

“十五五”是西北新能源“送得出、用得好”关键期

■本报记者 苏南

为达成我国2035年风光总装机36亿千瓦的国家自主贡献目标,作为新能源资源富集区域的西北电网,迫切需要在现有规模的基础上实现倍增。西北地区是支撑这一目标的主要阵地,但在高比例发展进程中,西北地区的新能源面临着本地消纳的瓶颈。在外送环节,又受到送受端电源同质化、调节成本分摊机制不畅以及省间交易规则差异等的制约。

数据显示,2024年西北电网新能源外送电量占比仅为25%,远低于50%的预期。在业内人士看来,通过综合施策来破解外送的经济性与可靠性难题,已成为推动西北新能源大规模开发和高质量消纳的关键突破口。

规模跃升与机制创新并举

“十四五”以来,西北新能源发展迅猛,已成为全国电力保供的“压舱石”。数据显示,西北地区累计新能源新增装机达2.3亿千瓦,总装机攀升至3.6亿千瓦,占比提升至58%。伴随着14条在运直流通道,西北电网外送能力持续增强,有力支撑了全国能源大局。

国家能源局西北监管局(以下简称“西北能源监管局”)相关负责人在近日举办的“西北电力圆桌”研讨会上指出,西北能源监管局始终聚焦全国统一电力市场建设,通过一系列机制创新,有效提升了新能源消纳水平。2025年1—11月,西北跨省区交易电量达4591亿千瓦时,同比增长27%,其中新能源电量占比显著提升。在探索解决“沙戈荒”大基地“联营不联运”难题上,西北能源监管局首创了配套电源短期平衡市场,将直流配套基地视为一个控制区,通过市场化偏差调整,实现了外送履约率100%和新能源利用率超99%的优异成绩。

针对抽水蓄能,西北能源监管局还推动其调用模式从“计划”转向“竞争”,陕西镇安等电站跨省交易电量月均提升近三倍;针对新型储能,明确其可以双重身份参与跨省中长期交易,宁夏储能实现午间充新疆绿电、晚高峰向陕西放电的跨省调用。

大唐陕西公司党委书记金刚提供的数据印证了外送成效。截至2025年12月8日,大唐陕西年度外送签约电量达88.09亿千瓦时,并在省间现货中积极中标。他强调,西北“沙戈荒”基地是国家可再生能源的重要基石,外送规模在“十五五”时期有望进一步提升至1.65亿千瓦,其战略地位不可动摇。

西北新能源外送面临多重挑战

尽管成绩斐然,但业内普遍认为,面对“十五五”跨越式增长的目标,西北新能源外送在系统运行成本、市场机制及物理可靠性方面仍面临严峻挑战。

首先,成本疏导机制不畅,经济性面临考验。当前最大的痛点在于系统运行费用成本归属与分摊机制不完善。金刚直言,在新能源大规模外送背景下,外送电量未合理承担送端省份的系统运行费用,导致送端工商业用户额外承担了调节成本,形成了“经济欠发达送端补贴经济发达受端”的不合理格局。此外,省间与省内市场的“双轨制”平衡费用分摊问题也日益凸显,因结算价格差异产生的不平衡资金往往由市场化发电机组承担,影响了交易主体的收益预期。

“目前存在容量电价分摊不公的问题。”中国电力企业联合会统计信息部主任薛静认为,“西北地区的工商业用户在摊薄本该由受端承担的跨省容量电价,这给西北地区的用户侧带来了沉重负担。建议应尽快通过政策调整,还原跨省送电的全成本,让东部用户直接参与交易,承担应有的责任。”

其次,当前电力市场仍存在“语言不通”和“壁垒森严”的问题。各省市场规则不统一,绿证与绿电交易存在省间壁垒,阻碍了资源的自由流动。薛静提到,虽然物理通道畅通,但实际利用效率受限于政策壁垒,导致部分省份“买不到”、部分省份“卖不出”。

再次,物理约束与供需错配,可靠性风险显现。西北电力设计院原副总工杨攀峰指出,随着直流通道增多,送端电网面临短



路电流超标、短路比不足等问题,安全性限制了通道的送电能力。而在可靠性方面,新能源的随机性难以保证受端高峰时段的电力供应。“电源侧储能只能解决短时问题,根本出路在于电网互济。”

华北电力大学教授袁海认为,当前新能源外送存在“价值错配”和“风险收益错配”。西北外送提供了电能量、容量、调节和绿色的一揽子价值,但往往只能获得单一电价收益,成本留在西部,收益留在东部。同时,随着现货市场推进,新能源投资面临巨大的价格波动风险,而缺乏长期锁价的避险工具。

完善市场机制与强化技术支撑

针对上述挑战,业内认为“十五五”时期西北新能源外送,亟须构建公平合理的

成本分摊与价格机制。

金刚建议,必须构建公平合理的成本分摊机制,明确外送电量的负荷属性,将其纳入送端省份系统运行费的分摊体系,与省内负荷共同承担相应成本。同时,建议新能源不应参与不平衡资金分摊,解决方向应聚焦于完善省间交易规则、明确外送电量责任主体、建立省间与省内结算的衔接机制等层面。

“国家层面应尽快出台政策,理顺跨省容量电价传导机制,给西北用户侧‘松绑’。”薛静呼吁,推动东部高耗能用户直接与西部发电企业开展双边交易,通过建立长期合作关系,让用户侧直接承担绿色责任和市场风险。

业内人士建议,应在夹缝中谋求灵活性,建议政府在设定机制电量竞价时参考现货价格,降低上限,为外送市场留出空

间。此外,西北各方应合力打破省间壁垒,特别是绿证和绿电交易的壁垒,利用AI技术优化调度,实现从长周期到短周期的精细化交易,将新能源的季节性和时段性差异转化为市场价值。

金刚建议,丰富外送交易类型,推广“新火打捆”外送模式,利用火电的稳定性平抑新能源的波动性。同时,应强化新型能源电源的规划布局,将地热、生物质等纳入外送基地规划,形成多能互补体系。

专家还提议,推进外送通道的数字化、智能化升级,借助数字孪生技术提高输送效率与抗干扰能力,使西北绿电能够“一路畅行”。“十五五”时期是西北新能源外送从“量变”迈向“质变”的关键阶段,通过机制创新破除壁垒、依靠技术进步筑牢底线、凭借政策协同理顺价格,将有效把西北的能源优势转化为经济优势与发展优势。

钢铁业绿色转型加速,氢冶金等低碳项目陆续投产

■本报记者 王海霞

1月22日,在国务院新闻办公室举行的新闻发布会上,工信部公布了过去一年在培育工业绿色发展新动能方面取得的积极成效。工信部新闻发言人、运行监测协调局局长陶青指出,通过深入推进节能降碳改造,传统产业在降碳减污中实现了扩绿增长。她特别举例说明,以氢为还原剂的炼铁技术,能从源头上降低污染物和二氧化碳排放。目前,河北、广东等地的百万吨级氢冶金项目已陆续投产,相比传统工艺,每年可减少50%以上的碳排放。

不仅“更绿”,在“产能产量双控”政策持续调整下,我国粗钢产量也创下了新低。国家统计局最新发布显示,2025年我国粗钢产量约为9.61亿吨,同比下降4.4%,为自2020年达到峰值后首次降至10亿吨以下。

目前,中国钢铁行业碳排放量约占中国碳排放总量的15%,是碳排放量最高的制造业。据麦肯锡发布的数据,全球每年生产和使用高达18亿吨钢铁,其中将近50%的钢产于中国,中国钢铁行业碳排放量也约占全球钢铁行业碳排放总量的50%。在政策、市场与全球规则多重影响下,我国钢铁行业已经站上了必须深入推进绿色化、高端化转型的关键路口。

政策倒逼与全球碳关税压力

钢铁行业的绿色转型,首先是实现国家

“双碳”目标的刚性要求。中国提交的《2035年中国自主贡献报告》要求,到2035年,中国全经济范围温室气体净排放量比峰值下降7%—10%,力争做得更好。钢铁行业因其巨大的碳排放和伴随的甲烷排放,已成为减排重中之重。

国家层面,政策也指明了方向和目标。2024年5月,国家发改委、工信部、生态环境部、市场监管总局、国家能源局联合印发《钢铁行业节能降碳专项行动计划》提出,到2030年底,钢铁行业主要工序能效进一步提升,主要用能设备能效基本达到先进水平,吨钢综合能耗和碳排放明显降低,用能结构持续优化,高炉富氧技术、氢冶金技术等节能降碳先进技术取得突破,行业绿色低碳高质量发展取得显著成效。

与此同时,外部国际规则正形成强大倒逼力量。2026年1月1日起,欧盟碳边境调节机制(CBAM)正式结束过渡期,迈入强制征收阶段,钢铁行业作为重点覆盖领域,将直面真实的碳成本压力。绿色创新发展研究院绿色经济政策项目主任刘雪野分析指出,CBAM核算规则严格,若企业无法提供欧盟认可的实测数据,将采用较高的“默认值”。以当前欧盟碳价估算,一吨钢材可能面临超过800元人民币的CBAM成本。这无疑将重塑全球钢铁贸易格局。

技术路径多元但成本高昂

尽管转型方向明确,但路径上充满挑战。钢铁行业领先的头部企业已经进入新能源、电动车、氢能、生物质能及碳捕捉等新兴领域,投资布局低碳技术。比如中国宝武研究的富氢碳循环高炉技术经过多年的技术攻关流程已经打通,但其运行成本仍比常规高炉高约200多元/吨铁。该技术要实现商业化推广还需进一步攻关,优化技术指标。

这引申出绿钢转型的核心问题:路在何方,谁来买单?东北大学低碳钢铁前沿技术研究院副院长张琦系统梳理了三条主流技术路径及其挑战:首先,流程结构转型,短流程电炉吨钢碳排放可比长流程降低约70%,但中国电炉钢比例仅10%左右,瓶颈在于废钢资源不足与电力结构。其次,氢冶金技术,理论上可实现近零碳排放,但当

前绿氢成本仍是最大障碍。宝武、河钢、鞍钢等企业均处于示范阶段。第三,CCUS作为“兜底”技术,目前成本较高,且封存场地有限。

张琦强调,中国不应押注单一技术,而应走“需求减量、结构调整、能效提升、技术突破”四轨并行的路径。

麦肯锡也在报告中建议,钢铁企业可以评估主要下游客户在低碳环境下的需求变化,找到低碳增长点。对新增长点,分析潜在收益来确定重点发展方向,并制定进入方案。例如,提前布局废钢回收企业以确保废钢供应,在产能升级置换过程中对选择长、短流程的科学评估,特钢企业可探索“零碳钢铁产品”带来的新出口机遇。

系统构建绿色微电网与争夺标准话语权

为系统推进转型,近期工信部等五部门联合发布了《工业绿色微电网建设与应用指南(2026—2030年)》。该指南旨在为钢铁等高耗能行业构建多能互补体系,通过规模化就地消纳可再生能源、高效利用余热资源,推动深度脱碳,并为完成未来可能强制性的绿电消纳考核提供可行方案。

标准与话语权的争夺同样关键。钢铁行业独立分析师康斯坦丁指出,CBAM将重塑全球钢铁贸易格局:低碳钢在欧洲市场获得溢价,高碳产品则面临挤出。但他也看到机遇:到2030年左右,中国绿钢成本有望低于传统高炉钢,前提是可再生能源成本持续下降与氢能经济取得突破。中国在清洁能源供应链上的优势,未来可能转化为绿钢的竞争优势。

有观察指出,欧洲钢铁行业正密切关注中国技术进展,担心中国实现既满足标准又具备成本优势的突破。这意味着,中国钢铁行业有机会从“标准追随者”转向“规则制定者”,而关键在于推动碳足迹核算方法的国际互认、完善绿色金融支撑体系,并有效拉动下游行业的绿色采购需求。

随着氢冶金金等项目的投产和绿色微电网的规划建设,中国钢铁行业的绿色转型正加速推进。这场关乎气候责任与产业未来的深刻变革,其成效将直接影响中国在全球绿色工业竞争中的地位。



1月20日,藏粤直流工程广东段线路开工建设。李品/摄

藏粤直流工程广东段线路开工建设

本报讯 1月20日,藏粤直流工程稳增长、扩投资动员会暨广东段首基础开挖仪式在广东省博罗县举行,标志着工程广东段线路正式进入建设阶段,为藏粤直流这个跨区域清洁电力输送“超级工程”架起一条以柔性直流互联的“电力高速公路”,在加大电网基础设施投资中发挥重大作用。

藏粤直流工程是我国“十四五”规划建设跨省区输电重点工程,同时也是全球首个四端特高压柔性直流工程,在送端西藏昌都、林芝及受端广州、深圳建设四座±800千伏特高压换流站,送电规模达1000万千瓦,投运后藏东南清洁能源基地每年可向粤港澳大湾区输送超430亿千瓦时绿色电能,100%为清洁能源,约为三峡电站年发电量的一半,每年可替代标煤消耗约1200万吨,减少二氧化碳排放约3300万吨。

藏粤直流工程总投资约532亿元,2026年一季度计划完成投资超10亿元。作为国家级“超级工程”,藏粤直流有效发挥稳增长、扩投资重要支撑作用,该工程配套建设“水风光一体化”电源基地投资超过1500亿元,可有力带动上下游装备制造、工程施工等相关产业发展,建设高峰期预计将带动直接就业10万多人,有力促进地方经济高质量发展。

藏粤直流工程线路工程起于西藏自治区昌都市左贡县美玉乡昌都换流站,经林芝市察隅县察隅换流站、广东省广州市花都区小迳换流站,至终点广东省深圳市龙华区中部换流站。直流线路全长2681公里,穿越高海拔、雪山冻土和无人区,是我国首个跨越青藏高原、云贵高原和华中丘陵三级地理阶梯的特高压工程,沿途最高海拔达5000米,被誉为“绿电天路”。工程建设者将始终坚守“生态优先、绿色施工”理念,在柔性直流大功率、远距离传输与智能控制、雪山无人区绿色施工、无人化运维技术等领域实现创新突破,全力推动工程安全、优质、高效建设,确保工程按期高质量投运,实现让“世界屋脊”的绿色电能照亮“世界级湾区”的万家灯火。(李品 黄海 陈建平)

