

### 短短两个月内，电煤价格先是猛增 160 元，又在不到一个月后回落近 136 元——

# 电煤价格再现大起大落

■ 本报记者 卢彬

煤炭价格近期在刚刚接近绿色区间后，即开始大幅反弹，反映出市场情绪脆弱及对后市供需判断仍不乐观，后期煤炭价格继续波动的可能性较大。保供政策陆续退出的预期、煤矿安全检查、大秦线例行检修、港口封航等一系列因素，甚至金融期货市场都会对今年煤炭供应和运行产生影响，可能会提升今年电煤市场价格中枢水平。

中电联 3 月 5 日发布的中国沿海电煤采购价格指数 (CECI 沿海指数) 显示，5500 大卡电煤综合价报收 584 元/吨。而就在此前，CECI 沿海指数 5500 大卡综合价由去年 12 月初的 600 元/吨增至今年 1 月底的 760 元/吨。

短短两个月内，电煤价格猛增 160 元，又在不到一个月后回落近 136 元，在经过近两年的相对平稳运行后再现剧烈波动。对此，中电联行业发展与环境资源部副主任叶春表示，2020 年 11 月下旬以来，电煤供需两端均发生复杂变化，共同造成煤炭市场“供需失衡”的局面。

#### 多因素叠加致煤价“巨震”

2020 年，煤价整体维持在低位运行，CECI 沿海指数 5500 大卡综合价甚至一度跌至 500 元/吨以下，而 2020 年 12 月初，受供需两侧因素共同影响，动力煤价格开始快速上涨。

“去年 11 月下旬开始，极寒天气致使居民采暖用电需求攀升。此外，工业用电需求叠加出口形势利好等因素，使得用电需求快速增长。”易煤研究院总监张飞龙告诉记者，“另一方面，供给侧虽然增加了一些保供生产能力，但由于社会库存缓冲能力不高，去年 11 月底库存水平已达低点，一定程度上推动煤价走高。”电煤现货价格快速上涨，一度令市

场定价体系出现混乱。去年 12 月，易煤网、中国煤炭资源网、中电联旗下多个煤价指数相继停止发布。

叶春表示，特别是气温“前低后高”引发电厂日耗水平出现转折，电煤价格随之明显改变。“今年 1 月中旬之后，气温明显回升且持续偏暖，2 月平均气温较常年同期偏高 2.9℃，为 1961 年以来同期最高值。气温回升与春节部分企业停产相叠加，电厂电煤消耗出现较大幅度回落。据中电联统计监测，纳入中电联电力燃料数据统计的全煤电厂日耗自 1 月下旬开始稳步回落，春节期间已回落至 300 万吨/天左右。而去年 11 月 24 日开始，这些电厂日耗连续 65 天超过 500 万吨/天的水平，最高甚至超过 700 万吨/天。”

#### 五大发电煤电月度亏损加剧

煤价大起大落，给下游发电厂带来不小的压力。某东部省份沿海电厂燃料部负责人告诉记者，该厂今年 1 月的人厂标煤单价曾超过 1100 元/吨。“这可能是建厂以来最贵的一次。”

山东某发电央企负责人也表示，煤价剧烈波动对电厂预算、生产经营业绩考核等都造成影响。“特别是 1 月份，‘外电入鲁’电量大幅下降，原先每天 3、4 亿千瓦时的电量降到只有 1 亿千瓦时左右。而本地新能源由于受大雾天气影

响出力不足，省内一部分电厂又受到铁路运力限制，难以提升出力，运煤不受影响的电厂就必须顶住。为了保供，我们电厂实际购买的市场煤比计划量额外多出近 30%，高昂的成本反过来影响了企业的效益考核。”

该负责人进一步表示，高煤价时电厂肩负保供职责，额外多发保障电力供应，而在近日煤价快速回落、发电成本降低后，电厂却由于外来电、本地新能源恢复出力，不得不压减负荷，甚至频繁启停机组。“涨价降价，电厂都要付出高昂运行、维护成本，经营压力巨大。”

“在经历 2017—2019 年煤电行业持续亏损、负债率居高不下的严峻情况下，此次‘迎峰度冬’期间煤炭价格上涨至两年来新高，煤电企业煤炭采购成本持续大幅增加，五大发电集团煤电板块自 2020 年 10 月开始出现月度整体亏损，去年 12 月及今年 1 月进一步加剧，煤电企业经营更加困难，不利于全社会用能成本降低和支撑服务经济高质量发展。”叶春直言，“不仅如此，煤价大幅上涨，经营压力加大，部分电厂长期亏损，煤炭采购、设备检修、维护员工队伍稳定等工作压力剧增，对电厂和电网的安全生产运行造成了很大影响。”

#### 年内电煤价格中枢水平或提升

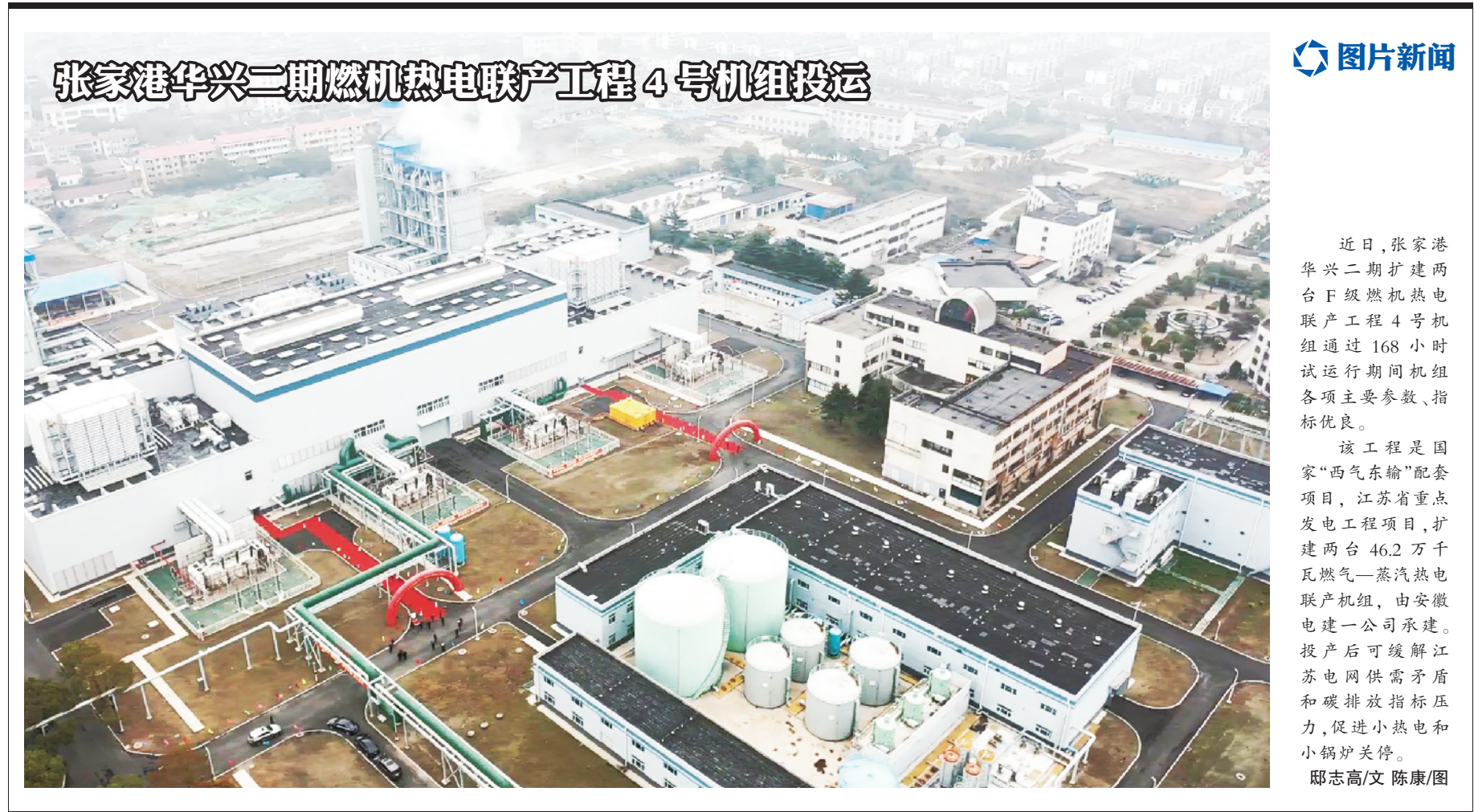
采访中，多位电、煤行业从业者表示，

煤炭价格短期内或逐渐回升，但由于经济、政策等因素影响，市场煤价不确定性仍然较强。

叶春指出，煤炭价格近期在刚刚接近绿色区间后，即开始大幅反弹，反映出市场情绪脆弱及对后市供需判断仍不乐观，后期煤炭价格继续波动的可能性较大。“保供政策陆续退出的预期、煤矿安全检查、大秦线例行检修、港口封航等一系列因素，甚至金融期货市场都会对今年煤炭供应和运行产生影响，可能会提升今年电煤市场价格中枢水平。”

张飞龙认为，需求侧也是未来一段时间煤价不确定性的关键。“目前宏观经济形势相对乐观，下游用电需求也在稳步回升。但考虑到今年四月份各地会相继出台有关碳达峰、碳中和的政策及规划，钢铁、水泥、建材、化工等重点行业将受到何种程度影响，存在较大不确定性。如果下游工业用电被压制，电煤价格也存在受到冲击的可能。”

“现在刺激市场剧烈变化的综合因素较多。”上述山东发电央企负责人则指出，电厂今年需要面对的市场波动比往年更大，“虽然我们厂今年的电煤长协已签完，但其中相当一部分是年度长协按比例搭售月度、现货的形式，市场波动对电厂燃料成本的影响还是很大的，电厂研判市场的难度也在提升。”



## 张家港华兴二期燃机热电联产工程 4 号机组投运

图片新闻

近日，张家港华兴二期扩建两台 F 级燃机热电联产工程 4 号机组通过 168 小时试运行期间机组各项主要参数、指标优良。

该工程是国家“西气东输”配套项目，江苏省重点发电工程项目，扩建两台 46.2 万千瓦燃气—蒸汽热电联产机组，由安徽电建一公司承建。投产后可缓解江苏电网供需矛盾和碳排放指标压力，促进小热电和小锅炉关停。

邸志高/文 陈康/图

## 核电别再错过“新窗口”

■ 朱学蕊

全国两会圆满落幕，对核能行业而言，除了代表委员建言呼吁，政府工作报告中一句“在安全的前提下积极有序发展核电”更像是一次全新的启幕。过去十年，“积极”一词鲜有被用来表述核电，尤其在核电发展节奏、规模增速明显放缓的情景下，这样的表述预期性显而易见。

从社交平台、行业企业公号到媒体报道，从核能业主、建设企业到装备制造，确有等到曙光的欣喜。

在安全的前提下积极有序发展核电，的确是一份相当难得的预期。为什么难得？比一比同是清洁能源的“风光水”就知道，核电过去十年走得多慢。

2010 年，我国电力总装机 9.6 亿千瓦，其中水、核、风、光装机分别约为 2.16 亿千瓦、0.11 亿千瓦、0.3 亿千瓦、0.009 亿千瓦；2015 年，我国电力总装机增至 15.3 亿千瓦，其中水、核、风、光装机分别约为 3.2 亿千瓦、0.27 亿千瓦、1.31 亿千瓦、0.42 亿千瓦。2020 年，我国电力总装机约 22 亿千瓦，其中水、核、风、光装机分别约为 3.7 亿千瓦、0.5 亿千瓦、2.8 亿千瓦、2.5 亿千瓦。

十年间的变化数据一目了然：清洁能源装机整体实现剧增，其中水电增了七成，风电增了 300 倍。相比之下，核电装机十年仅仅翻了三倍。

核电发展缓慢，最关键的因素是政策，最重要的考量是安全。2011 年日本福岛核事故后，我国随即按下了核电发展“暂停键”，“国四条”对新建核电划出了重点、设置了安全“门槛”。十年间，核电产业先后几次破冰重启，力度虽不大，但陆续有新项目审批和建设，而且在整体稳步推进的节奏下，实现了首批三代核电投产、自主三代核电示范项目首堆发电和后续项目批量化建设。所以，业内将过去十年核电产业的状态总结为：“没吃饱”但也“没饿死”。

那么，“十四五”对核电而言，机遇在哪里？说到这里，想起一位同龄核电人的感慨：“十四五”是“80 后”最关键的“窗口期”，是决定前途和后半生的五年。巧合的是，我国核电产业发展至今，正好四十年，就像“80 后”，身处厚积薄发和职业发展的黄金时段，尤其在“30·60”双碳目标下全社会绿色低碳转型和能源结构持续优化的大背景下，核电新一轮发展机遇

其时，当然也会迎来激烈的竞争和挑战。

核电能量密度大、低碳且稳定高效，作为基荷电源，有望大规模替代传统化石能源，是保障我国能源安全稳定供应、实现减碳目标的优势选项。尤其在东南沿海和中部地区“双控”压力较大的省份，在确保安全的前提下适时选择发展核电，理论上具有较大空间，这在今年以来电力企业的发展规划中可见端倪。例如，国家电网日前发布的该公司“碳达峰、碳中和行动方案”明确提出，到 2030 年，其经营区域内核电装机将达到 8000 万千瓦以上。有分析人士测算，除去目前在运和在建机组，国家电网经营区域内“十四五”新投产和新开工核电规模将在 3500 万千瓦左右。加上南方电网区域内的广东、海南、广西，未来五年全国新建核电项目比较可观。

当然，机遇与挑战并存。对核电而言，未来要分享清洁能源这个大“盘子”，首先要直面竞争。2020 年年底，我国明确提出 2030 年“风光”总装机将达到 12 亿千瓦以上的目标，这相当于在“十三五”并网装机基础上，未来十年新增装机规模要达到 6.7 亿千瓦以上。试想，届时若储能技术实现突破，或者多能互补实现实质和

量的提升，那么“风光”短板将不复存在，期间核电是否还能发挥优势？能否实现业内此前预期的 1.2 亿—1.5 亿千瓦装机目标？还有，目前“风光”已开启平价上网，未来核电的经济性还能否持续提升？能否更好地参与多能互补和电力市场化竞争？

当然，核能利用不止于核电，“十四五”期间，核能综合利用或许会迎来新的机遇，在清洁供暖、工业供汽、海水淡化、余热制氢、制冷等方面发挥作用。

“十四五”对能源转型至关重要，不同电源要高质量发展，要加快转型，对接未来的数字化、智能化和更广阔的市场，不仅要抢抓机遇，更要“强身健体”，而核能产业要发挥更大价值，不可再错良机！



## 北京电力交易中心 2 月省间交易电量大增

本报讯 北京电力交易中心近日发布消息称，今年 2 月，该中心省间交易电量完成 675 亿千瓦时，同比增长 21.7%。省间市场交易电量完成 333 亿千瓦时，同比增长 81.5%，占省间交易电量的 49.4%。

信息显示，今年 1—2 月，北京电力交易中心省间交易电量完成 1727 亿千瓦时，同比增长 28.1%；省间市场交易电量完成 804 亿千瓦时，同比增长 85.7%，占省间交易电量的 46.5%。

2 月份，北京电力交易中心省间清洁能源交易电量完成 248 亿千瓦时，同比增长 11.5%，占省间交易电量的 36.7%。其中，水电电量 141 亿千瓦时，同比增长 4.2%，风电、太阳能等新能源电量 77 亿千瓦时，同比增长 37.9%。开展省间清洁能源交易，减少标煤燃烧 760 万吨，减少二氧化碳排放 1836 万吨。

1—2 月，北京电力交易中心省间清洁能源交易电量完成 598 亿千瓦时，同比增长 23.3%，占省间交易电量的 34.6%。其中，水电电量 346 亿千瓦时，同比增长 16.4%，风电、太阳能等新能源电量 173 亿千瓦时，同比增长 54.7%。开展省间清洁能源交易，累计减少标煤燃烧 1894 万吨，减少二氧化碳排放 4576 万吨。 (京讯)

## 前两月浙江全社会用电量同比增 43.74%

本报讯 国网浙江电力近日发布消息称，1—2 月，浙江全社会用电量 721.7 亿千瓦时，同比增长 43.74%。

据悉，1—2 月，浙江一、二、三产业用电量分别为 2.4 亿千瓦时、469.49 亿千瓦时、123.34 亿千瓦时，同比分别增长 2.15%、74.05% 和 13.06%。其中工业、租赁和商业服务业、交通运输仓储和邮政业等行业累计用电量同比增长较大，分别增长 80.29%、25.53% 和 19.33%。前两个月，浙江城乡居民用电量达到 126.47 亿千瓦时，同比增长 4.62%。

浙江全社会用电量保持高速增长受多方面因素影响。今年以来，得益于浙江省内疫情防控效果显著，以及各地倡导留浙过年，浙江经济社会活力较去年同期显著提升，这一态势体现在用电上，是用电量的爆发式增长。今年以来，受几股强冷空气影响，浙江省内多地出现低温天气，释放全社会用电需求，全社会用电负荷攀高、用电量增长。1—2 月，国网浙江电力完成电能替代项目 7442 个，替代电量 18.15 亿千瓦时，提升了全社会用电量。(张帆)

## 河北南网去年直接交易电量 430.65 亿度

本报讯 河北电力交易中心日前组织召开 2020 年河北南部电网年度电力市场信息发布会透露，2020 年完成电力直接交易 16 次，总成交电量 430.65 亿千瓦时，交易均价 351.36 元/兆瓦时，共释放改革红利 7.35 亿元。河北南部电网用电规模保持平稳，电力供需平衡有余，统筹全年购电量完成 2064.55 亿千瓦时，同比增加 1.75%。其中，省公司购电量 1296.05 亿千瓦时，同比降低 4.76%；地市公司购电量 53.94 亿千瓦时，同比增长 21.12%；网外购电量 714.56 亿千瓦时，同比增长 4.26%。

2020 年，河北南部电网首次实现了通信企业等集团化电力用户入市，各类市场主体全年新增 2739 家，累计达到 4547 家，其中发电企业 462 家、电力用户 3279 家、售电公司 806 家，多买多卖格局进一步形成。(冀讯)

## 河南去年累计直接交易电量 993.6 亿度

本报讯 河南省能监办近日发布的信息显示，2020 年河南省组织开展电力直接交易共计 9 次，累计交易成交电量 993.6 亿千瓦时。年度直接交易 2 次，成交电量 932.2 亿千瓦时；月度直接交易 7 次，电量 61.4 亿千瓦时。

截至 2020 年底，河南省已准入市交易主体 16061 家，其中发电企业 55 家、售电公司 370 家、电力用户 15636 家。电能替代交易累计成交电量 123 亿千瓦时。其中，替代燃煤锅炉、燃煤窑炉等用户交易电量 92 亿千瓦时，替代拥有燃煤自备机组交易电量 11 亿千瓦时。

合同电量转让方面，2020 年河南省累计组织开展在役发电机组优先发电电量发电权转让交易电量 40.9 亿千瓦时，开展电力直接交易电量发电权转让交易电量 47.5 亿千瓦时，关停补偿交易电量 100 亿千瓦时。另外，河南省 2020 年组织自备煤电机组关停代发交易电量 7 亿千瓦时。(豫能讯)