

电价改革风势起，能源 IT 待腾飞

计算机行业

事件概述：

11月8日，在中国电力企业联合会2022年年会上，中电联发布了《适应新型电力系统的电价机制研究报告》等7项行业重大问题调研报告，建议：煤电基准价调整到0.4335元/千瓦时；选择试点，将煤电中长期交易价格上下浮动20%的限制予以放宽。

电价改革步入深水区，电价浮动信号明确

电价改革是电力体制改革的核心，我国持续深入电价改革，2015年起步入市场化交易电价改革阶段。煤电自2019年起决定实行“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，2021年扩大上下浮动空间至20%。此次报告中，中电联建议有序将全国平均煤电基准价调整到0.4335元/千瓦时的水平，相较目前煤炭基准电价水平涨幅可能高达17%。同时，中电联建议选择试点，将煤电中长期交易价格上下浮动20%的限制予以放宽。

煤电基准价格牵一发而动全身，电价浮动信号明确。煤电基准电价不仅是煤电中长期交易定价锚点，也是风光平价上网、外送水电及核电的定价基础。另外，电价机制或将改变。中电联提到，电价的合理构成应包括六个部分，即电能量价格+容量价格+辅助服务费用+绿色环境价格+输配电价格+政府性基金和附加。如果电价构成调整，也将使我国的电价机制得到进一步完善。

电价为核心，虚拟电厂等负荷侧能源 IT 大有可为

新型电力系统背景下，在源-网-荷三段中，负荷侧最具备商业模式级创新的可能。我们认为，负荷侧综合能源服务的下游将从万级园区拓展到三百万级工商用户，具备成为数量级倍增的万亿级新兴市场的潜力。未来围绕负荷侧资源资产的运营，将会出现一批负荷侧运营商，形成新的业务模式，虚拟电厂或为负荷侧运营商之代表。

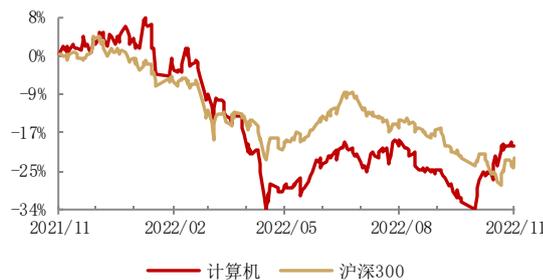
虚拟电厂盈利能力的核心指标是电价。峰谷电价差越大，虚拟电厂能为用户带来的价格激励越大。电价差加大一方面激励更多的负荷侧用户加入虚拟电厂，另一方面能够打开虚拟电厂的盈利空间，刺激产业加速。虚拟电厂的核心目的是参与平抑95%以上峰值负荷并进行价值再分配，随着电价的增长，远期看每年峰值负荷的价值将超万亿元。

另外，微电网、综合能源服务等有望快速起量。市场化购电价格浮动等变化将催化下游购买综合能源管理服务，实现节能降耗，直接减少用能成本。

评级及分析师信息

行业评级：推荐

行业走势图



分析师：刘泽晶

邮箱：liuzj1@hx168.com.cn

SAC NO: S1120520020002

投资建议：布局能源 IT 投资机会

电力 IT 负荷侧潜力大、空间大，而电价是负荷侧运营的核心要素之一。我们相信，电力市场化是大势所趋，电价改革必将进一步深入，电力的尖峰波谷价值将进一步拉大，用户侧用电成本将缓慢增加。以价格调控为核心，围绕负荷侧的电力电费资产运营，将有望实现商业模式级变革，以虚拟电厂等运营商为主体，进而释放数量级倍增的万亿级新兴市场。

核心推荐国能日新&东方电子&朗新科技，受益标的还包括：源侧，国电南自、恒华科技等；网侧，国电南瑞、煜邦电力、纬德信息、远光软件等；售/用侧，国网信通、威胜信息、安科瑞；储能侧，南网科技等。

- **东方电子**：电力 IT 小巨人，调度+电表+配网为基，综合能源+储能蓄势。
- **国能日新**：发电功率预测龙头，电力交易市场有望拉动公司第二成长曲线。
- **朗新科技**：用户侧能源数字化领先龙头+能源互联网唯一平台企业。（与华西通信组联合覆盖）。

风险提示

政策落地不及预期、新能源建设不及预期、电网投资不及预期、市场系统性风险等。

盈利预测与估值

股票代码	股票名称	收盘价 (元)	投资 评级	EPS (元)				P/E			
				2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E
000682.SZ	东方电子	8.09	买入	0.26	0.34	0.47	0.60	31	24	17	13
301162.SZ	国能日新	82.03	买入	1.11	1.12	1.58	2.27	74	65	47	36
300682.SZ	朗新科技	27.52	买入	0.81	1.10	1.47	1.94	34	25	19	14

资料来源：wind，华西证券研究所

注：朗新科技（与通信组联合覆盖），股价对应 2022 年 11 月 11 日收盘价。

正文目录

1. 电改持续深入，电价机制或将改变.....	4
1.1. 电价改革已步入深水区.....	4
1.2. 电价浮动信号明确，电价机制或改变.....	6
2. 电价为核心，负荷侧能源 IT 大有可为.....	8
3. 投资建议：布局能源 IT 投资机会.....	12
4. 风险提示.....	12

图表目录

图表 1 中电联《适应新型电力系统的电价机制研究报告》建议内容.....	4
图表 2 我国电价改革持续深入.....	5
图表 3 发改价格规〔2019〕1658 号文改革举措.....	5
图表 4 发改价格〔2021〕1439 号文改革内容.....	5
图表 5 部分公司 2022 前三季度上网电价涨幅情况.....	6
图表 6 部分省份 2022 年 3 月基准/上网电价情况.....	6
图表 7 动力煤价格变动情况.....	6
图表 8 各省煤电基准价与中电联建议情况（元/千瓦时）.....	7
图表 9 国家发改委价格司《关于 2022 年新建风电、光伏发电项目延续平价上网政策的函》.....	8
图表 10 德国电价构成（以 2021 年德国居民电价 32.16 欧分/千瓦时为例）.....	8
图表 11 电力系统商业模式演进.....	8
图表 12 电力业态价值链变化.....	9
图表 13 未来的综合能源服务结构.....	9
图表 14 虚拟电厂是聚合负荷侧用户参与电力市场的一种方式.....	10
图表 15 满足 5% 峰值负荷不同投资方案对比.....	10
图表 16 电价是决定虚拟电厂盈利能力的核心指标.....	10
图表 17 虚拟电厂运营市场空间测算.....	11
图表 18 企业综合能源管理系统信息化的演进可大致分为三个阶段.....	11

1. 电改持续深入，电价机制或将改变

11月8日中电联发布《适应新型电力系统的电价机制研究报告》。其中指出，**建立科学合理的电价机制**，是促进新型电力系统建设、实现新能源对传统能源安全可靠替代的关键手段。其中提到，为了保证系统安全稳定和持续推进能源转型，系统对于电力的需求，将从以电量价值为主向多维价值转变，**电价的构成也应逐步体现电力的多维价值**。

中电联认为，当前电价机制存在如下主要问题：

- 煤电价格形成机制矛盾突出，电煤价格长期高企，煤电基准价没有随之调整，上网电价水平难以反映煤电生产的真实成本，市场建设过程中缺乏对于煤电容量的补偿机制；
- 新能源的绿色价值难以体现，目前的可再生能源消纳责任考核制度没有体现个体消纳绿色电力的责任，不符合新能源出力特性；
- 输配电价定价机制有待完善，省级电网输配电价机制“约束有余、激励不足”，专项输电工程定价机制不完善；
- 系统调节成本难以有效疏导。

图表 1 中电联《适应新型电力系统的电价机制研究报告》建议内容

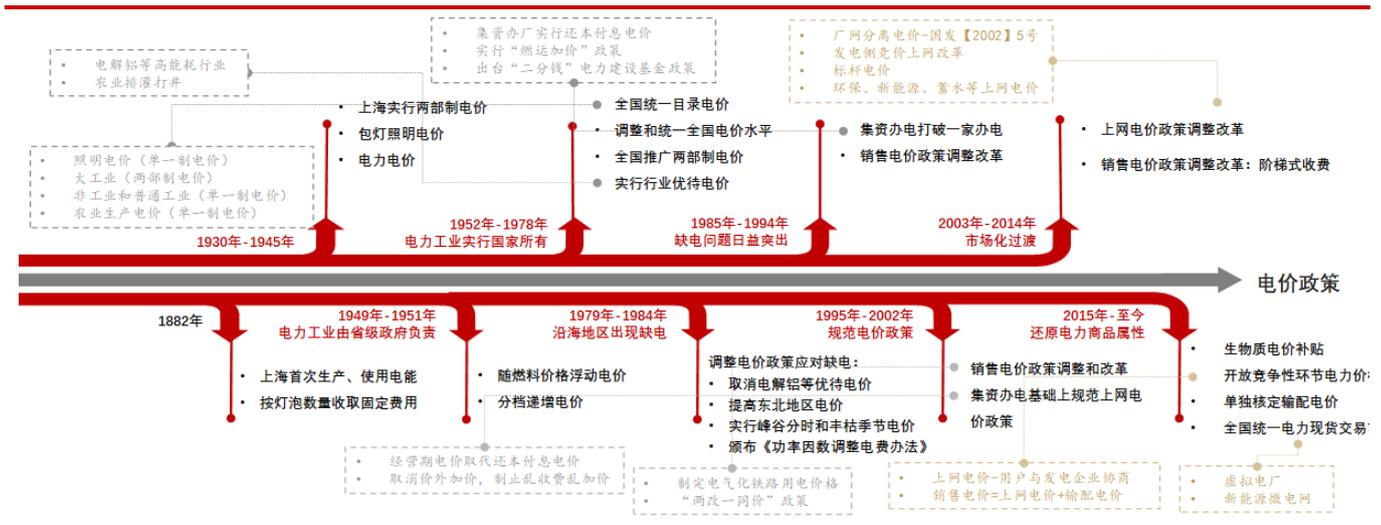


资料来源：中电联，华西证券研究所整理

1.1. 电价改革已步入深水区

电价改革是电力体制改革的核心，我国持续深入电价改革，**2015年起步入市场化交易电价改革阶段**。2015年3月15号中共中央发布文件〔2015〕9号《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”的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本开放配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划。

图表 2 我国电价改革持续深入



资料来源：国家发改委，华西证券研究所整理

自 2020 年起，我国煤电开始施行“基准价+上下浮动”的电价机制。2019 年 11 月，国家发展改革委发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》，将现行燃煤发电“标杆上网电价+煤电价格联动”机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。初期规定向上 10%、向下 15% 的浮动限制：根据《指导意见》，在过渡期，基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，国家发改委根据市场发展适时对基准价和浮动幅度范围进行调整。

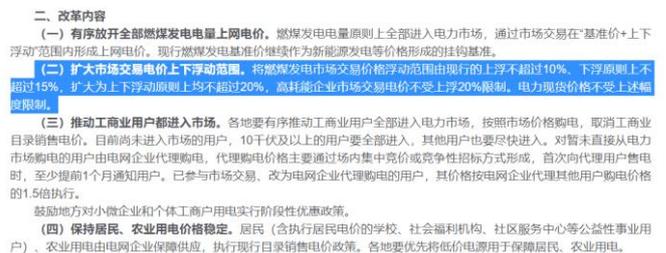
2021 年，国家发改委扩大煤电价格上下浮动空间至 20%。2021 年 10 月 12 日，国家发改委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，扩大市场交易电价上下浮动范围，将浮动的上限不超过 10%、下限原则上不超过 15%，扩大为上下浮动原则上均不超过 20%；高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制，电力现货价格不受上述幅度限制。

图表 3 发改价格规〔2019〕1658 号文改革举措



资料来源：国家发改委，华西证券研究所

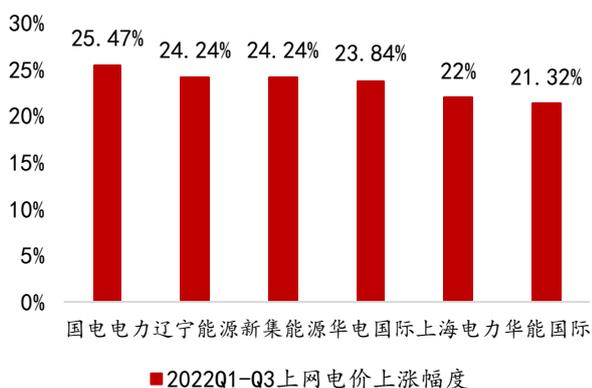
图表 4 发改价格〔2021〕1439 号文改革内容



资料来源：国家发改委，华西证券研究所

自改革实施后，多地电力市场成交价均实现 20% 顶格上浮。电价改革实施首日，江苏省和山东省成交电价上浮近 20%，直抵最高浮动电价上限。江苏、陕西等地的 2022 年年度双边交易均价也逼近了顶格线。这在一定程度上缓解了燃煤电厂的亏损问题，保证了电力的供应稳定。从发电上市公司的经营情况来看，2022 年前三季度，煤电占比高的发电上市公司，受惠于去年 10 月燃煤上网电价调整政策，电力成交中普遍按照上浮 20% 顶格价格成交，带动公司平均上网电价的大幅提升。

图表 5 部分公司 2022 前三季度上网电价涨幅情况



资料来源：Wind，华西证券研究所

图表 6 部分省份 2022 年 3 月基准/上网电价情况

地区	基准电价 (元/kWh)	平均上网价 (元/kWh)	溢价
湖北	0.4161	0.5157	23.9%
河南	0.3779	0.4599	21.7%
上海	0.4155	0.5556	33.7%
北京	0.3598	0.4327	20.3%
安徽	0.3844	0.4613	20.0%
江西	0.4143	0.4972	20.0%
天津	0.3655	0.4267	16.7%
江苏	0.391	0.4554	16.5%
山西	0.332	0.3863	16.4%

资料来源：各省发改委，华西证券研究所

1.2. 电价浮动信号明确，电价机制或改变

20% 上浮空间仍难以消化煤价上涨幅度。2021 年以来煤价持续性上扬高企，但各省基准电价较 2019 年变化不大。根据我们的统计，我国各省的煤电基准价平均值约为 0.3719 元/kWh。

在中电联近期发布的《2022 年三季度全国电力供需形势分析预测报告》中提到，对电价上浮后仍与煤价水平错位的地区，考虑重新核定基准价，尽快缓解企业经营困难形势，提升保供能力。

图表 7 动力煤价格变动情况

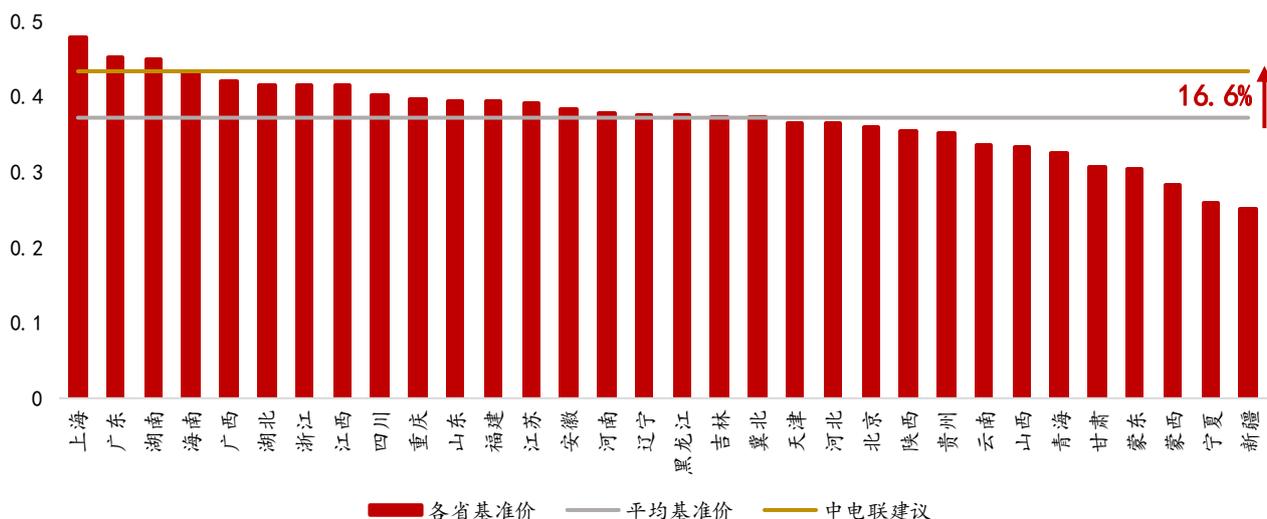


资料来源：Wind，华西证券研究所整理

中电联建议有序将全国平均煤电基准价调整到 **0.4335 元/千瓦时** 的水平，**涨幅可能高达 17%**。中电联建议，可以将秦皇岛港 5500 千卡下水煤基准价 535 元/吨对应全国平均煤电基准价设置为基点，按照标煤价格上涨或下降 100 元/吨对应煤电基准价上涨或下降 0.03 元/千瓦时的标准进行联动，在联动后的基准价水平上再实施上下浮动，即秦皇岛港 5500 千卡下水煤基准价 675 元/吨对应全国平均煤电基准价 0.4335 元/千瓦时。

同时，中电联建议选择试点，将煤电中长期交易价格上下浮动 **20%** 的限制予以放宽。

图表 8 各省煤电基准价与中电联建议情况 (元/千瓦时)



资料来源：各省发改委，华西证券研究所整理

煤电价格牵一发而动全身，电价浮动信号确定。煤电基准电价不仅是煤电中长期交易定价锚点，也是风光平价上网、外送水电、及核电的定价基础。

- **对新能源企业：直接提升收益。**目前国内大多数省份风光发电项目的上网电价结算基准为煤电基准价，保障小时数以内电网公司以煤电基准价进行收购。保障小时数之外的电量，可通过可再生能源项目与用户侧直接交易的方式进行消纳。
- **对用电侧：用能成本或将增加。**建议企业合理利用峰谷分时电价政策，错峰用电合理用能。通过配置储能、开展综合能源、使用绿色电力等方式改变用电结构和时段。
- **对售电公司等服务主体：迎来市场机会。**看准时机发展“售电+储能”业务，既能起到削峰填谷的作用，又可以帮助用户合理利用分时电价政策，提高低谷时段用电比重、降低高峰时段用电比重，从而实现用户用电降费的目标。向用户提供综合能源服务，根据用户需求，为用户提供个性化、多元化和套餐式的能源服务方案。

图表 9 国家发改委价格司《关于 2022 年新建风电、光伏发电项目延续平价上网政策的函》

**关于 2022 年新建风电、光伏发电项目
延续平价上网政策的函**

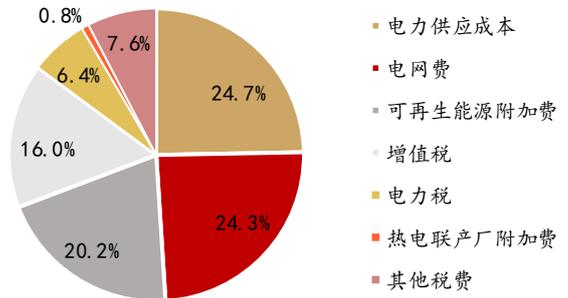
各省、自治区、直辖市发展改革委，国家电网有限公司、南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

2021 年，我国新建风电、光伏发电项目全面实现平价上网，行业保持较快发展态势。为促进风电、光伏发电产业持续健康发展，

2022 年，对新核准陆上风电项目、新备案集中式光伏电站和工商业分布式光伏项目（以下简称“新建项目”），延续平价上网政策，上网电价按当地燃煤发电基准价执行；新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，以充分体现新能源的绿色电力价值。鼓励各地出台针对性扶持政策，支持风电、光伏发电产业高质量发展。

资料来源：财联社，华西证券研究所

图表 10 德国电价构成（以 2021 年德国居民电价 32.16 欧分/千瓦时为例）



资料来源：德国能源和水业协会，华西证券研究所

电价机制或将改变。我国煤电上网电价从 2004 年开始执行标杆上网电价，期间根据煤电联动机制共调整九次，2019 年起规定取消煤电联动机制，改为“**基准价+上下浮动**”市场价格机制。中电联提到，电价的合理构成应包括六个部分，即**电能价格+容量价格+辅助服务费用+绿色环境价格+输配电价格+政府性基金和附加**。如果电价构成调整，也将使我国的电价机制得到进一步完善。

2. 电价为核心，负荷侧能源 IT 大有可为

新型电力系统背景下，在源-网-荷三段中，负荷侧最具备商业模式级创新的可能。我们认为，负荷侧综合能源服务的下游将从万级园区拓展到三百万级工商用户，具备成为数量级倍增的万亿级新兴市场的潜力。

图表 11 电力系统商业模式演进



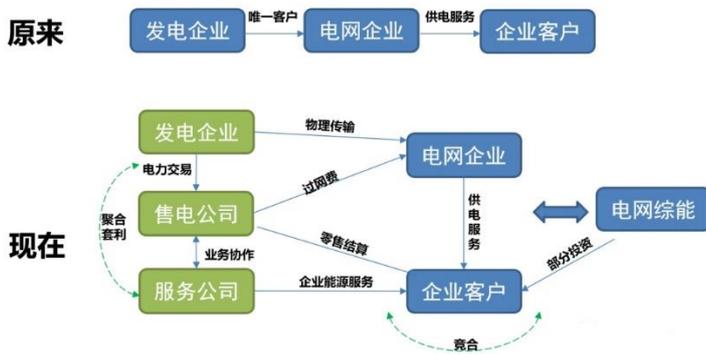
资料来源：鱼眼看电改，华西证券研究所

- **多元新场景出现：**分布式智能电网、需求响应、碳管理、现货价格互动等负荷侧运营服务的场景出现。
- **电力业务逐步放开：**电改“管住中间、放开两头”不断深化，售电公司、增量配网企业出现；出现了无需电网同意，也能开展的新业务。

未来围绕负荷侧资源资产的运营，将会出现一批负荷侧运营商，形成新的业务模式。引用俞庆《双碳视野下，综合能源服务的再思考与再定位》，未来的综合能源服务可归纳为“三类资产、三个圈层、多场景运营”。

- **三类资产，**即围绕负荷侧的设备资产、碳资产、电费资产，形成资产托管的运营模式，更接近于 PPP 的操作模式。
- **三个圈层，**第一圈层实现数据的连接，为用户提供数字化服务，并取得可见的价值；第二圈层是运营的连接，为用户提供设备资产的管理服务、电费管理服务和碳的管理服务，形成相应的运营服务产品；第三圈层是多边的连接，即真正形成价值网络，将多用户的资产聚合后，参与代理购电、电力市场价格响应、虚拟电厂等 B2B 的业务。
- **多场景运营，**即在上述的三个圈层中，形成标准化的运营服务包，建立服务销售、服务交付、服务产品开发的完整能力。

图表 12 电力业态价值链变化



资料来源：鱼眼看电改，华西证券研究所

图表 13 未来的综合能源服务结构



资料来源：鱼眼看电改，华西证券研究所

虚拟电厂或为负荷侧运营商之代表。虚拟电厂是负荷侧的核心场景之一，充分挖掘负荷调节能力，兼具灵活性与经济性。据国家电网测算，若通过建设煤电机组满足其经营区 5% 的峰值负荷需求，需要电厂及配套电网投资约 4000 亿元；若建设虚拟电厂，建设、运维和激励的资金规模仅为 400-570 亿元，成本仅为 1/7 至 1/10。

从商业模式角度，我们认为虚拟电厂是聚合负荷侧用户参与电力市场的一种方式。建设虚拟电厂前，分布式能源、储能、可控负荷、充电桩等一般体量较小，不具备准入市场化交易的资格；分布式能源容量小、数量大、分布不均、管理困难，且可能对电网稳定运行带来冲击；建设虚拟电厂后，多种负荷通过多能互补等方式提升能源输出稳定性，通过能效管理等方式提升综合能效水平，还可以通过参与需求响应、辅助服务获取补贴或参与市场化交易直接获取利润。虚拟电厂的主要业务场景包含辅助服务、需求响应、市场化交易、能效管理等。

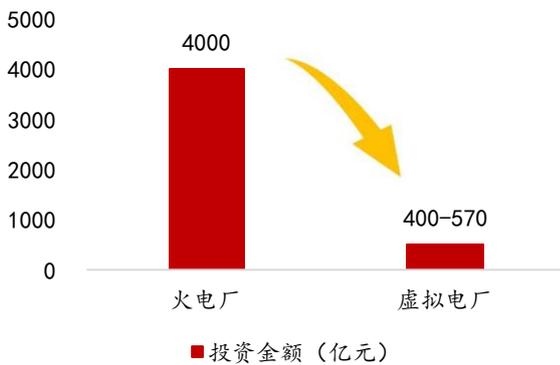
图表 14 虚拟电厂是聚合负荷侧用户参与电力市场的一种方式



资料来源：搜狐科技，华西证券研究所

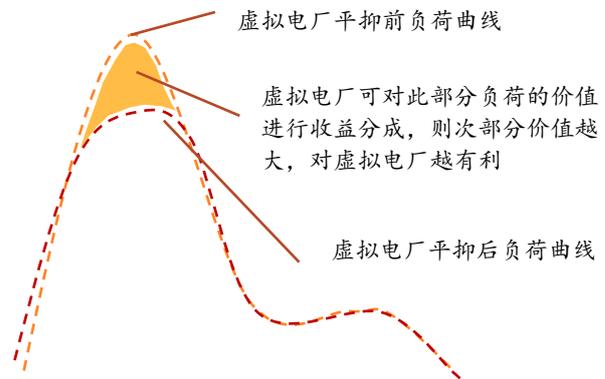
我们认为，电价是决定虚拟电厂盈利能力的核心指标，峰谷电价差越大，虚拟电厂能为用户带来的价格激励越大。电价差加大一方面激励更多的负荷侧用户加入虚拟电厂，另一方面能够打开虚拟电厂的盈利空间，刺激产业加速。

图表 15 满足 5%峰值负荷不同投资方案对比



资料来源：36 氪研究院，华西证券研究所

图表 16 电价是决定虚拟电厂盈利能力的核心指标



资料来源：华西证券研究所整理

我们认为，从业务价值角度，虚拟电厂的核心目的是参与平抑 95%以上峰值负荷并进行价值再分配，随着电价的增长，远期看每年峰值负荷的价值将超万亿元。为解决 95%以上峰值负荷，虚拟电厂应该通过聚合灵活性资源，构建全年最大负荷约 5%的可调节负荷资源库；当 5%的峰值负荷出现时，虚拟电厂参与平抑，并与灵活性资源的所有者进行收益分成。根据我们的估算，预计 2025 年虚拟电厂的运营市场规模将达到近千亿元，2030 年将超过 4500 亿元。

图表 17 虚拟电厂运营市场空间测算

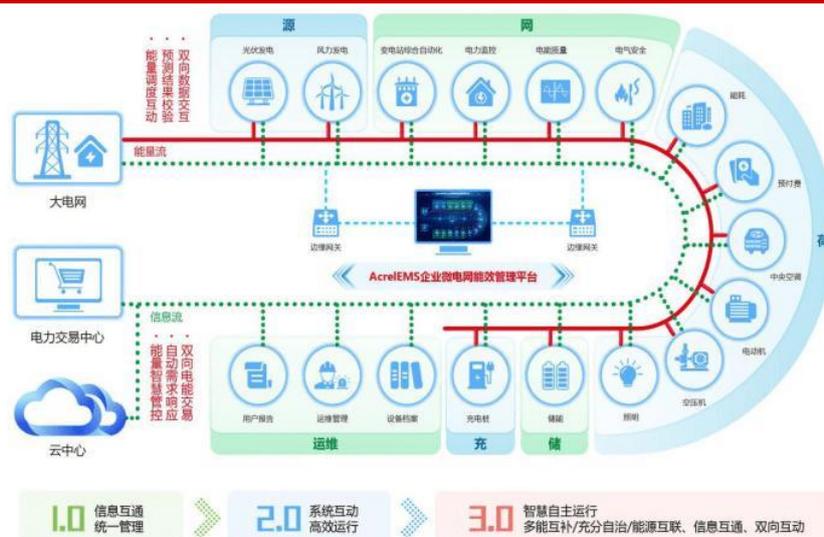
	2025E	2030E
最大负荷 (亿 kW)	16.3	18.9
可调负荷需求	5%	8%
虚拟电厂参与平抑的用电峰值负荷时长 (小时)	50	150
虚拟电厂参与平抑的用电量 (亿 kWh)	774	2608
尖峰负荷的平均电价 (元/kWh)	2.5	3.5
虚拟电厂平抑的负荷价值 (亿元)	1936	9127
分成比例	50%	50%
虚拟电厂运营市场规模 (亿元)	968	4563

资料来源：华西证券研究所整理

微电网、综合能源服务等有望快速起量。双碳背景下，能耗双控、企业/园区配网复杂度提升，企业/园区本身已经产生大量综合能源管理需求，同时，**市场化购电价格上涨**等变化，将催化下游通过购买综合能源管理服务，实现节能降耗，直接减少用能成本。

- **【驱动一】节能降耗：**拉闸限电+能耗双控督促企业加速能源与数字化转型。
- **【驱动二】管理&安全：**多元化负荷接入，企业配网的复杂度直线提升，用电及配电管理更加复杂化；安全方面，高比例的分布式光伏会带来关口功率因数的过补偿和谐波问题、大功率直流充电桩作为冲击性负荷影响用户电力系统稳定。
- **【驱动三】降低电价成本：**市场化购电价格上涨、一些电力用户可能需要承担偏差考核成本、一些省市开始执行工商业用户全口径分时电价、高耗能企业面临购电价格快速上涨风险等。

图表 18 企业综合能源管理系统信息化的演进可大致分为三个阶段



资料来源：安科瑞，华西证券研究所

电力 IT 负荷侧潜力大、空间大，而电价是负荷侧运营的核心要素之一。我们相信，电力市场化是大势所趋，电价改革必将进一步深入，电力的尖峰波谷价值将进一步拉大，用户侧用电成本将缓慢增加。以价格调控为核心，围绕负荷侧的电力电费等资产运营，将有望实现商业模式级变革，以虚拟电厂等运营商为主体，进而释放数量级倍增的万亿级新兴市场。

3. 投资建议：布局能源 IT 投资机会

核心推荐国能日新&东方电子&朗新科技，受益标的还包括：源侧，国电南自、恒华科技等；网侧，国电南瑞、煜邦电力、纬德信息、远光软件等；售/用侧，国网信通、威胜信息、安科瑞；储能侧，南网科技等。

1) **东方电子：电力 IT 小巨人，调度+电表+配网为基，综合能源+储能蓄势。**公司是全国最早进入配电领域的厂商，也是配电领域产业链最全的供应商。调度业务份额仅次于南瑞。布局综合能源复用核心调度能力，多个项目获得示范奖项；布局储能 EMS、PCS，新增量可期。

2) **国能日新：发电功率预测龙头，电力交易市场有望拉动公司第二成长曲线。**公司发电功率预测产品市场份额领先，同时将核心预测能力复用至电力交易领域，打造电力交易辅助决策平台 2.0；统一电力市场建设加速，电力交易主体急速扩容，电力交易辅助决策等工具类产品或将优先受益。

3) **朗新科技：用户侧能源数字化领先龙头+能源互联网唯一平台企业。**国网营销 2.0 系统核心参与方，基本盘电网 IT 业务持续高景气；与支付宝合作打造“生活缴费”、“新电途”充电桩聚合平台等场景，进行流量变现，充电聚合服务空间大、爆发性强；布局分布式光伏，增量空间可期。（与华西通信组联合覆盖）。

4. 风险提示

- 1、政策落地不及预期。
- 2、新能源建设不及预期。
- 3、电网投资不及预期。
- 4、市场系统性风险等。

分析师与研究助理简介

刘泽晶（首席分析师）：2014-2015年新财富计算机行业团队第三、第五名，水晶球第三名，10年证券从业经验。

分析师承诺

作者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，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，力求客观、公正，结论不受任何第三方的授意、影响，特此声明。

评级说明

公司评级标准	投资评级	说明
以报告发布日后的6个月内公司股价相对上证指数的涨跌幅为基准。	买入	分析师预测在此期间股价相对强于上证指数达到或超过15%
	增持	分析师预测在此期间股价相对强于上证指数在5%—15%之间
	中性	分析师预测在此期间股价相对上证指数在-5%—5%之间
	减持	分析师预测在此期间股价相对弱于上证指数5%—15%之间
	卖出	分析师预测在此期间股价相对弱于上证指数达到或超过15%
行业评级标准		
以报告发布日后的6个月内行业指数的涨跌幅为基准。	推荐	分析师预测在此期间行业指数相对强于上证指数达到或超过10%
	中性	分析师预测在此期间行业指数相对上证指数在-10%—10%之间
	回避	分析师预测在此期间行业指数相对弱于上证指数达到或超过10%

华西证券研究所：

地址：北京市西城区太平桥大街丰汇园11号丰汇时代大厦南座5层

网址：<http://www.hx168.com.cn/hxzq/hxindex.html>

华西证券免责声明

华西证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具备证券投资咨询业务资格。本报告仅供本公司签约客户使用。本公司不会因接收人收到或者经由其他渠道转发收到本报告而直接视其为本公司客户。

本报告基于本公司研究所及其研究人员认为的已经公开的资料或者研究人员的实地调研资料，但本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载资料、意见以及推测仅于本报告发布当日的判断，且这种判断受到研究方法、研究依据等多方面的制约。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及预测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息始终保持在最新状态。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，投资者需自行关注相应更新或修改。

在任何情况下，本报告仅提供给签约客户参考使用，任何信息或所表述的意见绝不构成对任何人的投资建议。市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告视为做出投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在任何情况下，本报告均未考虑到个别客户的特殊投资目标、财务状况或需求，不能作为客户进行客户买卖、认购证券或者其他金融工具的保证或邀请。在任何情况下，本公司、本公司员工或者其他关联方均不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告而导致的任何可能损失负有任何责任。投资者因使用本公司研究报告做出的任何投资决策均是独立行为，与本公司、本公司员工及其他关联方无关。

本公司建立起信息隔离墙制度、跨墙制度来规范管理跨部门、跨关联机构之间的信息流动。务请投资者注意，在法律许可的前提下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。在法律许可的前提下，本公司的董事、高级职员或员工可能担任本报告所提到的公司的董事。

所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容，如需引用、刊发或转载本报告，需注明出处为华西证券研究所，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。