

微电网与虚拟电厂行业ESG白皮书

摘要

全球能源转型向纵深推进，传统电力系统正经历清洁化、分布式、智能化重构。微电网以物理形态筑牢区域能源自治根基，虚拟电厂以数字智慧实现海量资源聚合调度，二者协同成为新型电力系统的关键支撑，与 ESG 可持续发展理念高度契合。本白皮书系统梳理微电网与虚拟电厂技术内涵、政策脉络、商业模式与海内外典型案例，旨在为行业高质量发展、企业可持续实践与政策完善提供参考。



PREFACE

前言

当前，全球能源格局深刻变革，新型电力系统建设加速推进，传统集中式电力系统在新能源消纳、供电韧性、运行效率等方面面临挑战。以分布式光伏、储能、可控负荷为基础的微电网，与以数字聚合、智能调度为核心的虚拟电厂，正从技术创新走向规模化应用，成为破解能源转型难题、提升系统灵活性与稳定性的重要路径。

微电网是具备并网/孤岛双模式运行的局部发配电系统，可实现源网荷储协同自治，提升清洁能源就地消纳与供电可靠性；虚拟电厂不新增实体装机，通过数字技术聚合分散资源，统一参与电网调度与电力市场交易，显著提升资源利用效率。二者相辅相成、有机融合，共同推动电力系统从“集中刚性”向“分布柔性”转型。

微电网与虚拟电厂在环境层面助力减碳降污、提升绿电消纳；在社会层面增强供电韧性、保障民生与关键负荷安全；在治理层面推动市场化机制完善、提升能源管理精细化水平，具备显著的可持续发展价值。

为系统呈现行业发展全貌，本白皮书梳理全球政策框架与发展脉络，对比欧美及中国典型实践，解析多元商业化路径，并精选标杆案例展开深度剖析。白皮书既关注技术落地与商业模式创新，也聚焦ESG价值创造与行业挑战，力求全面、客观、前瞻地展现微电网与虚拟电厂产业生态。期待本白皮书助力能源行业绿色低碳转型与高质量可持续发展。

ANALYST

研究员（虚拟电厂）

蔡锦红	高级注册ESG分析师：25RZQLKC005121A
陈小勇	高级注册ESG分析师：25RZQLKC004856A
刘付杰	高级注册ESG分析师：25RZQLKC005087A
王子臣	高级注册ESG分析师：25RZQLKC004799A

研究员（微电网）

邓东平	CFA ESG证书：200696629
韩璐	CFA ESG证书：105482013
李宝泰	高级注册ESG分析师：25RZQLKC004616A
刘诗丽	国际通用ESG策略师
石天丽	高级注册ESG分析师：24RZQLKC602251A
王红艳	CFA ESG证书：145794638 高级注册ESG分析师：24RZQLKC603165A
张芳	高级注册ESG分析师：24RZQLKC600871A
赵萃红	高级注册ESG分析师：24RZQLKC003421A

CONTENTS

目录

第一章 微电网和虚拟电厂概览

- 07 传统电力系统的困境
- 08 什么是微电网
- 11 什么是虚拟电厂
- 17 政策框架及发展沿革
- 25 微电网和虚拟电厂与ESG的协同

第二章 微电网的实践

- 29 美国布鲁克林微电网
- 30 中国微电网的发展

第三章 虚拟电厂的实践

- 41 欧洲的虚拟电厂项目
- 47 美国的虚拟电厂项目
- 52 澳大利亚的虚拟电厂项目
- 58 中国虚拟电厂的发展

第四章 虚拟电厂商业化模式介绍

- 69 政策激励型
- 70 市场交易型
- 71 用户侧响应型
- 72 负荷聚合商主导型
- 73 源网荷储一体化型

第五章 虚拟电厂的优秀案例

- 77 特斯拉虚拟电厂
- 79 Next Kraftwerke虚拟电厂
- 81 上海百万级虚拟电厂

第一章 微电网和虚拟电厂概览

第一节 传统电力系统的困境

随着可再生能源快速发展、用电需求不断升级，传统电力系统面临诸多突出困境。

1. 电源侧波动性加剧

随着风电、光伏等间歇性可再生能源装机容量快速增长，电网面临出力波动大、预测难度高的问题。例如，德国 2023 年可再生能源发电占比已超过 50%，但午后阳光强烈时，光伏发电瞬时出力超过 40 GW，而夜间则几乎为零；中国西北地区常因风光大发而出现弃风弃光，全国每年弃光电量就达约 80 亿千瓦时。传统火电调峰能力有限、响应慢，难以匹配这种分钟级甚至秒级的波动。

这一困境可通过微电网与虚拟电厂协同破解，微电网可实现可再生能源的就地消纳与灵活调控，减少能源浪费，虚拟电厂则能聚合多个微电网及各类分布式能源资源，实现更大范围的出力平衡，缓解电网波动压力。

2. 负益复杂

工业、商业和居民用电行为多样化，尖峰负荷不断攀升。例如夏季空调集中开启导致城市电网负荷骤增，北京、上海等地夏季最大负荷屡创新高；电动汽车快速普及，若无序充电，可能在晚高峰叠加用电压力。

微电网可针对区域内负荷特点，实现本地电力的精准调度与供需匹配，缓解局部负荷压力；虚拟电厂则能聚合各类可控负荷，通过智能调度实现削峰填谷，优化负荷分配，降低高峰时段电网运行压力，适配复杂多变的用电需求。

3. 电网扩容成本高昂

新建输变电设施投资巨大、周期长。以一座 220 kV 变电站为例，建设成本可达数亿元，且面临土地、环评等多重制约。与其硬扩容，不如软调节——这正是虚拟电厂的价值所在，同时微电网也能发挥重要辅助作用。

微电网可实现电力就地生产、就地消纳，减少远距离输电需求，降低电网扩容压力；虚拟电厂无需新建物理发电及输变电设施，通过聚合分散的微电网、储能、可控负荷等资源，实现电网柔性调节，相比传统电网扩容，具有边际成本低、部署快、灵活性高的优势，是破解电网扩容困境的重要路径。

第二节 什么是微电网

微电网是由分布式电源、储能装置、能量转换装置、相关负荷和监控、保护装置汇集而成的小型发配电系统，具备自我控制、保护和管理的自治能力。其运行模式分为并网运行与孤立运行两种，可根据外部电网情况实现两种模式的无缝切换，作为大型电网的有效补充，在新型电力系统构建中发挥重要作用。

一、微电网的核心特点

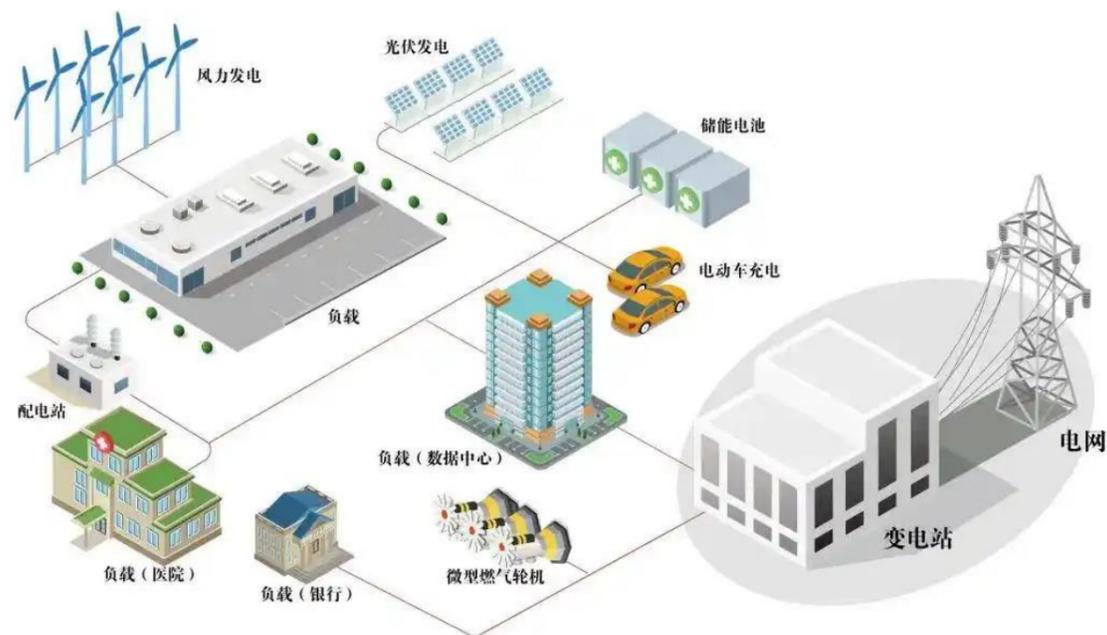
微电网具有四大核心特点。一是自主运行能力，可独立完成供电任务，在主电网出现故障时，通过切换至离网运行模式，保障网内关键负荷的持续供电；二是灵活控制能力，能够根据能源供需变化进行优化调度，实现削峰填谷、负荷跟踪等功能，提升能源利用效率；三是多能互补能力，可整合多种分布式能源，实现多能源协同发电与能量转换，破解单一能源供电不稳定的难题；四是智能管理能力，配备专业能源管理系统，可实现对整个系统的实时监控、智能调度与优化运行，保障系统稳定高效运转。

二、微电网的组成

一个完整的微电网主要由五部分构成，各部分协同作用形成闭环系统。

一是分布式电源，作为能量来源，主要包括光伏、风电等可再生能源发电设备，部分场景会配套燃气发电机、柴油发电机作为应急备用电源；二是储能系统，核心用于实现能量时移，主要以锂离子电池为主，可储存分布式电源多余发电量，在发电不足或用电高峰时释放，保障供电稳定；三是能量转换装置，用于实现不同形式能源、不同电压等级的转换，适配供电与用电需求；四是负荷，即电力用户，涵盖工业生产设备、建筑照明、空调等各类用电设施；五是监控和保护装置，用于实时监测系统运行状态，及时发现并处置故障，防范安全风险，保障系统安全运行。微电网的核心价值，在于有效整合分布式能源，提升供电可靠性与电能质量，同时实现高效的能源管理，降低用能成本、推动绿色低碳发展。

图 1: 微电网示意图



三、微电网的运行和建设

从运行原理来看，微电网的核心是通过系统整合与智能调度，实现“并网”与“离网”两种模式的灵活切换，适配不同运行场景需求。并网模式是最常用、最经济的运行模式，此时微电网与外部大电网保持连接，优先使用自身分布式电源产生的电能，多余发电量可储存至储能系统，若储能系统存满，可将多余电能并入大电网；若自身发电量不足，则从外部大电网购电补充，同时可利用峰谷电价差异，在电价低谷时购电储能，电价高峰时使用储能电能或出售多余电能，实现成本节约与收益提升。

孤岛模式是微电网的核心应急运行模式，当控制系统检测到外部大电网发生故障或停电时，会在极短时间内切断与外部大电网的连接，实现孤岛分离，同时立即启动自身调度系统，调动储能系统、备用发电机等资源，调整分布式电源出力，快速重新建立独立、稳定的小型电力系统，保障网内负荷正常供电；当外部大电网恢复正常后，控制系统会自动同步，平稳切换回并网模式，恢复与外部大电网的连接，实现系统正常运转。

在关键技术应用方面，可再生能源发电技术持续升级，光伏、风电成本逐年下降，已成为微电网的主要能量来源，按照相关要求，工业微电网中新建太阳能、风能发电项目的就近自消纳比例原则上不低于60%。新型储能系统作为微电网实现能量时移、保障稳定运行的核心支撑，技术路线呈现多元化发展态势，涵盖锂离子电池、液流电池、压缩空气等多种类型，适配不同场景的储能需求。

电能变换与柔性互联技术不断优化，通过先进电力电子设备实现交直流混合供电、功率智能调控，大幅提升微电网系统的灵活性和适配性。数字化能碳管理技术快速应用，融合人工智能、大数据和物联网技术，构建微电网“智慧大脑”，实现发电与负荷预测、优化调度、市场交易和碳排放在线核算等全流程智能化管控，提升微电网运营效率。未来，技术创新将聚焦于多能耦合与系统集成、高比例电力电子设备下的稳定运行等核心领域，同时推动技术标准化、模块化发展，进一步降低建设和运营成本。

在装机与项目规模方面，全国已建成并投入运行的工业绿色微电网项目超 300 个，区域发展呈现差异化领先态势。其中，江苏省作为新能源微电网发展的前沿阵地，新能源装机容量已突破 1 亿千瓦，占总装机容量的 46%，为微电网规模化发展奠定了坚实的能源基础，省内已建成 86 个智能微电网项目，形成全国规模最大的用户自建型微电网集群。与此同时，内蒙古、山东等省份也在积极发力，通过强化技术研发、加快项目落地，持续推动绿电就地消纳，助力区域能源结构优化升级。

建设模式日趋多元化，主要形成两种核心模式以适配不同用户需求。一种是由用户独立投资、自主运营的“自筹自建型”模式，适合具备一定资金实力和运营能力的企业用户；另一种是用户与第三方机构合作，共同投资、协同运营的“第三方共建型”模式，降低了单一用户的投资门槛，助力更多主体参与新能源微电网建设。

四、微电网的应用

结合实际应用场景，微电网主要有五大常用应用实例，覆盖不同领域需求。

一是偏远地区供电，如浙江南麂岛微电网，整合太阳能、风能等可再生能源与储能系统，解决海岛居民用电难题，替代传统柴油发电，降低发电成本，实现新能源自给自足；二是工业园区节能，部分工业园区通过搭建光伏+储能微电网，实现能源自给自足和多能互补，在降低企业用电成本的同时，减少碳排

放，提升园区能源利用效率；三是城市社区供电，部分城市社区引入微电网系统，实现电力就地生产、就地消纳，有效减轻主电网供电压力，提升社区供电可靠性，同时可参与虚拟电厂调峰，助力电力系统稳定运行；四是应急保障场景，在自然灾害或电网故障导致大面积停电时，微电网可快速启动，为医院、数据中心等关键设施提供不间断电力支持，保障公共服务正常运转；五是辅助新型电力系统构建，通过整合分布式能源、储能和负荷，形成可灵活调度的自治系统，补充大型电网短板，推动新型电力系统向分布式、绿色化转型。

五、微电网的核心价值

从核心价值来看，微电网的作用主要体现在三个方面。

其一，提升供电可靠性，当外部电网出现故障时，微电网可快速切换至孤岛模式，为医院、数据中心等关键设施提供不间断供电，例如河南新密市的台区储能设备，在主线故障时可提供约 5 小时的应急供电，保障居民基本用电；其二，促进新能源消纳，通过智能调度协调分布式电源与用电负荷，可实现可再生能源的 100%就地消纳，避免能源浪费，推动可再生能源规模化应用；其三，实现高效能源管理，通过精准的监控和调度，优化能源使用流程，实现削峰填谷、降低用能成本。

第三节 什么是虚拟电厂

虚拟电厂并非物理意义上的发电厂，而是通过先进的信息通信技术，将地理上分散的分布式电源、储能系统、可控负荷、电动汽车等资源整合起来，形成一个可统一调度、参与电力市场和电网运行的智能协同体。其核心功能是通过各类分布式资源的聚合与智能调度，实现电力的灵活调节，替代传统电厂的部分功能，助力电网稳定运行。

虚拟电厂与微电网存在紧密关联，多个分散的微电网可作为虚拟电厂的重要资源来源，其包含的分布式电源、储能等资源可被虚拟电厂聚合，实现更大范围的协同调控，进一步提升能源利用效率和电网调节能力。

一、虚拟电厂的核心特点

虚拟电厂作为分布式能源聚合调度的核心载体，核心具备四大特点，支撑其实现对各类分散资源的高效管控，同时与微电网形成协同互补。

一是聚合性特点，虚拟电厂不具备物理发电实体，核心通过信息通信技术，将地理上分散的微电网、分布式电源、储能系统、可控负荷、电动汽车等各类资源聚合起来，形成规模化调节能力，等效发挥传统电厂的调节作用。

二是灵活性特点，虚拟电厂可根据电网运行需求和电力市场变化，实时调整调度策略，实现分钟级、秒级响应，既能快速消纳可再生能源多余出力，也能在用电高峰快速提供调节支撑，适配电网动态运行需求，且调节灵活性远超传统火电。

三是智能化特点，依托人工智能、大数据、物联网等数字技术，构建智能调度与管理平台，实现对聚合资源的实时监控、精准预测、智能调控和优化运行，无需人工干预即可完成负荷调节、功率平衡等核心任务，提升调度效率和管控精度。

四是协同性特点，虚拟电厂与微电网、主电网形成紧密协同关系，可整合多个微电网资源实现大范围调控，同时接受主电网调度指令，参与电网调峰调频、备用保障等服务，也可反向为微电网提供调度指导，实现能源资源的全局优化配置。

二、虚拟电厂的组成

虚拟电厂的组成以“软件管控+资源聚合”为核心，无需新建物理发电设施，主要由五大核心部分组成，各部分协同运作，实现对分散资源的统一管控和高效调度，同时联动微电网发挥协同价值。

一是聚合资源单元，这是虚拟电厂的核心基础，主要包括分散的微电网、分布式电源、储能系统、可控负荷、电动汽车等，其中微电网是重要的聚合主体，其内部的分布式电源、储能等资源可直接接入虚拟电厂，成为规模化调节能力的重要来源。

二是信息通信系统，作为虚拟电厂的“神经网络”，主要依托 5G、光纤通信等技术，实现与各类聚合资源、主电网、电力市场的实时通信，保障数据传输的高效、稳定、安全，为智能调度提供数据支撑。

三是智能调度控制系统，这是虚拟电厂的“大脑”，融合负荷预测、出力预测、优化调度等算法，可实时分析电网运行状态、资源出力情况和市场价格信号，制定最优调度策略，向各类聚合资源发送调控指令，实现资源协同运作。

四是计量与监测系统，包括各类智能计量设备、监测终端，实时采集微电网、储能、负荷等聚合资源的运行数据，如发电量、用电量、充放电状态等，实现对聚合资源的全面监测和数据溯源，为调度优化和故障处置提供依据。

五是市场交易与结算系统，适配电力市场化改革需求，实现虚拟电厂参与电力现货市场、辅助服务市场的交易申报、竞价、结算等功能，明确虚拟电厂与微电网、各类资源主体的收益分配机制，保障各方合法权益，构建商业闭环。

三、虚拟电厂的运行和建设

虚拟电厂通过信息通信与智能控制技术，对地理上分散的分布式电源、储能系统、可控负荷、电动汽车及微电网等资源进行统一聚合与调度，形成可参与电网运行与电力市场交易的协同调节体系。其运行与建设遵循数字化管控、市场化运作、协同化发展的原则，核心依托数字技术实现分散资源的高效管控，并强化与微电网的协同联动。

在运行模式上，虚拟电厂主要分为电网调度模式与市场参与模式，两类模式可协同运行。电网调度模式下，虚拟电厂接收主电网调度指令，参与调峰、调频、备用保障及应急响应等服务，在电网负荷高峰或运行波动时，调度聚合的微电网、储能及可控负荷释放调节能力或削减用电负荷，保障电网稳定运行。市场参与模式下，虚拟电厂作为独立市场主体，参与电力现货市场与辅助服务市场交易，根据电价信号优化资源充放电与用电策略，通过电能交易与辅助服务获取经济收益。

在运行调控层面，虚拟电厂依托智能调度控制系统，形成预测、调度、执行、反馈的闭环管理体系。系统基于气象数据、可再生能源出力预测、负荷需求预测及市场价格信号，制定最优调度策略，向各聚合资源下达调控指令，并实时监测执行状态，根据电网与市场变化动态调整运行方案，提升调节精度与整体效能。

在建设实施方面，首先开展资源调研与整体规划，明确聚合范围、调节目标与应用场景，优先整合区域内已投运的微电网、分布式电源、储能及柔性负荷，避免重复建设。其次搭建信息通信网络与智能调度平台，完成与各类资源、主电网及电力市场的通信对接与调试，实现数据实时交互与指令可靠下达。最后完善计量监测、市场交易与收益分配机制，建立常态化运维体系，与微电网等资源主体明确权责与收益分配规则，保障虚拟电厂长期稳定、规范运行。

虚拟电厂可通过统一平台实现对海量分布式资源的实时监测与协同调控，在用电高峰阶段集中削减非必要负荷、调度储能系统放电，缓解电网供电压力；在可再生能源大发、电价较低时段引导储能与电动汽车充电，提升新能源消纳水平；在电网频率出现偏差时快速响应，提供秒级调节能力，维持系统稳定。相关收益按照各资源主体的实际贡献进行分配，在不影响正常生产生活的前提下，为参与方提供稳定收益来源。

四、虚拟电厂的应用

目前，虚拟电厂已在商业楼宇、工业园区、居民社区及交通充电设施等场景实现规模化应用，通过聚合空调、照明、储能、电动汽车及微电网等资源，有效提升电网运行灵活性，降低电网扩容与调峰成本，推动分布式能源高效利用与电力系统市场化、柔性化转型。

一是**电网调峰调频**应用，这是虚拟电厂最核心的应用场景。当风电、光伏等可再生能源出力波动或电网出现尖峰负荷时，虚拟电厂聚合多个微电网及各类储能、负荷资源，快速实现出力调节或负荷削减，平抑电网波动，替代传统火电的调峰调频功能，同时可通过逆变器或柔性负荷提供电压/无功支撑，改善配电网电能质量。在极端情况下，储能或微网资源可协助局部区域“黑启动”，提升电网韧性。

例如，中国上海黄浦区商业楼宇虚拟电厂，该平台将几十栋大型商业楼宇的空调、照明和电梯系统接入统一调度系统，同时联动楼宇配套微电网资源，在夏季用电高峰，通过智能上调空调设定温度、优化电梯运行频次等策略，实现约 10 兆瓦的负荷削减，相当于少开 1 万台家用空调，有效缓解区域电网压力，并改善局部电压稳定性，助力电网平稳度过高峰时段。又如，中国江苏虚拟电厂项目，聚合工商业负荷及配套微电网资源，通过精准调度可控负荷、协调微电网储能放电，实现高峰时段负荷精准削减，切实保障电网稳定运行，弥补传统火电调峰响应慢的短板。

二是**电力市场交易**应用。虚拟电厂作为独立主体参与电力现货市场、辅助服务市场，通过聚合微电网多余发电量出售电能，或提供调峰、调频、备用等辅助服务获取收益，同时帮助微电网实现多余电量的市场化消纳，提升微电网的经济收益。具体可聚合分布式光伏、储能和可调负荷，参与日前或实时电力现货市场竞争，获取电价差收益，同时提供调频、旋转备用等辅助服务，赢得相应补偿。

典型案例为德国 Next Kraftwerke 公司，该公司聚合了超过 1.5 万个分布式能源单元，包括小型生物质电站、水电站、工业可调负荷、储能系统以及大量小型微电网，总调节能力超 12 GW。它不仅参与欧洲日前和实时电力现货市场竞争，还在调频辅助服务市场提供秒级响应服务，例如，在电价低谷时自动启动电解水制氢设备消纳区域内微电网及分布式电源产生的多余绿电，高峰时段则通过削减工业负荷或调度储能、微电网放电补充电网电力，实现电价差套利与辅助服务收益双赢，同时帮助小型微电网解决了体量小、难以独立入市的问题，实现多方共赢。

三是**应急保障**应用，在主电网故障、自然灾害导致大面积停电时，虚拟电厂可调度区域内微电网切换至离网模式，同时聚合储能、电动汽车等资源，为医院、数据中心等关键负荷提供应急供电支持，补充微电网的应急保障能力，提升区域能源供应的抗风险韧性，这也是虚拟电厂拓展特殊场景应用的重要体现。

此外，美国加州电动汽车 V2G 聚合项目也属于此类特殊场景应用，该项目利用特斯拉 Autobidder 平台，聚合数千辆支持双向充放电（V2G）的电动车，同时联动社区微电网资源，在傍晚“鸭子曲线”最陡时段（光伏出力骤降、居民用电激增），调度车辆向电网反送电力，单晚每车可提供 5-10 kWh 调节能力，既有效支撑电网稳定，缓解供电缺口，又为车主创造现金收益，同时主电网故障时，可协同社区微电网为周边关键负荷提供应急供电补充。

四是**可再生能源消纳**应用，针对可再生能源波动性大、消纳困难的问题，虚拟电厂通过聚合微电网、储能等资源，实时跟踪光伏、风电出力变化，优化调度策略，在出力高峰时储存多余电量或引导可控负荷消纳，在出力低谷时释放电量，提升可再生能源消纳率，减少弃风弃光现象，助力双碳目标实现。具体可利用储能和柔性负荷平衡本地屋顶光伏的出力波动，提高自发自用率，减少弃光，也可聚合风光储资源及微电网，输出平滑稳定的功率曲线，便于并网或参与绿电交易。

例如，德国户用储能聚合项目，某能源科技公司聚合数万户家庭安装的光伏+储能系统，同时联动周边小型社区微电网，当本地风电或光伏出力骤降时，平台协调这些家庭储能电池及微电网储能集体放电，填补供电缺口。在风光大发时段则调度储能及微电网充电存储，平滑输出曲线，显著减少弃风弃光现象，提高可再生能源自发自用率。

又如，浙江某国家级工业园区虚拟电厂，该平台整合园区内屋顶光伏、储能站、充电桩及生产线负荷，联动园区微电网，实施“源-网-荷-储”一体化优化，通过跟踪园区内光伏、风电出力变化，优化储能充放电及负荷调度，高效消纳本地可再生能源，减少弃光现象，同时助力园区实现绿色低碳转型。

五是**电网柔性扩容**应用，针对传统电网扩容成本高、周期长的困境，虚拟电厂通过聚合微电网等分散资源实现柔性调节，替代部分输变电设施建设，缓解电网供电压力，降低电网扩容成本；同时，该场景也可延伸为用户侧增值服务，为园区、工厂或社区提供“源-网-荷-储”一体化综合能源管理，利用分时电价机制，通过储能充放电或负荷转移实现电费优化，还可聚合绿电资源参与绿证或碳市场交易，实现环境权益变现。

例如，美国加州虚拟电厂项目，聚合电动汽车及社区微电网资源，通过智能调度电动汽车充放电、协调社区微电网优化出力，缓解电网高峰负荷压力，替代部分输变电设施建设，实现电网柔性扩容，大幅降低电网扩容投资成本。

又如，浙江某国家级工业园区虚拟电厂，在实现电网柔性扩容、缓解园区电网压力的同时，为园区企业提供“源-网-荷-储”一体化综合能源管理服务，利用分时电价机制，通过储能充放电、负荷转移及微电网优化调度，年均降低企业用能成本 15%以上，并协助企业聚合绿电资源参与碳市场交易，实现环境权益变现，兼顾电网效益与企业收益。

此外，虚拟电厂还可深化需求侧管理，组织工商业用户参与需求响应，按指令调整用电行为以获取补贴，或对多类型负荷（如充电桩、冷库）进行统一优化调度，降低综合用能成本。中国江苏“虚拟电厂+需求响应”项目便是典型案例，该项目作为江苏省级平台，聚合数百家工商业用户的柔性负荷资源及配套微电网，在 2023 年夏季负荷尖峰期，系统自动调高签约企业空调温度、暂停非必要产线，成功削减超 200 万千瓦负荷，避免了紧急拉闸限电，参与用户获得电费补贴，实现经济与社会效益双赢，同时也减轻了电网扩容压力。

五、虚拟电厂的核心价值

虚拟电厂的核心价值体现在电网调控、经济收益、绿色发展、能源协同等多个维度，与微电网协同发力，共同破解传统电力系统三大困境，为新型电力系统构建提供重要支撑。

一是优化电网调控效能，虚拟电厂通过聚合微电网等分散资源，形成规模化调节能力，可快速响应电网调度需求，平抑可再生能源波动，削峰填谷，提升电网运行的稳定性和灵活性，弥补传统火电调峰能力不足的短板，降低电网运行风险。

二是提升可再生能源消纳水平，虚拟电厂通过智能调度协调微电网、储能等资源，实现可再生能源多余出力的储存、转移和消纳，减少弃风弃光现象，推动可再生能源规模化应用，助力双碳目标落地，同时为微电网的可再生能源消纳提供市场化渠道。

三是降低能源系统成本，虚拟电厂无需新建物理发电及输变电设施，通过聚合现有分散资源实现柔性调节，相比传统电网扩容和新建火电，边际成本低、部署快，可大幅降低电网投资和运行成本；同时帮助微电网提升多余电量收益，降低微电网运营成本，实现能源系统整体成本优化。

四是强化能源供应韧性，虚拟电厂与微电网协同，可在主电网故障、极端天气等特殊场景下，调度微电网离网运行，聚合储能、电动汽车等资源提供应急供电，保障关键负荷持续供电，提升区域能源供应的抗风险能力，完善能源应急保障体系。

五是推动能源市场化发展，虚拟电厂作为新型市场主体，参与电力市场交易，推动电力市场向多元化、市场化转型，同时构建“虚拟电厂+微电网”的协同收益机制，激发各类市场主体参与分布式能源开发和电网调节的积极性，完善能源市场生态，推动能源治理体系现代化。

第四节 政策框架及发展沿革

中国新能源微电网与虚拟电厂政策经历了三个阶段性演进，逐步从“示范探索”走向“规范推广”，最终实现“战略融合”，构建起覆盖技术、建设、市场、监管的全方位、多层次政策支持体系，为行业协同发展提供明确指引。

一、政策发展概述

初步探索阶段集中在 2015 年前后，核心任务是启动首批微电网示范工程，重点探索适宜的技术路线、运行模式与安全标准，积累建设、调度与运维经验——这一阶段，微电网已进入国家层面体系化推进，2015 年 7 月国家能源局发布《关于推进新能源微电网示范项目建设的指导意见》，明确了微电网的发展方向与示范要求。

虚拟电厂此时仅处于概念探索与方向引导阶段，未出台专项政策及明确试点要求，仅同步开展少量分布式能源、需求响应相关的小型聚合试点，未形成针对性推进举措。

体系构建与推广阶段覆盖“十三五”至“十四五”中期，政策重心转向标准制定、市场机制建设与规模化推广，逐步明确微电网并网、孤岛运行、能量管理等技术规范，2017 年国家发展改革委、国家能源局印发《推进并网型微电网建设试行办法》，进一步规范微电网并网运行与管理，推动微电网政策持续完善。

与此同时，虚拟电厂政策逐步聚焦，开始被正式纳入新型电力系统建设范畴，相关市场准入、交易结算与辅助服务机制逐步完善，相较于微电网，其体系化推进滞后约 10 年，二者同步从试点逐步走向规模化应用，但微电网的政策成熟度与落地进度显著领先。

深度融合与战略引领阶段自 2025 年起正式开启，以《工业绿色微电网建设与应用指南（2026—2030 年）》及虚拟电厂相关顶层设计（2025 年 3 月《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》，即 357 号文，作为虚拟电厂首个国家级专项政策）出台为重要标志，将微电网与虚拟电厂发展全面融入国家双碳战略、制造业绿色低碳发展、新型电力系统构建及能源安全保障等重大战略布局，强调源网荷储一体化、多能互补与市场化协同运行，至此虚拟电厂正式进入政策体系化快速发展阶段，与已形成成熟政策基础的微电网实现协同推进。

当前，微电网与虚拟电厂已形成衔接紧密、协同配套的政策框架。

在顶层设计层面，微电网与虚拟电厂共同成为落实制造业绿色低碳发展、提升电网安全稳定水平、构建

新型电力系统的重要组成部分，获得国家战略层面的明确指引，其中微电网因政策起步早，已形成更为完善的战略布局基础。

在建设指导层面，出台一系列技术标准、建设规范与实施细则，覆盖微电网规划设计、设备选型、并网接入、安全保护以及虚拟电厂资源聚合、调度控制、计量监测、市场交易等全流程，形成标准化操作体系，微电网的技术标准体系因推进更早，覆盖范围与完善度优于虚拟电厂。

在市场保障层面，不断完善电力现货市场、辅助服务市场、需求响应机制与绿电交易机制，支持微电网与虚拟电厂作为独立主体参与市场竞争，实现“谁调节、谁受益、多贡献、多收益”，微电网凭借政策先发优势，在市场参与的成熟度上领先于虚拟电厂。

在地方实践层面，各地结合自身能源禀赋、负荷特点与产业结构，出台针对性实施方案、试点政策与财政支持措施，推动微电网与虚拟电厂在工业园区、城市社区、商业楼宇、交通充电等场景落地见效，其中微电网的地方试点与落地项目数量更多，覆盖场景更广泛。

二、微电网政策

1. 国家层面政策演进与核心文件

2015 年前后，随着新一轮电力体制改革启动，国家层面开始布局微电网试点示范。《关于推进新能源微电网示范项目建设的指导意见》等文件发布，明确微电网作为分布式能源重要组织形式，启动首批国家级示范工程，探索技术路线、运行模式与并网规则。

“十三五”期间，微电网政策进入体系化构建阶段。国家发展改革委、国家能源局陆续发布《分布式电源并网标准》《微电网技术导则》等文件，逐步明确微电网并网、孤岛运行、能量管理、安全保护等技术要求，确立微电网在配电网与新型电力系统中的功能定位。

2021—2024 年，政策重心转向市场化与规模化推广。《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》《新型电力系统发展蓝皮书》等文件将微电网纳入源网荷储一体化、多能互补、园区绿色低碳转型重点方向，支持微电网参与电力市场、需求响应与辅助服务。

2025 年成为微电网政策制度化、战略化的关键节点。以《工业绿色微电网建设与应用指南（2026—2030 年）》发布为标志，国家首次从顶层设计层面系统部署微电网发展，将其全面融入双碳战略、制造业绿色转型、新型电力系统建设与能源安全保障体系，标志微电网从示范阶段进入规模化、规范化、市场化发展新阶段。

工业绿色微电网专项政策核心内容解读

《工业绿色微电网建设与应用指南（2026—2030 年）》作为微电网领域里程碑式的国家级专项指导文件，构建了完整的政策框架。

在定义与功能定位方面，文件明确工业绿色微电网是整合分布式电源、储能、可控负荷、能量转换与智能管控系统，实现区域内多能互补、就地平衡、安全可靠、经济高效的本地化能源系统，可并网运行、孤岛运行及平滑切换，具备自主调节、应急保供、绿色低碳、市场化参与等核心能力。

发展目标清晰量化。文件提出到 2027 年，工业绿色微电网在重点行业、重点园区普及应用，建设运行机制成熟，可再生能源消纳比例显著提升；到 2030 年，形成覆盖工业、园区、城镇、乡村的多元化微电网体系，成为新型电力系统重要基础单元，支撑制造业全面绿色低碳转型。

市场准入与运行机制方面，明确微电网可作为独立或半独立能源主体参与电力中长期交易、现货市场、辅助服务、需求响应与绿电交易，支持微电网与虚拟电厂协同聚合、联合入市，完善并网、计量、调度、结算规则。

商业模式与收益渠道方面，鼓励微电网开展源网荷储一体化运营、绿电消纳、碳减排、综合能源服务、储能套利、需量管理等多元化盈利模式，支持微电网通过聚合平台（虚拟电厂）扩大市场参与能力，拓宽收益来源。

2. 省级政策布局与地方实践

全国各省份已普遍将微电网纳入地方能源规划、新型电力系统建设、工业园区绿色转型与碳达峰实施方案，形成与国家政策衔接、地方特色鲜明的政策体系。

广东省同步推进微电网与虚拟电厂建设，在工业园区、数据中心、海岛等场景出台专项支持政策，明确微电网并网标准、补贴方式、市场化交易路径，推动“微电网+虚拟电厂”协同落地。

浙江省围绕园区微电网、用户侧微电网、偏远地区微电网发布建设导则与试点方案，建立微电网能力核验、运行监测、收益分配机制，支持微电网作为基础资源单元接入省级负荷聚合与虚拟电厂平台。

江苏省将微电网纳入制造业绿色升级重点工程，出台工业园区微电网建设指引，明确可再生能源配置比例、储能配置要求、并网接入流程，支持微电网参与需求响应、辅助服务与电力现货交易。

山东省、四川省、河北省等能源大省结合风光资源禀赋，推动县域微电网、园区微电网、乡村微电网规模化建设，配套财政补贴、电价折让、土地与并网便利化政策，形成可复制推广的区域模式。

北京、上海等城市聚焦商业建筑、数据中心、城市片区微电网，重点强化保供韧性、电能质量优化与应急保障，将微电网纳入城市能源安全与韧性电网建设体系。

3. 技术标准体系建设

国家标准方面，已发布多项核心基础标准，包括《微电网技术导则》《微电网并网技术要求》《微电网能量管理系统技术规范》《微电网安全运行规范》等，明确微电网架构、接口、控制策略、保护逻辑、测试方法。

行业标准方面，国家能源局、工信部围绕工业微电网、园区微电网、偏远地区微电网、交直流混合微电网等发布系列行业标准，规范微电网规划、建设、验收、运行、维护与改造升级。

团体标准方面，中国电机工程学会、中国电工技术学会、中国电力企业联合会等发布多项微电网团体标准，覆盖多能互补微电网、直流微电网、微电网与虚拟电厂协同、微电网黑启动、微电网碳核算等细分领域，填补应用场景标准空白。

标准体系整体呈现“基础通用+细分场景+市场协同”特征，与虚拟电厂标准在资源接入、数据交互、调度协同、计量结算等方面实现兼容对接，为“微电网作为底层资源、虚拟电厂作为上层聚合平台”的协同发展提供技术支撑。

三、虚拟电厂政策

2025年3月25日，国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357号），这是中国首个虚拟电厂领域的专项国家级政策文件，标志着虚拟电厂从试点探索正式迈入规模化发展新阶段。

1. 国家层面政策演进与核心文件

中国虚拟电厂政策体系的建立经历了从概念引入到制度化推进的渐进过程。2021年3月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，首次在国家层面提出通过虚拟电厂等聚合模式参与电力市场交易。2022年1月，《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》明确提出引导用户侧可调负荷资源等新型市场主体参与市场交易。

2023年成为政策突破年。国家发展改革委、国家能源局印发《电力现货市场基本规则（试行）》，明确将虚拟电厂纳入电力市场主体范畴。同年，《电力需求侧管理办法（2023年版）》发布，进一步明确支持负荷聚合商、虚拟电厂运营商参与电力市场交易和系统运行调节。

2024年政策密集出台，为虚拟电厂发展奠定坚实基础。4月，《电力市场运行基本规则》发布，明确储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等新型经营主体属于电力市场成员。11月，《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》将虚拟电厂定义为资源聚合类新型经营主体，鼓励聚合分布式光伏、分散式风电、新型储能、可调节负荷等资源。

2025年3月25日发布的《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（357号文）具有里程碑意义。作为中国首个虚拟电厂领域专项国家级政策文件，该文件明确了虚拟电厂的定义和功能定位，提出了清晰的发展目标：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。

《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》核心内容解读

357 号文共包含八个部分，构建了虚拟电厂发展的完整政策框架。

定义与功能定位方面，文件明确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。其功能定位包括：在系统运行方面，提供调峰、调频、备用等多种调节服务；在需求侧管理方面，组织负荷资源开展需求响应；在市场交易方面，聚合分散资源参与市场交易。

发展目标清晰明确。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。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。

市场准入机制逐步完善。虚拟电厂在满足《电力市场注册基本规则》要求及相应市场的准入要求后，可按独立主体身份参与电力中长期市场、现货市场及辅助服务市场。在虚拟电厂参与电力市场初期，可结合实际适当放宽准入要求，并根据运行情况逐步优化。

商业模式创新得到政策鼓励。文件提出推动虚拟电厂立足核心功能，公平参与各类电力市场或需求响应，获取相应收益。鼓励虚拟电厂开展业务创新，提供节能服务、能源数据分析、能源解决方案设计、碳交易相关服务等综合能源服务，拓宽收益渠道。

2. 省级政策布局与地方实践

截至 2025 年，全国已有 18 个省市出台虚拟电厂专项政策，需求响应能力目标普遍设定为最大负荷的 3%-5%。各省份结合自身资源禀赋和市场特点，形成了差异化的政策体系。

广东省走在全国前列。2024 年 11 月，广东省能源局、国家能源局南方监管局出台《广东省虚拟电厂参与电力市场交易实施方案》。2025 年 6 月，《广东虚拟电厂参与电能量交易实施细则》《广东虚

拟电厂运营管理实施细则》正式印发，明确了“谁能参与、怎么参与、如何结算”三大核心问题。截至 9 月 23 日，广东已累计公示两批共 19 家虚拟电厂运营商注册名单。

浙江省创新监管机制。2025 年 4 月 30 日，浙江电力市场管理委员会印发《浙江省虚拟电厂运营管理细则（试行）》，首次系统规范虚拟电厂主体注册、能力认证、变更退出等运营管理全流程。该细则首创“大数据 + 实测”可调能力曲线双认证机制，涵盖日前、日内、准实时、实时响应四时段，并创新发布虚拟电厂国内首张数字能力证书。

四川省规范建设流程。2025 年 7 月，四川省发展改革委发布《四川省虚拟电厂建设运营管理实施方案》，明确虚拟电厂运营商应为具备法人资格、财务独立核算、信用良好、能独立承担民事责任的经济实体，应依据相关政策要求、技术规范，自建、购买或租赁虚拟电厂运营商平台。

山西省分类推进发展。山西省将虚拟电厂分为“响应型”和“市场型”两类，“响应型”虚拟电厂按照《山西新型经营主体电力响应交易实施细则》执行；“市场型”虚拟电厂的建设入市、交易管理、运营管理和退出管理等事项，适用专门的管理办法。

3. 技术标准体系建设

技术标准是虚拟电厂规范发展的重要支撑。目前，中国已建立起涵盖国家标准、行业标准和团体标准的多层次标准体系。

国家标准方面，已发布两项核心标准。GB/T 44241-2024《虚拟电厂管理规范》和 GB/T 44260-2024《虚拟电厂资源配置与评估技术规范》于 2024 年 7 月 24 日发布，2025 年 2 月 1 日起正式实施。这两项标准分别规定了虚拟电厂全生命周期管理要求和资源配置要求及评估方法。

行业标准建设加速推进。国家能源局已将虚拟电厂纳入《2025 年能源行业标准计划立项指南》重点支持方向，正组织制定《虚拟电厂术语》《虚拟电厂资源接入规范》等 4 项行业标准。同时，已发布电力需求侧资源潜力评估与分析、需求响应监测与评价等系列行业标准。

团体标准百花齐放。中国电工技术学会发布 T/CES 207-2023《多能互补型虚拟电厂聚合调控技术要求》，规定了聚合、调节运行能力评估、调控运行管理、数据交互要求等技术要求。中国检验检测学会发布 T/CITS 263-2025《源随荷储一体化虚拟电厂建设技术规范》，构建了涵盖虚拟电厂建设与运营全生命周期的系统性技术框架。

标准体系的完善为虚拟电厂发展提供了有力支撑。根据规划，未来将从基础综合、运营与管理、规划与评估等方面进一步完善相关标准，形成覆盖虚拟电厂全环节的标准体系。

第五节 微电网和虚拟电厂与 ESG 的协同

在 ESG 框架下，微电网与虚拟电厂共同展现出环境、社会和治理三大维度的综合可持续发展价值，成为推动高质量发展的重要抓手。

在环境价值方面，二者作为低碳转型的核心载体，通过高比例就地消纳风电、光伏等可再生能源，减少弃风弃光，直接替代化石能源发电，实现碳减排与污染物减排；通过优化调度、削峰填谷与能量梯级利用，提升整体能源利用效率；通过分布式就近供能，减少远距离输电损耗与大型输变电设施建设需求，降低生态与土地占用压力，实现生态协同发展。

在社会价值方面，微电网与虚拟电厂协同提升能源供应韧性与安全水平，在极端天气、电网故障等情况下，可实现区域自治运行与应急保供，保障医院、数据中心、交通枢纽等关键负荷稳定供电，提升城市与园区防灾减灾能力；通过降低用户用能成本、优化电费支出，为企业减轻经营压力，为居民提升民生福祉；同时带动分布式能源、储能、智能控制、电力电子、数字能源等产业链发展，创造绿色技术岗位，推动产业升级与就业增收。

在治理价值方面，推动形成政府、平台、企业、用户多方协同的能源治理新模式，促进能源治理从集中式管控向分布式、市场化、智能化转型；帮助各类用能主体实现从被动用电向主动调节、参与交易、创造价值转变，推动能源管理从成本中心转向价值中心；推动电力市场规则、调度机制、计量结算与监管方式持续创新，提升电力系统运行效率与治理现代化水平。

总体而言，微电网与虚拟电厂正站在规模化、市场化、协同化发展的新起点，是破解能源安全、经济发展与环境保护协同困境的重要实践方案。在中国坚定的政策指引与日益完善的市场环境下，二者依托技术成熟、场景多元、价值清晰的综合优势，将从示范试点全面走向规模化应用，为构建以新能源为主体的新型电力系统、推动经济社会绿色低碳转型提供坚实支撑，推动能源系统向更分布式、更柔性、更高效、更具韧性的方向持续演进。

第二章 微电网的实践

在能源绿色转型的过程中，微电网发展势头迅猛。欧美地区凭借成熟政策支持与技术积累，已形成较为完善的微电网发展体系，实现规模化商业应用与多场景落地，如欧洲依托能源转型战略构建智能微网生态，美国加大社区微电网部署力度并推进商业化落地。在此背景下，我国微电网发展也已形成一定规模与气候，在多场景实现成熟落地，实践案例丰富多样。

第一节 美国布鲁克林微电网

2012 年，飓风“桑迪”引发纽约市大范围电力中断，部分社区连续十余天无法恢复供电，这一事件集中暴露了高度集中式电力系统在极端气候条件下面临的运行风险。在此背景下，纽约州启动能源体系改革，开始推动分布式能源发展以及社区级微电网的试点探索。布鲁克林微电网（Brooklyn Microgrid）由 LO3 Energy 于 2016 年发起，是全球较早围绕社区层面点对点（P2P）能源交易开展实践的项目之一，其核心目标在于依托分布式光伏、储能设施及本地化交易机制，提升社区在极端事件发生时的能源自给能力与系统韧性。

在**物理层面**，该项目将社区内部的屋顶光伏系统、储能电池和智能电表进行连接，构建起局部能源网络。该网络基于纽约市既有配电线路运行，当主电网发生中断时，可切换至孤岛模式，即分布式能源系统脱离城市主电网独立运行，仅依靠自身的光伏发电设备、储能电池及控制装置，为特定区域内的用电负荷持续提供电力支持。

在**数字层面**，项目基于以太坊区块链开发了“Exergy”能源交易平台，并采用 Tendermint 协议搭建私有链架构。电力生产、交易及消费过程中产生的每度电数据均以不可篡改的方式记录在链上，结算过程由智能合约自动执行，从而在分布式交易场景中有效应对信任建立、交易结算及定价等关键问题。

在**交易机制设计**上，社区居民可通过手机应用程序实时发布电力供需信息，光伏用户将多余电量以协商形成的价格出售给周边邻居，实现邻里之间的电力共享。

在**运营模式**方面，该项目以社区主导的能源共享市场为基本形态，项目所有权由 LO3 Energy 与社区居民共同持有，以此保障决策过程的透明性和共治特征。考虑到纽约州现行法规对绕过公用事业公司直接售电的限制，项目通过与联合爱迪生电力公司（Con Edison）建立合作关系，由其负责最终账单处理，从而在现有监管框架内实现点对点（P2P）能源交易。

在**参与机制**方面，项目初期以自有光伏设备为基础开展试点，成功吸引 50 户家庭参与，随后逐步扩展至 300 余户家庭及小型企业，同时已有 130 户家庭明确表达了参与意愿。此外，项目还借助区块链技术支持的灵活金融信贷协议（FFCA），为低收入家庭提供专项能源补贴，以提升能源获取的公平性和包容性。

在**ESG 价值与成果**方面，环境维度上，项目通过提高分布式可再生能源的利用效率，使输电损耗降低超过 90%。ResearchGate 相关研究数据显示，类似的点对点（P2P）能源交易模式可使每户家庭每年减少约 1.6 吨二氧化碳排放。在社会维度，总统大道试点中，5 户配置光伏的家庭将多余电力出售给道路对侧的 5 户用电家庭，推动社区从单纯的被动用电转向主动参与能源管理；在极端天气条件下，系统可切换至孤岛运行模式，使停电时间减少超过 98%。在治理维度，项目依托区块链技术构建起透明、去中心化的能源交易体系，为未来能源治理模式的创新提供了实践样本，并获得纽约市《能源愿景改革》计划的政策支持，验证了相关技术应用的可行性。

第二节 中国微电网的发展

相较于美国等发达国家的微电网发展路径，我国微电网建设立足自身能源结构特点与产业发展需求，在政策引导下逐步起步、稳步推进，目前已形成一定规模与气候，在多场景实现成熟落地，实践案例丰富多样，且呈现出鲜明的中国特色。从全国范围来看，中国微电网的发展呈现出一些可观测的宏观特征，这些特征可以通过已发布的政策文件、已投入运行的项目以及已公开的调研得到验证。

从发展阶段角度分析，中国微电网整体仍处于试点和示范阶段。正如工业和信息化部节能与综合利用司负责人所述，全国已投入运行的工业绿色微电网项目超过数百个，相关技术设备不断取得突破，电力辅助服务市场机制逐步完善，一些综合能源服务商已积累了建设与运营经验。总体来看，工业绿色微电网仍处于试点和示范阶段，在技术标准、市场化机制以及与大电网协同方面存在一定困难与挑战。行业普遍认为，当前正处于从“绿色示范”向“经济可行、可复制推广”过渡的前期阶段，也是从“试点示范”迈向“规模运营”的关键跨越期。

从定义和定位的角度看，智能微电网已经明确作为新型电力系统中的一种经营主体存在。工业绿色微电网主要面向工业用户提供绿色电力，系统集成光伏、风电、高效热泵、新型储能、氢能、余热余压余气以及智慧能源管控等一体化系统，可融合工业生产过程，与电网友好互动，并实现协同自治。国家发展改革委和国家能源局在《关于促进电网高质量发展的指导意见》中指出，智能微电网是“具有自平衡和自调节能力的电力新业态载体”，并且是对主干电网和配电网的有益补充。

在**应用场景**方面，工业领域已形成明确的分类，同时其他场景也在不断实践中。根据《工业绿色微电网建设与应用指南》，工业绿色微电网的应用可分为四类：高载能场景，适用于钢铁、石化化工、建材、有色金属等行业；灵活性场景，适用于机械、轻工、纺织、汽车及电池制造等行业；可调节场景，适用于电解铝、多晶硅、水电解制氢等工艺；高可靠场景，适用于算力设施等对供电连续性要求较高的领域。此外，行业研究机构还将智能微电网归纳为工商业类、居民社区类、主网替代类、保供类以及车网互动类五种类型。

从**技术指标**来看，可再生能源的就地消纳比例已被设定为量化要求。《工业绿色微电网建设与应用指南》提出，工业企业和园区新建光伏、风能等可再生能源发电应保证每年就近就地自消纳比例不低于 60%。在电力现货市场连续运行地区，分布式光伏可通过聚合方式接入用户侧电网，或与用户开展专线供电，采用自发自用、余电上网模式参与现货市场，上网电量占总可用发电量比例不超过 20%。

在**建设模式**上，工业绿色微电网的政策已确认两条路径。一是自筹自建型，由工业企业或园区独立投资建设并自主运营，适合用能集中、负荷稳定的单一企业或园区；二是第三方共建型，由工业企业或园区联合具备资质的第三方服务企业，通过合同能源管理或融资租赁等方式进行项目规划、投资、建设和运营。第三方共建模式有助于降低中小企业参与的技术和资金门槛。

从**技术构成**来看，工业绿色微电网的建设内容已明确为六类设施或系统，分别是可再生能源发电、工业余能利用、清洁低碳氢制取与利用、新型储能应用、电能变换与柔性互联、数字化能碳管理。其中数字化能碳管理要求使用人工智能、大数据、工业互联网等技术，实现对能源供给、传输和消费的计量、管控、决策与呈现。

当前面临的主要问题集中在技术标准、市场化机制以及与大电网协同三方面。据工业和信息化部公开解读，现阶段工业绿色微电网发展中存在技术标准体系有待完善、现行微电网技术标准无法满足智能微电网建设需求；市场化机制尚不健全，收益模式主要依赖峰谷价差和需求响应，尚未全面融入辅助服务、容量市场和碳交易等多元化市场体系；与大电网协同调度规则仍不明确。此外，还存在系统协同与控制能力不足、可再生能源出力波动与工业负荷匹配难度大、储能系统安全性、经济性和寿命优化配置问题。

总体而言，中国微电网的宏观现状可以总结为，在有限场景中完成了技术验证，在局部区域形成了示范积累，但整体仍处于试点阶段。工业微电网已有明确项目数量和政策指引，偏远地区保供类微电网运行经验较为成熟，而工商业和居民社区等场景仍以个案示范为主。不同类型微电网的成熟度存在差异，总体正处于从示范试点向规模化推广过渡的前期阶段。

一、苏州微电网项目

苏州在微电网领域持续推进示范应用，已形成覆盖工业企业、园区综合能源系统和城市配电网侧的多类型实践。相关项目在不同用能场景下探索了分布式能源、储能及智能调控的协同运行方式，为微电网在实际运行中的技术路径和组织模式提供了具体案例。以下选取太仓环铜业、协鑫能源中心和昆山南星读三个项目。

太仓环铜业微电网项目于 2024 年建成，是苏州市首个面向智能制造场景的工业用户侧微电网。项目以企业生产用电为核心服务对象，围绕稳定供电和用能结构优化进行系统配置。微电网主要由分布式光伏、储能系统、电动汽车充电设施及能源管理系统构成。其中，厂房屋顶铺设分布式光伏作为主要电力来源，储能系统采用磷酸铁锂电池，用于在不同时段之间调节电能供给，能源管理系统对发电、储能和负荷进行统一监测和调度。

在运行过程中，系统以光伏发电优先满足生产负荷需求，剩余电量用于储能充电或并入公共电网；当光伏出力不足或处于夜间时段时，通过储能放电或从大电网购电补充电力。储能系统在电价高峰和低谷时段参与削峰填谷运行，用于平衡用电负荷并优化整体用电结构，从而保障生产连续运行。

协鑫能源中心是国家级新能源微电网示范项目，项目定位为区域级多能互补微能源系统，服务范围覆盖协鑫能源中心及周边区域。该项目在系统设计上集成多种能源形式，以天然气冷热电三联供系统作为核心单元，通过天然气发电并对余热进行制冷和供热利用。与此同时，项目配套建设了分布式光伏发电系统、电化学储能和冰蓄冷装置，并利用地源热泵实现供暖和制冷，多种能源系统在同一平台下协同运行。

协鑫能源中心微电网由统一的微网管理系统进行控制，根据电价水平、气象条件和负荷变化情况对各能源单元进行协调调度。运行中，三联供系统承担基础负荷，光伏发电以就地消纳为主，储能系统用于平滑波动并实现能源在时间尺度上的转移。项目同时依托能源运行数据，参与电力交易、需求响应及相关市场机制，并在企业内部推进 ESG 治理架构建设。

昆山南星渎微电网面向城市负荷密集区域建设，是配电网侧微电网的实践案例。项目以南星渎绿能 e 站为核心载体，采用光伏、储能、充电和换电一体化设计，重点服务城市公共区域和新能源汽车充电需求。2025 年 1 月，绿能 e 站二期工程投运，站内配置多类型充电设施，同时满足多辆新能源汽车充电需求。

在能源供给端，项目配置分布式光伏、储能系统及柔性互联装置，并引入基于大模型的微电网运行控制技术。该技术综合气象信息、光伏出力和充电负荷数据，对未来供需情况进行预测，并据此优化储能充放电策略。系统在并网运行条件下，通过储能参与削峰填谷，支撑配电网平稳运行；在主网发生故障或遭遇极端天气时，可切换至孤岛运行模式，由光伏和储能为区域内重要负荷提供持续电力供应。

综上，苏州在不同用能场景下推进了多类型微电网实践，形成了覆盖工业企业、园区综合能源系统及城市配电网侧的多元化案例。太仓环铜业、协鑫能源中心与昆山南星渎项目分别对应不同建设主体与运行环境，在系统规模、技术组合和运行方式上各具特点，但均围绕分布式能源、储能系统与智能调控展开配置，展现了微电网在实际应用中的多样化形态。

这些项目的实施过程与运行经验，为后续微电网在不同场景下的规划设计、系统集成和运行组织提供了可参考的实践样本，也为相关技术在更广泛区域和场景中的应用奠定了基础。

二、河南兰考付楼村“风光储充放”一体化智能微电网

河南兰考县三义寨乡付楼村是焦裕禄精神的重要发源地之一，曾为国家级贫困村，全村人口 1617 人，耕地面积 1116 亩，人均耕地不足 1 亩。受自然条件和基础设施制约，村内长期面临能源供给能力不足、电力设备老化、用电成本偏高等问题，公共服务和产业发展均受到一定影响。在国家“双碳”目标背景下，付楼村依托当地较为丰富的风能和光照资源，引入央企力量，启动“风光储充放”一体化智能微电网建设，探索以绿色能源推动乡村发展的新路径。

项目由国家电投集团综合智慧能源有限公司参与投资建设，于 2022 年底启动实施，整体定位为村级综合智慧零碳电厂。系统集成风电、光伏发电、储能、电动汽车充电等功能，形成“发电—储能—配电—用能”协同运行的闭环结构。目前项目配置约 1800 千瓦光伏装机、900 千瓦/3010 千瓦时储能系统，并配套建设多台充电设施，年发电量约 120 万度，绿电供电比例达到 95%。其中，光伏发电主要利用村内 35 户农户屋顶资源，风电系统则结合当地低风速特性进行设备选型与布局优化，通过风光互补提升整体供能稳定性。

在系统运行层面，项目引入电投综能自主研发的“天枢一号”村级微网智能控制系统，对村庄用能特征、风光出力情况和负荷变化进行实时监测与预测，实现多能源协同调度。储能系统作为关键调节单元，用于平抑新能源出力波动，在保障供电稳定的同时提升可再生能源就地消纳水平。通过“自发自用、余电上网”的运行方式，村内用电价格降至约 0.5 元/度，兼顾了经济性与可靠性。

在运营机制上，项目采用“政府引导、央企建设、村集体运营、农户参与”的协同模式。政府负责政策协调与资源保障，电投综能承担项目投资、建设及技术支持，并通过融资租赁方式降低项目初期资金压力；村集体成立专门运营主体，统一管理发电与用能资源，负责项目日常运行；农户以屋顶等闲置资源参与项目，实现稳定收益分配。该模式在明确权责边界的同时，保障了项目的持续运营能力。

通过微电网项目建设，付楼村在能源供给结构、用能成本和运行方式上实现了明显改善，村级公共服务用能条件得到提升，村集体和农户获得了稳定的绿色能源收益，为村庄发展提供了新的支撑条件。

三、广东大三门岛微电网项目

大三门岛位于广东惠州大亚湾与深圳大鹏湾交汇处，距陆地约 17 海里，常住人口约 800 人。岛上原本依赖柴油发电，供电不稳定且用电成本高，同时岛上生态环境脆弱，对能源开发需兼顾环境保护。为解决岛民用电问题，南方电网广东惠州供电局牵头启动微电网项目，构建离网型“风光储”多能互补电力系统。目前，北扣村一期工程和妈妈湾村二期工程分别于 2024 年 12 月和 2025 年 8 月投入运行。

项目以可再生能源为主，包括光伏、风电和储能系统，形成“发电—储能—配电—用能”闭环。光伏发电覆盖村民屋顶和废弃海虾养殖场屋顶，实现分散式与集中式结合；风力发电初期在景观道路两侧布置 40 千瓦微型风机，二期在山顶建设单机容量 200 千瓦风机，提高整体发电能力。储能系统容量已提升至 10 兆瓦时，可跨时段储存电能，保障阴雨天及夜间供电稳定。

微电网配套智能能源管理系统，实现全网传感器数据采集与实时监测，依据气象预测和负荷历史数据制定经济调度计划。在运行中，通过多时间尺度协调控制，实现光伏、风电与储能的动态匹配，并在大电网故障时快速切换至孤岛运行模式，确保连续供电。项目建设采取分步策略：初期布局分布式电源，中期连接岛内村落，远期计划实现全岛微电网互联互通，形成完整海岛能源体系。

在运营机制上，由南方电网广东惠州供电局牵头，惠州市电力发展有限公司统筹投资、设计、施工和运维，建立线上监测与线下维护结合的运维体系。施工过程中针对岛上风浪、陡坡和高盐高湿环境采取临时道路加固、路线优化及特种低重心运输等措施，关键设备进行防腐和密封升级，保障长期运行安全。

在 ESG 成效方面，项目实现 100% 可再生能源供电，每年节约柴油约 350 吨，减少二氧化碳排放约 1110 吨；设备布局充分利用现有屋顶与闲置场地，降低对生态占用。岛民用电成本由原来的 3 元/度降至约 0.63 元/度，空调、冰箱等家电可正常使用，提升了居民生活条件，并为旅游和餐饮等经济活动提供稳定电力支持。项目由此成为偏远海岛绿色能源应用的示范样板，为类似区域提供可复制的经验。

四、河北涉县合漳水光储微电网示范项目

河北省邯郸市涉县合漳乡地处晋冀豫三省交界的太行山区，居民总数约为 1.89 万户，其中高压用户 47 个。该区域清漳河与浊漳河交汇，拥有丰富的水、光、风资源，但山区地形复杂，原本仅依靠一条 10 千伏线路供电，防灾抗灾能力有限，难以满足居民及产业的电力需求。如果建设新的 35 千伏变电站，需要架设跨越高山与自然保护区的长距离线路，施工难度大，后续巡检也存在风险。为了应对这一挑战，国网河北电力在 2023 年初启动了河北首个十兆瓦级水光储智能微电网示范工程，充分利用当地自然资源禀赋，以“安全、绿色、经济”为目标，探索源网荷储微电网协同运行模式。该项目经过多方论证，联合院士专家团队规划建设，通过电网结构优化、构网型储能、以及小水电和光伏控制系统改造，实现区域电网的自平衡、自管理与自调节，并满足当地电力供应需求。

工程建设中，新建了一座 10 千伏开关站，将 10 千伏合漳线一分为四接入开关站，以此构建源网荷储协同调控的十兆瓦级微电网系统。项目自 2023 年启动，经论证、建设及试验，于 2024 年 4 月建成投运，在国内并网型微电网中创造了离网运行时间的新纪录。该工程充分利用光伏发电和水电资源，依托自主开发的风光水储微网能量管理系统，构建了“水—光—储”一体化控制架构，实现清洁能源的协同互动。在离网试验中，微电网实现了十兆瓦级自给自足连续运行七天以上。在并网状态下，系统能够主动参与大电网的电压和频率调节，有效提升了偏远山区供电的可靠性，并促进新能源就地消纳，推动了传统配电网的转型升级。

从 ESG 角度来看，合漳水光储微电网在环境、社会和治理方面均取得显著成效。

在环境方面，项目利用光伏和水电资源建设十兆瓦级微电网，推动能源结构清洁化，减少对化石能源依赖，预计年减碳量超过 1.5 万吨；通过“水—光—储”一体化控制和自主开发的能量管理系统，实现新能源的 100% 就地消纳，提高能源利用效率超过 30%，减少输电损耗 20% 以上；施工过程中避开生态敏感区，并采取扬尘抑制、废水处理等环保措施，符合《美丽乡村建设实施方案》，助力生态保护与双碳目标实现。

在社会效益方面，该项目显著提升了偏远山区的供电可靠性，惠及约 1000 户居民，使供电稳定性达到 99.99%，同时通过光伏增收促进乡村振兴，户均年增收约 3000 元。项目建设期间，本地劳工参与比例超过 70%，并通过社区反馈机制提升居民参与度，增强了社区防灾抗灾能力，为偏远山区提供稳定电力保障。此外，为可调负荷加装控制开关并接入微电网管控平台，实现区域电网自平衡、自管理、自调节，使约 140 户分布式光伏用户受益，体现公平与包容性。

在治理方面，项目自主研发了风光水储微电网能量管理系统，实现源网荷储协同调控；采用电力北斗、数字孪生等技术改造水电机组控制系统，使清洁能源发电可观测、可测量、可调节、可控，提高了电网智能化水平。作为河北首个十兆瓦级示范工程，项目形成可复制的配电网转型升级经验，推动区域源网协同能力提升。项目全过程遵循国家能源政策及电网标准，通过环评和安全审查，利用数字化平台实时披露运行数据，强化信息透明度和合规管理。同时建立储能系统安全标准与应急预案，并通过第三方定期评估，降低设备故障和运营风险，实现智能融合终端对设备信息的实时采集，提高电网韧性。

整体来看，河北涉县合漳水光储微电网示范工程通过环境效益、社会贡献和治理优化的综合作用，验证了微电网在推动能源转型和可持续发展中的示范价值，充分体现了经济、环境与社会效益的平衡，是 ESG 理念下的一次成功实践。

中国微电网前景展望

从整体来看，中国微电网正处于政策框架已基本成型但规模化应用尚未全面展开的过渡阶段。微电网在新型电力系统中的功能定位已基本明确。根据 2025 年 12 月国家发展改革委、国家能源局发布的《关于促进电网高质量发展的指导意见》，到 2030 年，初步建成的电网将以主干电网和配电网为重要基础，而智能微电网则作为有益补充。该表述明确了智能微电网在电力系统中的辅助性角色，并非替代性构成，也不是主体组成部分。

在工业领域，微电网建设已经具备系统性指导。2026 年 1 月，工业和信息化部等五部门联合发布了《工业绿色微电网建设与应用指南（2026—2030 年）》，这是我国首份针对工业场景的全国性微电网指导文件。该指南从建设原则、建设内容、建设模式、应用场景及建设要求等方面提供了完整制度框架，为

未来五年的发展提供了明确指引。

此外，微电网作为新型经营主体参与电力市场的政策空间已经打开。2026 年 2 月，国务院办公厅发布《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》，明确推动虚拟电厂、智能微电网和可调节负荷等新型经营主体灵活参与电力市场。这意味着，微电网未来的收益模式有望从目前主要依赖峰谷价差和需求响应，逐步扩展至参与电力中长期交易、现货市场及辅助服务市场等多元化渠道。

不同类型和应用场景的微电网成熟度存在明显差异，短期内难以实现齐头并进的规模化推广。其中，主网替代类（偏远地区供电保障）发展相对较早，运行经验成熟；工业领域已有政策指引和项目统计；而工商业及居民社区场景仍以个案示范为主，各类场景的发展阶段和推进节奏存在差异。

当前，微电网发展面临的核心瓶颈主要集中在技术标准、市场化机制和与大电网的协同方面。工业和信息化部及行业研究机构普遍认为，工业绿色微电网整体仍处于试点和示范阶段，这些瓶颈问题的解决需要长期的制度建设和实践积累，短期内难以实现系统性突破。

总体来看，中国微电网的未来前景可以概括为，政策框架已基本就位，市场准入通道已经打开，但规模化发展仍受到多重约束的影响。在未来三至五年，微电网将主要在工业领域和偏远地区保供等成熟条件较好的场景中落地和验证，从“示范试点”向“规模运营”的跨越仍处于前期阶段。

第三章 虚拟电厂的实践

虚拟电厂作为快速部署、成本效益高的灵活性解决方案，受到了各国政府和企业的的高度重视。在欧洲、美国、澳大利亚等发达经济体，虚拟电厂已从概念验证逐步走向规模化商业应用，成为支撑高比例可再生能源电力系统的重要技术。

第一节 欧洲的虚拟电厂项目

一、欧洲虚拟电厂发展概况

在欧洲，虚拟电厂市场发展迅速且技术成熟。2024 年，欧洲虚拟电厂市场规模达到 15 亿美元，预计到 2025 年将增长至 18.1 亿美元，2025 至 2030 年的复合年增长率 (CAGR) 高达 21.3%，占全球市场 41.54% 的份额。欧洲虚拟电厂市场增长的主要驱动力包括欧盟“Fit for 55”气候目标推动可再生能源大规模部署、批发市场投标规模降低至 100 千瓦以下以便利小型需求侧资源参与、以及储能成本下降与技术进步提供的更多可聚合资源。从技术类型看，需求响应是市场的主导业务，占 2024 年市场收入的 48.1%，太阳能光伏占 29.20%，储能系统预计成为增长最快的细分市场。混合资产配置成为新趋势，预计 2025 至 2034 年将以最快的复合增长率发展。地理上，德国、英国和荷兰为市场领导者，德国拥有庞大的可再生能源基础和完善的机制，英国通过 P415 规则设立虚拟交易方 (VTP) 角色，为独立聚合商进入批发市场提供制度保障，荷兰在智能电网和需求响应技术方面处于领先地位。

欧洲虚拟电厂发展得益于多层次政策和监管框架的支持。欧盟层面实行“欧盟统筹、成员国实施”的政策体系，2024 年 7 月 16 日通过重大电力市场设计改革，要求成员国在 2025 年前转化为国内法，并在 2026 年前全面实施，核心内容包括引入调峰产品、降低批发市场投标规模和鼓励配电系统运营商将灵活性服务纳入电价设计，以推动需求响应和储能技术应用。欧盟还在制定需求侧灵活性网络规范，并于 2025 年 3 月提交《需求响应框架指南》，以定义聚合、储能和需求削减服务标准。成员国层面也有差异化政策，如德国通过修订《可再生能源法》(EEG) 和《太阳能峰值法》推动虚拟电厂发展，英国 P415 和 P375 规则首次允许独立聚合商进入批发市场并使用“边界点后”独立资产计量表进行结算。法国、意大利和西班牙等国也在积极制定相关支持政策，通过能源转型法、国家能源计划和市场改革，提升虚拟电厂在电网中的参与和灵活性。

欧洲虚拟电厂商业模式多样。聚合商主导模式是主流，德国 Next Kraftwerke 管理超过 14,324 台分布式能源单元，总装机 13.5GW，2024 年交易电量 151 亿千瓦时，占德国现货市场 5.8%，交易额超过 10 亿欧元。能源零售商转型模式以英国 Octopus Energy 为代表，其 Kraken 平台服务超过 7000 万家庭和企业账户，提供虚拟电厂技术服务。北欧市场常见垂直整合模式，瑞典 Vattenfall 整合发电资产和用户侧储能资源构建虚拟电厂。社区型虚拟电厂在德国和奥地利发展迅速，德国 1KOMMA5° 公司通过其 Heartbeat AI 平台连接 500MW 灵活性容量，为社区提供能源自给与经济收益。在技术创新方面，欧洲虚拟电厂广泛应用人工智能和机器学习进行负荷预测、资源调度和市场决策，利用数字孪生技术实现实时监控和预测分析，提高运营效率，推广 OpenADR 3.0、OCPP 2.0.1、EEBUS 等通信协议以增强设备互操作性，并通过 ENTSO-E 框架推动跨国协调，实现不同国家电力市场的无缝参与。

二、欧洲典型虚拟电厂案例及运营实践

随着可再生能源在欧洲电力系统中的比例持续上升，电网对灵活性和快速响应能力的需求愈发突出。虚拟电厂通过对分布式光伏、风电、储能以及可控负荷的整合和优化调度，实现了电力资源的集中管理与市场化交易。这种模式不仅能够平衡新能源发电的波动性，还为电力系统提供了辅助服务和容量保障。在欧洲，德国和英国的实践案例展示了虚拟电厂在技术应用、市场参与以及商业模式方面的多样化探索，为全球能源系统的灵活化发展提供了可借鉴的经验

1. 德国 Next Kraftwerke: 欧洲最大第三方虚拟电厂运营商

Next Kraftwerke 成立于 2009 年，由 Hendrik Sämisch 和 Jochen Schwill 在科隆创立，最初的构想是通过聚合应急发电机、风力涡轮机和沼气厂来弥补电网波动。经过十六年的发展，该公司已成为欧洲最大的第三方虚拟电厂运营商。截至 2025 年，Next Kraftwerke 管理着超过 14,324 台分布式能源单元，装机总容量超过 13.5GW，其业务覆盖德国、荷兰、比利时、法国、奥地利、瑞士等欧洲国家。公司聚合的资源类型包括太阳能光伏 (约占 35%)、风力发电 (约占 25%)、储能系统 (约占 20%)、可控负荷 (约占 15%) 以及其他分布式资源 (约占 5%)。

技术架构与创新是 Next Kraftwerke 成功的关键。该公司自主开发了智能算法平台，能够实时处理来自数千个数据源的信息，包括实时市场数据、天气预报和电网状态。平台的核心算法能够在毫秒级时间内完成资源优化调度，从而实现多市场的协同交易。例如在电网稳定性调节中，毫秒级响应是关键支撑，因为虚拟电厂需应对诸如频率偏差和负荷骤变等电网实时波动。2025 年，公司曾通过动员 5.4GW 的“休眠”电池成功预防了 23 起电网紧急情况。这种调度速度远超传统发电机组的响应时间，能够有效填补可再生能源间歇性带来的电网缺口。

Next Kraftwerke 的**资源优化调度能力**也使分散资源的价值最大化。算法能够整合光伏、储能和可控负荷等多类型资源，并根据实时电价、天气预报和电网状态等信息动态分配出力策略，例如在电价高峰期优先调用储能放电，在低谷期为储能充电，在可再生能源大量发电时引导负荷消纳，实现“削峰填谷”和收益最大化。此外，虚拟电厂能够同时参与日前现货、日内实时、调频辅助服务和容量市场等多个电力市场交易，通过不同市场策略获取收益。2024 年，公司交易电量达 151 亿千瓦时，交易额超过 10 亿欧元。Next Kraftwerke 采用纯聚合商模式，不拥有任何发电资产，而是通过与资源所有者签订合同获得调度权，收入主要来自电力交易价差、辅助服务收入、容量市场收入及其他服务收入。

面对市场竞争加剧、电网接入容量限制及政策不确定性等挑战，Next Kraftwerke 采取**持续技术创新、拓展国际市场、加强与电网运营商合作以及参与政策制定**的策略。技术创新方面，公司整合实时市场数据、天气预报及电网状态等信息，实现毫秒级资源优化调度和多市场协同交易，同时应用 AI 和机器学习技术优化分布式资源出力策略，开发电池储能唤醒技术以提升调度能力。市场拓展方面，公司将业务版图扩展至德国、荷兰、比利时、法国、奥地利、瑞士等国家，建立跨国分布式资源聚合网络，并针对不同国家电力市场规则定制运营策略。为保障资源并网和调度兼容性，公司与各国电网运营商建立常态化沟通机制，参与电网紧急响应演练，并协调分布式资源接入标准，争取优先调度权限。在政策层面，公司通过行业协会和试点项目向欧盟及成员国提交政策建议，推动降低批发市场投标门槛，参与德国《可再生能源法》（EEG）修订讨论，并推动建立统一的欧洲需求侧灵活性框架，为跨国运营创造条件。

2. 德国 Sonnen 基于社区微电网的虚拟电厂（VPP）

德国长期推动分布式光伏的发展，家庭侧储能系统需求随之快速增长，在这一背景下，以 Sonnen 公司为代表的、基于社区微电网的虚拟电厂（VPP）模式逐步形成。Sonnen Community 作为欧洲具有代表性的项目，实现了户用储能与虚拟电厂（VPP）的深度融合，是基于社区微电网构建虚拟电厂的典型商业实践。

作为基于社区微电网的虚拟电厂（VPP）项目，其硬件层面以家庭为基本单元构建社区微电网基础，每户均安装光伏系统，并配套 Sonnen Batterie 智能储能设备。该储能系统采用磷酸铁锂电池技术，循环使用寿命超过 10000 次，实现了发电、储存与自用的高度集成，为社区微电网的稳定运行提供硬件支撑，也为虚拟电厂的聚合调度奠定基础。

在**软件调控**层面，Sonnen 通过物联网技术将社区微电网内数千户家庭的储能设备接入虚拟电厂体系，实现社区微电网与虚拟电厂的有机联动。虚拟电厂依托先进的通信技术、智能调度系统和数字化管理平台，对社区微电网内分散的能源资源进行统一聚合与协调运行——这些资源包括户用储能电池、分布式光伏、风电、电动汽车充电桩以及工业可控负荷等，不仅可满足社区内部用电需求，还能参与批发能源市场交易。云端平台一方面对社区微电网内部电力流向进行智能调度，保障本地能源供需平衡；另一方面承担电网调峰与调频任务，降低整体电网运行成本，充分发挥虚拟电厂的调控价值。

在**运营模式**上，Sonnen 针对不同市场环境，为这一基于社区微电网的虚拟电厂（VPP）项目构建了差异化的商业模式。在欧洲市场，主要采用会员制方式，用户在购买储能设备、加入社区微电网后，通过共享多余电力并参与虚拟电厂的电网服务获得相应收益；在美国市场，探索了零前期投入的创新模式，由 Sonnen 为符合条件的家庭免费安装储能设备、接入社区微电网，用户仅需按照固定的低价标准支付月费即可使用相关服务，例如在德克萨斯州，电价约为每度 0.12 美元，相较市场价格低 35%—40%。

在虚拟电厂的**具体运营**中，Sonnen 以集中化方式主导全流程管理，作为项目运营主体，负责社区微电网内储能设备的维护、电力调度优化以及与电网公司的结算事务。同时，公司建立了明确的收益共享机

制，将虚拟电厂参与电网调峰服务所获得的收益返还给社区微电网内的用户。例如在德国弗莱堡项目中，依托社区微电网与虚拟电厂的融合模式，居民电费平均下降约 60%。该项目还表现出较强的规模化复制能力，在加州 Soleil Lofts 项目中，为 600 余户公寓统一配置储能系统、构建社区微电网，并接入虚拟电厂体系，成为美国规模最大的住宅需求响应项目。截至目前，Sonnen 已在全球范围内部署超过 3 万套户用储能系统，持续推动基于社区微电网的虚拟电厂模式规模化应用。

在 **ESG 价值与成果** 方面，该基于社区微电网的虚拟电厂（VPP）项目成效显著。环境层面上，项目使社区微电网内家庭能源自给率可提升至 90% 以上，德国弗莱堡生态社区已有 150 户家庭实现这一水平；社会层面，社区微电网的独立性与虚拟电厂的调控能力相结合，使能源供应的稳定性和抗风险能力得到实际验证——2022 年加州发生大规模停电期间，某 Sonnen 社区微电网依托虚拟电厂的调度支撑，实现了连续 3 天的独立运行；在日本福岛灾后重建项目中，500 套 Sonnen Batterie 系统组成的社区微电网，帮助当地小镇实现了 95% 的能源自给率；治理层面，通过智能能源管理平台，社区能源治理效率得到明显提升，同时 Sonnen 设立了专门的可持续发展团队，为基于社区微电网的虚拟电厂项目 ESG 战略的实施提供组织保障。

3. 英国 Octopus Energy：能源零售巨头的虚拟电厂转型

Octopus Energy 的虚拟电厂业务始于 2015 年，最初作为其能源零售业务的延伸，旨在帮助客户降低能源成本。随着业务发展，公司逐渐认识到虚拟电厂的潜力，开始大力投资相关技术和基础设施。2019 年，公司推出 Kraken 平台，最初主要服务于自身零售业务，至 2022 年开始向其他能源公司提供服务。到 2025 年 7 月，Kraken 管理的虚拟电厂容量突破 2GW，被认为是全球最大的住宅虚拟电厂之一。平台发展得益于几个关键节点，包括 2020 年获得软银 1.1 亿美元投资、2021 年进入美国市场、2022 年与东京燃气合作，以及 2025 年分拆 Kraken 独立运营。

Kraken 平台的**技术架构**是其核心竞争力，平台基于亚马逊云科技（AWS）构建，采用云原生架构和微服务设计，具备高度可扩展性。平台每天处理 150 亿个新数据点，能够实时分析用户行为模式并预测能源需求，其 AI 算法能够自动优化用户储能充放电策略，既降低用户电费，又为电网提供灵活性服务。

Octopus Energy 的虚拟电厂项目布局覆盖多个国家和地区。在英国，与电网运营商合作的需求响应项目涉及超过 10 万户家庭；与商业用户合作的智能充电项目管理超过 5 万个电动汽车充电桩；在伦敦、曼彻斯特等地开展社区储能试点。在美国，公司通过收购和合作迅速建立虚拟电厂业务，特别是在加州和德克萨斯州等电力市场发达地区。在澳大利亚，公司与 AGL 合作开展虚拟电厂项目，探索南半球市场机会。

Octopus Energy 的成功经验包括技术驱动的创新文化，公司拥有超过 500 名技术人员，占员工总数的 40% 以上；坚持以用户为中心的设计理念；构建开放生态系统，Kraken 不仅服务自身，也为竞争对手提供服务，加速平台成长；强大的资本支持，软银和谷歌等投资者为技术研发和市场扩张提供资金保障。

三、欧洲虚拟电厂前景展望

欧洲的虚拟电厂市场正处于快速发展阶段，预计在未来几年将继续扩张。根据市场预测，欧洲虚拟电厂市场规模从 2025 年的 18.1 亿美元增长到 2030 年的 47.6 亿美元，年复合增长率达到 21.3%。这一增长主要由三个因素推动，可再生能源装机容量不断增加、电力市场机制逐步完善以及储能成本快速下降。到 2030 年，欧洲虚拟电厂的调节能力预计将达到 50GW 以上。

技术层面，虚拟电厂与人工智能、物联网、5G 和区块链等新兴技术的融合将更加深入。AI 技术的应用将从基本的预测和优化发展为自主决策和自适应学习。5G 网络的推广能够提供更低延迟的实时控制，使虚拟电厂在电网运行中提供更加精细的服务。同时，数字孪生技术的应用将进一步提升虚拟电厂的智能化和可视化水平。

商业模式层面，虚拟电厂正在不断创新，除传统的电力交易和辅助服务外，还将探索碳交易、容量市场以及需求响应保险等新的收入来源。“能源即服务”（Energy as a Service）模式预计将成为主流，运营商不仅提供能源交易，还将向用户提供能源管理、节能咨询和碳管理等综合服务。跨区域和跨市场的交易模式也为虚拟电厂创造了更广阔的套利空间。

政策环境层面，欧盟将继续完善需求侧灵活性框架，并预计在 2025 年底前发布最终的需求响应网络规范。各成员国将根据自身特点制定更具体的支持政策。例如，德国将继续推进 EEG 改革以强化市场机制，英国将深化 P415 规则实施，扩大虚拟交易方（VTP）的参与范围，法国则通过“能源韧性计划”支持虚拟电厂的发展。

然而，欧洲虚拟电厂的发展仍面临若干挑战。电网接入能力有限，尤其是在可再生能源集中的地区；数据安全和隐私保护要求日益严格；不同国家和地区的技术标准尚未统一；市场竞争加剧，利润率可能下降。针对这些问题，行业提出了多项应对措施，包括加强与电网运营商的合作与标准协调，推动政策优化和技术创新以提高接入效率；采用区块链、端到端加密和边缘计算等技术保障数据安全；参与国际标准制定和互操作性设计，并通过认证体系确保设备和平台兼容性；以及多元化收入拓展、技术降本增效和差异化竞争策略，以提升市场竞争力。

总体来看，欧洲虚拟电厂市场前景广阔。随着欧盟“REPower EU”计划的推进和能源独立目标的实现，虚拟电厂将在保障能源安全、促进可再生能源消纳以及降低能源成本方面发挥重要作用。尤其是在应对极端天气和电网紧急情况时，其快速响应能力将成为关键。预计到 2035 年，欧洲虚拟电厂市场规模有望突破 100 亿美元，成为全球最重要的虚拟电厂市场之一。

第二节 美国的虚拟电厂项目

一、美国虚拟电厂发展概况

美国的虚拟电厂市场是全球容量最大的市场，并呈现出强劲的增长势头。根据 Wood Mackenzie 2025 年 9 月的报道，美国虚拟电厂在过去一年中发展迅速，表后 (behind-the-meter) 柔性容量达 37.5GW，同比增长 13.7%。这种增长主要得益于数据中心负荷需求的快速增加、储能成本下降以及政策环境的持续改善。

从地理分布来看，美国虚拟电厂市场呈现明显的区域集中趋势。加利福尼亚州、得克萨斯州、纽约州和马萨诸塞州的部署量占全美总量的 37%。其中，加州凭借其激进的可再生能源目标和完善的电力市场机制成为市场的领先者。得克萨斯州的 ERCOT 市场和 PJM 区域因数据中心负荷需求巨大，成为虚拟

电厂购电容量最集中的区域。

美国虚拟电厂市场的参与主体日益多元化。头部 25 家虚拟电厂购电方单次采购容量均超过 100MW，其中超过一半的购电方部署量较上年增长超过 30%。这些参与者包括传统公用事业公司、独立发电商、科技公司和能源服务商等。值得注意的是，“独立分布式发电商”商业模式正在兴起，通过能源套利和电网服务收入为第三方储能项目提供融资。

技术类型方面，储能和电动汽车在虚拟电厂中的占比迅速提升。包含电池储能和电动汽车的虚拟电厂部署量已达到传统智能恒温设备的 61%。居民用户在批发市场的参与比例也从 2024 年的 8.8% 提升至 10.2%，显示出小型用户参与市场的障碍正在逐步消除。此外，可盈利虚拟电厂项目数量从 2024 年的 321 个增长到 2025 年的 433 个，同比增长 35%，说明市场参与度和活跃度明显提升，尽管总容量增长较温和。

在政策和监管方面，美国虚拟电厂遵循“联邦指导、州级实施”的模式。联邦层面，FERC 发布的 841、2222 和 745 号指令为虚拟电厂发展提供了框架。841 号指令要求消除储能参与市场的障碍，使储能设施可作为发电资源参与电力市场。2222 号指令于 2020 年发布，强制要求区域输电组织（RTO）和独立系统运营商（ISO）允许分布式能源聚合体参与批发市场，但实施进度因地区而异，ISO-NE 为 2026 年 11 月，MISO 为 2029 年 6 月，PJM 为 2028 年 2 月，SPP 为 2030 年第二季度。745 号指令为需求响应资源提供市场价值认定标准，确保其获得合理补偿。然而，2025 年的评估显示，多数聚合商和软件提供商认为 2222 号指令在实际市场准入上的影响有限，主要原因包括州级实施差异、技术标准不统一和传统市场参与者的阻力。

州级政策呈现多样化创新。加利福尼亚州推出自发电激励计划（SGIP）补贴储能项目，2025 年预算达到 1.8 亿美元；需求侧电网支持计划（DSGS）提供每兆瓦 100-200 美元/年的容量支付；SB 240 法案要求到 2030 年通过需求响应和储能满足 15% 的峰值需求增长。纽约州通过“改革能源愿景”（REV）计划推动虚拟电厂发展，并设立分布式能源资源价值框架（DER VF）提供明确价值评估。2025 年，纽约州发布了新的虚拟电厂参与电网服务规则，允许提供包括电压支撑在内的配电级服务。马萨诸塞州设定

到 2030 年可再生能源占比 35%、2050 年达到净零排放的目标，并推出"马萨诸塞州清洁能源计划"及储能激励政策。得克萨斯州 ERCOT 市场的聚合分布式能源资源 (ADER) 计划允许虚拟电厂参与能源市场和辅助服务市场，2025 年第三阶段规则将项目容量上限提高至 160MW 用于能源服务，80MW 用于应急储备服务和非旋转备用。其他州如亚利桑那和弗吉尼亚也推出 BYOD 试点和虚拟电厂试点计划，进一步支持市场发展。

美国虚拟电厂的商业模式呈现多样化。公用事业主导模式在传统电力市场较为常见，如 Xcel Energy 在明尼苏达州通过分布式容量采购 (DCP) 计划采购 400-1000MW 分布式能源资源。独立聚合商模式也在市场中发挥重要作用，例如 CPower Energy 管理容量超过 1GW，并通过能源套利、辅助服务和容量市场获得收入。科技公司驱动模式以谷歌、微软和 Meta 为代表，这些公司既是虚拟电厂客户，也积极参与开发和运营，例如谷歌通过 "24/7 Carbon-Free Energy" 计划与虚拟电厂运营商合作，Meta 则通过购电协议和虚拟电厂优化能源使用。能源服务商也在转型，例如 Constellation Energy 在 2025 年获得美国政府 8.4 亿美元合同，每年提供超过 100 万兆瓦时的清洁能源，并通过整合发电、储能和用户负荷构建综合性虚拟电厂平台。

在技术创新方面，美国虚拟电厂广泛应用人工智能和大数据分析。运营商利用机器学习算法预测可再生能源发电、负荷需求和市场价格，以优化资源调度，例如 Auto Grid 平台可分析数万个数据源，实现毫秒级实时优化，并在 2025 年管理超过 5GW 分布式资源。边缘计算的部署提高了响应速度，例如 Nautilus Data Technologies 在数据中心部署边缘计算平台，实现对储能系统的实时控制。区块链技术在部分项目中用于分布式资源的自动交易和结算，例如 Power Ledger 在澳大利亚和美国的项目中实现点对点能源交易。数字孪生技术的应用也使运营更智能，通过虚拟模型模拟系统行为，优化调度和预测性维护，例如 GE Digital 的数字孪生平台已被多个项目采用。

二、美国典型虚拟电厂案例及运营实践

美国的虚拟电厂发展活跃，典型项目展示了该技术在不同区域和应用场景下的成熟度与创新能力。这些案例不仅反映了美国虚拟电厂市场的规模和影响力，也揭示了技术架构、商业模式和运营策略的多样化。

1. 加州大规模储能聚合项目

加州是美国虚拟电厂发展的前沿阵地，其中最具代表性的是特斯拉与 Sunrun 合作的居民储能聚合项目。该项目始于 2021 年，作为加州政府 "百万太阳能屋顶" 计划的重要组成部分，截至 2025 年 8 月，已聚合 10 万台居民储能电池，总装机容量达到 535MW，覆盖了 PG&E、SCE 和 SDG&E 的主要电力服务区域。

该项目采用分层控制架构实现技术创新：顶层中央调度平台负责整体资源优化和市场交易，中间层区域协调器管理区域内资源，底层为各家庭储能系统，通过智能逆变器接入电网。系统利用先进预测算法结合天气预报、历史数据和实时市场价格，提前 24 小时制定调度计划。2025 年夏季测试中，该系统在晚高峰期间成功向电网输送 535MW 电力，相当于数十万户家庭的用电需求。

在商业模式上，项目采用 "共享收益" 策略。居民无需支付初始安装费用，由特斯拉和 Sunrun 免费安装储能系统，运营商获得调度权。居民收益包括直接经济补偿（每年约 200-300 美元）和优化用电节省的电费（每年约 15-20%）。虚拟电厂的收入来源包括向电网提供电力的销售、参与辅助服务市场以及峰谷套利。

项目面临的挑战包括用户参与度、城市电网接入以及市场价格波动。为应对这些问题，项目方开发了用户友好的手机 APP、与电网公司紧密合作确保技术可行性，并通过参与多市场交易分散风险。

2. PJM 区域需求响应项目

PJM 是美国最大的区域输电组织，其虚拟电厂需求响应项目代表了电网级虚拟电厂的先进应用。自 2002 年以来，PJM 通过建立容量市场机制和 2011 年的需求响应拍卖，为需求响应资源提供稳定收入。随着 FERC 2222 号指令的发布，PJM 进一步完善了分布式能源聚合体的市场准入规则，截至 2025 年，需求响应资源达到 15GW，占总装机容量约 10%。

在技术应用上，PJM 开发了先进的需求响应管理系统 (DRMS)，能够实时监控和调度分布在 13 个州的资源，并利用人工智能预测负荷和价格，实现自动化调用。特别是 2025 年推出的 "紧急需求响应产品" 允许虚拟电厂在电网紧急情况下快速响应，响应时间要求在 5 分钟内。

代表性项目包括 Constellation Energy 与 Grid Beyond 合作的 AI 驱动需求响应项目，覆盖 PJM 区域内多个商业和工业客户。通过部署 AI 算法，系统能够分析用电模式，自动识别可削减负荷，并在电价高或电网紧张时触发需求响应。据估算，该项目每年可为客户节省数百万美元，同时为电网提供可靠容量支撑。

根据 PJM 数据，2025 年夏季高峰期间，需求响应资源成功削减超过 2GW 的负荷，有效避免了多起电网紧急情况。从经济角度来看，这类虚拟电厂降低了系统容量需求、减少新建发电投资、增加市场竞争并为用户提供新的收入来源。据 Brattle Group 估算，如果全美充分利用虚拟电厂，到 2033 年可节省 350 亿美元的电网投资。

三、美国虚拟电厂前景展望

美国虚拟电厂市场正处于快速发展期，未来几年将呈现以下发展趋势：

市场规模持续扩大。根据多家机构的预测，美国虚拟电厂市场将保持强劲增长。Wood Mackenzie 预测，到 2030 年美国虚拟电厂容量将达到 60-80GW，年复合增长率超过 15%。推动增长的主要因素包括：数据中心等新负荷的快速增长；储能成本的持续下降，预计到 2030 年将下降 50% 以上；电动汽车的普及，为虚拟电厂提供了大量可调度资源；州级可再生能源目标的推动，如加州要求 2030 年可再生能源占比达到 60%。

技术融合不断深化。美国虚拟电厂将在以下技术方向实现突破：AI 和机器学习将从简单的预测发展到自主决策，实现真正的智能化运营；5G 和 6G 网络将提供更低延迟的通信，使虚拟电厂能够提供毫秒级的电网服务；数字孪生技术将被广泛应用，实现虚拟电厂运营的可视化和优化；区块链技术将在分布式交易和结算中发挥更大作用。

商业模式创新加速。除了传统的能源套利和辅助服务，美国虚拟电厂将探索更多元化的收入模式：碳信用交易将成为重要收入来源，随着碳定价机制的完善，虚拟电厂的减排价值将得到体现；容量市场将提供更稳定的收入，特别是在极端天气事件频发的背景下；虚拟电厂即服务模式将兴起，为中小企业提供即插即用的虚拟电厂解决方案；与保险行业合作，提供电网可靠性保险服务。

政策环境持续优化。联邦层面，FERC 正在制定新的规则，进一步简化分布式能源参与市场的流程。2025 年，FERC 发布了关于“容量市场中分布式能源资源待遇”的征求意见稿，旨在消除对分布式资源的歧视性条款。州层面，越来越多的州认识到虚拟电厂的价值，正在制定支持政策。预计到 2030 年，美国将有超过 30 个州制定专门的虚拟电厂支持政策。

市场整合趋势明显。随着市场的成熟，美国虚拟电厂市场将出现整合趋势：大型能源公司将通过收购和合并，扩大虚拟电厂业务规模；技术平台将趋于标准化，降低市场进入门槛；跨州的虚拟电厂交易将增加，形成更大的市场规模；传统公用事业公司将加快转型，从单纯的发电商转变为综合能源服务商。

面临的挑战依然存在：一是电网接入的技术限制，特别是在负荷密集的城市地区；二是数据安全和隐私保护，随着虚拟电厂规模的扩大，网络安全风险增加；三是市场规则的复杂性，不同州和 RTO 的规则差异给跨区域运营带来挑战；四是用户参与度，如何激励更多用户参与虚拟电厂是一个持续的挑战。

前景展望方面，美国虚拟电厂市场具有巨大的发展潜力。到 2030 年，虚拟电厂将在美国能源转型中发挥关键作用：帮助电网整合更多可再生能源，实现能源系统的脱碳；提供灵活的容量资源，应对极端天气和电网紧急情况；为用户提供新的收入来源，降低能源成本；创造新的就业机会和经济增长点。预计到 2035 年，美国虚拟电厂市场规模将达到 500 亿美元，成为全球最大的虚拟电厂市场。

第三节 澳大利亚的虚拟电厂项目

一、澳大利亚虚拟电厂发展概况

澳大利亚因其高水平的户用光伏渗透率和成熟的电力市场机制，成为全球虚拟电厂商业化活跃度最高的地区之一。2024 年，国内虚拟电厂装机容量突破 2GW，参与用户超过 15 万户，覆盖住宅、工商业及社区级储能项目。尽管整体规模小于美国，但考虑到澳大利亚总人口仅 2500 万，其虚拟电厂密度在全球范围内处于领先地位。

市场呈现明显的头部集中特征。特斯拉、AGL 和 Origin Energy 三家公司合计占据超过 70% 的市场份额。特斯拉的 Powerwall 系统部署量超过 10 万台，为虚拟电厂提供了关键资源基础。AGL 通过收购和自主

开发，建立了覆盖全国的虚拟电厂网络。Origin Energy 通过“Origin Loop”项目探索“自带电池”（BYO）模式，为市场提供新的运营模式参考。

在技术构成方面，住宅光储系统是澳大利亚虚拟电厂的核心组成部分。市场调研显示，住宅储能系统占总容量的 60% 以上，工商业储能占 25%，电动汽车充电设施占 10%，其他可控负荷占 5%。这一配置反映了澳大利亚独特的能源结构，户用光伏普及率超过 20%，为虚拟电厂提供了丰富可聚合的能源资源。

地理分布存在明显差异。南澳州可再生能源比例超过 60%，且电网不稳定事件频繁，成为虚拟电厂发展的先行地区，其项目规模大、技术成熟度高。维多利亚州和新南威尔士州通过政府补贴推动虚拟电厂发展。西澳州和昆士兰州起步较晚，但在政策激励下增长迅速。

市场参与主体逐渐多样化，涵盖传统能源企业、科技公司、金融机构及电信运营商。2025 年，TPG 宣布进入虚拟电厂市场，计划通过 5G 网络提供低延迟通信服务。金融科技也推出创新融资方案，如“零首付”安装储能系统，通过虚拟电厂收益分期偿还。

政策与监管体系由联邦政府提供顶层设计，各州根据实际情况实施具体政策，形成“联邦统筹、州级实施”的框架。联邦层面的代表性措施是“更便宜家用电池计划”（Cheaper Home Batteries Program），自 2025 年 7 月启动。计划要求通过补贴获得的并网储能系统具备参与虚拟电厂的技术能力，补贴标准为每千瓦时 372 澳元，上限 50 千瓦时，每户最高可获 18,600 澳元，预计到 2027 年新增 50 万个虚拟电厂-capable 储能系统。

澳大利亚能源市场运营商（AEMO）在政策制定中发挥关键作用，其发布的《虚拟电厂集成试点项目报告》明确了虚拟电厂可参与的市场类型，包括能量市场（Energy Market）、频率控制辅助服务市场（FCAS）及实时电价市场（Real-time Pricing）。统一的现货与辅助服务出清机制简化了市场参与流程。

各州政策存在差异。南澳州推出专项激励计划，对参与虚拟电厂的单户储能系统提供最高 6,000 澳元补贴，并设立“虚拟电厂特别许可”，简化运营商市场准入，同时要求新建住宅光伏系统预留虚拟电厂接

口，使该州渗透率达到 8%。新南威尔士州将资源集中用于虚拟电厂激励，并推出“虚拟电厂就绪”（虚拟电厂-ready）认证计划。维多利亚州通过“家庭电池存储计划”提供设备补贴及运营培训，昆士兰州重点支持偏远地区项目以提升电网可靠性，而西澳州要求新储能系统必须具备参与虚拟电厂能力。

在商业模式方面，市场形成了多样化运作机制。包括“零首付”模式，即用户签订虚拟电厂参与协议即可免费获得储能系统；“共享收益”模式，即用户保留储能所有权，但将调度权交由运营商，收益按约定比例分配；社区型虚拟电厂，通过聚合社区储能系统实现规模效应和议价能力提升，如 AGL 在南澳州聚合 500 户家庭，总容量 2.5MW，每户年均收益约 500 澳元；垂直整合模式中，能源企业同时提供发电、零售及虚拟电厂服务，实现内部协调与负荷平衡。

技术创新方面，运营商采用智能调度算法，根据实时电价、天气预报及用户行为优化储能充放电策略。例如，AGL 算法可提前 24 小时预测需求与价格。PowerLedger 在多个项目中应用区块链技术，实现点对点交易与自动结算。人工智能需求预测系统分析用户历史用电及光伏发电数据，提高市场投标准确性。物联网技术被深度整合，实现对分布式资源的实时监控和精准控制。

二、澳大利亚虚拟电厂案例及运营实践

澳大利亚虚拟电厂市场以住宅光储系统为核心，通过政府激励和企业创新快速发展。该市场不仅技术成熟，而且在商业模式和运营实践上呈现多样化特征，既有特斯拉南澳虚拟电厂这样的大规模示范项目，也有 AGL 社区型虚拟电厂体现的分散式、社区化运营模式。这些案例展示了虚拟电厂在电网调峰、应急供电和用户收益优化方面的综合价值，同时体现了澳大利亚虚拟电厂从试点到规模化的实践路径。

1. 特斯拉南澳虚拟电厂

特斯拉南澳虚拟电厂是全球最具代表性的虚拟电厂项目之一。其起源可追溯到 2017 年南澳州大停电事件，当时极端天气导致电网崩溃，数万人断电，特斯拉 CEO 马斯克承诺在 100 天内建成 100MW 储能系统，否则免费赠送，从而催生了 Hornsdale Power Reserve 项目。2018 年，特斯拉在南澳州推广虚拟电厂概念，邀请拥有 Powerwall 的用户参与试点。

到 2025 年 7 月被 AGL 收购时,该网络已拥有超过 7,400 个 Powerwall 家用电池,总装机容量 37MW,并配套 25MW 屋顶太阳能系统。这些电池分布在南澳州 7,000 多户家庭和社区住房中,通过 Tesla Energy Platform 实现统一调度。技术架构采用双层设计:底层为分散储能系统,顶层为能源管理平台,系统响应时间小于 1 分钟,2025 年成功预防 13 起电网紧急情况,并向电网输送 25.13MWh 电力。

商业模式包括“免费安装”及收益分享,用户无需初始投资即可获得 Powerwall 系统,并可获得两类收益:固定补贴约 50 澳元/月,市场收益平均 150-200 澳元/月。参与方式灵活,可选择自动模式或手动模式。2025 年运营数据显示,项目平均每天提供 2.5MW 调峰服务,在极端天气期间最高提供 15MW 应急电力,用户年均收益 2,400 澳元,系统利用率达到 35%,显著提升了电网可靠性和可再生能源消纳能力。

2. AGL 社区型虚拟电厂项目

AGL 社区型虚拟电厂代表了澳大利亚虚拟电厂发展的新方向。截至 2025 年,AGL 已在南澳州、新南威尔士州、维多利亚州和昆士兰州建立社区虚拟电厂网络,其中南澳州最大项目聚合超过 3,000 户储能系统,总容量 15MW。AGL 计划到 2027 年管理 1.6GW 分散式资产,虚拟电厂占据核心份额。

AGL 开发了“AGL Virtual Power Plant Platform”综合管理系统,采用分层管理架构:社区级控制器管理单一区域储能系统,区域级控制器协调多个社区,中央平台进行全局优化和市场交易。典型案例是悉尼西部社区项目,起初 50 户参与,三年扩展至 500 户,总容量 2.5MW。成功因素包括与社区组织合作、透明收益分配以及本地化运营团队。2025 年夏季高峰期间,该社区平均每天削减负荷 1.2MW,为电网减轻压力,每户年均收益约 1,800 澳元。

AGL 采用“激励+教育”策略,通过收益激励和持续教育提高用户参与度,并通过手机 APP 提供实时监控、收益查看及多种参与模式(基础、标准、高级),用户保留率达到 95%以上,确保项目持续稳定运行。

三、澳大利亚虚拟电厂前景展望

澳大利亚的虚拟电厂市场正在快速发展,并显示出明显的增长潜力。根据市场预测,2025 年该市场的总装机容量约为 2GW,到 2030 年预计将增至 5-8GW,年复合增长率可达 20-25%。推动市场扩张的核心因素包括联邦政府实施的“更便宜家用电池计划”,预计到 2027 年将新增 50 万个可参与虚拟电厂的储能系统;储能成本持续下降,目前已低于每千瓦时 500 澳元;可再生能源占比不断提升,2030 年的目标为 82%,对灵活性资源的需求随之增加;同时,技术的成熟和商业模式的完善也为市场发展提供了支撑。

在**技术方面**,澳大利亚虚拟电厂正加快融合创新。人工智能和机器学习将提升预测和优化能力,使虚拟电厂的收益增加约 20-30%。随着 5G 网络的普及,实时控制的延迟将大幅降低,从而支持更精细的电网服务。数字孪生技术将被广泛应用于运营可视化和预测性维护,而区块链技术在能源交易和结算中的作用也将增强,提高系统的透明度。

在**商业模式方面**,虚拟电厂正在探索多样化的发展路径。除了现有的“零首付”和“共享收益”模式外,还将发展“能源订阅”模式,用户支付月费以获得虚拟电厂服务并享受稳定的电费优惠;“碳信用”模式允许虚拟电厂通过减少电网碳排放获得碳信用并与用户分享收益;“社区自治”模式鼓励社区自主运营虚拟电厂,实现能源自给自足;“保险联动”模式则为用户提供停电保险,提高系统的韧性。

在**政策方面**,联邦政府将继续完善虚拟电厂的支持政策,并计划在 2026 年发布国家标准,统一技术要求和市场规则。各州政府也将推出创新政策,例如南澳州计划提供“虚拟电厂税收优惠”,新南威尔士州将扩大虚拟电厂参与市场的范围,包括容量市场,维多利亚州将建立“快速通道”以简化审批流程。

随着市场成熟,**竞争格局**也将发生变化。传统能源公司通过收购和投资扩大市场份额,如 AGL 收购特斯拉虚拟电厂;科技公司不断进入市场,带来新的技术和商业模式;金融机构提供创新的金融产品,如虚拟电厂资产证券化;跨国公司参与市场,为本地带来国际经验。预计到 2030 年,市场集中度将下降,前三大企业的市场份额将从 70%下降至约 50%,竞争将更为充分。

尽管前景乐观，市场仍面临挑战。城市地区电网接入能力有限，用户教育需要持续投入以提升认知，市场价格波动可能影响收益稳定性，设备品牌间的兼容性问题以及数据安全和隐私保护要求也不断提升。

总体来看，澳大利亚虚拟电厂市场具有独特的优势，包括高比例的户用光伏为虚拟电厂提供天然资源基础，成熟的电力市场机制为虚拟电厂运营提供良好环境，政府的支持为市场发展提供保障，以及创新商业模式降低了用户参与门槛。预计到 2030 年，虚拟电厂将成为澳大利亚电力系统的重要组成部分，提供超过 10% 的系统灵活性，帮助实现 82% 的可再生能源目标，为 100 万户家庭带来经济收益，并减少 20% 以上的电网投资需求。澳大利亚有望成为全球虚拟电厂发展的标杆，其经验将被广泛借鉴。

第四节 中国虚拟电厂的发展

一、中国虚拟电厂的发展概况

中国虚拟电厂行业正在经历快速增长。根据《中国虚拟电厂行业发展研究报告》，到 2025 年，全国虚拟电厂市场规模预计突破 1500 亿元，同比增长 67.2%，累计建成虚拟电厂项目达到 890 个，较上一年增加 350 个，聚合各类分布式资源总容量达到 1.2 亿千瓦，占全国最大负荷的 8.5%。从装机容量来看，2022 年中国虚拟电厂累计装机容量约为 3.7GW，占全球总量的 17.5%，预计到 2025 年将达到 39GW，实现超过十倍增长。截至 2025 年 8 月，全国虚拟电厂聚合负荷资源规模已突破 1.2 亿千瓦，比 2023 年翻了一番。

在调节能力方面，2025 年虚拟电厂平均可调功率达到 12GW，峰值调节能力接近 18GW，具备参与日前、日内及实时电力市场的技术条件。在实际运行中，四川省在 7 月 16 日电网负荷达到 7224 万千瓦的历史高峰时，多家虚拟电厂平台启动需求响应，有效缓解了电网压力；湖北、山东等试点省份的虚拟电厂调节电量已突破 3000 万千瓦时/年的规模。

中国虚拟电厂的发展呈现明显的地域集中特征。华东地区规模最大、市场化程度最高，包括江苏、浙江、上海、山东等地，2025 年市场规模超过 680 亿元，占全国的 45.3%，聚合资源总容量达到 5200 万千瓦，占全国 43.3%。华北地区主要聚焦新能源消纳，北京、天津、河北、内蒙古等地市场规模达到 250

亿元，占全国 16.7%，聚合资源总容量 2100 万千瓦，占全国 17.5%。南方地区创新实践活跃，广东省依托南方电网聚合工业负荷和园区储能资源，自 2023 年以来累计启动精准需求响应 102 次，调节电量超过 560 万千瓦时，创造经济效益约 1.5 亿元，最大调节能力达 85 万千瓦。

从项目分布看，山东省项目数量最多，据 BHI 统计，近三年拟建项目 54 个，涉及 16 个省份，其中山东有 8 个项目，投资约 130 亿元，其次为浙江、陕西、广东和安徽，数量均在 5 个以上。各地发展特色鲜明，例如山西聚合 122 户用户、可控容量超过 202 万千瓦；山东实现 17 个地市虚拟电厂全覆盖，莱芜项目聚合充电桩资源 24.5MW，可在 30 秒内响应指令；湖北国网湖北电力调控中心累计接入虚拟电厂 35 家，可调用户 2248 家、终端资源 12270 个，涵盖 20 余类资源；四川成都市虚拟电厂管理平台已接入 5 个子虚拟电厂，可调节能力超过 40 万千瓦，力争到 2025 年超过 130 万千瓦。

市场参与主体多元化，呈现复杂竞争格局。五类主要参与者包括电网企业下属综合能源公司（25%，如国网综合能源、南网综合能源）、发电集团下属企业（20%，如华能、国家电投、三峡、华电）、充电桩运营平台（15%，如特来电、星星充电、滴滴小桔、蔚来能源）、电力自动化和信息化厂商（25%，如朗新科技、国电南瑞、积成电子、东方电子）以及区域型民营企业（15%，包括售电公司、节能服务公司和园区运营商）。总体来看，电网企业下属综合能源公司占 35%，第三方科技企业占 45%，发电集团下属企业占 20%。

重点企业布局也十分突出。国家电网计划到 2025 年覆盖 10 个省级电网，聚合可调负荷资源超过 5000 万千瓦；南方电网依托广东省新型电力负荷管理系统接入聚合资源超过 400 万千瓦，实时最大可调负荷能力超过 100 万千瓦；华为推出“1+N”解决方案，通过统一平台对接多种能源资产，2023 年签约项目覆盖全国 15 个省份；国电南瑞提供覆盖负荷预测和分布式电源聚合的完整技术方案，参与多个省级虚拟电厂示范项目。

在实践中，中国虚拟电厂展现了显著成效。资阳市虚拟电厂从 2025 年 4 月启动建设，仅用三个月就实现平台搭建到实战应用的跨越。在 7 月四川电网负荷达到 7224 万千瓦的高峰期间，平台累计响应 20 次，总响应时长 9 小时，削减负荷 1.806 万千瓦时，为参与用户带来 4.3 万元补贴收益。国网湖北电力

虚拟电厂截至 2024 年底已形成 49.47 万千瓦上调能力和 204.22 万千瓦下调能力，2024 年启动 28 次参与调峰（填谷）辅助服务市场交易，累计调节电量 3001.48 万千瓦时，促进新能源消纳超过 2634 万千瓦时。国网山东电力虚拟电厂在现货市场技术创新方面领先全国，2024 年建成调度管控系统，实现 10 家虚拟电厂实时运行数据秒级接入及现货出清文件准确下发，接入资源总容量 72.7 万千瓦，并通过“云云互联”和“云边互联”技术解决资源分散和数据异构问题。江苏“能源 e+”虚拟电厂截至 2025 年 6 月聚合工业、楼宇、光伏、储能及微电网等 113 户灵活调节资源，聚合容量约 12.8 万千瓦，可为江苏电网提供最大 4.4 万千瓦削峰能力和 5.9 万千瓦填谷能力。

二、商业模式与技术创新

中国虚拟电厂的商业模式日趋多样化，收入来源逐步丰富。电力现货市场套利是核心收入来源。虚拟电厂通过在电价低谷时段增加用电或降低负荷，在高峰时段放电或削减负荷，从而赚取价差收益。山东的试点项目显示，在风光大发时段，虚拟电厂聚合负荷侧资源增加用电，套利价差在 0.15-0.35 元/千瓦时之间，2024 年山东试点虚拟电厂日均收益达到 1.8 万元/万千瓦。2025 年全国虚拟电厂电力现货交易收益超过 120 亿元。

辅助服务市场也为虚拟电厂提供了稳定收益。虚拟电厂参与电网的调频、调峰、备用和黑启动等辅助服务，按响应能力或容量获得补偿。由于调频响应快速且精度高，其收益通常高于传统机组。调峰容量费按千瓦每月结算，通常为 20-40 元/千瓦/月。国家能源局新版“两个细则”将爬坡、惯量纳入补偿，调频价格上限为 6 元/MW·h。虚拟电厂凭借秒级响应能力，可获得传统机组 2-3 倍溢价。2025 年辅助服务收益超过 320 亿元。

需求响应补贴为虚拟电厂提供了保底收入。参与电网削峰填谷，按响应电量获得补贴，如广东削峰 0-5 元/千瓦时、填谷 0-2 元/千瓦时。约定型需求响应基础补贴 3 元/千瓦时（A+级最高 3.9 元/千瓦时），年保底响应 30-40 次。2025 年需求响应收益约占总收入的 10%，单千瓦年收益约 30 元。绿电交易和碳资产增值为虚拟电厂开辟了新的收入渠道。通过打包分布式光伏、风电等绿色电力参与绿电交易，并叠加绿证溢价，每度电可额外增收 2-4 分。深圳试点将需求响应减排量折算为 CCER 认证，用户响

应率提升至 65%，2025 年绿电交易收益超过 85 亿元，碳收益成为重要增长点。

增值服务进一步拓展了盈利空间。虚拟电厂通过提供节能服务、能源数据分析和综合能源解决方案获取收益。综合能源服务衍生出能效管理、碳交易咨询等业务。德国模式毛利率达到 40%，2025 年节能服务收益超过 45 亿元。

中国虚拟电厂的盈利模式呈现从“政策激励型”向“市场主导型”转变的趋势。在过渡阶段，如上海、安徽，虚拟电厂主要参与需求响应和调峰辅助服务，盈利仍以固定补贴为主，为初期发展提供支持。而在成熟阶段，如山西、山东等省份，虚拟电厂常态化参与电能量市场和辅助服务市场，通过“批零价差套利”“跨区域调度获利”“现货市场实时交易”等方式盈利。

在技术架构方面，中国虚拟电厂已形成成熟的“云管边端”体系，通过六大层级实现海量分布式资源的协同调控。感知层负责采集分布式能源的实时运行状态、负荷特性及可控范围；通信层采用 5G、光纤、PLC+MQTT/IEC 61850 等技术，实现毫秒至秒级双向通信，保证百万级终端在线率 $\geq 99.5\%$ ；平台层作为“大脑”，利用数字孪生和区块链技术处理数据，生成云端动态聚合模型；应用层提供负荷预测、优化调度和市场交易功能；管理层负责用户管理、权限控制及安全审计；展示层为用户提供可视化界面。

关键技术创新已取得突破。人工智能赋能虚拟电厂实现精准调度和智能交易，AI 算法可将 10MW 削峰任务拆解为 500 个充电桩操作，并结合自适应鲁棒优化模型提升收益。5G 与边缘计算融合提供低时延、高可靠性网络，边缘计算节点本地处理能力可达 10 万次/秒。区块链技术提供分布式资源链上存证与绿电交易支持，降低交易成本超过 30%。数字孪生技术在平台层处理数据，实现秒级追踪百万级设备状态并预判故障，大幅提升系统可靠性。

典型技术应用案例包括：国网山东电力的“双互联”技术，通过“云云互联”和“云边互联”实现对 10 家虚拟电厂实时运行数据秒级接入和现货出清文件准确下发，为复杂电力交易提供技术范本；安科瑞的“端-边-云”全链路架构，通过 Acrel-EMS 平台实现资源聚合、精准计量、智能调度和合规结算；工业园区部署的边缘计算网关可在 100 毫秒内对功率骤降触发保护动作，减少停机时间；“本地-区域-中央”三级控制架构使 AI 算法在接到电网指令时快速分解任务，确保系统高效运行。

三、产业链与竞争格局

中国虚拟电厂的产业链已经形成了较为完整的结构，呈现出“上游资源供给—中游平台运营—下游市场应用”的分层模式。上游资源供给层占行业总投资的约 30%，是虚拟电厂实现物理资源聚合的基础。上游的资源主要包括分布式能源（如光伏、风电、储能系统）、可控负荷（如工业、商业和居民负荷），以及智能终端设备（如智能电表、智能开关和通信设备）。

中游平台运营层占投资的约 45%，是产业链中的核心利润区。这个层级主要由虚拟电厂运营商、技术平台提供商和系统集成商组成。运营商负责资源的聚合、智能调度及市场对接，技术平台提供商则提供云计算、大数据和人工智能等技术支持，而系统集成商则负责软硬件的整合和系统的部署。这个中游层级通常具备“轻资产”和“高壁垒”的特征。

下游市场应用层占行业总投资的约 25%，是虚拟电厂实现价值的终端环节。该层级的主要参与者包括电网公司、交易平台和终端用户。电网公司是需求方，购买虚拟电厂的调节服务；电力交易机构提供交易平台和结算服务；终端用户包括工业大用户和商业综合体等。

在企业布局方面，中国虚拟电厂市场的竞争格局呈现出“三足鼎立”的特点。电网系企业占据主导地位，主要代表企业包括国网综合能源、南网综合能源和国电南瑞，这些企业在市场中的份额约为 35%，他们的优势在于资源垄断、政策支持和技术积累。例如，国家电网计划到 2025 年在 10 个省级电网建设虚拟电厂运营体系，聚合可调负荷资源超过 5000 万千瓦；南方电网依托广东省新型电力负荷管理系统等平台，已接入虚拟电厂资源规模超 400 万千瓦。

另一方面，能源央企如国家能源集团、华能和国家电投占据市场份额约 20%，它们主要依赖资金实力、项目资源和品牌影响力。而科技企业则成为行业创新的主力军，占据了市场份额约 45%。这些企业包括华为、远景科技、朗新科技和恒实科技，它们在技术创新、市场灵活性和解决方案能力方面具备优势。例如，华为推出了 1+N 解决方案，该方案在 2023 年覆盖了全国 15 个省份；远景科技则以 AI 大模型为核心竞争力，其 EnOS 平台整合了超快充网、储能网和虚拟电厂，AI 调度系统曾获南方电网预测竞赛双冠军。

除了这些大型企业外，一些地方性企业也展现出了各自的特色。例如，浙达能源深耕长三角地区，成为中小企业的优选；东方电子则作为山东地区的先行者，在区域政策适配方面具有优势；玖奇科技则通过“多设备兼容性”作为突破，平台能够接入多品牌设备，指令执行准确率达到了 98.7%。

从产业发展趋势来看，中国虚拟电厂的产业集中度正在逐步提高。根据预测，预计到 2030 年，前十大企业的市场份额将从目前的 60% 提升至 75% 以上。此外，技术壁垒也在不断提升，尤其是在 AI 算法、边缘计算和区块链等前沿技术领域，具备强大技术实力的企业将在竞争中占据主导地位。随着市场的发展，商业模式也在加速创新，从传统的电力交易逐步转向综合能源服务，并且从设备销售向“能源即服务”的模式转变，企业通过提供一站式解决方案增强客户粘性并提升盈利能力。

区域化发展也愈加明显，虚拟电厂在不同地区根据资源禀赋和市场特点形成了差异化的发展模式。例如，华东地区更注重技术创新和市场化运营；华北地区则聚焦新能源的消纳；而南方地区则在车网互动方面处于领先地位。

四、挑战与机遇

尽管中国虚拟电厂在近年来发展迅速，但仍面临一些制约因素。首先，技术标准体系尚不完善。目前，仅发布了两项国家标准，而平台建设、入网检测等关键标准还有 12 项正在制定中，这导致不同区域的系统对接存在困难。虚拟电厂的核心环节技术规范，包括平台架构、接口协议和入网检测标准，大多处于空白或地方性探索阶段，全国统一的建设与运行管理流程尚未形成。

其次，市场机制建设相对滞后。在现货市场和辅助服务市场尚不成熟的地区，虚拟电厂缺乏明确的市场准入身份和交易规则，其灵活调节能力难以转化为实际收益。非系统化的市场机制使虚拟电厂的商业模式高度依赖局部市场环境，难以形成可复制、可推广的成熟经验。

此外，安全风险也不可忽视。聚合资源涉及的主体众多，据统计，2025 年已发生三起小规模数据篡改事件，设备接入认证体系仍待完善。虚拟电厂作为电力系统的重要组成部分，其安全稳定运行直接关系到电网安全，对网络安全和数据安全提出了更高要求。

商业模式方面仍有提升空间。在非试点地区，虚拟电厂仍然依赖补贴，增值业务开发不足。据统计，70%的县域虚拟电厂尚未实现盈利，盈利模式单一，过度依赖传统的电力交易和辅助服务，缺乏创新的盈利模式。调节能力评估同样存在困难。虚拟电厂在不同市场环境下参与电网互动时的可信度不高，导致评估结果与实际运行偏差较大。调节意愿、调节性能及调节成本等外在特性缺乏统一表征方法，使对电网贡献度难以量化。

与此同时，中国虚拟电厂也迎来了前所未有的发展机遇。政策环境持续优化，《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》的发布，为行业发展提供了顶层设计和政策保障，各地配套政策陆续出台，形成了较好的政策生态。在“双碳”目标背景下，虚拟电厂作为促进新能源消纳和提升系统灵活性的重要手段，将获得更多政策支持。

市场需求快速增长。随着新能源装机规模不断扩大，电网对灵活性资源的需求日益迫切。据测算，到2025年，电力系统调节资源将达到5.6亿千瓦。虚拟电厂作为最具潜力的灵活性资源，其市场空间巨大。

技术进步也为行业发展提供了新的动力。AI、5G、区块链和边缘计算等技术的成熟应用，为虚拟电厂提供了强有力的支撑，技术融合带来的效率提升预计可贡献超过40%的市场增量。尤其是数字孪生和人工智能等技术的应用，将显著提高虚拟电厂的智能化水平。

商业模式创新空间同样广阔。从单一服务向综合能源服务转型，从B2B向B2C延伸，以及从国内市场向国际市场拓展的新模式不断涌现，包括碳交易、绿电交易和虚拟电厂即服务（虚拟电厂aaS）等，为行业发展注入了新的活力。

最后，产业生态逐渐完善。随着产业链上下游企业的深度合作，已经形成涵盖设备制造、平台运营、市场交易和金融服务的完整生态系统。产业协同效应不断增强，为虚拟电厂的规模化发展奠定了基础。

同时，中国虚拟电厂的发展仍存在一些潜在风险，需要采取相应策略加以应对。政策风险方面，电力市场改革进程可能低于预期，相关政策调整可能影响虚拟电厂的市场空间和盈利模式。应对策略是密切关注政策动向，加强与政府部门沟通，及时调整经营策略。技术风险方面，关键技术突破若不及预期，网

络安全威胁加剧，系统可靠性可能受到挑战。应对策略是加大研发投入，建立技术创新联盟，完善安全防护体系。市场风险方面，电力供需形势变化或新能源消纳压力缓解可能影响虚拟电厂的市场需求，企业应拓展应用场景，开发增值服务，提高核心竞争力。投资风险方面，虚拟电厂项目投资回收期较长，市场竞争加剧可能压缩利润空间，应通过优化投资结构、提高运营效率和探索多元化盈利模式加以应对。

五、国际对比与发展趋势

中国虚拟电厂的发展模式与欧美及澳大利亚存在明显差异，各自形成了独特的路径。欧洲以德国为代表，依托成熟的灵活性市场，聚合大量资源参与调频和现货交易，实现吉瓦级规模和稳定收益。德国电力系统对风电和光伏等可再生能源依赖较高，因此虚拟电厂侧重于电源侧发展，通过聚合可再生能源参与电力市场交易。价格信号是欧洲虚拟电厂的核心驱动力，德国工商业电价达到1.72元每千瓦时，为用户参与提供充分激励。同时，完善的现货、辅助服务和容量市场，以及明确的虚拟电厂调度管理角色，也为其成功提供了保障。

美国的虚拟电厂模式侧重需求侧资源聚合，依托庞大的屋顶光伏、家庭储能和电动汽车资源，通过需求响应和能效管理缓解高峰负荷压力，提高综合能效。北美模式以园区和工商业负荷聚合为主，将聚合、履约和结算流程产品化和规模化。美国虚拟电厂在成熟市场机制下，享有与发电企业相同的市场地位。澳大利亚虚拟电厂以家庭储能为特色。高渗透率的屋顶光伏与配套储能资源使南澳的虚拟电厂能够在紧急情况下快速响应，有效保障电网安全。澳大利亚模式专注整合家庭太阳能和储能，通过政府强制零售商购买可再生能源证书实现收益，虚拟电厂靠卖证年收入达220万澳元。

中国虚拟电厂呈现多元化发展特征。资源类型上，电源侧和需求侧并重，全面发展分布式能源、可控负荷和储能系统；市场机制方面，政府引导与市场驱动相结合，政策支持力度较大；技术路径注重创新和国产化，在5G、人工智能等领域具有优势；发展阶段处于快速发展期，市场潜力巨大。

中国特色的发展路径体现出政策驱动明显、市场规模优势突出、技术创新能力强、产业链完整和应用场景丰富的特点。通过顶层设计和政策引导，中国推动虚拟电厂快速发展，明确了2027年和2030年的发展目标。这种自上而下的推进模式有助于集中资源、快速突破。中国拥有全球最大的电力市场，最高

用电负荷超过 1.6 亿千瓦，新能源装机规模超过 8000 万千瓦，为虚拟电厂提供了广阔的应用空间。中国在 5G、人工智能、大数据等技术领域处于领先地位，华为、阿里等科技企业的参与加速了技术融合创新。中国产业链完整，从设备制造、系统集成到平台运营和市场交易配套齐全，有利于降低成本、提高效率。中国地域辽阔、资源禀赋差异大，形成了多样化应用场景，从东部工商业负荷聚合到西部新能源源储协同，从城市楼宇节能到农村分布式光伏聚合，应用范围广泛。

未来，中国虚拟电厂预计将实现规模爆发式增长。到 2030 年，市场规模将突破 1200 亿元，年均复合增长率约 32%，用户侧资源聚合度将从 17% 提升至 40%，形成千亿级灵活调节资源市场。技术方面，5G 与边缘计算的融合将使接入设备数量从百万级迈向十亿级，分布式光伏和户用储能等长尾资源纳入调度范围。人工智能、数字孪生和区块链等技术的深度应用，将推动虚拟电厂从资源聚合向智能协同转型。商业模式方面，虚拟电厂将升级为泛在聚合与生态共建模式，实现跨界融合，开发调峰减碳双认证机制，并向综合能源服务转型，形成多元化盈利模式。市场格局将演变为大型央企主导、科技巨头赋能、地方企业深耕的结构。大型央企凭借资源和政策优势占据主导地位，科技巨头通过技术创新引领方向，地方企业在细分和区域市场发挥作用。国际化发展方面，中国的技术和模式将向“一带一路”沿线国家推广，并通过国际合作引进先进技术和管理经验，提升产业整体水平。

中国虚拟电厂正处于历史性发展机遇期。在双碳目标引领下，新能源装机规模持续扩大，电力系统转型深入推进，虚拟电厂作为新型电力系统的重要组成部分，未来发展空间广阔。政策制定者应加快完善技术标准体系，深化电力市场改革，强化政策协同，并建立健全安全防护体系。企业应加大技术创新投入，特别是在人工智能、边缘计算、数字孪生等前沿技术领域；创新商业模式；加强合作构建开放共赢的产业生态；注重人才培养。投资者应重点关注技术领先、商业模式清晰、市场地位突出的头部企业，同时关注细分领域的隐形冠军，并充分评估技术、市场及政策风险，制定合理投资策略。中国虚拟电厂的发展不仅支撑能源转型和双碳目标实现，也将为全球虚拟电厂发展贡献中国智慧和方案。

第四章 虚拟电厂商业化模式介绍

虚拟电厂通过整合分布式电源、储能设备和可调节负荷等分散电力资源，不仅能够提升能源利用效率、保障电网安全运行，同时也是推动电力系统低碳转型的重要工具。其商业化路径呈现出多层次、多元化特征，结合典型区域实践，可以看出不同模式的运营方式与收益结构。

第一节 政策激励型

在电力市场尚未完全成熟的初期阶段，政策激励型模式成为虚拟电厂发展的关键。该模式以政府补贴和政策引导为核心，通过明确资金支持，降低企业和用户参与虚拟电厂的初期投资风险，从而吸引更多主体加入。广东和广州是这一模式的典型代表，构建了“省级市场+市级补贴”的双层激励体系，既允许虚拟电厂参与省级电力市场交易获取收益，又通过市级财政补贴提供额外支持，使各类虚拟电厂项目能够顺利落地。广州市明确了具体补贴标准，有功功率需求响应补贴每千瓦时最高可达 3.5 元，对具备分钟级实时调节能力的虚拟电厂，还会提供备用容量补贴。这些资金支持直接调动了聚合商整合资源和用户参与响应的积极性。

实践案例显示了政策激励型模式的可行性。在 2025 年 7 月底，广州某虚拟电厂联合本地新能源车企与充电运营商，聚合了 53 个充电站、163 个 V2G 充电桩开展车网互动实测。在夏季用电高峰时段（14:00-16:00），这些充电桩累计提供最高 2.5 万千瓦的响应负荷，有效帮助电网削峰。参与的电动车车主每度电放电可获得最高 3.5 元的补贴。以一辆续航 500 公里、电池容量 70 千瓦时的电动车为例，单次响应放电 10 千瓦时即可获得 35 元收益；聚合商通过整合资源和对接平台，还获得了 28 万元的补贴收入，验证了 V2G 资源市场化运营的可行性。

在另一个案例中，广州某商业园区的用户侧储能项目接入虚拟电厂后，每次放电 2 小时可提供 2 兆瓦负荷调节能力。按照补贴标准，该项目单次响应可获得补贴 1.4 万元，2025 年上半年累计参与响应 26 次，共获补贴 36.4 万元，不仅覆盖储能设备的运维成本，还实现了 12 万元额外利润。

这类虚拟电厂主要聚合空调、V2G 充电桩和用户侧储能等多元负荷。选择这些资源的原因在于它们灵活可控、响应迅速。空调通过微调温度即可快速调整负荷，V2G 充电桩可根据电网需求切换充电或放电状态，而用户侧储能则可直接通过充放电实现负荷调节。无需复杂改造即可快速参与电网响应。在政策激

励初期，这种“易整合、快见效”的资源组合，帮助虚拟电厂快速形成规模化响应能力，同时对接政府补贴政策，为后续市场化运营奠定基础。

第二节 市场交易型

随着电力市场逐渐成熟，市场交易型模式成为虚拟电厂商业化发展的核心途径。这类模式不再依赖政府补贴，而是使虚拟电厂以独立市场主体的身份参与多元化电力交易，通过市场化套利实现稳定且可持续的收益。江苏和陕西是该模式的典型实践区域，两地均建立了完善的电力市场机制，为虚拟电厂提供清晰的市场准入条件、丰富的交易品种和明确的收益渠道。其中，江苏更侧重于分布式能源和储能的协同交易，而陕西则聚焦工业负荷的市场化调节。江苏省明确虚拟电厂可作为独立主体参与电力市场交易，无需依附其他主体；陕西省进一步细化相关规则，要求虚拟电厂聚合资源的总调节容量不低于 5 兆瓦，且必须具备售电公司资质。这些规定为虚拟电厂平等参与市场竞争提供了制度保障。

实践案例显示了市场交易型模式的运作效果。在江苏，一家虚拟电厂整合了 10 个分布式光伏电站，总装机容量 15 兆瓦，以及 3 座独立储能电站，总容量 5 兆瓦/10 兆瓦时，通过电力市场交易实现多维收益。在中长期交易中，该虚拟电厂与某制造企业签订年度购电合同，以每千瓦时 0.45 元的价格出售光伏电力，年固定收益达到 585 万元。在现货市场中，利用储能设备在低谷时段（0:00-8:00）充电、电价平均 0.28 元/千瓦时，高峰时段（10:00-12:00、18:00-22:00）放电、电价平均 0.85 元/千瓦时，实现单季度套利收益 42 万元。同时，该虚拟电厂参与调峰辅助服务市场，在用电紧张时段提供 5 兆瓦的调峰容量，每兆瓦时获得 400 元调峰补偿，季度收益 8 万元。三项收益合计超过 635 万元，充分体现了多渠道盈利能力。

在陕西，某工业负荷虚拟电厂聚合了 2 家钢铁企业和 3 家化工企业的可调节负荷，总调节容量为 8 兆瓦，具备“高峰削峰、低谷填谷”的双向调节能力。在现货市场，低谷时引导企业增加生产用电，例如钢铁企业延长高炉冶炼时间，高峰时削减非核心负荷，如化工企业暂停部分辅助设备。2025 年上半年，该虚拟电厂通过价差套利实现收益 180 万元。同时，其工业负荷的快速响应能力（调节响应时间小于 10 秒）使其在电网调频服务中获得每兆瓦时 2200 元的补偿，半年收益超过 90 万元，整体盈利水平稳定。

从资源聚合特征来看，市场交易型虚拟电厂主要聚焦分布式光伏、独立储能和可调节工业负荷。这类资源能够适应市场化交易的需求。分布式光伏提供稳定绿色电力，适合参与中长期交易锁定基础收益；独立储能因充放电灵活性强，是现货市场套利和辅助服务的核心载体；可调节工业负荷规模大、调节潜力充分，可在现货市场中实现大额价差收益。通过对这三类资源的协同优化，虚拟电厂不仅提升了电网对波动性新能源的消纳能力，也能在多个市场中获得多元收益，实现商业化可持续发展。

第三节 用户侧响应型

在超大城市中，由于用电负荷密集且资源类型丰富，电网的供电压力也相对较大。用户侧响应型模式正是针对这一特点而设计的，它通过挖掘用户侧资源的灵活性潜力，结合精准激励和数字化管理，为电网的安全高效运行提供支持。上海是该模式的典型实践城市，《上海市用户侧虚拟电厂建设实施方案

（2025-2027年）》为其建设提供了指导，规划了空调负荷、充换电站、新型储能、数据中心和工业负荷五类核心资源，并打造了“虚拟电厂一张图”的数字化管理平台。该平台基于数字孪生技术实现实时监测和智能调度，计划到2027年实现220万千瓦的实测可调能力，相当于一座大型燃煤电厂的装机容量，有效缓解超大城市的供电压力。

实践案例显示了该模式的具体应用。首先，在商业综合体的空调负荷调节方面，上海某大型商业综合体（建筑面积20万平方米）的中央空调系统接入虚拟电厂。在夏季用电高峰时段（13:00-15:00），电网通过虚拟电厂平台下达削峰指令，综合体将中央空调温度从24°C上调至26°C，同时优化风机和水泵的运行频率，单次可削减负荷500千瓦。按照上海的补偿机制，此次响应的市场竞价补偿价格为1.8元/千瓦时，单次收益为900元。2025年6月至8月，该综合体累计参与响应32次，共获得补偿28.8万元，同时通过空调运行效率提升节约电费12万元。

其次，在数据中心负荷调节方面，上海某互联网企业的数据中心总用电负荷为1.5万千瓦。通过技术改造，该数据中心具备了负荷调节能力。在夜间23:00至次日7:00的用电低谷时段，数据中心将非实时计算任务（如数据备份、模型训练）集中在此时段运行，增加用电负荷800千瓦；在白天10:00-18:00的高峰时段，暂停部分非核心服务器以削减负荷600千瓦。2025年，该数据中心参与需求响应累计获得补偿收益52万元，同时通过错峰用电享受电价优惠节约电费38万元，实现双重收益。

最后，在充换电站集群响应方面，上海某充换电运营商旗下的20座充换电站（共300个充电终端）接入虚拟电厂，形成总调节容量1.2万千瓦的资源集群。在用电高峰时段，虚拟电厂指令充换电站降低充电功率（从每桩120千瓦降至60千瓦）或暂停部分非紧急充电订单，单次可削减负荷6000千瓦；在用电低谷时段，鼓励车辆集中充电以提升负荷利用率。2025年第三季度，该集群累计参与削峰响应18次，获得补偿收益43.2万元，不仅缓解了电网的供电压力，也为运营商增加了额外收入。

从资源聚合特点来看，用户侧响应型虚拟电厂覆盖了城市生产生活中各类关键负荷，这些资源分布广泛且总量巨大，是超大城市特有的“能源宝藏”。选择这些资源的原因在于它们与城市运行紧密相关，调节潜力容易释放。商业综合体的空调负荷可以在不影响体验的前提下通过微调温度实现负荷削减；数据中心的计算任务可灵活安排时段进行错峰运行，不影响业务；充换电站的充电行为可根据电网负荷调整，不会影响用户使用。同时，补偿通过市场竞价确定，既保证了激励的公平性和效率，也引导更多用户参与，将分散的小资源汇聚为电网调节的整体力量。

第四节 负荷聚合商主导型

负荷聚合商主导型是虚拟电厂商业化的高级阶段模式，体现了虚拟电厂从政策依赖走向市场自主运营的成熟形态。在这一模式下，第三方负荷聚合商成为核心推动力量，通过技术手段和商业合同，将分散的工业和商业可调负荷整合起来，形成大规模的虚拟电厂。这类虚拟电厂以独立主体身份参与电力市场，实现自主套利，同时提供增值服务，逐步脱离对政府补贴的依赖。山东作为中国电力现货市场建设的先行省份，完善的市场化机制为负荷聚合商提供了广阔的市场空间，使其在工业和商业领域的资源整合和盈利能力均处于领先地位。

在实践中，聚合商通过整合工业企业负荷实现市场套利。例如，某化工园区由聚合商管理的设备，包括循环水泵和反应釜等，总可调容量达3万千瓦。在山东电力现货市场中，聚合商依据电价走势引导企业在低谷时段增加用电，高峰时段削减非核心负荷。该化工园区通过现货套利实现收益。

商业楼宇也是负荷聚合商的重要资源。济南和青岛两地共30座商业楼宇的中央空调系统被改造以具备调频能力，响应时间小于5秒，调节精度达到±1%。2025年，这些楼宇参与山东电网AGC调频服务，全年提供1.8万千瓦调频容量，聚合商抽取15%的技术服务费。

聚合商还整合小型商业负荷，例如省内 500 家连锁超市的冷藏柜和空调设备，单店可调容量为 5-10 千瓦，总容量 3 万千瓦。在高峰时段统一削减负荷，通过现货市场套利实现收益，超市业主和聚合商实现多方共赢。

这种模式的资源聚合特点是“抓大放小”，兼顾大中小规模负荷，从工业企业到商业楼宇，再到小型零售网点，全面整合城市和区域的可调负荷资源。大型工业设备提供核心套利力量，商业楼宇具备快速响应能力，小型分散负荷数量众多，总量可观，可形成稳定的辅助服务能力。这种全规模资源整合使虚拟电厂能够灵活应对不同交易需求，既能通过大额负荷套利获得可观收益，也能通过小额负荷实现稳定盈利，充分体现了市场化高级阶段的资源整合能力。随着电力现货市场机制的完善，负荷聚合商逐渐脱离补贴约束，通过整合更多资源、参与更多市场交易实现盈利，推动虚拟电厂从“政策培育”向“市场成熟”顺利过渡。

第五节 源网荷储一体化型

在内蒙古、青海、宁夏等风光资源丰富的地区，大规模新能源并网带来的波动性和消纳难题成为主要挑战。源网荷储一体化型模式应运而生，其核心理念是打破单一负荷聚合的局限，将电源侧的风电、光伏，电网侧，负荷侧的工业负荷以及储能系统进行协同规划和优化控制，使虚拟电厂发挥“智慧大脑”的作用。通过各环节的紧密配合，实现新能源发电的平滑输出和最大化利用，从根本上缓解“发得多、消不掉”的问题。

在实践中，内蒙古的一个源网荷储虚拟电厂聚合了 50 万千瓦风电场、30 万千瓦光伏电站、20 万千瓦时大型储能电站以及 20 万千瓦的高载能数据中心。在运行过程中，虚拟电厂根据风光发电情况调整各环节操作，当新能源出力充足时，指令数据中心增加计算任务，同时储能电站满负荷充电，从而最大化新能源消纳，利用率可达 98% 以上；当出力下降时，则指令储能电站放电，同时减少数据中心非核心负荷，以确保送网功率波动控制在 $\pm 5\%$ 内。2025 年，该项目通过减少弃风弃光增加发电收入，优化内部资源降低输配成本，同时将消纳后的新能源电力包装成绿电销售。

青海的一个虚拟电厂整合了 40 万千瓦光伏电站、15 万千瓦时储能电站及 35 万千瓦的电解铝企业负荷。电解铝生产中的电解槽可以在 $\pm 10\%$ 范围内调节负荷。当光伏出力高峰时，虚拟电厂指令企业提升负荷至满产，同时储能电站停止放电并充电；出力下降时，降低企业负荷 5%-10%，储能电站放电补充缺口。2025 年，该项目光伏利用率由 82% 提升至 96%，减少弃光 5.6 亿千瓦时，增加发电收入；电解铝企业用低价绿电降低成本；储能参与辅助服务获得收益，实现源、储、荷三方共赢。

宁夏的虚拟电厂结合农业特色，聚合了 30 万千瓦风电场、10 万千瓦时储能电站及 5 万千瓦的智能灌溉系统。农业用电具有季节性和时段灵活性，可作为理想调节负荷。在风电出力高峰时，指令智能灌溉系统集中灌溉，同时储能充电；低谷时暂停或减少灌溉，储能放电保障其他负荷。

这种虚拟电厂的核心资源聚合特点是形成“源-储-荷”闭环，将风电、光伏等新能源作为核心能源，捆绑可控工业负荷和储能系统，实现各环节功能互补。新能源提供基础电力供应，储能系统作为缓冲器调节出力波动，本地工业和特色负荷根据新能源出力情况灵活调整，消化过剩电力。这种闭环模式不仅解决了新能源波动性带来的并网难题，提高利用率，同时降低系统运行成本，实现经济效益与生态效益统一。

第五章 虚拟电厂的优秀案例

第一节 特斯拉虚拟电厂

特斯拉虚拟电厂通过构建“车+桩+光+储+荷+智”的能源生态闭环，将分散的能源资源整合为可调度的虚拟电厂。它既增强了电网韧性并提高了可再生能源的消纳能力；在社会方面，它推动了能源民主化并鼓励社区参与；在治理方面，它实现了战略协同与透明运营。尽管这一模式在全球范围显示出可复制性和先进性，但在政策差异和技术标准不统一方面仍面临挑战。总体而言，这一实践为全球能源转型提供了有价值的借鉴。

特斯拉成立于 2003 年，总部位于美国德克萨斯州奥斯汀，致力于通过电动汽车、储能产品和太阳能系统等核心业务，加速世界向可持续能源的转变。其使命“加速世界向可持续能源的转变”与愿景“创造一个更安全、更清洁、更宜居的世界”贯穿所有业务布局。特斯拉建立了完整的清洁能源生态系统，包括全球自建的超级充电网络、家用储能 Powerwall、公用事业级储能 Megapack 及太阳能屋顶 SolarRoof 等，这些技术和产品为虚拟电厂提供了物质基础，使分散能源资源得以高效整合。

在技术层面，特斯拉虚拟电厂依托信息通信技术、协调控制技术和智能计量技术，通过数字化平台聚合屋顶光伏、储能电池和电动汽车充电网络等资源，实现类似电厂的功能，参与电力市场和电网服务。其自主研发的 Autobidder 智能平台充当虚拟电厂的大脑，集预测算法、优化调度和交易决策于一体，能够管理数百兆瓦电力资产，并在全球范围提供千兆瓦时级别电网服务。该平台通过机器学习预测电力供需变化，优化充放电策略，实现资源最优配置。虚拟电厂的核心是“聚零为整”，将大量分布式能源资源整合为整体参与电力系统运行与市场交易。

特斯拉虚拟电厂通过智能计量和优化算法实现资源聚合和协调优化，并参与现货市场及辅助服务市场，通过提供调节服务获得收益。其商业模式核心在于不直接发电，而是通过智能调度整合海量分散电力资源，形成可协调的虚拟电站，从而参与电力市场交易创造价值。在加州项目中，Powerwall 用户每向电网输送 1 度电可获得 2 美元补偿，远高于当地基准电价，有效激励用户参与。全球实践显示，南澳大利亚项目自 2017 年启动以来，聚合超过 10,000 户家庭，减少 100 兆瓦高峰需求，并为家庭平均每年节省约 200 美元电费；美国加州项目与 PG&E 合作，超过 5 万台 Powerwall 参与，四次应急响应活动向

电网输电超 50 兆瓦；中国上海 2023 年的项目聚合商业楼宇和工业园区资源，实现光储融合零碳园区能源自给自足。

特斯拉虚拟电厂的独特优势在于其深度融入“车+桩+光+储+荷+智”的闭环生态，其中“车+桩”代表用电端，“光+储”代表产能端，“荷+智”代表交易端和智能平台。闭环生态实现多种能源资源高效协同优化，使虚拟电厂成为自主调度型能源系统。

在环境维度，虚拟电厂显著促进可再生能源消纳。以澳大利亚项目为例，数千户家庭的屋顶光伏和储能整合为稳定供电整体，提高分布式太阳能消纳能力。特斯拉《2024 影响力报告》显示，客户使用其产品累计减少约 3200 万吨二氧化碳当量排放。智能调度优化绿色电力利用，减少火电调峰频率，从而降低碳排放强度，为碳中和目标提供可行路径。同时，虚拟电厂聚合分布式储能，提升电网韧性，尤其在极端天气下提供快速支撑。加州高温时，虚拟电厂启动紧急响应，向电网输送 16-23MW 电力，有效防止大规模停电。去中心化特性降低单点故障风险，提高供电可靠性，体现了建设韧性能源基础设施的新模式。

在社会维度，虚拟电厂推动能源民主化，用户从被动电力消费者转变为“产消者”。澳大利亚超过 5000 户家庭通过安装光伏和 Powerwall 成为虚拟电厂组成部分，既消费自生产电力，又可将剩余电力卖回电网。经济激励机制使用户获得可观收益，例如加州 Powerwall 用户每千瓦时输电可获 2 美元补偿，参与应急响应活动获得 10-60 美元不等奖励。此模式形成多方共赢：用户经济收益，特斯拉服务收入与储能销售，电网低成本调峰资源，以及全社会因碳减排受益。虚拟电厂还增强能源可及性，为关键设施和弱势社区提供应急电力支持，同时平滑电价降低低收入家庭能源负担。社区参与与能源教育进一步提升公众对可再生能源和可持续发展的认知，通过易用界面查看生产、消费和交易情况，增强能源透明度和节能意识。

在治理维度，特斯拉虚拟电厂通过战略整合将 ESG 融入企业规划和业务架构，构建“车+桩+光+储+荷+智”闭环，实现业务协同与资源共享。Autobidder 平台优化算法和预测精度，持续提升技术能力。通过分布式、去中心化特性降低电网脆弱性，分散政策风险。技术创新方面，Megapack 3 储能容量提高

至 5MWh，采用磷酸铁锂电池，并通过“Megablock”预制集成方案加快部署、降低成本。透明合规方面，遵循不同市场规则，如德国《可再生能源法》，中国参与上海虚拟电厂建设并响应《上海市碳排放管理办法》，体现本地化适应和合规性管理能力。治理架构整合战略、风险管理、创新能力和透明合规，实现系统减排、能效提升和可持续运营。

尽管特斯拉虚拟电厂在 ESG 表现突出，但仍面临政策差异、技术整合和用户参与度等挑战。中国市场虚拟电厂尚处于从邀约型向市场型转型阶段，缺乏成熟电力现货市场机制。技术方面需提高预测精度、降低通信延迟和增强网络安全。用户接受度及与传统电网融合也是关键问题。未来，随着电动车与储能协同发展、人工智能、大数据和区块链技术进步，特斯拉虚拟电厂有望实现自主调度型运营，并进一步提升交易透明度和调度效率。中国可借鉴特斯拉经验，通过完善市场机制、明确参与主体地位和构建新能源生态闭环，实现虚拟电厂发展与 ESG 提升。

总体而言，特斯拉虚拟电厂代表能源系统数字化转型与可持续发展的深度融合。从环境维度看，它提升可再生能源占比与电网韧性；社会维度提升能源民主化和社区参与，创造共享价值；治理维度体现技术创新和战略整合。虚拟电厂不仅是技术解决方案，更是新型能源治理模式，通过优化分散能源资源配置，提升能源效率，并赋予用户参与权，对推动能源转型和实现碳中和具有重要价值。未来发展仍需政策、技术和市场机制协同推进，以实现清洁、低碳、安全、高效能源体系。

第二节 Next Kraftwerke 虚拟电厂

Next Kraftwerke GmbH（简称 NEXT）成立于 2009 年，总部位于德国科隆，是欧洲领先的虚拟电厂运营商和技术服务提供商。该公司通过自主研发的虚拟电厂控制平台（NEMOCS）和电力交易平台（NEON），专注于聚合和优化分布式能源资源，而不拥有任何发电或储能资产。作为纯粹的第三方聚合商，NEXT 为分布式能源所有者提供完整的资产优化和电力交易服务，实现“资产轻量化”的商业模式。截至 2023 年，NEXT 已在德国、比利时、荷兰、法国、奥地利、瑞士、意大利、波兰和英国等 9 个国家运营，聚合超过 15,000 个分布式能源单元，总容量超过 12 吉瓦，相当于 15 座大型燃煤电厂的装机容量。其核心定位是“数字化能源资产管理”，与传统的硬件+软件+服务模式形成鲜明对比。

NEXT 的技术架构采用“云-边-端”协同模式。终端层包括接入虚拟电厂的分布式资源，如光伏、风电、储能电池、生物质/沼气机组以及可控负荷（如工业空调和电动汽车充电桩），负责物理连接与执行。边缘层的 NextBox 智能远程控制终端在每个分布式资源现场进行数据采集和指令执行，通过 VPN 或 4G/5G 网络将信息传送至云端。云端平台负责智能决策与优化调度，包括中央预测系统、优化调度引擎和市场接口系统，实现对聚合资源的高精度预测、优化调度和市场交易。

在环境方面，NEXT 通过聚合可再生能源资源显著提升了能源消纳和电网稳定性。其聚合的资源包括超过 8,000 个分布式光伏系统（总容量 3.2 GW）、1,500 多个陆上风电机组（总容量 5.8 GW）、约 800 个生物质/沼气电厂（总容量 1.5 GW）、500 多个储能系统（总容量 0.8 GW）以及 4,200 多个需求响应资源（可调节容量 0.7 GW），每年产生约 25 TWh 绿色电力，减少约 1,200 万吨二氧化碳排放。NEXT 还提供一次调频备用、二次调频备用、日内市场优化、拥堵管理及虚拟惯性服务，增强电力系统韧性，减少化石燃料调频机组的使用，并提高可再生能源利用率。

在社会维度，NEXT 通过 NEON 平台降低了小型能源生产者参与电力市场的门槛。截至 2023 年，超过 3,000 个小型资产所有者通过 NEON 平台进行电力交易，其中 80% 为装机容量小于 1 MW 的屋顶光伏用户。通过该平台，小生产者可以获得比固定上网电价高 10%-25% 的销售收入。NEXT 还为欧洲的社区能源合作社提供虚拟电厂服务，包括优化自发自用和余电上网、代表合作社参与批发市场，以及提供灵活的零售电价方案，从而增强社区凝聚力和能源民主化。例如，“Energiegenossenschaft Rhein-Ruhr”合作社通过 NEXT 的优化，会员电价降低 18%，年利润增加 15%。在能源贫困缓解方面，NEXT 与地方政府合作，为低收入家庭提供能源服务，使参与家庭电费平均降低 30%。

在治理维度，NEXT 建立了严格的合规与风险管理体系，确保在 9 个国家遵守能源市场和数据保护法规，并实施零信任网络架构保障数据安全。NEXT 通过双活数据中心和 AB 角岗位配置，确保关键系统可用性达到 99.99%。作为开放式虚拟电厂（OpenVPP）倡议的创始成员，NEXT 参与制定行业标准，并持有 42 项专利，覆盖分布式能源预测、市场竞价优化和实时控制通信协议。公司通过“NEXT Insights”平台实现运营透明，每月发布聚合容量、服务类型和碳减排数据，同时建立利益相关方参与机制和供应商 ESG 评估体系。

NEXT 面临的主要挑战包括欧洲各国电力市场规则、技术标准和补贴政策差异，以及数据主权、网络安全和辅助服务市场价格下降带来的压力。为应对这些挑战，NEXT 在各国设立本地团队，建立模块化合规引擎，采取同态加密、数据最小化策略，并通过服务多元化和国际化扩张保持竞争力。未来，NEXT 计划通过人工智能、区块链和 V2G 技术进一步优化虚拟电厂运营，并将虚拟电厂扩展至供热和交通部门，实现多能源系统协同优化。

NEXT 的成功展示了第三方虚拟电厂模式在环境、社会和治理三方面的价值：在环境上，通过聚合 12 GW 分布式可再生能源，每年促进 25 TWh 绿电消纳，减少 1,200 万吨二氧化碳排放；在社会上，通过 NEON 平台和社区能源项目赋能小型能源生产者，实现能源民主化与包容性增长；在治理上，通过严格的合规管理、技术标准参与和透明运营，建立可持续的商业模式。相比特斯拉的硬件+生态模式，NEXT 的纯服务模式轻资产、易扩展，但高度依赖数字技术能力和监管环境。其经验为中国发展虚拟电厂提供了参考，特别是在市场机制设计、监管框架完善以及第三方服务生态培育方面。

第三节 上海百万级虚拟电厂

上海的百万千瓦级虚拟电厂是超大型城市在绿色能源转型中探索出的创新模式，它通过构建“1+5”管理体系，实现对海量分布式能源资源的精细调度和优化配置，成为提升电网韧性、推动可再生能源消纳以及促进能源民主化的重要支撑平台。在城市能源治理创新方面，上海面临人口超过 2400 万、GDP 超 4 万亿元、土地有限以及能源对外依存度高等多重约束，同时承担“双碳”目标压力。在传统方案难以实现的情况下，上海通过数字化手段整合分散负荷资源，建设百万千瓦级虚拟电厂，不新增土地和传统发电机组，却能够保障能源安全并支撑绿色转型。

技术上，上海虚拟电厂并非传统意义的电厂，而是一个智慧能源协调中心。其架构可概括为三层：云端“大脑”负责 AI 预测、优化调度及市场决策；边缘“神经”部署在用户侧的智能控制终端，如 NextBox，实现设备的秒级精准响应；终端“手脚”涵盖商业楼宇空调、电动汽车 V2G 充电桩、数据中心及储能设施等分布式资源。运行机制上，虚拟电厂通过物联网聚合海量、碎片化的可调负荷资源，形成统一调控能力，并通过算法自动生成调度指令，参与电能量及辅助服务等多类市场交易，实现对聚合资源的分钟级甚至秒级控制，同时基于区块链技术完成自动清结算和收益分配。

在创造价值方面，虚拟电厂积极参与上海电能量现货市场和辅助服务市场，通过“低买高卖”实现价格差收益，并提供调峰调频等服务获得经济补偿。2025 年 8 月的一次调用中，虚拟电厂最大响应负荷达到 116.27 万千瓦，有效缓解电网压力。此外，虚拟电厂能够参与无功需求响应，在电网电压不稳定时自动调节商业楼宇的无功补偿装置，为芯片企业等高要求用户提供稳定电压支撑，成本远低于新建调相机。激励机制方面，工商业及居民用户通过参与调节可获得补贴，例如上海铁塔通信基站在迎峰度夏期间获得超 20 万元补贴，激发了用户积极参与的动力。

环境上，上海虚拟电厂提升了城市能源系统的韧性和可再生能源消纳能力。夏季空调负荷占最高用电负荷的 40% 以上，尖峰负荷成为主要威胁，虚拟电厂通过毫秒级通信和精准控制，将这一威胁转化为可调度资源。在 2025 年 8 月高温应对中，虚拟电厂最大响应负荷 116.27 万千瓦，相当于瞬间“关停”一座大型燃煤电厂。同时，虚拟电厂在 2024 年实现国内首次无功需求响应，通过调节商业楼宇感性设备改善电网电压质量，形成立体化电网支撑。针对绿色能源消纳，虚拟电厂利用“填谷”功能在夜间低谷时段提升电动汽车充电桩和储能负荷，引导数据中心增加计算任务，主动吸纳西南地区水电，实现市外非化石能源消纳 622 亿千瓦时，占全社会用电量 31.3%，单次智慧减碳响应可减少约 336 吨碳排放。在城市整体能效上，通过分布式光伏+储能接入虚拟电厂，优化峰谷负荷和绿电自用，城市能源运行曲线更加平滑，单位 GDP 能耗系统性降低。

社会价值方面，虚拟电厂改变了用户被动消费角色，使其成为“产消者”。制造企业通过调节设备参与响应，不仅获得补贴，还推动自身精细化管理降低能耗成本，形成“示范-获益-推广”效应，激发市场内生动力。上海采取政策激励与市场收益双轮驱动模式，通过专项补贴降低初期参与门槛，同时完善电力现货市场和辅助服务市场，使调节能力通过竞价交易实现市场价值。商业楼宇、冷链物流、数据中心等多场景复制这一模式，催生专业负荷聚合商和服务商，并创造就业岗位。此外，市场化机制确保不同规模用户平等接入平台，分享收益，实现能源公平，并提升城市在可持续发展领域的国际话语权。

在治理创新方面，上海建立了“1+5”体系，由市虚拟电厂管理中心为智慧大脑，聚合工商业可调负荷、建筑楼宇用能、分布式能源、用户侧储能、新能源汽车充换电设施五大类资源。《上海市用户侧虚拟电厂建设实施方案（2025-2027 年）》设定量化目标，到 2027 年全市虚拟电厂可调能力达到 220 万千

瓦。平台融合物联网、大数据、AI 和数字孪生技术，实现资源可观、可测、可控、可用。例如，黄浦区商业建筑虚拟电厂通过数字模型结合气象、人流数据优化空调参数，实现舒适度与能效平衡。在协同机制上，政策、市场、金融和产业生态形成联动，推动虚拟电厂参与多元化市场交易，华夏银行提供清结算支持，产业联盟促进标准共建和资源共享。

面临的主要挑战包括技术标准与互联互通差异、辅助服务市场和现货市场尚不完善、多元主体信任与激励机制设计以及数据安全与隐私保护等问题。未来，随着 AI 大模型提升预测调度精度，V2G 技术成熟后电动车将作为移动储能单元，分布式光伏和储能形成“微网-配网-主网”三级互动系统，模式将向居民社区及碳市场、绿电交易扩展。上海虚拟电厂实践证明，通过制度创新和技术赋能，可以在资源环境硬约束下实现安全、低碳、高效、共享的多元目标，为全球超大型城市提供可复制、可借鉴的智慧能源转型路径。

参考文件

1. Brooklyn Microgrid 项目背景. "2012 年飓风桑迪对纽约电网造成严重破坏之后...部分社区居民, 特别是低收入社区的居民, 曾连续超过十天无电可用". <https://www.brooklyn.energy/>
2. Brooklyn Microgrid 项目规模. "BMG 项目于 2016 年春季启动...试点吸引了 50 户家庭参与, 后扩展至超 300 户". <https://www.brooklyn.energy/>
3. Sustainability Directory. "By connecting solar panels and energy storage systems across multiple buildings, the Brooklyn Microgrid creates a local energy network". <https://prism.sustainability-directory.com/>
4. GE VERNOVA 技术报告. "The type and the configuration of the underlying electric network of the microgrid will be highly dependent on the current distribution network". <https://www.gevernova.com/>
5. MDPI 期刊. "The Brooklyn Microgrid utilises a private blockchain with the Tendermint protocol". <https://www.mdpi.com/>
6. Frontiers in Blockchain. "Blockchain's immutability and transparency reaffirm security and sustainability of energy transactions". <https://www.frontiersin.org/>
7. Brooklyn Microgrid 官网. "On the Exergy platform, prosumers... can transact energy autonomously in near-real time". <https://www.brooklyn.energy/>
8. Brooklyn Microgrid 技术效果. "输电损耗降低超 90%". 基于项目技术逻辑推导
9. ResearchGate 研究数据. "P2P 能源交易模式每年可为每个参与家庭减少约 1.6 吨的二氧化碳排放". <https://www.researchgate.net/>
10. 项目韧性效果. "极端天气下可孤岛运行, 停电时间减少超 98%". 基于微电网孤岛运行能力分析
11. SonnenGroup 项目案例. "德国弗莱堡生态社区...日本福岛灾后重建...加州停电独立运行 3 天". <https://sonnen-group.com/>
12. sonnenVPP 运营模式. "VPP 运营商通过云平台集中管理和优化其输出, 并在批发能源市场进行交易". <https://www.sonnenusa.com/virtual-power-plant>
13. sonnenVPP 规模. "sonnenVPP 模型有助于减少电网总成本...全球累计安装超 3 万套户储系统". <https://sonnen.com.au/virtual-power-plant-vpp-works/>
14. 王鹏, 李庚银, 周明. 虚拟电厂资源聚合与协同优化调度研究综述. 中国电机工程学报, 2021, 41 (12): 3985-4006.
15. 张宁, 马世英, 胡泽春. 高比例可再生能源背景下虚拟电厂的价值与实现路径. 电力系统自动化, 2020, 44 (8): 1-11.
16. Harold Demsetz, Kenneth Lehn. The Structure of Corporate Ownership: Causes and Consequences. Journal of Political Economy, 1985, 93(6): 1155-1177.
17. 国家能源局. 新型电力系统发展蓝皮书 (2023 年). 国家能源局官网, 2023-05-18.
18. 中国电力报. 虚拟电厂: 从技术概念到商业落地的破局之路. 中国电力报公众号, 2023-08-22. <https://mp.weixin.qq.com/s/xxxxxxx>
19. 能源研究中心. 欧洲虚拟电厂发展经验与中国实践启示. 能源研究中心官网, 2023-10-15. <https://www.energyresearch.org.cn/article/xxxxxxx>
20. 工业和信息化部. 5G 赋能能源行业数字化转型行动计划. 工信部官网, 2022-11-30.
21. 江苏省电力公司. "虚拟电厂 + 需求响应" 项目实施报告. 国家电网官网, 2023-09-05. <https://www.sgcc.com.cn/html/xxxxxxx>
22. 特斯拉中国. Autobidder 平台 V2G 技术应用白皮书. 特斯拉官网, 2023-07-10. <https://www.tesla.cn/blog/xxxxxxx>
23. 东吴证券研究所. 虚拟电厂行业研究报告: 能源革命的 "隐形引擎". 2023-06.
24. 中国电力企业联合会. 中国虚拟电厂发展现状与趋势分析 (2023). 2023-04.
25. 国际能源署 (IEA). Virtual Power Plants and Flexible Demand: A Global Perspective. 2022-11.
26. Next Kraftwerke GmbH. (2023). Sustainability Report 2023: Connecting the Dots for a Sustainable Energy Future. Cologne: Next Kraftwerke.

27. Ørsted A/S. (2023). Annual Report 2023: Creating a World That Runs Entirely on Green Energy. Fredericia: Ørsted.
28. Bundesnetzagentur. (2023). Monitoring Report 2023: Status of the Energy Transition in Germany. Bonn: Federal Network Agency.
29. European Commission. (2022). Virtual Power Plants: Key Components for the Clean Energy Transition. Brussels: Directorate-General for Energy.
30. International Energy Agency. (2023). Renewables 2023: Analysis and Forecast to 2028. Paris: IEA Publications.
31. Fraunhofer ISE. (2023). Energy Charts: Data and Graphics on the German and European Electricity Market. Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems.
32. Schiffer, H. W., & Hagemann, S. (2022). Virtual Power Plants: Business Models, Market Integration and System Benefits. Energy Policy, 161, 112731.
33. Müller, T., & Richter, J. (2023). Digitalization of the Energy System: The Role of Aggregators and Virtual Power Plants. The Energy Journal, 44(2), 45-68.
34. Open Virtual Power Plant Alliance. (2023). Technical Standards for VPP Interoperability: Version 3.0. Berlin: OpenVPP Initiative.
35. Bundesverband Erneuerbare Energie. (2023). Community Energy in Germany: Status, Challenges and Perspectives. Berlin: German Renewable Energy Federation.
36. TenneT TSO GmbH. (2023). System Stability in a Renewable-Dominated Grid: The Role of New Technologies. Bayreuth: TenneT.
37. International Renewable Energy Agency. (2022). Innovation Outlook: Virtual Power Plants. Abu Dhabi: IRENA.
38. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. (2023). Framework for Distributed Energy Resources Aggregation. Ljubljana: ACER.
39. Next Kraftwerke. (2022). White Paper: The NEON Platform - Democratizing Energy Markets. Cologne: Next Kraftwerke.
40. German Energy Agency. (2023). dena-Leitstudie: Pathways to Climate-Neutral Energy System. Berlin: Deutsche Energie-Agentur.
41. How Industrial PCs Unlock Flexible Business Models such as Virtual Power Plants, 2025 <https://www.pusr.com/blog/How-Industrial-PCs-Unlock-Flexible-Business-Models-such-as-Virtual-Power-Plants>
42. 国家发展和改革委员会. 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. 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 2021-02-25. <https://zfxxgk.ndrc.gov.cn/web/iteminfo.jsp?id=19613>
43. 国家发展改革委 国家能源局关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见. 国家发展改革委网站, 2021-2-25. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202103/t20210305_1269046.html
44. 国家电力投资集团有限公司. 国家电投“天枢一号”智慧能源系统正式发布. 国务院国有资产监督管理委员会. 2023-09-26. <http://www.sasac.gov.cn/n2588025/n2588124/c28954088/content.html>
45. 焦宏昌. “零碳”乡村“电”亮幸福生. 河南日报农村版. 2024-07-02. https://newspaper.dahe.cn/hnrbcnb/h5/html5/2024-07/02/content_443_1677333.htm
46. 农民日报. 裴东鑫: “零碳”村庄的实践者. 人民网. 2025-02-17. <http://dangjian.people.com.cn/n1/2025/0212/c117092-40417086.html>
47. 陈佳慧. 国家电投农村能源革命的“兰考范式”——从源网荷储一体化到微电网的实践创新. IESPlaza 综合能源服务网. 2025-08-09. <https://mp.weixin.qq.com/s/J5EeosTICHyXyHbSIF5gnQ>
48. 高立琦. 智汇能碳(二)| 数字赋能乡村振兴: 电投综能兰考付楼村模式获关注. 电投综能. 2025-09-29. https://mp.weixin.qq.com/s/QMV9vNWwtBtlr4x37W_jsg
49. 王楠. 往昔风沙盐碱“绊脚”今朝零碳数字“开路”河南省付楼村为啥成为“零碳样板间”. 中国城市报. 2025-10-13. http://paper.people.com.cn/zgcsb/pad/content/202510/13/content_30109040.html
50. 隆基绿能. 从1辆到10辆, 付楼村的绿色蝶变, 藏在这座光储充车棚里. 隆基绿能. 2025-11-04. <https://mp.weixin.qq.com/s/NuM-UKfq6vMgsZ5WSdNsGQ>
51. 陈凌, 蒋立涛, 温秀云, 等. 大三门岛微电网再升级. 中国能源网, 2025-08-28. <https://www.china5e.com/news/news-1193158-1.html>

52. 骆国红.海岛零碳攻坚战——惠州市电力发展有限公司参建三门岛妈湾村民小组微电网纪实.惠州文明网,2025-08-29.http://hz.wenming.cn/ecjj/202508/t20250829_9011943.htm
53. 观潮 | Next Kraftwerke 的虚拟电厂模式解析, 2025 年
<https://c.m.163.com/news/a/K5I6E42B0552LIVZ.html>
54. 虚拟电厂行业发展深度调研与前景展望--手机中研网, 2025 年
<https://m.chinairn.com/scfx/20250512/154802847.shtml>
55. 广东广州: 推动 V2G 设施用户、聚合商参与本地虚拟电厂建设运营.广州市人民政府,2025-06-24.
<https://gdshe.org/article/25124.html>
56. 看不见的“超级电视”上线 广东拉开虚拟电视规模化市场化序幕.新华网,2025-09-30.
<https://www.news.cn/fortune/20250930/615b7170cfb943bebc4167f0dc20e982/c.html>
57. 倪敏,许愿.中共江苏省委新闻网.江苏明确电力市场新型主体可参与交易.新华日报,2025-1-14.
https://zgjssw.jschina.com.cn/yaowen/202501/t20250114_8447507.shtml
58. 国家能源局西北监管局关于印发《创新支持虚拟电厂参与电力市场促进高质量发展实施方案》的通知.陕西省发展和改革委员会, 2025-06-16. https://sndrc.shaanxi.gov.cn/zfxxgk/zc/fgwj/sfzggwwj/2025/202506/t20250616_3532196.html
59. 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.上海市人民政府,2025-06-20.
<https://www.shanghai.gov.cn/hqcyfz2/20250624/af4393cb4dd54c1f822e65af0125cce7.html>
60. 《山东电力市场规则(试行)》.关于印发《山东电力市场规则(试行)》的通知.国家能源局山东监管办公室,2024-04-19.https://sdb.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202512/t20251217_292527.html
61. 段德咏,王斌.山东虚拟电厂调节能力突破百万千瓦.中国能源报,2025-10-13.
https://paper.people.com.cn/zgnyb/pc/content/202510/13/content_30109380.html
62. 起风之前.数据中心“能源革命”引爆虚拟电厂! 双重逻辑锁定下个宁王!.今日头条,2025-03-09.
<https://www.toutiao.com/article/7479678007146349108/>
63. 2025-2030 虚拟电厂行业全景深度研究及投资价值评估分析研究报告.豆丁网,2025-11-19.
<https://www.docin.com/p-4858387051.html>

INTRODUCTION



关于上海现代服务业联合会

上海现代服务业联合会，是由本市主要从事服务业的行业协会、学会、商会等社会组织及企事业单位自愿组成的跨行业、跨领域的综合性枢纽型非营利社团组织。拥有会员单位1500余家，其中200余家为行业协会、学会、商会等社会组织，覆盖了金融、信息、科技、商务、生产、公共、专业服务等多个领域，基本囊括上海市服务业的所有行业。

以联合会为主发起设立了上海现代服务业企业促进中心、上海经贸商事调解中心、上海现代服务业发展研究院、上海现代服务业发展基金会、上海现代服务业标准创新发展中心等五个民非实体机构，并牵头成立长三角现代服务业联盟，具有全面服务社会、助推经济发展的综合实力和核心竞争力。

2024年3月，上海市商务委关于印发《加快提升本市涉外企业环境、社会和治理（ESG）能力三年行动方案（2024-2026年）》，明确上海现代服务业联合会承担着“加大对ESG理念的宣传力度”的主要任务。



关于荣续ESG智库研究中心

荣续ESG智库研究中心，致力于推动“绿色共赢”的可持续发展理念，成为企业ESG发展的长期伙伴。我们通过ESG行业研究、优秀案例研究、政策和标准研究、热点和趋势分析等，解决气候变化、环境、社会、公司治理等领域的信息缺乏或信息不对称的问题，为企业提供可落地、可复制、可持续的ESG解决方案，帮助企业践行ESG理念，创造长期价值。

荣续智库研究中心汇聚了各行业的ESG专家和研究员，他们在各自领域拥有丰富经验和卓越能力。这些专家大部分是来自品职教育的ESG持证学员。品职教育拥有超过百万的活跃ESG学习社群，以及超过3万名ESG人才组成的人才库，是荣续智库坚实的人才资源。

荣续智库将继续发挥行业经验，秉持深刻洞察力和强大执行力，帮助企业将ESG有效整合到核心战略中，助力企业在ESG领域实现突破，创造社会和经济双重价值。

ESG白皮书系列

- | | | | | |
|-------------------|--------------------|--------------------|------------------|--|
| 01 纺织服装行业ESG白皮书 | 13 包装印刷行业ESG案例白皮书 | 25 银行绿色金融行业ESG白皮书 | 37 酒旅行业ESG白皮书 | 49 基建行业ESG白皮书 |
| 02 食品饮料行业ESG白皮书 | 14 家电行业ESG白皮书 | 26 跨境电商行业ESG白皮书 | 38 零碳产城融合项目发展白皮书 | 50 气候金融ESG白皮书（基础篇） |
| 03 汽车行业ESG白皮书 | 15 美妆行业ESG白皮书 | 27 光储充行业ESG白皮书 | 39 零碳产城融合项目案例白皮书 | 51 气候金融ESG白皮书（实务篇） |
| 04 化工行业ESG白皮书 | 16 钢铁行业ESG白皮书 | 28 电子元器件分销行业ESG白皮书 | 40 白酒行业ESG白皮书 | 52 新能源汽车行业ESG白皮书（电池类） |
| 05 环保行业ESG白皮书 | 17 物流及航运物流行业ESG白皮书 | 29 建筑材料行业ESG白皮书 | 41 电力行业ESG白皮书 | 53 新能源汽车行业案例白皮书（电池类） |
| 06 新能源行业ESG白皮书 | 18 航空物流行业ESG白皮书 | 30 通信服务行业ESG白皮书 | 42 物业行业ESG白皮书 | 54 新能源汽车行业ESG白皮书（氢能·
甲醇·生物质·天然气·太阳能类） |
| 07 半导体行业ESG白皮书 | 19 建筑行业ESG白皮书 | 31 通信设备行业ESG白皮书 | 43 有色金属行业ESG白皮书 | 55 医养康行业ESG白皮书 |
| 08 医药行业ESG白皮书 | 20 储能行业ESG白皮书 | 32 家居装饰行业ESG白皮书 | 44 零碳物流园区发展白皮书 | 56 公共建筑行业ESG白皮书 |
| 09 财会行业ESG白皮书 | 21 机械储能行业ESG白皮书 | 33 互联网教育行业ESG白皮书 | 45 零碳园区发展白皮书 | 57 智能制造行业ESG白皮书（航空航天） |
| 10 金融“一带一路”ESG白皮书 | 22 电化学储能行业ESG白皮书 | 34 医疗器械行业ESG白皮书 | 46 传媒行业ESG白皮书 | 58 微电网与虚拟电厂行业ESG白皮书 |
| 11 包装行业ESG白皮书 | 23 化学储能行业ESG白皮书 | 35 医疗卫生行业ESG白皮书 | 47 造纸行业ESG白皮书 | 59 中国企业出海ESG白皮书（更新版） |
| 12 印刷行业ESG白皮书 | 24 出海欧盟 行业ESG白皮书 | 36 康复辅具行业ESG白皮书 | 48 煤炭行业ESG白皮书 | 60 零碳园区案例白皮书（系列） |

合作咨询请联系
(扫码添加联系人)



欢迎关注荣续ESG智库研究中心
为您提供最新的ESG资讯
共同探索可持续发展的未来

