

绿氨为煤电降碳提供新路径

■本报记者 李玲



开栏的话

应对气候变化,中国展现大国担当。实现“双碳”目标,煤电低碳转型是题中之义。近年来,我国大力推进煤电降碳,并于近日印发《煤电低碳化改造建设行动方案(2024—2027年)》,在持续为全球能源转型贡献力量、为煤电低碳发展指明方向的同时,也给相关市场注入“强心剂”。本期开始,本报特别策划推出“聚焦煤电低碳转型”系列报道,与读者共探煤电低碳转型之路。

近日,国家发改委、国家能源局联合印发《煤电低碳化改造建设行动方案(2024—2027年)》(以下简称《方案》),其中提出利用风电、太阳能发电等可再生能源富余电力,通过电解水制绿氨并合成绿氨,实施燃煤机组掺烧绿氨发电,替代部分燃煤。改造建设后煤电机组应具备掺烧10%以上绿氨能力,燃煤消耗和碳排放水平显著降低。

作为我国主要碳排放来源之一,燃煤发电产生的碳排放量约占全国碳排放总量的40%。使用绿氨等新型零碳燃料替代煤炭,是实现“双碳”目标的重要技术,也为煤电绿色发展提供一条新路径。那么,当前我国实施燃煤机组掺烧绿氨发电是否具备



条件?这一举措又将为绿氨市场带来哪些机遇?

■已有掺氨燃烧试验验证

氨作为一种无碳燃料,在制取到应用的全流程中无碳、硫等容易破坏环境的元素产生,是一种有望规模化替代化石燃料的新型零碳燃料。

“氨是一种能量密度较高的能量载体,且便于储存和长距离运输。其燃烧产物主要是水和氮气,因此,如果掺烧的是绿氨,确实可以作为零碳燃料减少火电厂的燃煤消耗,降低碳排放水平。相比其他技术路线,煤电机组掺氨改造可以通过相对较低的改造投入,发掘火电厂的降碳潜力。”清华大学能源与动力工程系研究员黄中对中国能源报记者表示。

据了解,目前,许多企业已成功开展煤电机组掺氨燃烧试验验证。

去年4月,安徽省能源集团与合肥综合性国家科学中心能源研究院发布消息称,在皖能铜陵发电公司300MW燃煤机组实现多工况负荷下掺氨10%—35%平稳运行,最大掺氨量大于每小时21吨,氨燃尽率高达99.99%,填补多项技术空白;同

年12月,中国神华广东台山电厂600MW煤电机组成功实施高负荷发电工况下煤炭掺氨燃烧试验,成为国内外完成掺氨燃烧试验验证的容量最大机组。

“作为氨燃烧技术的研发机构,我们认为,大部分传统燃煤锅炉可以通过技术改造实现掺氨混烧,目前也有许多成功的实践案例。”浙江大学能源清洁利用国家重点实验室工程师、杭州氢峰科技有限公司总经理朱维源在接受《中国能源报》记者采访时指出,现有燃煤机组设备的升级改造是一项具有技术挑战的工作,也是目前许多国家争先发展的技术领域,《方案》的出台将创造大量实践应用机会,可极大推动我国掺氨燃烧技术及装备的发展进程,使我国在此领域处于技术领先地位。

■经济性是关键因素

在业内人士看来,煤电机组掺氨燃烧也给我国家绿氨产业发展带来新机遇。当前,仅电力行业燃煤机组每年就需消耗超20亿吨煤炭,是绿氨燃料的首要替代目标,以10%的替代率目标估算,每年需要同等热值的绿氨燃料超过3亿吨,将极大推

动绿氨产业发展。

不过,我国绿氨产业尚处起步阶段,目前总体产能较小,且多处在前期规划阶段。朱维源告诉《中国能源报》记者:“根据公开数据,我国现有在建及规划的绿氨产能约1千万吨,尚无法满足电力行业10%煤炭替代率的需求,并且当前产能主要集中在“三北”地区,但用电大省多集中在东部沿海地区,运输距离较远。绿氨的优势产地与能耗集中地之间的物流基础设施仍较为薄弱。”

产能之外,绿氨经济性也是影响其能否发挥掺烧优势的关键问题。

“从技术角度讲,大部分燃煤锅炉具备一定的掺氨能力,但与之配套的氨源保障、道路运输、厂内存储等方面均存在短板。”黄中表示,“目前绿氨掺烧发电成本远高于燃煤发电,在没有配套支持政策的前提下,掺氨会极大加重发电企业的经营负担,限制其推广和使用,这是影响掺氨技术能否真正落地应用的主要因素。”

据了解,目前国内绿氨装置均是小规模试生产,尚无大规模绿氨合成装置投入运行,因此暂无可参考的绿氨市场价格。近日,全球性组织H2Global Foundation公布的德国氢衍生物进口计划下首个绿氨合

同的初步竞标结果显示,中标的绿氨吨价约为811欧元(约合6400元人民币),考虑到运输等环节,每吨进口成本约为1000欧元(约合7900元人民币)。对比当前国内传统合成氨不足3000元的市场均价,溢价超2倍。

朱维源指出,绿氨生产主要消耗绿色电力,合成1吨绿氨大约消耗12000度绿电。未来,随着绿电成本的进一步降低,绿氨制造成本也将随之下降。

■需加强保障措施

总体来看,燃煤机组掺氨燃烧对于推动煤电行业低碳发展优势明显、潜力巨大,但当前绿氨在产能问题、经济性问题以及配套设施问题等方面的诸多挑战也不可忽视。

对于接下来如何进一步落实燃煤机组掺氨燃烧改造,《方案》也给出了具体保障措施。《方案》明确,发挥政府投资放大带动作用,利用超长期特别国债等资金渠道对符合条件的煤电低碳化改造建设项目予以支持。对纳入国家煤电低碳化改造建设项目清单的项目,在统筹综合运营成本、实际降碳效果和各类市场收益的基础上,探索建立由政府、企业、用户三方共担的分摊机制,给予阶段性支持政策。

多位受访的专家也结合实际情况,给出了自己的建议。

黄中建议:“要加强产业链上下游企业协同创新,做好示范机组遴选。同时,制定相应的政策保障措施,既要避免因氨源不足造成燃煤电厂‘无氨可掺’的情况,也要避免燃煤电厂因为成本因素出现‘改而不掺’的局面。”

“首先,在现有绿氨产能不足的阶段,建议在煤电机组掺氨技改时允许使用灰氨做掺烧能力的验证。其次,在氨能产业的发展初期,需对应用端给予一定政策支持;对氨掺烧科技及装备研发领域给予一定扶持,如重大专项资金、政府引导投资基金等。另外,应科学论证氨作为燃料使用时应满足的安全与环保条件,对于符合使用条件的企业在立项环节给予政策便利。最后,要加强氨运输铁路、港口以及液氨管道等基础设施的建设。”朱维源表示。

2024年《财富》中国500强榜单公布——

电力油气排名稳健 新能源龙头再攀升

■本报记者 王林 苏南

7月25日,2024年《财富》中国500强排行榜出炉,国家电网、中国石化、中国石油跻身三强。今年500家上榜的中国公司2023年总营业收入达到14.6万亿美元,净利润达到7064亿美元。

从营收来看,2023年,国家电网以5459亿美元位居榜首;中国石化、中国海油进入最赚钱中国企业10强;通威、天合光能等新能源龙头企业排名再迈进;比亚迪、理想汽车等造车新势力名次节节攀升。

■电网发展稳健依旧

营业收入是评估企业排名的一个重要指标,对于国家电网营收拔得头筹,一位不愿具名的业内人士对《中国能源报》记者分析,国家电网营收增长的关键因素是多方面的,主要得益于其核心业务的稳健发展、全社会用电量的增长、全球电网投资的提速以及新能源的发展和并网需求。这些因素共同推动了国家电网的营收和利润的增长。

从核心业务的电网建设和运营来看,国家电网的售电收入是主要收入来源。2023年,国家电网的电网业务收入同比增长了8.30%,达到3.82万亿元,显示出其核心业务的强劲增长。去年中国全社会用电量达到92241亿千瓦时,同比增长6.7%。用电量的增长直接带动国家电网售电规模的扩大。

另一个因素是中国连续10年电网投资额排名第一,2022年电网投资完成额超过5000亿元。此外,新能源发展和并网需求促进了电网投资增加和技术进步。

根据最新发布的《国家电网有限公司服务新能源发展报告(2024)》,2023年全年新能源发电量1.2万亿千瓦时,占总发电量的16.9%。2024年上半年,国家电网经营区新能源继续保持快速增长、高效消纳的良好态势。新增风光新能源装机规模9615万千瓦,同比增长18%。

此外,中国南方电网有限责任公司以1188亿美元营收位居25位,

名次较2023年上升一位。南方电网部署全面推进电网设备大规模更新,预计2024年至2027年,大规模设备更新投资规模将达到1953亿元。

上半年,南方电网经营区的广东、广西、云南、贵州、海南全社会用电量7888亿千瓦时,同比增长9.1%。用电量保持稳步增长势头,释放经济运行平稳、新动能加快成长的积极信号。

■“三桶油”保持强劲韧性

中国石化、中国石化、中国海油仍然保持强劲韧性。中国石化以4296亿美元营收排名第2,较2023年榜单名次上升一位。中国石化以4217亿美元营收居第3,中国海油以1417亿美元营收位居第17,“三桶油”全部跻身20强。

尽管国际原油市场在2023年整体呈现供需宽松态势,但“三桶油”仍然表现突出。2023年,中国石化全年营业收入达3.01万亿元,归母净利润更是达到了1611.44亿元,再创历史新高。今年一季度,实现营业收入8121.8亿元,同比增长10.9%,实现归属于母公司股东净利润456.8亿元,同比增长4.7%,实现2024年高质量“开门红”。

今年一季度,中国石化实现营业收入为人民币7899.67亿元,归属于本公司股东净利润为人民币187.21亿元。油气当量产量1812万吨,同比增长3.4%;天然气产量99亿立方米,同比增长6.0%;原油加工量6330万吨,同比增长1.7%;成品油总销量5981万吨,同比增长6.5%;乙烯产量327.9万吨,化工产品销售总量1951万吨。中国海油今年一季度归母净利润同比上涨23.7%,桶油主要成本同比下降2.2%,价值创造能力持续提升。油气净产量和归母净利润实现强劲增长,两项数据均创历史新高。

5月发布的《Brand Finance 2024年中国品牌价值500强》指出,中国油气行业总品牌价值小幅上升,表明中国油气行业在波谲云诡的市场中保持了一定的韧性。中国石化在中国

油气品牌中品牌强度最高,中国海油品牌价值增长2%。

■新能源企业高歌猛进

通威排名升至第127位,较去年跃升9位,位列中国水产行业和光伏行业第一。天合光能则5进《财富》中国500强榜单,今年位列第193,较去年跃升29位,4年内排名已上升153名。天合光能相关负责人对《中国能源报》表示,首次进入《财富》中国500强的前200强之列,意味着天合光能向中国100强与世界500强的目标迈出了坚实的一步。

中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎对《中国能源报》记者表示,近两年,我国光伏企业在民营企业榜单的排名中显著上升。这一成就主要得益于光伏市场的迅速扩张,尤其是在去年,光伏企业的营收表现十分亮眼。此前,光伏组件价格较高,为企业的经营和盈利能力提供了有力支撑,从而推动了它们在民营企业榜单中的排名提升。

值得一提的是,理想汽车是此次排位跃升幅度最大的公司,作为造车新势力的代表,其今年排名较去年上升140位,同时也在过去一年实现扭亏为盈。比亚迪今年位列第40位,排名较去年上升26位;宁德时代位列第68位,排名较去年上升18位。

我国新能源汽车行业在技术和规则设置方面保持领先,成为出口、投资、消费的重要动能,这是推动我国汽车企业名次不断上升的原因所在。受访专家一致认为,新能源汽车行业发展不仅是产品迭代升级,更是产业模式上的创新。通过对国内消费市场的悉心培育,市场需求转化为制造业补链强链的内生动力,进而带动外循环发展。如今,中国新能源汽车出口到180多个国家和地区,国际竞争力日益增强。

数据显示,2023年中国新能源汽车市场快速增长,销量近950万辆,市场占有率31.6%,同比增长37.9%,其中出口量超过120万辆,同比增长77.6%。

近日,生态环境部组织发布《全国碳市场发展报告(2024)》(以下简称《报告》)。《报告》显示,中国政府高度重视应对气候变化工作,把应对气候变化作为推进生态文明建设、实现高质量发展的重要抓手,持续实施积极应对气候变化国家战略,采取一系列政策和措施,力争二氧化碳排放于2030年前达到峰值,努力争取2060年前实现碳中和。其中,碳市场是推动实现“双碳”目标的重要政策工具,对碳定价发挥基础性作用。中国碳市场的创新发展,正以更高效率、更低成本激励市场主体绿色低碳技术创新,为新质生产力发展提供不竭动力。

■市场交易健康运行

自2021年7月16日上市启动以来,全国碳市场运行已满三周年。《报告》指出,截至2023年底,全国碳排放权交易市场碳排放配额累计成交量达4.42亿吨,累计成交额为249.19亿元。其中,第二个履约周期碳排放配额累计成交量为2.63亿吨,累计成交额为172.58亿元。

中国环境科学研究院环境管理研究中心总工程师吕连宏向《中国能源报》记者表示,当前全国碳市场交易活跃度明显增强。“相较于第一个履约周期,第二个履约周期参与交易的企业占总数的82%,上涨了近50%;碳排放配额累计成交量和成交额分别上涨47%和125%;实现每个交易日均有成交,交易量峰值月份由12月提前至10月,交易活跃天数明显增加。”

全国碳排放权交易市场的健康运行,为实现“双碳”目标、推动全社会绿色低碳发展发挥了重要作用。“首先,压实了企业减碳的主体责任,实现了对发电行业碳排放的有效管控,计划被纳入的钢铁、水泥、电解铝等行业主动通过技术创新和流程优化降低碳排放;其次,建立了以全国碳市场为核心的碳定价机制,为开展气候投融资、碳资产管理、碳汇生态产品价值实现等碳定价活动锚定了基准价格参考。”吕连宏表示。

北京理工大学能源与环境政策研究中心教授王科向《中国能源报》记者表示:“交易活跃度三年来整体呈上升趋势,显示碳市场越来越成熟。在全社会逐步形成了‘排碳有成本、减碳有收益’的共识,让企业更加重视节能减排减碳行动,加大节能减碳技术和管理投入,促进‘双碳’目标的实现。但碳市场在行业覆盖面、纳入企业数、配额分配量等方面还有较大完善空间。”

为全球碳市场机制创新贡献「中国方案」

■本报记者 林水静

■碳市场体系不断完善

市场平稳运行的同时,相关制度也在不断完善。

今年1月国务院颁布的《碳排放权交易管理暂行条例》是中国应对气候变化领域的首部专项法规,与生态环境部印发的《碳排放权交易管理办法(试行)》形成了涵盖“行政法规+部门规章+规范性文件+技术标准规范”的多层级制度体系。“为切实解决部分企业因疫情导致的配额清缴困难,生态环境部出台了灵活履约机制,对承担重大民生保障任务的重点排放单位引入个性化纾困机制,共计为202家重点排放单位纾解了履约困难。”吕连宏表示。

为调动全社会力量共同参与温室气体减排,1月22日,全国温室气体自愿减排交易市场正式启动。至此,全国碳市场制度框架体系基本完成,强制碳市场和自愿碳市场互补衔接、互联互通的全国碳市场体系初步形成。

此外,《报告》指出,全国碳市场管理平台、注册登记系统、交易系统基础设施安全稳定运行,实现了各系统互联互通,企业务管理环节在线化、全流程数据集中化、综合决策科学化,碳排放数据质量管理能力显著提升。

■发展成效逐步彰显

据了解,全国碳排放权交易市场第二个履约周期共纳入发电行业重点排放单位(含其他行业自备电厂)2257家,年度覆盖温室气体排放量约51亿吨二氧化碳当量,是目前全球覆盖排放量最大的市场。

《报告》显示,与2018年相比,2023年全国火电碳排放强度下降2.38%,电力碳排放强度下降8.78%。

“中国碳市场覆盖规模大,对全球碳价水平和碳交易机制成效具有重要影响力,中国碳市场建设和运行情况受到国际社会高度关注。中国基于碳排放强度控制目标的配额分配方法展现了碳市场机制的灵活性和适用性优势,为全球碳市场机制创新贡献了‘中国方案’。”吕连宏表示。

《报告》指出,中国将进一步深化国际交流与合作,积极参与全球气候治理多边进程,推动全球碳市场机制谈判取得新进展;加强与相关国家、地区和国际组织合作,就碳市场建设与各方开展政策对话,加强研究支撑和能力建设合作,加快“建成更加有效、更有活力、更具国际影响力的碳市场”,努力为全球气候变化作出更大贡献。