

证券研究报告

2023年09月10日

行业报告| 行业深度研究

新能源消纳系列报告（三）

虚拟电厂：电力交易多样化，促进消纳的新模式

作者：

分析师 孙潇雅 SAC执业证书编号：S1110520080009



天风证券

【综合金融服务专家】

行业评级：强于大市（维持评级）

上次评级：强于大市

请务必阅读正文之后的信息披露和免责声明

摘要

随着近年稳定的火电等优质发电资源的发电占比下降、发电功率及电能质量具有波动性的新能源发电占比提升，我国电网出现调控能力下降的问题，亟需调峰调频等灵活资源以保证电力系统的安全稳定运行。对分布式能源、各类可中断（如充换电站）、可调负荷资源（如楼宇空调系统）等可调节的资源的调控需求，催生了具备分布式资源聚合调控能力的虚拟电厂。

□ 虚拟电厂收益模式：可参与多品类全周期的电能交易，我国现行机制下主要是电网辅助服务、需求响应市场。

- ✓ **电网调峰辅助服务市场：**目前我国华北、华中、上海、山东、浙江、甘肃等地区已有相关政策文件，对虚拟电厂参与调峰市场的准入条件（可调容量、信息采集能力、持续响应时间等）、报价与出清（包括日前、日内市场，部分地区涵盖中长期、实时市场）、结算方式（华北、浙江市场考核偏差电量）等做出了规定。
- ✓ **电网调频辅助服务市场：**目前浙江、江苏两个地区明确虚拟电厂可分别作为第三方独立主体、综合能源服务商的身份参与电网调频辅助服务市场，并获得收益。浙江地区可参与一次调频&二次调频；江苏地区可参与一次调频。
- ✓ **需求响应市场：**从用户的需求侧引导调节电力负荷、促进新能源消纳。根据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）》，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。**据国家电网测算，通过虚拟电厂满足5%的峰值负荷，在建设、运营、激励等环节的投资需求约500-600亿元。**

横向对比海外虚拟电厂，目前国内虚拟电厂的交易规则相对缺乏多样性，且针对性不足，未来可期待电力市场交易机制进一步多样化、市场化，带动国内虚拟电厂收益能力的进一步提升。德国、美国等地的虚拟电厂可参与电能量、辅助服务、容量等多个市场，更健全的市场交易机制构建了海外更为完备的虚拟电厂商业模式和市场生态链。其中：

- ✓ **德国虚拟电厂交易机制更多为促进新能源机组（尤其是100KW以上的分布式机组）的消纳。**《可再生能源法》明确规定所有100KW+可再生能源发电项目必须参与电力市场交易销售，分布式可再生能源项目倾向于选择交由虚拟电厂运营。
- ✓ **美国鼓励虚拟电厂等灵活性资源参与电网调度，从而提高综合能源利用效率。**美国虚拟电厂商业模式主要是作为需求相应资源，通过社区、工商业区等形式实现用户侧光伏、储能设施、电动汽车等能源汇集，为电网提供服务。

摘要

□ **市场参与主体：国内以电网、发电集团为主导，海外市场已涌现出形成规模的独立第三方运营商。**

在政策法规、市场机制、技术手段等方面普遍相对更完善的背景下，海外虚拟电厂运营主体更加多元化、市场化。当前海外虚拟电厂的市场参与主体主要包括：1）虚拟电厂平台建设方：独立第三方运营商、电网公司、大型电力公司等；2）虚拟电厂参与方：包括大型电力公司（具备发电、负荷资源）、装备制造（具备分布式能源资源）、社区用户等。目前海外虚拟电厂已涌现成规模的独立第三方运营商，最具代表性的分别是德国的Next Kraftwerke、美国特斯拉的Autobidder。

- ✓ **德国-Next Kraftwerke：**公司并网发电装机容量从2018年的4600MW增加至2022年4月的万兆瓦，目前在德国、比利时、奥地利、法国、波兰、荷兰、瑞士、意大利运营13000多个分布式能源单元，运用的电力设备涵盖生物质、风电、太阳能、电池储能、电动汽车等。
- ✓ **美国-特斯拉智慧能源平台Autobidder：**2017年推出的智慧能源管理平台，旨在实现“车+桩+光+储+荷+智”生态系统整合，当前涵盖功能包括电力交易的数字化软件、分布式能源交易管理系统、虚拟电厂交易和控制平台，开源复杂算法库等。

相较之下，现阶段国内虚拟电厂市场建设仍处初期探索阶段，形成区域级规模的市场参与主体主要为电网公司主导的示范项目。目前国网、南网均有电网公司主导的虚拟电厂示范工程，形成了一定规模的区域性虚拟电厂交易平台：

- ✓ **南网区域：**2023年7月，南方电网公司分布式源荷聚合服务平台在广东广州、广东深圳、广西柳州三地同步开展虚拟电厂多功能联合调控，在各省区同步实现了调频、直控等快速响应。目前该平台已聚合广东、广西区域内新型储能、电动汽车充换电设施、分布式光伏、非生产性空调、风光储充微电网等各类分布式资源，聚合分布式资源规模10751MW，其中可调节能力1532MW。
- ✓ **国网区域：**当前国网体系下多个市场主体均已开启虚拟电厂应用（包括省级电网公司、国网子公司等），如华北电网开展了虚拟电厂参与辅助服务市场交易、国家电网浙江综合能源公司智慧虚拟电厂平台、国网冀北公司建设的泛在电力物联网虚拟电厂示范工程等。如23年8月，国网信通产业集团信通研究院联合高邮市政府、国网扬州供电公司、国电投中能合纵公司共同策划和参与的江苏“绿心”高邮县域城市虚拟电厂正式投运，截至23年8月，高邮市一期“绿心”虚拟电厂已初步接入11家工商业用户，负荷总计356MW，其中楼宇负荷41MW、工业负荷280MW、电动汽车充电桩3.3MW。

摘要

□ **关键技术：**完成各类资源的“聚合”和“解聚”，作为统调并网对象参与电力市场交易。

虚拟电厂系统主要分为三层逻辑结构：站控层、过程层和资源层，由下往上看：1）资源层：可调节资源；2）过程层：各类智能终端（包括协议转换接口、微型纵向加密及通信模块）；3）站控层：即虚拟电厂系统管理平台。虚拟电厂参与需求侧响应、辅助服务市场等电力市场交易，应用功能的实现需要各个逻辑层级纵向协调配合。

- ✓ **上行-聚合分布式资源、对用户资源的功率及可调节能力进行预测并上报至电力调控中心，考验虚拟电厂对个用户资源的功率预测能力。**涉及技术包括机器学习和改进算法等，对电厂运行情况、天气数据、市场价格信号、电网数据等进行预测，从而实现更准确的电力市场预测，帮助发电机组和工业用户更灵活、更快地响应价格变化。
- ✓ **下行-解聚分布式资源，分配调节功率需求并完成对用户资源设备的控制，考验虚拟电厂尽可能减少通信延时的能力，进而提高系统负荷控制和响应能力。**虚拟电厂系统站控层接收电力调控中心下发计划及需求后，若能缩短从站控层指令下发到数据返回测试时间，更快地执行优化计算及指令分解，可实现更快速的负荷控制、提高虚拟电厂的调频性能。

□ **投资机会：**

对比已发展多年的德国、美国市场，我国虚拟电厂当前收益模式相对更少、尚未能形成具有区域级规模的第三方独立运营商。但我们认为，中国虚拟电厂的发展前景广阔，有望在电力市场化改革背景下加速完成商业模式探索、实现更大规模的应用：

- ✓ **发电端：**中国分布式新能源电站数量呈快速增长趋势，虚拟电厂可以聚合分布式电站、统一调度管理，有效促进消纳、提高电网稳定性；
- ✓ **负荷端：**从用户的需求侧引导调节电力负荷，发挥需求侧资源削峰填谷、促进电力供需平衡。
- ✓ **技术层面：**云计算、大数据、物联网、移动互联、人工智能、区块链技术的加速发展，将有望为虚拟电厂系统平台更高效地完成“聚合”和“解聚”功能提供更高的技术可行性。

摘要

□ 投资机会：增量机会包括平台运营商、智能终端供应商。

基于我们前文对虚拟电厂的市场参与主体、关键技术判断，我们认为国内虚拟电厂的加速发展，有望带动的增量机会包括：虚拟电厂站控层——平台运营商、过程层——智能终端供应商。建议关注：

1、虚拟电厂站控层（平台运营商）：

- ✓ 与电网公司、发电集团等合作：【国能日新】（计算机、公用环保团队联合覆盖）、【东方电子】、【国网信通】（电力设备与新能源、计算机团队联合覆盖）、【恒实科技】；
- ✓ 第三方独立运营商：【安科瑞】、【苏文电能】（建筑团队覆盖）、【朗新科技】。

2、虚拟电厂过程层（智能终端供应商）：

- ✓ 除了在用电信息采集终端已有相关产品布局外，公司亦布局开发了虚拟电厂站控层解决方案的【威胜信息】（通信、机械军工团队联合覆盖）；
- ✓ 主要向国网和南网及相关下属成员企业提供用电信息采集系统的【新联电子】。

风险提示：

- 电力市场交易推进不及预期
- 分布式可再生能源电站、充换电站等可调节资源投资不及预期
- 虚拟电厂相关技术发展不及预期

前言：虚拟电厂——聚合可灵活调节的分布式能源，参与电力市场交易的新方式

新能源占比提升、电力系统灵活性下降，催生电网对灵活性资源的聚合、调节需求

虚拟电厂：聚合灵活性资源、参与电力市场交易，从而提高电网调控能力、获取收益

- 可再生能源具备弱可观性、弱可控性、弱可测性等特性，近年装机渗透率的不断提高使得电力系统的灵活性下降，形成了电网调控能力的加强需求。随着近年稳定的火电等优质发电资源的发电占比下降、发电功率及电能质量具有波动性的新能源发电占比提升，我国电网出现调控能力下降的问题。新的电源结构变化下，电力系统的安全稳定运行有了加强需求。同时，某些时段可再生能源出力过剩，弃风弃光问题同样凸显。在此背景下，为提高电网调控能力、促进新能源消纳，我国电网亟需调峰调频等灵活资源，以保证电力系统的安全稳定运行。

- 目前我国发电侧集中式风电、光伏电站的消纳问题主要通过强制配储、直接参与电力市场交易等方式完成，但由于分布式能源容量较小、地理位置分散、出力间歇性等问题，电网调度机构很难直接对其进行有效调控、达到提高电网调控能力&促进新能源消纳能力的目的。
- 对分布式能源的调控需求催生具备分布式资源聚合调控能力的虚拟电厂（Virtual Power Plant, VPP）。虚拟电厂将风电、光伏、可控分布式能源、储能、柔性负荷等多种分布式资源聚合为一个虚拟整体，通过智能管理手段对外制定竞标策略、整体参与电力市场交易从而获得市场收益，对内协调成员运行并合理分配收益。虚拟电厂因可有效聚合分布式资源，并对地理位置与组成无特定要求，成为了一种灵活性强、适应度高、经济性好的新兴调控方式。

图1：虚拟电厂结构及商业模式



1、收益模式：虚拟电厂可通过参与调峰/调频辅助服务市场、需求侧响应市场等方式获取收益

作为新型的独立市场主体，可参与多品类全周期的电能交易（现行机制下主要是辅助服务、需求侧响应）

收益模式1：参与电网调峰辅助服务市场

- ❑ 虚拟电厂参与调峰辅助服务市场，是指在电网调峰能力不足时段，调整自身用电曲线（包括减少出力、增加负荷等），缓解电网负荷高峰资源不足。目前我国的华北、华中、上海、山东、浙江、甘肃等地区已有相关政策文件，对虚拟电厂参与调峰市场的准入条件、报价与出清、结算方式等做出了规定。归纳看：
- ✓ **准入条件：**对虚拟电厂可调容量、信息采集能力、持续响应时间等做出要求；较为特殊的是弃风弃光问题较为突出的甘肃地区，规定用户侧电储能可与新能源电厂签订协议形成虚拟电厂，以解决弃风弃光问题或参与电网调峰调频。
 - ✓ **报价、出清、结算方面：**主要包括日前、日内市场，部分地区涵盖中长期、实时市场；结算方面华北、浙江市场考核偏差电量。

表1：国内部分地区虚拟电厂调峰市场机制

地区	政策文件	准入条件	报价与出清	结算
华北	《华北电力调峰辅助服务市场运营规则(2022年修订版)》	不少于10MW的稳定调节电力、30（MW·h）的稳定调节电量	华北市场包括日前市场和日内市场，按照集中报价、市场统一边际出清的方式开展，在省网（控制区）下备用不足时，由需求省网（控制区）提出购买需求，向调峰资源充足省网（控制区）购买调峰辅助服务（以下简称“调峰服务”），通过省间联络线计划调整的方式实现。	华北市场：服务费用=调峰电量*出清市场*出清价格；省网市场有30%偏差电量惩罚
华中	《新型市场主体参与华中电力调峰辅助服务市场规则》	单次调节容量大于2.5（MW·h），最大调节功率大于5MW	报量报价，最大调峰能力低于20MW不报价；分低谷和腰荷申报，市场申报最低限价0.12元/（MW·h）；可参与省间和省内市场，具有日前和日内市场。	服务卖出省的费用=调峰电量*（电网代理购电价格-日前调峰价格-输电价格1-输电价格2）
上海	《上海电力调峰辅助服务市场运营规则》	可调容量1MW及以上；参与实时调峰虚拟电厂信息采集时间周期小于15min，响应时间小于15min，持续时间小于30min	报量报价，报价上限：上海市场日前市场报价100元/（MW·h），而实时市场价格400元/（MW·h）；具有日前、日内和实时市场。	补偿费=实际执行两*报价；实际执行量=实际发用电曲线与基准曲线积分插值
山东	《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）（2021修订版）》	实时采集周期小于60s，可调节电力大于10MW，连续调节时间大于4h	报量报价，报价上限为400元/（MW·h）；可参与日前、日内和实时市场。	日前费用=50%日前价格和日内实时价格的较大值*实际调用量；实时费用=实时价格*实际调用量
浙江	《浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务市场交易规划》	调节容量大于2.5（MW·h）、调节功率大于5MW，持续响应时间大于1h	报量报价，可参与中长期、日前和日内市场；低谷和尖峰时段填谷出电价上限为400元/（MW·h）和500元/（MW·h），削峰电价上限为500元/（MW·h）。	实际调峰量大于中标量120%，小于70%部分不补偿；中长期按合同结算；参考华东“两个细则”，日前和日内按填谷收益和调峰收益分别结算
甘肃	《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》	允许用户侧电储能与新能源电厂签订协议形成虚拟电厂，在新能源弃风弃光时使用电储能，或参与电网调频调峰	报量报价；日前申报、日内调用，申报交易时段、15min充放电力、交易价格等，非现货时期报价上限0.5元/（kW·h），现货时期报价上限0.3元/（kW·h）。	调峰补偿费用为调峰电量与出清价格乘积，由传统机组和新能源分摊

资料来源：《国内虚拟电厂市场机制与应用综述》冯家贤，华北电力调峰辅助服务市场运营规则2022修订版，天风证券研究所

收益模式2：参与电网调频辅助服务市场

- 调频辅助服务市场主要包括一次调频、二次调频。目前，浙江、江苏两个地区明确虚拟电厂可分别作为第三方独立主体、综合能源服务商的身份参与电网调频辅助服务市场，并获得收益。具体看：
- ✓ **参与服务方式：**浙江地区可参与一次调频&二次调频；江苏地区可参与一次调频；二次调频即虚拟电厂通过灵活调控其内部分布式资源，使其整体外特性追踪调度机构下达的自动发电控制信号（AGC），提供调频服务。例如，虚拟电厂可通过控制策略安排电动汽车参加电网调频，将光伏或风电与储能结合构成联合系统参加电网调频，有效改善电网经济效益与调频性能。
 - ✓ **报价、出清、结算：**浙江地区采取市场化报价形式出清；江苏地区由统调火电机组报价，储能电站、辅助服务提供商（即虚拟电厂）以市场最高成交价出清。两个地区对调频性能均有考核。

表2：国内部分地区虚拟电厂调频市场机制

地区	政策文件	准入条件	报价与出清	结算
浙江	《浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务市场交易规划》	额定充/放电功率大于5MW、持续响应时间大于2h	报量报价；可参与中长期、日前和日内市场；一次调频出清价格上限为120元/（MW·h），二次调频出清价格上限为60元/（MW·h）	一次调频性能指标小于0.6时不予补偿；参考华东“两个细则”调频收益
江苏	《江苏电力辅助服务（调频）市场交易规则（试行）》	汇集单站充/放电功率大于5MW，总充/放电功率大于10MW的储能电站，持续时间大于2h	报量不报价，市场最高价出清；参与日前市场，日内调用	基本补偿费=调频性能*调频容量*投运率；调用补偿费=调频历程*调频性能*里程单价

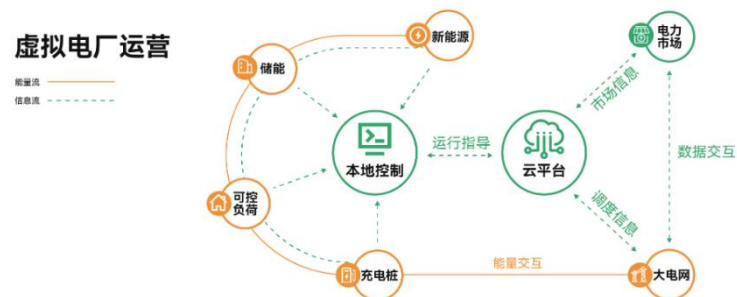
收益模式3：参与需求响应市场

□ 除发电侧的灵活性电源调节外，从用户的需求侧引导调节电力负荷、促进新能源消纳同样重要。负荷聚合商聚合用户侧响应资源参与需求响应市场，可以有效挖掘传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、用户侧储能、电动汽车充电设施、分布式发电、智慧用电设施等资源响应潜力，既能发挥需求侧资源削峰填谷、促进电力供需平衡，又能为用户创造收益。

□ 2023年5月国家发改委发布《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》，其中提及：

- **积极拓宽需求响应主体范围：**各类经营性电力用户均可参与需求响应，有序引导具备响应能力的非经营性电力用户参与需求响应。鼓励推广新型储能、分布式电源、电动汽车、空调负荷等主体参与需求响应。
- **提升需求侧响应能力：**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。据《新形势下“十四五”后三年中国电力需求形势研判》，2025年全国全社会最大用电负荷预计将达15.4亿KW-16.6亿KW，以最低要求3%测算对应2025年全国需求响应能力将达4.6-4.98GW。
- **建立并完善与电力市场衔接的需求响应价格机制：**根据“谁受益、谁承担”的原则，支持具备条件的地区，通过实施尖峰电价等手段提高经济激励水平。鼓励需求响应主体参与相应电能量市场、辅助服务市场、容量市场等，按市场规则获取经济收益。

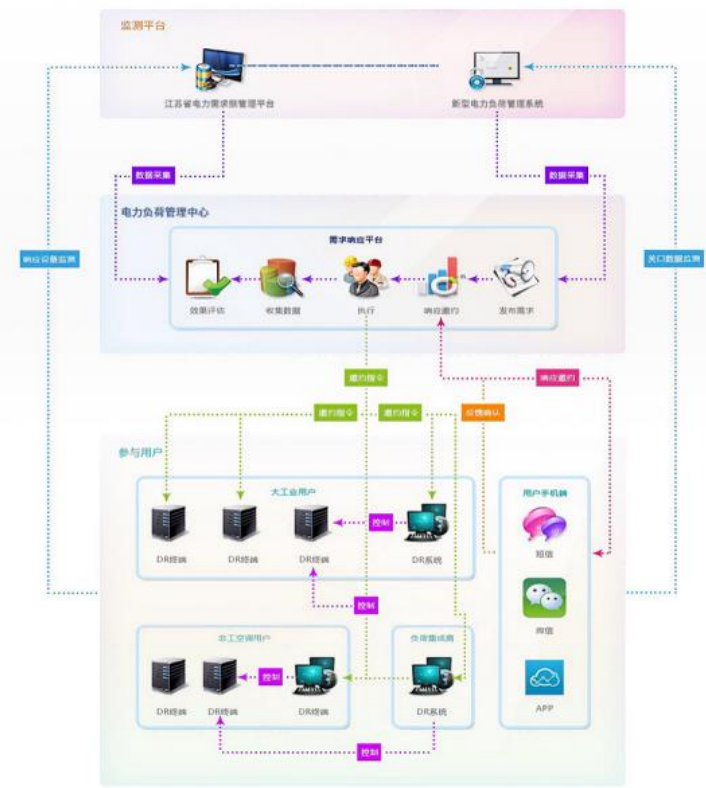
图2：虚拟电厂参与需求侧响应



收益模式3：参与需求响应市场-以江苏市场为例

- 实际案例层面，我们以2022年发布《江苏省电力需求响应实施细则》（修订征求意见稿）的江苏市场为例：
- 电力用户（如负荷集成商）参与市场的方式为：1）每年年初自愿申报参与需求响应；2）省负荷管理中心对申报成功的用户进行阶段性响应邀约（邀约时段一般为迎峰度夏和度冬相对应的时间节点），用户应邀后省电力负荷管理中心可根据电力供需形势随时调用需求响应资源。需求响应原则上1天不多于2次、每次不超过2小时，不可抗力情况下，按照调度指令执行。
- 需求响应分为约定需求响应和实时需求响应两种方式：1）约定需求响应：在响应日或响应时段前，电力用户将收到省电力负荷管理中心发出的响应执行通知，告知响应时间段及响应量。电力用户在确定参与响应后，可协商确定计划响应量，并在响应时段自行调整用电负荷完成响应过程。2）实时需求响应：省电力负荷管理中心通过江苏省电力需求侧管理平台或新型电力负荷管理系统与电力用户电能管理系统等完成指令发送、响应量确认和负荷下降全过程。
- 用户参与需求响应时，采用的用户设备需求：1）参与约定需求响应：用电设备须实现用电信息在线监测（数据采集周期为15分钟，包括用电信息采集系统、调度系统、调度一体化电量系统），并接入省电力需求侧管理平台；2）参与实时需求响应：设备应具备可立即中断或快速中断的负荷特性，响应方式以自动需求响应为主，响应速度应至少达到分钟级，数据采集周期为30秒，上报省电力需求侧管理平台。

图3：江苏省电力需求响应实施流程



横向对比：海外交易规则更为成熟且各有侧重，预计未来中国交易机制有望进一步多样化

- ❑ 依赖成熟的电力市场机制，德国、美国等地的虚拟电厂可参与电能量、辅助服务、容量等多个市场，更健全的市场交易机制构建了海外更为完备的虚拟电厂商业模式和市场生态链。分地区看：
 - ✓ 德国：核心目的是为促进新能源机组（尤其是100kW以上的分布式机组）的消纳。德国《可再生能源法》明确规定，所有100KW+可再生能源发电项目必须参与电力市场交易销售，分布式可再生能源项目倾向于选择交由虚拟电厂运营。德国的虚拟电厂交易机制更为丰富，值得一提的是平衡市场机制：每个发电厂和用户会被分配到平衡基团，由平衡基团责任方确保平衡区内总发电量+总外购电量=总用电量，因而虚拟电厂成为市场参与者/平衡组降低偏差、避免不平衡费的重要手段。
 - ✓ 美国：鼓励虚拟电厂等灵活性资源参与电网调度，从而提高综合能源利用效率。美国虚拟电厂商业模式主要是作为需求相应资源，通过社区、工商业区等形式实现用户侧光伏、储能设施、电动汽车等能源汇集，为电网提供服务。
- ❑ 对比海外的虚拟电厂，目前国内虚拟电厂交易机制相对简单（电网调峰调频辅助服务+需求侧响应），且未能针对各省份的发展背景和能源结构制定政策（类比德国的促进分布式电站消纳、美国的负荷侧灵活性资源管理）。往未来看，中国虚拟电厂的市场交易机制具备进一步多样化、市场化的空间。

表3：德国虚拟电厂商业模式及具体市场机制

商业模式	具体内容
电力现货市场	参与现货电力市场，尤其是日前市场和日间市场。德国《可再生能源法》修正案规定，所有100KW以上的新增可再生能源机组都必须进行直接销售，并鼓励中型可再生能源发电机组接入到虚拟电厂，在批发市场上销售电量。
平衡市场	参与平衡市场，提供二次控制备用和三次控制备用。虚拟电厂通过现货交易或输电系统运营商招标参与平衡市场，为平衡责任方提供备用服务，通过容量价格和平衡能量价格获得收益。虚拟电厂在二次备用（5分钟激活时间，最小投标单位5兆瓦）和三次备用服务（15分钟激活时间，最小投标单位5兆瓦）尤其活跃。
再调度	参与再调度解决电网阻塞，从阻塞费用节省或者阻塞价格中获利。输电系统运营商根据平衡责任方提交的计划对下一日的用电负荷趋势做出分析，预测市场交易是否会导致阻塞及影响程度。在电网发生阻塞时，输电系统运营商可以要求进行再调度，调整常规发电厂和可再生能源发电量，即下调一地的发电商交易协定的并网电量，同时上调另一地的发电商并网电量。
参与可中断负荷投标	参与可中断负荷投标，根据所提供的容量和能量得到补偿。《可中断负荷协议条例》允许输电系统运营商每周通过输电系统运营商的联合招标平台发布750MW的立即可中断负荷和快速可中断负荷招标。容量补偿基于竞争性拍卖的结果，每周最多为500欧元/MW，能量补偿最多为400欧元/MWh。在提供可中断负荷服务期间，负荷中断信号由输电系统运营商直接或通过虚拟电厂发送给可提供中断负荷的用户。

资料来源：《电力市场机制建设是虚拟电厂发展基础》霍沫霖等，天风证券研究所

2、市场参与主体：国内以电网、发电集团为主导，海外市场现已涌现出形成规模的第三方运营商

目前国内虚拟电厂发展处于试点示范应用阶段，类比海外市场，待商业模式进一步成熟后国内第三方聚合商数量和规模有望得到发展

海外：市场参与主体包括电网、政府、电力公司、第三方运营商等

在政策法规、市场机制、技术手段等方面普遍相对更完善的背景下，海外虚拟电厂运营主体更加多元化、市场化。当前海外虚拟电厂的市场参与主体主要包括：1）虚拟电厂平台建设方：独立第三方运营商、电网公司、大型电力公司等；2）虚拟电厂参与方：包括大型电力公司（具备发电、负荷资源）、装备制造（具备分布式能源资源）、社区用户等。分地区看：

1、德国：虚拟电厂运营商包括独立运营商、大型电力公司、设备制造商。

- 独立运营商：典型公司包括Next-Kraftwerke、GETEC Energie、Entelios等，通过聚合多种发电、负荷设备，基于大数据的智能算法，使可再生能源发电机组和工业用户更加灵活、快速的响应价格信号。
- 大型电力公司：作为平衡集团责任方，将自己的分布式能源资源聚合到虚拟电厂中，利用灵活性资源满足用户需求。
- 装备制造：将业主的分布式能源资源聚合到虚拟电厂中。

表4：根据经营业务范围，德国虚拟电厂运营商可分为三类

虚拟电厂运营商种类	经营业务范围
独立虚拟电厂运营商	独立运营商拥有信息和通信技术知识或能源管理技术，不具有分布式能源资源，不从事电力供应业务，通常通过参与电力市场获取收益。德国独立运营商的聚合规模相对较大。Next Kraftwerke、GETEC Energie、Entelios 等三家独立运营商聚合规模已经分别达到9016兆瓦、3000兆瓦以上、1000兆瓦以上。
大型电力公司	大型电力公司具有发电资源、用户负荷资源。他们将自己的分布式能源资源聚合到虚拟电厂中。作为平衡基团责任方，此类运营商可以利用灵活性资源以满足用电客户需求，从而无需在日间市场购电或售电，或为平衡电力付费；
装备制造	尤其是小规模分布式能源设备的制造商，主要将其业主的分布式能源资源聚合到虚拟电厂中。

资料来源：《电力市场机制建设是虚拟电厂发展基础》霍沫霖等，天风证券研究所

海外：市场参与主体包括电网、政府、电力公司、第三方运营商等

- 英国：由独立虚拟电厂运营商推动开发虚拟电厂项目，建立了分别基于电网公司、社区（用户）、发电企业的商业模式。其中，基于电网公司的平台模式由政府监管、电网运营商参与共建；基于社区（用户）的商业模式侧重挖掘用户间电能互补潜力；基于发电企业的模式主要是解决聚合资源的整体优化协调控制的问题。
- 美国：虚拟电厂的建设和运营主体包括配售电电力公司、独立第三方虚拟电厂公司，参与方包括电力公司、第三方聚合商、居民和工商业用户等。商业模式包括政府管理模式（非盈利的准政府机构负责运营管理）、电网管理模式（电网公司作为项目执行者）、独立第三方管理模式（第三方节能服务机构）。

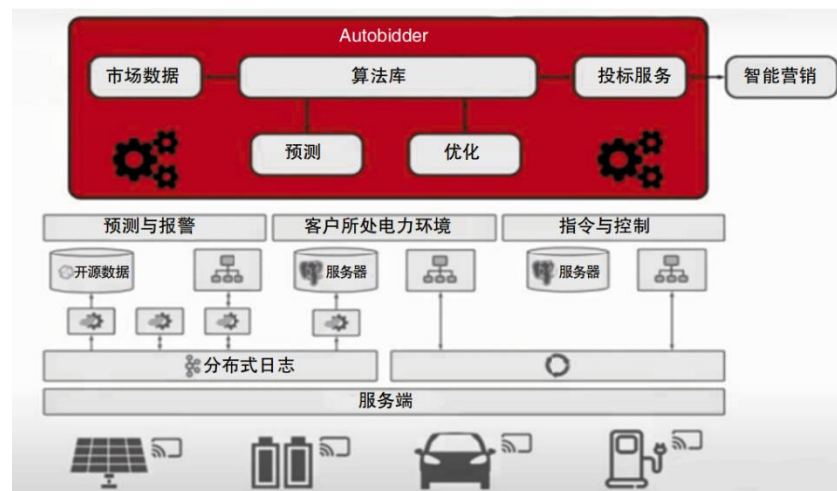
表5：英国、美国虚拟电厂商业模式

国家	商业模式	具体内容
英国	基于电网公司的平台模式	由政府监管、电网运营商参与共建，主要是为负荷侧灵活性资源提供交易平台，以降低电网运营和升级改造成本。
	基于社区（用户）的商业模式	侧重挖掘用户间电能互补潜力，增加平衡服务方面潜在盈利。
	基于发电企业的模式	解决聚合资源的整体优化协调控制的问题。
美国	政府管理模式	政府给出了基于需求响应的虚拟电厂项目经营管理的一个非盈利的形式，由项目所在地的电力监管部门负责审批项目运行的费用或效益。
	电网管理模式	美国需求响应项目常常采用的运作模式，电网公司作为项目执行者，通过系统效益收费的方式筹措项目资金并予以实施。
	独立第三方管理模式	依靠第三方节能机构来管理需求响应项目，由其全权负责该项目的计划执行资金运营和验收等管理工作。

海外：第三方运营商龙头已现，壁垒在于智能算法实现电力市场更准确的预测

- ❑ 国外虚拟电厂服务商普遍应用先进数字化平台，拥有优化调控算法等核心技术，实现对各类聚合资源的智能监测、管理和调度。最具代表性的分别是德国的Next Kraftwerke、美国特斯拉的Autobidder。
- ❑ 德国-Next Kraftwerke：公司成立于2009年，是德国最早成立及当前规模最大的虚拟电厂运营商；公司并网发电装机容量从2018年的4600MW增加至2022年4月的万兆瓦（其中超过6000兆瓦来自太阳能）。目前公司在德国、比利时、奥地利、法国、波兰、荷兰、瑞士、意大利运营着13000多个分布式能源单元，运用的电力设备涵盖生物质、风电、太阳能、电池储能、电动汽车等。
 - **核心业务：**1）帮助新能源发电企业实时监测发电情况，降低发电成本或负电价带来的损失；2）帮助客户使用发电设备为电网提供短期柔性储能服务并赚取收益；3）根据电网状况调整用电侧的需求，将电网侧需求分配到现货市场的低价时段。
- ❑ 美国-特斯拉智慧能源平台Autobidder：2017年推出的智慧能源管理平台，旨在实现“车+桩+光+储+荷+智”生态系统整合，当前涵盖功能包括电力交易的数字化软件、分布式能源交易管理系统、虚拟电厂交易和控制平台，开源复杂算法库等。
- ❑ 基于大数据的智能算法是独立第三方虚拟电厂运营商的竞争壁垒之一。独立第三方虚拟电厂运营商的竞争对手包括电力交易商、电力公司、能源领域技术公司等。我们认为，能够在较为激烈的竞争中成长、快速扩大并网容量的独立第三方运营商，需要有超出同行业的技术发展，包括机器学习和改进算法等，对电厂运行情况、天气数据、市场价格信号、电网数据等进行预测，从而实现更准确的电力市场预测，帮助发电机组和工业用户更灵活、更快地响应价格变化，参与现货市场的日前和日间交易等获利。

图4：Autobidder能源交易管理



国内：虚拟电厂仍处试点探索阶段，参与主体以电网公司主导的示范项目为主

- ❑ 现阶段国内虚拟电厂市场建设仍处初期探索阶段，形成区域级规模的市场参与主体主要为电网公司主导的示范项目。目前国网、南网均有电网公司主导的虚拟电厂示范工程，形成了一定规模的区域性虚拟电厂交易平台：
- ✓ **南网区域：**2023年7月，分布式源荷聚合服务平台在广州、深圳、柳州同步开展虚拟电厂联合调控，标志着我国首个区域级虚拟电厂投入运行。南方电网公司分布式源荷聚合服务平台在广东广州、广东深圳、广西柳州三地同步开展虚拟电厂多功能联合调控，在各省区同步实现了调频、直控等快速响应。该平台通过先进的数字互联技术，聚合了三地储能系统、可控负荷、电动汽车等不同类型的分布式能源，并将碎片化电力资源在更大范围内实现共享互济和优化配置；同时，按照市场化的手段，应用当前的响应规则，让电力资源参与系统调节获取收益。截至23年7月，该平台已聚合广东、广西区域内新型储能、电动汽车充电设施、分布式光伏、非生产性空调、风光储充微电网等各类分布式资源，聚合分布式资源规模10751MW，其中可调节能力1532MW。
- ✓ **国网区域：**当前国网体系下多个市场主体均已开启虚拟电厂应用，对比南网区域，国网区域虚拟电厂项目的参与主体更多（包括省级电网公司、国网子公司等）。包括华北电网开展了虚拟电厂参与辅助服务市场交易、国家电网浙江综合能源公司智慧虚拟电厂平台、国网冀北公司建设的泛在电力物联网虚拟电厂示范工程等。如23年8月，国网信通产业集团信通研究院联合高邮市政府、国网扬州供电公司、国电投中能合纵公司共同策划和参与的江苏“绿心”高邮县域城市虚拟电厂正式投运，该项目围绕“供需对接平台、峰谷调度平台、指标交易平台”功能定位，构建了“市场化源网荷储互动+能效服务+县域特色能源市场”新模式，实现了虚拟电厂以政府主导、电网公司统筹、市场化运营、全社会参与的可持续新业态。截至23年8月，高邮市一期“绿心”虚拟电厂已初步接入11家工商业用户，负荷总计356MW，其中楼宇负荷41MW、工业负荷280MW、电动汽车充电桩3.3MW。通过虚拟电厂协调调控，在迎峰度夏期间，采用日前邀约、日内调整、日后结算的市场化激励方式，最大可削减31.96MW负荷，约占当地去年最高压降负荷的20%。

3、虚拟电厂关键技术：完成各类资源的“聚合”和“解聚”，作为统调并网对象参与电力市场交易

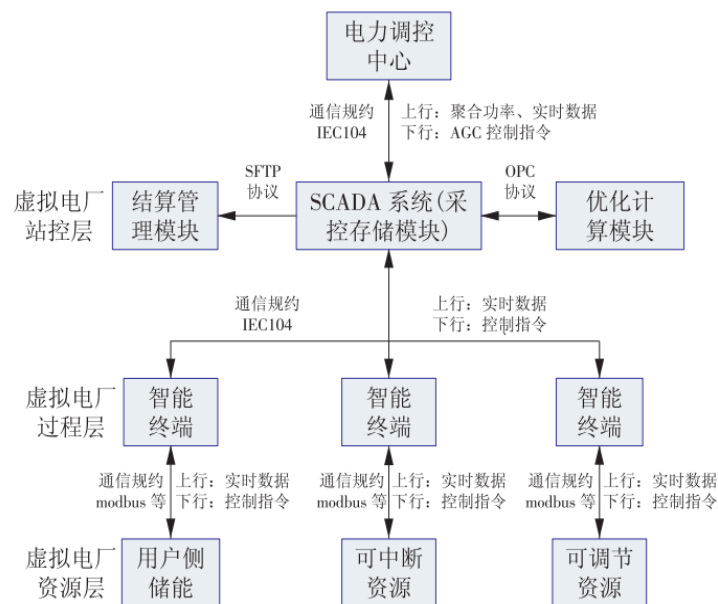
考验市场参与者在站控层（虚拟电厂平台）、过程层（智能终端）、资源层（灵活性资源）在应用功能上的协调配合能力

系统结构：横向看，虚拟电厂系统主要分为站控层、过程层和资源层三层逻辑结构

□ 虚拟电厂系统主要分为三层逻辑结构：站控层、过程层和资源层，由下往上各个逻辑层级实现的主要应用功能如下：

- **资源层：**包括系统可接入的分布式发电、用户侧储能、各类可中断（如充换电站）、可调负荷资源（如楼宇空调系统）等。各用户资源接入虚拟电厂系统，参与优化调度计算及聚合解聚算法的执行，进而与电网进行互动，实现调频、调峰等目标。
- **过程层：**由各类智能终端组成（包括协议转换接口、微型纵向加密及通信模块），智能终端安装在用户资源现场的数据采集、通信、控制设备柜内，对资源的实时运行数据进行采集和测量，并通过通信远程传送至虚拟电厂站控层进行优化调度计算。同时，智能终端接收虚拟电厂站控层下发的控制命令，实现对资源的本地调节控制。
- **站控层：**即虚拟电厂系统管理平台，上行与电力调控中心通信，接收调度下发的调频、调峰AGC指令；下行主要与智能终端的数据通信，获取接入用户资源的测量数据及用户资源模型建立及运行，基于所采集的数据实现对资源灵活性预测、聚合与解聚的优化计算，并下发优化运行结果自动功率控制指令至智能终端设备。

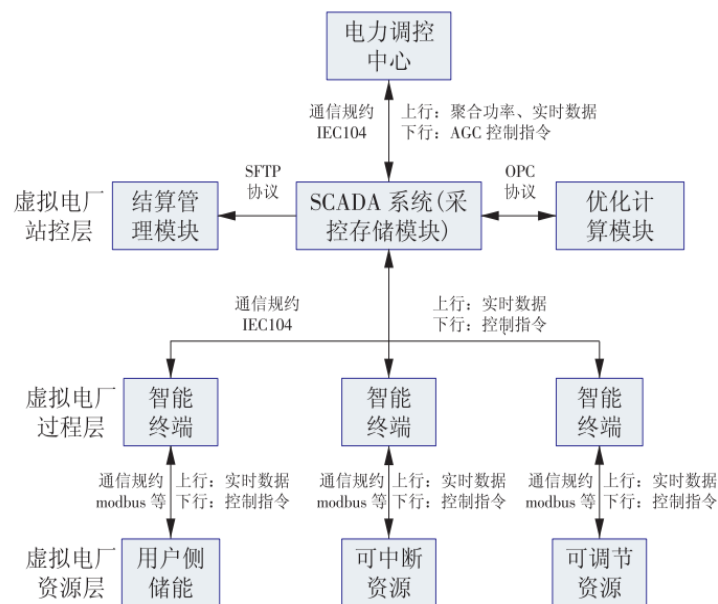
图5：虚拟电厂系统主要分为3层逻辑结构



系统结构：纵向看，虚拟电厂需要高效完成多功能“聚合”和“解聚”

- ❑ 虚拟电厂参与需求侧响应、辅助服务市场等电力市场交易，应用功能的实现需要各个逻辑层级纵向协调配合。
- ❑ 上行-聚合分布式资源、对用户资源的功率及可调节能力进行预测并上报至电力调控中心：完成用户侧储能、可中断、可调节的分布式资源“聚合”，通过智能终端采集各用户资源的功率及状态变量等信息，并预测各用户资源的功率，进而评估各用户资源的可调节能力，所有资源可调节功率将通过优化计算被聚合成为一个总可调节容量，该容量及相关信息上报给电力调度。
- ❑ 下行-解聚分布式资源，分配调节功率需求并完成对用户资源设备的控制：完成分布式资源的“解聚”。虚拟电厂系统站控层接收电力调控中心下发的出力计划及实时调节功率需求、执行优化计算及指令分解，并下发到各个分布式用户资源所连接的智能终端；各智能终端分别接收到分配的功率信息，完成用户资源设备的控制，最终完成电力市场交易。
- ❑ 从系统结构看，除前文我们提及的虚拟电厂平台技术壁垒之一——实现更准确的电力市场预测，从而判断电力调控中心以及可调节资源两侧的需求和功率变化外，还需要尽可能减少通信延时，缩短从站控层指令下发到数据返回测试时间，从而实现更快速的负荷控制、提高虚拟电厂的调频性能。

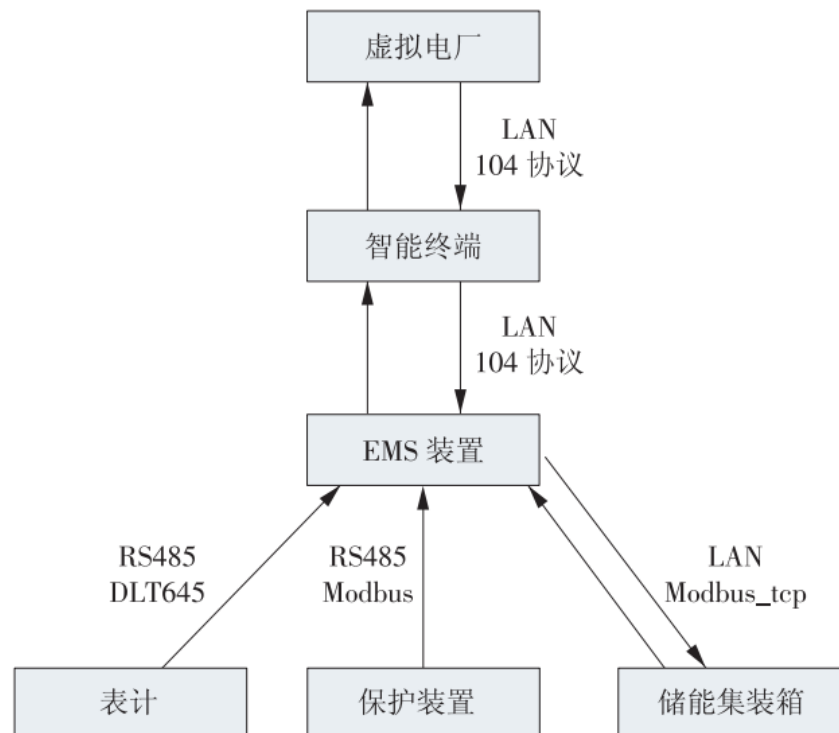
图5：虚拟电厂系统主要分为3层逻辑结构



关键技术实现的具体案例：储能作为可调节资源接入虚拟电厂

- **系统结构：**虚拟电厂站控层平台与智能终端、智能终端与储能EMS装置分别进行数据交互。虚拟电厂站控层平台通过智能终端与储能用户接口通信，储能电站能源管理系统（EMS）装置与现场的表计、保护装置及储能集装箱通信连接。
- **智能终端：**起到承上启下的作用，并监控EMS装置执行的正确性，对上行及下行报文进行分析。
- **EMS装置：**1）作为协议转换装置，将电能表计、保护装置及储能变流器（PCS）、电池管理系统（BMS）等转换为统一的通信协议与虚拟电厂交互；2）作为储能电站数据采集、存储、逻辑及策略执行单元，在计划模式下，储能电站调峰时，虚拟电厂在调峰前一日下发96点曲线至智能终端，智能终端下发96点曲线至EMS装置存储，调峰当日，EMS装置下发曲线至储能电站执行；调度AGC模式下，跟随调度指令执行。

图6：虚拟电厂储能通信连接



投资建议：

投资机会包括站控层——虚拟电厂平台运营商；过程层——智能终端供应商

发电端促消纳、负荷端促电力供需平衡，中国虚拟电厂有望加速发展

- 当前我国虚拟电厂的整体发展仍处于早期阶段，对比已发展多年的德国、美国市场，区别在于：1）收益模式较海外更少，国内虚拟电厂目前主要可参与电网调峰调频辅助服务、需求响应服务（在部分已开展辅助服务市场、需求响应市场的地区）；2）市场参与主体以国网、南网公司及电网相关子公司为主，电网公司主导的示范项目部分已形成区域级规模，仍未能形成具有区域级规模的第三方独立运营商。
- 尽管对比海外成熟市场，我国虚拟电厂发展仍有较大差距，但我们认为中国虚拟电厂的发展前景广阔，有望在电力市场化改革背景下加速完成商业模式探索、实现更大规模的应用：
 - ✓ **发电端：**中国分布式新能源电站数量呈快速增长趋势，有望带来虚拟电厂的发展需求——聚合分布式电站、统一调度管理，从而促进新能源消纳、提高电网稳定性；
 - ✓ **负荷端：**从用户的需求侧引导调节电力负荷，发挥需求侧资源削峰填谷、促进电力供需平衡。根据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）》，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。据国家电网测算，通过虚拟电厂满足5%的峰值负荷，在建设、运营、激励等环节的投资需求约500-600亿元。
 - ✓ **技术层面：**云计算、大数据、物联网、移动互联、人工智能、区块链技术的加速发展，将有望为虚拟电厂系统平台更高效地完成“聚合”和“解聚”功能提供更高的技术可行性。

投资建议：虚拟电厂发展的增量机会包括平台运营商、智能终端供应商

□ 投资机会方面，基于我们前文对虚拟电厂的市场参与主体、关键技术判断，我们认为国内虚拟电厂的加速发展，有望带动的增量机会包括：虚拟电厂站控层——平台运营商、过程层——智能终端供应商。

1、虚拟电厂站控层（平台运营商）：除电网公司外，电力公司、第三方独立运营商等亦已经开始布局此类业务。我们认为，随着虚拟电厂商业模式的逐步完善，已有布局的相关公司有望从中获得新的业绩增长点。建议关注相关公司：

- ✓ 与电网公司、发电集团等合作：【国能日新】（计算机、公用环保团队联合覆盖）、【东方电子】、【国网信通】（电力设备与新能源、计算机团队联合覆盖）、【恒实科技】；
- ✓ 第三方独立运营商：【安科瑞】、【苏文电能】（建筑团队覆盖）、【朗新科技】。

2、虚拟电厂过程层（智能终端供应商）：

- ✓ 除了在用电信息采集终端已有相关产品布局外，公司亦布局开发了虚拟电厂站控层解决方案的【威胜信息】（通信、机械军工团队联合覆盖）；
- ✓ 主要向国网和南网及相关下属成员企业提供用电信息采集系统的【新联电子】。

风险提示

- **电力市场交易推进不及预期：**电网辅助服务市场、需求响应市场是当前我国虚拟电厂的主要收益来源，若电力交易相关政策推进进度不及预期，将对虚拟电厂的发展带来不利影响；
- **分布式可再生能源电站、充换电站等可调节资源投资不及预期：**可调节资源是虚拟电厂发展的基础，若分布式可再生能源电站、充换电站等可调节资源投资不及预期，将影响虚拟电厂的推广；
- **虚拟电厂相关技术发展不及预期：**虚拟电厂相关技术包括协调多种可调节资源、完成“聚合”和“解聚”、减少通信延迟加快响应速度等，若虚拟电厂相关技术的发展不及预期，或将影响虚拟电厂的盈利能力，导致虚拟电厂推广不及预期。

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

天风证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的6个月内，相对同期沪深300指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益20%以上
		增持	预期股价相对收益10%-20%
		持有	预期股价相对收益-10%-10%
		卖出	预期股价相对收益-10%以下
行业投资评级	自报告日后的6个月内，相对同期沪深300指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅5%以上
		中性	预期行业指数涨幅-5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅-5%以下

THANKS