

行业研究 | 专题报告 | 软件与服务

能源 IT 产业跟踪：从北京电力交易中心招标看 市场化交易建设方向

报告要点

2015 年开始的电改将售电侧从电网剥离，在将电网收益模式从价差转向成本加成、捋顺价格机制的同时，也展开了电力交易中心与电力市场的建设。北京电力交易中心成立于 2016 年 3 月 1 日，是两大国家级电力交易中心之一、建设由来已久，具有示范意义。从近年招标数据看，北京电力交易中心项目数量与金额齐升，新一代电力交易平台设计开发始终为建设重点。展望未来，随着新兴场景不断涌现持续拓展新的增量市场空间，电力信息化相关企业有望凭借先发优势抢占新兴市场并逐渐构建自身壁垒，建议关注细分环节龙头和具备先发优势厂商。

分析师及联系人



宗建树

SAC: S0490520030004

SFC: BUX668

2024-09-17

行业研究 | 专题报告

投资评级 看好 | 维持

软件与服务

能源 IT 产业跟踪：从北京电力交易中心招标看市场化交易建设方向

政策加持、现货转正，电力市场化交易持续提速

电改顶层设计不断完善，电力回归商品属性、市场化加速推进。2015 年，电改 9 号文及其配套文件的发布拉开电力交易市场化改革序幕，践行“管住中间、放开两头”的设计要求（放开两头是提高发电、售电和用电的市场化程度，进行充分竞争；管住中间是在电网和配售电环节强化政府管理），致力于实现主要由市场决定能源价格的机制。近年来，新能源装机占比持续提升，一方面带来较大消纳压力，不断涌现的新型削峰填谷手段（储能、辅助能源服务、容量电价等）需要配套价格机制予以支撑；另一方面新能源低边际成本、高系统成本的特征突出，过往偏计划的价格体系难以为继，此背景下新一轮电改政策相继出台，回归电力商品属性的同时推动电力市场化交易持续提速。一方面，市场化交易电量比重持续提升，2024 前 7 月累计交易电量 34950.9 亿千瓦时，累计同比增长 9.5%，高于整体用电量增速。另一方面，电力现货市场加速转正，2024 年 9 月 5 日，甘肃电力现货市场成为第四个转入正式运行的省级电力现货市场，后续相关试点省份有望加速转换。

从北京电力交易中心招标看未来增量需求方向

近年来北京电力交易中心项目数量与金额齐升，新一代电力交易平台设计开发始终为建设重点。电力交易中心的建设由来已久，2015 年开始的电改将售电侧从电网剥离，在将电网收益模式从价差转向成本加成、理顺价格机制的同时，也展开了电力交易中心与电力市场的建设。2016 年 3 月 1 日，北京与广州两大国家级电力交易中心挂牌成立，被视作“电力市场化”的里程碑，从北京电力交易中心建设情况看未来需求方向具有一定代表意义。近年来北京电力交易中心项目数量与金额齐升，印证建设需求增长。从招标项目数看，从 2019-2024 北京电力交易中心招标项目数增长 8 倍；从招标金额看，从 2018-2022 北京电力交易中心招标金额从 948 万元增至 2488 万元，CAGR 达 27%。从招标项目细节看，新一代电力交易平台设计开发始终为建设重点。回顾 2018 年以来的招标项目细节，电力交易平台的软硬件建设同步推进，过往 e 交易相关平台与 APP 为建设重点，18-22 年招标金额超 500 万。2022 年以来，新一代电力交易平台成为建设中心，2022 年开展核业务支撑招标，2023 年就市场结算、市场合规、信息披露、市场服务、技术支撑 5 大模块展开招标，随着现货交易持续放开背景下各省级交易中心同步推进新一代电力交易平台功能开发，有望带来可观建设需求。

投资建议：建议关注细分环节龙头和具备先发优势厂商

电力交易市场化背景下，电力价格和售用电侧参与方进一步开放带动行业进入加速发展轨道。一方面，价格波动加剧导致结算复杂度激增带动系统更新需求；同时由于售电侧的放开，售电市场竞争加剧，催生电力营销系统升级需求。另一方面，电价将辅助服务费用纳入，打开辅助服务市场空间，同时随着现货、中长期等电力交易市场发展成熟，虚拟电厂等新兴模式或将加速落地，打开广阔想象空间。公司层面，新场景不断涌现持续拓展新的增量市场空间，电力信息化相关企业有望凭借先发优势抢占新兴市场并逐渐构建自身壁垒，建议关注细分环节龙头和具备先发优势厂商。

风险提示

- 1、政策推进不及预期；
- 2、电网投资不及预期。

请阅读最后评级说明和重要声明

市场表现对比图(近 12 个月)



资料来源：Wind

相关研究

- 《甘肃电力现货市场转正，全国电力市场建设再进一步》2024-09-13
- 《OpenAI 或将发布新模型“草莓”，推理性能表现突出》2024-09-13
- 《关键词：国产算力 2024 年第 36 周计算机行业周报》2024-09-09

更多研报请访问
长江研究小程序

目录

政策加持、现货转正，电力市场化交易持续提速	4
从北京电力交易中心建设看增量需求方向	5
投资建议：建议关注细分环节龙头和具备先发优势厂商	9
风险提示	12

图表目录

图 1：电力交易市场化相关政策梳理	4
图 2：市场化交易电量持续提升（单位：亿千瓦时）	5
图 3：市场化交易电量占全社会比重不断上升，2024 年最新达到 62.4%	5
图 4：各省市电力现货市场建设进度一览（除山东、甘肃外，其他数据截至 2024 年 1 月）	5
图 5：电力市场化交易放开催生管理、报价、调度软件新需求	6
图 6：国家电网持股北京电力交易中心 70% 股权	7
图 7：北京电力交易中心 2022 年利润表拆分（万元）	7
图 8：北京电力交易中心招标金额持续增长	7
图 9：北京电力交易中心招标项目持续增长	7
图 10：电力现货市场交易平台示意图	9
图 11：一张图看售用电领域信息化受益逻辑	10
表 1：2018-2022 招标批次代表性项目（考虑篇幅仅展示部分代表性项目）	8
表 2：2023-2024 招标批次代表性项目（考虑篇幅仅展示部分代表性项目）	8
表 3：售用电侧相关上市企业梳理	10

政策加持、现货转正，电力市场化交易持续提速

电改顶层设计不断完善，电力回归商品属性、市场化加速推进。2015 年，电改 9 号文及其配套文件的发布拉开电力交易市场化改革序幕，践行“管住中间、放开两头”的设计要求（放开两头是提高发电、售电和用电的市场化程度，进行充分竞争；管住中间是在电网和配售电环节强化政府管理），致力于实现主要由市场决定能源价格的机制。近年来，新能源装机占比持续提升，一方面带来较大消纳压力，不断涌现的新型削峰填谷手段（储能、辅助能源服务、容量电价等）需要配套价格机制予以支撑；另一方面新能源低边际成本、高系统成本的特征突出，过往偏计划的价格体系难以为继，此背景下新一轮电改政策相继出台，回归电力商品属性的同时推动电力市场化交易持续提速。

图 1：电力交易市场化相关政策梳理

	2015-2016	2017-2019	2020-2021	2022-2023	2024
方向一 厘清价格机制 还原商品属性	▶ 2015/03: 《电改9号文》拉开电力交易市场化改革序幕	2017/03: 《关于有序放开发电计划的通知》，加快组织发电企业与企业签订发用电协议	2020/09: 《关于核定2020~2022年省级电网输配电价的通知》，标志我国输配电价监管体系基本完善。	2023/05: 《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》，进一步完善输配电定价模式	
	2015/05: 电改9号文配套文件出台	2019/10: 《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》，取消燃煤标杆电价改为“基准价+上下浮动”	▶ 2021/10: 《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，放开电价和市场参与者		
方向二 丰富价格类型 发挥激励机制		2017/11: 《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》，推进电力辅助服务市场化	2021/12: 《电力辅助服务管理办法》，扩大电力辅助服务新主体，丰富电力辅助服务新品种	2023/11: 《关于建立煤电容量电价机制的通知》，明确容量电价水平、分摊与考核机制等	2024/02: 《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》，优化调峰、调频、备用等辅助服务交易和价格机制
			2021/07: 《关于进一步完善分时电价机制的通知》，完善峰谷电价机制，是国内第一个面向市场化的分时电价机制		
方向三 完善市场建设 容纳多元主体	2016/03: 北京、广州两大国家级电力交易中心成立	2017/08: 《开展电力现货市场建设试点工作的通知》，标志第一批现货市场试点开始建设并逐渐启动	2020/06: 《电力中长期交易基本规则》，中长期市场逐渐完善	▶ 2022/01: 《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，统一交易规则，打破省间壁垒，建立面向新型电力系统的市场机制	2024/05: 《电力市场监管办法》
	2016/12: 《电力中长期交易基本规则（暂行）》，助力中长期市场建设		2021/05: 《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》，选定第二批电力现货试点城市	▶ 2023/09: 《电力现货市场基本规则（试行）》，推动新能源新型主体、各类用户平等参与电力交易	2024/06: 山东电力现货市场转入正式运行
			2021/11: 《省间电力现货交易规则（试行）》	▶ 2023/10: 《进一步加快电力现货市场建设工作的通知》，推动现货市场转正式运行、有序扩大现货市场建设范围，现货市场加速建设	▶ 2024/09: 甘肃电力现货市场转入正式运行
				2023/12: 广东、山西电力现货市场相继转入正式运行	

资料来源：国家能源局，发改委，长江证券研究所

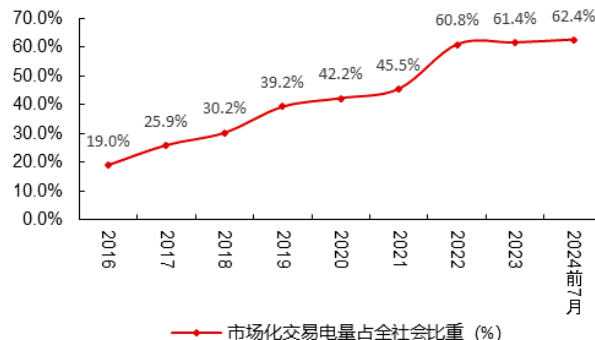
从电力交易实际表现看，市场建设有序推进、市场化交易电量比重持续提升。从 2016 年-2023 年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量从 1.13 万亿千瓦时增至 5.67 万亿千瓦时，CAGR 近 26%，占全社会用电比重从 19.0%增至 61.4%。立足 2024 年，电力市场交易量稳定提升，前 7 月累计交易电量 34950.9 亿千瓦时，累计同比增长 9.5%，高于整体用电量增速。此外，政策效果开始有所体现，从国家电网电力交易情况看：1）新能源消纳增速较高，2024 年上半年国网经营区消纳清洁能源 1.30 万亿千瓦时，同比增长 16.9%，其中风光发电同比增 18%；2）电力市场主体增加，截止 24 年 6 月底国网经营区域内各电力交易中心共注册市场主体 60 万家，较 2023 年底新增 3.2 万家。

图 2：市场化交易电量持续提升（单位：亿千瓦时）



资料来源：中电联，前瞻产业研究院，同花顺，长江证券研究所

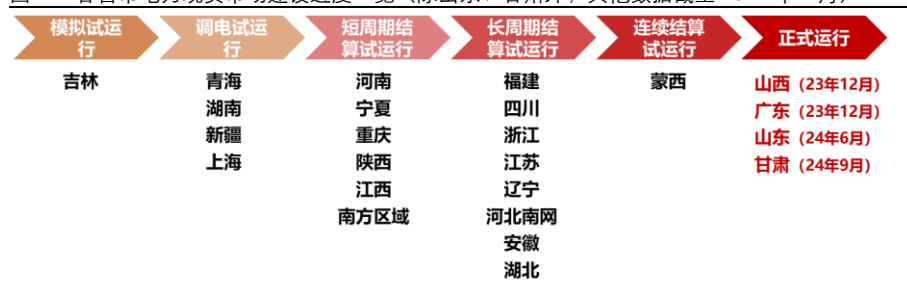
图 3：市场化交易电量占全社会比重不断上升，2024 年最新达到 62.4%



资料来源：中电联，前瞻产业研究院，同花顺，长江证券研究所

从电力市场建设看，电力现货市场加速转正，后续相关试点省份有望加速转换。电改 9 号文后全国以省为实体开始设立电力交易中心、建设电力市场。其中，电力现货市场主要针对日频及以下的电力交易，是发挥价格发现功能、还原电力商品属性的关键。现货市场从试点到正式运行通常要经历六个阶段：模拟试运行、调电试运行、短周期结算试运行（一般不足一周）、长周期结算试运行（一般两周到一个月）、连续结算试运行（一般一年以上）、正式运行。2023 年 10 月 12 日，国家发改委和国家能源局发布《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》，对于各个省份电力现货市场运行时间给予清晰指引，现货市场开始加速建设。2024 年 9 月 5 日，甘肃电力现货市场转正正式运行大会在甘肃省兰州市举行，根据会议内容，在经过 40 个月连续不间断结算试运行之后，甘肃电力现货市场顺利“转正”，成为继山西、广东、山东之后，全国第四个转入正式运行的省级电力现货市场，后续相关试点省份有望持续加速转换。

图 4：各省市电力现货市场建设进度一览（除山东、甘肃外，其他数据截至 2024 年 1 月）



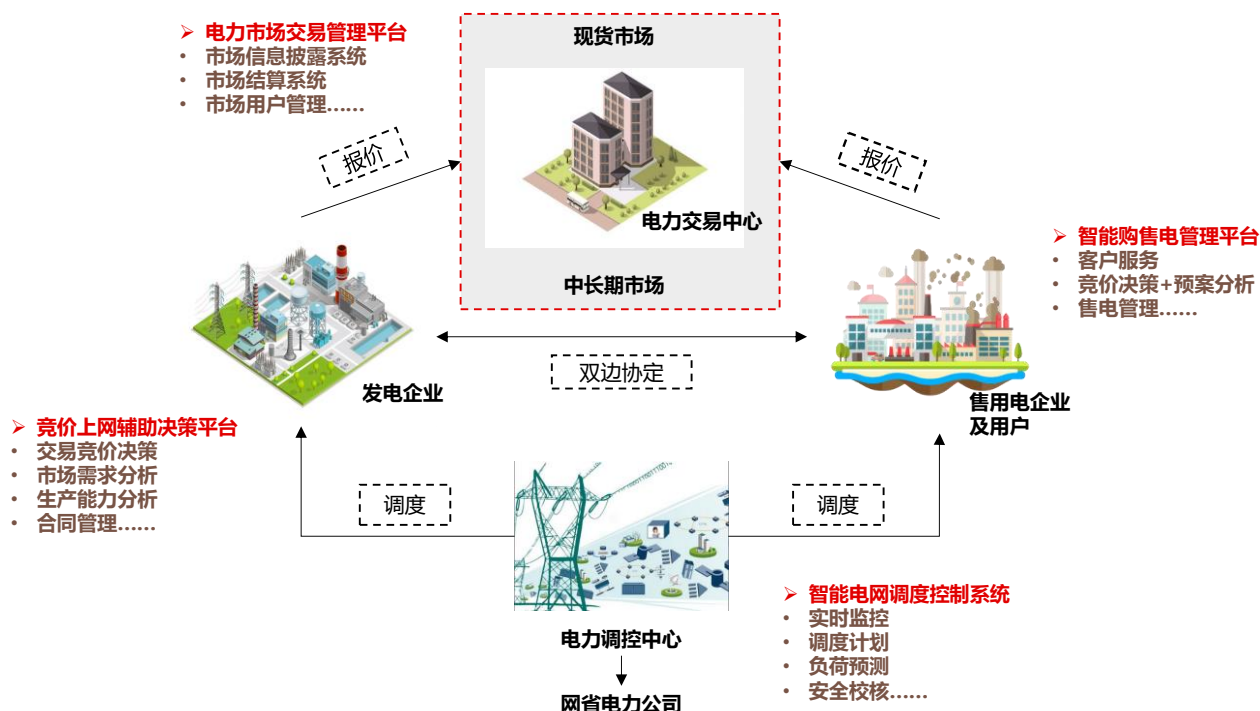
资料来源：落基山研究所，长江证券研究所

从北京电力交易中心建设看增量需求方向

电力市场化交易提速，用电定价复杂度上升催生交易管理、辅助报价决策软件需求。近几年相关市场政策更新频率较高，市场交易规则也随之改变，每一次市场交易规则的改变都需要交易软件升级或重塑，从而催生持续性更新需求。对于交易机构来说，市场化放开使得市场参与用户和交易模式、数量增多，管理难度大幅上升，电力市场交易管理平台建设成为保证市场持续稳定发展的基础。对于发电、售电主体和电力用户来说，市场化定价催化双方电能量定价博弈，各自寻求最优价格方案，而传统 Excel 记录无法有效解决价格预测、市场需求分析等问题，催生辅助报价决策软件需求。在此背景下，电

网调度由计划支配变为市场支配，智能化调度成为刚需。

图 5：电力市场化交易放开催生管理、报价、调度软件新需求

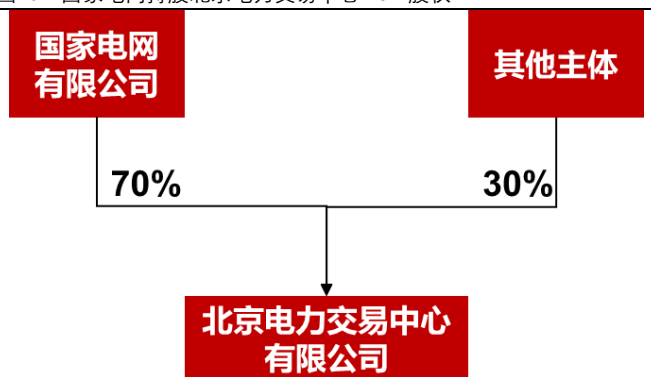


资料来源：长江证券研究所

电力交易中心持续建设，现货市场快速推进有望带增量需求。电力交易中心的建设由来已久，2015 年开始的电改将售电侧从电网剥离，在将电网收益模式从价差转向成本加成、捋顺价格机制的同时，也展开了电力交易中心与电力市场的建设。2015-2016 年各省级电力交易中心密集揭牌，并伴随着电力交易机制的不断完善，电力市场化交易自序幕拉开以来快速发展至今。从最新政策方向看，一方面建立全国统一电力市场要求下，全国电力交易中心未来有望落地，2022 年 1 月，国家发改委与国家能源局发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》；2023 年 7 月，北京市政府发文称争取全国电力交易中心在京落地。另一方面，现货市场加速带来交易规则复杂化与交易主体多元化，均对电力交易中心提出更多建设需求。

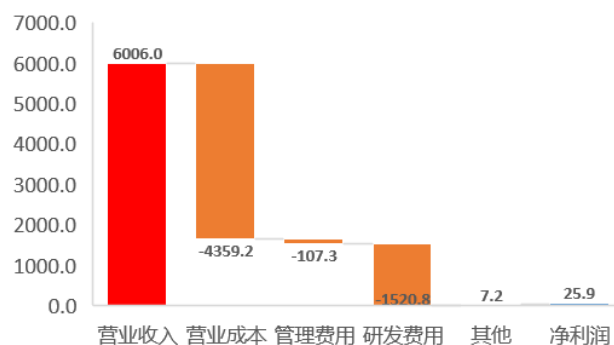
从北京电力交易中心建设情况看未来需求方向具有一定代表意义。2016 年 3 月 1 日，北京与广州两大国家级电力交易中心挂牌成立，被视作“电力市场化”的里程碑。从股权结构看，国家电网持股 70% 为第一大股东；从实际经营状况看，2022 年北京电力交易中心实现营收 6006 万元，均为电力交易服务费，营业成本为 4359.2 万元，对应毛利率为 27.4%；费用端，研发费用占据绝大比例，2022 年研发费用率/管理费用率分别为 25.3%/1.8%。考虑成本与费用后 22 年实现净利润 25.9 万元，净利率 0.4% 盈亏整体打平，主要系电力交易中心作为“规则制定者+市场运营者”，更多承担电力市场服务和公共职能，并不以盈利为主要目标。

图 6：国家电网持股北京电力交易中心 70% 股权



资料来源：北京电力交易中心，长江证券研究所

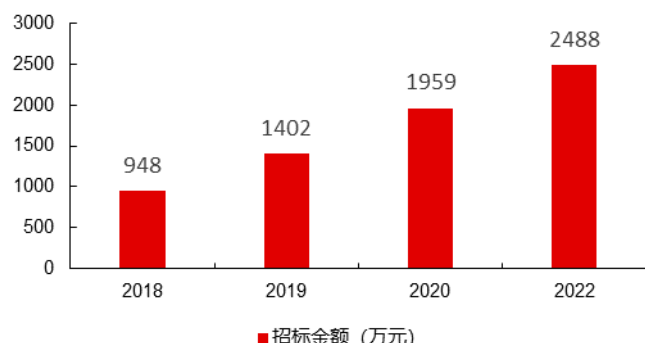
图 7：北京电力交易中心 2022 年利润表拆分（万元）



资料来源：北京电力交易中心，长江证券研究所

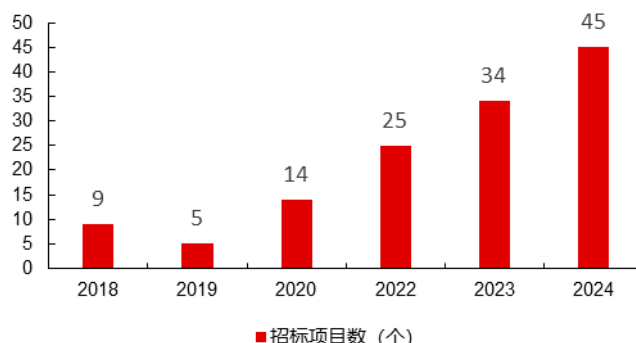
根据公开的招标数据，近年来北京电力交易中心项目数量与金额齐升，印证建设需求增长。从招标项目数看，从 2019-2024 北京电力交易中心招标项目数增长 8 倍；从招标金额看，从 2018-2022 北京电力交易中心招标金额从 948 万元增至 2488 万元，CAGR 达 27%。

图 8：北京电力交易中心招标金额持续增长



资料来源：中国招标投标公共服务平台，国家电网电子商务平台，长江证券研究所
(2021 年未列系数据不全，2023-2024 暂未披露金额)

图 9：北京电力交易中心招标项目持续增长



资料来源：中国招标投标公共服务平台，国家电网电子商务平台，长江证券研究所
(2021 年未列系数据不全，2024 年数据最新截止 9 月)

从招标项目细节看，新一代电力交易平台设计开发始终为建设重点。回顾 2018 年以来的招标项目细节，电力交易平台的软硬件建设同步推进，过往 e 交易相关平台与 APP 为建设重点，其作为电力交易平台移动端服务统一入口与统一品牌，18-22 年招标金额超 500 万。2022 年以来，新一代电力交易平台成为建设中心，2022 年开展核业务支撑招标，2023 年就市场结算、市场合规、信息披露、市场服务、技术支撑 5 大模块展开招标，随着现货交易持续放开背景下各省级交易中心同步推进新一代电力交易平台功能开发，有望带来可观建设需求。

表 1：2018-2022 招标批次代表性项目（考虑篇幅仅展示部分代表性项目）

采购批次	项目名称	项目金额（万元）
2018 年第一批次	交易大厅电子沙盘—无限点触控屏及配套设备采购项目	67
	交易大厅大屏可视化展示优化	150
	交易大厅大屏幕数据校验及业务支持	70
2019 年第二批次	2019 年全国统一电力市场技术支撑平台加密机采购项目	30
	交易大厅系统设备升级改造项目	162
2020 年第一批次	交易大厅可视化展示系统软硬件升级优化	156
	e-交易网站软硬件及系统软件运维	48
	电力交易平台第三方测试	68
	e-交易网站信息编辑与发布整理	105
2020 年第二批次	市场主体客户画像功能设计开发实施	180
	新一代电力交易平台信息安全防护方案研究	152
2021 年第二批次	e-交易线上 OTC 交易辅助服务功能设计开发	150
	电力市场客户服务智能问答助手设计开发	143
2022 年第一批次	e 交易 APP 运营	90
	新一代电力交易平台核心业务支撑	130
	适应中长期交易连续运营的电力交易业务应用优化及提升服务	120
	基于新规则的跨区跨省交易日清分及偏差考核结算技术支撑服务	250
2022 年第二批次	基于移动互联网的电力零售市场服务平台-设计开发项目	295
	新型电力市场领域知识智能推荐-设计开发项目	119
	适应省间现货、绿电交易等新型电力市场形态下的电力交易大厅可视化建设项目	176

资料来源：中国招标投标公共服务平台，国家电网电子商务平台，长江证券研究所

表 2：2023-2024 招标批次代表性项目（考虑篇幅仅展示部分代表性项目）

采购批次	项目名称	项目范畴
2023 年单独采购	2022 年新一代电力交易平台设计开发-市场结算模块开发服务	开发服务
	2022 年新一代电力交易平台设计开发-市场合规模块开发服务	开发服务
	2022 年新一代电力交易平台设计开发-信息披露模块数据同步及功能验证服务	技术服务
	2022 年新一代电力交易平台设计开发-市场服务模块数据同步及功能验证服务	技术服务
	2022 年新一代电力交易平台设计开发-技术支撑数据同步及功能验证服务	技术服务
2023 年第一批次	电力市场项目管理支撑服务	技术服务
	绿电交易、绿证交易、超额消纳量交易及零售市场管理支撑服务	技术服务
	省间电力交易全过程运营支撑及交易结果分析	技术服务
	新形势下电力市场主体运营管理及服务能力提升	技术服务
	e-交易 APP 推广运营服务	技术服务
	2023 年电力交易项目管理功能建设	数字化

2023 年第二批次	2023 年北京电力交易中心信息管理综合办公平台建设	数字化
2023 年第三批次	电力市场客户服务智能问答助手实施项目	开发实施
2024 年第一批	基于电力市场体系下的用户侧全口径电力能源消费数据核算关键技术研究及实践	技术服务
	基于交易合同的分部结算与一体化协同结算数据梳理及分析	技术服务
	适应省间现货、绿电交易等新型电力市场形态下的电力交易大厅可视化建设	开发实施
	2024 年北京电力交易中心信息管理综合办公平台完善提升	开发实施
	全国统一电力市场下中长期省间与省内市场交易规范化衔接机制关键问题研究	科技项目
	规模化电动汽车参与市场运营模式与关键技术研究	科技项目

资料来源：中国招标投标公共服务平台，国家电网电子商务平台，长江证券研究所

图 10：电力现货市场交易平台示意图



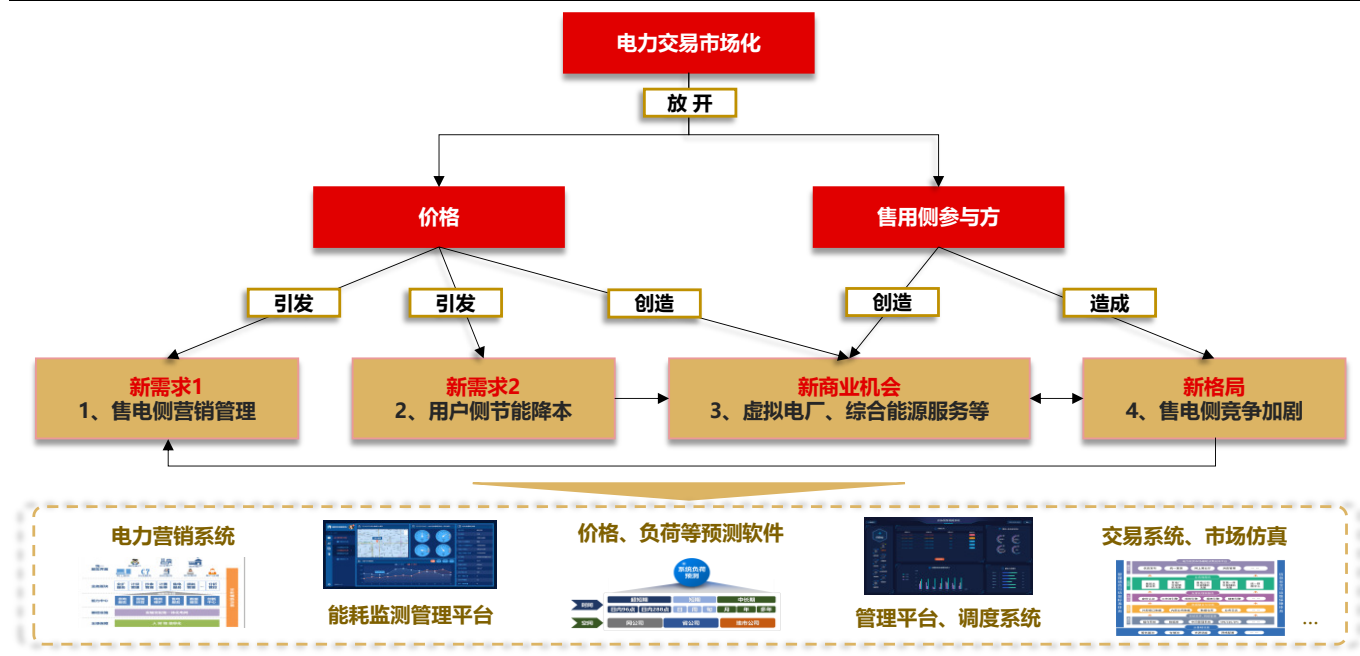
资料来源：兰木达店里现货公众号，长江证券研究所

投资建议：建议关注细分环节龙头和具备先发优势厂商

在电力交易市场化背景下，电力价格和售用电侧参与方进一步开放带动行业进入加速发展轨道。一方面，价格波动加剧导致结算复杂度激增带动系统更新需求；同时由于售电侧的放开，售电市场竞争加剧，电力营销成为竞争的重点，催生电力营销系统升级需求。另一方面，电价将辅助服务费用纳入，打开了辅助服务市场空间，同时随着现货、中长期等电力交易市场发展成熟，虚拟电厂等新兴模式或将加速落地，打开广阔想象空间。公司层面，由于电力行业涉及大量 know-how，同时长期被电网企业管控，随着电力市场的全面放开，新兴场景不断涌现持续拓展新的增量市场空间，电力信息化相关企业有

望凭借先发优势抢占新兴市场并逐渐构建自身壁垒，建议关注细分环节龙头和具备先发优势厂商。

图 11：一张图看售用电领域信息化受益逻辑



资料来源：长江证券研究所

未来，随着储能、分布式能源等逐渐成熟、电力市场逐渐铺开，虚拟电厂模式和综合能源服务商业模式或迎来高速发展，建议关注具备先发优势的厂商。由于电力行业涉及大量 know-how，同时长期被电网企业管控，随着电力市场的全面放开，新兴场景不断涌现持续拓展新的增量市场空间，电力信息化相关企业有望凭借先发优势抢占新兴市场并逐渐构建自身壁垒，我们梳理了相关环节主要的市场参与者，具体如下：

表 3：售用电侧相关上市企业梳理

相关业务板块	企业名称	从事业务说明	电力行业 2023 年营收（亿元）	电力行业 2023 年营收占比
电力营销	朗新科技	为国家电网及南方电网提供营销核心系统的搭建及运维服务。	23.21	49%
财务系统&电价交易系统	远光软件	公司业务涉及国网 ERP 系统建设，以及深度布局支撑能源采购、能源监测、能效优化、能源交易、能源设备运维全过程管理产品，为终端用户提供产能分析、用能分析、能源交易服务、能源结算分析与能源金融等全方位服务	21.85	91%
虚拟电厂及综合能源服务	涪陵电力	配电网节能业务主要是针对配电网节能降耗提供节能改造和能效综合治理解决方案。主要包括配电网能效管理系统、多级联动与区域综合治理、配电网节能关键设备改造等	34.42	100%
虚拟电厂及综合能源服务	南网能源	主要以合同能源管理模式为客户提供节能服务，根据客户的经营特点和外部环境状况，为客户提供节能诊断服务以及定制化的节能系统方案，并对客户的用能系统进行投资改造等。	29.88	100%
虚拟电厂及综合能源服务	恒华科技	以云服务平台为核心，提供覆盖电网规划设计、基建管理、运行管理、检修管理和营销管理全生命周期的 SaaS 产品和服务，以及面向用户侧的综合能源管理信息化产品，线下为用户配套提供规划设计、咨询、基建管控、资产代运维、综合能源管理等技术服务。	7.89	95%
虚拟电厂及综合能源服务	东方电子	涵盖调度自动化、集控站、变电站保护及综合自动化、变电站智能辅助监控系统、配电自动化、配电一二次融合、网络安全装置、虚拟电厂、云化弹性调控平台、业务中台、综合能源、智能巡检系统、电力电子设	63.56	98%

备、电能表及计量系统等产品或全面解决方案。				
虚拟电厂及综合能源服务	恒实科技	主营通信设计业务、智能物联应用业务为政企客户提供各类智能化综合解决方案，同时从事综合能源服务。	2.62	19%
全产业链	国网信通	主要为电力行业提供包括云网基础设施、云平台及云应用在内的产品、解决方案，以及“云网融合”运营一体化服务，助力能源互联网建设和企业数字化转型。	76.73	100%
全产业链	国电南瑞	从事电力自动化软件开发和系统集成服务的提供商，主要从事电网调度自动化、变电站自动化、火电厂及工业控制自动化系统的软硬件开发和系统集成服务。	515.73	100%

资料来源：Wind，长江证券研究所

风险提示

- 1、政策推进不及预期，目前电力市场化交易受政策推动明显，如果后期政策推进不及预期，将会对整个行业发展产生影响。
- 2、电网投资不及预期，电网信息化建设由国网规划周期决定，24、25 年是十四五规划最后两年,电网数字化建设有望加速，如果相关推进不及预期,建设情况可能不及预期。

投资评级说明

行业评级	报告发布日后的 12 个月内行业股票指数的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：
看好	相对表现优于同期相关证券市场代表性指数
中性	相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平
看淡	相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数
公司评级	报告发布日后的 12 个月内公司的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：
买入	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于 10%
增持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 5%~10%之间
中性	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在-5%~5%之间
减持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于-5%
无投资评级	由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

相关证券市场代表性指数说明：A 股市场以沪深 300 指数为基准；新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以恒生指数为基准。

办公地址

上海

Add /虹口区新建路 200 号国华金融中心 B 栋 22、23 层
P.C / (200080)

武汉

Add /武汉市江汉区淮海路 88 号长江证券大厦 37 楼
P.C / (430015)

北京

Add /西城区金融街 33 号通泰大厦 15 层
P.C / (100032)

深圳

Add /深圳市福田区中心四路 1 号嘉里建设广场 3 期 36 楼
P.C / (518048)

分析师声明

本报告署名分析师以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰地反映了作者的研究观点。作者所得报酬的任何部分不曾与，不与，也不将与本报告中的具体推荐意见或观点而有直接或间接联系，特此声明。

法律主体声明

本报告由长江证券股份有限公司及/或其附属机构（以下简称「长江证券」或「本公司」）制作，由长江证券股份有限公司在中华人民共和国大陆地区发行。长江证券股份有限公司具有中国证监会许可的投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号为：10060000。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格证书编号已披露在报告首页的作者姓名旁。

在遵守适用的法律法规情况下，本报告亦可能由长江证券经纪（香港）有限公司在香港地区发行。长江证券经纪（香港）有限公司具有香港证券及期货事务监察委员会核准的“就证券提供意见”业务资格（第四类牌照的受监管活动），中央编号为：AXY608。本报告作者所持香港证监会牌照的中央编号已披露在报告首页的作者姓名旁。

其他声明

本报告并非针对或意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许该报告发送、发布的人员。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本报告内容的全部或部分均不构成投资建议。本报告所包含的观点、建议并未考虑报告接收人在财务状况、投资目的、风险偏好等方面的具体情况，报告接收者应当独立评估本报告所含信息，基于自身投资目标、需求、市场机会、风险及其他因素自主做出决策并自行承担投资风险。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。本研究报告并不构成本公司对购入、购买或认购证券的邀请或要约。本公司有可能会与本报告涉及的公司进行投资银行业务或投资服务等其他业务(例如:配售代理、牵头经办人、保荐人、承销商或自营投资)。

本报告所包含的观点及建议不适用于所有投资者，且并未考虑个别客户的特殊情况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。投资者不应以本报告取代其独立判断或仅依据本报告做出决策，并在需要时咨询专业意见。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；在不同时期，本公司可以发出其他与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告；本报告所反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表本公司或其他附属机构的立场；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。本公司及作者在自身所知范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本报告版权仅为本公司所有，。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布给其他机构及/或人士（无论整份和部分）。如引用须注明出处为本公司研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的，应当注明本报告的发布人和发布日期，提示使用证券研究报告的风险。本公司不为转发人及/或其客户因使用本报告或报告载明的内容产生的直接或间接损失承担任何责任。未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

本公司保留一切权利。