

在电力市场中,度电成本较高的劣势被放大,出力稳定、清洁低碳的优势却难以体现—— 核电该如何应对市场化交易冲击

■本报记者 卢彬

核心阅读

一方面,核电不参与电力市场交易,不利于价格信号的形成;但另一方面,由于核电稳定、清洁、低碳的优势难以在市场交易中“变现”,所以参与市场交易对核电“不公平”。为此,有专家建议采取“容量机制”等市场交易以外的规则设计来保障核电合理收益。

“新一轮电力市场化改革,给核电企业的经营理念、管理模式、营销能力、机组性能等带来了一系列挑战。”日前,中国核能行业协会副理事长兼秘书长张廷克在第二届核能智库论坛上指出,面对“新电改”,核电行业应主动研究学习相关政策,积极应对并主动顺应电力市场化发展趋势。

核电既是高能量密度、高可靠性的基荷电源,同时又是一种清洁能源,其自身技术特点又区别于煤电、风电、光伏发电,在电力市场中的处境也因此变得特殊。核电应该如何参与电力市场?又该如何在参与市场竞争的同时保障合理收益、体现应用价值?

核电经济性承压

实际上,我国核电参与电力市场化交

易的实例已不在少数。根据中电联统计,2019年全国核电3263.24亿千瓦时的上网电量中,市场交易电量达到了1076亿千瓦时,占比已达三成。

“从‘一厂一价’,到后来的标杆电价(0.43元/千瓦时或当地煤电标杆电价),再到目前参与电力市场化交易,核电电量市场化水平正在快速提升。”中核战略规划研究总院副院长白云生指出,目前核电行业需要面对的,是包括优先发电合约、市场化中长期交易、现货市场交易和辅助服务交易等在内的多级市场。

然而,市场化程度提高直接影响了核电的经济性。

一位与会专家告诉记者,从中核、中广核旗下核电机组的数据来看,市场化交易电量逐年增加导致交易电价逐年走低。“现有定价机制并未考虑外部性成本因素,而各电源发电成本差异较大,在直接交易中实行‘一刀切’的电价,核电在市场竞争中客观上处于不利地位。”

不仅如此,目前核电在调峰上面面临的压力也在增大。“电网峰谷差距日益拉大,电网调峰需求增加,我国核电机组在大部分寿期内具备一定调峰能力,但目前国内在运核电尚未开展以日负荷跟踪为主的调峰方式运行,缺少实际操作经验。”白云生表示,“核电机组参与调峰不仅对机组安全运行带来挑战,也将对经济性产生较大影响。”

有必要参与现货

华能集团能源研究院市场与电改研

究部主任陈天宇认为,尽管目前现货市场激烈的价格竞争使得核电不具备竞争优势,但从技术层面上讲,核电参与电力现货市场十分必要。

“我们假设某个电网的总电力供应有5000万千瓦,总负荷有4000万千瓦,此时供需比是5:4。但如果其中1000万千瓦核电要优先发电、消纳,相当于市场上供需两侧都减少了1000万千瓦,市场供需比就变为4:3。”陈天宇进一步解释称,如果核电不参加现货交易,会影响价格对于供需关系的真实反馈,不利于电力市场价格信号的形成,“大家都在一个锅里吃饭,就要遵守同一个规则,这对整个系统安全、可靠运行是有帮助的。”

中国核能电力股份公司市场开发部主任曾勋指出,目前8个现货试点中,仅有浙江省统调核电机组实际参与了电力现货市场交易。“核电企业应加强市场开拓,提高中长期合约的市场份额,同时加强研究以差价合约等形式锁定中长期电量价格,对冲现货市场风险,以此来建立健全收益保障机制。”据了解,中国核能电力股份公司在浙江核电机组装机910万千瓦,占公司总装机容量的48%;旗下秦山核电自2016年参与电力交易以来,其市场交易电力占比已从20%提高至50%。

专家呼吁完善保障机制

多位与会专家在论坛上指出,核电的“弱点”在电力市场中被放大,但其作为稳定电源、清洁能源的价值却难以“变现”,

需要现货市场以外的机制设计来为其提供保障。

“以容量补偿机制为例,有观点认为,容量补偿只应该提供给最困难的煤电,实际上包括核电在内,所有为系统提供容量服务的主体都有资格公平地获得补偿。”陈天宇提出,“另一方面,核电能量密度高,减排作用明显,个人认为,可以考虑在推广核电的地区适当放宽煤耗指标来体现核电减排价值,再让地方承担核电的减排补贴。”

而现实情况是,核电不仅缺乏这些补偿机制,而且现有的保障消纳也并未全面落实。白云生直言:“以某核电大省为例,2016年核电保障性消纳小时数为7221小时,电量落地该省的某核电厂,应参加电力直接交易电量为18.47亿千瓦时,但地方管理部门要求其参与直接交易电量为73.38亿千瓦时,增加了约3倍。”

白云生指出,核电经济性失去保障,除了影响电厂运行效益外,还会向下传导至核燃料循环产业。“目前度电燃料成本、度电乏燃料处置费逐年下降,但仍难满足核电企业期望;乏燃料处理处置项目资金、核电机组退役费、民用低中放废物处置资金等后端产业资金需求增加,核电与后端产业协调发展矛盾正在凸显。”

对此,白云生建议,应鼓励核电与用户签订5年以上的长期合同。通过政府全寿期长期协议、差价合约等方式给予核电政策支持,争取政府授权合约比例保持较高水平。

发展前景广阔,但目前应用场景单一、安全问题突出、商业模式模糊——

“电力数据应用”市场遇冷

■本报实习记者 赵紫原

安徽省合肥市人民政府办公室近日印发《支持线上经济发展的若干政策》的通知,称符合参与电力市场直接交易门槛的智能计算、数据基础设施平台优先推荐申请;《浙江省公共数据开放与安全管理暂行办法》明确了电网、电厂数据公开范围和应用主体,并于稍早前正式施行……

自今年2月起,全国首个“企业电力复工指数”在浙江推出后,电力数据应用范围不断扩大,目前已经覆盖公安系统、金融、环保等领域。有业内人士指出,当前电力数据的应用只是其价值的“冰山一角”,还有广阔“蓝海”待挖。

电力数据应用前景广阔

电力市场化改革释放了不少改革红利,除了利用价格信号优化资源配置外,也催生了许多新业态,电力数据的应用就是典型。

香港中文大学(深圳)高等金融研究院能源市场与金融实验室主任赵俊华表示:“在电力市场化改革之前,各类电力数

据大多掌握在电网企业手中,长期存在‘信息黑箱’,行业主体既不愿意将数据对外共享,也没有深入挖掘其商业价值的动力。新一轮电改启动后,电力数据应用逐渐浮出水面。”

江苏和浙江是电力数据应用的“先锋”。电价研究人士张超表示:“两省是最早开始探索电力数据应用的省份,早些年以电力需求侧响应为主。随着市场化改革深入推进,电力数据应用范围逐渐扩大。例如,此前推出的能够识别违规转供电加价的相关应用程序,以及疫情期间推出的全国首个复工复产电力指数。”

赵俊华指出,电力数据有非常广阔的应用场景。“对交易中心而言,交易数据等信息能否及时完整披露,直接影响整个市场能否平稳高效运行;对发电企业而言,通过分析收集到的设备运行数据等信息,可以优化生产方式。电力期货需要大量的电力数据支撑,随着电力现货市场在未来3-5年逐步完善,期货等电力金融衍生品市场也将随之出现。”

在数据安全等方面存在明显短板

但电力数据应用仍面临多重瓶颈。

赵俊华表示:“以‘企业电力复工指数’为例,电力数据只能反映企业部分经营情况,并不能反映全貌。如果部分地区强制要求企业空转设备,那么就会造成‘伪复工’的现象。要避免上述问题,必须将电力行业数据与其它数据源有效融合。另外,电力数据需要与互联网公司掌握的电商数据、银行数据融合才能发挥更大价值,而这又涉及到多个数据主体之间的数据共享问题。”

张超指出,目前电力数据应用仍集中在几个固定场景,局限于对负荷、电量信息的简单应用。“尽管江苏、浙江已走在全国前列,但两地在数据安全、数据确权等方面存在明显瓶颈。例如,在确权方面,尽管个别地方政府推广公共属性的电力数据,并将该类型的确定为国家所有,但这一政策并未向全国推广。”

顶层设计亟待加强

要想开拓电力大数据“蓝海”,需要破

除哪些行业“痛点”?

张超认为,首先要加强电力数据应用的顶层设计。“应用电力数据实现创新发展,不少地方‘有干劲、有想法’,但缺少顶层设计,没有明确的制度保障,束缚了电力数据前进的步伐。”

赵俊华表示,电力数据要想发挥更大价值,首先要解决如何打通电力系统内部“数据孤岛”的问题。“目前电力企业内部数据相互不通,部门之间缺乏配合,数据割裂,价值自然打了‘折扣’。电力大数据生态的构建不是一家企业可以完成的,一个有效的数据共享与交易平台是构建电力大数据生态的基础,这个平台需要有电网企业或头部互联网企业等有行业号召力的机构来共同推动建设。”

“此外,目前的理论研究比较初级,很多问题需要进一步细化。电力数据要想商业化,商业模式是什么?谁来组织?谁来定价?怎么定价?现在喊概念的人多,但实质性研究成果基本没有。”赵俊华说。

图片新闻

赶制石油装备出口订单

9月16日,山东省东营市东营高新区科瑞石油员工在赶制出口订单。东营高新区积极整合科技资源,聚集创新要素,已形成集石油装备研发、制造服务及内外贸于一体的完整产业体系。

人民图片

火电制氢前景渺茫?

核心阅读

有专家认为,虽然对火电厂而言,制氢会带来一定经济收益,但能否弥补由此带来的设备投资,仍有较大不确定性,且随着氢能产业的发展及氢气制备成本的下降,“绿氢”将成为唯一发展方向。

■本报实习记者 仲蕊

“在新能源发电快速增长的背景下,火电机组制氢调峰具有规模化发展潜力。”在日前召开的“第九届储能国际峰会暨展览会”上,北京低碳清洁能源研究院院长助理缪平将话题聚焦在了“火电+氢能”上。

据介绍,火电制氢调峰即利用火电厂调峰电力电解水制氢,间接减少弃风、弃光电量,为电网提供调峰负荷。有业内专家指出,火电机组进行变频和调峰时存在调节周期长、滞后和惯性大、不精准等特点,而电解水制氢装置启动快且调节速度快,因此火电机组调峰可通过电解水制氢设备进行精确调峰。

近年来,风电、光伏发电的随机性和波动性持续考验着电力系统的消纳能力。在抽水蓄能、气电等灵活性电源占比较低的背景下,火电机组成为电力系统调峰的主力。但多业内人士专家表示,调峰时,火电机组需要频繁启停,这将给火电厂造成巨大影响——耗煤量增大、磨损加剧,既不经济也不环保。

“但采用‘火电+氢能’模式时,火电厂可根据需要随时调整制氢状态,从而有效提高火电利用小时数,这既能减少频繁启停带来的损害,又能更加高效地利用可再生能源,进而成为连接煤炭发电行业、化工行业和可再生能源行业的纽带。”缪平强调。

国家电投集团氢能首席专家柴茂荣对记者表示:“火电制氢调峰确实有一定的可行性。虽然火电厂电价不低,但由于现阶段氢气价格高,火电厂制氢并将氢气售作交通能源,可以为火电厂带来一定经济收益。”

但优点突出的同时,“火电+氢能”也面临诸多短板、瓶颈。

有业内人士表示:“虽然火电制氢调峰可以提高火电厂运行效率,但近年来,在绿色低碳的发展要求下,火电厂经营情况大不如前。火电制氢还需额外投资制氢设备及储能设备。通过售卖氢气等方式获得的利润能否使火电厂盈利,这笔经济账要算好。”

缪平也强调,火电制氢调峰如今仍面临用氢需求不旺的问题。虽然随着氢能市场的不断开拓,用氢量及用氢途径将会逐年增多,但目前用氢需求已经饱和,氢的利用仍将受到很大限制。“因此,火电厂周围是否有稳定的氢能市场、化工设施、稳定的购买客户,以及运输距离、成本等问题,均将成为火电制氢调峰的制约因素。”

“尤为值得注意的是,从清洁能源转型角度看,火电制氢并不符合未来发展方向。对火电厂而言,火电制氢调峰可看作现阶段火电厂弥补收入的权宜之计,但随着氢能产业的发展及氢气制备成本的下降,‘绿氢’终将成为唯一的发展方向。”上述业内人士进一步表示。

柴茂荣也表示:“虽然对火电厂而言,制氢有一定经济性,但如果制氢后再用其发电,则不仅失去了‘绿氢’的意义,而且拉低了能源转换利用效率,其综合效益远不如直接煤制氢。此外,火电厂在未来可能仅发挥调峰调频作用,因此火电制氢储能设备对于火电厂而言并没有足够的投资价值。”



图片新闻

赶制石油装备出口订单

9月16日,山东省东营市东营高新区科瑞石油员工在赶制出口订单。东营高新区积极整合科技资源,聚集创新要素,已形成集石油装备研发、制造服务及内外贸于一体的完整产业体系。

人民图片