下载日志已记录，仅供内部参考

新型电力系统专题之电力交易概览

电改持续深化，催生多重业务机遇

行业研究·行业投资策略

电力设备新能源·电力设备

投资评级：优于大市

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

联系人：王喆萱

wangzhexuan@guosen.com.cn

下载日志已记录，仅供内部参考

摘要

◆ **新能源装机持续增长，功率预测服务市场持续扩容**

“十四五”以来，我国新能源装机保持较快增长，截至2025年底，风电， 光伏占发电装机容量占比高达45%；2025年，风电、光伏发电量占比高达22%。根据《新型能源体系建设“十五五”规划》，预计2030年我国电力装机规模将达到5400GW，其中，新能源装机比重超过50%、将成为我国电力装机主体。功率预测通过对新能源发电进行提前量化预测，为电网应对波动提供参考依据以及时间窗口，是新能源渗透率持续提升背景下的必备工具；同时也是电力交易的前置条件。当前我国功率预测主要用于集中式新能源场站，而随着分布式新能源装机的增长，分布式配套功率预测也成为趋势。人工智能算法将在数据处理、模型构建、预测优化等方面进一步赋能功率预测。功率预测市场采用类SAAS收费模式，需求同时来自存量和增量装机。我们预计，2030年我国新能源功率预测服务费市场空间达到16.9亿元，26-30年CAGR达到24%。

◆ **电力市场化改革持续深化，催生“数据-策略-解决方案”新需求**

2015年“9号文”的发布吹响我国电改的号角，十余年来我国持续推动电力市场化改革，而上网电价作为电改的核心持续深化；2025年“136号文”的发布推动新能源上网电量全面入市，同时施行新老划断；而市场化改革范围从上网电价进一步拓展至辅助服务、容量市场等方面。十余年来，我国电力市场化交易规模持续扩大，2026年1-5月市场化交易电量占全社会用电量比例达到73%，且现货交易占比稳健提升。通过中长期交易+现货交易的模式，可以实现电力系统实时资源优化配置、促进新能源消纳、提升系统调节能力并正确引导投资。电力交易催生从数据到交易策略再到解决方案的多类型需求。除发电侧外，我国持续鼓励和推动用户侧和储能侧参与电力系统平衡和市场化交易，其中用户侧从被动的价格接受者变为市场参与者，储能侧未来在电能量、辅助服务和容量服务等方面将发挥重要作用。

◆ **虚拟电厂将成为未来电力市场重要主体，算电协同助力算力产业快速发展**

传统的电力系统运行架构为“源随荷动”，各类电源接受电网统一调度，各类用户根据自身需求自主决策用电行为。虚拟电厂推动电力系统转向“源荷互动”在用户侧将可控负荷、储能、分布式能源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干预虚拟电厂用电行为，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。虚拟电厂对于缓解电力供需矛盾、促进新能源消纳具有重要意义，是未来电力系统中重要的调节资源。2024年以来，我国政策端持续发力，推动算电协同发展，助力算力产业和绿电行业协同健康发展。算电协同可实现促进新能源消纳、降低IDC/AIDC用电成本、提升电网灵活性与负荷影响能力、降低电网投资压力、缩短算力基础设施建设周期等作用。

◆ **风险提示**

新能源装机增速不及预期，电力市场化进程不及预期，数据中心建设进度不及预期，政策支持力度不及预期。

下载日志已记录，仅供内部参考

目录

1 新能源功率预测市场分析

2 我国电力交易改革概览

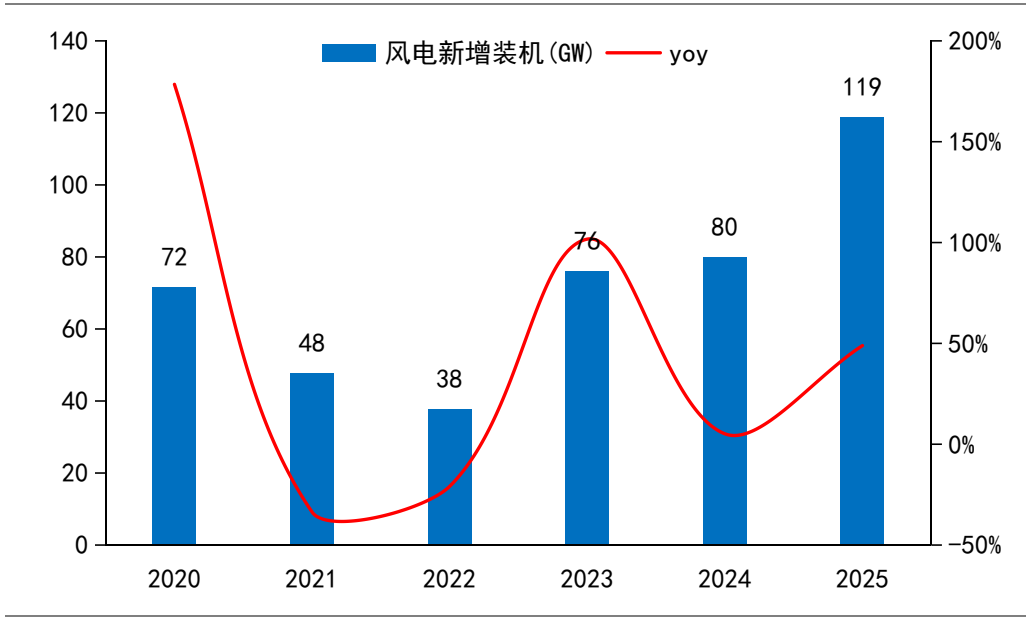
3 虚拟电厂与算电协同

下载日志已记录，仅供内部参考

“双碳”政策持续推进，我国新能源产业加速发展

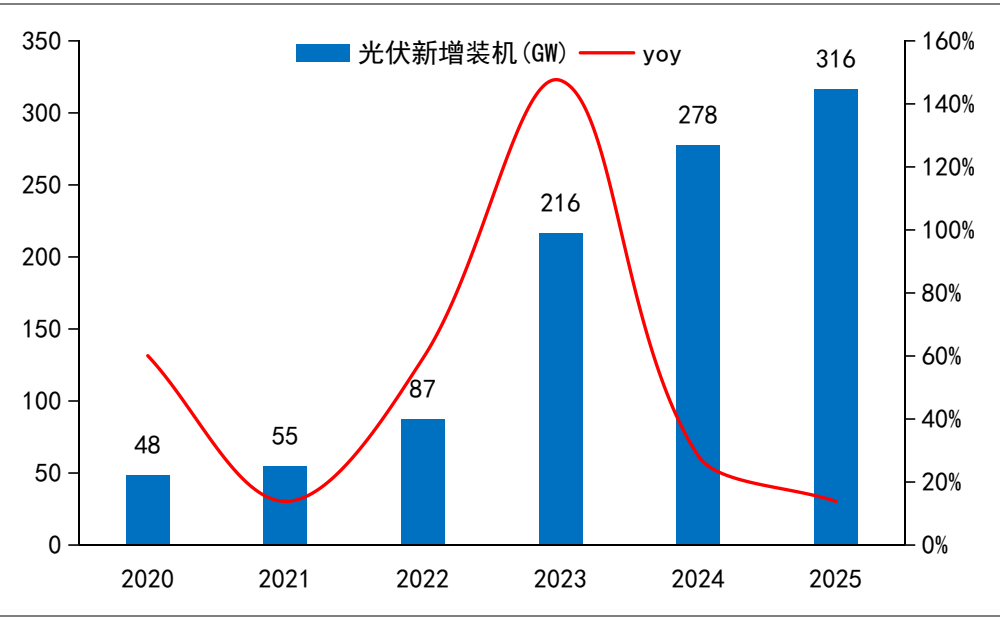
- **“双碳”政策持续推进，我国光伏、风电产业加速发展。**2020年我国提出“2030年前达到碳达峰，2060年前实现碳中和”这一“双碳”目标后，各部门围绕新能源发展出台一系列政策举措，我国能源结构加速向绿色低碳转型，以风电、光伏为代表的新能源实现高速增长。根据国家能源局数据，2025年我国风电、光伏合计新增装机超430GW，其中，风电、光伏新增装机分别达119GW、316GW，同比+49%、+14%。依照2026年全国能源工作会议精神，我国将以更大力度推动绿色低碳转型，锚定2030年初步建成新型能源体系，确保如期实现“碳达峰”目标，实现“十五五”规划发展良好开局。另外，根据习近平主席于2025年9月24日在联合国气候变化峰会上的致辞，到2035年我国风电和光伏发电总装机容量将超过36亿千瓦，亦为我国新能源后续发展注入强大动能。

图1：我国年度风电新增装机（GW，%）



资料来源：公司官网，国家能源局，国信证券经济研究所整理

图2：我国年度光伏新增装机（GW，%）



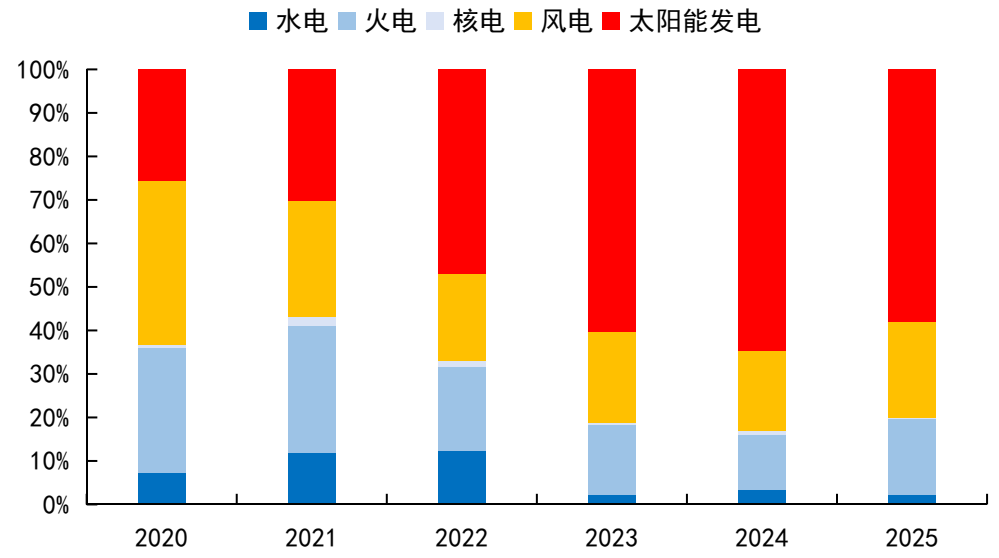
资料来源：公司官网，国家能源局，国信证券经济研究所整理及预测

下载日志已记录，仅供内部参考

新能源装机占比不断提升，逐渐成为我国电力装机主体

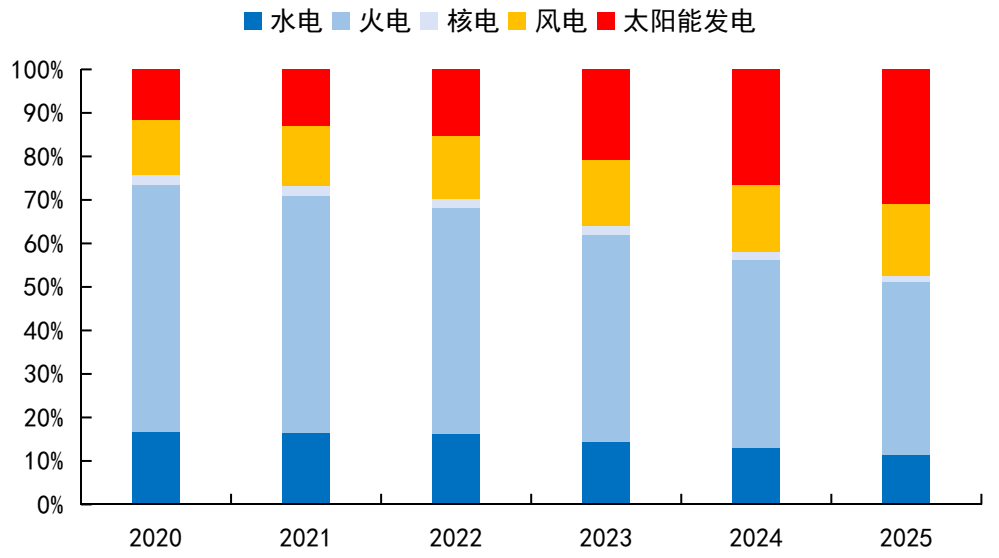
➢ **新能源装机占比不断提升，成为我国新增发电装机的主导力量。**国家能源局数据显示，截至2025年底，全国累计发电装机容量约3891GW，同比+16%；风电、光伏累计装机容量超1840GW，同比+31%，占全国发电总装机的比例达45%。其中，光伏发电装机容量约1200GW，同比+35%；风电装机容量约640GW，同比+23%，风电、光伏新能源装机规模再创历史新高。另外，2025年我国风电、光伏新增装机超430GW，占我国2025年新增发电装机总量约80%，已成为我国保障电力供应的重要力量。根据《新型能源体系建设“十五五”规划》，预计2030年我国电力装机规模将达到5400GW，其中，新能源装机比重超过50%、将成为我国电力装机主体，后续发展空间广阔。

图3：我国年度新增发电装机容量结构



资料来源：公司官网，国家能源局，国信证券经济研究所整理

图4：我国年度累计发电装机容量结构



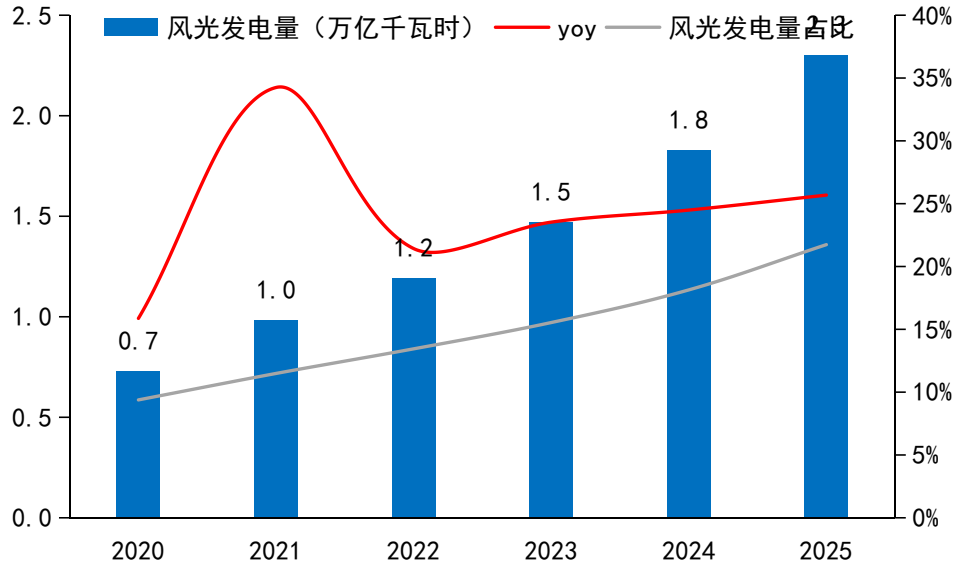
资料来源：公司官网，国家能源局，国信证券经济研究所整理及预测

下载日志已记录，仅供内部参考

新能源发电占比逐年增长，功率预测重要性凸显

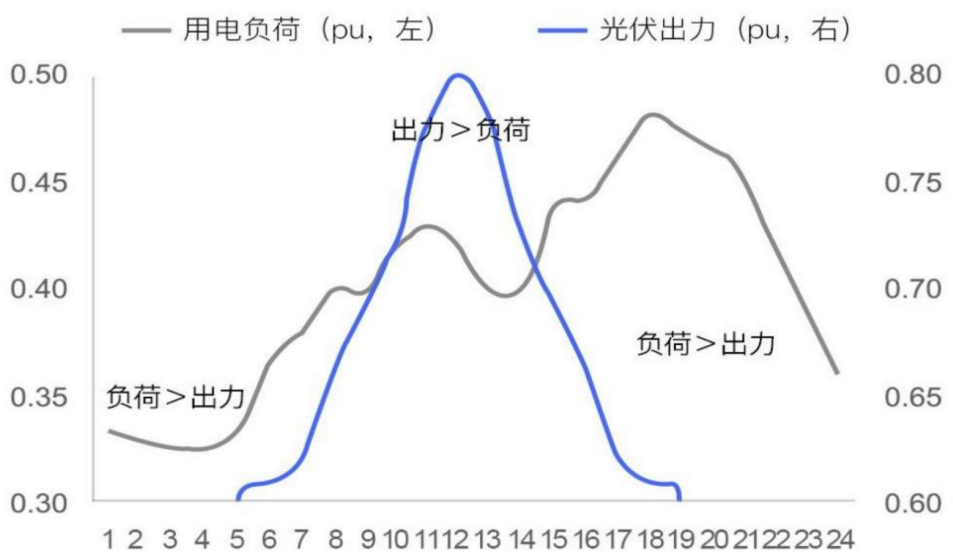
- **我国新能源发电量占比逐年增长，对电网稳定运行提出挑战。**2025年全年我国风电、光伏发电量2.3万亿千瓦时，同比增长26%，约占全部发电量的22%，风电、光伏发电量占比不断提升。但以风电、光伏为代表的新能源发电具有波动性、随机性、间歇性等特点，其出力骤变容易导致电网频率波动、过负荷或电压不稳，同时新能源出力与用电负荷在时空上的不匹配，容易在新能源出力较高时点造成电网堵塞，进而出现弃电问题。
- **功率预测重要性凸显。**功率预测通过对新能源发电进行提前量化预测，为电网应对波动提供参考依据以及时间窗口，保证电网电压、频率稳定性。同时，精准的预测为电网调度提供合理参考，优化机组启停和储能调度，提高电网对新能源的接纳能力，有效降低弃电率，保障大电网的安全稳定。对此国家有关部门制定了《电厂并网运行管理实施细则》设有单独条款规定新能源电站定时向电网调度部门报送功率预测数据。

图5：我国年度风光发电量（万亿千瓦时,%）



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

图6：光伏发电出力曲线



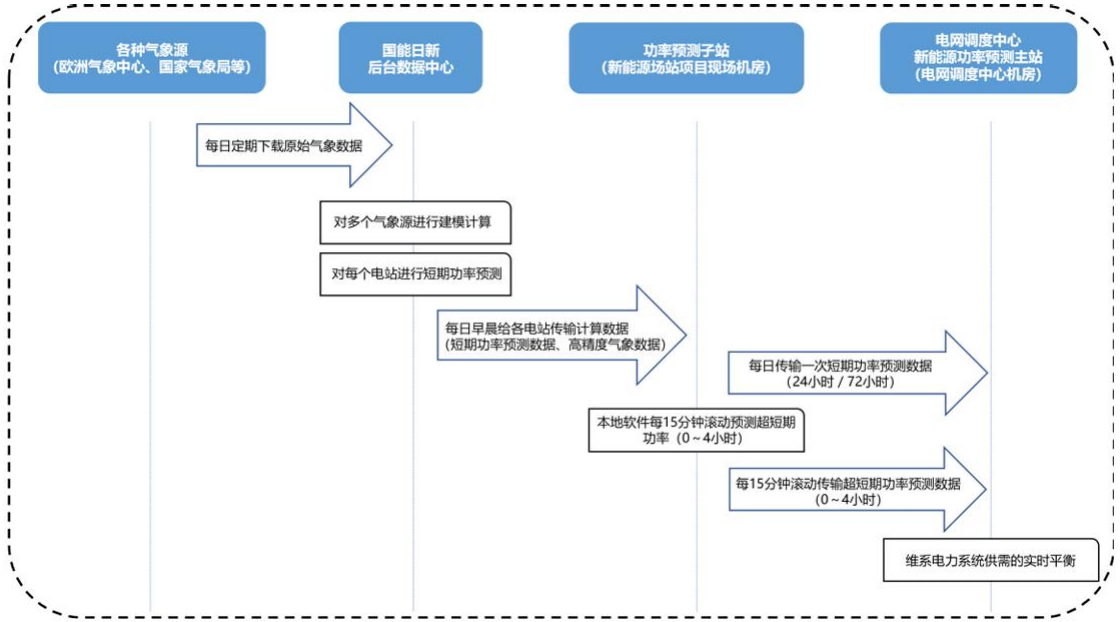
资料来源：国能日新招股说明书，国信证券经济研究所整理及预测

下载日志已记录，仅供内部参考

新能源功率预测要求

- **新能源场站对自身发电功率的预测，包括中期、短期、超短期预测。**根据各能源局发布的《发电厂并网运行管理实施细则》的要求，新能源电站必须于每天早上9点前向电网调度部门报送中期功率预测数据（包含短期功率预测结果），每15分钟向电网调度部门报送超短期功率预测数据。中期预测是指对未来240小时的新能源发电站的功率预测预报，短期预测是指次日零时到未来 72 小时的预测预报，超短期预测是指自上报时刻起未来15分钟至4小时的预测预报。两者时间分辨率均为15分钟。中、短期功率预测数据报送于电网后，用于电网调度做未来1天或数天的发电计划；超短期功率预测系对新能源电站及时发电功率的预测，用于电网调度做不同电能发电量的实时调控。

图7：新能源功率预测流程



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理及预测

表1：功率预测指标

预测类型	时间跨度	时间分辨率	运维核心定位
超短期预测	未来0-4小时	15分钟	实时应急响应、即时作业调整
短期预测	未来1-3天(72小时)	15分钟	每日运维计划制定、电网调度配合
中期预测	未来4-10天(240小时)	15分钟	周/月度运维统筹、资源提前调配

资料来源：伏特之光，国家能源局，国信证券经济研究所整理及预测

下载日志已记录，仅供内部参考

新能源渗透率持续提升，功率预测考核要求不断趋严

➢ **功率预测考核要求不断趋严。**为保障电网的安全稳定运行，我国各地区能源监管机构对新能源电站发电功率预测的考核日趋严格。尤其自各地区陆续将“双细则”考核规范进行更新后，对集中式新能源场站在发电功率预测精度、功率预测时长和预测数据类别等方面正不断提出更高要求，并对考核规则更加精细化管理，免考核条件也在进一步收缩，考核罚款机制也得到了进一步的明确和加强。

表2：不同地区功率预测考核要求变化

	版本	考核要求	变化
西北区域	2023年版	风电场、光伏电站应按要求向电力调控机构报送中期、短期、超短期功率预测数据文件，有效数据上传率应大于95%，若未达标，每降低1%按全场容量x2分/万千瓦考核，由于电网原因造成上传率未达标的不予考核。	1.新增对于站内配置有电源侧储能的新能源场站需要进行功率预测； 2.删除免考核条件中“出力受限时段，与之对应的预测数据不予考核。
	2025年版	**新增对于站内配置有电源侧储能的新能源场站需要进行功率预测。**风电场、光伏电站应按要求向电力调控机构报送中期、短期、超短期功率预测等运行相关数据文件，有效数据上传率应大于95%，若未达标，每降低1%按全场容量x2分/万千瓦考核；对于站内配置有电源侧储能的新能源场站，要求同时向电力调度机构报送配建储能中期、短期、超短期可用容量、最大充电功率、最大放电功率、充放电功率计划等运行相关数据文件，有效数据上传率应大于95%，若未达标，每降低1%按配建储能额定容量x1分/万千瓦时考核。由于电网原因造成上传率未达标的不予考核。 **删除免考核条件中“出力受限时段，与之对应的预测数据不予考核。**	
四川区域	2024年版	风电场次日日前功率预测准确率应大于等于83%，否则按(83%-日前功率预测准确率)x风电场额定容量x1h计为考核电量。第十日217~240h日前功率预测准确率应大于等于70%，否则按(70%-日前功率预测准确率)x风电场额定容量x0.5h计为考核电量。光伏类似。 风电场超短期功率预测第4小时的准确率应大于等于87%。小于87%时，按(87%-超短期准确率)x风电场额定容量x1h计为考核电量。光伏准确率为90%。	1. 分时段精细化考核（日前、多时间尺度超短期； 2. 大幅提高精度要求（如超短期15分钟精度，风电从87%提至93%，光伏从90%提至94%）； 3. 新增“可用功率合格率”考核（>99%）； 4. 考核电量计算和上限规则更复杂
	2026年版	风电场次日功率预测准确率应大于等于83%，否则按(83%-日前功率预测准确率)x风电场额定容量x0.5h计为考核电量，**第二、三日每日功率预测准确率应大于等于80%，否则按(80%-每日日前功率预测准确率)x风电场额定容量x0.3h每日计为考核电量**，第十日功率预测准确率应大于等于70%，否则按(70%-每日日前功率预测准确率)x风电场额定容量x0.05h每日计为考核电量。月累计考核电量的最大值不超过全场站当月上网电量的1%。光伏类似，准确率有所不同。 风电超短期功率预测第15分钟的准确率应大于等于93%(93%为第15分钟的标杆准确率，下同)，**第30分钟的准确率应大于等于92%，第45分钟的准确率应大于等于91%，第60分钟的准确率应大于等于90%，第2小时的准确率最小值应大于等于89%，第3小时的准确率最小值应大于等于88%，第4小时的准确率最小值应大于等于87%。**小于标杆准确率时，按每个时段(标杆准确率-超短期准确率)x风电场额定容量x0.1h分别计为考核电量。月累计考核电量的最大值不超过全场站当月上网电量的2%。	

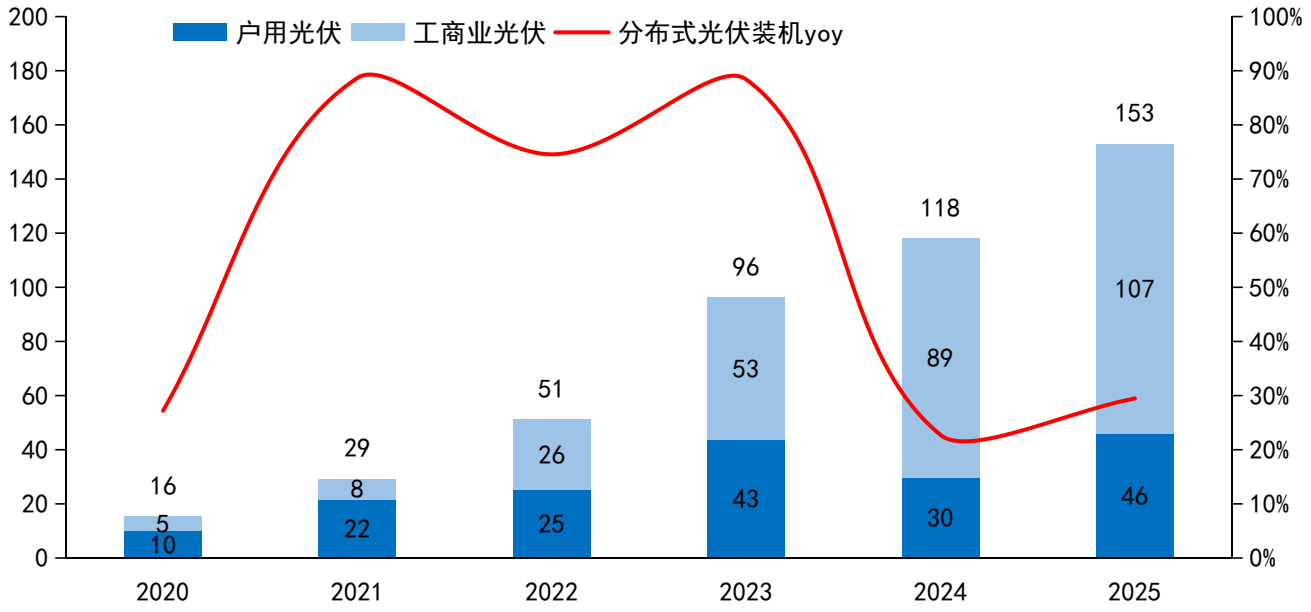
资料来源：国家能源局西北监管局，国家能源局四川监管办公室，国信证券经济研究所整理及预测

下载日志已记录，仅供内部参考

分布式光伏新增装机高速增长，对电网运行带来挑战

- **分布式光伏整县推进，新增装机高速增长。**2021年，国家能源局启动分布式光伏整县推进工作，即以县域行政区域为单位，将分散的分布式光伏集约化开发，随后还确定试点县名单，叠加多地出台分布式光伏支持政策以及补贴，我国分布式光伏迎来快速发展，2022年我国分布式光伏装机达51GW、同比+75%，占当年新增光伏装机总量58%。
- **分布式光伏对电网稳定运行带来压力和挑战。**由于分布式光伏出力具备间歇性和波动性，且位置更为分散，电网机构在管理过程中面临电压越限、频率波动等技术难题，大幅提升其管理难度，伴随着分布式光伏行业规模的持续扩大，并网和消纳管理问题的严重性持续提升。2023年下半年以来，多地发布分布式光伏接网预警，并开始宣布暂停分布式光伏项目的备案工作，以此稳住已并网存量光伏的消纳水平，规避大面积弃光与电网运行故障风险。受此影响，2024年我国分布式光伏增速有所下滑，全年新增装机118GW，同比+23%。

图8：我国分布式光伏年度新增装机（GW，%）



资料来源：CPIA，国家能源局，国信证券经济研究所整理

下载日志已记录，仅供内部参考

分布式光伏”四可“要求推出，催生功率预测需求

➢ **分布式光伏”四可“要求推出，催生功率预测需求。**2024年4月，国家市场监督管理总局发布的《光伏发电系统接入配电网技术规定》首次将分布式光伏适用的发电功率预测技术进行了标准规范。2025 年1月，国家能源局正式发布《分布式光伏发电开发建设管理办法》，明确提及分布式光伏发电项目应当实现“可观、可测、可调、可控”（“四可”），以保障分布式光伏发电高效可靠利用和电力系统安全稳定运行，存量分布式电站亦须逐步完成改造。且此前并不在强制功率预测考核范围内，绝大多数尚不具备功率预测能力。

表3：分布式光伏功率预测要求有关政策梳理

发布时间	发布部门	政策名称	政策内容
2024年3月	国家市场监督管理总局、国家标准化管理委员会	《光伏发电系统接入配电网技术规定》	该规则首次将分布式光伏适用的发电功率预测技术进行了标准规范。通过10(6)kV电压等级并网的光伏发电系统应上报中期(0h~240h)、短期(0h~72h)和超短期(15min~4h)功率预测数据，并对光伏发电短期功率预测准确率提出要求。
2025年1月	国家能源局	《分布式光伏发电开发建设管理办法》	1.新建的分布式光伏发电项目应当实现“可观、可测、可调、可控”，提升分布式光伏发电接入电网承载力和调控能力。 2.对于存量具备条件的分布式光伏发电项目，电网企业、分布式光伏发电项目投资主体应当根据产权分界点，加大投资建设改造力度，提升信息化、数字化、智能化水平，以实现“可观、可测、可调、可控”。
2025年9月	国家能源局	《光伏发电功率预测系统功能规范》	标准规定了预测系统的总体要求、基本功能和性能指标，如预测精度、数据采集等，适用于接入电网的新建和改扩建光伏发电站、分布式光伏聚合商、调度端和集控端系统。
2025年10月	国家发展改革委、国家能源局	《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》	1. 加快提升新能源超短期、短期、中长期等不同时间尺度功率预测精度。 2. 构建新型电力调度体系，厘清调度机构、各级电网、集中式新能源、分布式新能源等的调控关系和职责范围。 3. 全面提升可观、可测、可调、可控能力和智能化调控水平。

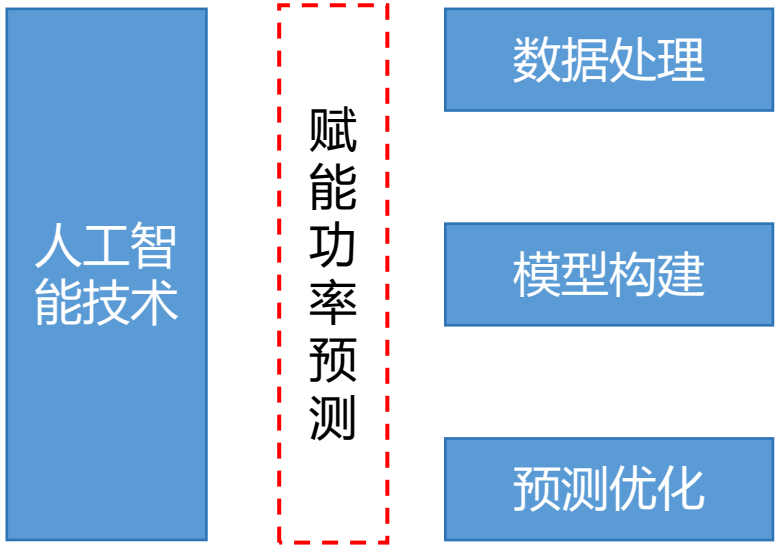
资料来源：国家能源局，国家发改委，国家市场监督管理局，国信证券经济研究所整理及预测

下载日志已记录，仅供内部参考

人工智能赋能新能源功率预测：数智融合、精准预判

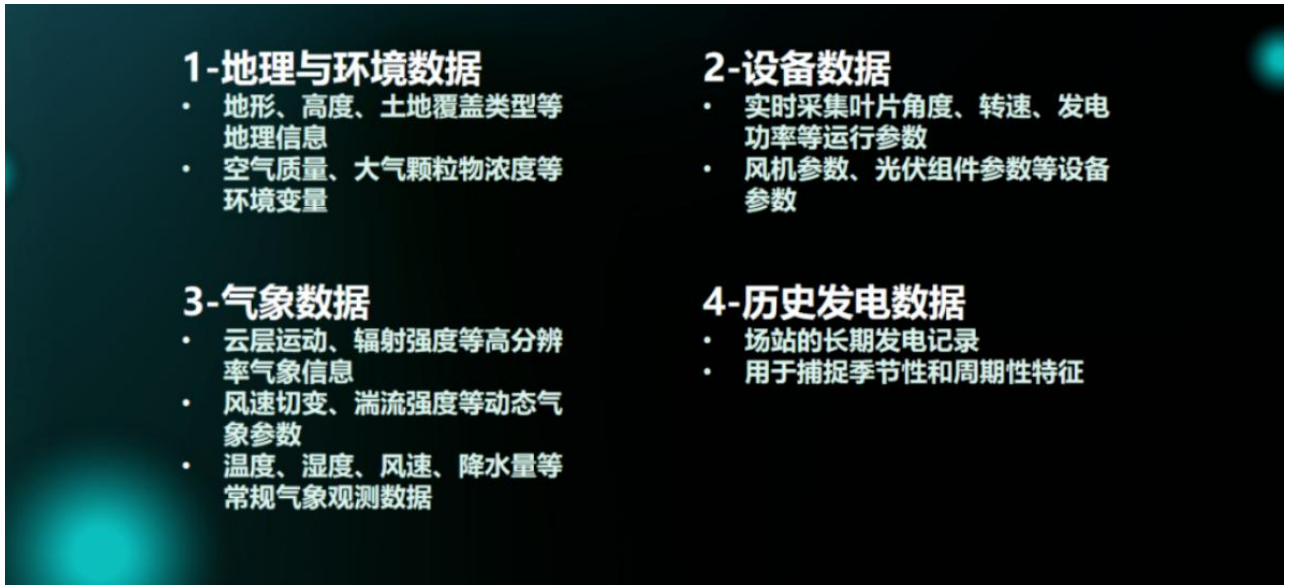
- **人工智能赋能新能源功率预测：数智融合、精准预判。**人工智能（AI）技术拥有卓越的数据处理能力、模式识别精度及预测优化策略，正推动着新能源预测从“经验驱动”到“数据-物理联合驱动”快速发展，重塑传统功率预测的数据处理、模型构建和预测优化，可提升新能源场站功率预测精度，更好支撑电网调度、新能源消纳分析等多项业务的开展。
- **（1）数据处理方面：**新能源预测涉及庞大的数据源，具体可以分为地理环境数据、设备数据、气象数据以及历史发电数据。但这些数据的类型、量级、采样频率存在较大差异，而AI可以进行数据预处理，实现对缺失数据的重构，并利用数据降维算法压缩高维参数，减少冗余信息，为提高后续模型的训练效率和预测精度打下基础。并且针对极端场景的少量数据，AI可以进行数据增强，利用原始少量样本生成大量样本进行训练，为后续功率预测提供参考。

图9：人工智能赋能新能源功率预测高质量发展



资料来源：国信证券经济研究所整理

图10：人工智能强化数据处理



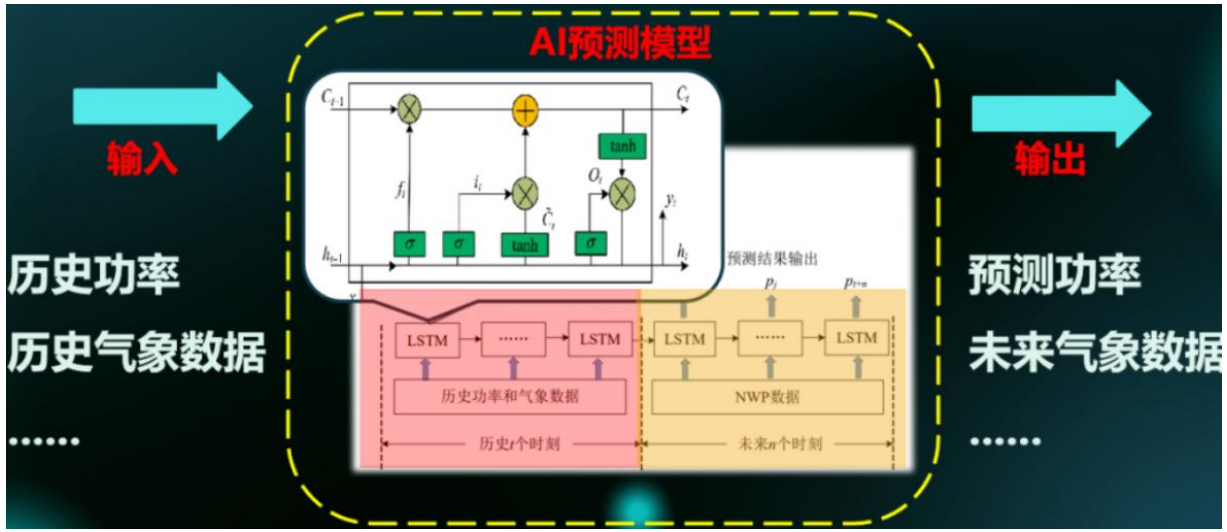
资料来源：国网浙江电科院，国信证券经济研究所整理

下载日志已记录，仅供内部参考

人工智能赋能新能源功率预测：数智融合、精准预判

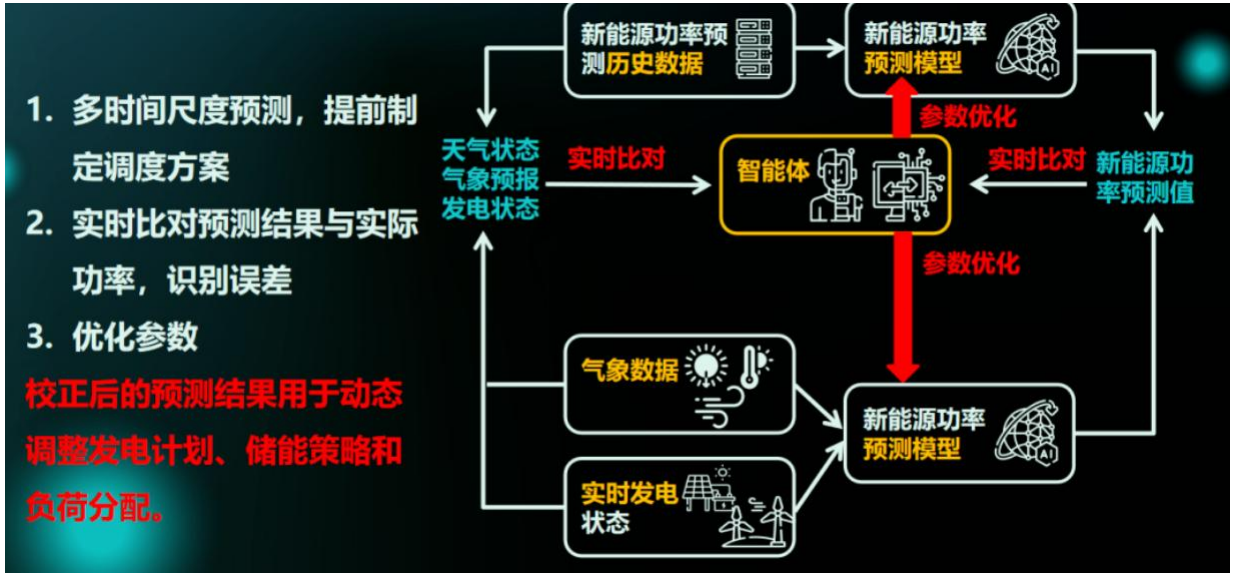
- **（2）模型构建方面**：单一算法无法覆盖所有数据特征和预测需求，每种预测模型有其固有的优势和局限，基于深度学习的AI算法可将不同的预测模型进行组合同时训练，可以基于相同的原始数据，也可以将原始序列分解，针对性地单独建模，最终通过对各模型加权求得更加精准预测结果。同时，AI可以利用算法不断优化预测模型，将不同环境对功率预测产生的影响直接融入模型，更好地预测出不同场景下新能源发电的出力曲线。
- **（3）预测优化**：AI能够对各模型的组合权重进行寻优，以达到最优预测性能。借助AI算法对预测结果与实际出力进行实时比对，识别误差并分析原因，通过反馈机制将误差信息传递至模型，更新模块参数并优化算法，将校正后的预测结果用于动态调整发电计划、储能策略和负荷分配。

图11：人工智能优化模型构建



资料来源：国网浙江电科院，国信证券经济研究所整理

图12：人工智能实时优化预测



资料来源：国网浙江电科院，国信证券经济研究所整理

下载日志已记录，仅供内部参考

功率预测服务费市场空间测算：26-30年CAGR达24%

- 国内新能源功率预测市场采用类SAAS收费模式，每年收取固定服务费，服务费时候同时来自存量市场和增量市场。集中式新能源方面，尽管“十五五”期间新增装机容量规模和增速较“十四五”可能有所下降，但凭借庞大的存量规模和SAAS业务模式，市场空间将持续增长。2025年以来，部分省份陆续推动增量和存量工商业光伏（10kV及以上接入的）配套功率预测系统，“十五五”期间预计将贡献较多增量需求。
- 根据我们测算，预计2030年国内新能源功率预测服务费市场空间将达到16.9亿元，2026-2030年CAGR达到24%，功率预测服务费依然有持续较快的增长空间。

表4：国内存量集中式新能源电站功率预测服务费市场空间

光伏					
累计装机（GW）	670	单站容量（MW）	120	服务费（万元/站·年）	5
市场空间（亿元）				2.8	
陆上风电					
累计装机（GW）	593	单站容量（MW）	150	服务费（万元/站·年）	7
市场空间（亿元）				2.8	
海上风电					
累计装机（GW）	47	单站容量（MW）	400	服务费（万元/站·年）	7
市场空间（亿元）				0.1	

资料来源：国家能源局，中电联，国信证券经济研究所测算与整理 注：截至2025年底

表5：国内存量工商业光伏功率预测改造服务费市场空间

存量改造空间					
累计装机（GW）	100	单站容量（MW）	5	服务费（万元/站·年）	2
市场空间（亿元）				4	

	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
改造市场空间（亿元）	0.2	0.4	0.8	1.2	1.4

资料来源：国家能源局，中电联，国信证券经济研究所测算与整理 注：截至2025年底，工商业光伏装机为估计值

表6：国内新能源新增装机对应功率预测服务费市场空间和总服务费市场空间

	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
新增装机（GW）					
光伏-集中式	90.0	100.0	105.0	115.0	120.0
光伏-工商业	15.0	20.0	20.0	25.0	30.0
风电	117	129	137	140	147
单站容量（MW）					
光伏-集中式	120	130	135	140	140
光伏-工商业	5	5.5	5.5	6	6
风电	180	200	220	240	250
单价（万元/站·年）					
光伏-集中式	4	4	4	4	4
光伏-工商业	2	2	2	2	2
风电	6	6	6	6	6
新增装机对应市场空间（亿元）	**1.3**	**1.4**	**1.4**	**1.5**	**1.7**
功率预测总市场空间（亿元）	**7.1**	**8.9**	**11.1**	**13.8**	**16.9**

资料来源：国家能源局，中电联，国信证券经济研究所测算与整理 注：表中工商业仅考虑10kV及以上接入场景需要配套功率预测装置

下载日志已记录，仅供内部参考

目录

1 新能源功率预测市场分析

2 我国电力交易改革概览

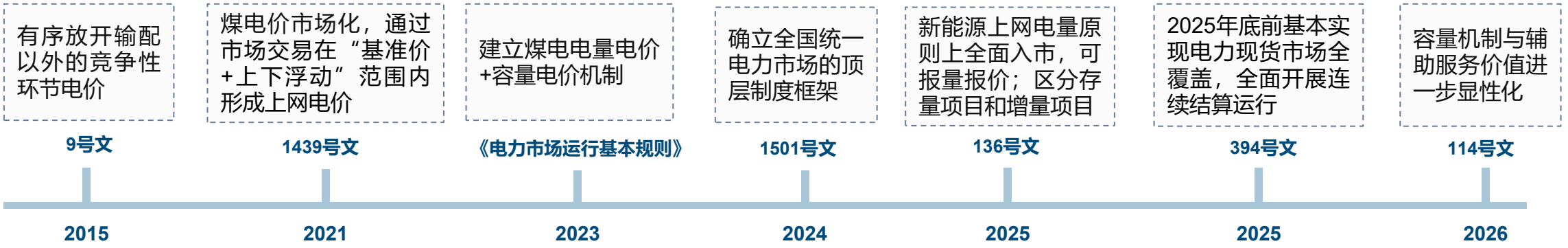
3 虚拟电厂与算电协同

下载日志已记录，仅供内部参考

我国电力市场化改革持续深化，136号文件轮动推动新能源全面入市

➢ 我国电力市场化改革以中长期交易为基础，现货市场加速扩围，辅助服务与容量机制逐步完善，整体正由“计划电价体系”向“多层次市场体系”演进。随着136号文推动新能源全面入市、394号文加速现货市场建设，电力价格发现机制进一步强化，发电侧收益结构与投资决策逻辑持续重构。

图13：发电侧电力交易政策时间轴



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与预测

表7：发电侧电力交易政策梳理

时间	发布机构	政策名称	主要内容
2015-03	国务院办公厅	9号文：《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》	提出“管住中间、放开两头”，有序放开输配以外的竞争性环节电价；推进交易机构相对独立，规范运行。
2021-10	国家发改委	1439号文：《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。
2021-12	国家能源局	《电力辅助服务管理办法》	明确调频、调峰、备用等辅助服务品种，规范补偿、分摊、结算和监督管理。
2023-11	国家发改委、国家能源局	1501号文：《关于建立煤电容量电价机制的通知》	将现行煤电单一制电价调整为两部制电价，其中电量电价通过市场化方式形成；容量电价水平根据转型进度等实际情况合理确定并逐步调整，充分体现煤电对电力系统的支撑调节价值。
2024-05	国家发改委	《电力市场运行基本规则》	明确电力市场交易类型包括电能量交易、电力辅助服务交易、容量交易等。电能量交易按照交易周期分为电力中长期交易和电力现货交易。
2025-02	国家发改委、国家能源局	136号文：《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》	新能源上网电量原则上全部进入电力市场，允许报量报价参与交易。区分存量项目和增量项目，建立新能源可持续发展价格结算机制，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。
2025-04	国家发改委、国家能源局	394号文：《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》	2025年底前基本实现电力现货市场全覆盖，全面开展连续结算运行；推动现货市场扩围，强化日前/日内/实时市场运行，发电侧进入全价格发现体系。
2026-01	国家发改委、国家能源局	114号文：《关于完善发电侧容量电价机制的通知》	分类完善煤电、气电、抽水蓄能、新型储能容量电价机制。

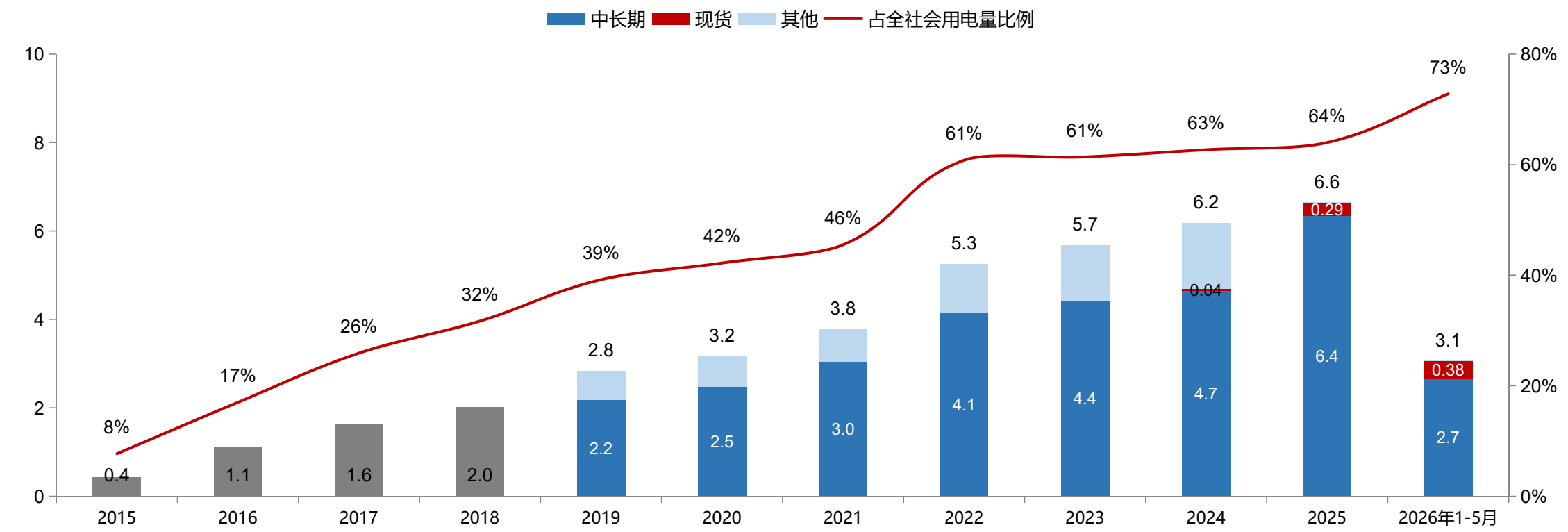
资料来源：国务院办公厅，国家发改委、国家能源局、国信证券经济研究所整理

下载日志已记录，仅供内部参考

我国电力市场化交易快速扩张，现货占比持续提升

- 我国电力市场化交易规模持续扩大，2025年全国市场化交易电量达6.64万亿千瓦时，占全社会用电量约64%，市场化程度进一步提升。结构上，中长期交易仍为主体。
- 2026年1-5月交易电量3.06万亿千瓦时，同比增长24.8%，现货交易占比持续提升。

图14：2015-2026年1-4月全国市场化交易电量（亿万千瓦时）及占全社会用电量（%）



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理与预测

下载日志已记录，仅供内部参考

新能源电价机制复盘：从固定电价到市场化电价

- 我国新能源电价机制经历了从政府定价、标杆电价到平价竞价，再到全面市场化的逐步演进过程，新能源入市比例持续提升，市场化交易已成为主导方向。
- 136号文作为关键分水岭，推动新能源上网电量原则上全面进入电力市场，并通过新老划断机制实现存量平稳过渡与增量市场化定价的有序衔接，标志着新能源正式由政策驱动阶段迈入市场化竞争阶段。

图15：我国新能源电价机制演进

2006-2008	2009-2018	2019-2020	2021-2024	2025–
政府定价/政府指导价	标杆上网电价	指导价阶段	平价与竞价阶段	全面市场化阶段
补贴驱动、价格管制较强	固定电价推动规模扩张	补贴退坡，平价/竞价过渡	补贴退出，市场化比例提升	上网电量原则上全面入市

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

图16：136号文主要内容

全面入市

新能源上网电价由市场形成

机制结算

建立可持续发展价格结算机制

新老划断

以2025年6月1日为界区分存量与增量项目

存量vs增量项目

存量项目（2025年6月1日前投产）	VS	增量项目（2025年6月1日后投产）
以平稳过渡为主，机制安排相对稳定		竞价形成机制电价，更强调市场竞争

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

图17：我国新能源入市过程梳理

2021

政策层面明确新能源参与市场化交易提出约10%绿电通过市场化交易竞争上网

2022

市场化交易电量3465亿千瓦时，占新能源总发电量**38.4%**

2023

市场化交易电量6845亿千瓦时，占新能源总发电量**47.3%**

2025

136号文出台，新能源上网电量原则上全面入市

2030（目标方向）

新能源全面参与市场交易

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

下载日志已记录，仅供内部参考

电力市场化交易的意义：建立长效健康的电力发展机制

- 电力市场化交易的核心意义在于通过价格信号将供需关系显性化，并以市场机制重塑电力资源配置方式与价值实现路径。
- 在中长期交易提供稳定预期、现货市场强化价格发现、辅助服务与容量机制补充系统价值的共同作用下，电力系统逐步由“计划调度主导”转向“市场化协同运行”。这一过程不仅提升资源配置效率，也推动新能源消纳、系统灵活性提升以及电力投资决策逻辑的系统性重构。

图18：电力市场化交易意义示意图



资料来源：国信证券经济研究所整理与预测

下载日志已记录，仅供内部参考

电力交易类型：电量交易与辅助服务协同运行

- 电力交易由电能量交易（中长期+现货）与辅助服务交易（调峰、调频、备用）构成，分别实现价格形成与系统调节功能，共同支撑电力市场高效运行。

图19：我国电力交易类型和作用



资料来源：国家发改委，国家能源局，中电联，国信证券经济研究所整理

下载日志已记录，仅供内部参考

电力交易催生全新市场需求：从数据到策略再到解决方案

- 电力市场化交易深化推动交易主体由经验驱动向系统化、数据化决策转型，政策与市场双重因素共同催生了对电力交易信息化系统的持续需求。随着中长期、现货及辅助服务等多市场并行运行，市场参与主体需具备功率与价格预测、辅助决策优化、交易执行与风控管理等核心能力。在此背景下，电力交易信息化产品体系逐步形成，主要包括数据服务、辅助决策系统与托管服务三大类，分别对应信息获取、策略优化与交易执行全流程，推动行业由“信息工具”向“收益导向型交易服务体系”升级。

图20：电力市场化改革催生电力交易信息化系统需求

政策激励催生两类信息化投入

参与主体侧

未来或将增加在电力交易辅助决策系统方面的投入，提升参与主体在电力交易中的收益。

电网侧

需要建立全国及各省的电力市场技术支撑平台，适应各区域电力交易规则，完成交易的申报、结算、出清等工作。

对电力交易信息化系统的需求

预测类系统
功率/电价/负荷预测

辅助决策
报价优化、合约组合、储能策略

执行与申报
自动申报、偏差控制、收益测算

风控与复盘
考核分析、收益归因、策略复盘

核心目标：

提升交易收益、降低偏差损失、增强市场响应效率

电力交易产品

类型	内容	交易价值
数据服务	电价/负荷/气象/规则/出力数据	降低信息不对称
辅助决策	中长期策略、现货报价、储能充放、收益优化	提升收益与策略效率
托管服务	交易代运营、申报执行、复盘优化、收益托管	从卖工具走向帮客户赚钱

资料来源：国能日新年报，国能日新官网，国信证券经济研究所整理

下载日志已记录，仅供内部参考

用户侧电力交易政策复盘：从峰谷电价到逐步入市

- 我国用户侧电力交易政策主线是从峰谷电价信号与绿电交易试点起步，逐步推动工商业用户全面入市、分时电价与现货交易衔接，并通过需求侧管理、系统运行费用分摊等机制完善用户侧参与电力市场的价格信号与成本边界。

图21：用户侧电力交易政策时间轴



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与预测

表8：我国用户侧电力交易政策梳理

时间	发布机构	政策名称	主要内容
2021-07	国家发改委	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	完善峰谷电价机制，强化分时电价机制执行，用户侧具备负荷优化与套利基础
2021-09	国家发改委、国家能源局	绿色电力交易试点正式启动	启动绿电交易，用户可直接购买绿色电力，绿色环境价值通过交易价格体现
2021-10	国家发改委	1439号文：《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	工商业用户全面进入电力市场，取消目录电价，用户开始市场化购电
2021-10	国家发改委	809号文：《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》	鼓励新进入市场电力用户通过直接参与市场形成用电价格，对暂未直接参与市场交易的用户，由电网企业通过市场化方式代理购电
2023-05	国家发改委	526号文：《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》	到户电价重构为上网电价+线损+输配电价+系统运行费+政府性基金，系统运行费单列
2023-09	国家发改委、工信部等六部门	《电力需求侧管理办法（2023年版）》	明确需求响应机制，到2025年响应能力达最大负荷3%-5%
2025-04	国家发改委、国家能源局	394号文：《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》	现货市场正式运行和连续结算试运行的省份，2025年底前要实现用户侧主体参与现货市场申报、出清、结算，并建立适应新型经营主体需求的准入要求、注册程序、报价方式、结算考核等机制。
2026-02	国务院办公厅	4号：《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》	扩大用户侧经营主体参与电力市场范围。完善代理购电偏差结算和考核制度，逐步缩小电网代理购电规模，推动10千伏及以上用户直接参与电力市场。加大电力需求侧资源开发利用力度，鼓励和支持需求侧资源根据自身禀赋参与电力市场。

资料来源：国务院办公厅，国家发改委，国家能源局，工信部，国信证券经济研究所整理

下载日志已记录，仅供内部参考

用户侧身份转变：从价格接受者到市场参与者

- 市场化改革深刻地重塑了工商业用户的用电体验与成本结构。用户的角色从过去被动的“价格接受者”，转变为需要主动决策、管理风险并承担相应后果的“市场参与者”。
- 用户需要交易策略、能效管理、绿电采购、储能运营和风险管理一体化服务。

表9：用户侧收益构成与适用场景

收益构成	主要来源	适用场景
购电成本节约	中长期购电、售电套餐、现货低价购电	工商业用户、大工业用户
需求响应补偿	削峰填谷、可中断负荷响应	工厂、楼宇、冷链、充电站
虚拟电厂分成	聚合负荷、储能、分布式能源参与市场	园区、负荷聚合商
绿电价值收益	绿电消费、绿证核销、供应链绿色溢价	出口企业、数据中心、高端制造

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

图22：用户侧介绍



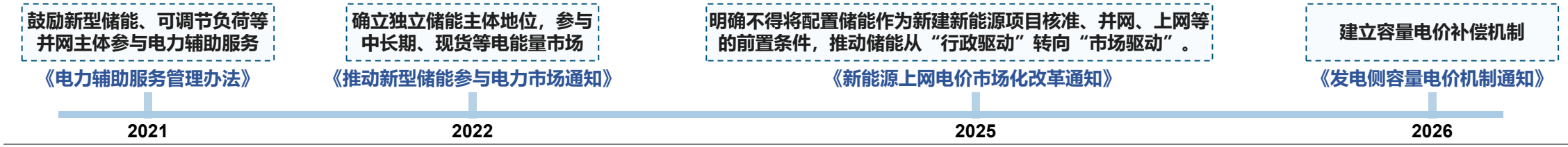
资料来源：国信证券经济研究所整理

下载日志已记录，仅供内部参考

储能侧定位变化：从新能源强配到电力市场重要主体

- 我国储能侧电力交易政策正在逐步构建以市场化为核心的收益框架：通过明确新型储能独立市场主体地位，推动储能参与电能量市场、辅助服务市场与容量补偿机制建设。随着136号文明确不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等前置条件，储能由政策性配置资源逐步转向依赖市场交易能力与系统调节价值的独立盈利主体。

图23：储能侧电力交易政策时间轴



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与预测

表10：我国储能侧电力交易政策梳理

时间	发布机构	政策名称	主要内容
2021-12	国家能源局	《电力辅助服务管理办法》	鼓励新型储能提供辅助服务，参与调频、调峰、备用等品种的补偿、分摊与结算。
2022-06	国家发改委、国家能源局	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	明确新型储能可作为独立主体参与中长期、现货等电能量市场；规定充电时不承担输配电价及政府性基金附加；允许同时参与电能量与辅助服务市场。
2024-04	国家能源局	《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》	规范新型储能并网接入管理，优化调度运行机制，公平调用新型储能调节资源，支撑电力系统安全稳定运行。
2024-09	国家能源局	《电力市场注册基本规则》	明确新型储能企业可办理市场注册，推动“一地注册、信息共享”，解决独立储能参与交易的身份壁垒。
2025-02	国家发改委、国家能源局	136号文：《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》	明确不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件，推动储能从“行政驱动”转向“市场驱动”。
2026-01	国家发改委、国家能源局	114号文：《关于完善发电侧容量电价机制的通知》	明确建立电网侧独立新型储能的容量电价机制（按顶峰能力折算），为储能提供稳定的固定成本回收来源。
2026-02	国务院办公厅	国办发〔2026〕4号：《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》	促进新型储能、虚拟电厂、智能微电网等新型经营主体平等参与市场；分布式资源可通过聚合方式参与交易。

资料来源：国务院办公厅，国家发改委、国家能源局、国信证券经济研究所整理

下载日志已记录，仅供内部参考

储能收益模式向多元化方向发展：电能量、辅助服务与容量机制协同

- 储能行业正在从政策驱动配套设施转向电力市场化交易资产，收益来源多元化使系统能力与交易能力成为核心分化因素。
- 独立储能收入由价差、辅助服务和容量价值三类收益共同构成，整体来看，现货套利的收益来源占比通常最大，容量电价次之，辅助服务占比较小。

图24：独立储能收入结构、核心竞争力以及收入构成

储能角色重构

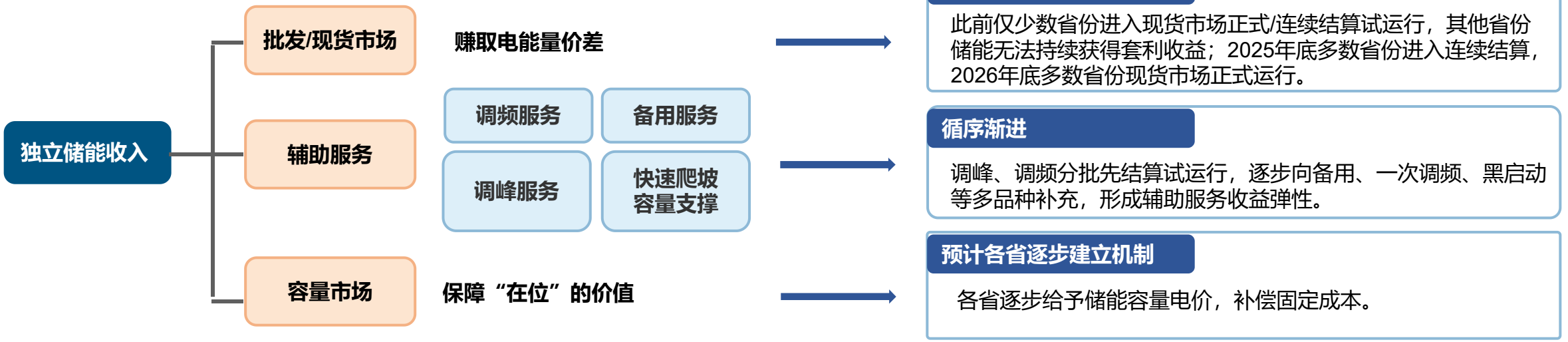
- ◆强制配储逐步退出（136号文后）
- ◆储能从“新能源配套设备”→“独立市场主体”
- ◆收益模式从单一套利→多市场协同

储能从“成本项”升级为“可交易资产”

核心竞争力

- ✓功率预测能力（风光/负荷）
- ✓电价预测与套利能力
- ✓充放电优化调度能力
- ✓现货/辅助服务市场参与能力
- ✓偏差控制与风险管理能力

竞争核心：从“设备能力”转向“交易与调度能力”



资料来源：国家发改委，国家能源局，中电联，国信证券经济研究所整理与预测

下载日志已记录，仅供内部参考

目录

1 新能源功率预测市场分析

2 我国电力交易改革概览

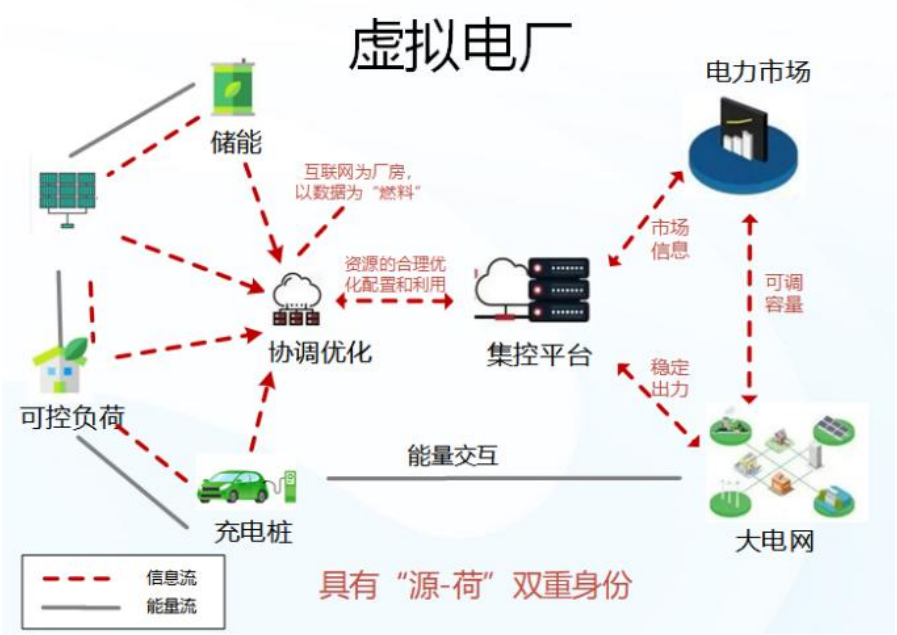
3 虚拟电厂与算电协同

下载日志已记录，仅供内部参考

虚拟电厂：从“源随荷动”到“源荷互动”

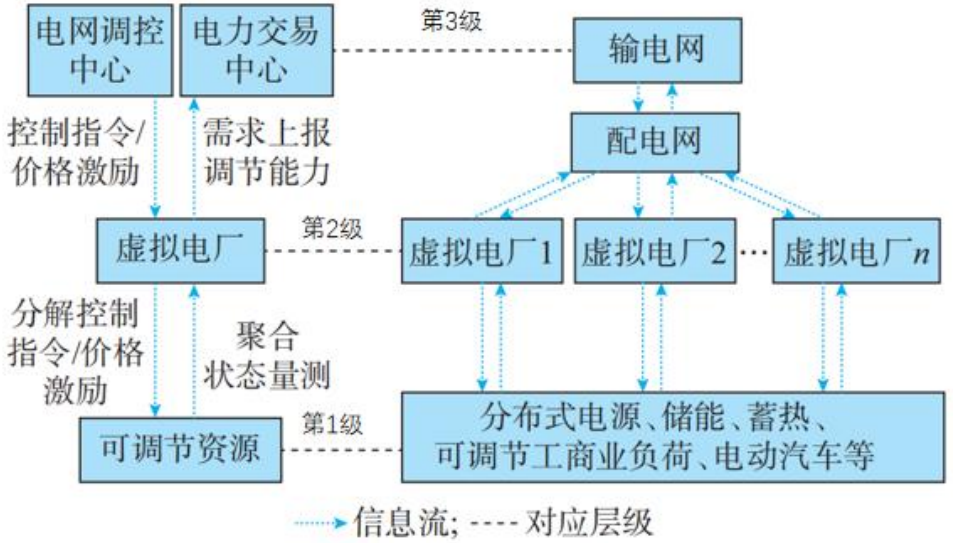
- “源随荷动”：传统意义上的发电厂是电力的主要来源，发电功率具有一定的调节能力，接受电网统一调度；传统意义上的电力用户根据自己的用电需求调节用电行为，具有完全自主性，电网无法干预或改变用户的用电行为。
- “源荷互动”：虚拟电厂在用户侧将可控负荷、储能、分布式能源等多种资源聚合在一起，统一接受电网调度并参与电力交易。电网通过经济补贴等手段主动干预虚拟电厂用电行为，当电力供给紧张时可主动减小用电负荷，当电力供给过剩时可主动增大用电负荷，使电力用户具备“源-荷”双重身份。
- 虚拟电厂市场主体分三大部分，服务购买方、市场运营方、服务提供方。服务购买方主要包括政府、调峰电厂、清洁能源发电厂及旋转备用/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。服务提供方通过先进的控制、通信等技术，实现分布式电源、储能系统等协调控制和优化运行。

图25：虚拟电厂典型结构



资料来源：中国电科院，国信证券经济研究所整理

图26：虚拟电厂总体架构



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[J].电力系统自动化,2022,46(18):158-168.，国信证券经济研究所整理

下载日志已记录，仅供内部参考

虚拟电厂对于新能源高渗透率电网运行具有重要意义

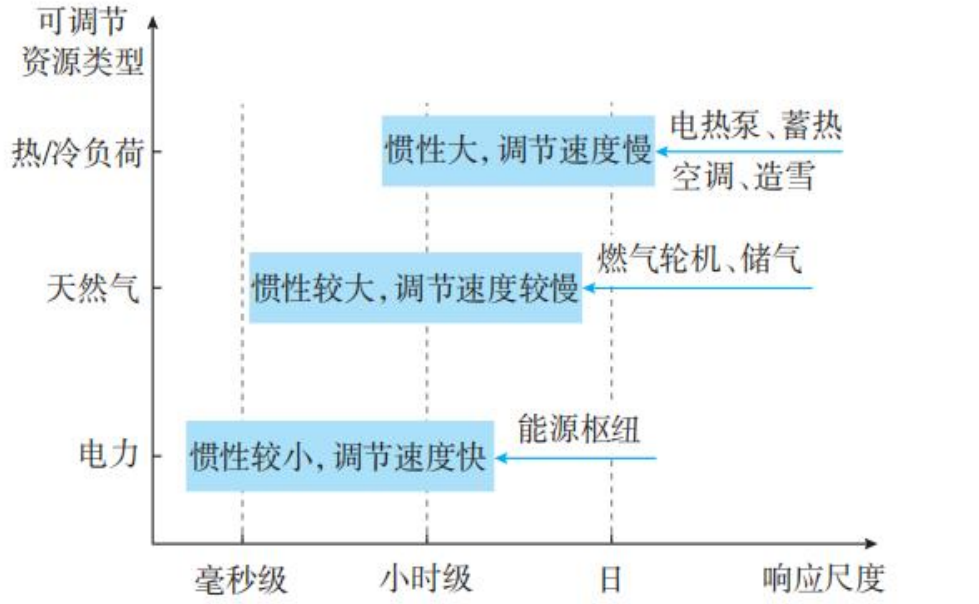
- 缓解电力供需矛盾：随着新能源渗透率的持续提升，未来将持续出现区域性、阶段性电力供需矛盾。虚拟电厂通过价格信号调度用电负荷，可保证电力供需平稳，维持电力系数稳定。
- 促进新能源消纳：大规模波动性可再生能源接入后，传统源随荷动的电网运行调节方式受到挑战，灵活性调节资源容量不足。虚拟电厂聚合工商业、居民客户等多元资源参与电网调峰调频等辅助服务，可提升系统灵活调节能力，减小电力平衡压力。在电网用电高峰或低谷时段，虚拟电厂根据邀约指令或辅助服务市场交易计划安排，优化调节负荷、储能、分布式能源等资源。
- 服务用户开展多元化用能服务：虚拟电厂通过分析异构资源互补特性，综合内部资源最优碳流计算与成本效益，采用最优碳流的虚拟电厂经济运行策略，为用户提升用电能效的同时降低用户碳排放。虚拟电厂可对用户负荷特性进行深入挖掘，实时监测用户在线聚合容量与调控潜力，预测市场情况，支撑用户参与中长期和现货场景下的电能量、辅助服务及容量市场。

表11：系统调节缺口预测

单位：亿千瓦	设计理念	2020	2025E	2023E	2050E
波动性可再生能源发电规模		5	10	15	40
传统调节手段	灵活煤电机组	1	2	3	4
	天然气发电机组	1	1.5	1.8	2.3
	抽水蓄能	0.32	0.68	1.2	1.7
	电化学储能	0.03	0.2	2	6.1
可再生能源功率调节缺口		2.65	5.62	7	25.9

资料来源：中国电科院，国信证券经济研究所整理

图27：虚拟电厂不同主体动态响应特征



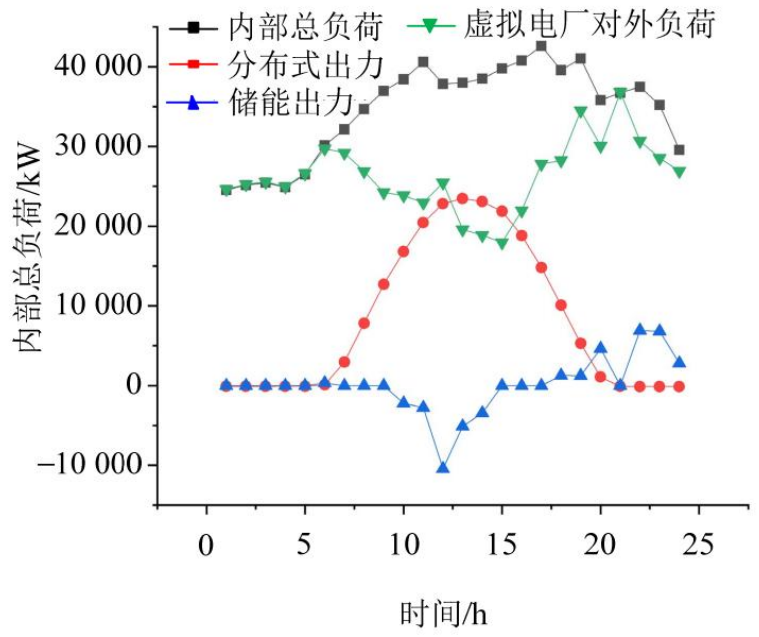
资料来源：王宣元等.虚拟电厂参与电网调控与市场运营的发展与实践[J].电力系统自动化,2022,46(18):158-168.，国信证券经济研究所整理

下载日志已记录，仅供内部参考

虚拟电厂收益分析：案例一

- 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28：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[J].电网技术,2019,43(09):3175-3183.，国信证券经济研究所整理

表12：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[J].电网技术,2019,43(09):3175-3183.，国信证券经济研究所整理

下载日志已记录，仅供内部参考

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13：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14：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

下载日志已记录，仅供内部参考

算电协同：源荷互动在AIDC领域的应用

➢ 算电协同是通过新能源功率预测、储能调度、虚拟电厂/微电网与电力交易机制，实现算力负荷与绿电电力供给的动态匹配。算电协同，一方面可以快速满足大型算力负载的绿色用电需求，另一方面可以进一步助力新能源发展，进一步促进新能源消纳。

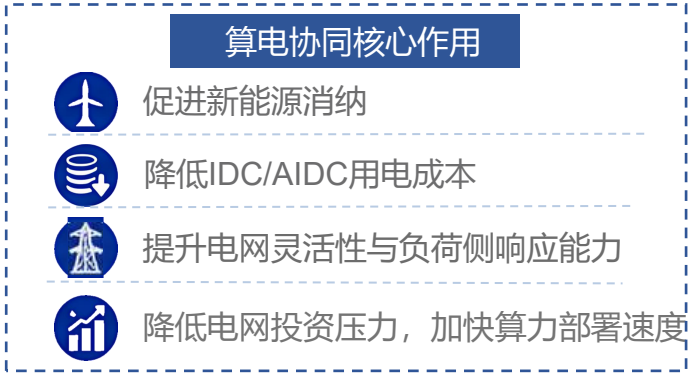
➢ 算电协同将数据中心从单纯用电主体推向可调负荷、绿电消费主体和电力市场参与者，是新型电力系统合与数字基础设基础设施融合的关键机制。算电协同可实现促进新能源消纳、降低IDC/AIDC用电成本、提升电网灵活性与负荷影响能力、降低电网投资压力等作用。

表15：算电协同政策梳理

时间	发布机构	政策名称	主要内容
2023-12	国家发改委等	《关于深入实施“东数西算”工程 加快构建全国一体化算力网的实施意见》	面向国家枢纽节点内数据算力流动开展算力电力协同试点。截至2025年底算力电力双向协同机制初步形成，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过80%
2024-07	国家发改委、工信部、国家数据局、国家能源局	《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》	到2025年底，全国数据中心可再生能源利用率年均增长10%；到2030年底全国数据中心可再生能源利用率进一步提升。
2024-07	国家发改委、国家能源局、国家数据局	《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》	实施一批算力与电力协同项目。整合调节资源，提升算力与电力协同运行水平，提高数据中心绿电占比。
2024-12	国家发改委、国家数据局等	《国家数据基础设施建设指引》	推进算力与绿色电力融合，支持绿色能源丰富的枢纽节点建设绿色一体化算力网。探索绿电直供新模式，有序开展绿电、绿证交易。
2026-03	全国人大	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	推动绿色电力与算力协同布局。
2026-03	国务院办公厅	《政府工作报告》	实施更大规模算力集群、算电协同等新基建工程。

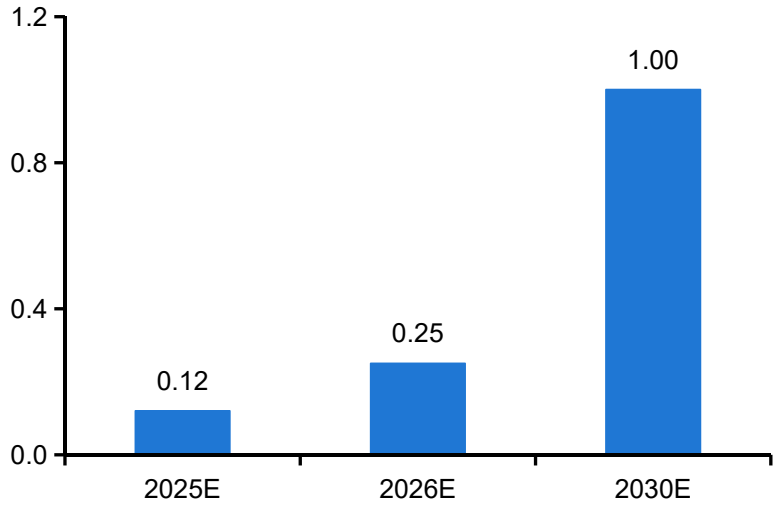
资料来源：国务院办公厅，国家发改委，国家能源局，工信部，国信证券经济研究所整理

图29：算电协同核心作用



资料来源：中国信通院，中商产业研究院，国信证券经济研究所整理

图30：算电协同市场空间预测（万亿元）



资料来源：中国信通院，中商产业研究院，国信证券经济研究所整理

下载日志已记录，仅供内部参考

风险提示

一、新能源装机增速不及预期

二、电力市场化进程不及预期

三、数据中心建设进度不及预期

四、政策支持力度不及预期

下载日志已记录，仅供内部参考

免责声明

国信证券 GUOSEN SECURITIES

国信证券投资评级

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后6到12个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的6到12个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。A股市场以沪深300指数（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.CSI）为基准；香港市场以恒生指数(HSI.HI)作为基准；美国市场以标普500指数(SPX.GI)或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票投资评级	优于大市	股价表现优于市场代表性指数10%以上
		中性	股价表现介于市场代表性指数±10%之间
		弱于大市	股价表现弱于市场代表性指数10%以上
		无评级	股价与市场代表性指数相比无明确观点
	行业投资评级	优于大市	行业指数表现优于市场代表性指数10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数±10%之间
		弱于大市	行业指数表现弱于市场代表性指数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。

下载日志已记录，仅供内部参考

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