

电力设备与新能源行业研究 买入（维持评级）

行业专题研究报告

证券研究报告

新能源与电力设备组

分析师：姚遥（执业 S1130512080001）

yaoy@gjzq.com.cn

虚拟电厂系列专题（一）：迎峰度夏！开启千亿蓝海市场

投资逻辑：

- **虚拟电厂基本概念：**①本质：聚合优化分布式资源，贡献电网“灵活调节价值”；②两大核心作用：增强电网调节能力、提供用户新盈利模式；③产业链：上游能源资产、中游运营平台、下游需求方；④发展三个阶段：邀约型、市场型、跨区域自主调度型；⑤参与市场的三种路径：需求侧响应、电力辅助服务、电能/辅助现货市场。
- **电网不稳定性加剧，叠加迎峰度夏期间国内电力供需紧平衡：**①电网侧：新能源发电占比逐年提升，用电量与发电量峰谷易形成错位，电力保供和促消纳需求相互交织，呈现净负荷鸭子曲线；②用电侧：由于厄尔尼诺现象，入夏以来各地气温攀升，居民用电及企业生产负荷同步增长，南方电网最高负荷达 2.22 亿千瓦，接近历史最高。
- **紧平衡背景下，虚拟电厂是提升电网系统灵活性的高性价比之选：**据国网测算，如果实现电力系统的削峰填谷、满足 5% 的峰值负荷，通过虚拟电厂实现这一目标的投资额仅为火电厂的 1/8 到 1/7。此外，负荷侧海量灵活资源可发挥多样作用、大大激发市场活力、聚合调控潜力巨大，亟需被唤醒和引导。
- **国内研发应用和商业模式已起步，持续加速市场化和自主调度化转型：**①试点项目：“十四五”期间我国江苏、上海、浙江、广东等地开展相关试点，2015-2019 年以邀约型阶段起步，2020 年后正逐步实现向市场型阶段跨越。②政策发力：2021 年后密集出台政策与规范，2023 年 2 月虚拟电厂《管理规范》《资源配置与评估技术规范》两项国标立项，5 月《需求侧及负荷管理办法》公开征求意见，支持各类电力管理服务机构整合优化需求侧资源。
- **国内试点示范项目：深圳、冀北虚拟电厂成功经验具备可复制性：**①深圳试点：由于深圳受外电和清洁能源比重重大、负荷密度全国第一、以电车为主的新型负荷爆发式增长，因此其建设需求强烈。22 年深圳建成了国内首家网地一体虚拟电厂运营管理云平台，接入负荷聚合商 14 家，接入容量达 870MW。②冀北试点：全国首个虚拟电厂市场化运营的示范项目，总容量 358MW，最大调节电力调节能力 204MW，整体技术处于国际领先水平。
- **他山之石：海外澳洲、德国等虚拟电厂起步早于国内约 10 年，商业模式相对清晰，极具借鉴意义。**①澳洲：2022 年共有 61 个虚拟电厂项目，以储能为主体的项目占比最高（64%），售电公司为主要参与方（54%）。②德国：政策不断催化，基本实现商业化运行，分布式光伏项目倾向选择交由虚拟电厂运营。德国 Next Kraftwerke 公司是全欧洲最大的虚拟电厂运营商，2022 年已聚合各类分散式能源单元超过 13000 个，总容量超过 11GW。
- **我们判断国内虚拟电厂的演绎路径为：**①前期软件平台需求量爆发——②催生终端硬件设备改造替换周期——③聚合商长期稳定运营——④各类业务深度融合，例如一家大型的聚合商可有多重身份——⑤价值量最终回归到软件上（形成最优策略、赚取超额收益的算法和模型）
- **虚拟电厂业务拆分与空间测算：**①业务拆分：软件平台、硬件、运营聚合，毛利率依次递减、市场容量依次递增。②空间测算：2025 年虚拟电厂软件和硬件投资规模有望突破 200 亿元、600 亿元，整体建设规模突破 800 亿元。

投资建议：

在新型电力系统加速建设的背景下，虚拟电厂作为协调分布式资源参与电力交易和需求响应的重要调节手段，受益于产业政策和电网需求不断加码，有望迎来行业快速发展。我们重点推荐：1) 虚拟电厂资源聚合商：国能日新、特锐德；2) 软件平台提供商：国网信通、东方电子 3) 硬件及解决方案系统提供商：安科瑞。（完整推荐组合详见正文）

风险提示：

电力市场化改革不及预期、虚拟电厂项目推进不及预期、市场化竞争程度加剧

内容目录

一、电力供需紧平衡背景下，虚拟电厂为提升电网系统灵活性的高性价比方法.....	5
1.1 保供应和促消纳需求相互交织、迎峰度夏期间国内电力供需紧平衡.....	5
1.2 虚拟电厂聚合管理与优化分布式资源，贡献电网“灵活调节”价值.....	6
1.3 在多种电网系统灵活性提升手段中，虚拟电厂性价比较高.....	7
二、国内研发应用和商业模式已起步，持续加速市场化、自主调度化转型.....	8
2.1 虚拟电厂两大核心作用：增强电网调节能力、提供新盈利模式.....	8
2.2 国内研发应用和商业模式处于起步阶段，正向市场型、跨区域自主调度型转变.....	9
2.3 国内相关政策从 2021 年后密集出台，虚拟电厂发展得到有力保障.....	11
2.4 成熟完备的电力市场是虚拟电厂长期发展的必要土壤.....	12
三、国内试点示范项目：深圳、冀北电厂成功经验具备可复制性.....	14
3.1 深圳试点：虚拟电厂建设需求强烈，设立国内首家虚拟电厂管理中心.....	14
3.2 冀北试点：全国首个虚拟电厂市场化运营的示范项目，整体技术处于国际领先水平.....	16
四、他山之石：海外澳洲、德国虚拟电厂起步早，极具借鉴意义.....	17
4.1 澳大利亚：以储能为主体的项目占比最高、售电公司为主要参与方.....	18
4.2 德国：分布式可再生能源倾向于交由虚拟电厂运营.....	19
五、2025 年整体容量预计突破 800 亿，包含软件平台、硬件、和运营聚合.....	20
5.1 虚拟电厂业务包括软件平台、硬件、运营聚合，毛利率依次递减、市场容量依次递增.....	20
5.2 空间测算：2025 年虚拟电厂建设规模预计达到 800 亿.....	21
六、相关公司.....	22
6.1 国能日新.....	23
6.2 国网信通.....	23
6.3 东方电子.....	24
6.4 特锐德.....	25
6.5 安科瑞.....	25
七、风险提示.....	26

图表目录

图表 1： 新能源发电占比增多，出现短时负荷尖峰与低谷.....	5
图表 2： “鸭子曲线”加剧成为“峡谷曲线”.....	5
图表 3： 厄尔尼诺现象出现，极端干旱与降水增多.....	5
图表 4： 中国气象局 6 月 23 日启动高温四级应急响应.....	5

图表 5: 虚拟电厂是实现分布式能源聚合和协调优化的协调管理系统.....	6
图表 6: 可调负荷按照响应时间一般被分为七级.....	6
图表 7: 供给侧、需求侧、电网侧多种资源纳入电力规划, 均可提升系统灵活性.....	7
图表 8: 对比多种调节手段, 虚拟电厂发展前景广阔、建设成本低.....	7
图表 9: 虚拟电厂为电网提供调度空间、同时提供新盈利模式.....	8
图表 10: 虚拟电厂(可调负荷侧资源为主)参与到市场的三条路径.....	8
图表 11: 虚拟电厂产业链由上游能源资产、中游运营平台和下游虚拟电厂需求方组成.....	9
图表 12: 虚拟电厂发展: 邀约型——市场型——跨空间自主调度型.....	9
图表 13: 我国虚拟电厂正由邀约模式向市场化交易模式转型.....	10
图表 14: 虚拟电厂发展重点为: 可观、可控、可闭环.....	10
图表 15: 虚拟电厂相关政策有力支撑(国家层面政策).....	11
图表 16: 《虚拟电厂资源配置与评估技术规范》编制框架.....	12
图表 17: 我国电力市场建设历程: 从“9 号文”到《加快建设全国统一电力市场》.....	12
图表 18: 我国已初步形成了电力市场全体系结构.....	13
图表 19: 各区域、各省市电力市场开展情况梳理.....	13
图表 20: 西电东送 2 回直流 800 万千瓦落点深圳.....	14
图表 21: 2022 年深圳负荷密度为 1.07 万千瓦/平方公里.....	14
图表 22: 深圳以电车为代表的新型负荷爆发式增长, 预计 2025 年保有量达 130 万辆.....	14
图表 23: 深圳建成国内首家网地一体虚拟电厂运营管理云平台.....	15
图表 24: 部分接入深圳虚拟电厂管理中心平台的参与方.....	15
图表 25: 1(虚拟电厂智能管控平台)+n(运营商/聚合商)+x(用户)体系.....	16
图表 26: 冀北电厂总容量 35.8 万千瓦, 最大调节电力调节能力 20.4 万千瓦.....	16
图表 27: 冀北虚拟电厂 IEC 参与国际标准&白皮书编写.....	17
图表 28: 冀北虚拟电厂获得了 9 项省部级及以上奖励.....	17
图表 29: 美国、澳大利亚、欧洲(英国、法国、德国)、日本等地区均已开展虚拟电厂项目.....	17
图表 30: 欧美地区虚拟电厂支持政策比国内提早约 10 年.....	18
图表 31: 澳洲以储能为主体的项目占比最高、售电公司为主要参与方.....	18
图表 32: 特斯拉 VPP 在澳大利亚的发展时间表: 2017 年-2023 年.....	19
图表 33: 德国相关政策不断催化, 分布式光伏倾向于交由虚拟电厂运营.....	19
图表 34: 2022 年 Next Kraftwerke 各类分散式能源单元超过 13000 个, 总容量超过 11GW.....	20
图表 35: 虚拟电厂业务主要包含软件平台、硬件、和运营聚合.....	21
图表 36: 软件平台、硬件和运营聚合业务毛利率依次递减、市场容量依次递增.....	21
图表 37: 2025 年虚拟电厂投资规模达到 800 亿元.....	22
图表 38: 2025 年虚拟电厂运营规模达到 50 亿元.....	22
图表 39: 虚拟电厂相关公司梳理.....	22

图表 40: 相关推荐公司	23
图表 41: 国能日新实现“源网荷储”各环节覆盖	23
图表 42: 公司参与的虚拟电厂精准调控仿真与实证平台	24
图表 43: 公司参与研发广州虚拟电厂管理平台, 聚合商 33 家, 邀约响应能力约 1333MW	24
图表 44: 公司作为首批 14 家聚合商之一, 接入到深圳虚拟电厂管理中心	25
图表 45: 公司 EMS 微电网能效管理系统解决方案	25

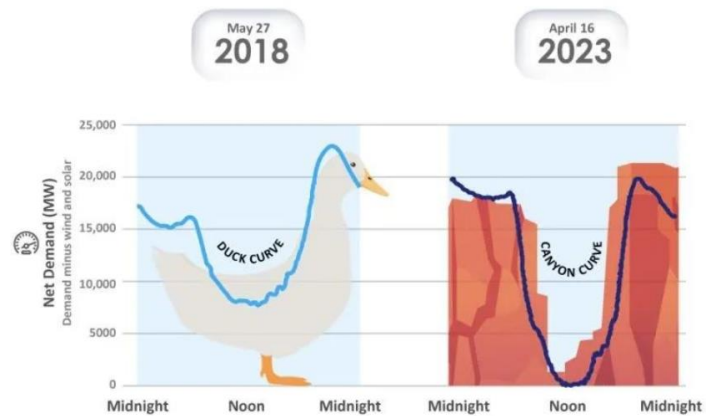
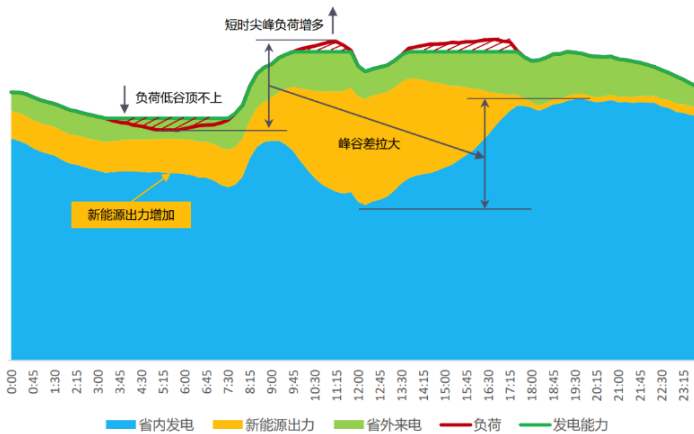
一、电力供需紧平衡背景下，虚拟电厂为提升电网系统灵活性的高性价比方法

1.1 保供应和促消纳需求相互交织、迎峰度夏期间国内电力供需紧平衡

新能源发电占比提升，电力供需波动形成“鸭子曲线”，保供应和促消纳需求相互交织。2022年我国风光发电新增装机达到1.25亿千瓦，连续三年突破1亿千瓦，再创历史新高；风光发电量达到1.19万亿千瓦时，较2021年增加2073亿千瓦时，同比增长21%，占全社会用电量的13.8%。伴随着新能源发电量占比逐年提升，用电量峰谷与发电量峰谷易形成错位，电网不稳定性也随之加强，呈现为电网净负荷“鸭子曲线”，保供应和促消纳的需求在同一天中相互交织。鸭子曲线(Duck Curve)最早出现于美国加州电力市场中，反映了在使用新能源发电的商业发电的一天中，实际用电负荷与风光发电之间的落差，当该落差加剧时，则可能进一步发展为“峡谷曲线”。

图表1：新能源发电占比增多，出现短时负荷尖峰与低谷

图表2：“鸭子曲线”加剧成为“峡谷曲线”



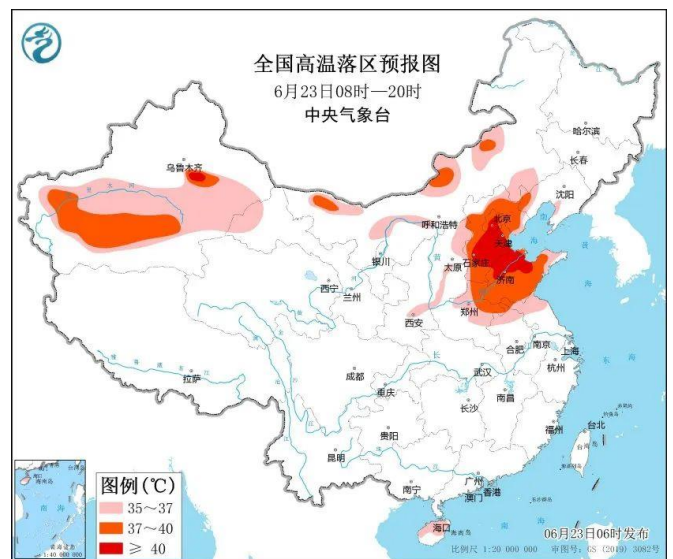
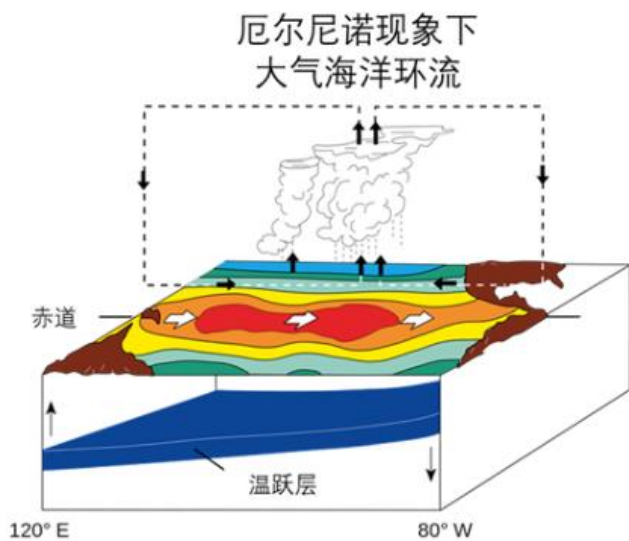
来源：国家能源局、清能互联、国金证券研究所

来源：POWERMAG、国金证券研究所 *注：图示中的净负荷，为全天电力需求和风光等可再生能源的差值，腹部导致弃光弃风，颈部会加剧供电压力

入夏以来各地气温攀升，居民用电负荷叠加企业生产用电同步增长。中国气象局表示，由于厄尔尼诺事件的出现，2023年全球气温比2022年偏高，2023或2024年有可能创造全球新的最暖纪录。根据国家能源局数据，1至5月全国全社会用电量35325亿千瓦时，同比增长5.2%，其中，5月份全国全社会用电量7222亿千瓦时，同比增长7.4%。入夏以来，南方电网最高负荷达2.22亿千瓦，接近历史最高，5月广东、广西、云南、贵州、海南等南方五省区用电负荷分别多次创新历史新高。

图表3：厄尔尼诺现象出现，极端干旱与降水增多

图表4：中国气象局6月23日启动高温四级应急响应



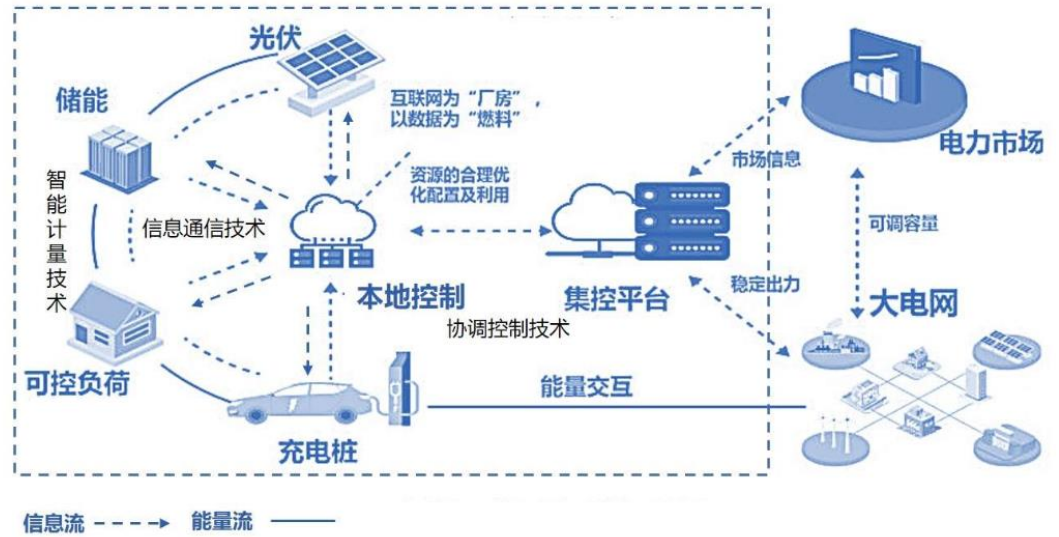
来源：WMO、果壳网、国金证券研究所

来源：中国气象局、国土资源部、央视新闻网、国金证券研究所

1.2 虚拟电厂聚合管理与优化分布式资源，贡献电网“灵活调节”价值

虚拟电厂应用数字化技术、控制技术、物联网技术与通信技术，将分布式电源、储能、与可调负荷等分布式资源进行聚合管理与优化，并作为一个特殊电厂参与电网运行，并成为电力市场的运营实体。在“双碳”政策目标及新型电力系统的背景下，虚拟电厂将成为我国解决能源变革问题的重要手段，其最重要在于贡献出灵活调节的价值。

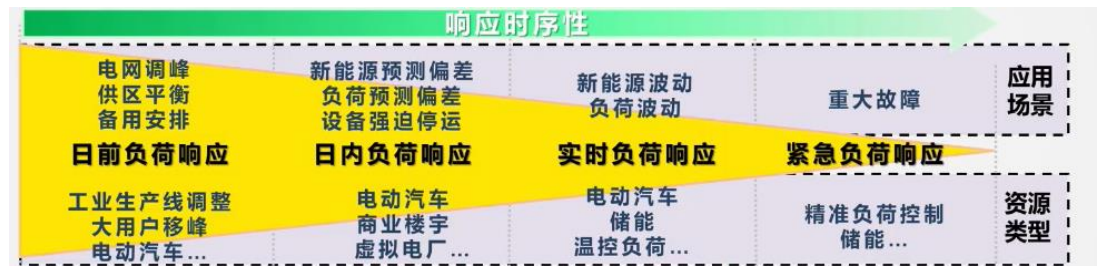
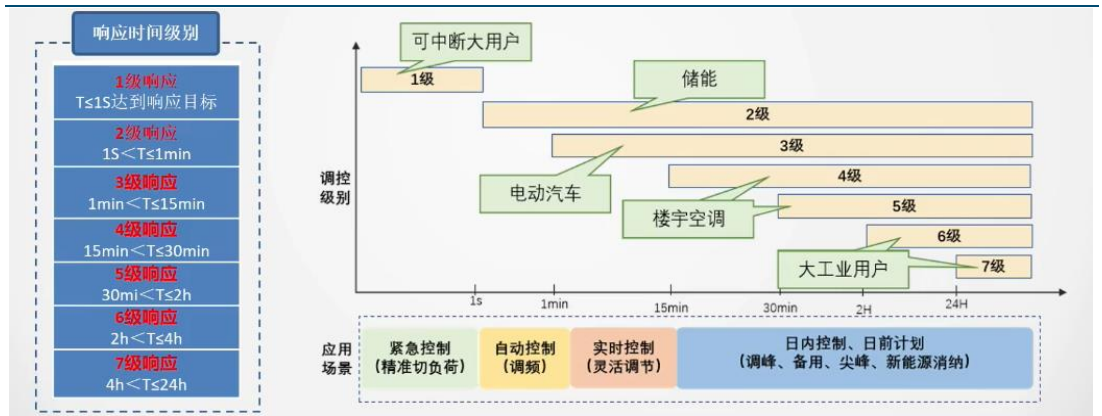
图表5：虚拟电厂是实现分布式能源聚合和协调优化的协调管理系统



来源：国网上海经研院、36氪研究院、国金证券研究所

负荷侧灵活资源可发挥多样作用，能大大激发市场活力，亟需唤醒。负荷侧资源具备“用电行为可引导，聚合调控潜力大，提供服务多样化，电价收益有预期”的特性，因此亟需唤醒海量负荷侧资源，促进源网荷储协同互动。针对负荷响应时间、可持续时间、响应不确定性差异化特征，对负荷按照响应时间聚合建模，按照响应时间级别分为七级，满足电网不同运行场景调控需求。

图表6：可调负荷按照响应时间一般被分为七级



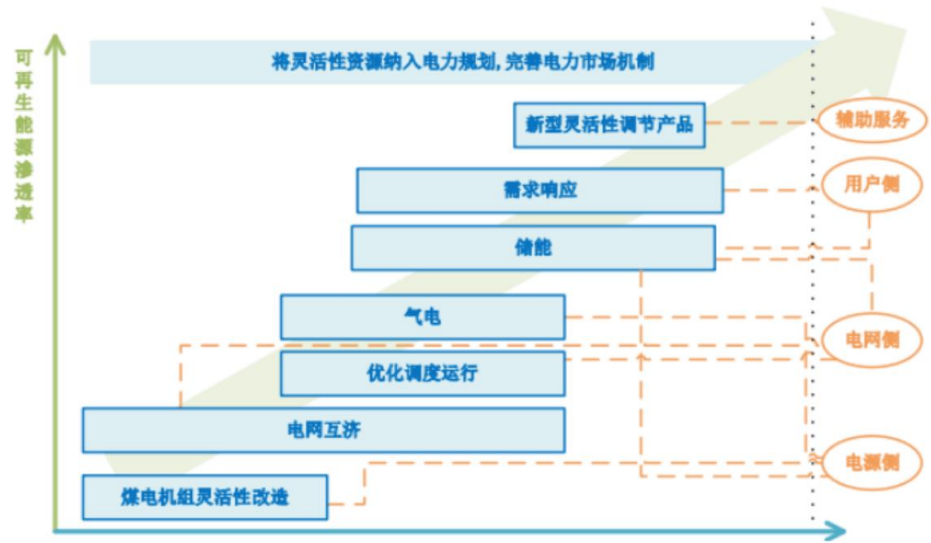
来源：国网电科院、国金证券研究所

1.3 在多种电网系统灵活性提升手段中，虚拟电厂性价比较高

可分别从供给侧、需求侧、电网侧提升系统灵活性。新能源发电具有随机性、波动性、间歇性特征，系统的综合调节能力是影响新能源发展与消纳的关键，迫切需要完善相关政策机制、整合各类调节资源，为更大规模新能源发展创造条件。1) 电源侧：主要包括灵活调节煤电、抽水蓄能、水电扩机、调峰气电、新型储能等，目前全国灵活调节电源装机占比约 17%。2) 需求侧：电力需求响应速度可达到秒级，调节能力优异，发展前景广阔。3) 电网侧：作为资源优化配置的支撑平台，是提升新型电力系统灵活性的重要补充。

虚拟电厂建设成本低，调节潜力巨大。根据国家电网的测算，如果通过火电厂实现电力系统的削峰填谷，满足 5% 的峰值负荷需要投资 4000 亿元，而通过虚拟电厂实现这一目标仅需投资 500 亿到 600 亿元，即火电厂成本的 1/8 到 1/7，其性价比优势远超传统的冗余系统建设方案。

图表7：供给侧、需求侧、电网侧多种资源纳入电力规划，均可提升系统灵活性



来源：《中国电力系统灵活性的多元提升路径》、国金证券研究所

图表8：对比多种调节手段，虚拟电厂发展前景广阔、建设成本低

	调节手段	响应速度	优势	劣势	建设成本
供给侧	电化学储能	毫秒-秒级	充放电转换较灵活，适用于解决新能源短时波动性问题，提高新能源并网性能	经济性有待提高、循环次数及寿命限制、难以大容量长周期	1200-1500 元/千瓦
	抽水蓄能	分钟-小时级	可大规模能量充放、放电时间达小时级以上	成本疏导机制、地理建设条件受限、建设周期	5500-7000 元/千瓦
	水电扩机	分钟-小时级	投资少、造价低、工期短，可增强日内调峰能力	受政策因素等限制	1000-2000 元/千瓦
	火电灵活性改造	秒-小时级	技术成熟、成本低、施工周期较短	受政策因素等限制	500-1500 元/千瓦
	调峰气电	分钟-小时级	启停速度快、运行灵活	受碳减排目标、气源供应、气价高影响	2000-3000 元/千瓦
需求侧	虚拟电厂（需求侧响应）	秒-小时级	具有优异的调节能力，前景广阔	当前成本传导机制仍需理顺、缺乏关键技术和设备支撑	约 1000 元/千瓦
电网侧	电网互济	秒-小时级	可扩大平衡区域范围，实现时间和空间上的扩展和互补	无法从根本上解决供需失衡的关系	-

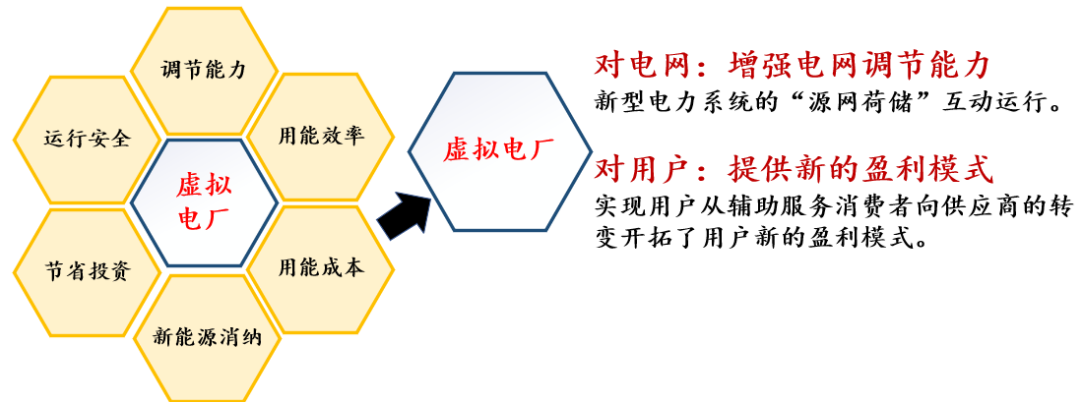
来源：中电联、国家电投、国金证券研究所

二、国内研发应用和商业模式已起步，持续加速市场化、自主调度化转型

2.1 虚拟电厂两大核心作用：增强电网调节能力、提供新盈利模式

- 1) 对电网：双碳背景下，风光装机与发电量逐年攀升，出力曲线进一步拉大峰谷差，间歇性与波动性容易造成短时供需不平衡，负电价与实时电价波动会降低收益与增加风险，虚拟电厂可一定程度为电网调节提供空间，保障新型电力系统“源网荷储”的互动运行。
- 2) 对用户：需求侧响应结合辅助服务市场、电能市场交易可实现电网区域内可调节资源共享互济，为虚拟电厂市场化运行提供条件。

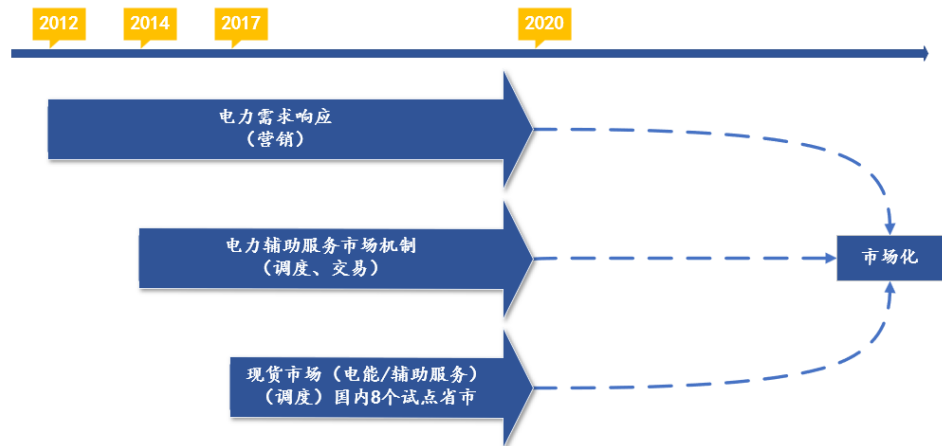
图9：虚拟电厂为电网提供调度空间、同时提供新盈利模式



来源：国家电网、国金证券研究所

虚拟电厂（国内目前以可调负荷侧资源为主）参与到市场的三条路径，包括电力需求响应（营销牵头）、电力辅助服务市场（调度、交易牵头）、电能/辅助服务现货市场（调度牵头），三条路径市场化价格依次递增，最终的实现目标均为能够参与到统一的电力市场中。

图10：虚拟电厂（可调负荷侧资源为主）参与到市场的三条路径



来源：国网电科院、国金证券研究所

虚拟电厂的产业链由上游能源资产、中游运营平台和下游虚拟电厂需求方组成。

- 1) 上游能源资产：可调负荷、分布式电源和储能设备。可控负荷重点是工业、商业和公共建筑、居民等，不同应用场景负荷可调潜力差异较大，商业和公共建筑可调负荷主要是空调、照明、动力等，相对容易管理；居民可调负荷分布散、单点容量小、聚合难度较大。分布式电源指的是小型分布式光伏、风电等机组；储能包括化学储能等。
- 2) 中游虚拟电厂运营平台：包括资源聚合商与技术服务。资源聚合商主要依靠物联网、大数据等技术，整合、优化、调度、决策来自各层面的数据信息，实现虚拟电厂协调控制，是虚拟电厂产业链的关键环节。技术服务商则重点聚焦虚拟电厂软件平台建设，为资源聚合商提供技术服务。
- 3) 下游电力需求方：公共事业企业（电网公司）、能源零售商（售电公司）及一切参与电力市场化交易的主体，实现电力交易、调峰调频和需求侧响应的参与并获取收益。

图表11: 虚拟电厂产业链由上游能源资产、中游运营平台和下游虚拟电厂需求方组成



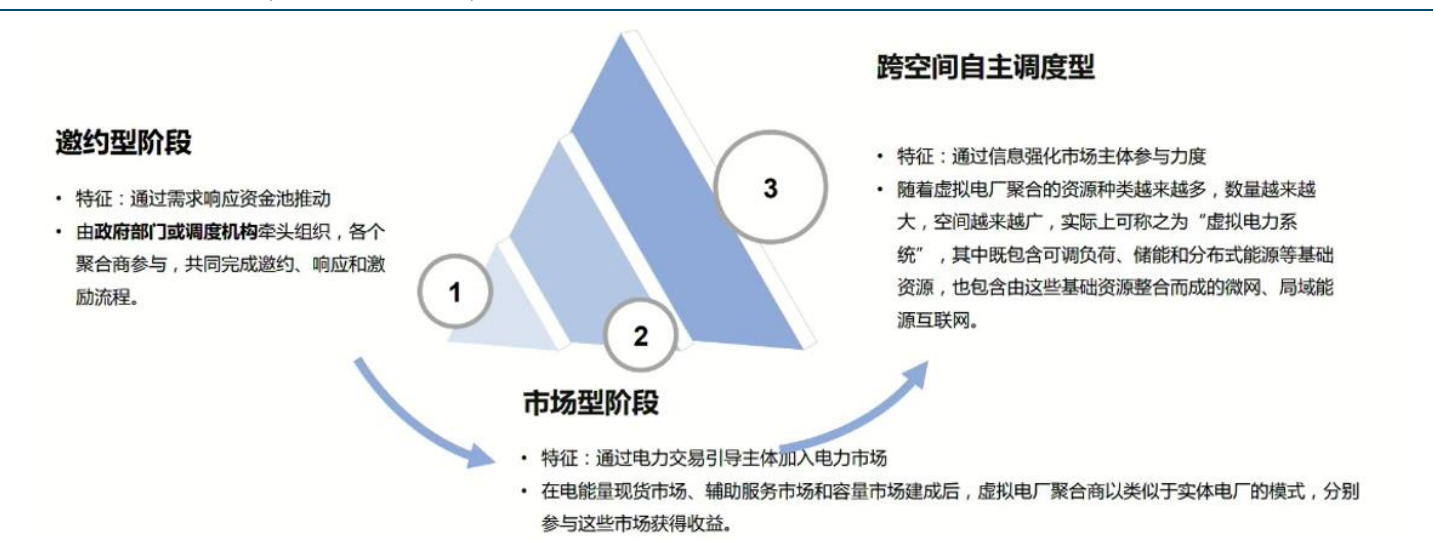
来源：日立能源、国金证券研究所

2.2 国内研发应用和商业模式处于起步阶段，正向市场型、跨区域自主调度型转变

虚拟电厂发展主要分为三个阶段：邀约型阶段——市场型阶段——跨区域自主调度型：

- 1) 邀约型阶段：主要由政府部门或调度部门牵头组织，各个聚合商参与，共同完成邀约、响应和激励流程，主要通过需求响应资金池推动，我国主要仍处于此阶段。
- 2) 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，虚拟电厂聚合类似于实体电厂的模式，分别可以参与这些市场获得受益。
- 3) 跨空间自主调度型阶段：随着聚合种类越来越多，数量越来越大、空间越来越广，其中既包含可调负荷、储能和分布式能源等基础资源，也包含由这些资源整合而成的微网、局域能源互联网。

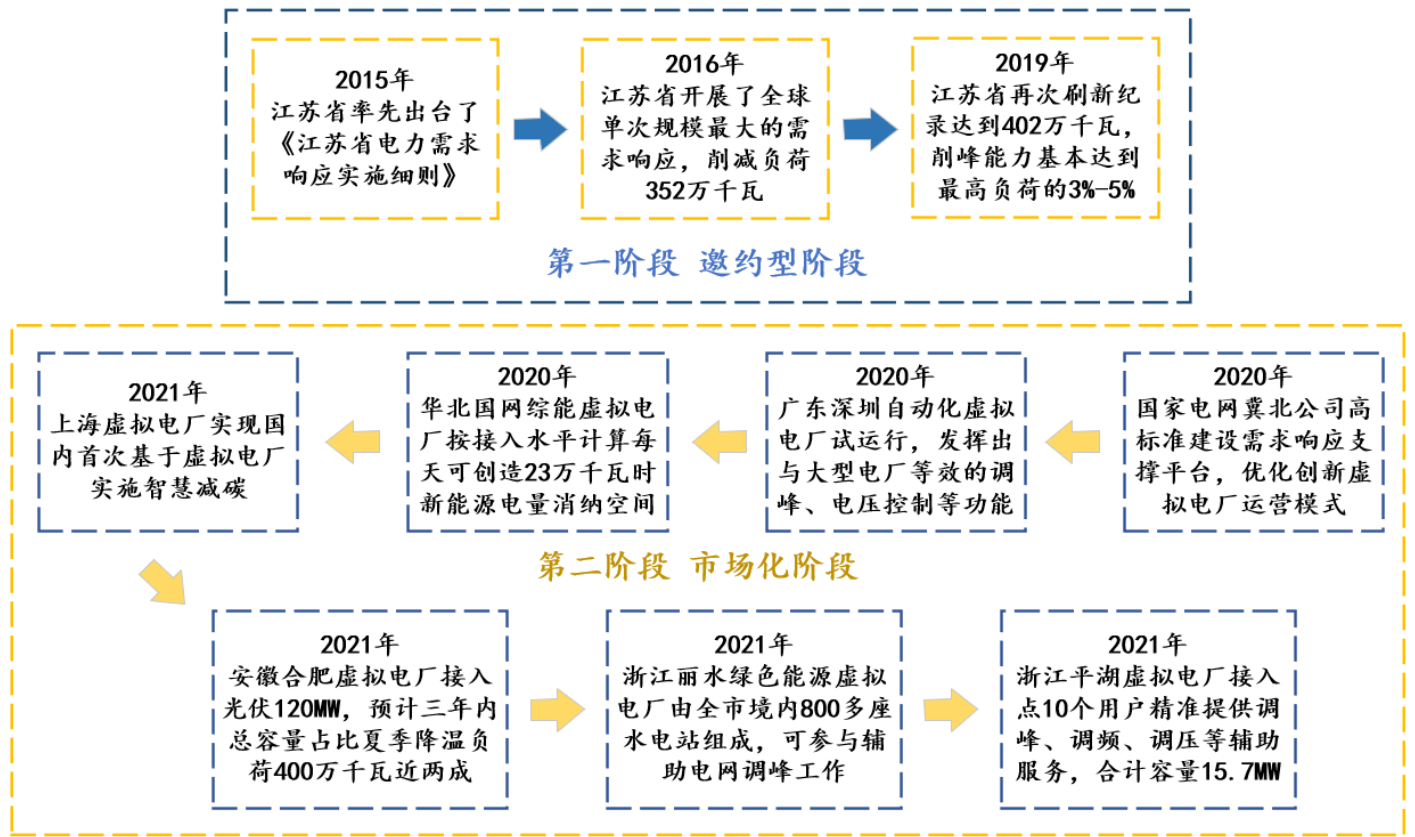
图表12: 虚拟电厂发展：邀约型——市场型——跨空间自主调度型



来源：南方电网、国金证券研究所

我国虚拟电厂正由邀约模式向市场化交易模式转型，“十四五”期间多地开展相关试点。在市场化交易模式下，虚拟电厂聚合商将以类似于实体电厂的模式，在分别参与电力现货市场、辅助服务市场和容量市场等细分市场的运行当中并获得相应收益。“十三五”、“十四五”期间，我国江苏、上海、浙江、广东等地开展了电力需求响应和虚拟电厂的试点，2015-2019年以邀约型阶段起步，2020年后正逐步实现向市场型阶段跨越。

图表13: 我国虚拟电厂正由邀约模式向市场化交易模式转型



来源: 国家能源局、中电联、国网电科院、国金证券研究所

国内多地试点项目商业模式仍处于起步阶段, 未来发展重点是: 可观、可控、可闭环。

- 南网深圳: 负荷资源超过 500MW, 分布式光伏约 300MW, 实现负荷紧急控制、需求侧响应, 尚未实现实时调度闭环控制。
- 冀北项目: 聚合蓄热式电采暖、智能楼宇、商业负荷。用户可通过智能管控平台以外网方式与电力公司进行信息交互, 目前共 16 万千瓦负荷可以参与调节, 主要以邀约响应的形式参与市场。
- 国网宁波供电公司: 将杭州湾地区工业企业、商业写字楼、电动汽车、数据中心、光伏、储能电站在内的 19 家电力用户的发电能力、用电负荷, 可调能力 4.8 万千瓦, 主要参与省级电力需求侧响应, 第三方辅助服务市场。

图表14: 虚拟电厂发展重点为: 可观、可控、可闭环

上海黄浦	<ul style="list-style-type: none"> 聚合超过50幢高楼的负荷资源, 可以释放出约 5万千瓦电力来实现“削峰填谷”。尚未实现对负荷资源的在线自动控制。
南网深圳	<ul style="list-style-type: none"> 工商业可调负荷、分布式电源接入, 负荷资源大于500兆瓦, 分布式光伏约300兆瓦。实现了负荷紧急控制、需求侧响应, 未实现实时调度闭环控制。
冀北项目	<ul style="list-style-type: none"> 聚合蓄热式电采暖、智能楼宇、商业负荷。用户可通过智能管控平台以外网方式与电力公司进行信息交互, 目前共16万千瓦负荷可以参与调节, 主要以邀约响应的形式参与市场。
国网宁波供电公司	<ul style="list-style-type: none"> 宁波虚拟电厂平台以杭州湾地区电网为试点, 通过5G专网和智慧终端, 采用合约交易的商业模式, 将杭州湾地区工业企业、商业写字楼、电动汽车、数据中心、光伏、储能电站等在内的19家电力(包括14家企业, 4家光伏和1家自备电厂)用户的发电能力、用电负荷, 可调能力4.8万千瓦, 主要参与省级电力需求侧响应, 第三方辅助服务市场。

**国内虚拟电厂技术的研发应用和商业模式还处于起步阶段
重点是: 可观、可控、可闭环**

来源: 国家电网、国金证券研究所

2.3 国内相关政策从 2021 年后密集出台，虚拟电厂发展得到有力保障

支持政策频频出台，虚拟电厂发展得到有力保障。2021 年以来我国不断发布支持虚拟电厂建设各项政策，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）》和《电力负荷管理办法（征求意见稿）》，提出“建立和完善需求侧资源与电力运行调节的衔接机制，逐步将需求侧资源以虚拟电厂等方式纳入电力平衡，提高电力系统的灵活性”、“重点推进新型储能、虚拟电厂、车网互动、微电网等技术的创新和应用”。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。到 2030 年，形成规模化的实时需求响应能力，结合辅助服务市场、电能量市场交易可实现电网区域内可调节资源共享互济。

图表 15：虚拟电厂相关政策有力支撑（国家层面政策）

发布时间	政策文件	政策内容
2021 年 3 月	《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》	国家发改委、国家能源局联合发布，指出依托“云大物移智链”等技术，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 年 7 月	《关于加快推动新兴储能发展的指导意见》	鼓励聚合利用不间断电源、电动车、用户侧储能等分散式储能设施。依托大数据、云计算、人工智能、区块链等技术，结合体制机制综合创新，探索智慧能源、虚拟电厂等多种商业模式。
2022 年 1 月	《“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	《2022 年能源工作指导意见》	健全峰时电价、峰谷电价，支持用户侧储能多元化发展，充分挖掘需求侧潜力，引导电力用户参与虚拟电厂、移峰填谷、需求响应。
2022 年 8 月	《科技支撑碳达峰碳中和实施方案》	建立一批适用于分布式能源的“源-网-荷-储-数”综合虚拟电厂
2022 年 11 月	《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 3 月	《国家能源局关于加快推进能源数字化智能化发展的若干意见》	推动柔性负荷智能管理、虚拟电厂优化运营、分层分区精准匹配需求响应资源等，提升绿色用能多渠道智能互动水平。
2023 年 5 月	《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》	建立和完善需求侧资源与电力运行调节的衔接机制，逐步将需求侧资源以虚拟电厂等方式纳入电力平衡，提高电力系统的灵活性。重点推进新型储能、虚拟电厂、车网互动、微电网等技术的创新和应用。
2023 年 5 月	《电力负荷管理办法（征求意见稿）》	各级电力运行主管部门应指导电网企业统筹推进本地区新型电力负荷管理系统建设，制定负荷资源接入年度目标，逐步实现 10 千伏及以上高压用户全覆盖。负荷聚合商、虚拟电厂应接入新型电力负荷管理系统。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。到 2030 年，形成规模化的实时需求响应能力，结合辅助服务市场、电能量市场交易可实现电网区域内可调节资源共享互济。

来源：发改委、国家能源局、国金证券研究所

2023 年 2 月，《虚拟电厂管理规范》《虚拟电厂资源配置与评估技术规范》两项国家标准获批立项，这意味着我国虚拟电厂建设将有国家统一管理规范。此工作由全国电力需求侧管理标准化技术委员会，分别由国网浙江电力和国网上海电力牵头，国调中心、南网总调及部分行业领先单位共同参与编制。其中，《虚拟电厂资源配置与评估技术规范》规定了虚拟电厂接入电力系统运行应遵循的一般原则和技术管理要求，包括电网运行对虚拟电厂申请并网程序和条件、虚拟电厂并网与接入、虚拟电厂调度运行、虚拟电厂运行安全规定等，适用于通过 110kV 及以下电压等级接入电网的虚拟电厂。

图表16: 《虚拟电厂资源配置与评估技术规范》编制框架

		第五章 规划设计		第六章 建设管理		第七章 认证管理		第八章 运行管理				第九章 市场注册			第十章 并网运行				第十一章 运营管理			第十二章 退出管理							
第一章 范围	第二章 规范性引用文件	第三章 术语和定义	第四章 总则	虚拟电厂规划的基本原则	虚拟电厂规划的基本流程	虚拟电厂建设步骤	虚拟电厂建设许可	虚拟电厂技术支持系统建设管理	虚拟电厂测试认证工作范围和内容	虚拟电厂测试认证技术要求	虚拟电厂运行基本原则	虚拟电厂调度运行基本原则	虚拟电厂需求响应基本原则	虚拟电厂技术支持系统运行管理	虚拟电厂注册条件	虚拟电厂注册过程	虚拟电厂变更管理	虚拟电厂并网运行管理的一般要求	虚拟电厂并网准入的一般要求	虚拟电厂并网运行技术要求	虚拟电厂并网运行数据交互要求	虚拟电厂并网运行系统安全要求	虚拟电厂并网运行事故演练要求	虚拟电厂运营模式	虚拟电厂交易管理	虚拟电厂结算管理	虚拟电厂辅助服务补偿	虚拟电厂退出方式	虚拟电厂退出机制

来源: 国家电网报、全国标准信息公共服务平台、国金证券研究所

2.4 成熟完备的电力市场是虚拟电厂长期发展的必要土壤

我国电力市场改革持续深入开展, 顶层设计逐渐完善。从2015年国务院印发9号文标志着本轮电力体制改革正式执行, 到2016年底发改委印发《电力中长期交易基本规则》, 再到2021年《关于加快建设全国统一电力市场的指导意见》、《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》、2022年《关于加快建设全国统一大市场的意见》, 电力市场改革持续快速、深入开展。

图表17: 我国电力市场建设历程: 从“9号文”到《加快建设全国统一电力市场》



来源: 国家发改委、中电联、国家电网、国金证券研究所

目前, 我国电力市场已初步形成了全市场体系结构:

- 在空间范围上覆盖省间(跨越省级电网的交易)、省内(电力用户、售电公司与发电企业通过交易平台开展的交易)
- 在时间周期上覆盖多年、年度、月度、月内的中长期交易, 及日前、日内、现货交易;
- 在交易标的上覆盖电能量、辅助服务、合同电能(包括转让、回购、置换交易), 可再生资源消纳权重等交易品种的全市场体系结构。

图表18: 我国已初步形成了电力市场全体系结构

双边交易		集中竞价交易			挂牌交易	
年度	月度	月内短期	日前	日内、实时		
<ul style="list-style-type: none"> • 优先购电指按照政府定价优先购买电力电量,并获得优先用电保障。 • 优先发电指按照政府定价或同等优先原则优先出售电力电量。 • 优先发电电量现阶段视为厂网双边交易电量,纳入电力中长期交易范畴。 	<ul style="list-style-type: none"> • 《电力中长期交易基本规则》(发改能源规[2020]889号)正式印发,为中长期交易开展提供依据。 • 省间市场交易,指跨越省级电网的交易。 • 省内市场交易,指电力用户、售电公司与发电企业通过交易平台开展的交易。 	<ul style="list-style-type: none"> • 指各类电量交易合同的转让交易。 • 目前主要形式:发电权交易,包括:火火、水火、新能源与常规电厂之间的合同替代交易,公用电厂与自备电厂的替代交易、省间替代交易等,合同交易:包括合同转让、回购、置换交易。 	<ul style="list-style-type: none"> • 区域省间辅助服务市场方面,国网经营区内各个区域相继出台了区域省间辅助服务市场运营规则。 • 省内辅助服务市场方面,国网经营区内大部分省份均出台了辅助服务市场运营规则。 	<ul style="list-style-type: none"> • 根据国家能源局批复,开展跨区域省间富余可再生能源电力现货交易试点 • 在国家发改委、国家能源局组织下,8个现货试点省正式启动试运行。第二批6家试点已开展现货模拟试运行。 • 《省间现货交易规则(试行)》正式印发。 		
优先发电、购电交易	中长期电能交易	合同电量转让交易	辅助服务交易	现货市场建设试点		

来源: 国家电网、国家能源局、国金证券研究所

现货市场交易: 省间市场定位于资源配置型市场, 要按照国家能源战略做好能源资源在全国范围内的优化配置; 省级市场定位于电力平衡型市场, 主要满足省内平衡调剂需要。在发改委、能源局组织下, 第一批8个现货试点省正式启动试运行, 第二批6家试点已开展现货模拟试运行。其中第一批现货试点单位山东、山西、福建、甘肃、四川已实现常态化长周期运行, 第二批6家现货试点单位均开展了现货市场试运行。其中, 湖北、江苏、安徽开展了短周期结算试运行; 辽宁、河南、上海开展了调电试运行。

图表19: 各区域、各省市电力市场开展情况梳理

区域	东北区域					华北地区					西北区域				西南区域				华东地区					华中区域				南方区域																
	黑龙江	吉林	辽宁	蒙东	东北区域	京津唐	冀北	山西	山东	蒙西	河北南网	华北区域	甘肃	青海	新疆	宁夏	西北区域	陕西	重庆	四川	西藏	西南区域	上海	江苏	福建	安徽	浙江	华东区域	湖北	湖南	河南	江西	华中区域	广东	云南	广西	贵州	海南	南方区域					
电能量·中长期交易	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
电能量·现货交易	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	
需求侧响应交易	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	
辅助服务交易·调峰	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	
辅助服务交易·调频	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	
辅助服务交易·备用	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	

来源: 中电联、国家电网、清能互联、国金证券研究所

双碳目标下电力市场未来发展趋势: 1) 目标多维化: 由以往提高电力行业运行效率的单一目标, 向“保安全、促转型、提效率”的多元目标转变; 2) 价值多元化: 由电能量价值为主, 逐步向电能量价值、可靠性价值、灵活性价值以及绿色环境价值等多维价值体系转变; 3) 中长期电力市场连续运营: 更好适应电力供需时段性变化频繁和新能源发电波动性、随机性特点; 4) 现货电力市场全面覆盖: 完善现货交易限价、报价机制, 形成更加合理的现货价格; 5) 新能源高比例参与: 引导各类灵活资源主动系统调节并获得合理收益, 促进“源网荷储”协同互动; 6) 容量补偿机制持续完善: 引导清洁高效火电机组投资、保障系统发电能力充裕; 7) 持续推动需求侧参与电力市场, 促进源网荷储协调发展。

三、国内试点示范项目：深圳、冀北电厂成功经验具备可复制性

3.1 深圳试点：虚拟电厂建设需求强烈，设立国内首家虚拟电厂管理中心

深圳虚拟电厂建设需求强烈：受外电和清洁能源比重大，负荷密度巨大、负荷资源丰富：

- 深圳受外电、清洁能源比重大，并全力落实国家西电东送战略。西电东送2回直流(兴安、新东) 800万千瓦落点深圳，减排CO₂ 5000万吨/年。2022年深圳非化石能源电量占比超过58%，实现本地清洁能源全额消纳、处于国内领先水平。
- 深圳电网属于典型的城市电网，负荷密度高度集中、2022年全市负荷密度为1.07万千瓦/平方公里，全国第一，是全国负荷密度最高的城市电网。负荷呈现夏季“一谷双峰”、冬季“一谷三峰”的局面，负荷峰谷差明显，尖峰负荷短。
- 深圳以电车为代表的新型负荷爆发式增长，负荷侧可调资源丰富。根据深圳市供电局数据，截至2023年1月，深圳市新能源汽车保有量已达76万辆，预计2025年将突破130万辆，动力电池储能潜力将达5000万千瓦时，充电桩保有量达57万支。

图表20：西电东送2回直流800万千瓦落点深圳

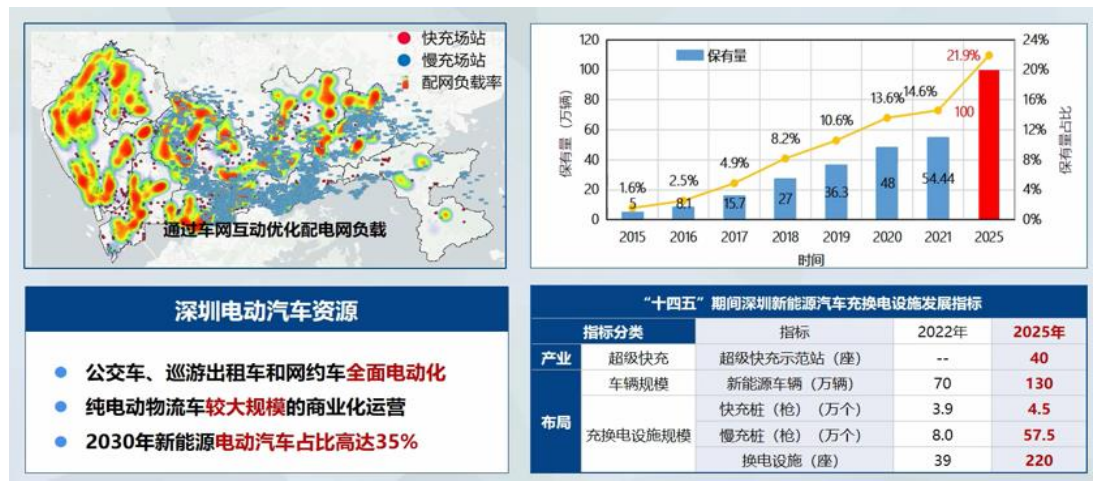
图表21：2022年深圳负荷密度为1.07万千瓦/平方公里



来源：南方电网、深圳供电局、国金证券研究所

来源：南方电网、深圳供电局、国金证券研究所

图表22：深圳以电车为代表的新型负荷爆发式增长，预计2025年保有量达130万辆

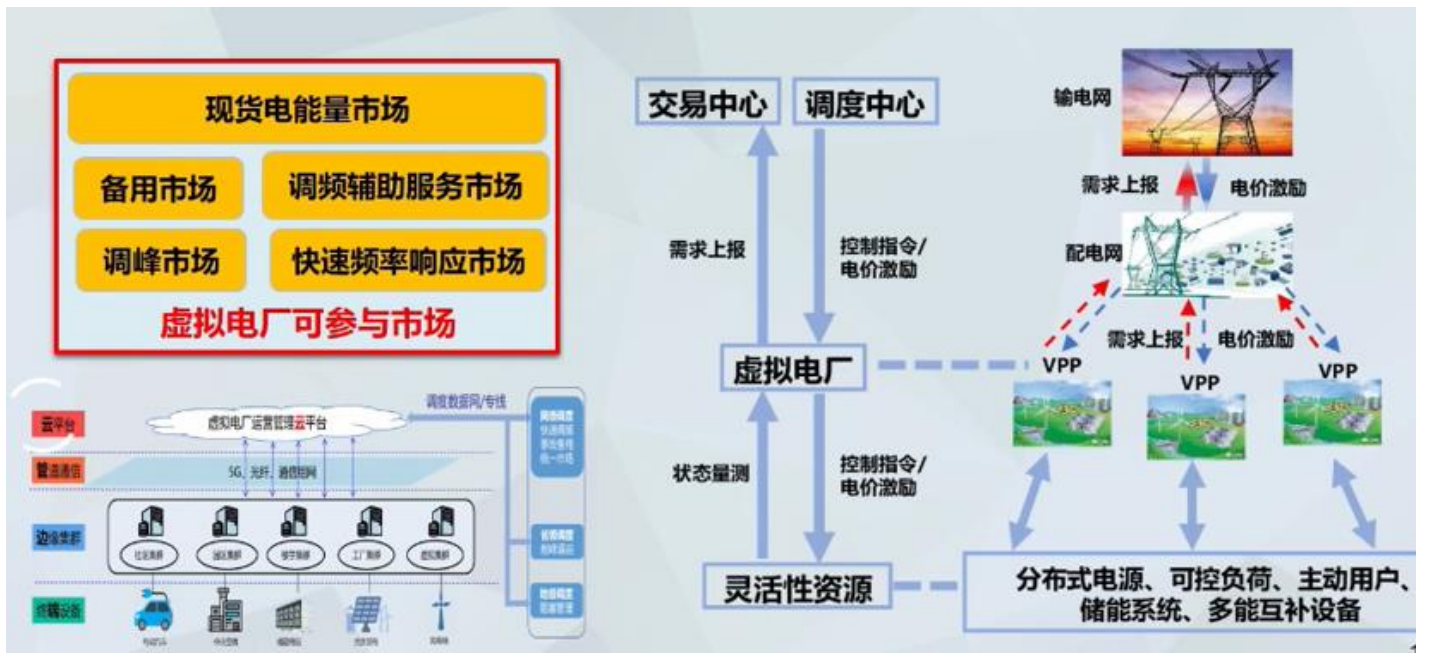


来源：深圳供电局、国金证券研究所

深圳建成了国内首家网地一体虚拟电厂运营管理云平台，实现了负荷侧可调节资源实时可观、可测、可控、可调，实现可调节资源规模化接入、有序充电、辅助调频、削峰填谷等，打造“源-网-荷-储协调互动”新模式，为能源的有序流动、经济运行奠定坚实基础，促进数字世界和物理电网的有机融合。

2022年8月虚拟电厂正式挂牌，2022年12月22日供电局正式成立虚拟电厂管理中心成立实体机构，**挂靠在电力调度控制中心下独立运作**。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，预计到2025年，将建成具备100万千瓦级可调节能力的虚拟电厂，逐步形成年度最大负荷5%左右的稳定调节能力。

图表23：深圳建成国内首家网地一体虚拟电厂运营管理云平台



来源：深圳供电局、国金证券研究所

2022年12月，40多家虚拟电厂参与方均接入深圳管理中心，其中包括：

- 1) 传统电厂：国电投、中广核、深能源、深电能、深粤能、华润电力、能源技术公司等
- 2) 充电桩企业：南网电动、特来电、星星充电、普天新能源、奥特迅、小桔新能源和蔚蓝快充等
- 3) 建筑楼宇资源：美的集团、建科院、前海能源、深石零碳等
- 4) 储能资源：宁德时代、欣旺达、南山热电厂、钰湖电力、蔚来能源、健网科技等
- 5) 基站：中国铁塔、中国电信、中国移动、中国联通、华为
- 6) 虚拟电厂研发设计、AI企业：上海成套院、兆瓦云、科中云、恒实科技、麦思杰、晟能科技、新能院、信诺数据、汉驰科技、健网科技、合肥原力等。

图表24：部分接入深圳虚拟电厂管理中心平台的参与方



来源：深圳供电局、国金证券研究所

3.2 冀北试点：全国首个虚拟电厂市场化运营的示范项目，整体技术处于国际领先水平

冀北电厂构建了“1（虚拟电厂智能管控平台）+n（运营商/聚合商）+x（用户）”体系。在全国首次实现了调度资源纳入调度闭环运行，并且在全国首次建立了调节资源参与的市场机制与商业模式。冀北电厂突破了依赖补贴的传统需求响应，确立了新型调节主体在调峰辅助服务市场中的可持续、商业化运营模式；突破了传统电力系统中，由“源”侧提供系统调节服务的模式，拓展了电力系统调节的手段、增强了系统调节能力。

图表25：1（虚拟电厂智能管控平台）+n（运营商/聚合商）+x（用户）体系



来源：华北电力大学、国金证券研究所

冀北虚拟电厂可提供实时、柔性、连续的能量调节，增强了系统调节能力，参与调峰辅助服务，有效促进京津唐电网在低谷时段的新能源消纳。目前平台上有3家运营商（冀北综合能源、恒实科技、国电投中央研究院），聚合了35家用户、接入蓄热式电锅炉、智慧楼宇、可调节工商业等11类可调资源，拥有156个可调节资源，总容量35.8万千瓦，最大调节电力调节能力20.4万千瓦。

图表26：冀北电厂总容量35.8万千瓦，最大调节电力调节能力20.4万千瓦



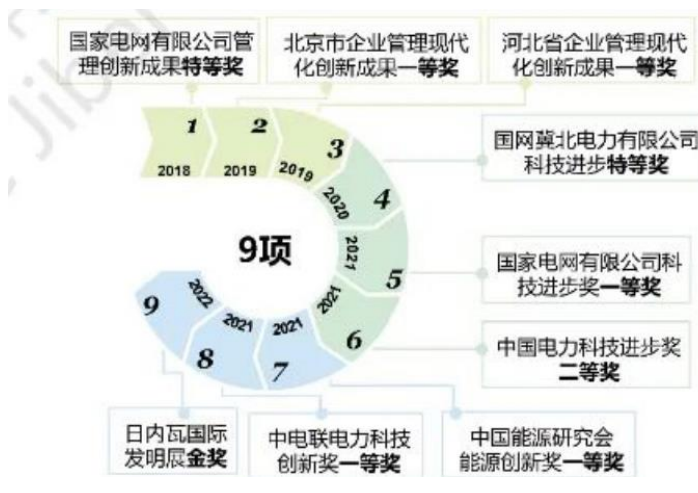
来源：国网冀北电力有限公司、国金证券研究所

冀北虚拟电厂主导发布了虚拟电厂领域首个 IEC 国际标准，参与了编制首个 IEC 白皮书。建立了虚拟电厂核心技术体系，整体技术处于国际领先水平，同时获得了日内瓦国际发明展金奖、国网公司科技进步一等奖、中国能源研究会能源创新奖一等奖、中电联电力科技创新奖一等奖等省部级及以上奖励9项。

图表27: 冀北虚拟电厂 IEC 参与国际标准&白皮书编写



图表28: 冀北虚拟电厂获得了9项省部级及以上奖励



来源: 国网冀北电力有限公司、国金证券研究所

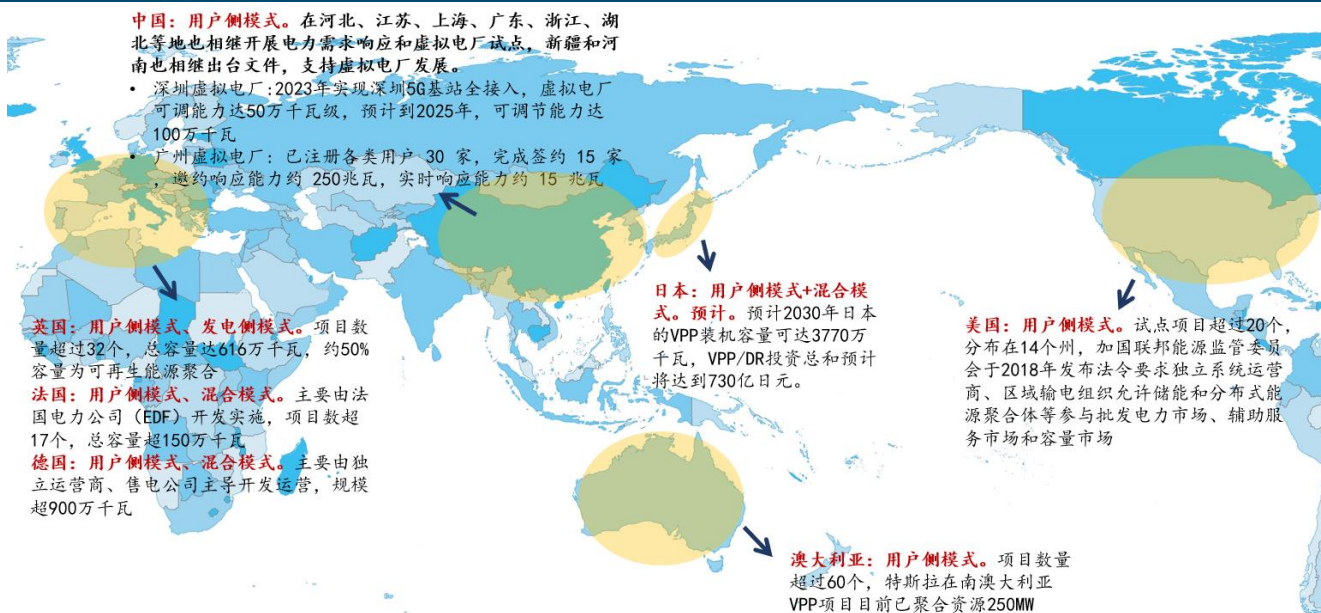
来源: 国网冀北电力有限公司、国金证券研究所

四、他山之石：海外澳洲、德国虚拟电厂起步早，极具借鉴意义

海外虚拟电厂起步早于国内月 10 年，机制较成熟，商业模式相对清晰，部分已进入成熟的商业运营阶段。美国、澳大利亚、欧洲（英国、法国、德国）、日本等地区已开展项目。海外虚拟电厂参与电力市场交易，容量和交易规模较大，主要分为用户侧、发电侧、混合模式三种。

- 1) 用户侧模式: 在电力市场发展早期, 虚拟电厂以可自主响应的可控负荷为主进行响应。挖掘社区、工商业用户侧能源的聚合调节潜力, 参与响应系统调度指令。
- 2) 发电侧模式: 在分布式能源资源聚合应用发展较为成熟阶段, 电力市场业已建成或部分建成, 虚拟电厂聚合商以类似于实体电厂的模式, 参与电力交易和服务以获得收益。
- 3) 混合模式: 在分布式能源资源聚合应用发展成熟阶段, 通聚合发电侧资源以及用户侧的分布式能源, 虚拟电厂可以解决发电、售电业务的整合增效问题, 在成熟电力市场环境下长期商业运营。

图表29: 美国、澳大利亚、欧洲（英国、法国、德国）、日本等地区均已开展虚拟电厂项目



来源: 日立能源、国网电科院、国土资源部、RMI、南方电网、国金证券研究所

国外对虚拟电厂的相关政策始于 21 世纪初欧盟七国的 VFCPP 项目, 相关政策出台密集。

- 美国探索：美国在 2010 年《需求响应国家行动计划》将需求侧响应上升到国家层面。ConEdison 公司和 Green Mountain Power 公司开展探索与项目搭建。
- 德国探索：2012 年，Statkraft 公司在德国建立了第一个商业虚拟发电厂，此后虚拟电厂开始了大规模的商业化应用，正式开始探索虚拟电厂平台的搭建。

图表30：欧美地区虚拟电厂支持政策比国内提早约 10 年



来源：国家电网、国金证券研究所

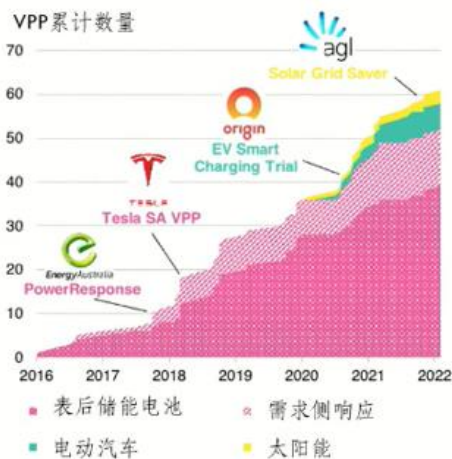
4.1 澳大利亚：以储能为主体的项目占比最高、售电公司为主要参与方

澳洲以储能为主体的项目占比最高、售电公司为主要参与方。澳大利亚虚拟电厂发展较成熟的原因：1) 地广人稀，能源结构高度分散，分布式电源资源、储能资源丰富；2) 人口密度较低，因此电网建设成本相对较高；3) 澳洲电力市场改革实行早，电力市场成熟度高。根据 RMI 数据，截止 2022 年底，澳洲共有 61 个虚拟电厂项目：1) 以技术类型区分：以储能为主体的项目占比最高 (39 个)，且每个项目中均使同一储能品牌，其次是需求侧响应类型的项目 (12 个)；2) 以运营方身份区分：售电公司为主要参与方 (33 家) (售电公司手里有客户资源、并且非常贴近市场)，其次是电网公司主导 (15 家)。

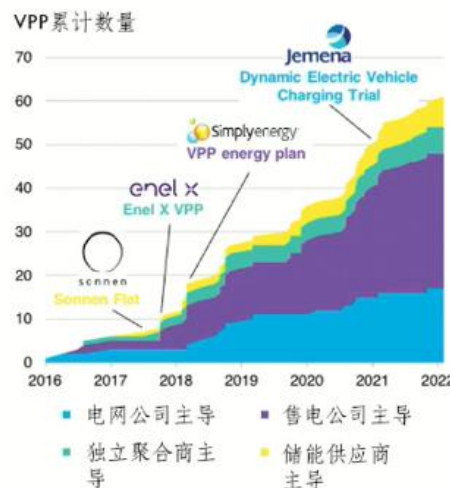
61 个项目中：参与批发市场的有 41 个 (根据价格信号去调节自己的生产和消费行为)，给电网提供服务的有 32 个 (提供容量、提供需求侧响应等)，参与辅助服务市场的有 17 个 (有功和无功平衡功率等)。

图表31：澳洲以储能为主体的项目占比最高、售电公司为主要参与方

按主要技术类型区分



按运营方身份区分



市场参与度 (2022数据)

参与批发市场的VPP数量
41/61

提供电网服务的VPP数量
32/61

提供辅助服务的VPP数量
17/61

来源：BloombergNEF、RMI、国金证券研究所

特斯拉在澳大利亚的虚拟电厂项目于 2017 年启动，并在南澳大利亚州进行了试点。该试点项目取得了成功，随后特斯拉将 VPP 扩建至澳大利亚其他州，包括新南威尔士州、维多利亚州和昆士兰州。近日，特斯拉启动了其在南澳大利亚州虚拟电厂项目的第 4 阶段。

- 第 1 阶段(100 套系统)：包括 100 套太阳能和特斯拉 Powerwall 家用电池系统。
- 第 2 阶段(1000 套系统)：扩建至 1000 个系统，由澳大利亚可再生能源机构 (ARENA) 和南澳大利亚政府资助，为电网提供能源和应急频率控制辅助服务 (FCAS)。
- 第 3 阶段(3000 套系统+1000 套系统)：在之前安装的 1100 套系统的基础上，再为南澳家庭安装 3000 套，在南澳私人住宅中安装 1000 套家用电池系统
- 第 4 阶段(3000 套系统)：为多达 3000 个低收入家庭安装 powerwall 家用电池系统。

截至 2023 年 3 月，特斯拉在澳大利亚的 VPP 有超过 1 万户家庭参与，帮助减少了超过 100MW 的高峰需求，并为参与家庭平均每年节省了 200 美元的电费。

图表 32：特斯拉 VPP 在澳大利亚的发展时间表：2017 年-2023 年

年份	发展进程
2017	特斯拉在南澳大利亚推出 VPP 试点项目
2018	特斯拉将 VPP 项目扩展到新南威尔士州
2019	特斯拉将 VPP 项目扩展到维多利亚州
2020	特斯拉将 VPP 项目扩展到昆士兰州
2021	特斯拉 VPP 项目覆盖超过 1 万户家庭
2022	特斯拉 VPP 项目有助于减少超过 100MW 的峰值需求
2023	特斯拉 VPP 项目平均每年为参与家庭节省 200 美元的电费

来源：中关村储能产业技术联盟、Tesla、国金证券研究所

4.2 德国：分布式可再生能源倾向于交由虚拟电厂运营

德国虚拟电厂相对成熟，基本实现商业化运行，分布式光伏项目倾向选择交由其运营。主要由于政府颁布了《电力市场及规则》、《电网加速扩建法》、《聚合商相关法规》等相关政策，规定虚拟电厂可用其资源池中聚合的各种分布式能源资源、可中断负荷既可以参与电力平衡市场、也可以参与输电系统运营商的招标。其中《电网加速扩建法》降低了参与调度的最低门槛，从 10MW 降低到 100KW，引入调度管理商这一新的市场角色；《可再生能源法》也规定了所有 100KW 以上可再生能源发电项目必须参与电力市场交易销售。

图表 33：德国相关政策不断催化，分布式光伏倾向于交由虚拟电厂运营

政策名称	主要内容
《电力市场及规则》	虚拟电厂可用其资源池中聚合的各种分布式能源资源，参与平衡市场，提供备用服务，特别是二次备用和三次备用服务。
《可中断负荷协议条例》	可中断负荷既可以参与电力平衡市场，也可以参与输电系统运营商的招标。
《电网加速扩建法》	降低了参与调度的最低门槛，从 10MW 降低到 100KW，引入了调度管理商这一新的市场角色。
《可再生能源法》	所有 100KW 以上可再生能源发电项目必须参与电力市场交易
《聚合商相关法规》	虚拟电厂可以根据机组的数量和类型确定其资源池中的分布式能源资源，从而提供各类平衡服务。
《能源经济法》	将家庭归纳进电力市场交易，为居民提供灵活性的法律基础和先决条件

来源：德国联邦经济与能源部、国家电网、国金证券研究所

德国 Next Kraftwerke 是欧洲最大的虚拟电厂运营商，截至 2022 年各类分散式能源单元超过 13000 个，总容量超过 11GW，具有虚拟电厂运营商、能源交易商多重身份，能够提供涵盖数据采集、电力交易、电力销售、用户结算等全产业链条能源服务，因而获得了海量的响应资源。其盈利模式：1) 1. 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) 利用每 15min 一次，每天 96 次的电力市场价格波动，虚拟电厂调节分布式电源出力、需求响应实现低谷用电、高峰售电，获取最大利润；3) 利用微燃机、生物质发电等启动速度快、出力灵活的特点，参与电网的辅助服务，获取收益。

图表34：2022 年 Next Kraftwerke 各类分散式能源单元超过 13000 个，总容量超过 11GW



来源：Next Kraftwerke、国金证券研究所

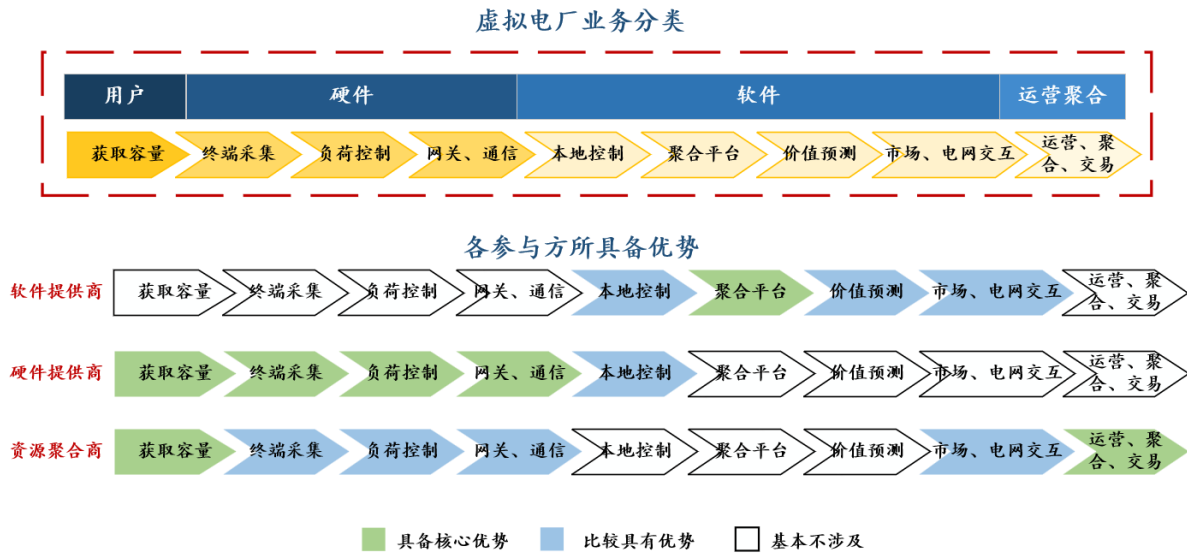
五、2025 年整体容量预计突破 800 亿，包含软件平台、硬件、和运营聚合

我们对国内虚拟电厂发展演绎的判断：①前期软件平台需求量爆发——②催生终端硬件设备改造和替换升级周期——③聚合商长期运营持续产生稳定收入——④各类业务深度融合，例如一个大型虚拟电厂聚合商可具备多重身份——⑤价值量最终回归到软件上（具备形成最优策略、赚取超额收益的算法和模型）

5.1 虚拟电厂业务包括软件平台、硬件、运营聚合，毛利率依次递减、市场容量依次递增

我们把虚拟电厂业务大致划分为三类：软件平台类、硬件类、运营聚合类。其中软件平台涉及到：①本地控制、②聚合平台、③价值预测优化、④市场&电网交互四大模块；硬件包括①终端采集设备（智能电表等）、②负荷控制终端、③网关和通信三种。

图表35: 虚拟电厂业务主要包含软件平台、硬件、和运营聚合

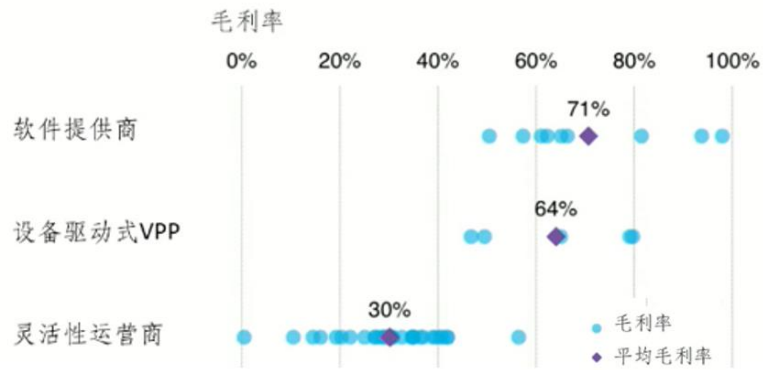


来源：国家电网、RMI、国金证券研究所

根据 BloombergNEF、RMI 数据，在盈利能力方面，我们判断在虚拟电厂三种业务中，软件提供商的产品毛利率最高，其次是硬件设备类、再其次是资源运营聚合类。但在长期市场容量方面，虽然涉及资源运营和聚合的业务利润较薄，但是规模增速未来有望超过软件平台和硬件设备类业务。

图表36: 软件平台、硬件和运营聚合业务毛利率依次递减、市场容量依次递增

不同VPP主导方的2022年毛利率统计



来源：BNEF、RMI、国金证券研究所

5.2 空间测算：2025 年虚拟电厂建设规模预计达到 800 亿

(一) “自上而下” 测算：

预计 2025 年虚拟电厂投资规模达到 800 亿元，运营市场(需求侧响应)规模达到 50 亿元。

- 虚拟电厂建设投资：据中电联预计，2025 年我国全社会用电量将达 9.5 万亿千瓦时，而最大负荷将达到 16 亿千瓦，按 5%可调节能力、投资成本 1000 元/千瓦计算，预计到 2025 年，虚拟电厂投资规模有望达到 800 亿元。
- 虚拟电厂运营：参考目前峰值负荷时长水平，我们预计 2025 峰值负荷将达到 50 小时，对应 2025 年电网需求侧响应电量 40 亿千瓦时。目前我国虚拟电厂处于发展初期，度电补偿较高以刺激时长，参考《广州市虚拟电厂实施细则》0-5 元/千瓦时的削峰响应补贴，预计 2025 年虚拟电厂进入商业化运营后，补偿标准为 2.5 元/千瓦时。假设分成比例为 50%，则预计 2025 年虚拟电厂运营市场规模将达到 50 亿元。(仅按照补贴测算)

图表37: 2025年虚拟电厂投资规模达到800亿元

2025年全社会用电量(亿千瓦时)	9.5
2025年电网最大负荷(亿千瓦)	16
虚拟电厂可调节能力	5%
虚拟电厂投资成本(元/千瓦时)	1000
虚拟电厂投资规模(亿元)	800

图表38: 2025年虚拟电厂运营规模达到50亿元

2025电网最大负荷(亿千瓦)	16
虚拟电厂可调节能力	5%
最大负荷时长(小时)	50
响应电量(亿千瓦时)	40
假设度电补偿(元/千瓦时)	2.5
运营市场规模(亿元)	50

来源: 中电联、国金证券研究所

来源: 中电联、广州工信部、国金证券研究所

(二)“自下而上”测算(仅计算投资规模):

预计2025年虚拟电厂软件和硬件投资规模分别突破200亿元、600亿元

- 软件平台: 我们假设一套虚拟电厂软件平台价值量为800万元, 预计2025年市场上约有2500家愿意参加的售电/电网/能源公司(以公司为单位), 市场容量预计突破200亿元。
- 硬件设备: 我们假设平均每套设备(终端采集设备、负荷控制终端、网关和通信)价值量为1万元, 预计2025年每个省份或地区有5-10万大型的工商业客户, 以平均每个工商业客户配套5套设备, 国内市场容量预计超过600亿元。

六、相关公司

图表39: 虚拟电厂相关公司梳理

类别	公司代码	公司名称	相关内容	总市值(亿元)
硬件类	300286.SZ	安科瑞	微电网硬件产品和系统解决方案, 包括电力监测和能效管理系统等	85
	300360.SZ	炬华科技	智能电能表、采集终端、物联网传感器等产品, 适用于虚拟电厂建设	88
	300880.SZ	迦南智能	智能电能表、集中器、能源控制器、融合终端等适应于虚拟电厂的建设	47
	300882.SZ	万胜智能	智能电能表、用电信息采集广泛应用于智能电网、虚拟电厂的建设	57
	688100.SH	威胜信息	感知技术和通信技术在虚拟电厂中存在应用空间, 已推出相关解决方案	157
	603556.SH	海兴电力	完整的物联网系列产品, 适用于虚拟电厂建设	119
	601222.SH	林洋能源	智能电能表、用电信息采集广适用于虚拟电厂建设	162
软件平台类	300513.SZ	恒实科技	首批支撑国家电网公司推动虚拟电厂建设的企业之一	44
	600131.SH	国网信通	参与虚拟电厂相关示范工程建设, 打造覆盖“源网荷储充”一体化运营平台	240
	000682.SZ	东方电子	完成国内规模最大的南方电网虚拟电厂建设和上线市场化运营	125
	002063.SZ	远光软件	建设了面向虚拟电厂运营商的虚拟电厂运营管理平台	141
	603105.SH	芯能科技	建成“网荷光储充智能微网”示范项目小型分布式虚拟电厂	84
	002090.SZ	金智科技	新能源优化协调控制、区域快速通信&控制技术适用于虚拟电厂的建设	51
	600406.SH	国电南瑞	建立国内首套省级虚拟电厂运营管控系统	1821
资源聚合类	301162.SZ	国能日新	控股子公司“国能日新智慧能源(江苏)有限公司”参与虚拟电厂运营业务	75
	300001.SZ	特锐德	作为首批14家聚合商之一接入了国内首家虚拟电厂管理中心(深圳)	217
	300682.SZ	朗新科技	专注电力信息化领域, 具备虚拟电厂解决方案	259
	300982.SZ	苏文电能	EPCO一站式供用电服务商, 签订《100MWH虚拟电厂项目合作框架协议》	108
	301179.SZ	泽宇智能	业务涵盖电力咨询设计、系统集成、电力工程施工及运维	86

来源: 各公司公告、wind、国金证券研究所。以上数据截至2023.06.27。

我们重点推荐：1) 虚拟电厂资源聚合商：国能日新、特锐德；2) 软件平台提供商：国网信通、东方电子 3) 硬件及解决方案系统提供商：安科瑞；同时建议关注：泽宇智能、朗新科技（计算机组）、苏文电能（公用事业组）、恒实科技（计算机组）。

图表40：相关推荐公司

代码	公司	市值(亿元)	EPS(元)			PE			相关业务
			2023E	2024E	2025E	2023E	2024E	2025E	
301162.SZ	国能日新	75	1.06	1.36	1.73	71	56	44	资源聚合商
600131.SH	国网信通	240	0.82	0.96	1.07	25	21	19	软件平台
000682.SZ	东方电子	125	0.43	0.56	0.70	22	17	13	软件平台
300001.SZ	特锐德	217	0.35	0.57	0.84	59	36	25	资源聚合商
300286.SZ	安科瑞	85	1.25	1.75	2.34	32	23	17	硬件及解决方案系统

来源：wind、国金证券研究所。以上数据除国能日新外，均采用wind一致性预测，截至2023.06.27。

6.1 国能日新

功率预测基本盘牢固，电力交易、储能、虚拟电厂齐头并进。公司以发电功率预测产品为基，衍生出并网智能控制系统、电网新能源管理系统，近两年以电力交易、储能 EMS、虚拟电厂相关创新产品为延伸，实现“源网荷储”各环节覆盖。

发电功率预测业务基本盘稳健，三大核心优势驱动市占率提升。公司风光发电具有波动性和间歇性，新能源大规模集中并网后，功率预测正是保障电网稳定运营的关键。2022 年公司功率预测服务电站数量达 2958 家，同增 599 家，其中替代友商 276 家，三大优势驱动市占率提升：①研发优势塑造强势产品力；②运维团队覆盖广泛、快速响应需求；③快速的产品迭代能力，紧跟电网政策。

电力市场交易、储能、虚拟电厂市场广阔，新业务齐头并进。1) 公司电力交易辅助决策支持平台目前已覆盖多个省份；2) 公司储能 EMS 产品内置“储能+电力交易”智慧组合策略，现已全面适配发电侧、电网侧和用户侧；3) 公司已设立控股子公司国能日新智慧能源（江苏）有限公司重点拓展虚拟电厂运营业务。

图表41：国能日新实现“源网荷储”各环节覆盖



来源：国能日新官网、国金证券研究所

6.2 国网信通

公司主要业务涵盖云网基础设施、企业数字化、电力数字化三大板块，以“数字底座+能源底座”为核心定位，专注于提供“云网融合”运营一体化服务。虚拟电厂是电力数字化板块下的覆盖领域，公司在虚拟电厂的用户用能数据分析、电力资源协调分配等方面有技术积累，参与了虚拟电厂相关示范工程建设，打造覆盖源网荷储充一体化运行虚拟电厂运

营平台，平台已接入华北辅助服务市场、天津虚拟电厂、上海虚拟电厂参与电网调节，实现面向企业园区、商业楼宇用户的区域能源资源的优化配置。

图42：公司参与的虚拟电厂精准调控仿真与实证平台



来源：中国电力网、国金证券研究所

6.3 东方电子

公司虚拟电厂业务涵盖负荷聚合商级、园区级和城市级虚拟电厂，提前多年布局，目前已有成熟应用。2022年4月，上线的“粤能投”虚拟电厂管理平台是公司服务负荷聚合商虚拟电厂的成功案例，项目入选综合智慧能源优秀示范项目，该项目通过聚合海量的用户侧可调控资源，参与电网需求响应等辅助服务获取增值收益，实现了电网、负荷聚合商和用户的三方多赢。2022年7月，“粤能投”虚拟电厂参与粤东地区需求响应市场，响应当日在全省范围内完成工业可中断、用户侧储能等可调节资源日前邀约响应，响应1小时相当于减少3万度用电，大概相当于1小时1.5万户居民柜式空调的用电。

公司和广州供电局共同设计并研制开发“广州虚拟电厂管理平台”，参与了广东中调第三代虚拟电厂项目研制与开发，对海量分布式对象接入电力市场、支持源荷互动的第三代虚拟电厂进行了前瞻性研究。同时积极参与网源协调的虚拟电厂调控管理系统建设开发，建立超大规模城市电网虚拟电厂应用样板，显著助力提高南方电网虚拟电厂技术水平。

图43：公司参与研发广州虚拟电厂管理平台，聚合商33家，邀约响应能力约1333MW



来源：东方电子官网、国金证券研究所

6.4 特锐德

公司致力于打造充电网、微电网、储能网，从而形成链接、聚合、平衡新能源发电和电动汽车的虚拟电厂体系，参与电网互动，依托成本、规模和性能等方面的优势，成为未来以新能源为主体的新型电力系统中关键的灵活性资源。公司建成虚拟电厂平台，聚合充电站和新能源微网场站参与电力调峰辅助服务及需求侧响应，实现能源增值，

公司实现与 16 个网、省、地级电力调控中心或需求侧管理中心的对接，2022 年 9 月份，公司作为首批 14 家聚合商之一接入了国内首家虚拟电厂管理中心—深圳虚拟电厂管理中心，公司具备虚拟电厂条件的可调度的资源容量约为 200 万 KW，报告期内参与调度的容量超过 40 万 KW，参与调度电量超过 7000 万度。

图表44：公司作为首批 14 家聚合商之一，接入到深圳虚拟电厂管理中心



来源：深圳市供电局、国金证券研究所

6.5 安科瑞

公司专注于从事中低压企业微电网能效管理所需的设备和系统的研发、生产、销售及服务，具备为用户提供可靠、安全、节约、有序用电及智能化运维管理等多方面系统解决方案的能力。公司 AcrelEMS 能效管理平台（EMS 2.0），可以通过在“源网荷储充”各个节点安装监测分析、保护控制装置，将边缘计算网关采集数据上传至平台，根据电网价格、用电负荷、电网调度指令等，调整各系统控制策略，使企业内部电力系统稳定运行、提升效率，降低企业用电成本。

图表45：公司 EMS 微电网能效管理系统解决方案



来源：安科瑞官网、国金证券研究所

七、风险提示

➤ 电力市场化改革不及预期：

我国虚拟电厂建设处于起步阶段，多数以需求侧响应的盈利模式为主，我们认为国内虚拟电厂发展会向市场化阶段、自主调度阶段转型，商业模式会转向参与较为成熟的市场化交易当中，如果全国统一电力市场的建设进度不及预期，则会影响虚拟电厂长期稳定发展。

➤ 虚拟电厂项目推进不及预期：

我国各地区各省份虚拟电厂试点项目多数处于试运行阶段，多数项目尚未产生盈利模式的闭环，因此虚拟电厂发展会受到各地具体项目推进情况影响。

➤ 市场化竞争加剧：

虚拟电厂软件类与硬件类业务存在一定技术壁垒，聚合商业务存在一定资源壁垒，如果未来行业竞争加剧，则可能导致软硬件企业毛利率降低、聚合商分成比例下行，影响相关企业的营收与业绩规模。

行业投资评级的说明：

- 买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；
- 增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；
- 中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；
- 减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的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，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

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、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话：021-60753903	电话：010-85950438	电话：0755-83831378
传真：021-61038200	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	传真：0755-83830558
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮编：100005	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	地址：北京市东城区建内大街 26 号	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号	新闻大厦 8 层南侧	地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心
紫竹国际大厦 7 楼		18 楼 1806