

新型电力系统专题研究之虚拟电厂

用户侧实现“源荷互动”，新型电力系统重要方向

行业研究·行业专题

电力设备新能源·电网设备

投资评级：超配

证券分析师：王蔚祺

010-88005313

wangweiqi2@guosen.com.cn

S0980520080003

证券分析师：王晓声

010-88005231

wangxiaosheng@guosen.com.cn

S0980523050002

□ 功能定位：打开用电侧调节空间，实现“源荷互动”

1) 虚拟电厂是聚合用电侧的分布式发电、储能和其他可控负荷的一种新型电力市场主体，将发电侧与用电侧关系从“源随荷动”变为“源荷互动”，当电力供给紧张时用户可主动减小用电负荷，当电力供给过剩时可主动增大用电负荷，使电力用户具备“源-荷”双重身份。2) 虚拟电厂具有缓解电力供需矛盾、促进新能源消纳、服务用户开展多元化用能服务三大主要作用。3) 从发展阶段看，虚拟电厂可分别邀约型、交易型和自主调动型三类，国外对于虚拟电厂的示范和推广较早，目前主要类型为交易型和自主调动型，国内对于虚拟电厂的示范始于2015年，目前以邀约型为主。4) 虚拟电厂（VPP）、需求侧响应（DR）、微电网（Micro-Grid）关系辨析：虚拟电厂是需求侧响应的延伸，需求侧响应是虚拟电厂的初级阶段；虚拟电厂是用户侧概念，无法孤岛运行，微电网同时具有电源和用户资源，可孤岛运行。

□ 商业模式：参与各类电力交易获取持续收益

1) 虚拟电厂通过市场化的方式响应电网各类调节需求。从当前交易类型看，我国虚拟电厂可参与的交易类型包括调峰辅助服务、需求侧响应等；从远期看，可参与的交易类型还包括电力现货、中长期交易、调频/调压辅助服务、金融衍生品等。2) 从我国虚拟电厂当期可参与的交易品种看，需求侧响应具有较高的单位价值量。3) 2021年以来，各省均明确了需求侧响应的补贴政策，目前补贴方法均以电量或电力作为计量单位。以电量为计量单位的地区目前补贴强度约为2-5元/kWh。4) 虚拟电厂运营商通过参与各类电力交易获取额外收益，虚拟电厂下属各类用电用户通过与其他用户聚合可以降低综合用能成本。

□ 市场空间：2025年建设端有望超400亿元，2030年运营端有望超140亿元

1) 建设端需求包括硬件改造与软件系统平台两部分，硬件部分包括智能电表、采集终端、通信网关等，以及对分布式光伏、储能本体的投资；软件系统是虚拟电厂的“大脑”，负责系统控制策略的制定以及与调度、交易系统的信息交互。2) 运营端收益模式包括参与各类电力市场交易，目前国内虚拟电厂收入来源以需求侧响应补贴为主，未来盈利模式将逐步多元化。3) 按照500元/kW的改造成本、响应能力达到最大用电负荷的3%-5%测算，我们预计2025年虚拟电厂建设端市场空间将达到245-408亿元，运营端市场2030空间将达到85-142亿元（仅考虑需求侧响应单一模式）。

□ 产业链相关公司

虚拟电厂产业链包括上游（可控负荷、分布式能源、储能）、中游（软硬件基础设施、运营）、下游（电网公司、售电公司等），投资机会集中在中游环节，相关上市公司可分为硬件类、软件平台类、建设与运营类。随着虚拟电厂行业需求迎来拐点，相关上市公司正在补足能力短板，未来有望形成一批兼备软硬件开发制造能力和运营能力的建设-运营一体化企业。

相关上市公司：安科瑞、炬华科技、海兴电力、林洋能源、威胜信息、国能日新、东方电子、朗新科技、恒实科技、国网信通、国电南瑞、南网科技、苏文电能、泽宇智能、南网能源、芯能科技。

□ 风险提示

电力市场改革进度不及预期；新能源装机增速不及预期；各地虚拟电厂政策支持力度不及预期；经济增速、用电量增速不及预期；行业竞争加剧。

1

虚拟电厂总体介绍

2

虚拟电厂市场分析

3

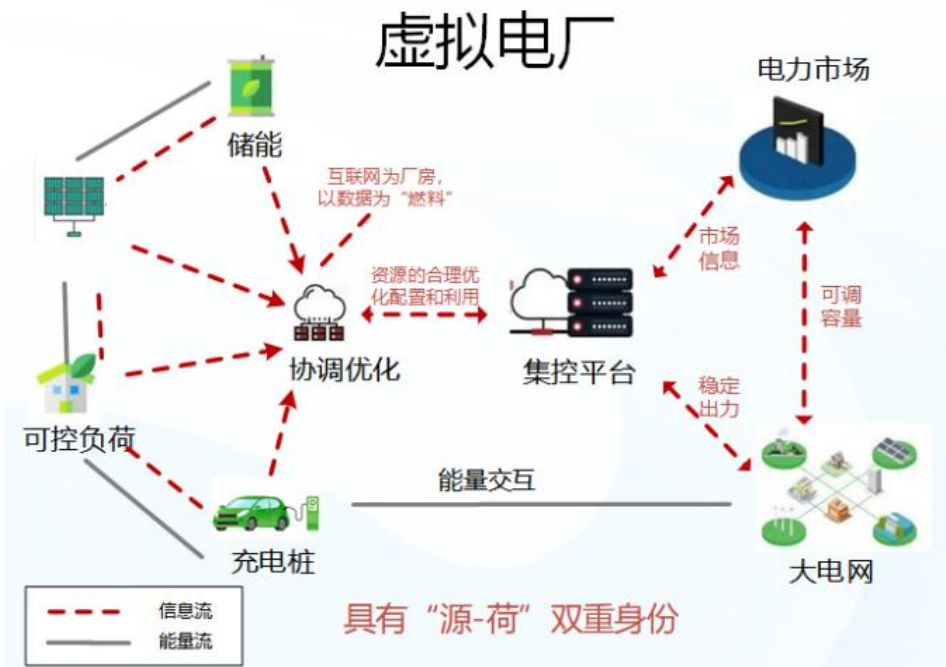
虚拟电厂相关产业链

4

虚拟电厂项目案例

- 在传统的电力系统运行模式下，发电厂是电力的主要来源，发电功率具有一定的调节能力，接受电网统一调度；电力用户根据自己的用电需求调节用电行为，具有完全自主性，电网无法干预或改变用户的用电行为。
- 新型电力系统的“源荷互动”：虚拟电厂是在用户侧将可控负荷（例如楼宇空调、充电站、储能、分布式光伏、蓄冷、蓄热、燃气轮机、固定式燃料电池）等多种资源聚合在一起，统一接受电网调度并参与电力交易。
- 电网通过经济补贴等手段主动改变虚拟电厂的用电行为，当电力供给紧张时可主动减小用电负荷，当电力供给过剩时可主动增大用电负荷，使电力用户具备“源-荷”双重身份。
- 虚拟电厂源于1997年Shimon Awerbuch博士的著作《虚拟公共设施：新兴产业的描述、技术及竞争力》。21世纪初，虚拟电厂兴起于德国、英国、西班牙、法国、丹麦等欧洲国家。
- 与我国已经发展多年的智能微电网不同的是：虚拟电厂虽然依托智能微电网的分布式发电、储能等电力资源，但是其主要目的是积极响应电网的市场化调度需求，而非自发自用余电上网。参与主体以聚合商为主，实现了市场交易参与主体与电力设施资产以及用户的主体分离；同时经济效益主要依靠服务费形式，而智能微电网的效益主要来自分布式能源发电和储能的峰谷套利。




图1：虚拟电厂典型构成



资料来源：中国电科院，国信证券经济研究所整理

- 虚拟电厂市场主体分三大部分，服务购买方、市场运营方、服务提供方。
- 服务购买方主要包括电网、新能源电站、提供辅助服务的电力交易主体（调峰电厂、旋转备用/热备用）等。市场运营方主要负责负责日常运营，向相关机构提供调用结果等信息。服务提供方以聚合商为主，他们通过先进的控制、通信等技术，通过对一定区域内的分布式电源、储能系统等的协调控制和优化运行，来实现需求侧响应并且收取相关服务费用。

表1：虚拟电厂相关市场主体

| 市场主体 | 功能定位 |
|---|--|
| 电网 | 电网供电尖峰阶段，利用尖峰电价资金池购买需增 / 需减服务(对应需求响应的填谷 / 削峰业务)来维持电网供需平衡。 |
|  服务购买方 | 调峰电厂 因故无法完成调峰目标时，购买需增服务以规避调峰辅助服务考核。 |
| | 新能源电站 产生弃风弃光时，购买需增服务促进清洁能源消纳并获得相应补贴。 |
| | 旋转备用/热备用 因故无法完成备用目标时，购买需减服务以规避的备用辅助服务考核。 |
|  市场运营方——电力调度机构与交易机构 | 调度机构负责建设、维护市场技术支持系统，负责市场日常运营，向相关机构提供调用结果等信息。交易机构负责市场成员注册管理、竞价、出清、市场交易信息披露等交易流程管理，并提供电力市场交易结算依据及相关服务。 |
|  服务提供方——虚拟电厂 | 虚拟电厂聚合多种分布式能源资源构成的特殊类型的发电厂，通过先进的控制、通信等技术，实现分布式电源、储能系统、柔性负荷、电动汽车等分布式单元的协调控制和优化运行。 |

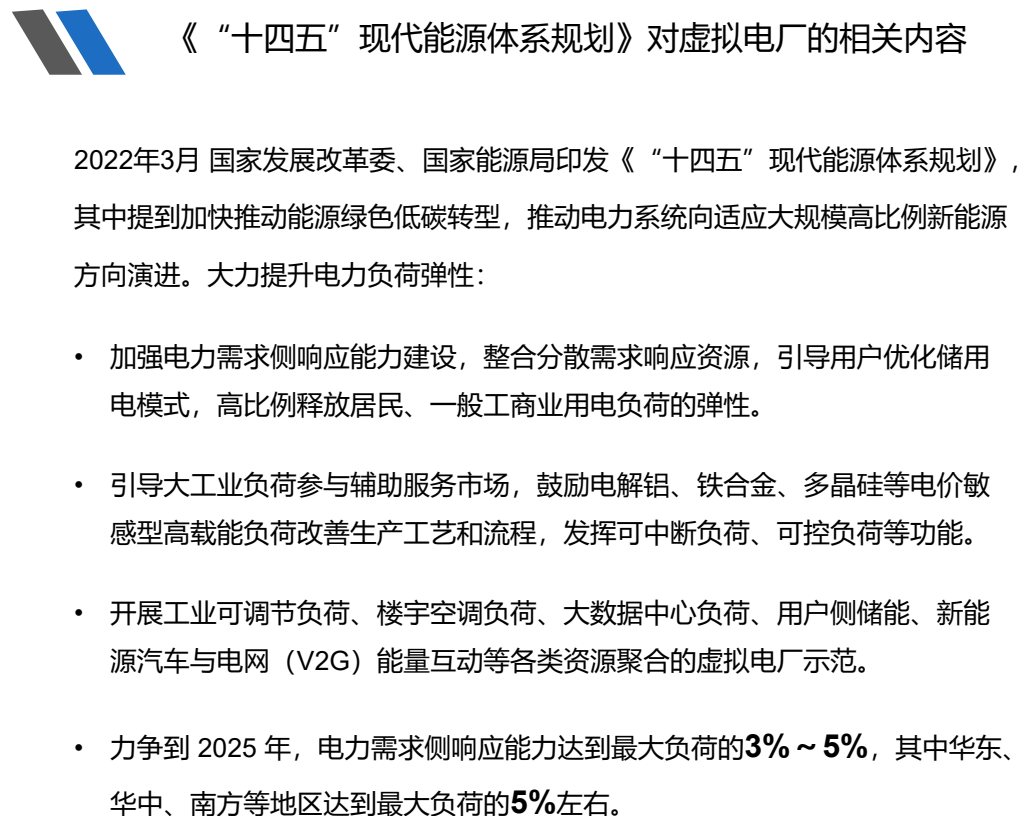
资料来源：李淑静等，《虚拟电厂关键技术及参与电力市场模式设计研究》，电测与仪表，2022，59(12):33-40，国信证券经济研究所整理

图2：发展虚拟电厂的意义



资料来源：国家发改委，国家能源局，国家电网，国信证券经济研究所整理

图3：虚拟电厂主要政策



资料来源：国家发改委，国家能源局，国信证券经济研究所整理

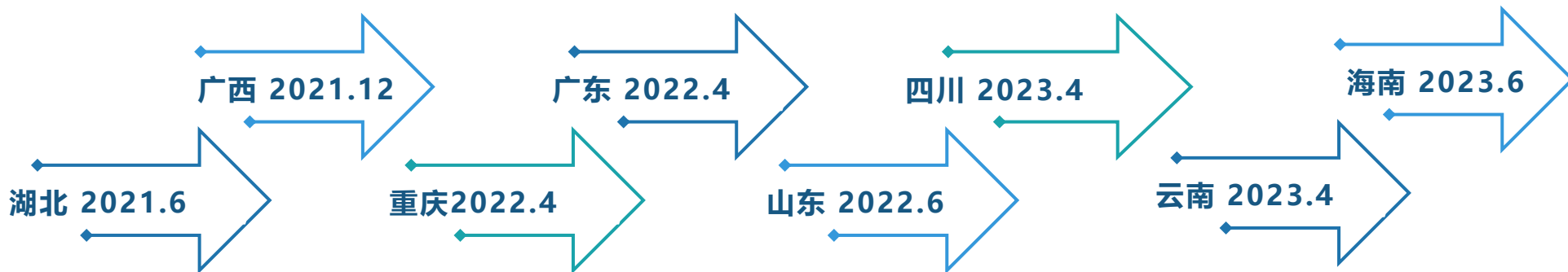
- 2021年以来，各省均明确了需求侧响应的补贴政策，目前补贴方法均以电量或负荷作为计量单位。以电量为计量单位的地区目前补贴强度约为2-5元/kWh，以电力为计量单位的地区目前补贴强度约为1-20元/kW/次。根据实际运行情况，预计中远期响应频次有望达到至少1次/日。
- 目前国内虚拟电厂运营的收入来源主要以需求侧响应补偿为主，根据国家能源局印发《电力现货市场基础规则（征求意见稿）》，鼓励负荷聚合商、虚拟电厂等新兴市场主体参与交易，虚拟电厂盈利方式有望逐步多元化。

图4：需求侧响应补贴标准



资料来源：各地区发改委，国信证券经济研究所整理

图5：各地虚拟电厂试点时间



资料来源：各地区发改委，国信证券经济研究所整理

表2：我国多省市需求侧响应政策

| 省份 | 时间 | 文件名称 | 主要内容 |
|----|----------|-------------------------------|--|
| 湖北 | 2021年6月 | 《湖北省电力需求响应实施方案（试行）》 | 日前响应：每天不多于2次，每次持续时间不低于1小时，每日累计时间不超过4小时。响应补贴标准最高为 20元/千瓦 。 日内响应：每天不多于2次，每次持续时间不低1小时，每日累计时间不超过4小时。响应补贴标准最高为 25元/千瓦 。 |
| 广西 | 2021年12月 | 《广西电力市场化需求响应实施方案（试行）》 | 暂定响应价格上限为 2.5元/千瓦时 （注：少用1度电最多可获得2.5元补偿），电力用户月度分摊需求响应市场损益上限为0.01元/千瓦时（注：月度分摊电费上限为0.01元/千瓦时）。 |
| 重庆 | 2022年4月 | 《2022年重庆电网需求响应实施方案（试行）》 | 削峰响应：工业用户为 10元/千瓦/次 ，商业、移动通信基站、用户侧备用电源、数据中心、电动汽车充换电站、冻库等用户为 15元/千瓦/次 ； 填谷响应： 1元/千瓦/次 。 |
| 广东 | 2022年4月 | 《广东省市场化需求响应实施细则（试行）》 | 日前邀约：申报价格上限为 3.5元/kWh ，虚拟电厂申报可响应容量下限0.3MW； 可中断负荷：申报价格上限为 5元/kWh ，虚拟电厂申报可响应容量下限0.3MW。 |
| 山东 | 2022年6月 | 《2022年全省电力可中断负荷需求响应工作方案》 | 紧急型需求响应： 容量补偿：第一档不超过 2元/千瓦·月 ，第二档不超过 3元/千瓦·月 ，第三档不超过 4元/千瓦·月 。电能量补偿：根据实际响应量和现货市场价格确定。 经济性需求响应：无容量补偿，电能量补偿：根据实际响应量和现货市场价格确定。 |
| 四川 | 2023年4月 | 《关于四川电网试行需求侧市场化响应电价政策有关事项的通知》 | 需求侧市场化响应以每小时可响应容量为交易标的，需求响应价格的上下限暂定为 3元/千瓦时 和 0元/千瓦时 ，后期可视市场运行情况调整。 |
| 云南 | 2023年4月 | 《2023年云南省电力需求响应方案》 | 实时响应补贴：全年统一 2.5元/千瓦时 ，每天不多于3次，每次不超过3小时。 削峰类： 0-5元/千瓦时 、填谷类： 0-1元/千瓦时 。 |
| 海南 | 2023年6月 | 《海南省2023年电力需求响应实施方案（试行）》 | 在日前邀约模式下，市场主体通过“报量报价”方式，竞价参与市场出清，依据出清结果执行响应并获得相应补偿，补偿标准为每度电0.3元。 在日内紧急响应模式下，市场主体只需要“报量”并执行响应，即可获得固定补偿每度电0.3元。 |

资料来源：各省市发改委、北极星电力网，国信证券经济研究所整理

图6：虚拟电厂盈利来源



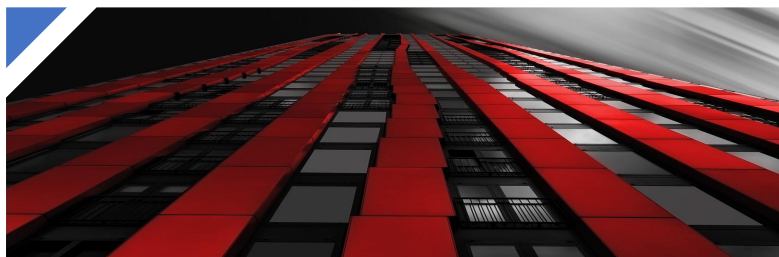
电力设施的容量电价/补贴

虚拟电厂所投资的储能、充电桩可根据安装容量获得容量电价（或补贴）。例如按照直流或者交流充电桩并网容量（kW）一次性补贴。



分布式发电的电价收益

虚拟电厂所安装的分布式发电系统，可通过自发自用和余量上网来获得电费收益。例如，分布式光伏上网电量0.3元/kWh；其他分布式发电可作为自发自用，电量价格参考当地电力售价。

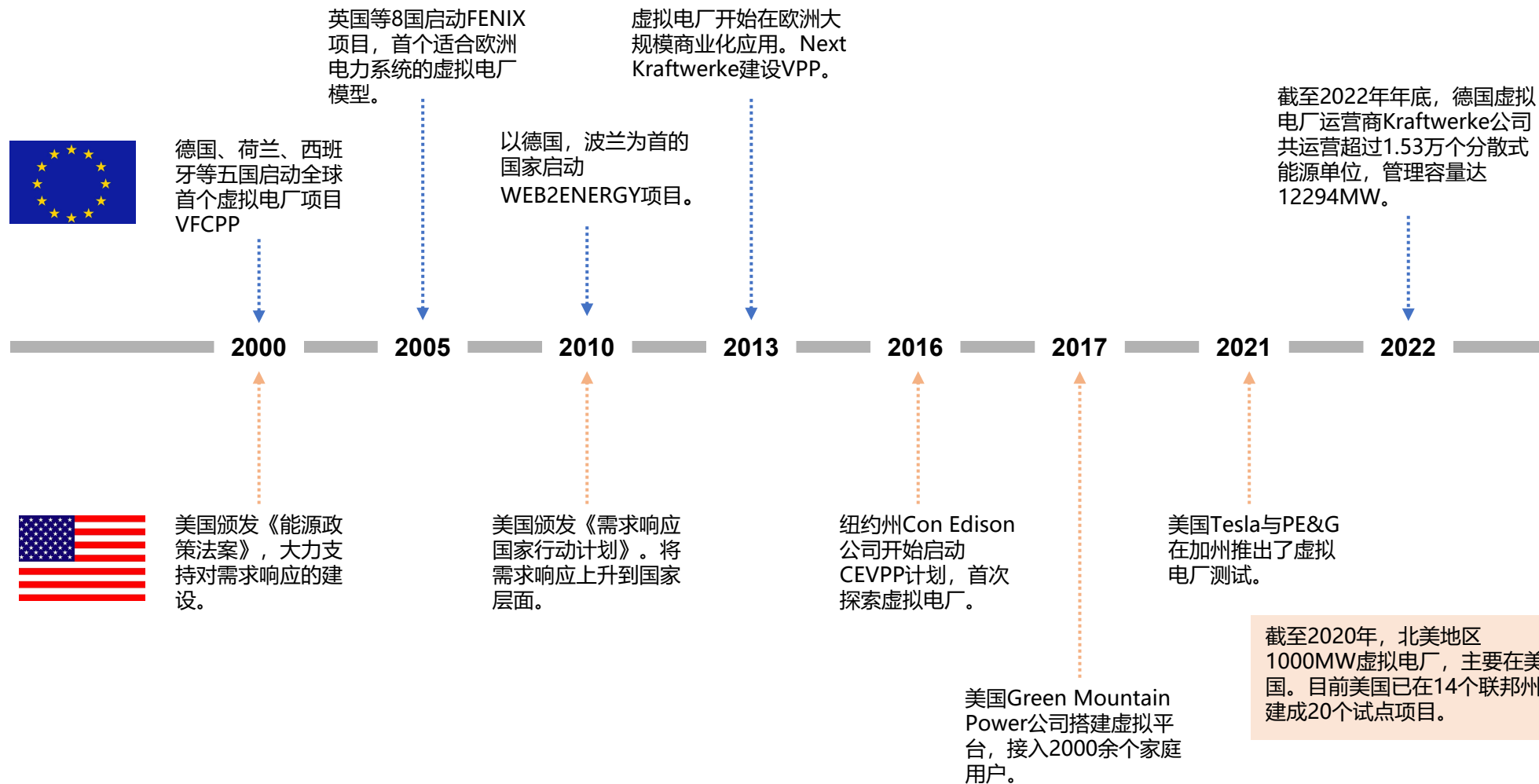


响应调度获得服务费

虚拟电厂通过需求侧响应为市场提供各种辅助服务获得服务费用，未来甚至可直接参与电力交易。广东省市场化需求响应补贴：日前邀约，价格上限3.5元/kWh，周内中标时段，价格上限5元/kWh。

资料来源：南方电网、中国电科院，图片来自阳光电源、盛弘股份官网，国信证券经济研究所整理

图7：海外虚拟电厂建设进展



资料来源：中国电科院，国信证券经济研究所整理

国内外虚拟电厂实践对比分析

- 国外虚拟电厂示范工程起步于2005年前后，已积累大量运营数据和运行经验，目前已进入成熟运行阶段。国内虚拟电厂自2016年开始陆续启动示范，江苏、浙江、广东、冀北等地均开展了较长时间示范测试。
- 与国外虚拟电厂实践相比，国内示范以负荷侧资源调节为主，聚合类型仍较少；市场机制仍处于探索阶段，电力现货机制尚待完善；商业模式仍处于前期探索阶段，收益模式以低频次的邀约式需求侧响应为主。我们认为，2023-2024年是国内虚拟电厂商业模式探索的关键时期，相关示范项目的运行数据积累将为虚拟电厂的长期发展奠定宝贵基础。

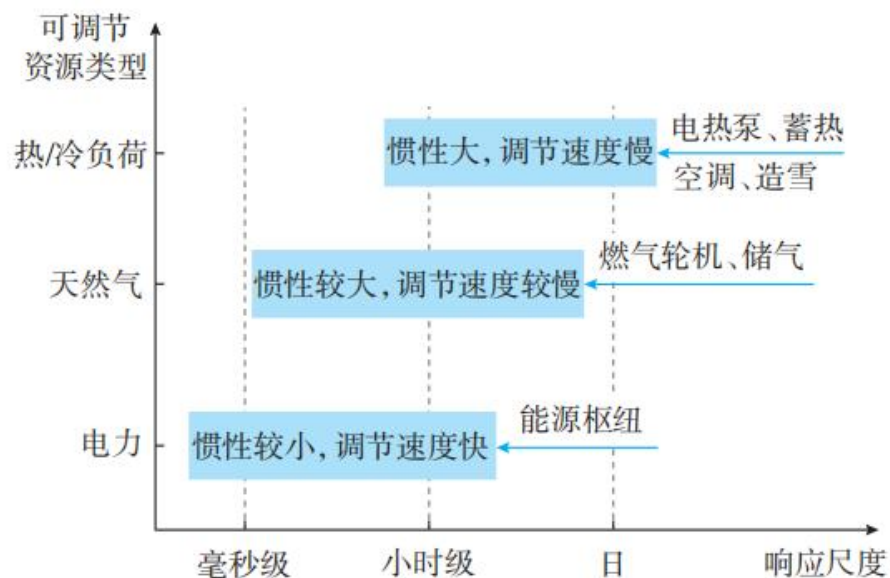
表3：各省市虚拟电厂试点情况

| 地点 | 时间 | 工程 | 主要场景 | 主要响应资源 | 特点 |
|----|---------|----------------------------------|----------------|-----------------|------------------------|
| 江苏 | 2016年至今 | "大规模源网荷友好互动系统"、大规模源网荷示范工程 | 需求响应、新能源消纳等 | 可中断/可调节负荷 | 源-网-荷控制系统、国内规模最大 |
| 浙江 | 2020年至今 | 丽水虚拟电厂、宁海虚拟电厂试点项目、宁波离网光储系统式虚拟电厂等 | 需求响应、削峰填谷等 | 储能设施、充电桩、居民、楼宇等 | 国内单次响应体量最大 |
| 上海 | 2017年至今 | 城区（黄浦）商业建筑需求侧管理示范项目、虚拟电厂运营项目试点等 | 商业楼宇能源管理、削峰填谷等 | 工商业负荷、储能等 | 以商业楼宇为主的虚拟电厂体系 |
| 冀北 | 2019年至今 | 冀北泛在电力物联网虚拟电厂示范工程等 | 新能源消纳、广域需求响应等 | 光伏、电采暖等 | 多主体参与 |
| 深圳 | 2022年至今 | 深圳虚拟电厂管理中心 | 需求响应、削峰填谷等 | 分布式储能、充电站等 | 接入负荷类型最全、直控资源最多、应用场景最全 |

资料来源：各省区市电网公司，国信证券经济研究所整理

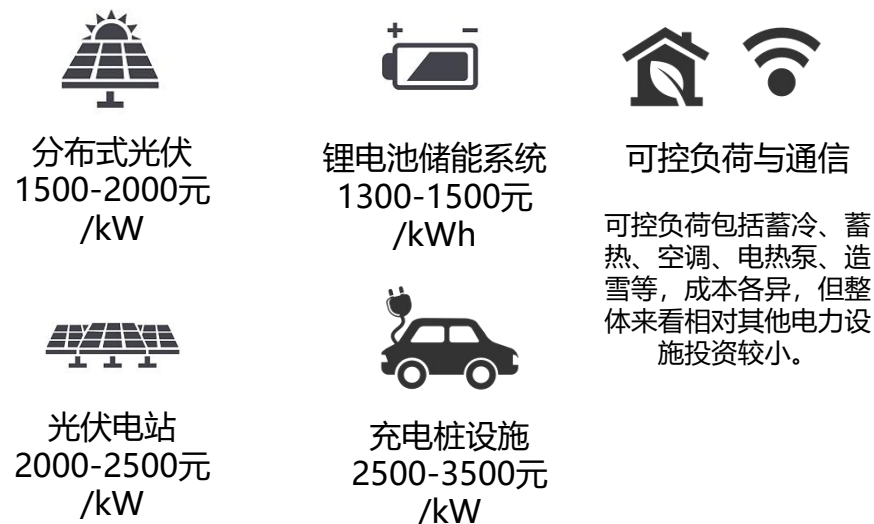
- ▶ 虚拟电厂聚合工商业、居民客户等用户侧资源参与调度响应，可以提升系统灵活调节能力，减小电力平衡压力。在电网用电高峰或低谷时段，虚拟电厂根据邀约指令或辅助服务市场交易计划安排，调用可调节负荷、储能、分布式能源等。
- ▶ 综合来看，不同配置形式的虚拟电厂建设成本各异，以分布式电源为主的，单位容量投资成本在1500-2500元/kW左右，以独立储能系统为主的，单位kWh的投资成本在1000元以上，以充电站为主的，单位kW建设成本在2000元以上；而单纯以可控负荷响应需求的，城市建筑类投资相对较小。

图8：虚拟电厂不同主体动态响应特征



资料来源：王宣元等，《虚拟电厂参与电网调控与市场运营的发展与实践》，电力系统自动化，2022，46(18):158-168，国信证券经济研究所整理

图9：虚拟电厂不同硬件建设成本



资料来源：Solarzoom、鑫椏锂电、盛弘股份，国信证券经济研究所整理并估算

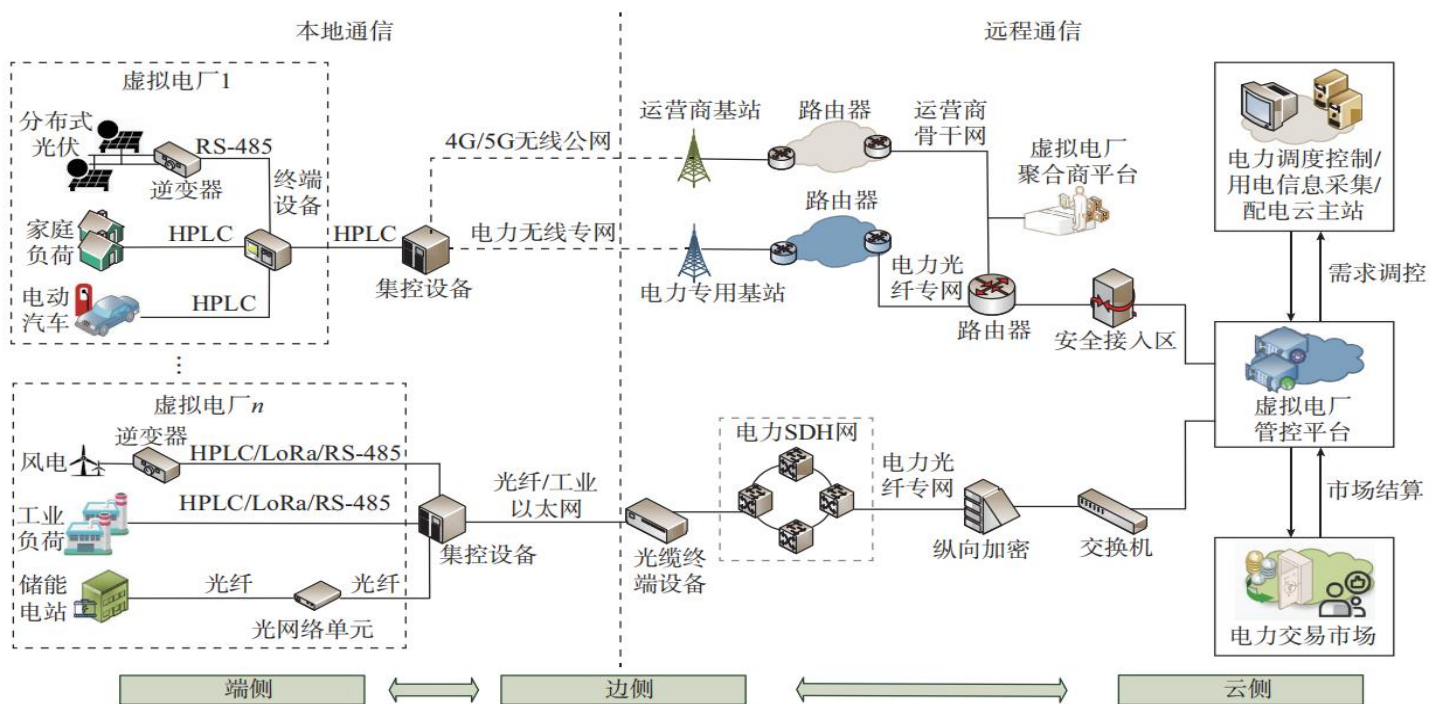
表4：关于响应能力的相关政策

| 发布时间 | 文件名称 | 虚拟电厂相关描述 |
|--------|--|--|
| 2021.5 | 《南方电网公司建设新型电力系统行动方案（2021-2030年）白皮书》 | 南方电网公司预测，“十四五”和“十五五”全社会最大负荷年均增长率不低于6.5%、3.5%。南方电网正在制定适应抽水蓄能、新型储能、虚拟电厂等新兴市场主体参与的交易机制，激励各类电力市场主体挖掘调峰、填谷资源，引导非生产性空调负荷、工业负荷、充电设施、用户侧储能等柔性负荷主动参与需求响应。到2030年，南方电网将实现全网削减5%以上的尖峰负荷。 |
| 2021.7 | 国家电网公司《构建以新能源为主体的新型电力系统行动方案（2021-2030年）》 | 扩大可调节负荷资源库。推动各省出台需求响应支持政策和市场机制，通过市场机制合理分配成本和收益。配合政府编制有序用电方案，达到最大负荷20%以上且覆盖最大电力缺口。到2025年、2030年，可调节负荷容量分别达到5900万、7000万千瓦。 |
| 2022.3 | 国家发改委、能源局印发《“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。力争到2025年，电力需求侧响应能力达到最大负荷的3%~5%，其中华东、华中、南方等地区达到最大负荷的5%左右。 |
| 2023.5 | 《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》、《电力负荷管理办法（征求意见稿）》 | 支持可调节负荷、新型储能、分布式电源、电动汽车、空调负荷等需求侧资源，以负荷聚合商或虚拟电厂等形式参与需求响应，支持地方电网、增量配电网、微电网开展需求响应。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。 |
| 2023.6 | 《新型电力系统发展蓝皮书》 | 新能源跨领域融合、负荷聚合服务、综合能源服务等贴近终端用户的新业态新模式不断涌现，分散化需求响应资源进一步整合，用户侧灵活调节和响应能力提升至5%以上，促进新能源就近就地开发利用和高效消纳。 |

资料来源：国家能源局，国家电网，南方电网，国信证券经济研究所整理并估算

- 虚拟电厂通信网络架构是以现有的电力通信网络资源为基础，融合原有的需求响应、负荷管理等业务系统，高频采集台区数据、分布式电源和电动汽车充电站监控等多源、多种类的数据。
- 虚拟电厂建设包括硬件改造与软件系统平台两部分，其中硬件部分主要用于对空调、充电桩、储能、分布式光伏等主要设备的通讯协议和采集端口改造，具体包括智能电表、采集终端、负荷控制终端、通信网关、交换机等，在虚拟电厂中扮演“神经末梢”的作用，负责信息的收集、传递、处理、计算等功能；软件系统是虚拟电厂的“大脑”，负责系统控制策略的制定以及与调度、交易系统的信息交互。

图10：虚拟电厂通信网络结构



资料来源：汪莞乔等，《虚拟电厂通信网络架构及关键技术研究展望》，电力系统自动化，2022，46(18):15-25，国信证券经济研究所整理

图11：虚拟电厂主要底层硬件



资料来源：南方电网公司，国信证券经济研究所整理

1

虚拟电厂总体介绍

2

虚拟电厂市场分析

3

虚拟电厂相关产业链

4

虚拟电厂项目案例

- 虚拟电厂的上游基础资源主要包括可调负荷、分布式电源和储能设备。中游资源聚合商主要依靠互联网、大数据等，整合、优化、调度、决策来自各层面的数据信息，增强虚拟电厂的统一协调控制能力，是虚拟电厂产业链的关键环节。产业链下游为电力需求方，由电网公司、售电公司和大用户构成。
- 虚拟电厂投资机会主要出现在上游和中游，上游中分布式电源和储能是用户侧发挥调节能力的基础设施，中游的系统平台与服务供应商和运营商是保证电厂长期稳定运行、获得持续收益的关键。

图12：虚拟电厂全产业链



资料来源：36氪，国信证券经济研究所整理

虚拟电厂市场空间测算（资本开支）

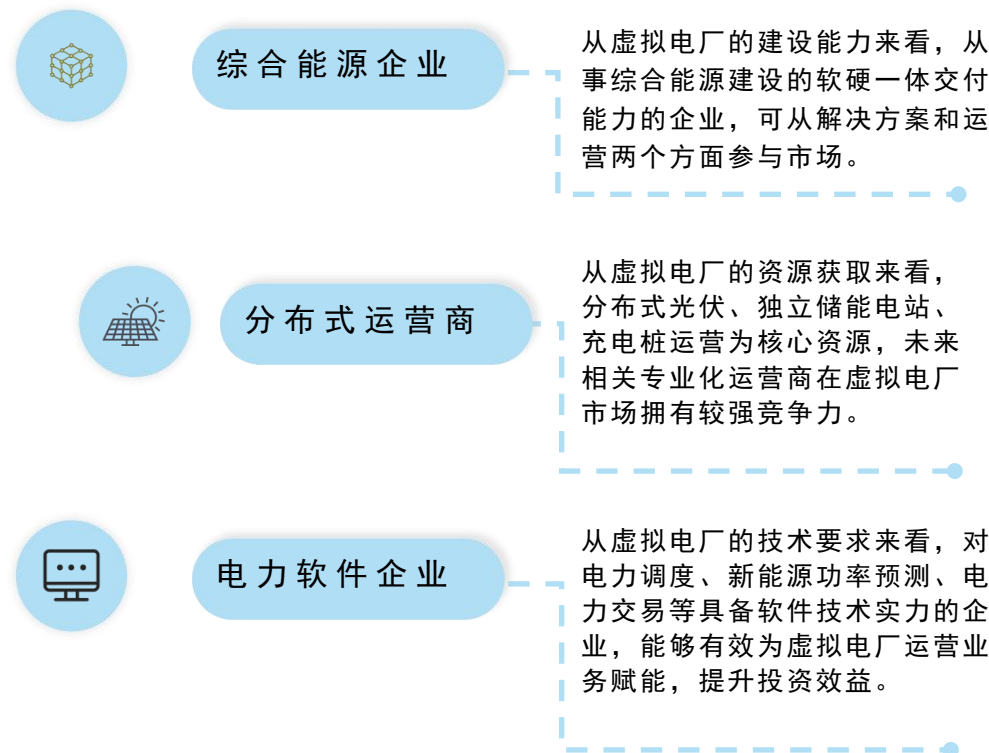
- 根据中电联和中商情报网预测，到2025年我国用电最大负荷将达到16.3亿千瓦，到2030年最大负荷将达到18.9亿千瓦。
- 建设端：根据相关文献和已有示范项目情况，考虑大规模应用后的降本，按照500元/kW建设成本（包含软硬件、含储能不含分布式光伏）、响应能力达到最大用电负荷3%-5%估计，2025年虚拟电厂改造市场空间将达到245-408亿元。
- 我们认为三类企业可能深度参与虚拟电厂的建设，并成为聚合商。首先是从事综合能源建设和服务的企业，其次是传统的分布式可再生能源运营商，第三类是电力软件企业。

表5：虚拟电厂建设端累计市场空间估算（亿元）

| 假设 | 参考值 |
|-----------|-----------|
| 2025年最大负荷 | 16.3亿千瓦 |
| 2030年最大负荷 | 18.9亿千瓦 |
| 需求侧响应能力 | 3%-5% |
| 建设成本 | 500元/kW |
| 2025年市场空间 | 245-408亿元 |
| 2030年市场空间 | 284-473亿元 |

资料来源：中电联，国家电网，国信证券经济研究所预测整理

图13：虚拟电厂聚合商参与企业类型



资料来源：中电联，国信证券经济研究所预测整理

运营端：通过参与各类电力交易获得持续收益

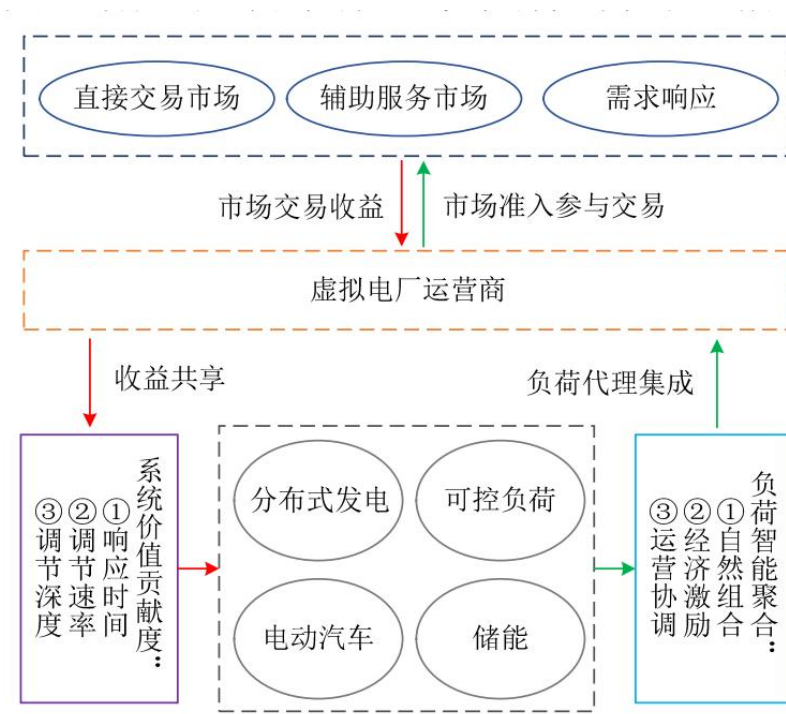
- ▶ 以分布式电源、可调负荷或储能为主的虚拟电厂，可以通过市场化的方式响应系统运行中的各类调节需求。从当前交易类型看，我国虚拟电厂可参与的交易类型包括调峰辅助服务、需求侧响应等；从远期看，可参与的交易类型还包括电力现货、中长期交易、调频/调压辅助服务、金融衍生品等。从我国虚拟电厂当期可参与的交易品种看，需求侧响应具有较高的单位价值量。
- ▶ 虚拟电厂运营商通过参与各类电力交易获取额外收益，而对于虚拟电厂下属各类用电用户通过与其他用户聚合可以降低综合用能成本。

表6：虚拟电厂参与电力市场交易品种

| 时期 | 市场交易品种 | | 虚拟电厂参与优势 |
|------|---------------------|--------------|--|
| 当期品种 | 峰谷电价 | 0.7-1元/kWh | |
| | 调峰辅助服务 | 0.1-0.2元/kWh | 具有较强的调节能力，可发挥虚拟电厂中的源、荷、储等各类单元特性，以市场化手段适应不同的系统需求。 |
| | 需求侧响应 | 2-5元/kWh | |
| | 备用替代调峰 | - | |
| 远期品种 | 中长期双边、集中交易 | 参考市场化电价 | 与其他市场主体相比除具有调节能力外，还具有互补、消除波动性、协调优化等优势 |
| | 合同转让交易 | - | 与传统火电企业相比具有边际成本优势，与新能源发电企业相比具有调节和预测优势 |
| | 现货交易 | 参考市场化电价 | 具有较强的调节能力，最大程度优化交易和执行空间 |
| | 调频、调压等辅助服务 | - | 可协调发挥多种参与单元的快速响应优势 |
| | 绿证交易、金融交易、基于区块链的交易等 | - | 利用调节和更好的预测能力获取市场优势，利用区块链去中心化，智能合同等开展市场化交易 |

资料来源：李淑静等，《虚拟电厂关键技术及参与电力市场模式设计研究》，电测与仪表，2022，59(12):33-40，国信证券经济研究所整理

图14：虚拟电厂电力交易体系



资料来源：王宣元等，《泛在电力物联网下虚拟电厂运营机制及关键技术》，电网技术，2019，43(09):3175-3183，国信证券经济研究所整理

虚拟电厂市场空间测算（运营收益）

- 虚拟电厂的运营收益可以分为两种情况：一、投资建设运营（重资产）；二、聚合商（轻资产）。
- 投资建设运营：虚拟电厂的核心负荷来自分布式电源和储能，因此可根据所在地区投资分布式电源或者储能的经济性指标来测算。
- 聚合商是轻资产运营模式，通过与存量的分布式电力、储能、电动车充电站或者其他可控负荷签署协议，将对方的负荷资源纳入统一的软件平台进行调度和结算。其经济性取决于双方商务协商的结果。
- 企业自主投资的分布式光伏、工商业储能和充电桩，如果加入虚拟电厂后，可以在原来峰谷套利模式和可再生能源发电的收益的基础上，额外获得响应尖峰负荷的收益，同时将这部分收益与虚拟电厂的运营方进行分享。

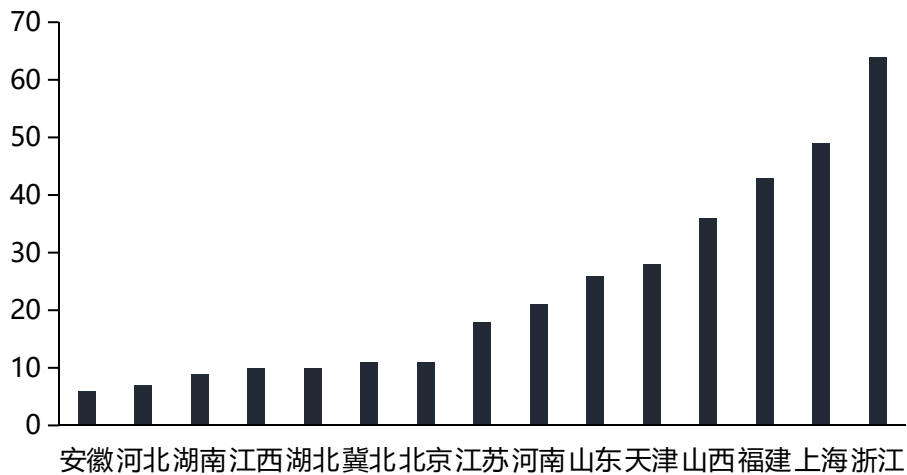
图15：虚拟电厂运营端收益模式

| | 自投分布式光伏 | 自投储能 | 自投充电站 | 自有负荷 | 虚拟电厂聚合商 |
|----------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------------|
| 基础业务 全投资IRR | 自发自用 余量上网 5-9% | 峰谷套利 5-9% | N.A. | N.A. | |
| 虚拟电厂 响应收益 | 收益在原业务基础 上增加5-10% | 收益在原业务基础 上增加5-20% | 单次度电响应收 费2-5元/kWh | 单次度电响应收费 2-5元/kWh | 在增量收益上，与 投资商协商利益分 享机制 |

资料来源：分时电价政策数据来自河南发改委，国信证券经济研究所整理与测算

- 根据运营端：仅考虑负荷侧响应，度电补贴按照3元/kWh考虑，95%以上尖峰负荷时长按照50h估计，则2030年负荷侧响应补贴市场空间将达到142亿元。实际上，远期运营端通过参与辅助服务、容量服务、现货交易等方式收益预计高于上述估算值。

图16：2021年我国部分地区95%以上尖峰负荷持续时间



资料来源：中国电科院，国信证券经济研究所整理

表7：虚拟电厂市场空间：运营端

| 假设 | 参考值 |
|-----------|----------|
| 2025年最大负荷 | 16.3亿千瓦 |
| 2030年最大负荷 | 18.9亿千瓦 |
| 需求侧响应能力 | 3%-5% |
| 年度尖峰负荷时长 | 50h |
| 补贴标准 | 3元/kWh |
| 2030年市场空间 | 85-142亿元 |

资料来源：中电联，国家电网，国信证券经济研究所整理

1

虚拟电厂总体介绍

2

虚拟电厂市场分析

3

虚拟电厂相关产业链

4

虚拟电厂项目案例

- 虚拟电厂相关上市公司根据涉及的主要业务环节可分为硬件与基础设施、软件平台、建设及运营三大类。硬件及基础设施类公司负责智能电表、智能用电信息采集终端、智能网关、传感器等各类一次设备的生产销售；软件平台类公司负责虚拟电厂系统平台建设，在软件开发方面具有较强实力；建设与运营类公司负责虚拟电厂项目EPC和后端运营，主要扮演运营商的角色。
- 随着虚拟电厂行业需求迎来拐点，相关上市公司正在补足能力短板，未来有望形成一批兼备软硬件开发制造能力和运营能力的建设-运营一体化企业。

表8：虚拟电厂产业链相关上市公司整理

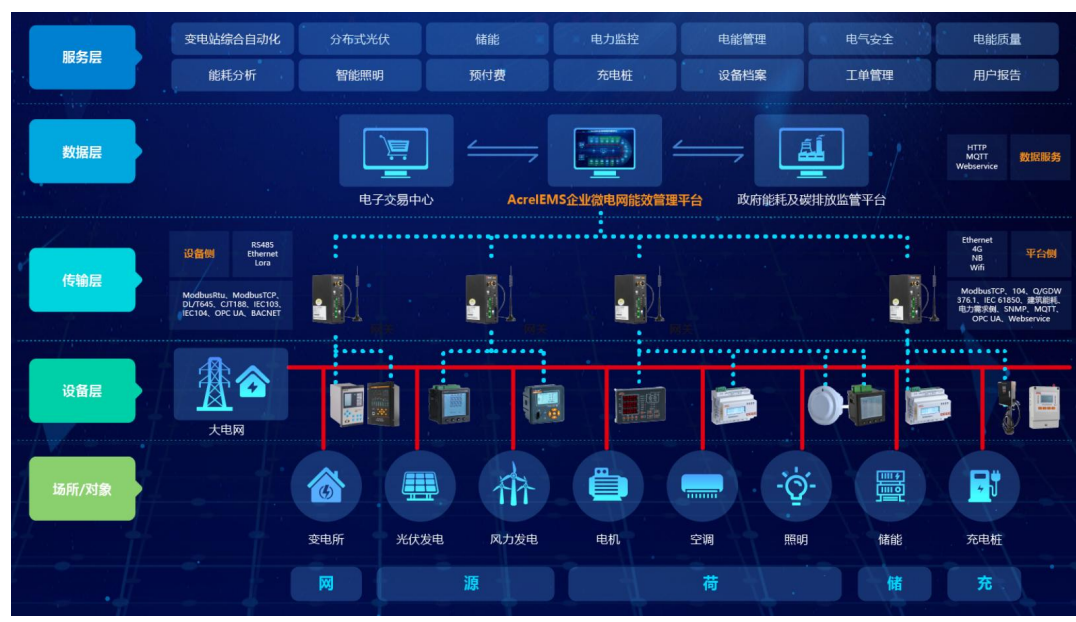
| 所属环节 | 上市公司名称 | 虚拟电厂相关业务概况 |
|----------|--------|---|
| 硬件与基础设施类 | 安科瑞 | 能效管理产品及系统、企业微电网、电量传感器 |
| | 炬华科技 | 智能电表、采集终端、传感器 |
| | 海兴电力 | 智能电表、智能用电终端、智能网关、一二次融合成套设备、智能配电终端等 |
| | 林洋能源 | 智能电表、用电信息采集系统 |
| | 威胜信息 | 智能电表、感知技术、通信技术 |
| 软件平台类 | 国能日新 | 虚拟电厂智慧运营管理系统、虚拟电厂运营业务 |
| | 东方电子 | 建成全国首个区域级虚拟电厂平台 |
| | 朗新科技 | 构建自有的能源互联网平台、开展能源需求侧的服务和运营 |
| | 恒实科技 | 目前正在构建虚拟电厂交易运营平台、公司南方总部未来将聚焦于深圳区域的虚拟电厂业务发展 |
| | 国网信通 | 打造“源网荷储充”一体化运营平台 |
| | 国电南瑞 | 首套省级虚拟电厂运营管控系统 |
| | 南网科技 | 公司推出的“源网荷储智慧联动平台”应用于省级调度侧虚拟电厂平台、园区级虚拟电厂项目等场景。 |
| 建设与运营类 | 苏文电能 | EPCO一站式供用电服务商 |
| | 泽宇智能 | 电力咨询设计、系统集成、工程施工及运维的一站式智能电网综合服务商 |
| | 南网能源 | 为客户能源使用提供诊断、设计、改造、综合能源项目投资及运营维护等一站式综合节能服务 |
| | 芯能科技 | 公司在2021年建成“网荷光储充智能微网”小型分布式虚拟电厂 |

资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

安科瑞：微电网系统解决方案龙头，深耕用户侧多年有望迎来收获

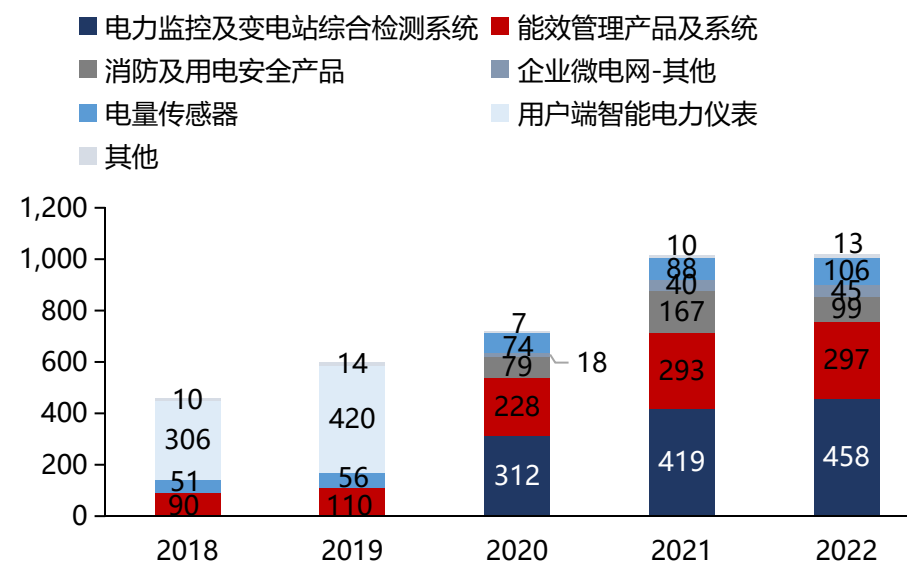
- 公司主要从事于中低压企业微电网能效管理所需的设备和系统的研发、生产、销售及服务，是一家硬件生产与软件开发相结合的高新技术企业与软件企业。公司产品包括企业微电网能效管理系统及产品和电量传感器等，从电量传感器、电力测控与保护装置到边缘计算网关、云平台，形成了“云-边-端”完整的产品生态体系。
- 2022年，公司推出AcrelEMS能效管理平台（EMS2.0）实现产品平台化，打破信息孤岛、实现互联互通；EMS3.0在EMS2.0平台的基础上并入光储充平台，真正实现源网荷储充一体化柔性控制。目前，EMS 3.0平台已完成产品研发架构，功能正在逐步完善。
- 2022年公司企业微电网相关产品和系统收入达到9.00亿元，占公司营收占比达到88.4%，公司综合销售毛利率达到46.2%。

图17：公司EMS能效管理系统平台结构



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

图18：公司历年营业收入结构（单位：百万元）

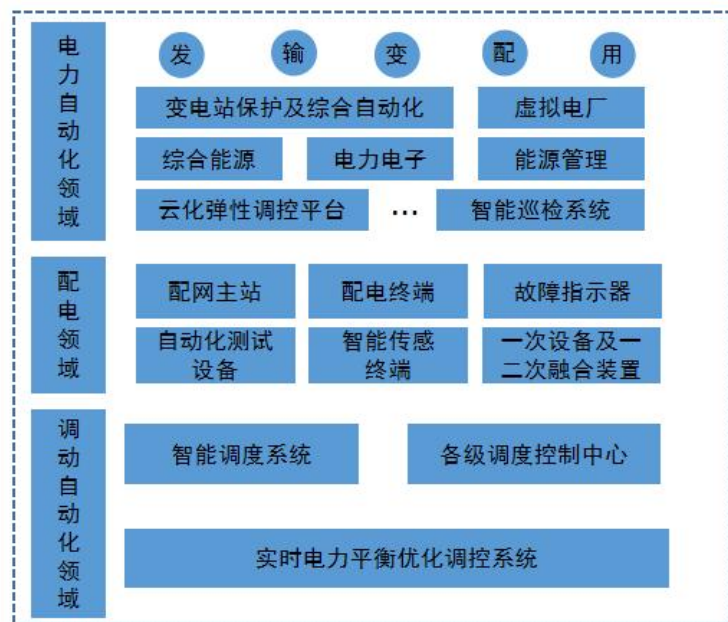


资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

东方电子：南网区域调度系统龙头，建成全国首个区域级虚拟电厂

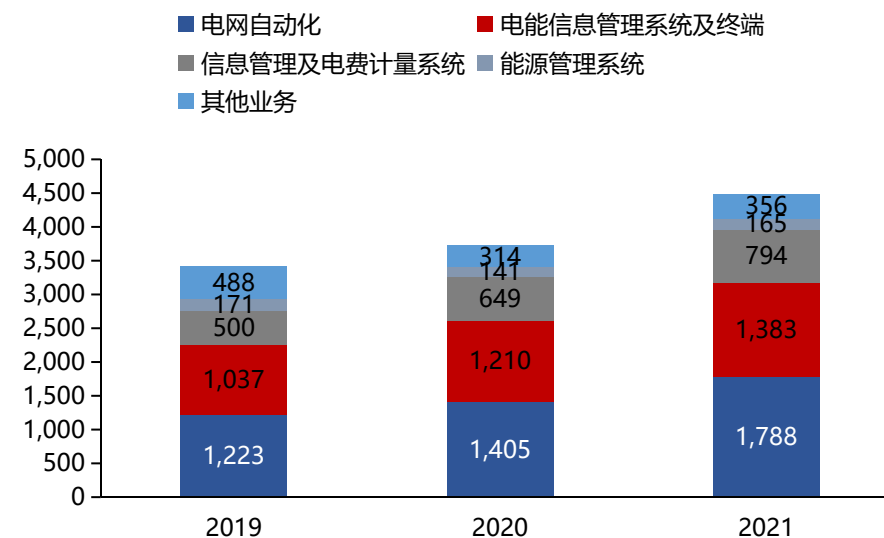
- 公司于20世纪80年代初进入电力自动化领域，不断推动信息技术在行业的应用。历经数十年发展，公司及旗下子公司的产品体系已覆盖智能电网“发、输、变、配、用”电全环节，培育出调度自动化、变电站智能辅助监控系统、配电自动化、虚拟电厂、综合能源等产品和解决方案，在电力行业“源-网-荷-储”等环节形成完整的产业链布局。
- 公司已完成国内规模最大的南方电网虚拟电厂建设和上线市场化运营，是全国首个区域级虚拟电厂；参与国网湖北综合能源公司虚拟电厂建设，并完成虚拟电厂业务的区块链能力引擎研发和应用。公司“粤能投”虚拟电厂管理平台项目被授予中国电力技术市场2022年综合智慧能源优秀示范项目奖牌。

图19：公司主要业务及产品



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图20：公司历年营业收入结构（单位：百万元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

国能日新：新能源功率预测龙头，依托技术优势快速布局虚拟电厂

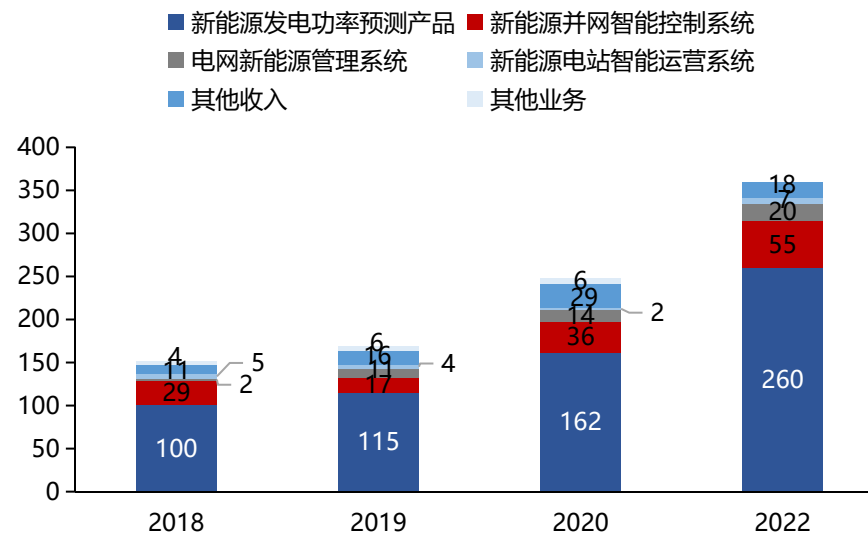
- 公司是服务于新能源行业的软件和信息技术服务提供商，主要面向电力市场主体提供新能源信息化产品及相关服务，产品主要以新能源发电功率预测产品为核心，以新能源并网智能控制系统、电网新能源管理系统为辅助，以电力交易、智慧储能、虚拟电厂相关创新产品为延伸和拓展。公司的产品和服务已实现覆盖新能源电力管理“源、网、荷、储”的各个环节，实现客户对新能源电力“可看见、可预测、可调控”的管理要求。
- 公司目前在虚拟电厂业务方面主要以虚拟电厂智慧运营管理系统和虚拟电厂运营业务两种方式进行。2022年6月，公司设立控股子公司国能日新智慧能源（江苏）有限公司，重点拓展虚拟电厂运营业务。
- 2023年7月公司发布《向特定对象发行A股股票预案》，公司拟募集资金不超过8.64亿元用于微电网及虚拟电厂综合能源管理平台、多应用场景下电力交易辅助决策管理平台、新能源数智一体化研发平台建设。

图21：公司主要业务和产品示意图



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图22：公司历年营业收入结构（单位：百万元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

恒实科技：虚拟电厂先行者，重点布局南方区域

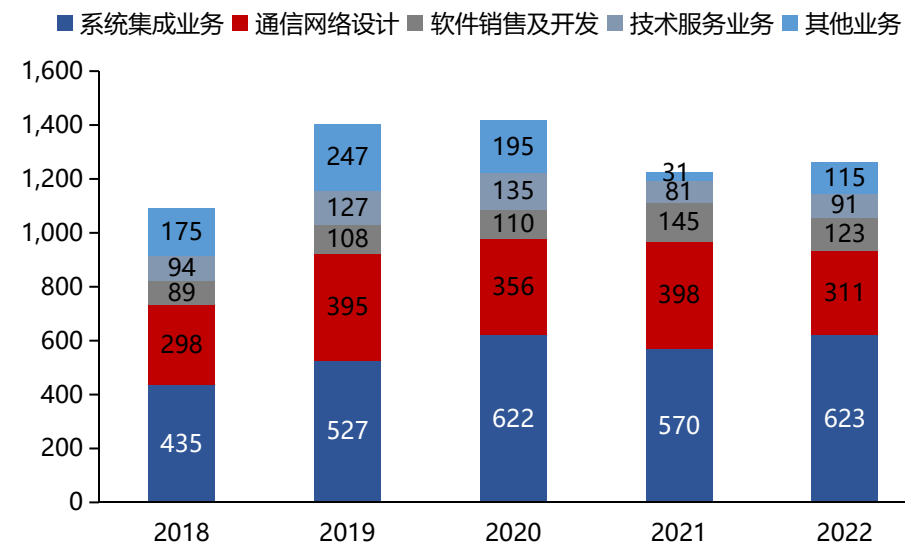
- 公司是国内领先的数字能源、通信技术服务及智能物联应用解决方案提供商及运营商，致力于用先进的物联网大数据技术为电力、通信、城市管理和农业等基础行业实现数字化转型升级提供全方位的服务支撑。
- 公司在虚拟电厂领域未来规划的身份是能源聚合商、平台与技术提供商和运营商，已在冀北、湖南、深圳等省市落地实施了虚拟电厂项目。公司目前正在构建虚拟电厂交易运营平台，截止2022年末，项目已完成立项、技术研究、开发及测试工作。
- 2023年2月，公司成立了全资子公司深圳恒实盛景科技有限责任公司，定位为公司的南方总部。在数字能源板块，南方总部将聚焦于深圳区域的虚拟电厂业务发展，积极参与建设深圳区域园区及商业楼宇综合能源系统和深圳的负荷侧虚拟电厂。

图23：公司主要业务与产品



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图24：公司历年营业收入结构（单位：百万元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

朗新科技：能源数字化/互联网领军企业，客户资源丰富



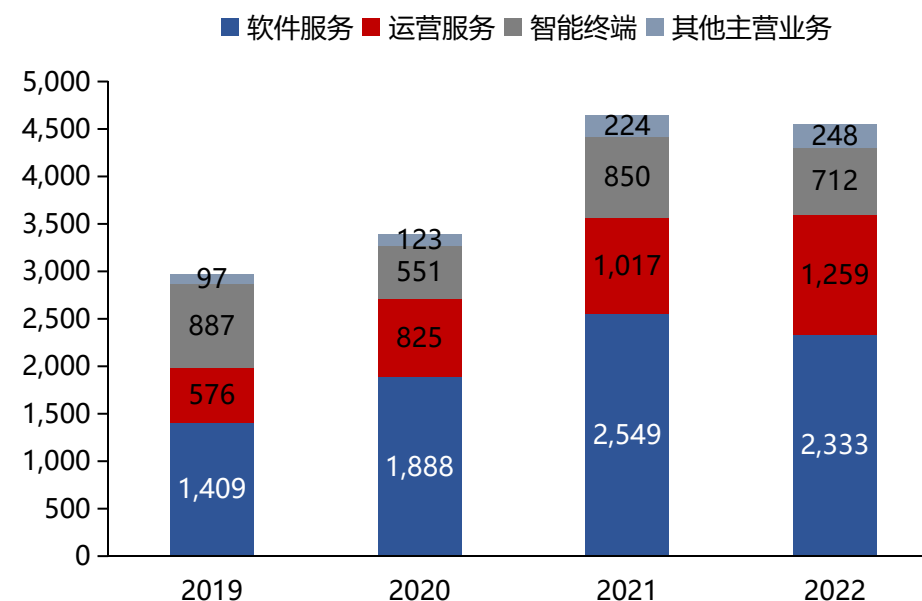
- 朗新科技是能源行业领先的科技企业，一直服务于电力能源消费领域，以B2B2C的业务模式，聚焦“能源数字化+能源互联网”双轮驱动发展战略。一方面，公司深耕能源行业，通过完整的解决方案，帮助国家电网、南方电网、能源集团等客户实现数字化升级，沉淀中台能力和平台产品，助力新型电力系统建设；另一方面，公司通过构建自有的能源互联网平台，携手战略合作伙伴，开展能源需求侧的服务和运营，通过聚合分布式光伏、电动汽车、中小工商业、居民端等需求侧资源，为终端用户构建多种能源服务新场景，实现电力能源的供需互动和资源优化配置，促进终端能源消费电气化和电力市场化的发展。
- 2022年公司能源运营业务全面推进并取得高速发展，通过分布式光伏电站、充电桩、储能、工商业客户等资源聚合，参与多省的市场化售电、电力辅助服务及需求侧响应、绿电聚合交易，截至2022年底，公司已在十几个省份获得售电牌照，并在江苏、四川、广东、深圳等省市获得需求响应或虚拟电厂资质，年度电力交易合约突破2.3亿度，签约参与聚合调度的容量超75MW，聚合绿电交易的光伏电站超820座。

表9：公司主要业务

| 主要业务 | 主要内容 | | |
|--|-----------|--|----------------------|
| 能源数字化 | 燃气行业 | 为华润燃气、中国燃气等大型燃气企业提供核心系统解决方案 | |
| | 电力能源行业 | 物联采集平台、负荷管理平台、营销大数据、电网充电桩代运营、营销业务运营、综合能源运营等 | |
| 能源互联网 (正在开展市场化售电、绿电交易、需求响应、光储充一体化等业务实践) | 能源供给端 | “新耀光伏云平台”为分布式光伏电站等提供软件产品和SaaS服务，提高电站发电效率，实现降本增效 | |
| | 能源需求端 | 家庭能源消费领域 | 通过与支付宝等入口合作，构建生活缴费场景 |
| | | 车主能源消费领域 | 打造聚合充电服务平台“新电途” |
| | 工商业领域 | 公司以能源物联网平台和大数据分析技术为支撑，通过为社区园区、工商业客户提供能耗监测、能源管理、智慧节能等平台或系统，提高客户用电效率 | |
| 智能终端业务 | 互联网电视智能终端 | | |

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图25：公司历年营业收入结构（单位：百万元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

南网科技：电网智能化综合服务商，源网荷储平台满足各类需求

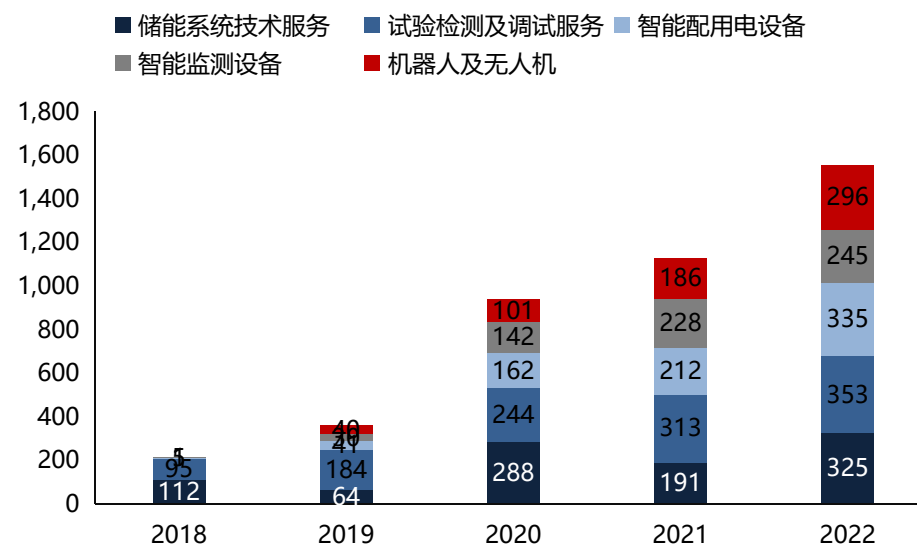
- 公司是南方电网公司旗下唯一科技和产品类上市公司，公司以电源清洁化和电网智能化为主线发展主营产品，为适应新型电力系统的发展方向，公司逐步发展出技术服务和智能设备的两大业务体系。
- 公司依托强大的研发实力、深厚的技术积淀和完整的软硬件产品序列，围绕电力生产构建源网荷储智慧联动平台，打通能源产供储销环节，服务电网调度机构实施灵活性资源调控，助力工商业园区开展能量管理并参与电力市场。公司可面向不同客户提供平台级、终端级、资源级产品及服务。
- 截至目前，公司的源网荷储智慧联动平台已应用于省级调度侧虚拟电厂平台、园区级虚拟电厂、新能源车充换电平台等场景。

图26：公司源网荷储智慧联动平台系列产品及服务



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图27：公司历年营业收入结构（单位：百万元）

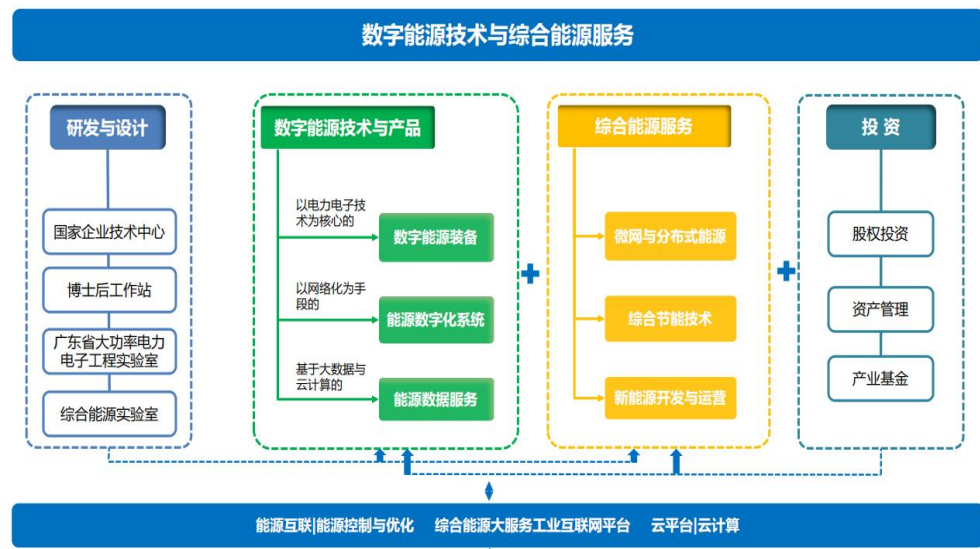


资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

智光电气：软硬件产品兼备，综合能源业务布局多年

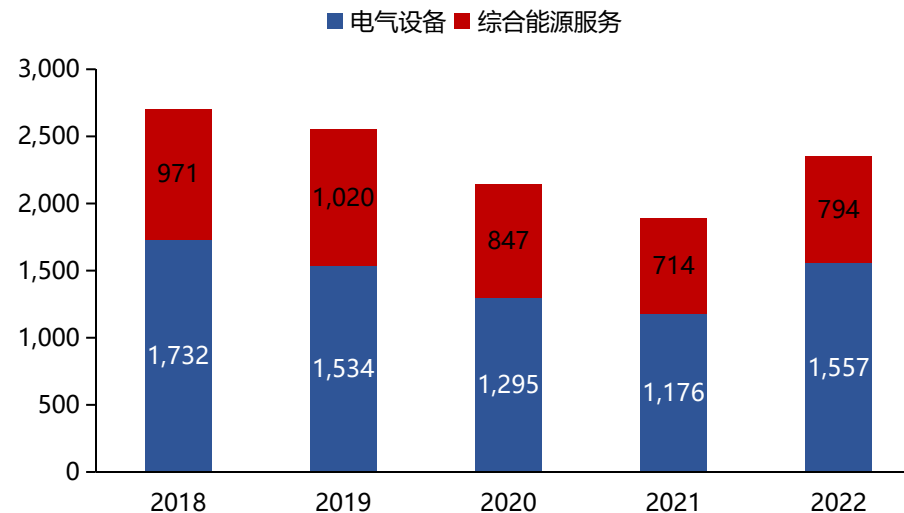
- 公司主营业务为数字能源技术与产品和综合能源服务两大类，同时公司将战略投资及产业投资打造为重要的业务之一。“十四五”期间，公司计划以储能规模化发展为重点，以综合能源技术引领为核心，以战略、产业投资为推动，致力于打造“产品+服务+投资”的可持续性发展模式，努力使公司成长为具有领先地位的数字能源技术与综合能源服务提供商。
- 公司在综合节能服务、电力设施运维、电力工程建设、电力销售、光伏新能源等业务领域深耕发展；构建了以华跃电力为核心的总承包平台、以广州智光用电服务为核心的工程施工平台、以智有盈为核心的运维平台，实现业务的全面平台化升级。
- 公司未来将以微网与分布式能源开发、新能源电站开发、综合节能技术、分布式储能等为业务抓手，通过为各类园区与聚合型客户提供综合能源服务，并在此基础上探索虚拟电厂业务商业模式。

图28：公司主营业务结构图



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图29：公司历年营业收入结构（单位：百万元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

1

虚拟电厂总体介绍

2

虚拟电厂市场分析

3

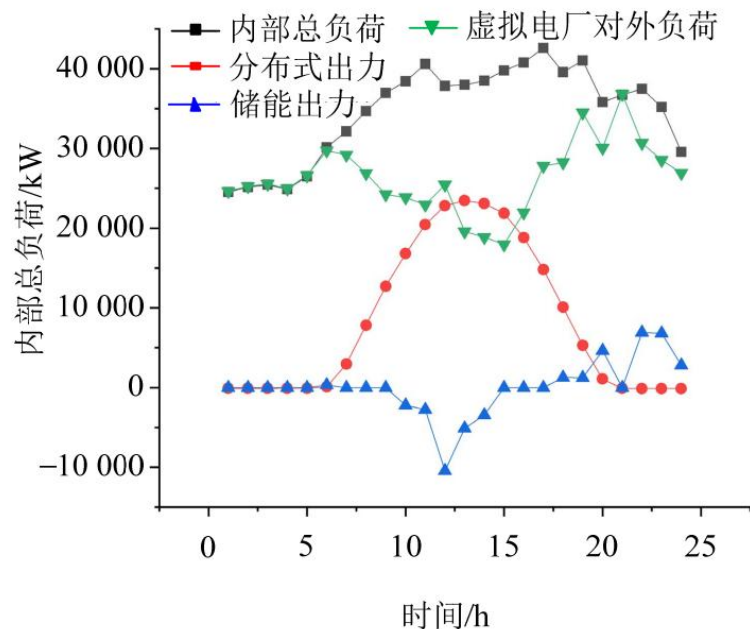
虚拟电厂相关产业链

4

虚拟电厂项目案例

- 虚拟电厂各参与主体在虚拟电厂的统一代理运营下，内部分布式机组、储能可为负荷供应电能，同时储能和柔性负荷可通过需求侧响应提供辅助服务。通过虚拟电厂统一运营，实现了削峰填谷的作用，并且典型日内各类主体参与虚拟电厂后其收益均增加，虚拟电厂运营商也可获得相应收益。
- 采用虚拟电厂运营模式后，虚拟电厂运营商及组成单元单日电力交易增量净收入4.73万元，按照每年200天参与辅助服务估计，全年电力交易净收入946万元。光伏、储能和系统投资估算合计0.4亿元，投资回收期约为4.5年。

图30：虚拟电厂典型日运行情况



资料来源：王宣元等，《泛在电力物联网下虚拟电厂运营机制及关键技术》，电网技术，2019，43(09):3175-3183，国信证券经济研究所整理

表10：虚拟电厂运营前后主体成本、收益对比（万元）

| 主体类型 | 传统模式 | | 虚拟电厂统一运营模式 | |
|---------|-------|------|------------|-------|
| | 成本 | 收益 | 成本 | 收益 |
| 分布式电源 | 0.00 | 6.88 | 2.10 | 11.47 |
| 柔性负荷 | 49.10 | 0.00 | 44.23 | 5.91 |
| 储能 | 0.00 | 0.00 | 0.76 | 1.25 |
| 虚拟电厂运营商 | 0.00 | 0.00 | 42.48 | 44.23 |

资料来源：王宣元等，《泛在电力物联网下虚拟电厂运营机制及关键技术》，电网技术，2019，43(09):3175-3183，国信证券经济研究所整理

虚拟电厂收益分析：案例二

- 考虑区域级大型虚拟电厂，假设接入各类响应能力200万千瓦，则总建设成本5.36亿元（包括储能建设成本2.46亿元），年运行维护开支0.2亿元。
- 按照提取代理服务费、赚取调频服务费两种方式核算，年收益为1.255亿元，考虑年运行维护成本0.2亿元，投资回收期为5.08年。

表11：虚拟电厂投资费用测算

| 序号 | 费用类型 | 单价 | 数量 | 小计 (亿元) |
|----|----------------|------------|----------|---------|
| 1 | 平台建设费 | 500万元/套 | 1套 | 0.05 |
| 2 | 工业企业日前级资源接入与监测 | 0.01万元/千瓦 | 150万千瓦 | 1.5 |
| 3 | 工业企业小时级资源接入与监测 | 0.02万元/千瓦 | 30万千瓦 | 0.6 |
| 4 | 商业分钟级资源接入与监测 | 0.05万元/千瓦 | 15万千瓦 | 0.75 |
| 5 | 储能建设 | 0.18万元/千瓦时 | 13.69万千瓦 | 2.46 |
| 合计 | | | | 5.36 |

资料来源：中国电科院，国信证券经济研究所整理

注：（储能建设容量，按照最大调频容量5万千瓦，年均运行小时数1000小时计算，平均每天的放电能力需要达到5万千瓦*（1000小时/365天）=13.69万千瓦时/天）

表12：虚拟电厂投资收益测算

| 序号 | 收益类型 | 响应容量 (万千瓦) | 单价 (元/千瓦时) | 单次响应时长 | 响应次数 | 提成比例 | 小计 (亿元) |
|----|------------------|------------|------------|--------|------|------|---------|
| 1 | 日前级资源 (传统需求响应市场) | 150 | 4 | 4小时 | 10 | 20% | 0.48 |
| 2 | 小时级资源 (传统需求响应市场) | 30 | 8 | 2小时 | 10 | 20% | 0.096 |
| 3 | 分钟级资源 (传统需求响应市场) | 15 | 15 | 1小时 | 10 | 20% | 0.045 |
| 4 | 基于调峰辅助服务市场的互动收益 | 60 | 0.2 | 8小时 | 200 | 20% | 0.384 |
| 5 | 调频服务 | 5 | 0.5 | 1000 | 1 | 100% | 0.25 |
| 合计 | | | | | | | 1.255 |

资料来源：中国电科院，国信证券经济研究所整理

虚拟电厂收益分析：案例三

- 根据《2023年四川省电力需求侧市场化响应实施方案》，考虑某区域级虚拟电厂A参与需求侧响应。虚拟电厂A在日前中标响应容量10万千瓦、出清价格2元/千瓦时、响应时段为：15:00-16:00、16:00-17:00、17:00-18:00。假设虚拟电厂A在当日三个时段实际响应负荷分别为15万千瓦、10万千瓦、6万千瓦，则预计响应收益为51.4万元。
- 根据四川省要求，市场主体要形成四川电网最大用电负荷5%左右的需求侧市场化响应能力。根据四川电网公司测算，通过供给侧的方式削减这5%的高峰负荷，电厂及配套电网建设投入约为400亿元，但是达到同等效果建设用户侧储能仅需投入约100亿元，实施需求侧响应仅需约10亿元/年。

表13：需求侧响应收益测算

| 响应时段 | 实际响应负荷 | 有效响应容量 | 响应费用 | 考核费用 | 响应收益 |
|-------------|--------|--|--------------------------------|---|----------------------|
| 15:30-16:00 | 15万千瓦 | 13万千瓦 中标响应容量10万千瓦 *110%+ (实际响应负荷15万千瓦-中标响应容量10万千瓦*110%) *0.5 | 26万元 有效响应容量13万千瓦*1小时*2元/千瓦时 | 0 | 26万元 (响应费用-考核费用) |
| 16:00-17:00 | 10万千瓦 | 10万千瓦 | 20万元 有效响应容量10万千瓦*1小时*2元/千瓦时 | 0 | 20万元 (响应费用-考核费用) |
| 17:00-18:00 | 6万千瓦 | 6万千瓦 | 12万元 有效响应容量6万千瓦*1小时*2元/千瓦时 | 6.6万元 (中标响应容量10万千瓦*90%-有效响应容量6万千瓦) *1.1*2元/千瓦时 | 5.4万元 (响应费用-考核费用) |
| 合计 | | | 58万元 | 6.6万元 | 51.4万元 |

数据来源：《2023年四川省电力需求侧市场化响应实施方案》，国网四川电力，国信证券经济研究所整理

相关公司估值表

表14：相关公司估值表（2023年7月26日收盘价）

| 公司代码 | 公司名称 | 投资评级 | 收盘价 | EPS | | | PE | | |
|-----------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | | | 2022A | 2023E | 2024E | 2022A | 2023E | 2024E |
| 300286.SZ | 安科瑞 | - | 31.15 | 0.79 | 1.23 | 1.73 | 39 | 25 | 18 |
| 300360.SZ | 炬华科技 | - | 17.20 | 0.94 | 1.14 | 1.47 | 19 | 15 | 12 |
| 603556.SH | 海兴电力 | - | 25.24 | 1.36 | 1.62 | 1.96 | 19 | 16 | 13 |
| 601222.SH | 林洋能源 | - | 7.80 | 0.42 | 0.56 | 0.77 | 19 | 14 | 10 |
| 688100.SH | 威胜信息 | - | 27.83 | 0.80 | 1.05 | 1.36 | 35 | 27 | 20 |
| 301162.SZ | 国能日新 | - | 73.51 | 0.95 | 0.97 | 1.27 | 109 | 76 | 58 |
| 000682.SZ | 东方电子 | - | 9.48 | 0.33 | 0.43 | 0.56 | 29 | 22 | 17 |
| 300682.SZ | 朗新科技 | - | 21.74 | 0.48 | 0.88 | 1.19 | 46 | 25 | 18 |
| 300513.SZ | 恒实科技 | - | 13.35 | 0.10 | 0.23 | 0.35 | 136 | 58 | 38 |
| 600131.SH | 国网信通 | - | 17.63 | 0.67 | 0.82 | 0.96 | 26 | 22 | 18 |
| 600406.SH | 国电南瑞 | - | 23.92 | 0.96 | 0.93 | 1.09 | 30 | 26 | 22 |
| 688248.SH | 南网科技 | - | 33.53 | 0.36 | 0.88 | 1.45 | 92 | 38 | 23 |
| 300982.SZ | 苏文电能 | - | 47.80 | 1.50 | 2.29 | 3.05 | 38 | 21 | 16 |
| 301179.SZ | 泽宇智能 | - | 28.17 | 1.72 | 1.28 | 1.70 | 30 | 22 | 17 |
| 003035.SZ | 南网能源 | - | 6.70 | 0.15 | 0.22 | 0.33 | 46 | 30 | 20 |
| 603105.SH | 芯能科技 | - | 16.12 | 0.38 | 0.52 | 0.68 | 42 | 31 | 24 |

资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理 注：均采用Wind一致预测

- 一、电力市场改革进度不及预期。
- 二、新能源装机增速不及预期。
- 三、各地虚拟电厂政策支持力度不及预期。
- 四、经济增速、用电量增速不及预期造成虚拟电厂需求不达预期。
- 五、行业竞争加剧，盈利水平不达预期。

| 国信证券投资评级 | | |
|----------|----|----------------------------|
| 类别 | 级别 | 定义 |
| 股票投资评级 | 买入 | 预计6个月内，股价表现优于市场指数20%以上 |
| | 增持 | 预计6个月内，股价表现优于市场指数10%-20%之间 |
| | 中性 | 预计6个月内，股价表现介于市场指数±10%之间 |
| | 卖出 | 预计6个月内，股价表现弱于市场指数10%以上 |
| 行业投资评级 | 超配 | 预计6个月内，行业指数表现优于市场指数10%以上 |
| | 中性 | 预计6个月内，行业指数表现介于市场指数±10%之间 |
| | 低配 | 预计6个月内，行业指数表现弱于市场指数10%以上 |

分析师承诺

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、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意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。



国信证券

GUOSEN SECURITIES

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路125号国信金融大厦36层

邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路1199弄证大五道口广场1号楼12楼

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街6号国信证券9层

邮编：100032