶段由于工序关联度高、存在高温环节往往连续性生产，而水泥粉磨阶段可按客户订单需求、用电错峰需求灵活生产。广义储能类资源既包括用户侧电储能、蓄冷蓄热设施等可直接调节的分布式设备，也包括利用中间产品库存、仓储能力等形成生产缓冲，通过调整生产节奏实现负荷调节的柔性资源。此外，部分破碎、粉磨、输送、空压、水循环等辅助生产负荷和办公照明、办公空调等非生产性负荷还具备直接削减或中断负荷的能力。

商业场景中，制冷制热系统（空调、热泵、热网等）、充电桩、换电电池等资源均是可调节负荷的重要来源。楼宇空调、充换电站凭借调节潜力大、分布规模广、响应速度快、调节成本低等优势，均已是大规模应用的虚拟电厂聚合资源。例如，在深圳虚拟电厂精准响应市场中，充换电设施与智能楼宇的有效响应量分别占全市场的 71% 和 20%（2025

年数据)¹⁰。数据中心传统上要求高电源稳定性、负荷较为平稳，但理论上延迟容忍型（离线）算力负载可根据任务优先级实现时间上的灵活调度、延迟敏感型（在线）算力负载可在异地服务器有冗余备份的前提下实现空间上的灵活调度，而且数据中心配套的制冷系统亦可提供可观的灵活性¹¹。民用热泵和工业热泵目前在国内渗透率均仍较低，但从国际经验来看，热泵是实现供热清洁化、高效化和低碳化的重要转型技术之一，而且其灵活可控的特点结合建筑、热网等本身的热惯性，为实现电热冷等多能耦合系统的协同运行创造了条件¹²。

通过负荷资源排查和行业专家访谈，图表 2.3 总结了 18 个行业的负荷灵活调节理论（技术）潜力，以及对应的主要调控设备及应用场景。该理论潜力为在安全生产约束以及较小产量损失的条件下的可削减负荷占最大负荷的比例，同一行业内不同工艺和设备类型有所差别。无论是铝冶炼、钢铁、化工、纺织等连续生产型行业，还是电子设备、电气机械、水泥、汽车等离散型行业，还是商业楼宇、充换电站等商业场景，在一定响应时间、持续时间等约束下都具备可观的负荷灵活调节潜力。这形成了虚拟电厂可聚合的巨大负荷资源池，可进一步结合工艺设备调控能力和生产排班计划制定负荷调节策略。

图表 2.3 部分工商业行业负荷理论调节潜力与设备来源

工商业场景	全社会用电量占比	负荷灵活调节理论潜力	主要调控设备及应用场景
有色金属 (如铝冶炼)	8.6%	3%~20%	利用铝还原槽热惯性，短时间压降电解槽功率，或者短时间对不同电解槽生产线进行起停（一般不超过2h）
黑色金属 (如钢铁)	6.9%	18%~35%	设备可调：短时间（半小时内）改变精炼炉和电弧炉（短流程）功率； 工艺可调：通过排班计划实现轧钢生产线负荷转移
化学原料和 化学制品	6.2%	10%~40%	需要根据不同产品的生产工艺决定，常见负荷可调节设备有电加热、 搅拌机、球磨机、破碎机、物料运输等
电子设备	2.8%	7%~15%	离散型生产为主，可考虑通过生产排班来实现负荷调节
纺织	2.0%	30%~50%	纺纱、织造等环节企业必要时可以产线/车间为单位停机实现负荷转移； 印染工艺可通过染色机、定型机停机方式实现调控
电气机械和 器材	1.9%	27%~45%	需要根据不同产品的生产工艺决定，一般组装和测试环节可调潜力大； 离散型生产可考虑通过生产排班来实现负荷调节
塑料制品	1.4%	17%~27%	核心环节如注塑、挤出等属于能耗密集型（电热为主）工艺，可以通过 优化生产排班、调整设备启停实现可调节潜力
水泥	1.3%	25%~53%	可利用生料库、熟料库、水泥库空间，优先停止或调整石灰石破碎及存 储产线、原料研磨及生料均化产线、熟料研磨产线的预破碎和包装产线 的负荷
造纸和纸制品	1.1%	20%~30%	造纸工艺可短时间对制浆工序的设备以及非生产设备进行调节； 纸制品制造工艺可通过排班计划实现生产线负荷转移
汽车	0.9%	5%~8%	整车制造环节冲压机、焊接机可单独启停调控；零部件制造环节可通过 排班计划实现生产线负荷转移
化学纤维	0.5%	5%~8%	可利用聚合反应釜、熔融纺丝及热定型等连续化生产线的工艺热惯性， 优先调整热媒炉/导热油系统的加热功率，或通过切换电加热与蒸汽/燃 气等混合热源来转移电力负荷
橡胶制品	0.5%	1%~15%	优先调节原料准备、检测、包装、后处理等工序设备，一般不直接调节 密炼工序，可以用其余热回收系统调节
陶瓷	0.4%	20%~38%	可利用原料车间的碎料仓、沉浆池、粉料仓等设备，储存各环节产物并 进行短时负荷中断/调节；空压机、皮带输送机等也可调节

图表 2.3（续）

工商业场景	全社会用电量占比	负荷灵活调节理论潜力	主要调控设备及应用场景
玻璃	0.2%	1%–35%	深加工玻璃产线可通过调整生产计划实现负荷转移；空压机、风机、皮带输送机等也可调节
商业楼宇（空调）	N/A	20%–50%	利用建筑保温热惯性，在不损失舒适度前提下，分体式空调可通过设定温度进行调节或者短时间关机，VRV可以变频调节功率
充换电站（公用）	0.58%	0%–100%	整体充换电站均可改变充电计划进行负荷调节，通过运营激励用户参与并与用户共享收益
数据中心（信息传输、软件和信息技术服务业）	1.6%	5%–10%	单个数据中心：调节制冷空调和水冷水泵，以及可做时间调度的离线负载或可调度的数据流应用 数据中心集群：多个数据中心之间可以做算力时空调度
区域供热（热泵）	N/A	0%–20%	利用热网管道和建筑保温热惯性，在不损失舒适度前提下，通过改变热泵功率或者开关控制进行调节

来源：中国电力企业联合会，国家电网，南方电网，内蒙古电力公司，中国电力科学研究院，落基山研究所

注：受统计数据披露限制，全社会用电量占比多采用 2023-2025 其中一年数据

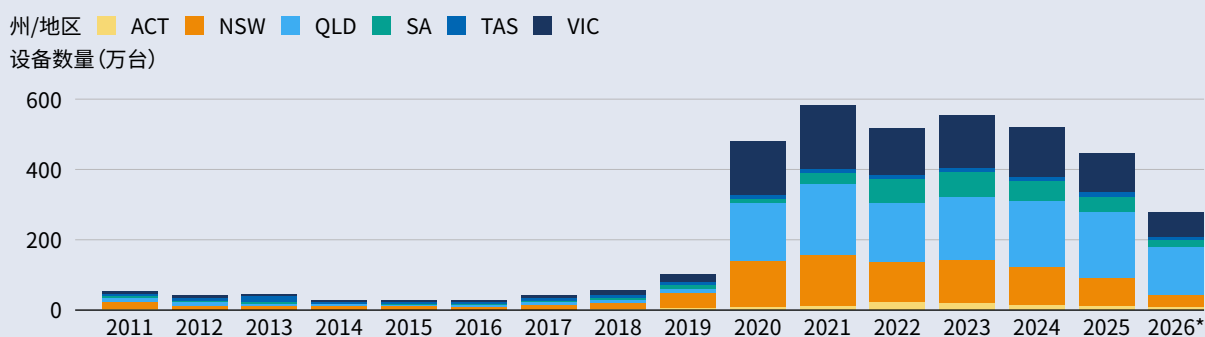
除了自身负荷调节外，工商业企业内部的用户侧储能、自备电源（如柴油发电机等）等资源也可根据电力系统运行需要，调整出力功率、参与电网互动。截至 2025 年底，我国用户侧储能装机规模已达到 11.6GW¹³。伴随着分时电价形成机制从政府规定向市场化转型，用户侧储能的运营逻辑正从单一的峰谷价差套利逐步转向结合用户负荷和电力市场价格信号的多元化收益模式，将有望成为虚拟电厂的重要聚合资源¹⁴。除储能外，对电力可靠性要求高的工商业用户常配备柴油发电机作为应急备用电源，但传统上柴油发电机孤岛离网运行，仅在市电故障时启用或定期开机测试。近年来，伴随着数据中心建设热潮，柴发部署量也在迅速增加，上海、山东等地鼓励数据中心柴发资源接入虚拟电厂，上海多个数据中心已通过技术改造实现在保证服务稳定前提下市电与柴油发电机供电的灵活切换，以达到高峰期降低区域用电负荷的作用¹⁵。

案例 澳大利亚能源市场运营商（AEMO）建立分布式资源共享登记系统

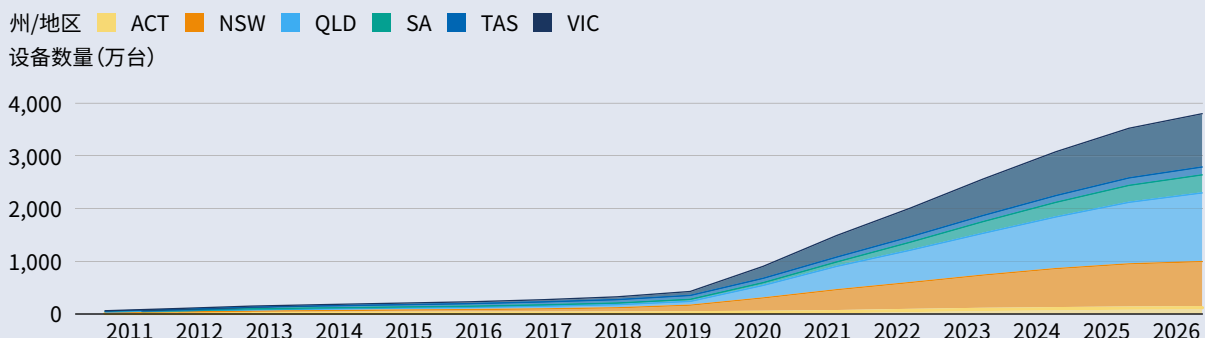
澳大利亚分布式资源登记系统（DER Register）于 2020 年 3 月 1 日正式上线，要求所有安装在澳洲国家电力市场 NEM 内的 DER 设备（包括表后储能、分布式光伏、V2G 电动汽车、充电桩、可控负荷等）都要录入该系统，以支持电力系统规划和运行中对 DER 资源的可见性。从机制设计上，DER Register 不是简单的项目名单，而是一个标准化、分层的数据模型。AEMO 2019 年发布的《DER Register Information Guidelines》要求网络服务商按统一格式提供 DER generation information，并说明登记系统覆盖并网点 DER Installation、交流侧 AC Connection 和分布式设备 DER Device 三级数据信息¹⁶。截至 2026 年 5 月，系统中累计注册并网点超 335 万个、交流侧超 435 万个、分布式设备超 3748 万个（图表 2.4）。

图表 2.4 澳大利亚 DER Register 各地区分布式设备注册数量演变

新增设备数量



累计设备数量



注：2026 年仅包含 1-5 月数据。

来源：AEMO DER data dashboard，落基山研究所

在数据存储和访问方面，DER Register 采取“明细受控、聚合公开”的分层机制。指南规定，DER 登记信息将存储在由 AEMO 管理的数据库中，数据在静态存储时进行加密，并辅以适当的身份验证和授权机制来保护访问安全。电网运营机构可通过 API 和网页界面访问其运营范围内有权获取的 DER 登记信息；紧急服务提供方也可向 AEMO 申请获得相关信息。同时，国家电力规则 3.7E 条款要求 AEMO 定期（至少每季度）发布 DER Register 报告，报告包括可直接下载的聚合信息和可视化的交互界面，但不得泄露机密信息或违反隐私法规。

这一共享登记系统对虚拟电厂发展的意义在于，它把分散、异构、表后化的资源转化为可识别、可定位、可分类、可校验的资源台账，为后续资源聚合、能力评估和市场参与奠定基础。对于电网运营者而言，统一资源库有助于掌握光伏、储能、可控设备等空间分布及技术特征，提升负荷预测、配网规划、运行安全和应急管理的能力；对于虚拟电厂运营者而言，标准化设备信息和位置数据有助于降低资源摸排成本、识别潜在聚合单元、评估可调节能力和制定接入策略。

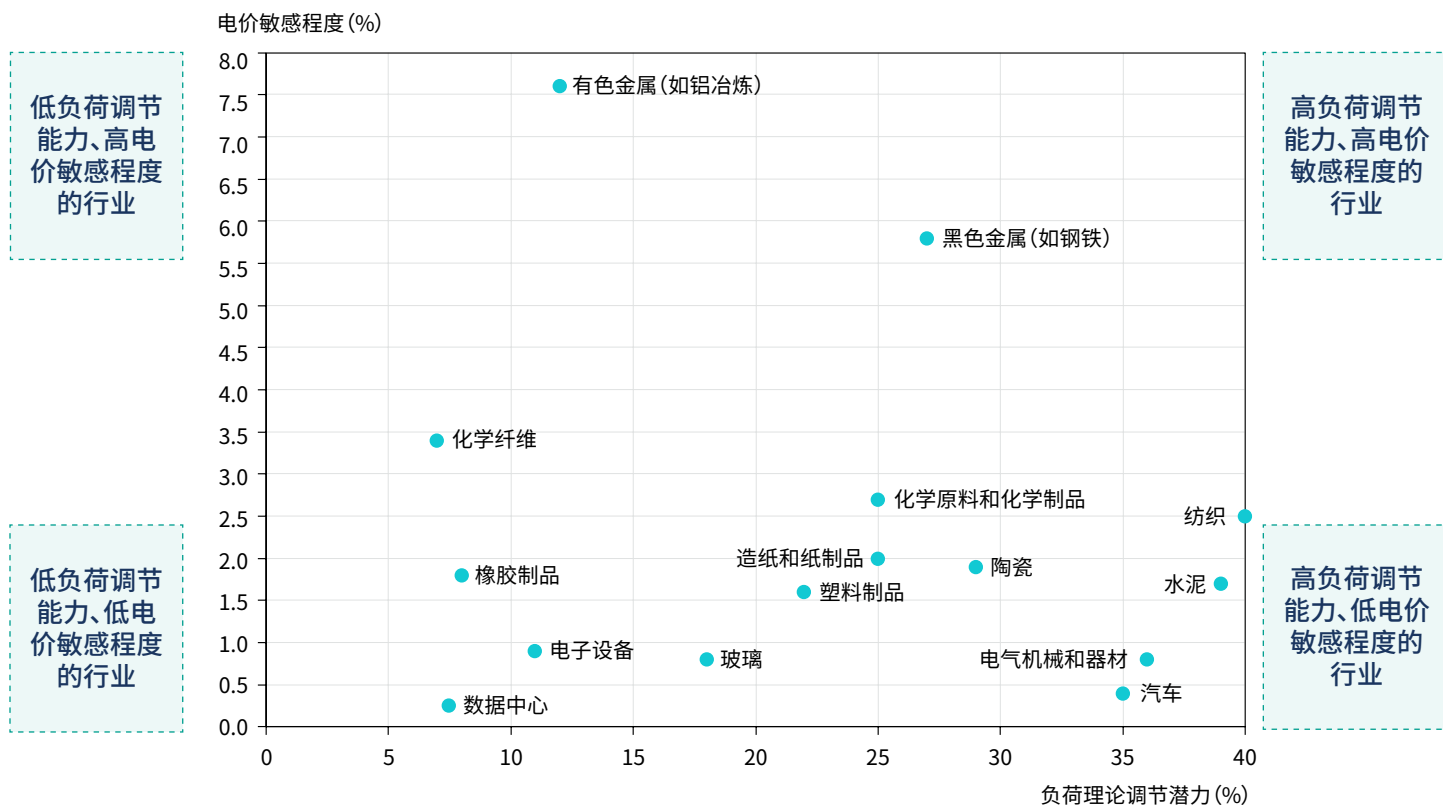
2.3 用电成本敏感程度决定了工商业负荷的实际调节意愿

上节从技术维度表明了工商业行业具有巨大的负荷调节能力，但并非所有技术上可调节的负荷都会主动参与电力系统调节，经济性是决定资源能否真正释放的重要因素。为实现需求侧灵活性资源常态化、大规模参与电力系统运行，还需通过合理的价格信号，激励负荷灵活调节理论潜力转化为系统实际调用能力。图表 2.5 采用电价敏感程度作为反映经济调节能力的重要指标，该指标表示，在假设该行业单位 GDP 电耗不变的情况下，度电电费每减少 0.1 元可提高的行业平均利润率。综合考虑电价敏感程度和负荷调节能力，可将 15 个目标行业进行分类：

- 高负荷调节能力、高电价敏感程度的行业，包括黑色金属（如钢铁）、化学原料与化学制品、造纸和纸制品、纺织、陶瓷、水泥等：上述行业负荷灵活性潜力大，而且有望主动根据电力市场价格信号调节负荷、避峰填谷，以降低用电成本、提高利润率；而电力市场价格信号恰恰反映着电力系统的供需关系，从而实现了电网安全稳定运行、企业降本增效的双赢。
- 低负荷调节能力、高电价敏感程度的行业，包括有色金属（如铝冶炼）、化学纤维、橡胶制品等：上述行业往往涉及复杂且关联度高的工艺环节（如橡胶制品的密炼、硫化等核心工序一般需要连续生产以维持设备热稳定性），这一类工业虽然电价敏感度很高，但由于担心生产风险发生，负荷一般保持平稳。企业仍需要通过技术改造、设备更新等手段实现负荷调节和生产管理的协同，尽可能把产能影响和安全风险降低。
- 高负荷调节能力、低电价敏感程度的行业，包括电气机械和器材、汽车等：此类企业虽然负荷灵活性潜力大，但往往产品附加值较高、属于订单驱动的准时化生产模式。目前国内各省现货市场价格上限多数在 1.2-1.5 元 / 千瓦时、下限在 -0.2-0.0 元 / 千瓦时，尚不足以吸引上述产业主动与电网互动。额外的经济激励，例如省级需求响应补偿、城市 / 区虚拟电厂精准响应等机制，或可提高上述行业的参与积极性。
- 低负荷调节能力、低电价敏感程度的行业，包括电子设备、数据中心等：这类企业往往对电力可靠性要求较高，主动进行负荷调节的意愿最低，比较适合作为紧急备用灵活性资源。应鼓励企业提前进行负荷资源排查、建立负荷调节预案，在供电硬缺口或者新能源消纳严重不足的情况下调用；但其非生产性负荷（如办公照明、空调等）、表后储能等资源仍具备常态化参与电网互动的能力。

上述电价敏感程度仅为反映用户经济调节意愿的维度之一，实际操作中仍需根据用户负荷调节对应的生产损失、潜在风险、协调难度等进一步评估负荷调节的经济可行性，从而制定精细化的调节策略和应急预案。部分连续性生产行业及高附加值行业对供电可靠性要求较高，一旦负荷调节不当，可能面临较大的生产事故和成本损失。例如，若铝电解槽降压负荷时间过长，导致槽内温度低于保温温度、造成电解液凝槽，原料损失、产品损失、重启成本等直接经济损失可达数千万元，而且重启过程可长达 2-3 个月，带来额外的减产损失、人工损失、物料损失等间接经济损失，也很可能严重影响电解槽等设备的使用寿命甚至导致设备直接报废。例如，纺织印染工艺中，定型机若突然断电，除产品损失外，可能会导致机内温度或蒸汽压力失控，引发管道爆炸、造成人身伤害，因此应至少提前 4 小时通知印染企业改变生产计划、配合负荷调节。例如，数据中心运营商通常会以服务等级协议（SLA）形式对客户作出服务承诺，若由于负荷调节导致服务中断、未达到 SLA 标准，将会面临较重的违约责任和损失赔偿；若服务中断导致客户数据丢失、订单损失等，还可能会面临客户诉求和额外的索赔风险¹⁷。此外，开发和应用需求侧灵活性需要企业内部电气动力、生产运营、计划调度等多部门的协调，这也意味着企业需要承担额外的管理成本。现实中，电气部门作为成本中心，相比于生产等部门往往处于弱势地位，很难去推动各环节落实电力需求侧管理。领导层宜牵头建立起企业级电力需求侧管理领导小组及执行团队，制定电力需求侧管理流程规范、权责划分、考核激励等相关制度。除内部协调外，部分上下游联动紧密的企业，例如造纸产业园区内的纸浆制造、造纸、纸制品制造企业，其负荷调节策略的制定还需综合考虑上游原料计划、下游订单情况、产品生产周期等产业链联动因素，大范围、大规模的负荷调节还需建立跨企业的电力需求侧管理协调机制。

图表 2.5 部分工业行业负荷理论调节潜力与电价敏感程度对比



来源：中国电力企业联合会，国家统计局，落基山研究所

注 1：电价敏感程度 = 目标行业年用电量（千瓦时） / 目标行业年增加值（元） * 0.1（元 / 千瓦时） * 100%。

注 2：部分行业子行业及产品类别众多、工艺差别大，仅选择代表性的子行业或产品工艺的负荷调节能力作为代表，例如橡胶制品负荷理论调节潜力以轮胎制造为代表。商业楼宇（空调）、充换电站（公用）、区域供热（热泵）由于缺少对应的 GDP 统计口径，暂未纳入。

综上所述，需求侧灵活性资源能否持续释放，不仅取决于技术潜力，更取决于有无合理的经济激励和完善的组织管理机制。需求侧灵活性并非天然形成的系统能力，而是需要经过识别、评估、组织和激励等环节，才能转化为虚拟电厂可持续运营的资源基础。

3、建设标准化、智能化的服务平台是确保虚拟电厂规模化发展的核心支撑

虚拟电厂服务平台支撑虚拟电厂运营商聚合、监测、调度、交易海量分布式资源，是虚拟电厂实现“可观、可测、可调、可控”的核心中枢。平台的定位是协同多个参与方（电网、聚合商、用户、交易中心等），通过数字化技术实现分布式资源的“虚拟聚合”，形成可调度、可交易的整体能力，同时要支持动态扩展和持续演进，以适应新型电力系统与电力市场不断变化的需求。虚拟电厂能否实现规模化发展，很大程度上取决于是否具备安全、高效、开放的服务平台能力。

3.1 虚拟电厂的特性决定了需要基于平台实现与多方的协调与互动

建设平台的必要性源于虚拟电厂服务主体的多样性与服务功能的复杂性

虚拟电厂的“虚拟”特性决定了它必须依赖数字化平台才能实现资源的有效聚合、调度与运营。具体而言，建设平台的必要性体现在以下五个方面：

聚合与管理海量、异构的分布式资源

工商业电力负荷、分布式光伏、储能、充电桩、空调等资源具有“数量多、单体容量小、地理分散”的显著特点。面对如此大规模的异构分布式资源，人工直接调度管理方式根本无法胜任。必须以数字化平台的方式，将分散的资源从单个的千瓦、兆瓦级的电源 / 负荷聚合为大规模的数十至上百兆瓦的可统一调度的整体，才能发挥虚拟电厂的规模效应，有效参与电力系统的运行与电力交易。

降低用户参与电力平衡与电力交易的技术门槛

虚拟电厂的价值实现离不开终端用户的广泛参与。然而，直接参与电力系统调度与电力市场交易，对中小电力用户在技术及专业性等方面构成了较高的门槛。提供服务平台的核心作用之一，就是通过封装技术与专业的复杂性，让中小用户能够“一键接入”。比如用户无需理解什么是通信协议、什么是调频服务等，即可通过市场化形式参与电力系统的运行并获得收益。这种“平台赋能用户”的模式，是虚拟电厂走向规模化推广的关键。

应对用户“产消合一”的动态角色变换

与传统电厂单向供电不同，虚拟电厂中的分布式资源往往具有“产消合一”的属性，一座安装了光伏的建筑，白天可以是电源向电网送电，晚上则是负荷从电网取电；同样，一辆电动汽车，在电力需求低谷时段充电是负荷，而在高峰时段放电则变成电源。这种动态的角色变换要求服务平台能够实时识别每个资源的当前状态，并据此动态调整调度策略和结算规则。

实现与多方的双向互动

虚拟电厂参与电力调度与电力交易的过程中需要与多个外部系统进行信息的交互。向上，需要对接电网调度自动化系统和新型电力负荷管理系统，接收调度指令并上报执行结果；横向，需要对接电力交易中心，获取市场价格信号并提交报价方案；向下，需要连接终端用户的 APP 和智能设备，传递价格或激励信号并采集运行数据。虚拟电厂服务平台扮演了枢纽角色，有效降低了信息交互的成本。

实现分布式资源价值最大化

分布式资源如果各自为政，难以实现其市场价值，一个 10 千瓦的屋顶光伏难以参与电力市场的任何交易。但通过平台将这些分散资源聚合成一个兆瓦级以上的虚拟发电单元，就能够高效地参与多元化的市场交易，如现货市场、辅助服务市场甚至容量市场，获得远高于单一资源的经济回报。服务平台通过优化调度算法和交易策略，可将分散资源的聚合价值最大化，为虚拟电厂所服务的终端用户创造增量收益。

聚合海量资源、与电网实时互动、参与市场交易是虚拟电厂平台应具备的核心能力

一个能够确保虚拟电厂可持续发展的平台，需要与多个外部系统进行信息交互与业务协同（图表 3.1），应具备以下三个核心能力：

图表 3.1 虚拟电厂服务平台系统结构示意图



来源：落基山研究所

海量分布式资源的聚合、管理与调节能力

这一能力是虚拟电厂的基石，具体包括三个技术维度：

首先，是海量、异质数据的实时采集、存储、统一建模与访问。分布式资源来自不同厂商、不同型号、不同年代，数据格式各异、通信协议不同、采样频率不一。服务平台需要将这些“方言”各异的数据统一转换为平台可以理解的“普通话”，建立统一的数据模型，实现海量（如万级乃至更多）测点的接入、实时监测与秒级查询响应。

其次，是准确的新能源与负荷预测。分布式光伏的出力受天气影响波动剧烈，用户的用电行为具有高度不确定性。平台需要融合气象数据、历史数据、实时数据，利用先进的预测模型，如深度学习模型，实现超短期（2-4 小时）和短期（24 小时）的精准预测。

最后，是适配虚拟电厂的“能量管理”系统。针对分布式资源点多面广、通信延迟不均、控制粒度不一的特点，实现对分布式资源的管理、调节与优化。

快速、可靠地参与电力系统安全运行的能力

虚拟电厂作为新型市场主体，若要提供调频、调峰、备用等服务来支撑电网的安全稳定运行，必须满足电网调度对被调度对象提出的可靠性要求。

首先是具备安全、可靠、符合统一标准的通信通道。接入电网调度自动化系统的虚拟电厂，其通信通道必须满足电力调度数据网的安全隔离要求，如通信可用率、端到端延迟控制等指标要求。平台还需要支持双通道冗余、自动切换，确保在极端情况下不丢失调度指令。

其次是能够准确地接受、分解、下发与监测执行电网的调度指令，并实现可追溯、可校验。电网调度下发的是一个目标功率值，平台需要将其分解为对各分布式资源的控制指令，下发执行，并实时监测执行效果，形成闭环反馈。整个过程需要具备完整的可追溯性——任何一条指令的来龙去脉、执行结果、偏差原因都应有据可查，接受电网调度机构的校验和审计。

灵活、多元的电力市场交易与结算能力

虚拟电厂的价值最终要通过市场交易来变现，因此平台需要支撑多种市场场景：

一是电能量市场（中长期交易、现货）的竞价策略。平台需要根据发电成本、市场价格预测、自身调节能力等因素，自动生成最优的报价策略，在满足电网调度要求的前提下实现收益最大化。

二是辅助服务市场的竞价策略。调频、爬坡、备用等辅助服务具有不同的价值属性和价格形成机制。平台需要识别自身资源的比较优势——哪些资源适合快速响应的调频服务，哪些资源适合更长时间尺度的备用服务——并据此参与最有利的市场。

三是容量补偿机制及容量市场的参与。容量补偿机制及容量市场是对可靠容量的补贴或市场化的购买。平台需要准确评估自身资源的可靠容量（考虑设备可用率、天气影响、用户响应意愿等因素），参与容量市场竞标，获得稳定的容量收益。

四是虚拟电厂与所聚合主体的市场收益结算ⁱⁱⁱ。平台从电力市场获得的收益，需要按照虚拟电厂与所聚合资源的合

ⁱⁱⁱ 《虚拟电厂管理规范 GB/T 44241-2024》规定虚拟电厂与所聚合资源主体的市场收益结算，按照相关监管工作要求由虚拟电厂运营商负责，可委托电网企业根据虚拟电厂与所聚合资源的绑定关系及合同约定清分到户。

同约定及各资源的实际贡献度进行公平分配。这需要建立科学的贡献度评估模型（考虑调节量、响应速度、响应时长、响应精度等多维因素），实现自动清分和透明结算，这是维持用户黏性的关键。

最后，要充分发挥上述虚拟电厂在聚合、调度、交易海量分布式资源方面的能力，在平台的建设过程中有两个重点关注，即标准体系的构建及数字化与 AI 技术的应用。采用统一的标准体系将有效降低其投资与建设成本，提升运营与交易效率，而数字化与 AI 赋能将大幅减少对专业人力资源的依赖、提高聚合海量分布式资源参与电力系统调度及电力市场交易的能力。

3.2 统一的标准体系降低平台投资与建设成本，提升运营与交易效率

虚拟电厂的规模化发展高度依赖跨设备、跨系统、乃至跨区域的协同。缺乏统一标准，虚拟电厂将陷入“碎片化”困境——各省平台各自为政、设备厂商互不兼容、市场规则千差万别，最终导致投资成本高企、运营效率低下、规模效应无法释放。因此，构建标准体系的终极目的是为了以尽可能低的成本及最高效的方式促进虚拟电厂的快速、规模化发展。

标准体系的缺失将严重制约虚拟电厂的规模化效应

标准体系的缺失给虚拟电厂的利益攸关方带来极大的困扰

标准体系的缺失不仅造成宏观层面的效率损失，更给虚拟电厂生态中的各方参与者带来了实实在在的困扰（图表 3.2）。

对虚拟电厂投资和开发者而言，如果各地方、各电网标准不一，接口协议、网络安全标准、数据格式各有各的要求，市场规则也存在差别，这将使虚拟电厂解决方案被迫为每个省、每个电网公司与交易机构进行定制化部署。从而导致研发成本上升，项目实施周期延长，阻碍了虚拟电厂的大规模快速铺开。

对电网公司与电力交易机构而言，如果没有统一的能力评价、测试、计量、性能考核标准，电网公司将面临虚拟电厂接入成本高且管理复杂、电网运行不确定性增加以及自动化调度难度提升等问题，电网公司就很难把虚拟电厂当成一个可信赖的系统资源。而电力交易机构如果在虚拟电厂资源注册、计量、基线、结算和性能考核等方面缺乏统一依据，则难以保证虚拟电厂以独立市场主体地位公平地参与市场竞争。

对终端用户而言，缺乏统一的标准将导致用户面临因平台收益规则的不一致、不透明造成在选择运营商时的可比性差，当需要更换运营商时迁移成本高，以及不同平台的数据安全和隐私保护规则不一致带来的风险等，使得用户在参与虚拟电厂时需要花费大量时间理解不同平台的规则。这种碎片化的用户体验，将严重制约终端用户的参与意愿和粘性。

统一的标准体系将为虚拟电厂的规模化发展扫清障碍

一是破解“碎片化困局”。当前虚拟电厂发展存在设备接口不统一、数据格式不兼容、通信协议多样、调度规则不一致、市场准入标准缺失或不同等问题，导致不同主体、不同技术路线、不同区域的分布式资源难以有效聚合，系统集成成本高昂、互操作性差。这种“碎片化”不仅增加了虚拟电厂自身运营的复杂度和安全风险，也阻碍了其在电力系统调度和电力市场交易中的深度参与。

二是激活市场流动性。目前虚拟电厂参与电力市场的准入条件、报价规则、结算方式在各省存在差异，例如，山东、山西、广东等地的辅助服务市场规则在服务品种、报价单位与限价、出清机制、结算周期等方面存在显著差异（详见第四章图表 4.4）。一个虚拟电厂运营商如果希望同时参与多个省份的市场，需要为每个市场单独开发报价策略和结算系统，这些都是全国统一电力市场建设中需要逐步解决的共性问题。

三是保障系统安全性。虚拟电厂涉及海量终端设备接入，安全风险点多面广。《虚拟电厂年度行业发展研究报告（2025 年）》将“通信与安全”列为虚拟电厂六大关键技术之一¹⁸，明确指出需要“实现虚拟电厂运行信息的安全传递”。然而，现有安全标准对不同层级（设备级、网络级、平台级）的安全要求尚不够清晰，需要进一步细化和完善。

四是加速技术迭代。企业对技术路线的选择存在“路径依赖”风险——如果今天选择了某个特定的私有协议进行开发，明天国家标准出台后可能需要推倒重来。这种不确定性使得企业不敢大规模投入研发。明确的标准化路线图可以给市场的参与者提供稳定的预期，使产业研发效率得到明显提升。

图表 3.2 技术兼容性和运营标准的缺失阻碍了虚拟电厂的规模化效应



来源：落基山研究所

技术互联、市场交易、运营规范及用户侧管理是统一标准体系的核心要素

迄今为止，电力行业相关机构在虚拟电厂标准体系建设方面已经作出诸多努力，图表 3.3 给出了近年来已发布或即将实施的相关国家标准和行业标准。从现已发布的以及正在推进的虚拟电厂相关国家标准看，其中以调度方向较多，数字化和运行性能评估方向也有所涉及。但总体上，这些标准更多是站在电网侧如何管理虚拟电厂的角度展开，而不是站在产业发展和商业模式培育角度展开。在如何规范化设计、建设与运行虚拟电厂平台，如何有效聚合与管理分布式资源，如何安全、及时、准确地与用户进行信息交互等方面，目前相关标准的制定尚有许多工作要做。

图表 3.3 虚拟电厂领域已发布的国家标准举例

标准编号	标准名称	发布状态	核心内容
GB/T 44241-2024	虚拟电厂管理规范	已发布	虚拟电厂规划、设计、建设、检测、运行等方面的原则与管理要求
GB/T 47241-2026	虚拟电厂技术导则	已发布	虚拟电厂总体原则、框架、技术支持系统相关功能的要求
GB/T 44260-2024	虚拟电厂资源配置与评估技术规范	已发布	虚拟电厂聚合资源的配置要求与评估方法
DL/T 2473.9-2022	可调节负荷并网运行与控制技术规范 第9部分：调度信息通信	已发布	可调节负荷（含虚拟电厂）接入电网调度时，其内部以及与电力调控机构之间的信息通信架构与传输要求

来源：落基山研究所整理

我们认为，技术互联、市场交易、运营规范与用户侧管理是构成一个完整、准确、适应新型电力系统的虚拟电厂标准体系的核心要素。

技术互联标准解决设备接入、数据通信与网络安全等底层技术问题，特别是要满足虚拟电厂接入电网调度自动化系统或新型电力负荷管理系统的要求。其中设备接口规范规定分布式资源（光伏、储能、充电桩、空调等）与平台间的通信接口标准；**数据交互协议**统一功率、电压、状态信息等数据的采集格式和语义定义，确保不同系统之间能够准确理解彼此的数据含义；**通信安全标准**明确设备身份认证、数据加密传输要求，建立从终端到平台再到外部互联系统全链路安全防护体系，满足对关键信息基础设施的安全要求。

市场交易规范解决虚拟电厂参与电力市场的竞价、计量、结算、价值评估等问题，保障其获得公平、透明的经济回报。其中**竞价与计量规则**需要制定参与不同类型市场的统一的报价方式与规范，以及涉及调节容量、响应速度、服务持续时间等关键参数的标准化计量方法；**结算规则**需明确虚拟电厂参与现货、辅助服务、容量市场的结算方式；**价值评估模型**应建立调节服务经济价值的量化标准，如建立调频里程、调频精度等辅助服务指标的折算方法，让虚拟电厂的快速调节能力能够获得合理的市场回报。

运营规范标准明确虚拟电厂资源分级、性能考核与应急管理规范，确保其可管、可控、可调用。其中**资源聚合分级规范**按调节能力进行资源的分级管理，按能力参与各市场品种、提供相应的服务，如服务局部配电网的需求响应，参与省级辅助服务市场，以及未来参与跨省跨区资源优化配置；**入网测试认证**确保虚拟电厂具备并网运行的能力，测试内容包括：数据采集能力、调节性能、数据交互、网络安全等，而且测试认证需要周期性复评，确保能力持续保持；**应急管理流程**规范电网故障时虚拟电厂的响应行为，例如明确电网调度机构对虚拟电厂的直接调用权等。

用户侧管理标准聚焦终端用户的接入、激励与隐私保护，以降低参与门槛、提升用户粘性。其中**需求响应接口**统一用户终端的交互协议，该协议支持自动需求响应，无需人工干预即可完成响应；**收益分配机制**制定科学、透明、可审计的资源贡献度评估模型，综合考虑调节量、响应速度、可调度时长、响应精度等多维因素，确定各资源的贡献度并据此分配收益；**隐私保护规范**明确虚拟电厂所聚合的海量资源的相关敏感信息的保护措施，比如用户用电数据的脱敏处理规则，确保单个用户的用电数据无法被精确识别。

需要特别强调的是，在构建虚拟电厂标准体系的进程中，应重点关注以下三个方面的工作：

一是坚持循序渐进的标准演进路径。标准体系建设应坚持自下而上、分级递进的原则，采用“企业标准—团体标准—行业标准—国家标准”的迭代升级路径，避免在缺乏行业实践的情况下急于求成。具体建议路径为：由多个市场主体、行业组织和地方试点先行开展团体标准探索，不同团体标准在实践中分头验证；将较成熟的团体标准进行兼容、融合与互认，逐步升级为行业标准；最终对其中具有引领性、广泛共识性和产业约束力的标准，再升级为国家标准。这种模式有助于避免标准过早固化，确保标准真正源于产业实践、具备较强的适用性和生命力。

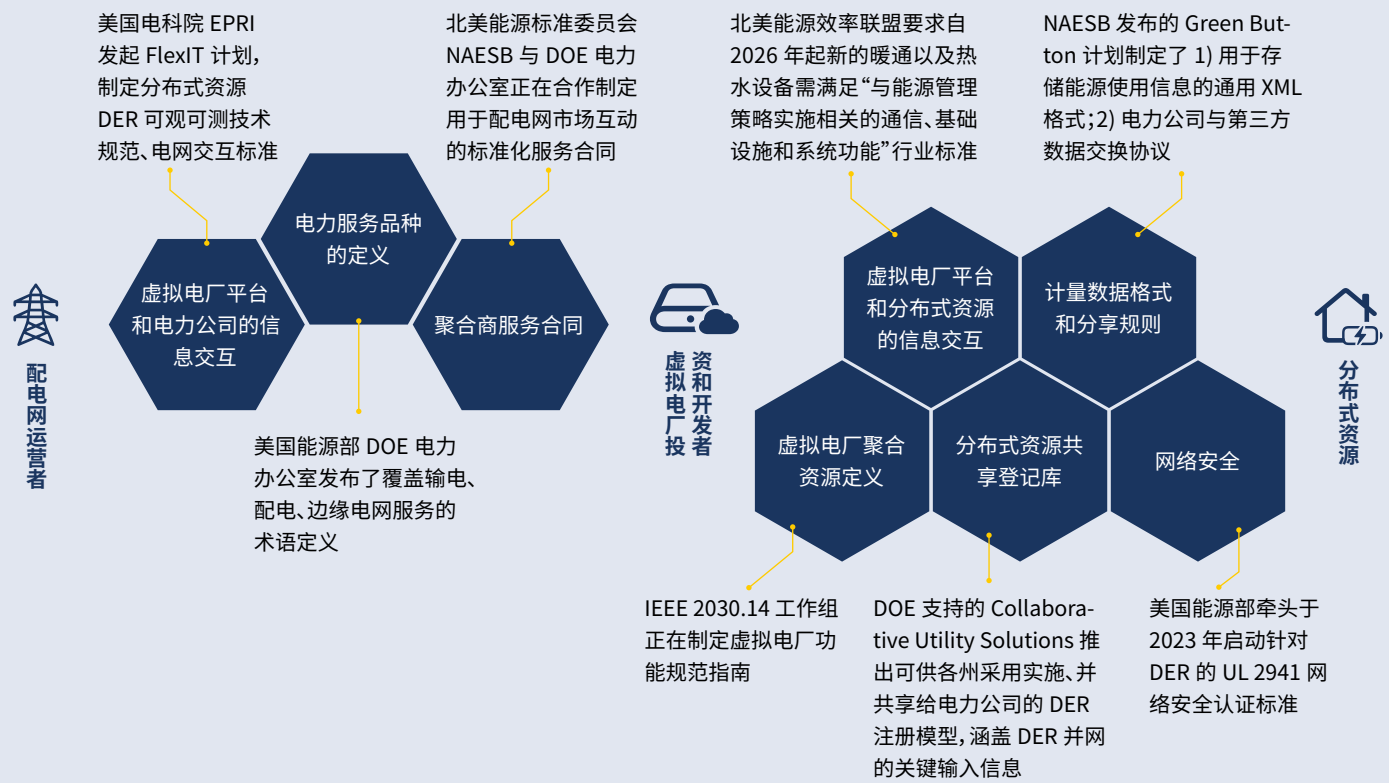
二是建立开放包容的标准制定机制。目前，电网企业在虚拟电厂相关标准制定的过程中发挥了积极的引领作用，下一步应推动包括民营资本、社会资本以及负荷聚合商、技术服务商、设备厂商等利益相关者的更广泛、深入地参与标准制定，建立更加开放、包容的标准制定机制，切实提升标准的公平性和代表性。

三是优先补齐关键领域标准。应优先制定测试标准、平台功能规范、通信标准以及用户隐私保护标准。具体包括：虚拟电厂自身及资源层面的功能要求（如系统调节能力、容量、速率、功率、启动时间、响应时长等）、非电量数据参数、数据采集抄送及下发成功率等指标；接入电网的测试标准，重点评估系统并网能力与实际调节性能；通信接口标准，以实现不同平台和设备的统一接入，显著降低聚合运营商的集成成本；以及数据安全、用户隐私保护与平台—用户交互标准。虚拟电厂需采集大量用户侧敏感数据（负荷曲线、用电行为、设备状态、响应能力及控制指令执行情况等），这些数据涉及商业秘密、个人隐私和网络安全风险，亟需加快完善相关标准的制定。

案例 美国虚拟电厂标准化工作关注重点

美国标准化工作主要涉及配电网运营者、虚拟电厂投资和开发者、分布式资源三类主体之间的交互。图表 3.4 具体展示了配电网运营者和虚拟电厂运营商之间交互的 3 个标准化重点方向，以及虚拟电厂运营商和小而散的分布式资源之间交互的 5 个标准化重点方向¹⁹。

图表 3.4 美国虚拟电厂标准化工作关注的八大领域



来源：美国能源部，落基山研究所

3.3 数字化与AI赋能平台减少对专业人力资源的依赖、提高参与系统调度及市场交易的能力

数字化与 AI 技术是虚拟电厂服务平台走向智能化的核心驱动力。数字化技术为虚拟电厂的运营与管理夯实了自动化的基础，AI 赋能则推动了虚拟电厂实现更高效、更广泛的应用。

搭建坚实、灵活、可扩展的数字化底座

数字底座是虚拟电厂服务平台的技术基础。它的核心任务是资源连接、数据汇聚及业务协同，为虚拟电厂的各种应用提供一个稳定、可靠、可扩展的运行环境。数字底座的搭建，主要围绕以下三个层面展开：

资源连接层负责实现多类型设备统一接入。虚拟电厂需要聚合的资源种类繁多，比如不同厂商的光伏逆变器、不同型号的储能系统、不同标准的充电桩，还有工厂、楼宇等不同类型用户的可调节负荷。数字底座的第一项工作，就是为这些设备提供统一的服务，让它们能够用同一种“语言”，即统一的通信协议与设备接入规范，与平台对话，这样才能实现不同资源与设备的“即插即用”式接入，降低设备接入的技术门槛和时间成本。

数据治理层负责完成海量分散数据的管理。设备一旦接入，就会源源不断地产生数据，如设备状态、实时功率、电压电流、用电电量、用户用电行为等。数字底座需要把来自不同渠道的数据统一收集、清洗、整理、存储，并通过统一的数据模型将其转化为高质量、可用的数据资产，让后续的预测、交易、调度等应用能够快速找到需要的信息。

业务协同层负责支撑多元复杂业务的协同。虚拟电厂服务平台需要同时支撑多种业务场景：响应电网调度指令、参与电力市场交易、为用户提供收益查询等。数字底座将这些业务能力整合在一个统一的平台上，通过一个“调度中心”，使得各项功能既可以独立运行，又能相互配合。比如当电网下发一个调度指令时，平台能够快速调动各功能模块协同工作，及时、准确地接收、分解指令，下发到相应的分布式资源，并将每个被调度资源的响应状态实时反馈给系统调度。

概括地讲，数字底座是虚拟电厂服务平台实现分布式资源“接得进、管得住、用得好”的技术基础。

AI赋能的运营、交易与调度决策能力

在坚实数字底座的基础上，大量采用 AI 技术以赋能虚拟电厂运营、交易与调度决策的全过程，将实现从人工决策到“AI 建议 + 人工复核”的跃升。在众多的虚拟电厂应用中，下述几方面将是 AI 赋能的重要场景：

资源预测与负荷画像

在分布式光伏 / 风电超短期与短期功率预测以及电网节点乃至用户级用电需求预测方面，采用 LSTM 等深度学习模型，通过融合气象数据、历史功率数据和实时状态数据，能够显著提升预测精度。在用户负荷行为分析与可调节潜力评估方面，AI 通过分析用户历史用电数据，识别可调节负荷类型，智能计算需求响应基线，评估用户的可调节潜力。在 EV 充放电行为预测与集群聚合方面，可以用 AI 模型分析电动车用户的充电习惯、行驶规律和电价敏感度，预测集群的充放电行为，为调度优化提供依据。

智能调度与协同控制

在电网调度及需求响应方面，利用 AI 实现实时调频与调峰控制，电网指令自动分解与执行，异常状态智能识别与应急响应。比如基于强化学习等 AI 算法的实时功率分配策略，可通过持续学习和优化，动态调整各资源的出力分配，适应电网状态的实时变化。同时，AI 技术还可以用于储能的优化调度，涵盖充放电策略优化、峰谷套利与寿命平衡、多市场收益协同优化等维度。

电力市场决策支持

在市场价格预测（现货 / 辅助服务 / 容量市场）方面，AI 模型分析历史价格、供需关系、天气因素等多维数据，预测各市场的价格走势。在市场交易的报量报价策略优化方面，AI 利用博弈论和多智能体强化学习，模拟市场参与者的行为，生成最优报价策略，实现收益最大化。此外，AI 技术还可被广泛用于自动合约执行以及电力交易与结算并实现全过程自动化与可追溯。

运营自动化与人效提升

在平台自治运行方面，AI 的应用将大幅减少对专业人力资源的依赖，比如自动采集运营数据，生成标准化报表和合规报告，大幅减少人工统计和编制时间。此外，使用 AI 智能体可实现虚拟电厂的无人值守、自主交易与全自动运行。如河南省首个虚拟电厂 AI 核心平台构建了 AI 智能体组成的“数字员工”团队，模拟企业运营全流程，实现 7×24 小时无人化自动运行²⁰。

需要强调的是，在数字化与 AI 技术赋能虚拟电厂的过程中，目前应重点强化数据治理、负荷及新能源出力预测、市场交易与竞价优化三项核心能力：

数据治理是实现虚拟电厂智能化的基础性工作。虚拟电厂聚合的分布式资源种类繁多、来源广泛，数据格式不统一、质量参差不齐、语义定义各异，导致数据难以被有效利用。系统性地解决数据标准、数据质量、数据模型、数据安全和数据共享问题，是虚拟电厂服务平台必须跨越的第一道门槛。只有建立统一的数据标准、规范与模型，才能确保数据的准确性、完整性、唯一性和一致性，实现数据的可识别、可检索、可调用，并在此基础上保障数据安全、促进数据在授权范围内的有序共享，数据才能真正成为驱动虚拟电厂智能化运行的“燃料”。

负荷及新能源出力的预测精度直接决定了虚拟电厂的调度效率和交易收益。分布式光伏和风电的出力受天气影响波动剧烈，节点负荷受用户行为、季节变化等多重因素扰动。平台需要在节点负荷预测、新能源出力预测两个维度上同时发力，通过融合气象数据、历史数据和实时数据，采用先进的 AI 模型不断提升预测精度。预测精度越高，调度决策就越合理，交易报价就越有竞争力。

市场交易与竞价优化策略是虚拟电厂价值变现的关键环节。虚拟电厂参与电能量市场、辅助服务市场乃至容量市场时，需要在不同市场之间协调与优化报价策略以实现收益最大化。AI 技术的价值在于：通过价格预测把握市场走势，通过博弈论和多智能体等方法模拟竞争对手的行为模式，通过智能报价策略实现对不同市场机会的快速响应和精准投标，将原本依赖交易员经验和直觉的决策过程，升级为数据驱动、算法支撑的智能化市场决策体系。

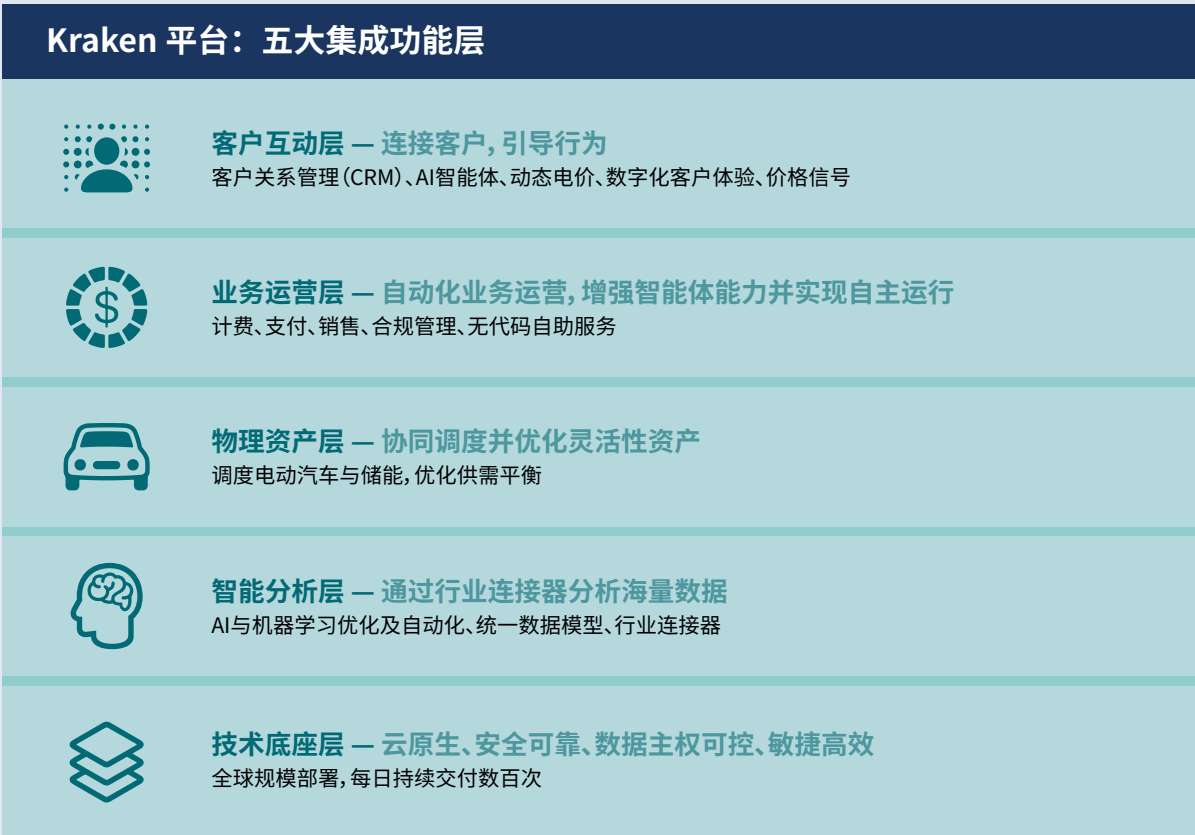
案例 章鱼能源（Octopus Energy）—— 虚拟电厂数字化与AI赋能实践

章鱼能源（Octopus Energy）的 Kraken 平台支持着当今“世界上规模最大的住宅虚拟电厂”。目前实时连接和管理超过 50 万台分布式设备，总聚合容量达到 2GW。以苏格兰为例，其平台聚合了超过 2 万个绿色能源设备，管理着 134MW 的绿色能源。该平台将数字化基础架构与人工智能技术深度融合，通过聚合海量分布式能源资源（分布式光伏、分散式风电、电动汽车、家用电池、热泵、太阳能板和智能恒温器等），实现了需求侧灵活性资源的实时优化调度与市场化交易，充分展示了数字化与 AI 在提升运营效率、降低人力资源依赖以及增强电网互动能力方面的强大价值。

在数字化基础架构方面，平台采用云原生架构和统一数据模型，构建了覆盖云 - 边 - 端的协同系统，能够实时连接和管理海量的分布式设备，实现多源异构数据的采集、融合与低延迟控制。该平台支持与多种智能设备（如 Tesla Powerwall、Enphase 电池等）的无缝对接，为大规模资源聚合提供了坚实的技术底座。

在 AI 赋能方面，平台依托“Utility-Grade AI”和机器学习能力，实现了负荷预测、价格预测、智能充电 / 放电优化以及实时需求响应。通过 AI 驱动的预测 - 优化 - 控制闭环，平台能够自动在低价、清洁能源充足时段为储能设备充电，并在电网高峰期释放灵活性资源，帮助用户节省电费的同时为电网提供辅助服务，为用户带来每年数亿美元的累计收益。

图表 3.5 Kraken 平台功能架构图



案例 特斯拉（Tesla）虚拟电厂数字化与AI赋能实践

特斯拉的虚拟电厂数字化与 AI 应用平台（Autobidder）将分布式能源资源聚合、实时优化调度、电力市场交易高度集成，充分体现了数字化基础架构与人工智能技术的深度融合。Autobidder 能够为虚拟电厂的参与者提供基于价值的资产管理和投资组合优化，帮助用户根据业务目标和风险偏好，自主实现分布式资源的价值最大化。

在数字化基础架构方面，Autobidder 依托特斯拉统一的云 - 边 - 端协同能源平台，实现了海量分布式资产的低延迟数据采集、聚合与控制指令下发，支持从住宅级储能电池到百兆瓦级储能系统的统一管理。该平台通过先进平台架构和实时数据流处理，构建了强大的资产监控、预测 - 优化 - 执行闭环系统，有效解决了分布式资源碎片化、通信协议不统一等问题。

在 AI 赋能方面，Autobidder 集成了机器学习、优化算法和实时决策引擎，能够进行价格预测、负荷 / 发电预测、优化调度和智能投标。它将强化学习和预测模型应用于多时间尺度优化（日前、实时、超短期），实现电池充放电策略的自主决策。

据 Tesla 披露，Autobidder 的一个成功应用案例是南澳大利亚州特斯拉光储虚拟电厂（SA VPP），超过 8,000 户公屋及数千户私人住宅的屋顶光伏与家庭储能电池聚合为统一的可交易、可调度资源，总装机容量达到 37MW（关联屋顶太阳能约 25MW）。SA VPP 同时参与澳大利亚国家电力市场 NEM（National Electricity Market）现货市场和 FCAS（调频辅助服务）等多重市场，其中 Autobidder 作为 SA VPP 的实时交易平台实现了 AI 驱动的市场优化，即通过机器学习进行价格预测、负荷预测、发电预测，并自动决定各电池的充电、放电和备用状态并自动执行智能投标（Smart Bidding）和实时功率分配 / 优化调度。**项目的运行取得了显著成效**：在居民端，SA VPP 项目为低收入及普通家庭降低了 20%-30% 的日常零售价；在电网端，SA VPP 通过毫秒级响应，多次在传统大型发电厂发生故障时协助稳定电网频率，更在宏观上显著提升电网稳定性和可再生能源消纳能力。

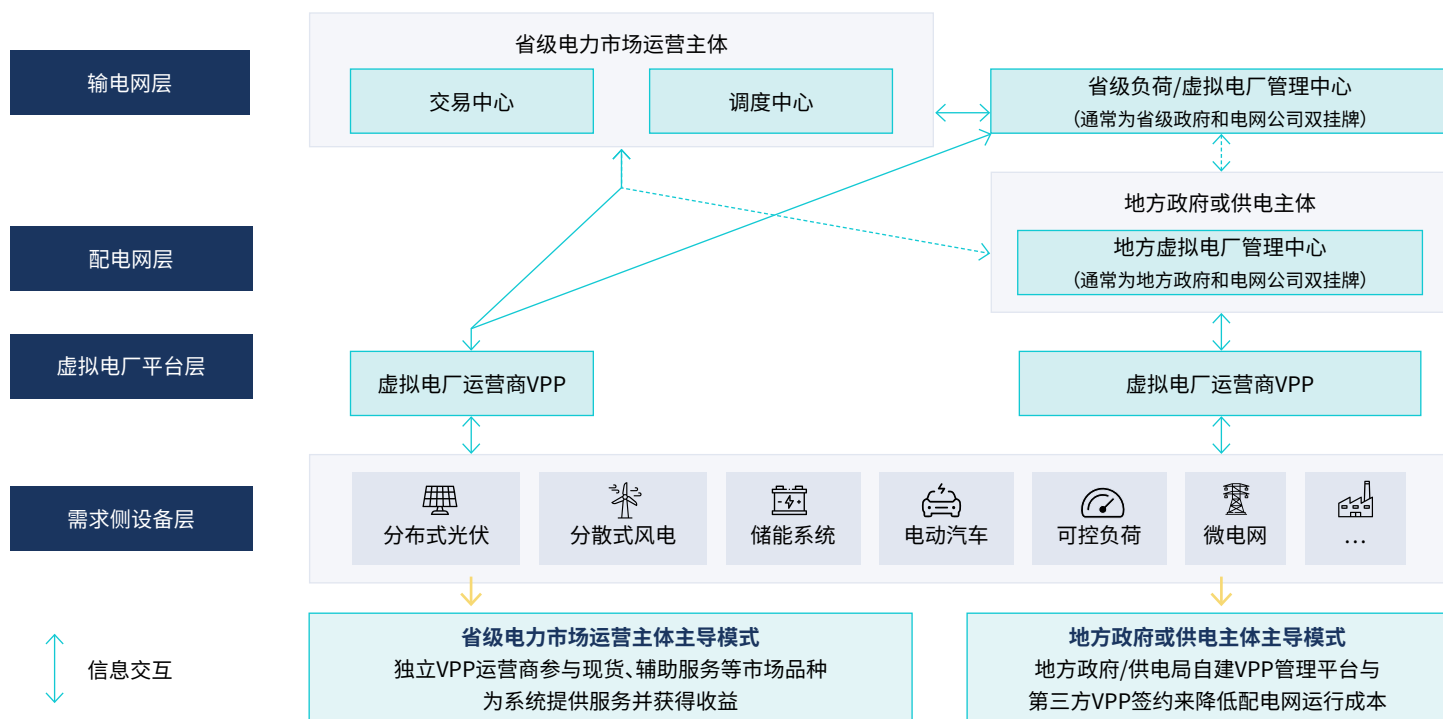
4、平等参与多元电力市场交易品种是虚拟电厂价值实现的必然路径

虚拟电厂的核心价值并不在于资源聚合本身，而在于通过参与电力系统运行和市场交易，将需求侧灵活性转化为可持续的经济收益。目前，我国虚拟电厂的运营模式主要有参与省级 / 区域级电力市场和参与地市级配电网运行两种（图表 4.1）。第一种模式由省级电力市场运营主体主导，虚拟电厂运营商通过相关主体（含电力营销中心、电力调度中心、电力交易中心等）的注册审核与测试认定后，进入并参与批发市场各类交易品种获利。第二种模式多见于超大、特大城市电网（例如深圳、上海临港等），由地方政府或供电局主导，建立地方虚拟电厂平台和开展精准响应等交易品种。

地方虚拟电厂平台的建设主要是为了从需求侧负荷管理的角度解决部分时段供需紧张、局部电网阻塞的问题，从而减少限电限产现象以及节约电网扩容带来的投资成本和土地资源等。由于省级电力市场运行的边界条件一般只到 220 千伏及以上的电压等级的主变、断面、线路的 N-1 安全约束等，无法完全解决城市配电网层面日益增加的重过载、新能源消纳等难题，因此城市层面开展虚拟电厂精准响应也有一定的必要性。但由于目前我国电力市场和电价体系以省级（或更大尺度的区域）为单位统一建设和实施，地市级政府或供电局主导的虚拟电厂管理平台无法通过电价体系形成商业闭环，其市场规模往往严重依赖于地方政府的财政支持，难以形成稳定的投资预期。

相比之下，由省级电力市场运营主体主导的虚拟电厂运营模式在我国更为常见。在这一模式下，虚拟电厂运营商如果想常态化参与电力系统调节、获得商业收益，就必须积极参与现货、辅助服务等电力市场交易。但虚拟电厂常态化、大规模参与电力市场还有待进一步发展，大部分虚拟电厂尚未拥有常态化的收益机制。

图表 4.1 我国虚拟电厂运营的两两种主要模式



来源：落基山研究所

4.1 电能量市场有望成为虚拟电厂近期实现商业化突破的重要方向

各省已基本确立虚拟电厂的市场主体地位，但其参与电能量市场的实际进展不一

从各省电力市场规则上看，基本均确立了虚拟电厂作为新型经营主体参与电力市场的地位，而且在不断完善相关细则^{iv}。国家电网和蒙西电网经营区中，除京津冀、西藏、新疆地区外的 23 个省级电网经营区均在电能量市场规则中明确允许虚拟电厂参与中长期市场和现货市场。而冀北、新疆目前允许虚拟电厂参与中长期市场，北京、天津、西藏尚未出台相关规则。南方电网区域五省规则上也均允许虚拟电厂参与中长期市场和现货市场，但具体准入门槛和竞价方式有所差异，考虑到南方区域电力现货市场即将转入正式运行（预计 2026 年下半年），预计后续还会出台南方区域统一的虚拟电厂入市细则。结合各地现货市场建设所处阶段，这体现出虚拟电厂的入市节奏也和当地电力市场本身的建设速度密切相关。

从调节能力准入门槛来看，各省一般均规定了调节容量、持续调节时间等指标，但具体数值不一。目前，调节容量、持续调节时间为最普遍的准入指标。虚拟电厂运营商的聚合调节容量指标的最低要求从 0.5MW 到 10MW 不等，持续调节时间多要求不低于 1-2 小时。整体来讲，5MW 的运营商聚合调节能力要求最为普遍。相比较而言，吉林、湖北、湖南、重庆等地要求较高为 10MW，而四川、云南、贵州、海南等地要求低至 1MW。此外，目前多省虚拟电厂建设采用“聚合运营商-聚合单元-聚合资源”的 3 层级注册管理方式。一个虚拟电厂运营商可聚合多个聚合单元，单个聚合单元原则上聚合同一电网出清节点（通常为 220kV/330kV 及以上电压等级母线）下的资源。这种模式下，除要求的运营商总聚合调节容量外，单一聚合（交易）单元的调节容量一般要求不小于 1MW（陕西要求最低，为 0.5MW；上海、山西、湖北、重庆等地准入门槛为 5MW 及以上）。山东、福建、广东、广西等地即采用这种模式，且市场准入仅要求单一聚合单元的最小调节能力，而不要求运营商的总聚合调节容量。

值得注意的是，上述要求仅为市场准入（获得虚拟电厂运营商资质）的基本要求，在参与特定交易品种前，响应时间、调节速度、调节精度偏差等也会是能力测试的重要指标，也需要接入相应的系统。在国家 357 号文的要求下，参与需求响应的虚拟电厂接入新型电力负荷管理系统；参与电力现货市场、辅助服务市场的虚拟电厂接入电力调度自动化系统，或通过接入负荷系统参与部分交易品种。

从参与现货市场的竞价方式来看，分为报量报价、报量不报价、不报量不报价^v三种，其中报量报价将成为主流的发展趋势。根据实际调研情况，目前山西、山东、广东等地已实现了虚拟电厂常态化参与电能量市场，上述三省也均要求虚拟电厂报量报价参与现货市场。

对于发电类虚拟电厂，各省一般按照集中式新能源参与市场方式进行管理，要求其报量报价参与现货市场，部分省份也允许其选择报量报价或报量不报价参与。发电类虚拟电厂的兴起背景在于 136 号文要求新能源上网电量全部入市交易，但众多小而散的分布式光伏、分散式风电等新能源尚不具备单独交易的能力。将其聚合为虚拟电厂、由专业运营商进行代理交易成为可行的入市路径之一。这种聚合参与方式比单独参与技术门槛低，比作为价格接受者可参与的市场品种更加丰富。¹⁴ 因此，发电类虚拟电厂参与电能量市场（含绿电交易）的商业价值则在于为分布式新能源提供了主动入市渠道，通过专业化的运维和交易能力提高电能量和环境价值收益。

^{iv} 目前部分省份在虚拟电厂准入时会根据聚合资源类型进一步将其分类为“负荷类”和“发电类”虚拟电厂进行管理，并制定不同的准入规则。负荷类虚拟电厂主要聚合用户侧可调节负荷、表后储能、充换电设施等资源，对电网呈现为负荷状态。在部分地区进一步区分为全电量/市场型负荷类虚拟电厂和调节量/响应型负荷类虚拟电厂，前者聚合用户侧资源的全部电量参与电能量市场，后者仅聚合用户侧资源的调节电量参与电能量市场（例如山东）或特定交易品种（例如山西响应型负荷类虚拟电厂仅能参与新型经营主体电力响应交易）。发电类虚拟电厂主要聚合分布式光伏、分散式风电和储能等资源，对电网呈现为电源状态，在部分地区会进一步分类为“分布式电源类”和“储能类”虚拟电厂聚合单元。此外，山西还针对源网荷储、绿电直连等就近消纳项目制定了“源荷类”虚拟电厂这一类别。

^v 不报量不报价的方式通常针对发电类虚拟电厂电量层面采用“自调度”的方式决定出力曲线，价格上作为价格接受者直接接受现货市场价格信号，对应安徽和陕西的情况。

对于负荷类虚拟电厂，山西、山东、广东、甘肃、安徽、湖北、四川等地市场规则中已率先允许其采用报量报价的方式参与现货市场，相比于目前用户侧常见的“报量不报价”模式，这给予了虚拟电厂运营商通过电价信号来调节所聚合用户的负荷曲线、降低购电成本、共享调节收益的可能性。部分地区仅允许负荷类虚拟电厂报量不报价参与现货市场，即目前仍把其视同普通售电公司进行管理，但其中蒙西、辽宁等地规则中也明确报量不报价为运行初期的过渡方式、会逐步推动报量报价参与现货市场。此外，安徽允许具备独立 AGC 控制及电力预测能力的虚拟电厂报量报价参与现货市场，否则，须以不报量不报价方式作为价格接受者；陕西允许满足调度技术条件的虚拟电厂报量报价参与现货市场，否则按“自调度”模式执行，其发电交易单元接受实时市场价格，用电交易单元参照售电公司报量不报价参与日前市场。根据 2025 年底印发的《电力现货连续运行地区市场建设指引》，国家层面也明确要“推动发用两侧共同参与现货市场，鼓励虚拟电厂、智能微电网、新型储能等新型经营主体和用户侧主体‘报量报价’参与现货市场竞争”。在电力现货市场逐步成熟、虚拟电厂技术能力逐步提高的前提下，负荷类虚拟电厂通过“报量报价”参与现货电能量市场、调节管理所聚合资源的负荷水平、实现购电成本降低或可成为常态化盈利方式之一。

图表 4.2 各地区虚拟电厂参与现货市场准入门槛总结（截至 2026 年 7 月）



来源：各省交易中心，落基山研究所

注：上述调节能力要求区分针对虚拟电厂运营商整体的聚合要求和针对单个交易单元（或称为聚合单元）的要求，部分省份对发电类、负荷类、储能类交易单元会做单独区分。各省详细汇总信息可联系落基山研究所获取。

案例 山东和山西负荷类虚拟电厂参与现货市场的实践

目前负荷类虚拟电厂在山西、山东实现了常态化参与现货市场，但具体市场运作方式各有特点。

相比于普通的售电公司，山西针对负荷类虚拟电厂定制化的市场规则设计给予了其更大的收益空间。山西负荷类虚拟电厂 D-1 日申报 D 日 96 点用电负荷上下限以及递减的 3-10 段用电电力 - 价格曲线，并选择申报调节的交易时段，按照“负发电”模式参与日前可靠性机组组合及发电计划出清，形成 D 日用电计划曲线，其结算方式与批发用户电能量电费结算类似^{vi}。但山西市场放松了负荷类虚拟电厂中长期交易超额申报和超额申报回收约束，取消了用户侧超额获利回收费用约束，放宽了调节时段的实际功率和计划出清功率的偏差考核；更重要的是，虚拟电厂被纳入电力市场灵活性调节能力补偿范围，可每月分享新能源超额获利回收费用和用户侧超额获利回收费用的 20%（其余 50% 在新能源企业之间返还，30% 在已完成灵活性改造的省调电厂中返还）。截至 2026 年 1 月，山西省虚拟电厂聚合客户已达 191 户，总聚合容量 312.28 万千瓦、调节容量 72.58 万千瓦。自 2023 年以来，山西入市的虚拟电厂实现常态化、市场化运营，累计结算电量 18.78 亿千瓦时，获得收益 1871.35 万元，其中 460.29 万元红利精准分享至用户²²。与此同时，虚拟电厂的常态化运营为电网削峰填谷提供了有力支撑，例如 2025 年某日山西晚间用电高峰时段，16 座虚拟电厂按照日前安排同比降低聚合负荷，实现了 84 万千瓦的负荷调节效果，占实时用电负荷比重达到 2.24%²³。

山东虚拟电厂负荷类聚合单元虽进一步分为全电量负荷类单元和调节量负荷类单元，但目前参与市场的基本均为后者。山东调节量负荷类聚合单元参与现货时，申报信息包括调节能力上限（MW）、调节能力下限（MW）、调节量上下调节速率（MW/min）、参与调节时段和调节方向、调节量价格曲线和运行基线。与山西不同，山东调节量负荷类聚合单元单独结算削峰或者填谷调节电量电费。调节电量电费根据该聚合单元实际电量与基线负荷之差，按照调节电量出清电价结算，该基线负荷由市场运营机构会同电网企业计算获取^{vii}。上述削峰或者填谷调节电量电费会进一步根据单个聚合资源的调节收益贡献和聚合服务合同中约定的收益占比，在负荷类聚合单元与聚合资源之间结算。截至 2025 年底，山东已实现 35 家虚拟电厂参与现货市场，调节电量突破 3.4 亿千瓦时²³。

优化准入办法、完善交易规则是推动虚拟电厂规模化参与电能量市场的有效抓手

各地在虚拟电厂入市初期，不可避免地会出现管理办法过于粗放或者要求过于严格的两极现象，应充分结合本地电能量市场的实际运行情况，滚动更新和精细化虚拟电厂入市管理办法。

- **优化虚拟电厂分类管理方法：**上文提到的“聚合运营商 - 聚合单元 - 聚合资源”的多层级注册管理方式也是美国纽约州、德国、英国等国际成熟电力市场的常用注册管理方式。其中，聚合单元通常为参与电力批发市场的最小交易、调度和结算单元²⁴。目前各省虚拟电厂聚合单元多根据聚合资源类型进一步分类管理，这种方法虽简单便捷，但是忽略了各类聚合资源实际的调节能力特性以及可参与的市场品种。未来，可根据聚合单元的响应速度、调节精度、调节速率、是否具备 AGC 等特性进一步分类认证管理，以对应电能量以及调频、备用辅助服务等不同交易品种的市场准入（例如山东、广东、浙江等地在能力认证时会进一步区分为直控型 / 实时响应、短时响应型 / 小时响应型 / 日内响应型、长时响应型 / 日前响应型等类型）；或者也可参考德国、英国等国根据交易品种分别颁发牌照，采取分市场准入的审核方式，而非直接对虚拟电厂进行分类管理（例

vi 具体而言，虚拟电厂运营商收益 = 零售市场售电收入 - 批发市场购电支出 - 用户可分享红利，其中某时段用户可分享红利 = 用户实际用电量 *（运营商该日调节时段每小时中长期合约结算均价 - 运营商该日调节时段每小时批发市场电能量结算均价）* 约定的用户红利分享系数

vii 具体而言，某时段削峰调节电量电费 =（基线负荷电量 - 实际用电量）* 调节电量出清电价 *（1 - 允许偏差范围），允许偏差范围根据调节量负荷类聚合单元实际调节效果确定，现阶段 α 暂取 20%；某时段填谷调节电量电费 =（实际用电量 - 基线负荷电量）*（填谷基准价格 - 调节电量出清电价），填谷基准价格现阶段暂为该时段电网代理工商业当月平均购电价格。

如德国虚拟电厂可分别申请成为平衡责任方 BRP 参与电能量市场、成为平衡服务提供商 BSP 参与平衡市场、成为阻塞服务提供商 CSP 参与阻塞管理等）。

- **为进一步扩大可聚合资源范围，可适当降低可调节能力、连续调节时间等门槛：**目前仍有半数左右省份对负荷类虚拟电厂的调节能力门槛要求调节容量 1MW、持续时间 1h。以常见的调节容量 5MW、持续时间 1h 要求为例，假设该调节能力占总聚合用户平均负荷规模的 10%，这意味着背后至少聚合 4 亿度以上的电量用户；而且 1h 的持续调节时长排除了一些能短时间提供需求侧灵活性的资源，例如钢铁电炉和精炼炉等要求工艺稳定性的大工业负荷。未来，在推动虚拟电厂以出清节点为单位聚合为交易单元的同时，可以将调节能力门槛单元化并降低单个聚合单元调节能力要求到 1MW（条件允许的情况下可进一步降低），弱化运营商总聚合规模要求；持续调节时间要求也可根据当地灵活性资源情况进一步缩短，这都将进一步释放需求侧尚未被挖掘的可调节潜力。此外，若聚合资源的注册可以突破独立营销户号限制，可进一步释放用户侧储能、充电设施等表后优质资源参与电网互动，但这依赖于分布式资源终端计量设备的部署和标准化以及同用电户号下多计量点结算方法等配套市场规则的制定。

我国虚拟电厂目前仍处于发展初期，针对虚拟电厂运行特点定制化交易规则或者适当放宽部分考核约束，有助于激励虚拟电厂规模化入市，在实践中打通“虚拟电厂资源聚合水平和运行可靠水平提升 - 交易规则 and 标准体系完善 - 运行管理和接入调用常态化”的生态闭环。

- **制定低零碳灵活性资源友好的交易规则：**在实现碳达峰碳中和的背景下，促进虚拟电厂等低零碳灵活性资源在电力系统运行中发挥更大作用，具有显著的正外部效应，其在降低化石能源发电、提高新能源消纳的同时有效降低了全社会碳成本。因此，在电力市场设计中为虚拟电厂等低零碳资源制定激励机制、定制化适配其能力特性的市场规则具备合理性，可参考上述山西市场案例适当放宽负荷类虚拟电厂调节时段的中长期和日前交易的持仓约束和不同交易窗口间的价差套利约束，并允许其根据调节能力分享一定比例的新能源和用户侧超额获利回收费用，为虚拟电厂最大化发挥其调节能力创造了有效的经济激励。国际上，例如美国联邦能源监管委员会 FERC 在 2011 年发布了 Order 745，明确允许需求响应资源 DR 直接参与批发市场出清并拿到全部节点出清价格 LMP 的补偿收益，但前提是要验证由于 DR 的参与降低了终端用户总成本²⁵。在此基础上，FERC 在 2020 年发布 Order 2222，明确允许分布式资源 DER 以聚合商方式参与电能量市场、辅助服务市场和容量市场，且各市场运营机构 RTO/ISO 不得将聚合商的容量准入门槛设置高于 100kW（更多信息详见下文专栏）²⁶。在欧洲电力市场中，由于欧洲碳排放交易体系（EU ETS）已全面取消了对电力行业的免费碳配额，化石能源机组必须为每一度电产生的碳排放竞拍 / 购买配额，增加了其边际发电成本，反过来有利于虚拟电厂等低零碳资源在电力市场中获得成本优势而优先出清。
- **建立多机构和多市场品种的协调机制：**虚拟电厂的管理运营涉及电力调度、营销、交易中心等多个机构间的协调，建议由一方牵头负责（如湖北由电力调度机构负责组织虚拟电厂建设和运营管理）或者新设虚拟电厂服务 / 管理中心（如山东、云南）来统筹各方共同理顺虚拟电厂测试接入、运行调用、效果评估全流程，才能切实加快虚拟电厂参与电力系统优化和电力市场交易的进度；此外，在允许虚拟电厂平等参与多市场品种的前提下，还应明确虚拟电厂同时参与需求响应、现货、调频等市场的竞价、出清、结算协调机制。适时推动现货与辅助服务市场品种的联合出清，可降低虚拟电厂等灵活性资源参与市场竞价的复杂度、最大化其市场收益。国际上，英国 NESO 电力市场允许灵活性资源在参与需求侧灵活性服务 DFS 的同时，可参与多种市场品种、获取叠加收益，并划定了 Jumping（跨时段收益叠加）、Splitting（容量拆分收益叠加）、Co-delivery（同容量协同交付收益叠加）三种 DSF 与其他交易品种的收益叠加方式^{viii,27}。

viii 具体而言，收益叠加（Value Stacking）的三种模式：Jumping（跨时段收益叠加）指同一资产（Asset）在不同时间段提供不同服务，并分别获得多项收入；Splitting（容量拆分收益叠加）指同一资产在同一时间，将不同容量分配给不同服务，并同时获得多种收入；Co-delivery（同容量协同交付收益叠加）指同一资产在同一时间利用同一部分容量，同时满足多个服务要求，并获得多项收入。除 DSF 外，灵活性资源可同时参与的市场品种包括 LCM（Local Constraints Market，本地约束市场），CM（Capacity Market，容量市场），PR（Peak Reduction，削峰响应），SU（Scheduled Utilisation，计划调用补偿），OU（Operational Utilisation，实时调用补偿），SA（Scheduled Availability，计划可用容量），VA（Variable Availability，可变可用容量），2&15（2 分钟 / 15 分钟快速灵活性服务），DA&WA（日前 / 周前灵活性服务）等。

- **探索虚拟电厂运营商内部各聚合单元之间的自平衡方式：**虚拟电厂本质上为较低一级的调度单元，可集电力生产与消费于一体。虚拟电厂若能自主实现内部的产消平衡，在赋能被聚合资源更经济、更灵活买电卖电的同时，还可通过模块化的自平衡单元方式为大电网提供调度与运行支持²⁸。若允许虚拟电厂在同一市场出清节点下同时聚合分布式电源、可调节负荷、储能等资源作为一个交易单元参与电能量市场，则可有效促进虚拟电厂优先内部自平衡、偏差部分再去参加市场交易。例如，2025年6月发布的广东虚拟电厂参与电能量交易实施细则（试行）中提及“同一虚拟电厂运营商的负荷类、发电类中长期交易单元之间可通过双边协商交易转移电量”，但后续尚未出台具体细则。2026年7月发布的《虚拟电厂参与云南电力市场实施细则（征求意见稿）》提出云南虚拟电厂不拆分为发电单元和用电单元分别入市交易，其内部聚合的发电和用电资源可打捆为一体参与中长期电能量交易，以发用电量相互冲抵后的数据作为最终结算依据。国际上，欧洲多数成熟电力市场（如德国、英国等）均建立了平衡单元（Balancing Group）机制，由平衡责任主体（BRP）对其组合内资源的电量偏差统一承担平衡责任，因此虚拟电厂运营商等 BRP 主体会在组合内优先协调储能、需求响应、分布式电源等资源实现自平衡，仅对剩余净偏差与系统进行结算、降低向系统购买平衡电量的成本。

案例 美国联邦层面对虚拟电厂等分布式资源参与电力市场的顶层设计

美国联邦能源管理委员会（Federal Energy Regulatory Commission）在 2020 年发布 Order 2222，要求其管辖的六大电力市场区域运营修订市场规则允许分布式资源 DER 聚合商参与批发市场（聚合资源容量在 100kW 及以上都可以入市），并制定了 19 个重点修订领域及相关要求（图表 4.3）。该监管命令旨在推动分布式资源参与需求响应之外的电网互动方式，并推动电价下行。

截至 2024 年底，只有加州和纽约州 ISO 完全满足 19 项规定，其他四个区域市场尚未完全满足要求²⁹。此外，即使在纽约州和加州，仍存在一些有争议的准入门槛和市场限制。例如：纽约独立系统运营商（NYISO）要求 VPP 聚合的每个 DER 资源的最低容量为 10 千瓦，这将排除许多户用 DER；加州公共事业委员会（CPUC）不认可 DER 聚合具备提供容量充裕性的资格。

图表 4.3 美国六大电力市场区域对 Order2222 的合规状态一览（截至 2024 年底）

重点领域	CAISO 加州	ISO-NE 东北	NYISO 纽约	PJM 中东部	MISO 中西部	SPP 中西南
明确计量和遥测系统要求	已合规	已合规	已合规	尚未合规	尚未合规	尚未合规
制定市场参与模式	已合规	已合规	尚未合规	已合规	尚未合规	尚未合规
避免服务重复计算	已合规	已合规	已合规	尚未合规	已合规	尚未合规
建立分地区DER聚合要求	已合规	已合规	已合规	已合规	尚未合规	尚未合规
制定DER聚合的配套审核流程	已合规	已合规	已合规	尚未合规	尚未合规	尚未合规
持续的运营协调	已合规	已合规	已合规	尚未合规	尚未合规	尚未合规
准许小型电力公司入市	已合规	已合规	已合规	已合规	已合规	已合规
不要求标准化DER并网流程	已合规	已合规	已合规	已合规	尚未合规	尚未合规
一致化DER和聚合商定义	已合规	已合规	已合规	已合规	已合规	已合规
不禁止特定DER技术类型入市	已合规	已合规	已合规	已合规	已合规	尚未合规
允许单一DER 作为其自身聚合商	已合规	已合规	已合规	已合规	已合规	已合规
明确聚合商的最小和最大规模限制	已合规	已合规	已合规	已合规	已合规	已合规
明确被聚合 DER 最小和最大规模限制	已合规	已合规	已合规	已合规	已合规	尚未合规
制定节点分配系数和竞价参数规则	已合规	已合规	已合规	已合规	尚未合规	尚未合规
明确信息和数据披露要求	已合规	已合规	已合规	尚未合规	尚未合规	已合规
明确区域能源监管局 RERRA 参与流程	已合规	已合规	已合规	已合规	尚未合规	尚未合规
制定聚合资源清单的修改规则	已合规	已合规	已合规	已合规	已合规	已合规
推出市场参与标准协议模板	已合规	已合规	已合规	已合规	尚未合规	尚未合规
有权禁止需求响应资源参与聚合	已合规	已合规	已合规	已合规	已合规	尚未合规

已合规 尚未合规

来源：美国能源部，落基山研究所整理

4.2 提供多元的辅助服务是需求侧资源实现价值最大化的有效途径

虚拟电厂的核心功能是将分布式资源转化为可调度、可交易的系统级灵活性资源。这些资源在辅助服务市场的规模化参与，将释放出显著的系统价值、商业价值和用户价值。

虚拟电厂规模化参与辅助服务市场将大幅增强需求侧弹性，惠及多个利益攸关方

虚拟电厂作为独立市场主体参与辅助服务市场，能够为电力系统运行、产业自身发展和终端用户价值实现带来系统性提升。

首先，虚拟电厂通过聚合分布式电源、可调节负荷和储能等资源，大大提升了需求侧弹性，有力地支撑了电力系统的实时平衡与安全保供。在新能源出力波动和负荷峰谷差异加剧的背景下，传统的电源侧调节资源日益紧张，而电力需求侧实现高效率、成规模的快速响应，将提升整个电力系统的调节裕度，并降低对传统发电侧的依赖，也有效降低了单纯依赖传统电源的投入及电网升级带来的系统灵活性成本的增加。此外，虚拟电厂根据所聚合资源的不同调节特性，可以提供多时间尺度的电力与电量平衡能力，比如聚合的分布式储能可以提供快速的调频服务，而可调节的工业负荷、电动汽车的有序充放电等则可以提供系统调峰、系统备用的能力。

其次，参与辅助服务市场为虚拟电厂的投资者与运营商开辟了重要的收益渠道，有助于吸引更多投资和运营主体的规模化参与。在商业化模式仍处于探索阶段的当下，调频、爬坡、备用等辅助服务收入可构成虚拟电厂的核心现金流来源之一。这不仅降低了运营商的风险，还推动其从单一需求响应或电能量交易模式，向积极参与电能量、辅助服务及容量交易的多元化收益结构转型。这种可持续的商业模式，能够有效激励更多资本进入虚拟电厂领域，形成良性发展循环。

最后，虚拟电厂参与辅助服务市场的收益最终会传导至终端用户，实现分布式资源价值的最大化利用。对于单个分布式资源而言，比如用户侧储能，由于规模小、响应能力有限，难以独立进入电力市场提供调频等辅助服务。而通过虚拟电厂聚合后，它们能够作为一个整体参与交易，获取原本无法触达的收益，在为电力平衡提供宝贵的调节能力的同时，也间接降低了用户的整体用电成本。

虚拟电厂参与辅助服务市场需要交易公平与多样性的保障、平台数字化能力的构建与提升以及用户侧参与的扶持与激励

在政策与市场规则层面，几乎所有省市的电力市场规则中均已明确虚拟电厂的独立市场主体地位，可参与辅助服务市场提供的相关品种交易。在具体市场准入与交易实施层面，多地也都积极开展了不同程度的交易细则的讨论与制定、交易能力的测试、交易的试点乃至持续交易等方面的探索，以湖北为例，其调频辅助服务市场已经连续运行超过 385 天，累计完成调节里程 5.06 亿千瓦，湖北全省虚拟电厂聚合了总容量 14.37 万千瓦的调频资源池，“在迎峰度夏高温大负荷期间，虚拟电厂常态化调频辅助服务在电网保供中发挥了重要作用”³⁰。但客观地讲，目前虚拟电厂参与辅助服务市场尚处在初始阶段，在全国范围内，真正实现虚拟电厂常态化、规模化参与辅助服务市场的场景仍相对有限，目前仅湖北、山西、浙江、山东等几个省份实现了少量的虚拟电厂参与有限的或非常态的辅助服务市场交易或提供了市场外的辅助服务，而提供的辅助服务也仅限于调频这一种服务（图表 4.4）。

图表 4.4 部分电力需求大省虚拟电厂参与辅助服务市场情况

省份	虚拟电厂类型	最小聚合容量 (MW)	调频	爬坡	备用	参与市场现状
山东	分布式发电类, 储能类, 负荷类 (全电量负荷、调节量负荷)	1	✓	✓		试点参与调频服务
山西	分布式电源类 负荷类, 源荷类	5	✓			虚拟电厂分为“市场型”与“响应型”两种, 市场型虚拟电厂试点参与调频服务
浙江	无分类	5	✓		✓	非市场化参与调频服务
湖北	电源类, 负荷类	10	✓			参与调频服务
广东	发电类, 负荷类 (日前、小时、直控)	1	✓	✓	✓	发电类与负荷类直控型可参与辅助服务市场, 目前无实际参与案例

来源: 各省能源局、电力交易中心, 落基山研究所整理

注 1: “✓”为政策允许虚拟电厂参与的辅助服务交易品种, “参与市场现状”为截至 2026 年 6 月 30 日的信息。

注 2: 湖北省 (华中监管局) 已发布了参与备用及爬坡辅助服务的征求意见稿, 浙江省已发布了爬坡辅助服务试运行征求意见稿。

造成这种现状的原因是多方面的, 主要体现在: 辅助服务市场本身尚处于起步阶段, 交易品种、市场流动性等都远未丰富、完善与稳定; 现有辅助服务市场的交易品类与虚拟电厂的调节能力匹配不足, 比如现有辅助服务市场的主要交易品种为调频服务, 但没有聚合用户侧储能、电动汽车充换电设施的虚拟电厂往往难以提供调频服务; 虚拟电厂平台本身数字化基础相对薄弱, 导致对所聚合资源的调节能力的监测与控制受限, 比如通信时延和数据缺失会降低可调资源配置的效率与准确性; 以及用户侧资源缺乏提供辅助服务所需的远程控制设备、电力市场专业知识和清晰的收益分配机制等。

为突破这些瓶颈, 需重点从市场交易的公平性与多样性、平台技术能力的提升以及用户侧参与的扶持激励三个维度发力。

建立公平、多元的市场参与机制是基础。虚拟电厂提供辅助服务可以获得两部分收益, 一是中标后, 所获得的提供相应的“待命”容量的收益, 二是如果在实时运行中被实际调用, 提供电能后按实时市场价格获得的电能收益。但虚拟电厂的调节能力高度依赖其聚合资源的特性 (如响应速度、容量、持续时间等), 因此需丰富辅助服务交易品种, 实现与虚拟电厂调节能力的更好适配。目前, 各地允许虚拟电厂参与的辅助服务品种不一, 但以调频服务为主, 而调频市场对响应速度的严格要求往往与许多虚拟电厂的调节能力存在一定错配。因此, 建议在爬坡、备用等对响应速度要求相对宽松的辅助服务交易品种上, 优先推动虚拟电厂的参与。在拓宽市场机遇方面, 可参考山西、浙江等地的先行实践, 探索虚拟电厂参与电力响应市场交易³¹, 还可借鉴美国加州的经验, 对聚合用户侧储能的虚拟电厂, 依据其对缓解电力供需紧张的贡献, 基于现货价格进行容量补偿 (详见下文加州“市场感知储能虚拟电厂试点”案例) 等。这些探索与创新为虚拟电厂提供了更多元化的价值变现渠道, 使需求侧资源能够根据自身资源特性选择适合的市场产品。此外, 需健全辅助服务费用传导机制, 确保虚拟电厂作为“发用一体”主体, 能够按上网/下网电量公平分享或分摊辅助服务费用, 实现合理补偿。只有构建公平透明、多样包容的市场环境, 虚拟电厂才能充分发挥其灵活性潜力。

提升虚拟电厂平台的数字化能力是核心支撑。虚拟电厂需强化精准预测、智能报价、优化调度、可靠通信和精确计量等关键技术, 以满足辅助服务市场对市场参与主体的技术要求。以提供调频服务为例, 传统电源需具备 AGC 功能 (通过安装相应的控制系统) 来响应调度的指令, 而聚合了多个可调节资源的虚拟电厂平台本身并不具备 AGC 功能, 而是需要快速、精准地分解调度指令, 下达到具备“AGC 功能”的每个分布式资源, 同时将单个资源的响应情况实时地汇集并反馈给系统调度, 因此整个闭环控制的复杂程度明显大于对单个传统电源的控制。此外, 推进标准化体系建设对虚拟电厂赋能所聚合资源有效参与辅助服务市场至关重要。如第三章所述, 当前“执行标准缺失”仍是制约虚拟电厂低成本、规模化发展的瓶颈之一, 应优先制定聚合响应、并网调控、智能计量、数据交互和安全防护等标准。

激发分布式资源与可调节负荷的参与积极性是关键保障。需建立科学的收益分配机制，通过合理、透明的贡献度评估模型，让用户清晰感知市场参与辅助服务带来的经济回报。同时，虚拟电厂平台应通过技术封装降低用户的参与门槛，实现“一键接入”和专业门槛较低、操作友好的界面，吸引更多中小用户加入，从而扩大虚拟电厂的可调节资源池。

案例 南澳大利亚虚拟电厂示范项目

澳大利亚国家电力市场（NEM）覆盖新南威尔士、昆士兰、南澳、维多利亚、塔斯马尼亚五个区域，由 AEMO 统一运营。2019 年 7 月，AEMO 启动 VPP Demonstrations 试运行，以验证 VPP 提供调频辅助服务（FCAS）的能力、观察 VPP 对能源市场价格信号的响应、建立 AEMO 对 VPP 运行数据的可见性，试运行期持续两年。根据 2021 年最终报告，项目共涉及 8 个 VPP 组合，覆盖 NEM 全部大陆州，总注册容量为 31MW，约 7,150 户家庭 / 用户参与，占 NEM 注册户用电池储能用户总数的 25%³²。

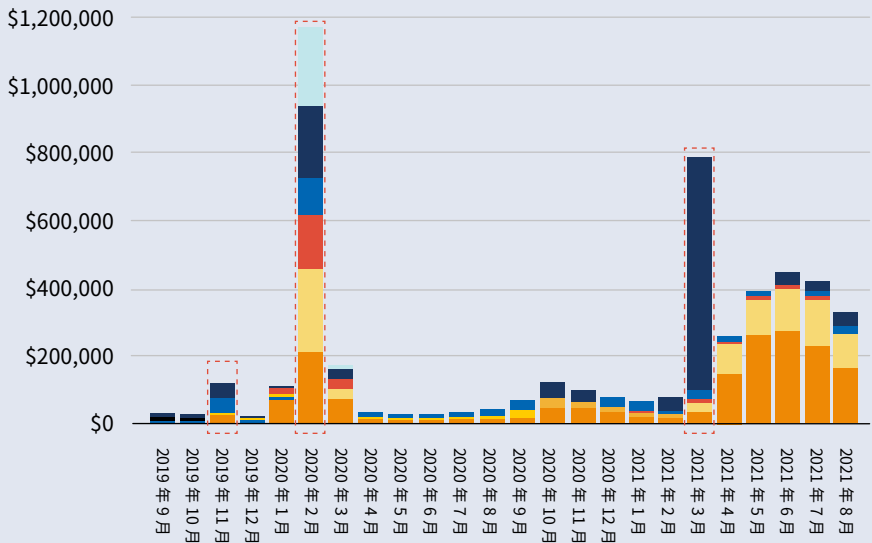
在市场交易品种方面，该 VPP 示范项目主要参与了 FCAS 市场。具体而言，FCAS 市场分为调节 FCAS（Regulation FCAS）与应急 FCAS（Contingency FCAS）。项目中的 8 个 VPP 全部参与了 6 个应急 FCAS 市场（按响应时间分为 6 秒、60 秒、5 分钟，每个时间档又分向上 / 向下两个方向），总注册容量为 184MW。虚拟电厂参与 FCAS 市场的收益具有明显的极端事件驱动特征（图表 4.5）。其中，2019 年 11 月由于电力供应不足及线路故障，两次极端事件合计收入 110,041 澳元，占 VPP 项目前四个月（2019 年 9 月 -2020 年 1 月）FCAS 总收入的 49%；2020 年 2 月受电力故障影响，导致 FCAS 价格上涨；2021 年 3 月 12 日至 17 日期间，南澳大利亚州 60 秒下调 FCAS 市场出现了显著的价格波动，导致南澳大利亚州虚拟电厂获得了 685,000 澳元的 FCAS 收入，占 2021 年 3 月总收入的 86%。从整体来看，VPP 占 NEM 应急 FCAS 市场总份额由 2020 年 4 月的 0.6% 提升至 2021 年 4 月的 3%，有明显上升。

根据 AEMO 最新发布的《2026 年一季度能源动态报告》³³，虚拟电厂（8%）与需求响应（9%）作为需求侧灵活性资源，共同贡献了约 17% 的 FCAS 市场份额（图表 4.5）。这说明需求侧资源在 2021 年 VPP 示范项目结束后，仍在持续参与 NEM 的辅助服务市场，并在其中发挥重要作用。

图表 4.5 澳大利亚虚拟电厂参与调频辅助服务 FCAS

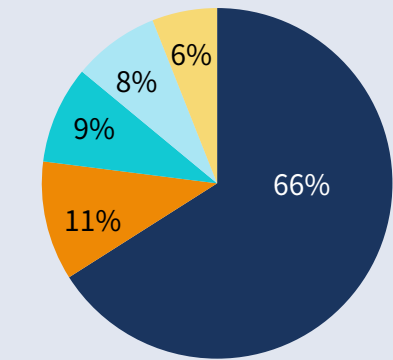
澳大利亚 VPP 示范项目月度 FCAS 收益

■ R6 (38%) ■ R60 (22%) ■ R5 (6%)
■ L6 (5%) ■ L60 (23%) ■ L5 (6%)



2026 年一季度澳大利亚调频辅助服务 FCAS 市场各类别主体收益占比

■ 电池 ■ 水电 ■ 需求响应
■ 虚拟电厂 ■ 煤电 ■ 其他

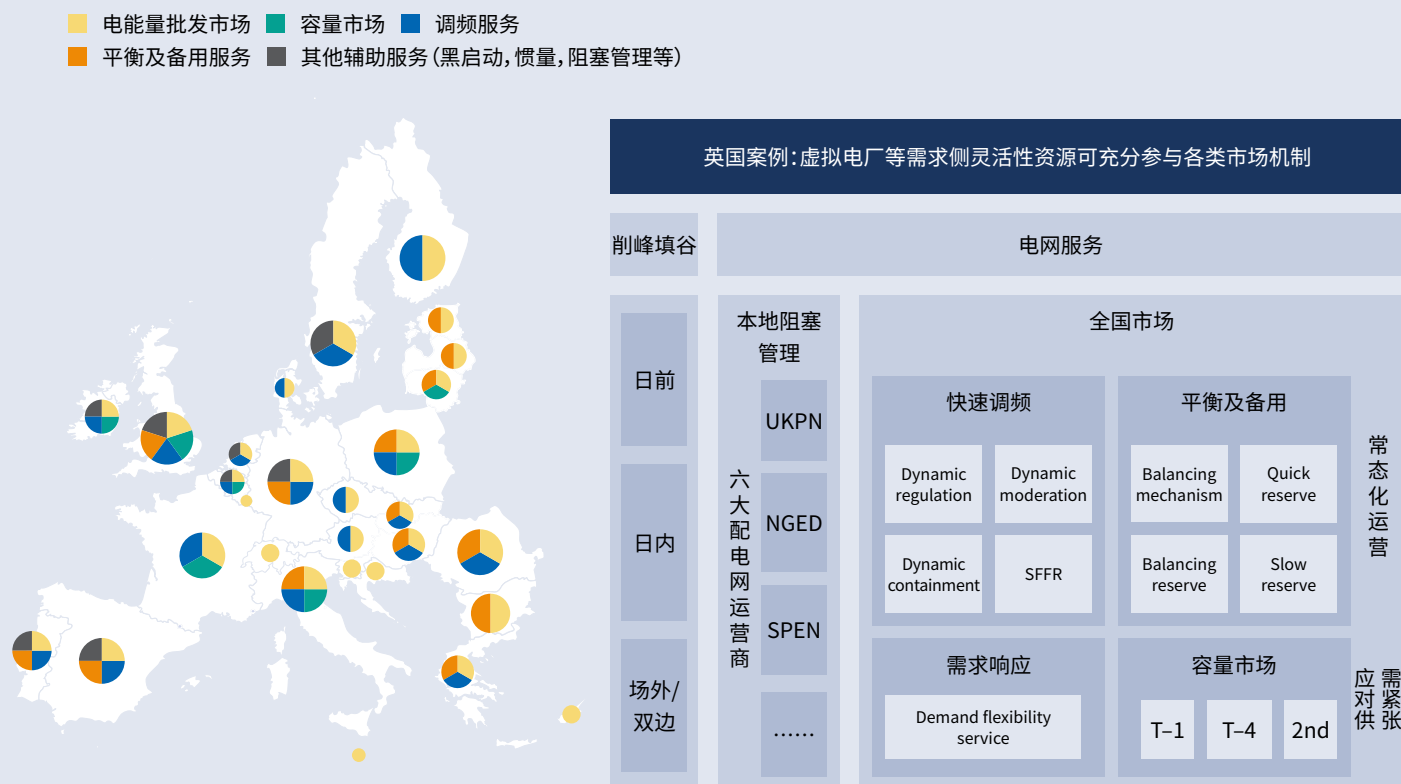


来源：AEMO，落基山研究所

案例 欧洲电力系统为虚拟电厂提供了丰富的交易品种

欧洲是全球最早开展 VPP 探索的区域，但各国电力市场的发展节奏不一。如图表 4.6，在涵盖的 29 个欧洲国家中，已有 19 个国家建立了某种形式的快速调频服务市场，14 个国家开放了平衡与备用服务市场，但仅有 8 个国家建立了其他类型（例如黑启动、惯量、阻塞管理等）的辅助服务市场、仅有 7 个国家具备容量市场。进一步看，调频、平衡及备用、其他辅助服务这三大主要收入来源仅在德国、葡萄牙、西班牙和英国四个国家同时提供，其中只有英国灵活性资源可以同时参与容量市场。

图表 4.6 欧洲各国灵活性资源的收入来源



来源：SET Ventures³⁴，SolarPower Europe³⁵，落基山研究所

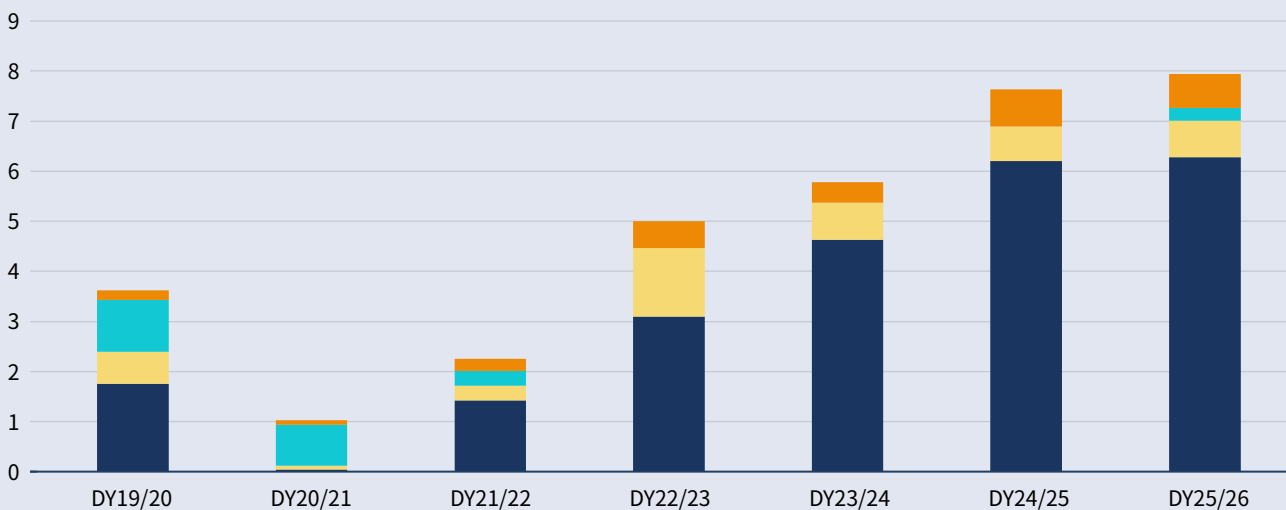
以英国为例，虚拟电厂等需求侧灵活性资源可参与的市场品种丰富多样，从参与现货电能量市场进行削峰填谷，到向配电网和全国市场提供服务。

- 在本地配电网层面，英国有六家配电网运营商（DNO），新建线路或变电站成本高昂，通过阻塞管理费引导用户在特定时段调整用电通常更为经济。用户既可能因“降低用电量”而获得报酬，从而减少对系统的负荷；也可能因“提高用电量”而获得报酬，从而利用风能或太阳能等过剩能源。
- 在全国层面，市场按响应时间尺度形成梯度，涵盖了秒级（0.1–30 秒）的快速调频服务、分钟级的平衡与备用服务和更长时间尺度的需求响应与容量市场。在英国，用户侧资源可作为需求响应单元参与容量市场拍卖。近几次英国 T-1 容量拍卖数据显示，需求响应单元的中标容量总体呈现上升趋势，2025/26 交付年度中标容量为 0.68GW，占总中标容量的 9%（图表 4.7）。

图表 4.7 英国近年 T-1 容量拍卖中标容量单元类型

■ 在运发电单元 ■ 新建发电单元 ■ 互联输电单元 ■ 需求响应单元

容量 (GW)



注：DY=Delivery Year（交付年度）。英国于 2014 年开始举行容量市场拍卖，分为 T-4 拍卖和 T-1 拍卖两类。其中，T-1 容量拍卖针对每个交付年度（10 月 1 日到次年的 9 月 30 日）提前一年开展拍卖。每年开展拍卖的时间线从当年的 7-8 月持续到次年的 2-4 月。拍卖流程结束后，T-1 拍卖的中标容量需在协议签署年份的 10 月 1 日起开始履行容量义务。

来源：National Energy System Operator³⁶，落基山研究所

案例 加州“市场感知储能虚拟电厂试点”介绍

DSGS（Demand Side Grid Support）是美国加州能源委员会（CEC）于 2022 年推出的需求侧电网支持计划。其中，激励方案三（Market-Aware Storage Virtual Power Plant Pilot，市场感知储能虚拟电厂试点）是 DSGS 的核心构成部分，其参与对象为储能类 VPP 聚合商，在每个项目年度的 5-10 月，当日前市场节点电价大于 200 美元 /MWh 或 CAISO 发布电力紧急事件时，该方案触发，基于月平均实际放电容量（显示容量，Demonstrated Capacity）向参与者支付激励补贴。

VPP 聚合商当月获得的激励补贴金额等于容量电价乘以显示容量。容量电价按储能小时数和所在月份逐月核定（图表 4.8）。显示容量由净放电经日前 LMP（节点边际电价）加权求月均值得出：

$$DCapacity_m = \text{sum}(\text{NetDischarge}_h * LMP_h) / \text{sum}(LMP_h)$$

其中，DCapacity_m 表示当月的显示容量，NetDischarge_h 表示各小时对应的净放电，LMP_h 表示各小时对应的日前节点边际电价。所处时点的 LMP 越高，权重就越大。因此，虚拟电厂在电网紧张、现货价格高的时段放电越多，显示容量就越高、拿的补贴越多，从而实现放电与价格信号的关联。需要注意的是，对于日内（Day-of）紧急事件，相关激励补贴单独处理，按净放电 1 美元 /kWh 结算，不计入显示容量核算。

图表4.8 DSGS项目方案三储能类VPP容量电价表（\$/kW·月）

月份	4小时	3小时	2小时
5月	\$9.00	\$8.10	\$6.75
6月	\$9.30	\$8.37	\$6.98
7月	\$16.80	\$15.12	\$12.60
8月	\$18.00	\$16.20	\$13.50
9月	\$19.20	\$17.28	\$14.40
10月	\$10.50	\$9.45	\$7.88
年合计(\$/kW)	\$82.80	\$74.52	\$62.10

来源：美国加州能源委员会 CEC³⁷，落基山研究所

2025 年 7 月 29 日，加州开展了一次全州范围的 VPP 测试活动，通过 10 万户用储能产生了 539MW 的平均出力，其中超过 88% 的电能来自正式加入了 DSGS 计划的储能。据 Brattle Group 测算³⁸，2025 年 DSGS 方案三注册容量已达 700MW，预计到 2028 年可达 1,300MW。在经济性评估中，Brattle Group 测算显示，2025-2028 年 DSGS 项目总成本约 1.96 亿美元（其中 1.78 亿美元为激励补贴成本，约占 91%，其余为项目管理成本），综合计算容量价值、电能量价值及带动新增储能价值，该项目收益可达 2.23-4.02 亿美元，净收益最高可达 2.06 亿美元。

5、“十五五”虚拟电厂能力提升行动建议

“十五五”将是我国虚拟电厂从试点示范迈向规模化发展的关键阶段。前文分析表明，当前虚拟电厂发展面临的核心挑战并非单一技术问题，而是资源识别不足、平台能力不强以及市场机制不完善等多重因素共同作用的结果。因此，未来能力建设重点应围绕资源能力、平台能力和市场能力三个方面协同推进，逐步形成“资源可识别、能力可验证、价值可实现”的发展体系，推动虚拟电厂从项目建设导向转向能力建设导向。

建议一 资源能力建设：构建动态更新、行业共享的需求侧可调节资源管理体系

根据《关于开展重点工业行业电力可调节负荷资源开发工作的通知》，我国将构建重点工业行业可调节负荷资源库。我们建议在这一政策的背景下，加快资源库的建设，并进一步扩大资源管理范围，形成完善的需求侧可调节资源识别、注册、评估和动态管理体系，解决资源库与虚拟电厂规模化发展之间的衔接问题，为虚拟电厂规模化发展和市场化运营提供资源基础。

• 建立以全国统一标准、省级资源库为基础的需求侧可调节资源分级分类管理体系

依托工业和信息化部、国家发展改革委已启动的重点工业行业可调节负荷资源库建设成果，将资源管理范围从工业领域进一步扩展至商业楼宇、用户侧储能、电动汽车充换电站等多元可调节资源，形成覆盖工业与商业、生产性与消费性负荷的完整资源体系。在此基础上，通过系统性的资源排查与登记，全面摸清需求侧灵活性资源的“家底”，建立包含资源位置、容量规模、调节特性、响应速度、安全约束及用户参与意愿等关键信息的统一数据库，以行业公共产品的形式为虚拟电厂运营商、电网调度机构、电力交易中心、政府监管部门及电力用户等相关方提供完整、准确、及时的信息支撑。与此同时，制定科学的分级分类标准，按照资源特性——包括负荷类型、理论调节潜力、响应速度、工艺安全风险及电价敏感度等维度——建立可调节资源的“分级画像”，明确不同类别资源的适用场景与开发优先级，为虚拟电厂的精准聚合、平台标准化接入及差异化调度策略提供依据。最后，建立资源库的动态更新与滚动评估机制，结合用户用电行为变化、产能调整、电气化改造及设备更新等实际情况，对入库资源定期开展调节能力复评，确保资源库数据能够真实反映实时的可调节能力，避免静态数据与实际运行能力脱节，为电力系统规划、调度决策和市场交易提供可靠的数据基础。

• 完善配套政策指南和价格激励，充分释放需求侧资源可调节能力

若想真正实现上述可调节资源库常态化、大规模应用于电力系统运行，还需结合市场和政策层面的激励措施，促进负荷灵活调节潜力转化为系统实际调用能力。在市场激励层面，鼓励批发侧小时级电价信号充分、及时传导给零售侧用户，利用峰谷价差信号激励高电价敏感程度的行业主动削峰填谷；在此基础上，允许并推动用户侧资源（通过虚拟电厂）参与各品种批发市场和电价机制（详见建议三），更直接、更多元、更强烈的市场价格信号也将释放部分低电价敏感度行业的调节潜力。在政策激励层面，持续扩大负荷调节的试点示范，推广先进技术改造和需求侧管理经验，尤其应重点关注由于技术挑战带来的调节能力较低、但电价敏感性和负荷调节意愿较高的行业。对于供电可靠性要求较高的行业，首先鼓励企业开展负荷资源排查、建立紧急情况下的负荷调节预案。此外，还应积极探索用户侧自备电源和储能等表后资源参与电力系统运行的机制方法，尤其考虑到这类资源多存在于生产负荷调节能力较低的连续性生产行业和高电力可靠性行业。

综上所述，构建需求侧可调节资源管理体系的核心目的，在于为虚拟电厂生态中的各利益攸关方提供坚实的数据基础与决策支撑。对于虚拟电厂开发与运营商而言，统一、完整且动态更新的资源库能够显著提高资源开发效率，降低逐户摸排的沟通与聚合成本，帮助其基于资源特性优化资源组合策略，并据此提升市场报价的精准度与竞争力。

对于电网调度与市场交易机构，该体系提供了对本地可调节资源的全面了解与动态掌控能力，使其在电力供需平衡紧张及系统紧急情况下，能够快速识别并调用可用的灵活性资源，增强系统运行的安全性与可靠性。对于政府监管部门，资源库的建设与运行为其出台针对性的行业激励政策、市场准入规则及容量补偿机制提供了量化依据，确保政策设计更加贴合产业实际，精准引导需求侧灵活性资源的有序开发与高效利用。

建议二 平台能力建设：打造标准统一、数字智能的新一代服务平台

虚拟电厂服务平台是实现分布式资源“可观、可测、可调、可控”的核心中枢，其能力高低直接决定了虚拟电厂的运营效率、调度精度和市场竞争力。然而，当前平台建设面临标准体系不完善、核心标准缺失、数字化基础薄弱等突出问题，亟需从以下三个维度系统性推进平台能力的建设。

• 建立统一标准体系，采用“自下而上”、“集思广益”的标准迭代路径

统一的标准体系是打破技术壁垒、降低交易成本、实现虚拟电厂规模化运营的核心基础。标准体系的建设应坚持自下而上、循序渐进的原则，在充分总结现有试点和商业实践经验的基础上，采用“企业标准—团体标准—行业标准—国家标准”的迭代升级路径，避免在行业实践尚不充分时直接制定国家标准，防止标准脱离产业实际。此外，在标准制定过程中，建立更加开放、包容的机制，推动虚拟电厂运营商、电网企业、发电集团、技术服务商、设备厂商等所有利益相关者的广泛参与，特别是要提高社会资本和市场主体的参与程度，切实提升标准的公平性和代表性，确保标准真正源于产业实践、具备较强的适用性和生命力。

• 优先重点关注领域、补齐核心标准

“执行标准缺失”是当前制约虚拟电厂低成本、规模化发展的关键瓶颈之一，应优先制定平台功能规范、测试标准、通信标准以及用户隐私保护标准四类亟需的标准。在平台功能规范方面，应明确虚拟电厂平台及其聚合资源在调节容量、响应速度、启动时间、持续响应时间、功率控制以及数据采集和信息抄送等方面应具备的基本能力，为平台的设计、开发与验收提供统一依据，使不同平台的技术能力具有可比较、可测试和可认证的基础。在接入电网调度自动化系统与负荷管理系统的测试标准方面，重点评估虚拟电厂的并网能力与实际调节性能，测试准确接受调度指令、分解下发并监测执行的闭环能力，确保虚拟电厂在接入电网前经过完整、规范的能力验证。在通信接口标准方面，统一不同平台和设备的接入协议，实现异构资源的“即插即用”，可显著降低聚合运营商的集成成本。在数据安全与用户隐私保护方面，应制定平台与用户交互的安全规范，建立健全覆盖数据采集、传输、存储、脱敏使用和销毁全生命周期的管理标准，保障用户数据安全与隐私权益。此外，建议在虚拟电厂标准制定过程中充分结合现有需求响应、车网互动等相关国家标准中对于通信协议、系统功能规范等定义，做好标准之间的衔接和兼容工作，使得负荷聚合商、售电公司等主体能够通过技术能力提升更便捷地转型为虚拟电厂运营商。

• 搭建坚实的数字底座、深化 AI 赋能核心场景

在统一标准的基础上，虚拟电厂服务平台需要搭建坚实、灵活、可扩展的数字化底座，并深化人工智能技术在核心场景中的应用，实现从人工决策向“AI 建议 + 人工复核”乃至无人值守运营的跃升。在数字化与 AI 技术赋能虚拟电厂的过程中，应重点关注数据治理、负荷及新能源出力预测、市场交易与竞价策略三个核心问题。数据治理是实现虚拟电厂智能化的前提基础，只有建立统一的数据标准、规范与模型，才能确保数据的准确性、完整性、唯一性和一致性，实现数据的可识别、可检索、可交互、可调用，数据才能真正成为驱动虚拟电厂智能化运行的“燃料”。负荷及新能源出力的预测精度直接决定了虚拟电厂的调度效率和交易收益，平台需要在负荷预测、新能源出力预测两个维度上同时发力，通过融合气象数据、历史数据和实时数据，采用先进的 AI 模型不断提升预测精度，预测精度越高，调度决策就越合理，交易报价就越有竞争力。市场交易与竞价策略是虚拟电厂价值变现的关键环节，AI 技术的价值在于通过价格预测把握市场走势，通过博弈论和多智能体等方法模拟竞争对手的行为模式，通过智能报价策略实现对不同市场机会的快速响应和精准投标，将原本依赖交易员经验和直觉的决策过程，升级为数据驱动、算法支撑的智能化市场决策体系。

建议三 市场能力建设：健全公平开放、多元协同的电力市场交易机制

虚拟电厂的核心价值最终需要通过市场交易变现。当前，虚拟电厂参与电力市场仍面临准入门槛偏高、交易品种适配性不足、市场规则不完善等制约因素。我们建议，在“十五五”期间应着力从降低准入门槛与优化交易机制、丰富辅助服务品种、探索新型市场模式三个方面入手，构建虚拟电厂参与电力市场的多元交易机制。

• 降低市场准入门槛、推动“报量报价”参与现货交易

当前各省对虚拟电厂入市的聚合调节容量要求从 0.5MW 到 10MW 不等，部分省份要求 5MW 及以上，这对中小规模虚拟电厂形成了较高的准入门槛。应针对虚拟电厂的特点合理设定准入条件，适当放宽调节容量、持续响应时间、调节偏差量等要求。在交易方式上，宜在具备条件的地区加快推动虚拟电厂“报量报价”参与现货市场，并适当放宽其中长期持仓约束和不同交易窗口间的价差套利约束，使其能通过电价信号主动调节聚合资源的负荷曲线，从而降低用户购电成本、提高自身市场收益。与此同时，适当拉大现货市场限价区间、扩大峰谷价差，在促进市场更真实地反映实时电力供需状况的同时，也为包括虚拟电厂在内的市场主体通过价差套利创造更大的操作空间。

• 适配虚拟电厂特性，丰富辅助服务交易品种、优化出清策略

当前辅助服务市场的主要交易品种为调频服务，但调频服务对响应速度和调节精度的要求极为严苛，需要毫秒至秒级的快速响应能力，而虚拟电厂聚合的资源在响应速度上往往难以与传统发电机组和集中式储能竞争，存在明显的“能力错配”。相比之下，爬坡、备用等对响应速度要求相对宽松的辅助服务品种，更有利于发挥虚拟电厂在多类型资源聚合和持续调节方面的优势。因此，应加快推进辅助服务市场向虚拟电厂开放，优先在爬坡、备用等更适配虚拟电厂调节特性的辅助服务品种上取得突破，为虚拟电厂开辟多元化的收益渠道。此外，建议尽快推动电能市场与辅助服务市场的联合出清，使虚拟电厂无需在多个市场之间单独判断机会成本，从而降低交易决策的复杂性，提升市场参与效率。

• 探索新的市场模式、完善市场规则

仅依靠参与现货和辅助服务市场，尚不足以充分反映虚拟电厂所提供的长期灵活性和可靠容量价值，因此有必要进一步探索适合虚拟电厂资源特点的新型市场模式和收益机制。首先，应研究建立与可靠调节能力相匹配的容量补偿机制，容量补偿的核心目的是为长期保持可用状态、为电力系统提供可靠调节潜力的资源提供稳定的容量收入。该机制将对虚拟电厂在特定时段能够持续提供的可靠容量给予合理回报，从而提高运营商和用户投资建设可调节资源的积极性。其次，建议参考山西、浙江等地的先行实践，探索电力响应市场的交易机制，为虚拟电厂提供更多元化的价值变现渠道，使需求侧资源能够根据自身资源特性选择适合的市场产品。最后，在市场规则方面，应进一步完善聚合单元的划分标准、基线负荷的确定方法与偏差处理机制以及各资源贡献度的计量与结算等规则。通过提升市场交易、计量、结算的透明度与收益的可预期性，降低虚拟电厂运营商的市场风险，增强其参与市场的信心和动力。

结语

可调节资源的能力建设，解决的是虚拟电厂“资源从哪里来”的问题。虚拟电厂的根基在于海量、分散的用户侧资源。只有建立统一、完整、动态更新的需求侧灵活性资源管理体系，才能将需求侧的各类可调节资源“摸清家底、分级管理、动态掌控”，为虚拟电厂的规模化发展提供坚实的基础。

平台能力的建设，解决的是虚拟电厂“资源如何聚合、调度和管理”的问题。分布式资源点多面广、异构分散的特性，决定了虚拟电厂必须依靠数字化平台才能实现“化零为整”。统一的平台标准体系确保各方能够互联互通、降低集成成本，坚实的数字底座和 AI 赋能则让精准预测、智能调度、高效交易成为可能。平台能力是将分散的“资源潜力”转化为系统可调用的“现实能力”的关键一跃。

市场能力的建设，解决的是虚拟电厂“资源价值如何实现”的问题。有了资源与平台，但如果缺乏公平、透明、多元的市场机制，虚拟电厂的价值便无法变现，产业便难以形成可持续的商业闭环。推动虚拟电厂“报量报价”参与现货市场、适配其特性丰富辅助服务交易品种、探索容量补偿等新机制，本质上是在打通并拓宽虚拟电厂的商业通道。

虚拟电厂的规模化发展，本质上取决于资源能力、平台能力和市场能力三项核心能力的协同提升，三者共同构成一个相互依赖的完整体系。没有足够的灵活性资源，平台就缺乏规模化运营的基础；没有高效可靠的平台，分散资源就无法形成可验证、可调度的系统能力；没有公平、透明和多元的市场机制，资源和平台能力就无法转化为稳定的商业价值。三者协同推进将形成一个多方参与、共同受益的更加开放、高效和可持续的虚拟电厂产业生态。

“十五五”是我国实现碳达峰的关键窗口期，也是虚拟电厂从“政策驱动”走向“市场驱动”、从“试点示范”走向“规模化应用”的战略机遇期。《新型电力系统建设“十五五”规划》中明确提出虚拟电厂要规模化发展，到2030年实现最大调节能力超过5000万千瓦的战略目标。我们建议政府、虚拟电厂运营商、电网企业、发电集团、技术服务商、设备厂商及终端用户等各方利益相关者，抓住未来三至五年的能力建设窗口，协同推进灵活性资源挖掘、服务平台升级与市场机制完善，共同推动虚拟电厂成为新型电力系统中不可或缺的灵活调节力量，为能源转型和双碳目标的实现贡献需求侧的关键力量。

参考文献

- 1 中国国家能源局，中国供电发展报告（2026），<https://www.nea.gov.cn/20260701/52eef0c7dc2c43968e411487618aaf06/c.html>
- 2 第四届能源电子产业创新大赛虚拟电厂专题赛暨第五届全国虚拟电厂应用发展论坛会议资料，工业和信息化部产业发展促进中心，2026年7月
- 3 刘子屹，谢俊，刘雨菁，宫飞翔等. 电力需求侧灵活性系列：工业灵活性潜力及发展现状，落基山研究所，2023
- 4 王何斌，徐雯娴，杨旻. 2024年上海市公共建筑能耗监测及碳排放数据分析[J]. 绿色建筑, 2026, 18(1):138-143.
- 5 浙电e家，空调大户浙江省的空调负荷是怎么组成的？，2022，<https://mp.weixin.qq.com/s/qOix3px2FGCdLAh1gclYSg>，上海市经济信息化委，关于印发《2022年上海市迎峰度夏有序用电方案》的通知，<https://sheitc.sh.gov.cn/jjyx/20220621/d4a71f6069e64a27ae8da60ac248f9b9.html>，第一财经，广东新增空调用电负荷，超两座三峡电站满发，https://mp.weixin.qq.com/s/wr_d5MoNvlpnTnOQ6V5d2w
- 6 美的热泵供热系统及典型场景实践分享，中国城镇供热协会，https://mp.weixin.qq.com/s/_kKi7CeFygdFOeGwkLKuFw
- 7 国际清洁能源委员会，数说 | 全球电动汽车充电基础设施市场观察，https://mp.weixin.qq.com/s/jqa2tYFxoGA-DIV2FcdGqA?search_click_id=739963925685911849-1782446502841-8352815703&sessionid=
- 8 国家能源局发布2025年12月全国电动汽车充电设施数据，<https://www.nea.gov.cn/20260121/da0f536fbafe4545820a2f64465e773b/c.html>
- 9 国家发展改革委 国家能源局，关于印发《新型能源体系建设“十五五”规划》的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202606/t20260625_1406079.html
- 10 深圳市新能源汽车运营企业协会，简报 | 2025年充换电设施参与深圳虚拟电厂精准响应情况，<https://mp.weixin.qq.com/s/wL1P6RYlhART5tT3ridohw>
- 11 刘雨菁，李威，刘子屹，王萌，王广煦等. 解耦算力发展与碳排放 - 数据中心用能增长的挑战与解决路径，落基山研究所，2024，<https://rmi.org.cn/insights/decarbonizing-data-centers-report/>
- 12 关于印发《推动热泵行业高质量发展行动方案》的通知(发改环资〔2025〕313号)，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202504/t20250402_1396954.html，睿博能源智库，解锁灵活性资源促进建筑电气化：以热泵为例，<https://www.raponline.org/knowledge-center/heat-pumps-as-flexible-resources-cn/>
- 13 CNESA DataLink全球储能数据库 (2026)，中关村储能产业技术联盟，<https://www.news.cn/energy/20260122/1c7f6e76fb324b61a86fcbd2d24d3f56/c.html>
- 14 高硕等，2026 电力市场化改革与电价体系洞察：面向市场参与者的十大趋势，落基山研究所，2026，<https://rmi.org.cn/insights/2026powermarketreviewandoutlook/>
- 15 上海市经济信息化委印发《上海市用户侧虚拟电厂建设实施方案》（2025-2027年）的通知，<https://sheitc.sh.gov.cn/cyfz/20250623/d607501dc42243c1948f5891c3ece4c3.html>，关于印发《山东省促进虚拟电厂高质量发展方案》的通知，http://nyj.shandong.gov.cn/art/2026/3/27/art_59960_10311577.html，国网上海电力公司，构建多时空尺度电算协同新范式——上海虚拟电厂的创新路径与成效，2025虚拟电厂创新发展大会，https://mp.weixin.qq.com/s/2Eq8S_OGTNMjYXKmsOccMw

- 16 WEM Procedure: Distributed Energy Resource (DER) Register Information, <https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/wem/procedures/der-register-information-procedure.pdf>
- 17 中伦律师事务所, 公共算力数据中心的运营模式及合规要点, <https://mp.weixin.qq.com/s/4ctKvUc2922C--SQUHkxHg>
- 18 中国电力科学研究院. 虚拟电厂年度行业发展研究报告 (2025年) [R]. 北京: 中国电力出版社, 2025.
- 19 U.S. Department of Energy, Pathways to Commercial Liftoff: Virtual Power Plants 2025 Update, https://www.smartenergydecisions.com/wp-content/uploads/2025/04/liftoff_doe_virtualpowerplants2025update.pdf
- 20 河南日报, 河南首个虚拟电厂AI核心平台上线, <https://henan.people.com.cn/n2/2026/0511/c351638-41576345.html>
- 21 Working Draft Sydney – Kraken Investor Day (April 28th), <https://www.originenergy.com.au/wp-content/uploads/18/Kraken-Investor-Day-April-28th-FINAL-.pdf>
- 22 太原日报, 我省已有10家虚拟电厂投用, https://www.sohu.com/a/972872556_121186586
- 23 中国国家能源局, 2025年度中国电力市场发展报告, <https://www.nea.gov.cn/20260609/2d1bf220b5a642e2b1199a015bd6cf13/c.html>
- 24 刘卫东, 曹建伟, 何阳, 金骆松. 虚拟电厂与电力市场[M]. 北京: 中国电力出版社, 2025.
- 25 FERC Order No. 745, <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/OrderNo.745.pdf>
- 26 FERC Order No. 2222 Explainer: Facilitating Participation in Electricity Markets by Distributed Energy Resources, <https://www.ferc.gov/ferc-order-no-2222-explainer-facilitating-participation-electricity-markets-distributed-energy>
- 27 FMR-RSR - Revenue Stacking Requirements V3.0, <https://bscdocs.elexon.co.uk/flex-market/flexibility-market-rules/fmr-rsr-revenue-stacking-requirements>
- 28 高硕, 周勤, 刘雨菁, 李婷等, 先立后破,迈向零碳电力——探索适合中国国情的新型电力系统实现路径, 落基山研究所, 2022年12月, https://rmi.org.cn/insights/new_power_system_report/
- 29 U.S. Department of Energy, Pathways to Commercial Liftoff: Virtual Power Plants 2025 Update, https://www.smartenergydecisions.com/wp-content/uploads/2025/04/liftoff_doe_virtualpowerplants2025update.pdf
- 30 国网湖北省电力有限公司, 聚合“充换岸储”资源助力电网秒级调频, http://www.hb.sgcc.com.cn/html/main/col8/2026-07/31/20260731155625132730440_1.html
- 31 关于印发《山西新型经营主体电力响应交易实施细则》的通知 (晋监能市场规〔2025〕1号), https://sxb.nea.gov.cn/dtyw/jggg/202501/t20250120_275546.html, 浙江电力市场公告〔2025〕第3号《浙江电力领域新型主体市场化响应实施细则 (试行) 》, <https://zjpx.com.cn/pxf-settlement-outnetpub-phbjz/#/pxf-settlement-outnetpub-phbjz/columnHomeLeftMenuNew>
- 32 AEMO, AEMO NEM Virtual Power Plant Demonstrations, <https://www.aemo.com.au/initiatives/major-programs/nem-distributed-energy-resources-der-program/der-demonstrations/virtual-power-plant-vpp-demonstrations>
- 33 AEMO, Quarterly Energy Dynamics reports - Q1 2026, <https://www.aemo.com.au/energy-systems/major-publications/quarterly-energy-dynamics-qed>
- 34 SET Ventures, The state of virtual power plants, <https://setventures.com/set-report-the-state-of-virtual-power-plants/>
- 35 SolarPower Europe, European Market Outlook for Battery Storage 2025–2029, <https://www.solarpowereurope.org/insights/outlooks/european-market-outlook-for-battery-storage-2025-2029#download>
- 36 National Energy System Operator, Historical Auction Results Data, <https://emrdeliverybody.nationalenergyso.com/IG/s/article/Auction-Results>

- 37 California Energy Commission, Demand Side Grid Support (DSGS) Program Guidelines, Fourth Edition (Clean Version), <https://efiling.energy.ca.gov/GetDocument.aspx?tn=262658>
- 38 Brattle Group, The Demand Side Grid Support Program: An Assessment of Scale and Value, <https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2025/12/The-Demand-Side-Grid-Support-Program-An-Assessment-of-Scale-and-Value-December-2025-Update.pdf>

刘子屹，周勤，刘雨菁等，促进用电侧协同发展：面向“十五五”的虚拟电厂能力建设与价值实现路径，落基山研究所，2026，<https://rmi.org.cn/insights/virtual-power-plants/>

RMI 重视合作，旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此，我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>



除特别注明，本报告中所有图片均来自 iStock。



RMI Innovation Center
22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org

© 2026 年 9 月，落基山研究所版权所有。
Rocky Mountain Institute 和 RMI 是落基山研究所的注册商标。