

碳价和天然气价齐涨推升电力成本,平价“风光”电力抑价作用甚微——

高电价考验欧洲能源转型

■本报记者 王林



高电价正在成为欧洲能源转型的巨大障碍。虽然欧洲目前近40%的发电量都来自太阳能和风电为首的可再生能源,但已进入平价时代的“风光”显然没有拉低电价,持续走高的生活成本引发了欧洲民众对欧盟激进减排的抵触情绪,这些都给欧洲能源转型带来极大考验。

截至8月初,欧洲多国电价创下历史新高。其中,西班牙超过多年稳居榜首的德国,成为欧洲用电最贵的国家。英国也做出了今年第二次上调公用事业电价的决定。

多国电价刷新纪录

能源咨询机构阿格斯的数据显示,欧洲最大经济体德国7月批发电价跃升至83.67欧元/兆瓦时,8月初已经超过90欧元/兆瓦时,今年以来的涨幅已经超过60%。与此同时,英国、西班牙和意大利的批发电价也相继刷新纪录。法国的批发电价也维持在90欧元/兆瓦时,8月起家庭用电价格将上涨0.48%,企业用电价格将上涨0.38%。

在这其中,西班牙电价的攀升幅度最大。8月第一周,该国批发电价飙升至160欧元/兆瓦时,比欧盟平均水平高出4倍,一跃超过德国,成为欧洲电价最高的国家。根据西班牙最新实施的电价模式,每日20时至21时是电价最贵的时段,眼下正值夏季高温,该国人均月用电花费已达到110欧元。1至7月,西班牙家庭的平均电费支出从去年同期的381.28欧元,增至469.64欧元。

随着电价刷新纪录,西班牙政府计划削减能源增值税来限制电价上涨。该国能源和环境部长 Teresa Ribera 敦促欧盟对飙升的能源价格采取行动,以最大程度降

低能源转型给消费者带来的成本压力。“我们呼吁欧盟采取措施为电力提供最高限价,并利用现有立法来抑制或压低飞涨的碳价。”

值得一提的是,英国今年第二次允许公用事业公司增加电费,上千万国民将受到影响。英国能源监管机构天然气电力市场办公室日前宣布,由于批发电价上涨,直接支付电价的家用用户,10月起费用至少增加139英镑,年均账单从1138英镑上升至1277英镑;预付费用用户,10月起费用将增加153英镑,年均账单从1156英镑增至1309英镑。

碳价和天然气价齐涨是诱因

欧洲电价上涨的背后是碳价和天然气价的齐升。鉴于制定了“到2030年将排放量较1990年水平至少减少55%”的激进减排目标,欧盟加速推进绿色转型和经济脱碳计划,今年以来碳价不断刷新纪录,5月中旬就突破了50欧元/吨关口,创下欧盟碳市场创立以来最高价格。

惠誉国际指出,欧盟碳价自去年10月以来持续上升,从约25欧元/吨升至55-60欧元/吨的水平,这种急剧上涨的趋势,推动欧洲主要电力市场的电价也随之上涨。去年10月至今年6月期间,德国的批发电价从17欧元/兆瓦时升至90欧

元/兆瓦时,法国、英国、西班牙、意大利等国的电价也纷纷上涨。

几乎就在同一时间段,欧洲基准天然气价格也创下历史新高,7月现货月均价已上涨至12美元/百万英热单位,创近13年来新高,从而进一步推高电价。业内人士指出,俄罗斯向欧洲输送的管道天然气减少、亚洲LNG需求增长加速、美国船运LNG至欧洲的价格一直居高不下,欧洲发电成本走高料将成为长期存在。

碳价和天然气价的涨幅最终转嫁到了电价身上。《金融时报》指出,西班牙近3/4的能源依赖进口,致使该国零售电价直线上扬。欧盟统计局指出,主要依靠煤炭发电的波兰,国内电价涨幅也不容小觑,目前该国零售电价0.15欧元/千瓦时。葡萄牙方面,2013-2019年间,该国电价一直随着碳价的增加而上涨,天然气发电成本上涨10欧元/兆瓦,燃煤发电成本上涨22.50欧元/兆瓦。

平价“风光”未能拉低电价

多年来,欧洲各国电价都呈上升趋势但涨幅不等,这主要是受地理位置、税收、网络费用、环保成本等一系列因素影响,其中德国长期位居高价榜首。欧盟官网数据显示,去年,家庭电价和工业电价最高的国家都是德国,分别为0.3043欧元/

千瓦时和0.18欧元/千瓦时。

需要注意的是,德国接近50%的电力都来自可再生能源,但进入平价阶段的“风光”电力显然没有在拉低该国电价方面发挥作用。实际上,整个欧洲地区都面临这样的情况,目前可再生能源在该地区发电占比接近40%。

波士顿咨询公司指出,对德国而言,过快的能源转型和过慢的电网扩建,显著加大了经济成本和风险,最终可能导致脱碳失败。德国作为欧洲最大经济体,也是欧洲绿色能源应用的领军国,其从一定程度上算是欧洲的一个缩影。

业界普遍认为,对欧洲而言,疫后经济复苏促使能源和电力需求飙升,直接暴露了该地区清洁能源调控能力不足的弊端。事实上,随着大规模波动性可再生能源并网,为了维持电网供需平衡,必须打造一个更加灵活、频繁爬坡调节、更多备用发电资产的电网系统。因此,欧洲如果希望“风光”电力成本的下降最终落实到终端消费者的账单上,就必须正视电网的升级改造、传输容量扩建以及储能策略布局,否则无法化解高电价困局,从而最终拖累能源转型脚步。巴黎政治研究所能源教授 Thierry Bros 表示:“能源转型是为了更清洁的未来,但不应以增加国民生活压力为前提,高电价正在将欧洲拉入‘能源贫困’的境地。”

聚焦

委内瑞拉推出石油复苏计划

本报讯 近日,委内瑞拉石油部长 El Aissami 在接受媒体采访时表示,委内瑞拉计划今年内将石油产量翻一番,到年底,原油日产量达到200万桶,是2020年的4倍。

自2014年开始,美国对委内瑞拉实施制裁。2019年1月,美国宣布开始全面制裁委内瑞拉石油公司(PDVSA),阻止委内瑞拉进入国际能源和资本市场,导致该国无法生产和出口正常数量的石油,也难以获得对生产至关重要的凝析油等石油相关产品。

据悉,委内瑞拉拥有近3000亿桶的已探明石油储量,是世界上石油储量最多的国家之一。受美国制裁前,委内瑞拉的石油日产量约为240万桶。经过几年的制裁,委内瑞拉经济几近崩溃,石油工业基础设施遭严重破坏,为寻求稳定国民经济和增加就业机会,委内瑞拉急切地想要恢复石油生产。

El Aissami 乐观地表示,不管美国的制裁措施如何,外国投资仍将涌入委内瑞拉的石油产业,委内瑞拉的石油产量最终将恢复到足以跻身世界前四的水平。

不过,油价网撰文指出,根据目前的情况,委内瑞拉复苏石油产业仍面临诸多困难。一方面,美国随时可能对委内瑞拉实施更严厉的制裁措施,阻碍委内瑞拉提升石油产量。另一方面,委内瑞拉自身的石油生产情况也不理想。欧佩克的月度石油市场报告显示,今年6月,委内瑞拉的石油平均日产量为63万桶,虽然比去年同期增长了67%,但仍远低于其历史平均生产水平。

与此同时,一份泄露的 PDVSA 文件显示,委内瑞拉要将石油产量恢复到1998年的水平,需要对石油行业投资580亿美元。如此巨大的资金需要通过吸引外国石油公司的大量投资,但美国的制裁阻碍了国外企业对委内瑞拉石油行业的投资。

此外,委内瑞拉的重质高硫原油也影响了外资的参与热情。据西班牙《阿贝赛报》报道,法国道达尔能源公司和挪威国家能源公司日前宣布,由于碳排放强度高,他们将撤出此前参与的石油合作开发项目。

据估计,委内瑞拉的石油储量中有80%以上是重质和超重原油,随着全球脱碳进程的加速,这些或将成为搁浅资产。(仲蕊)

政策出台缓慢、制氢成本高企、产业链不齐全——

印度实现“绿氢”目标挑战重重

■本报记者 李丽曼

印度石油部副部长 Rameswar Teli 日前表示,印度正力求降低二氧化碳排放,将强制本国炼油厂商以及化肥厂开始使用“绿氢”。但印度迟迟没有出台针对氢能发展的国家性战略规划,目前也没有可商业化开发的绿氢项目,不禁令业界质疑,印度能否真能达成氢能发展目标?

■缺乏政策规划

据路透社报道,印度电力部部长 Singh 在近日的一次会议中指出,由印度可再生能源部准备的印度《国家氢能任务》政策草案刚刚进入部长级磋商阶段。“该政策的目標是大幅提高印度绿氢产量,同时将绿氢应用于包括交通领域在内的多种领域。”

Rameswar Teli 在一份文件中提到,印度正计划推出国家层面的氢能政策,将强制要求印度各界使用绿氢,以逐步替代炼油业和化肥业中使用的化石燃料。

今年7月,印度化肥部部长 Mansukh Mandaviya 也曾表示,绿氢将能够应用于化肥生产领域,将有利于降低印度的氢气以及天然气进口量。

从目前公开的信息来看,印度《国家氢能任务》政策草案提出,2023-2024年期间,印度计划将炼油业绿氢用量占比提升至氢气总需求的10%左右,化肥行业中绿氢用量占比提升至5%;到2026年前后,炼油业绿氢用量占比将提升至25%左右,化肥业中占比将提升至20%左右。另外,印度还希望扩大氢气在交通领域的应用。目前,该国公交车氢项目已进入试验阶段。

据印度最大的炼油商印度石油公司估计,印度每年的氢气需求将维持在690万吨左右,其中约有53%用于炼油业,约有44%用于化肥工业。但按照印度政府的规划,到2030年,印度氢气需求预计将翻倍,达到1200万吨/年左右,到2050年则将达到2800万吨/年。

■尚未投建绿氢项目

在业内看来,印度政府的一连串表态似乎意味着氢能已成为该国最新的发展重点。截至目前,印度政府还联合多个印度国有企业探讨开发相关项目。今年7月,印度前石油部部长 Dharmendra Pradhan 表示:“氢能是印度未来能源路线图中的重要组成部分。此前印度政府将发展重点一直放在电动汽车领域,并没有考虑到其他替代能源,发展氢能意味着印度政府将转变方向。”

今年7月,印度石油公司宣布,将与印度公用事业公司 NTPC 及多家电力公司合作,打造印度首个绿氢商业化生产项目。据印度石油公司透露,该项目将利用印度西北部地区的风电资源电解水制氢,制得的氢气将作为炼油原料,将原油制成交通领域所用燃料。根据印度石油公司的计划,将在2024年前新增50万桶/日的炼油产能,并将在生产过程中利用清洁燃料替代天然气、石脑油等化石燃料。另外,该公司也将继续试验可再生能源制氢项目,预期日产量为200-400吨。

然而,时至今日,针对上述计划印度石油公司并未公布任何具体时间表,项目也迟迟没有任何进展。

■成本高企、配套欠缺

近年来,全球多国均宣布了各自的气候目标,其中,许多国家将氢能作为有较大潜力的清洁能源来发展,可再生能源电解水制得的绿氢更是成为多国争相力推的清洁能源。在多家行业机构看来,印度政府的计划看似“轰轰烈烈”,但很难一帆风顺。

印度《金融快报》援引多位行业专家的话称,印度仍需要做好一些基础工作才能达成发展绿氢的目标。

首先是可再生能源产业发展。据市场研究机构阿格斯报道,虽然印度一再提高可再生能源装机目标,但实际的装机增速却始终不及预期。近几个月来,印度多地为获得更低电价而取消已中标合同,导致印度能源开发商投资热情出现下降。

据了解,目前,印度可再生能源装机

俄罗斯“三步走”发展氢能

本报讯 俄罗斯政府新闻中心日前发布消息称,俄罗斯总理米舒斯京已批准了一份关于氢能发展构想的文件,将助力俄罗斯生产和全面应用氢能,并实现出口。

根据这份文件,俄罗斯发展氢能产业将分三个阶段实现。第一阶段是从现在开始的三年半中,建成集生产、出口为一体的氢能项目产业集群,在俄罗斯国内推广使用氢能;2025年至2035年以及2035年至2050年这两个阶段,则主要用来建设以出口为导向的生产项目,在各个经济和工业领域系统使用氢能技术。

米舒斯京表示:“对氢能的开发将保障俄罗斯在能源市场的地位。通过发展氢能产业,将创造更多就业机会,也有利于推动经济增长。”

据悉,今年早些时候,俄罗斯政府曾提出,希望在全球氢能市场中占有20%的份额。7月,俄罗斯政府专门成立了一个由工业企业和政府部门组成的工作组,以实现这一目标。

在最开始的三年半阶段中,俄罗斯将会集中在蓝氢的生产上,利用俄罗斯巨大的天然气资源,结合CCS技术进行低碳氢的生产。为此,俄罗斯政府将启动低碳氢生产的试点项目,至少建成三个氢能产业集群。位于俄罗斯西北部的集群将致力于向欧洲国家出口氢气,并制定措施降低出口导向型企业的碳足迹;东部集群将专注于面向亚太地区的出口,以及交通和能源领域基础设施的发展;北极集群旨在为俄罗斯北极地区打造低碳能源供应系统。

在2025年至2035年的第二阶段中,俄罗斯预计将启动首个商业规模的氢能项目,目标是每年出口200万吨的氢气,还将致力于实现从石油化学到公用事业等各个领域广泛采用氢能技术。在第三阶段,俄罗斯希望成为欧洲和亚太地区最大的氢燃料出口国之一,并实现氢气技术在交通、能源和工业领域更广泛的商业应用。

与此同时,俄罗斯政府还计划提供激励措施,如提供国家补贴,以帮助支付试点项目和必要的科学研究费用。包括俄气、俄油在内的大多数俄罗斯大型能源公司都表示,尽管目前氢能产业的商业可行性尚不能确定,但它们仍将响应政府号召,积极参与氢能项目的研究建设。(仲蕊)

