



公用事业行业：电价信号有待释放 护航能源转型



安全稳定+能源转型，电价信号能否释放或是决定性因素

中电联 11 月 8 日发布《适应新型电力系统的电价机制研究报告》，呼吁建立科学合理的电价机制，保证系统安全稳定和持续推进能源转型。考虑到新能源平衡难度加大、煤炭天然气价格高企以及对冗余可用装机的激励不足，我们认为新型电力市场几乎不可避免会迎来供电成本的上涨，自 2021 年开始，全社会用电成本或将进入 8-10 年的上行阶段。电力产业链各环节超额获利或亏损均不可持续，若价格机制理顺，盈利回报长周期均值将回归于融资成本+风险溢价。长期看好绿电/核电的装机成长性，火电在电改过程中有望受益于盈利模式的修复。

供电成本上升不可避免，如何疏导是电价改革关键新型电力市场几乎不可避免会迎来供电成本的上涨，我们测算：1) 2030 年我国电力系统所需平衡成本约 6 分/度，占发/用电成本 15%/8%；新能源消纳成本 0.15-0.2 元/度，加上发电成本和各环节合理回报，综合成本 0.43-0.45 元/度。2) 终端电价自 2014 年 (0.65 元/度) 下行后在 2020 年 (0.56-0.57 元/度) 见底，2021 年随着火电涨价开始回升；假设火电电价维持现状，我们预计全社会用电成本 2030-35 年见顶 (0.7 元/度)，随后风光低价上网会成为主导终端电价下行的核心驱动力。供电成本的上升如何疏导，将成为电价机制改革的关键难点。

实现合理定价与收益，各环节价格机制有待理顺中电联此次报告有五大核心建议：1) 丰富电价的合理构成，拆分电能量价格和容量价格，增加

辅助服务费用和绿色环境价格；2) 有序将全国平均煤电基准价调整到 0.4335 元/千瓦时的水平，当前均值为 0.37 元/千瓦时；3) 选择现货试点地区，放宽煤电中长期交易价格上下浮动 20%的限制；4) 在发电侧和输电侧推进容量保障机制建设；5) 合理疏导辅助服务费用（发电侧和用电侧同时分摊）和交叉补贴费用。我们认为，上述建议或将为电力产业链各环节价格机制改革提供更加清晰的方向。

牵一发而动全身，基准电价调整难度颇大

基准电价牵连较多，既是煤电的中长期交易定价准绳，也是外送水电、风光平价以及核电价格的定价基础。基准电价行之有年，自 2004 年首次提出标杆电价以来，各省标杆电价直到 2017 年才趋于稳定；若要再次调整，需要重新梳理各省的煤电平均发电成本。全国性电价政策调整最终须由国家发改委定案，因此中电联此次报告所提及的建议落地时点与程度均存在一定的变数，短期内对电力行业基本面难有实质性影响。

风险提示：政策落地的不确定性，燃料成本波动，新能源/储能成本下降速度不及预期，国内外宏观环境不确定性及政策风险。

预览已结束，完整报告链接和二维码如下：

https://www.yunbaogao.cn/report/index/report?reportId=1_48584

