

电力企业率先亮相全国碳市场

■本报记者 赵紫原

电力观察



十年酝酿、四年筹备,全国碳排放权交易市场(以下简称“全国碳市场”)7月16日正式上线,首笔碳交易价格为52.78元/吨,总成交16万吨,交易额790万元,多家发电企业参与交易。

碳价温和上涨或成趋势

合理的碳价,可为碳减排企业提供价格激励信号,碳价问题因此备受关注。赵英民在上述吹风会上表示,从全国7个地方试点运行情况看,近两年加权平均碳价约在40元人民币左右。“我们考虑通过改进配额分配方法、引入抵消机制等政策措施来引导市场预期,从而形成合理碳价。”

深圳高等金融研究院能源市场与能源金融实验室主任赵俊华预测,未来5-10年,碳价逐步上升大概率与国际(欧盟)碳价格接轨。“欧盟碳价最近屡创新高,可能很快冲击60欧元大关。按汇率折算后,价格高出我国试点市场平均价格的10倍左右。”

公开信息显示,欧盟碳排放配额(EUA)5月24日收盘价达52欧元/吨,相当于408元人民币/吨。对此,中国人民

生态环境部副部长赵英民7月14日在国务院政策例行吹风会上表示,今年是全国碳市场第一个履约周期,纳入发电行业重点排放单位超过2000家,这些企业碳排放量超过40亿吨二氧化碳,意味着全国碳市场一经启动就成为全球覆盖温室气体排放量规模最大的碳市场。他还透露,全国碳排放权交易市场上线交易启动的同时,将推动碳排放权交易管理暂行条例尽快出台。

作为首批纳入全国碳市场的重点行业,发电行业如何“迎考”?

学能源与气候经济学项目组执行主任王克表示,如果煤电按每千瓦时排放1000克二氧化碳计算,意味着加价0.4元/千瓦时;一辆百公里油耗七升的汽车将增加约7.2元的额外成本,相当于百公里高速路费增加成本15%;每生产一吨钢铁(长流程炼钢工艺)二氧化碳排放约两吨,叠加碳排放成本,每吨钢铁高达800元人民币。

一位不愿具名的业内人士告诉记者:“欧盟碳价采取拍卖制,我国采用的是不同的价格形成机制。欧盟碳价只能作为研究参照,实际运行还有赖于我国客观情况。合理碳价的形成需要一定时间,碳价的核心是碳减排和整个经济社会发展的成本,而不是有了碳交易市场碳价‘坐地起价’。总体而言,我国碳价会温和上涨。”

据了解,全国碳市场采用“双城”模式,即上海联合产权交易所负责交易,湖北碳排放权交易中心负责注册登记。日前,首批2225家企业已在全国碳排放权注册登记系统完成开户资料审核工作。业内人士预计,2021年我国碳交易市场配额成交量或将达到2.5亿吨,为2020年各试点交易所交易总量的3倍,成交额将达60亿元。

当前碳价对发电企业影响几何?上述业内人士指出,当前的偏低碳价,是给予发电企业熟悉“考场”的时间,即便如此,发电企业也普遍感受到了压力。厦门大学中国能源政策研究院院长林伯

王克指出:“短期内,发电企业需深入研究国际规则。长期看,需要完善国内碳定价机制,提高低碳竞争力。”赵俊华认为,中国借助体制优势可以及时对全国碳市场进行宏观调节。“全国碳市场的建设已经参考欧盟部分经验,然而市场稳定储备机制的建立、碳抵消证书的推广、用于规避风险的碳金融衍生品市场,同样亟需开拓。”

王志轩认为,碳市场是一个高度依赖政策设计的市场。“首先要做好基础建设、稳步推进,对于初始配额分配要

倒逼发电侧加快转型升级

强表示:“市场启动初期,价格比较温和。价格如果太低就没有任何作用,太高又会造成较大冲击。”

东北地区某煤电企业人士告诉记者,碳配额分配之初,发电企业就在积极“备考”。“我们研究政策,了解市场运行机制,并通过培训提高专业化管理能力。毫无疑问,全国碳市场将增加发电企业的成本,也将推动相关企业转型升级。”

国家气候变化专家委员会委员王志轩指出,电力行业纳入全国碳市场将有力促进能源低碳转型。“促使发电行业重视碳减排,碳将作为一种有价资源对企业生产经营产生影响;发电行业、

企业碳排放管理能力建设大大提升,如建章立制,成立碳资产公司、开展碳盘查、编制核算报告等;在发电行业节能降耗空间越来越小的情况下,提供了一种低成本减碳的市场手段,同时推动可再生能源实现进一步发展。”

赵俊华认为,全国碳市场将带来全方位的社会变革。“碳成本加重火电企业经营压力,但随着碳减排技术的开发及碳交易人才引进,碳市场又会为企业增加一部分收入。再者,由于我国电价市场机制欠缺灵敏度,发电上游成本增长将难以及时向下游传导,种种因素会倒逼企业权衡利弊,开发更多新业态。”

实践中完善碳市场规则

适度从紧但不宜过紧,更不能过松,既要给产业调整和企业转型留有合理时间,又要对企业形成一定的碳减排压力,进而形成碳市场的动力。这项工作中的很多问题,只有通过实践才能发现和及时纠正。事实证明,世界主要国家或区域的碳市场都是在实践中不断完善的,我国也不会例外。”

王志轩指出,中国碳市场当下面临新的课题。“中国煤电机组平均能效水平和碳排放强度已达世界先进水平,部分机组达到世界领先水平,碳市

场如何进一步深挖煤电‘低成本减碳’的空间?热电联供的能源利用总效率远超纯发电机组,碳市场如何扩大热电联供的规模、加大散煤治理力度?碳市场如何促进可再生能源消纳,体现可再生能源的低碳价值?碳市场在改善我国区域经济发展不平衡现状、电力系统优化方面如何进一步发挥作用?一方面,通过碳市场的实践和理论创新,不断完善由碳市场解决问题的机制;另一方面,碳市场不是万能的,一些问题需要与其他政策机制联合解决。”

昌江核电3号机首个钢衬里模块吊装就位



图片新闻

7月15日8时36分,“十四五”期间我国开建的首台华龙一号机组——海南昌江核电3号机组首个钢衬里模块精准就位,为核岛反应堆厂房内部结构主体工程及周边关键路线工作有序开展奠定基础。

期间,中核工程克服高温、台风、多雨等天气影响,合理优化施工组织,按期实现该重大节点。图为吊装现场。

乌日娜 张珂源/图文

资讯

中电联:上半年全国全社会用电量同比增16.2%

本报讯 中电联7月15日发布的“2021年1-6月电力消费情况”显示,上半年,全国全社会用电量39339亿千瓦时,同比增长16.2%,其中6月全国全社会用电量7033亿千瓦时,同比增长9.8%。

分产业看,上半年,第一产业用电量451亿千瓦时,同比增长20.6%;第二产业用电量26610亿千瓦时,同比增长16.6%;第三产业用电量6710亿千瓦时,同比增长25.8%;城乡居民生活用电量5568亿千瓦时,同比增长4.5%。

分地区看,1-6月,东、中、西部和东北地区全社会用电量分别为18581.7339、11195和2224亿千瓦时,增速分别为17.7%、16.9%、14.8%和9.6%。其中,西藏、湖北、广东、浙江、云南、江苏、等15个省份全社会用电量增速超过全国平均水平。

1-6月,全国工业用电量26127亿千瓦时,同比增长16.5%,增速比上年同期提高18.9个百分点,占全社会用电量的比重为66.4%。全国制造业用电量19980亿千瓦时,同比增长18.4%,增速比上年同期提高21.4个百分点。其中,四大高载能行业用电量合计10968亿千瓦时,同比增长13.7%,增速比上年同期提高14.8个百分点;高技术及装备制造业用电量4216亿千瓦时,同比增长27.3%,增速比上年同期提高31.8个百分点;消费品制造业用电量2623亿千瓦时,同比增长22.2%,增速比上年提高31.6个百分点;其他制造业行业用电量2173亿千瓦时,同比增长22.3%,增速比上年提高24.7个百分点。(安宁)

广西首次可再生能源电力消纳量交易完成

本报讯 近日,广西首次可再生能源电力消纳量交易落幕,成交消纳量凭证576个,折合57.6万千瓦时可再生能源电力消纳量,平均成交价格51.74元/个,标志着广西可再生能源电力消纳量市场建设进入实质性阶段。

根据《广西壮族自治区可再生能源电力消纳保障实施方案(试行)》,未完成可再生能源电力消纳量的主体,可通过电力市场化交易的方式,向超额完成年度目标任务的市场主体购买消纳凭证,确保完成年度消纳量任务。交易过程中1个消纳量凭证对应1兆瓦时可再生能源电力消纳量。

此次交易中,卖方和买方通过挂牌方式达成交易,累计成交水电消纳量凭证516个,平均成交价格49.61元/个;成交非水消纳量凭证60个,平均成交价格70元/个。(韦露 黄飞)

北方地区煤电热电联产陷入亏损?

■本报记者 赵紫原

“按照2019年现存煤电项目的财务成本测算,全国近60.6%的煤电机组税后利润为负值,即处于亏损状态,且亏损严重的机组集中于西北、东北等地区。由于这些地区大多数煤电热电联产机组小于燃煤发电机组,亏损情况更严重。”中国人民大学国家发展与战略研究院研究员王克近日向记者“爆料”。

热电联产机组可同时生产电能、热能,利用余热,实现商业用汽和居民取暖,主要用于我国北方地区。得益于节能减排和高效率,不少只生产电能的机组近年来为增收纷纷进行了供热改造。可这些热电联产机组为何会在北方地区陷入亏损?

高煤价抬高联产成本

山东省热电设计院院长刘博表示,热电联产是公认的节能减排有效措施之一,我国自“十一五”以来,节能规划中均将热电联产列为重点工程。国家发改委近日印发的《“十四五”循环经济发展规划》指出,“积极利用余热余压资源,推

核心阅读

煤价太高,联产什么成本都会高企;目前热电联产的电厂成本核算方法简单粗放,不利于正确引导热电厂经营决策。

行热电联产、分布式能源及光伏储能一体化系统应用,推动能源梯级利用”。

但事实是,飙升的煤价近年不断挤压发电企业利润,大多数北方地区供热联产机组日子“不好过”。

东北地区某发电企业营销部人士告诉记者:“去年公司所辖热电联产还能保持微利,今年亏损面近九成,这些机组都是热电联产机组。”“共性原因其实很简单,煤价太高,联产什么成本都会高企。”西南地区某热电联产企业人士也表示。

热电产品定价欠合理

除了煤价,部分地区热电联产机组大面积亏损,也有其他原因。刘博指出,热电联产发展过程中暴

露出许多问题。“例如,价格形成机制不合理,机型和规模选择缺乏科学和因地制宜的原则,替代分散小锅炉推进速度缓慢且相关支持政策不明确,政府管理职责不清,行业管理体系仍不完善等。”

大连某会计师事务所人士告诉记者,目前热电联产的电厂成本核算方法简单粗放,不利于正确引导热电厂经营决策。“目前,辽宁各热电厂普遍采用《热电联产能效能耗限额计算方法 DB21/1621-2008》的行业标准进行电力和热力成本核算。据此,单位供电煤耗随供热量的增加而降低,但单位供热煤耗却保持不变。由此计算出的‘供热比’脱离实际,扭曲了两种产品的成本计算结果。成本核算数据是国家核定上网电价和城市高温水价格的基础数据,电厂用现行办法核算成本,错误引导了政府对热电产品的定价。”

热电碳减排需稳步推进

国家能源局今年4月发布的《2021年能源工作指导意见》,要求实现北方地区清洁取暖率达到70%。除成本压力外,燃煤热电联产机组也面临环保压力。

据清华大学建筑节能中心测算,2018年我国建筑运行碳排放约21亿吨,约占全社会排放总量的20%。其中,北方城镇供暖能耗为2.12亿吨标准煤,碳排放量约5.5亿吨。数据显示,近几年,每年新增的城镇集中供热面积约3-5亿平方米,其中一半以上新增热源与煤相关。

一位业内人士表示,若北方地区供暖“煤改电”,最大作用是减少散煤燃烧,供电主力仍是燃煤热电联产机组。“更复杂的是,北方地区燃煤热电联产机组与民生问题直接挂钩,其碳减排需稳步推进。”

全应科技CEO夏建涛表示,燃煤机组热电联产节能降耗不仅关系到行业健康发展,也涉及减碳目标能否顺利落地。“目前看,智能化升级是实现热电联产清洁化发展的必经之路。”