

## 煤电清洁高效低碳转型系列报道 之七

## 甘肃两家煤电厂时隔5年重启引关注

■ 本报记者 赵紫原

停产多年的甘肃华能甘谷、连城两家火电厂近日正式按下“重启键”。3月11日,甘谷发电公司和连城发电公司同时举行复工复产启动仪式。从2017年至今,两家电厂的破产关停、易主重启,正是煤电由“电量型”电源向“电力型”电源转型的缩影,也见证了政策的不断调整与修正。2022年煤电保供继续承压,以甘谷、连城电厂为代表的煤电,如何谋得一席之地?

## 煤电仍是主力电源

中国能源研究会理事陈宗法指出,2016年以来,煤电经营形势严峻,整体业绩低迷,呈现行业性困难。“具体表现为成本高企、业绩下滑、亏损面大,一些企业资不抵债,依靠担保、委托贷款维持生存,有的甚至关停、破产,投资收益率在所有电源项目中连续数年垫底,被银行、国资委列为高风险资产‘僵尸’企业。”

甘谷、连城电厂就是其中典型。曾就职连城电厂的知情人士告诉记者,截至2018年底,甘肃省内19家煤电企业累计亏损额高达176亿元,其中有8家累计亏损额超过10亿元。“甘谷电厂于2017年停产,2019年整体资产转让;连城电厂连续亏损3年,于2018年开始停机,2019年底资产负债率高达355.59%,资金链断裂严重资不抵债,2020年启动破产程序。”

顽疾需猛药。2019年底,国资委发文大力推动煤电资产整合,首批选取甘、陕、宁、青、新等五省区作为试点。2020年国资委再发《关于印发中央企业煤电资源区域整合第一批试点首批划转企业名单的通知》,其中,甘肃包括连城电厂在内的共14家燃煤电厂,装机容量共1261.5万千瓦,全部划入华能集团。

“在煤价居高不下和利用小时数低迷的情况下,煤电电价只许降不许升,成本疏导不出去,甘肃多家火电厂经营日渐艰难。”上述知情人士说,直至2021年10月,国家发改委发文明确“在‘基准价+上下浮动’范围内形成上网电价,上下浮动幅度均不超过20%”,煤电才得以市场化联动,燃煤电厂经营窘境才有所缓解。

“两家电厂的重启再次证明,未来相当长时间内,煤电仍是我国的主力电源,无论托底保供,还是护航新能源都不可或缺。”上述知情人士说。

据华能甘肃公司消息,作为连城地区电网唯一的电源支撑点,连城电厂复工复产后,将在保障能源安全供应、稳定电网安全运行、优化区域电源结构、提升清洁能源利用效率等方面发挥重要作用。

“甘谷电厂复产准备工作将持续6个月,计划投资超4亿元,在此期间将先后完成检修、环保改造及机组灵活性改造等主要工作,以适应火电机组并网运行要求。机组并网后,将增加电网调峰能力66万千瓦,提升约40万千瓦新能源消纳空间。”上述知情人士说。

国家发改委分别于2021年10月、2022年2月发布《关于进一步完善煤炭市场价格

## 扭亏尚需时日

形成机制的通知》和《进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革》,对电煤市场化联动、划定煤炭合理区间作出明确表态。两个“及时雨”文件管控煤价与疏导电价并举,一定程度上实现了煤电上下游协调发展,叠加西北区域煤电整合,甘谷、连城电厂的“生存土壤”发生了显著变化,那么投产后两家电厂经营状况如何?

“扭亏任务艰巨,盈利尚需时日,仍需政策护航。”上述知情人士指出,2022年,煤电仍然面临煤价高位运行、保供压力大、安全隐患增加、改造任务艰巨等问题。“现在电量电价能疏导一部分,但煤电定位转变后,发电量不再是主要收益,而是主要靠辅助服

务、容量备用等回收成本,目前这部分价格机制还没理顺。”

陈宗法指出,煤电定位改变,配套政策仍滞后。近年来,我国煤电定位已悄然发生改变,向“基础保障性”和“系统调节性电源”转型,但因上下游体制机制没有彻底理顺,煤电矛盾始终没有得到有效治理。“例如煤电价格传导机制不畅、发电价格形成机制仍不完善;电能量市场现货交易与中长期交易价格长期偏低;容量市场、两部制电价缺位,缺乏固定成本回收机制;煤电关停退出政策不完善,‘关而不拆’机组转为应急备用后,人员分流安置还有不少困难。”

## 确保燃料供应是首要

如何保障煤电的合理收益以助力能源转型?

“稳中求进推进能源转型要先保障燃料供应。”谈及这一问题,中国电力企业联合会规划发展部副主任叶春指出,从多国能源转型的经验教训看,不同地区缺电都存在在电煤总量不足与结构性矛盾并存的情况,这与煤炭退出节奏、国家产业结构升级、资源配置差异有关,加上地方对中央政策的理解与落实存在偏差,导致煤炭供应紧张。

叶春进一步指出,未来,我国经济还将保

持快速增长,能源电力需求也将继续保持较快增长。在建设新型电力系统的背景下,必须确保电力安全稳定供应,科学应对季节性、极端天气带来的复杂局面,保障电力燃料稳定供应,充分发挥煤电在电力系统中的兜底保供和调峰调频作用。

陈宗法建议,为体现公平对等原则,消除煤电历史亏损,应对不确定因素影响,稳固煤电企业收益,建议国家在适当时机,提高平均燃煤基准电价至0.45元/千瓦时,并与新能源定价机制“解耦”,原有电价上下浮动20%的比例仍不变,

实现“基准对基准,区间对区间”,以充分发挥煤电兜底保供、系统调节、安全备用的作用。

陈宗法同时建议制定煤电中长期规划,“政策制定不能‘政出多门、各管一摊’,管安全、管发展,不管经营、不管盈亏”,既要“风光水火储”“源网荷储用”一体化出发,也要从煤电上下游产业链出发,更要从“煤电油气运”“能源产供储销”出发进行前瞻性谋划和整体布局,防止畸轻畸重、巨盈巨亏、缺煤限电、临时应急、行政施压现象的发生,实现“保障用能、能源转型、经济发展”的有机统一。”

## 已建、在建规模均居世界首位——

## 抽蓄项目密集开工

本报讯 记者苏南报道:受国家相关政策推动,曾一度停下建设“脚步”的抽水蓄能(下称“抽蓄”)项目如今呈现出“大干快上”“四处开花”之势。

记者梳理发现,去年以来,以国网、南网两大电网为代表的电力企业和地方政府均已积极启动相关工作,抽蓄建设高潮已现。

目前我国已投产抽蓄电站总规模达到3249万千瓦,主要分布在华东、华北、华中、广东;在建抽蓄电站总规模5513万千瓦,约60%分布在华东和华中。

“我国已建和在建抽蓄规模均居世界首位。”中国电建北京院总规划师靳亚东接受记者采访时表示,仅2021年,就有11座抽蓄电站核准开工,总装机规模1320万千瓦,其中9座投产发电,总装机规模490万千瓦。

记者注意到,多个省区在加快构建新型电力系统过程中,均着重提到抽蓄建设。如内蒙古自治区近日提出,“十四五”将加快推进赤峰芝瑞120万千瓦抽蓄电站建设,力争早日建成投产,争取早日开工乌海120万千瓦、包头120万千瓦抽蓄电站;甘肃省将装机总量1300万千瓦的11个抽蓄电站列入“十四五”重点实施项目;开工建设平潭原、咸宁大幕山、宜昌清

江等抽蓄项目,被写进2022年湖北省政府工作报告。

与此同时,抽蓄勘查、开工项目也呈“多点开花”之势。近期,浙江景宁抽蓄电站召开预可行性研究报告审查会,浙江云和抽蓄电站举行资源开发合作签约仪式,湖北巴东桃李溪抽蓄电站前期地质勘探工作启动、山西阳泉140万千瓦抽蓄项目地质勘探工作全面铺开、湖北罗田平潭原抽蓄电站正式动工……

“我国大力发展抽蓄非常必要。”中国水力发电工程学会咨询专家张博庭在接受记者采访时说。多位受访人士均认为,抽蓄是当前及未来一段时期满足电力系统调节需求的关键方式。

张博庭同时提醒投资企业,“要重视前期项目论证,尽量使项目开发与系统需求衔接。”

空前高涨的投资与开发建设热情无疑也为抽蓄的科学有序开发带来了新挑战。“一方面,抽蓄项目主要服务于电力系统,应充分衔接电力系统规划和能源基地规划;另一方面,投资企业在前期阶段,应充分论证,做好工程设计优化,排查敏感因素,确保项目顺利推进。”靳亚东直言。

“国家虽然在政策层面鼓励大力发展抽蓄,但从盈利角度看,目前尚无明确态



度。”张博庭直言,现行政策仍坚持以两部制电价(电量电价+容量电价)为主体,“将来如果实行峰谷差价,抽蓄就可作为独立的市场竞争主体,以峰谷电价差赚取相应利润。”

专注于抽蓄前沿技术研究的瑞士瑞华智慧能源未来能源研究院负责人黄星星表示,抽蓄电站的前期建设成本高昂、后期运行维护花费巨大,需要充分调研国内抽蓄电站实际情况,参考国际成熟定价模式,进一步探索适合我国能源市场的定价方法和价格形成机制,推动抽蓄在能源市场中参与公平竞争。

“建立容量补偿机制或容量市场,统筹考虑多种资源是一个非常好的思路。不仅可以充分激励各类新能源可持续健康发展,

还可形成完善的约束机制,防止单一资源不切实际发展。”黄星星说。

谈及容量电费分摊问题,中国电建北京院规划发展研究院院长王婷婷认为,不同电源对于抽蓄的需求不同,可按照“谁收益谁付费、多受益多付费”的原则,在电价核定之初就明确机组容量分摊比例。“服务于多个省级电网的,可以根据功能和服务情况,由国家发展改革委组织相关省区协商确定分摊比例。”

“抽蓄行业已驶入快车道,如何健康有序发展是需要重点考虑的问题之一,这就需要从电网需求、清洁能源布局、配套基地等多方面进行科学论证,对抽蓄的需求容量及空间布局形成有力支撑。”王婷婷进一步指出。

## 资讯

## 北京:禁止新增火电、热电联产

本报讯 北京市政府近日正式印发《北京市新增产业的禁止和限制目录(2022年版)》(下称“新版《目录》”),对2018版《目录》进行了修订。此次《目录》修订,瞄准碳达峰碳中和目标,强化生态环保,助力北京率先实现碳达峰碳中和目标,引导新增产业和功能发展更加绿色低碳、生态环保,提出全市层面由原禁止新增燃煤火力发电、燃气热电联产调整为禁止新增火力发电、热电联产(保障城市应急备用、调峰和基本运行除外)。(李泽伟)

## 国家电网开建两座抽蓄电站

本报讯 记者王旭辉报道:3月17日,浙江泰顺、江西奉新抽水蓄能电站项目开工。两项工程总投资147.73亿元,总装机容量240万千瓦,计划2030年竣工投产。

其中,泰顺抽水蓄能电站位于浙江省温州市泰顺县,总装机容量120万千瓦,安装4台单机容量30万千瓦机组,以2回500千伏线路接入浙江电网,工程总投资71.34亿元;奉新抽水蓄能电站位于江西省宜春市奉新县,总装机容量120万千瓦,安装4台单机容量30万千瓦机组,以2回500千伏线路接入江西电网,工程总投资76.39亿元。

据测算,建设两座电站可拉动地方GDP超300亿元,平均每年增加地方财政收入约1.2亿元,提供各类就业岗位8000余个;建成投运后,每年可减少原煤消耗22万吨,减排二氧化碳45万吨,二氧化硫0.3万吨,同时每年可稳定增加地方财政收入约2.2亿元,经济、社会效益显著。

据统计,包括上述两座电站在内,“十三五”以来,国家电网公司已累计开工建设23座抽水蓄能电站,装机容量达3093万千瓦,总投资近1800亿元;累计投产7座抽水蓄能电站,装机容量765万千瓦。

截至2021年底,国家电网公司经营区抽水蓄能电站在运、在建规模分别达2631万千瓦、4643万千瓦。“十四五”期间,预计新投产装机容量超过2700万千瓦,到2025年投产总规模将达5000万千瓦。

## 图片新闻

## 全球首个新一代发电机励磁系统示范工程完成首检

3月12日,在浙江温州百丈漈电厂,随着1号机组并网断路器合闸成功,世界首个柔性励磁系统示范工程顺利完成投运后的首次“全面体检”,结果表明设备状态良好,具备继续运行条件。这标志着基于IGBT的新一代发电机励磁系统成功通过一年的示范运行,已经具备在电力系统中推广应用的条件。图为工作人员在开展测试工作。林进钢/摄

