

作为本轮电改的“领头羊”，广东电力市场经历了从日结算、周结算、月结算再到长周期结算的探索，为电力现货市场建设提供了诸多可借鉴的经验，目前正“备战”2022年中长期签约——

## 复盘广东电力市场年度“战绩”

■本报记者 赵紫原

广东电力交易中心近期发布《关于开展南方（以广东起步）电力现货市场2021年11—12月结算试运行的通知》，标志着广东时隔5个月重启电力现货结算试运行。其中，11月1日燃煤机组日前成交价为0.8345元/千瓦时，较基准价高出80%。

广东是全国首批8个电力现货试点省份之一。自2018年南方（以广东起步）电力现货市场在国内率先启动试运行，业内就将广东电力现货市场建设看作“风向

标”。作为本轮电改的“领头羊”，广东电力市场经历了从日结算、周结算、月结算，再到长周期结算，为现货市场建设提供了诸多可借鉴的经验。

业内人士指出，2021年的广东电力市场是全国电力市场发展的典型缩影。年底将至，在2022年中长期签约即将启动的背景下，广东电力交易中心发布了《关于开展2022年度交易及合同签订功能测试的通知》，再次先行先试。

### 承压：燃料成本居高导致发售亏损

去年12月初，湖南省发改委发布《关于启动2020年全省迎峰度冬有序用电的紧急通知》，启动有序用电。随后，江西、浙江、内蒙古等省区相继限电。同时，国家发改委、国家能源局发布《关于做好2021年电力中长期合同签订工作的通知》，要求各地政府主管部门、电力企业、交易机构要高度重视2021年电力中长期合同签订工作，并强调“充分发挥电力中长期合同的规避风险作用”。

“当时各个市场主体，包括政府在内，都认为拉闸限电只是突发情况，忽视了背后释放的供需趋紧信号。”广东某售电公司人士称，“因此各地仍以2019年供需相对宽松的基本面签约了中长期合同。”

今年上半年，电力供需趋紧形势逐渐显

露，已签订的中长期合同与实际供需错配愈发明显，广东电力市场发、售明显承压。长沙理工大学教授叶泽表示，今年以来，煤价累计上涨幅度较大，中长期交易电价已低于单位电量燃料成本，煤电企业正常经营受到较大影响。

今年5月，广东开始现货市场结算试运行，电价始终在高位运行。上述广东售电公司人士表示：“现货市场是反映真实供需的‘晴雨表’，因燃料成本高企，发电企业无利可让，同时售电公司批零倒挂亏损严重，通过中长期合同向电厂买人的批发电价高于其卖给用户的零售电价。只准降价不可涨价的市场机制备受诟病，同时政府实施行政干预，要求发电侧报价最高不得超过0.7元/千瓦时。”

### 破局：还原电力商品属性

三季度，广东发、售成本依旧高企。广东电力交易中心发布的2021年6—9月月度交易集中竞价结果显示，发电侧让利为-19.1厘/千瓦时、-18厘/千瓦时、-2.5厘/千瓦时，最终跌至0价差。

今年7月，广东售电公司联名向相关部门提出与用户重签中长期合同的请示，提高价格或者要求用户分担价格上涨的部分成本。“当时政府并未同意，燃料价格上涨压力仍然由发、售承担。”广东售电公司人士说。

“发电、售电、用户这‘三碗水’不可能人为端平，供应侧成本上升的压

力充分暴露了计划体制的弊端。资源配置的决定权还应交给市场，才能真正‘救火’。”该人士坦言。

第四季度，广东电力市场迎来转机。10月，国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（以下简称《通知》），广东省以此为依据，发布《关于抓紧做好广东电力市场年度未执行合同续签等有关工作的通知》《关于进一步深化我省电价改革有关问题的通知》，明确取消工商业目录销售电价，将成本传导至用户。中嘉能首席交易官张骥表示，新

政发布后，广东省月度竞价一改持续了6年的价差模式，变为绝对价格模式。“11月月度竞价成交量大幅跳水，三个交易品种成交额之和仅1.83亿千瓦时，从十亿级别跌至亿级别。同时，集中竞价供需比创新低，发电侧将电量押宝在现货市场。”

“用户方面，广东本次现货试运行考虑了历史签约问题，将超额费用全部传导给电力用户，所以售电公司在现货市场操作的余地并不多，原来日前实时申报的套利也被限制在20%以内。”上述广东售电公司人士透露。

### 角逐：市场考验真正到来

业内人士认为，随着电力市场化建设驶入快车道，角逐或许刚刚开始。“波动的市场价格和股票一样，明年燃料价格上涨的成本全额传导至用户不大可能，售电公司能否正确研判市场、抵抗市场风险，到了显示真本事的时候。2022年中长期合同签约季近在眼前，如何签约考验各方智慧。”

广东如何签约新一年中长期合同？一位业内专家指出，发电侧很难预

测燃料成本，但上游燃料市场的仓位和行情对下游电力市场有直接影响，燃料市场的价格信号依然不稳定不可靠，要特别重视这一因素。“除了燃料成本，逐步趋紧的碳排放约束和碳成本传导压力，恐怕才是真正的挑战。”

上海电力大学教授谢敬东告诉记者，“保供形势下出台《通知》，说明深化电力体制改革才是唯一的‘解药’。《通知》出台背景虽显苦涩，但《通知》

本身起到了强大的推动作用。”

谢敬东表示，电力市场价格浮动幅度变大，意味着风险增加。对煤电企业而言，短期看可缓解经营压力，长期看，参与市场要比躺在计划体制的温床里要求更高。“当前还是要改变规则先行、配套机制后上的做法，要坚持市场建设和市场治理并重，在推进电力市场建设的同时，加快推动电力市场治理现代化建设。”

## 华龙一号卡拉奇核电3号机组完成热试



图片新闻

华龙一号海外示范工程第2台机组——巴基斯坦卡拉奇3号机组日前完成热试所有相关试验，正式进入装料准备阶段。热试期间全方位验证了机组重要系统在热态工况下的运行功能，性能指标满足设计要求。

每台华龙一号机组预计年发电量约90亿千瓦时，能够满足巴基斯坦当地超过400万户家庭全年用电需求。图为卡拉奇核电站。中国中原/图

关注

## 高温气冷堆示范工程双堆临界

本报讯 11月11日1时12分，华能石岛湾高温气冷堆核电站示范工程2号反应堆实现空气气氛下首次临界，标志着示范工程两台反应堆均已进入带核功率运行状态。

目前，示范工程1号堆已完成氦气气氛下低功率阶段零功率物理试验，正进行后续装料，向首次并网发电目标推进。2号堆将沿用1号堆的试验路径，进行气氨转换、开展后续试验。

石岛湾高温气冷堆核电站示范工程装机容量20万千瓦，于2012年底在山东荣成开工建设。1号反应堆于今年9月12日9时35分首次达到临界状态。该工程是全球首座球床模块式高温气冷堆核电站，也是全球首次将高温气冷堆核电技术商业化的示范项目，具有第四代反应堆主要技术特征，固有安全性好（任何情况下不会出现堆芯熔毁）、系统简单、发电效率高，在核能发电、热电冷联产及高温工艺热应用等领域商业化应用前景广阔。（房崇强 王卓峰）

## 云南禁止“挖矿”项目参与电力市场

本报讯 国家能源局云南监管办近日发布的“关于做好虚拟货币‘挖矿’活动整治有关工作的通知”（以下简称“通知”）明确，不允许虚拟货币“挖矿”项目参与电力市场。昆明电力交易中心要对参与电力市场的企业用户加强甄别，不允许虚拟货币“挖矿”项目以任何名义参与电力市场，不允许虚拟货币“挖矿”项目以任何方式享受电力市场让利。

通知要求，各供电企业要进一步开展并网发电数据、异常用电数据分析，运用技术手段监测监控，加大对除来水、调度等系统原因以外的并网电厂降负荷数据监控力度，防止公用并网电厂拉专线直供虚拟货币“挖矿”企业；严格限制虚拟货币“挖矿”企业用电报装。各供电企业要严格用电报装业务审核，不得以任何名义向虚拟货币“挖矿”企业供电，在办申请的报装项目一律停止办理。

通知明确，发电企业要严格落实电力业务许可制度，严禁以网前供电、拉专线等方式对新建虚拟货币“挖矿”项目的企业供电。严禁虚拟货币“挖矿”企业以任何形式发展自备电厂供电。（安宁）

政策支持多元化灵活性布局，但电价分摊疏导规则还需细化

## 投资抽蓄性价比高吗？

■本报记者 苏南

近日，金风科技与内蒙古电力、南方电网、三峡能源及乌海金控成立合资公司投资抽水蓄能（以下简称“抽蓄”）电站项目，多主体投建抽蓄随即引发行业关注。

受访的业内人士认为，“风光”发电企业当下投资抽蓄是不错的选择，起码比配备化学储能更安全。“不过要注意的是，虽然抽蓄发展正在提速，但在其电价尚未理顺的情况下，投资需谨慎。”

### 政策利好激发投资热情

国家发改委今年5月发布的《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》明确，以竞争性方式形成电量电价；7月，国家发改委再次印发的《关于进一步完善分时电价机制的通知》强调，推行分时电价旨在为抽水蓄能和新型储能发展创造更大空间。国家能源局今年9月发布的《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035年）》（以下简称《规划》）明确，2030年我国抽水蓄能电站投产总规模达到1.2亿千瓦。

除了国家层面政策支持，地方政府和企业层面也纷纷明确，将支持更多投资主体。国家电网今年初曾表示，欢迎社会各界共同参与投资、建设、运营抽蓄项目，且股权比例灵活设置，可参可控，建立共建共享机制。

“《规划》强调抽蓄多元化灵活性布局，调动和激发了更多企业的投资热情和信心。”中国水力发电工程学会副秘书长张博庭接受记者采访时表示，以往我国参与建设运营抽蓄项目的大多是大型电力央企、国企，随着政策放开，已有一些民营资本陆续入局。“民企投资抽蓄最大的优势是决策更加灵活，国企投资抽蓄项目如果效益较差，再投资的难度极大。”

“近两年，为提高新能源消纳水平，储能成为新能源项目并网的标配。各种储能形式中，抽蓄因技术成熟自然是‘主力军’。”一位业内人士指出，民企是看准了我国能源转型和降碳目标背景，毕竟目前抽蓄装机占比偏低，今年上半年仅占1.4%，不能有效满足电力系统安全稳定运行和新能源大规模快速发展。“按照规划的1.2亿千瓦目标计算，我国还需新增大约9000万千瓦装机。”

国网新能源控股有限公司发展投资处处长王卿然曾表示，中长期看抽蓄是最经济的储能技术，目前我国抽蓄机组的设计制造基本实现国产化，技术成熟，未来技术经济指标基本稳定，投资成本维持在6500元/千瓦左右。

### 发展迟缓的最佳调峰手段

新能源项目配套开发抽蓄，能够平

抑“风光”出力变幅及瞬时变频，减少对电网安全的不利影响，提高新能源的消纳能力，保证输电系统稳定调度运行。“常规水电和抽蓄是最好的调峰手段。”张博庭认为，水电的调峰能力是0-100%，而煤电的调峰能力较差，一般是40%-100%。

在王卿然看来，抽蓄启停速度快、爬坡卸负荷能力强，机组从空载到满载只需30-35秒，启动速度是燃气机组的12倍、煤电机组的100倍；爬坡速率可达50%-100%额定容量/分钟，约是燃气机组的5倍、煤电机组的30倍。抽蓄机组可在发电与抽水工况之间灵活转换，既能“削峰”也能“填谷”。

“我国早期的电力规划曾预测，到2020年抽蓄装机要达到1亿千瓦左右，但现在装机只有3000多万千瓦，未达预期的主要原因是在于，能源转型路线被之前无序发展的煤电打乱了。”张博庭表示，2013年后，我国连续三年实现碳排放下降，尤其是2014年—2015年，我国可再生能源发电的实际增量已超过当年全社会用电量增长。“换言之，我国早已具备了用可再生能源满足全部社会用电量增长的条件和可能。但遗憾的是，彼时煤电产能无序扩张，可再生能源尤其是水电与抽蓄建设规模却大幅降低。目前，我国水电投资和年发电量增速均比高峰建设时期降低了90%。”

### 顺利实现盈利尚待时日

关于抽蓄行业的前景，有观点认为，抽蓄是当前最成熟、最经济的储能方式，正迎来发展窗口期，特别是《规划》的发布，打消了业内对建设抽蓄的地理空间有限的担忧。与此同时，有观点认为，目前抽蓄盈利尚未迎来真正的“窗口期”。

“不严控煤电，抽蓄便推不动。”张博庭直言，政策虽大力支持社会资本投资抽蓄，但从实际出发，抽蓄发展还有一定难度，目前装机仅有3000多万千瓦，在电力系统中的占比不到2%。“从市场化角度看，目前抽蓄行业发展前景并不明朗，风险较大，如果电网不调用，建好的项目还有可能亏损，之前就出现过发电企业因亏损而甩卖抽蓄电站的情况。”

记者了解到，抽蓄发展的另一个障碍是电价机制未理顺。国家发改委今年发文明确，政府核定的抽蓄容量电价对应的容量电费由电网企业支付，纳入省级电网输配电价回收。与输配电价周期保持衔接，在核定省级电网输配电价时统筹考虑未来三年新投产抽水蓄能电站容量电费。但业内专家认为，纳入省级电网输配电价回收并不等于抽蓄容量电费直接进入输配电价，分摊疏导规则尚需细化，如何平衡电力系统整体利益与抽蓄权益也需统筹考量。