



公用环保行业专题研究：绿电交易展望 两类运营商获高弹性



绿电交易有望量价齐升，运营商龙头更加受益

2021年9月国内绿电交易试点正式启动，在构建以新能源为主体的新型电力系统的过程中，绿电交易市场释放绿电消费需求。对于供给端的新能源运营商而言，绿电交易或有两大利好：1) 平价风光发电项目的环境价值有望在电价中体现；2) 购电长协锁定风光电量，解决消纳问题，弃电率有望收窄。基于数据测算，我们发现，通过绿电交易提升上网电价的收益相对更高。

我们看好两类更加受益于绿电交易的运营商：1) 龙头运营商，平价风光项目新增规模与可交易绿电规模领先；2) 弃电率较高的运营商积极参与绿电交易，实现资产质量大幅改善。推荐龙源电力、三峡能源、华润电力。

碳价决定绿电溢价，预计2022/2025年增收43/181亿元我们认为绿电交易机制最大意义之一，在于区分风光发电的环境属性和将低碳价值显性化。未来绿电交易价格是否溢价以及溢价幅度将取决于碳配额和绿证的价值，碳价或成为绿电溢价的重要参考指标。相比煤电，风光减碳量约为912克/千瓦时。以全国平均的风光发电指导价均值0.3669元/千瓦时为基准，10%/20%的绿电溢价对应碳价约为40/80元/吨。假设绿电溢价20%、绿电交易比例30%，我们预计2022/2025年平价风光项目溢价收入合计43/181亿元。由于溢价收入无需重复计算折旧与费用，仅需支付部分与交易相关的支出和税费，绿电交易带来的溢价将享受较高的净利率水平。

交易缓解消纳矛盾，预计2022/2025年回补20/83亿元绿电交易鼓

励签订 5-10 年购电长协，顺序优先于计划发电和市场电交易，我们认为此举将丰富市场化消纳手段。绿电交易对手方需求稳定，有助于缓和弃电率上升的矛盾。2020 年全国弃风/光率为 3.5%/2%（全国新能源消纳监测预警中心），风光发电潜在损失电量合计 222 亿千瓦时；假设弃风/光率保持不变，我们预计 2022/2025 年潜在损失电量或将达到 356/529 亿千瓦时，平价风光项目对应 54/227 亿千瓦时。因参与绿电交易后无法再享受绿电补贴，平价风光发电项目将成为供给主体。平价项目参与绿电交易完全消纳后，不考虑溢价，2022/2025 年有望回补的电量收入分别为 20/83 亿元。

行业整体业绩增幅有限，两类运营商或享受更高弹性相比于溢价收入和回补收入，我们认为绿电交易更大的价值在于完善新能源发电的市场化机制，助力风光装机规模快速增长。尽管全行业视角下收入/利润增幅有限，但对于两类新能源运营商而言，我们认为会带来高于行业整体水平的业绩弹性。第一类是装机规模快速增长的龙头运营商，有望获取更多的绿电交易机会；第二类是因装机区域集中在高弃电地区，有望通过绿电交易实现资产质量的改善。推荐标的包括龙源电力(916HK)、三峡能源(600905CH)、华润电力(836HK)。

风险提示：经济下行拖累电力需求；电价机制完善和市场化深入不及预期；新能源装机不及预期。

关键词：新能源

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_30061

