

欧洲跨境输氢管道建设提速

业界警告慎重扩张氢能产业

■本报记者 李丽旻

近日,意大利、德国、奥地利三国能源部长共同签署了一份氢气运输管道合作开发协议,表示希望在北非和欧洲大陆之间新建一条可运输氢气的输气管道。据了解,去年下半年至今,已有近半数欧盟成员国公布跨境输氢管道建设计划,预计将大幅提高欧盟氢气进口量,欧盟氢能基础设施发展明显提速。

◆多国加速新建输氢管道◆

据意大利天然气管网运营商 Snam 公司官方网站信息,此次欧盟三国合作筹建的输氢管道名为“南部氢气走廊”,拟起自北非,经过意大利、奥地利、德国,将地中海南部地区生产的绿氢输往欧洲,保障欧盟氢气需求。该输氢管道项目预计长 3300 公里,每年可确保至少 400 万吨氢气运抵欧洲,可满足欧盟 2030 年氢气进口目标的 40%。据介绍,该项目将由上述三国的能源企业联合运营,最早将在 2030 年前投运。

事实上,早在去年 12 月,西班牙、法国和葡萄牙就宣布,将共同建设“H2Med”能源互联项目,斥资数千亿欧元建设一条连接三国的跨境输氢管道,这也是欧盟规划的首条跨境输氢管道项目。公开信息显示,该管道预计在 2030 年投用。

不仅如此,今年初,德国还分别与挪威、丹麦签署输氢管道项目建设合作协议,期待能够加大氢气进口力度。根据规划,德国莱茵集团将与挪威 Equinor 公司共同在挪威投资建设天然气发电项目,同时也将在两国间建设一条输氢通道,确保氢气供应。据悉,该天然气发电项目首先将利用挪威天然气进行发电,随后将逐步用天然气制得的氢气进行发电,该项目的最终目标是利用挪威海上风电制得的绿氢实现供电。另外,希腊、保加利亚两国也在今年初表示,将在两国间建立输氢管网,推动两国能源供应从天然气向氢气转型。

◆发力氢能或成转型关键◆

欧洲国家如此快速新建跨境输氢管道,正是为响应欧盟提出的氢能发展目标。



资料图

根据欧盟提出的 RePowerEU 能源转型目标,到 2030 年前,欧盟绿氢年产量力争达到 1000 万吨,同时计划将氢气进口规模提升至 1000 万吨水平。而欧盟国家之所以如此“押宝”氢能,在各国政府以及能源业界看来,氢气,尤其是绿氢将是保障欧盟能源安全且达成能源清洁转型的关键所在。

挪威首相约翰斯·加尔·斯特勒近期表示,挪威是欧洲可靠的天然气供应国,但与此同时,挪威也需要更快转向可再生能源,因此,发展绿氢十分重要。与挪威建立输氢管道合作的能源公司莱茵集团首席执行官马库斯·克雷伯也在一份公开声明中表示:“我们迫切需要快速发展氢能经济。可以从蓝氢起步,随后转化为绿氢供应。”

5 月首周,奥地利、德国和意大利联合致信欧盟委员会,希望欧盟对氢能相关项目提供政策支持,确保欧盟资金能够尽快批复,项目也能够快速审批投建。路透社援引信件内容称:“当前潜在的氢能相关项目

将有助于保障氢气供应安全,提高氢气进口来源多元化,同时也将有助于欧盟降低对化石燃料的依赖。”

除了有助于提高能源安全外,欧洲国家同样也看重氢气在工业中的应用前景。西班牙生态转型部长特丽莎·里贝拉就曾指出,低碳氢气将有助于缓解重工业高碳排放问题,例如,氢气能够显著降低钢铁行业的碳排放,也能够取代氨生产过程中的天然气使用。

◆远距离管道输氢挑战尚存◆

业界普遍认为,欧盟各国对氢燃料的需求预期出现激增,但仅利用欧洲本土资源将难以达成这一目标,加大氢气进口将是欧洲国家实现氢能发展目标的不二之选。

然而,新建跨境输氢管道是否是唯一的选择?对于欧洲国家快速扩建输氢管道

的举措,业界普遍质疑。《金融时报》援引西班牙能源公司 Iberdrola 执行主席伊格纳西奥·加兰的话称:“当前最有效的是在当地产氢,如有必要可以通过电网输送所需电力,而不是兴建海底输氢管道。”

《金融时报》分析指出,大规模兴建输氢管道的成本实际上远比天然气管道成本更高。同时,氢气是一种高度易燃的燃料,远距离运输仍存技术瓶颈,为此,相关项目可能会存在工程和安全方面的挑战。

除此以外,国际可再生能源署在最新发布的氢能行业报告中对欧盟绿氢发展目标也提出警告,欧洲氢能产业虽然获得前所未有的发展动力,但绿氢大规模使用还面临生产成本、技术壁垒、材料短缺等一系列瓶颈。对此,该机构建议,绿氢产业政策引入脱碳战略和量身定制的规划,在扩张氢能市场之前,应制定更为合理的各领域发展顺序,并引入碳交易等相关支持政策。

●关注

日本或迎新 一轮电价上涨

■本报实习记者 杨沫岩

近期,日本 7 家主要电力公司再次申请涨价。日本消费者厅和经济产业省相继表态,允许在涨幅降低的前提下提高电费。如果日本经济产业大臣予以批准,日本电价将迎来新一轮上涨。由于先前日本多家电力公司相继爆出一系列问题,如何让民众消除疑虑并接受涨价决定,成为日本政府和电力公司需要面对的问题。

◆盈利艰难

不久前,日本 10 家主要电力公司陆续公布去年财报,东京电力公司、北海道电力公司和东北电力公司等 8 家亏损。这些电力公司普遍表示,亏损的主要原因是天然气、煤炭和其他用于火力发电的能源价格上涨未能完全转嫁给电价,从而给盈利带来压力。东京电力公司总裁小早川智明在新闻发布会上表示:“这一年,包括电力供求形势紧张和燃料成本飙升。虽然我们已经尽最大努力保持稳定电力供应,但收支形势却非常严峻。”该公司去年全年亏损 1236 亿日元。

面对这一局面,今年 1 月底,日本 7 家主要电力公司向政府提出申请,计划上调有大量家庭用户选择的“规制料金”用电计划费用,涨幅在 28%-45% 之间,但在日本经济产业省的指示下,7 家公司中的 6 家将涨幅下限降低至 17%。4 月底,日本经济产业省开始对电费涨价进行新一轮研讨,但开年以来日本电力行业就风波不断,涨价的合理性愈发难以判断。

◆风波不断

今年年初,日本 10 家主要电力公司之一的关西电力公司被曝出非法获取用户信息,该公司递交日本经济产业省的报告表明,去年 9 月到年底,730 名员工通过子公司非法获取竞争对手用户信息 14657 条。此后,九州电力公司、东北电力公司、中部电力公司等 6 家日本主要电力公司也被曝出存在类似行为。

日本经济产业省随即命令涉事公司进行业务整改。经济产业大臣西村康稔在发布会上表示:“这样的事件令人遗憾,这使人们对电力产业的中立性和可靠性产生怀疑。我们已经命令涉事公司查明原因,并对有关人员采取严格纪律处分。”

3 月,中部电力公司、九州电力公司和关西电力公司等又陷入垄断风波。日本公正交易委员会称,4 家涉事公司为确保利润并防止电价下降形成垄断利益集团。

日本公正交易委员会在调查后处以中部电力公司、九州电力公司等超 1000 亿日元的巨额罚款,而关西电力公司因先于政府展开自查而免于罚款。处罚决定公开后,4 家电力公司相继召开发布会致歉,表示将认真执行政府决定并防止再犯。

◆涨幅压缩

面对各大电力公司提出的新一轮涨价申请,日本政府需要严格审查各公司价格涨幅是否合理,不仅要考虑能源价格波动因素,还需要确保涨价并不是因为员工工资上升而增加了生产成本,同时还要兼顾社会各界对大型电力公司的不信任感。

在这一背景下,日本消费者厅 5 月 15 日告知日本经济产业省,愿意在电力体制改革前提下接受 7 家电力公司涨价申请。日本消费者厅认为,应强化判断成本水平的审查制度,同时公开成本审查措施的制定过程。日本消费者厅还建议,由于先前垄断和非法获取信息事件的影响,政府和电力公司需要为消费者提供涨价的详细信息解释,同时也有必要对电力行业的高成本结构进行改革。

在此基础上,日本政府于 5 月 16 日就价格问题召开部长会议,批准了 7 家主要电力公司的涨价申请,涨幅被压缩至 15%-39%。对此,内阁官房长官松野博一在会后的新闻发布会上解释称:“日本政府结合最近的燃料价格重新计算成本,并对调价幅度进行严格评估。为缓解电价急剧变化,7 家公司中的 5 家降低了涨幅。”同时,日本经济产业大臣西村康稔也要求各公司向用户认真解释涨价原因,并切实提高运营效率。

业内人士预计,日本最快将从 6 月开始迎来新一轮电费上涨。东京电力公司旗下经营零售业务的东京电力能源伙伴公司总裁长崎桃子在新闻发布会上称:“坦率来讲,我们认为此次评估内容非常严格,但这是根据用户和公众呼声而进行审查的结果,我们予以接受并将努力提高经营效率,为用户减少负担。”冲绳电力公司总裁本永浩之表示:“我们已经遭遇严重赤字,财务基础已被严重破坏。希望在所有行政人员和员工的共同努力下推动管理效率提升。”

油市洞察

油价修复性反弹,但持续上涨动能偏弱

■安紫薇

五一假期后的交易日中,原油价格自年内新低稍有修复性反弹,但反弹持续性不强,油价波动震荡区间已较 4 月有所下降,布伦特原油维持在 70 美元/桶区间内波动。中东原油与布伦特的价差持稳,但 SC 原油期货与布伦特原油价差出现一定程度走弱,一方面是市场交易者参与内外价差套利交易导致价差收窄,另一方面是因为短期油价承压。

现阶段,原油价格定价核心因素依然是需求前景预期。全球主要经济体处在不同经济周期,导致市场对需求前景的预期维持分化状态,欧美发达经济体经济下行趋势暂没有出现扭转迹象,欧美石油需求增速放缓始终是今年抑制油价趋势性上涨的阻力之一。

近期,市场对全球需求增长预期下降。从宏观数据出发,可以看出分化式复苏趋势延续,制造业 PMI 再次跌至荣枯线以下,投资端受房地产市场拖累表现乏力,但消费恢复整体好于工业需求恢复。

具体到油品需求,当前需求复苏仍以出行需求回升所带来的恢复式增长为主,内生性需求增长动能趋弱。表征出行情况各类指标显示,国内道路和航空出行需求修复,国内航班执行数量已达到 2019 年同期水平的 110%;国际航班数量虽距离疫情前仍有差距,但延续回升趋势,汽油和航煤消费将因此恢复,复苏趋势预计相对优于柴油。

今年以来,成品油出口整体回落,海外裂解价差走弱也相应出口的吸引力形成拖累,柴油理论出口利润自 2 月以来持续倒挂,汽油出口利润也在 4 月下旬以来持续走弱。第二批成品油出口配额已下发,鉴于理论出口利润出现倒挂,成品油出口需求可能难以重现去年第四季度的高峰。

综合而言,近期,欧美经济下行压力并未出现扭转迹象,需求前景的改善程度仍然有限,因此油价不具备持续上涨的条件,预计将维持震荡寻底趋势。

(作者供职于东证衍生品研究院)

美国化石燃料电站限排新规引批评

主要依赖经济效益未被证明的技术,减排效果可能微乎其微

■本报记者 王林

5 月 11 日,美国环保署公布了限制电站温室气体排放的新规提案,不仅为燃煤和燃气电站设定了新排放上限标准,同时敦促电站运营商通过部署相关技术遏制排放。美国有线电视新闻网报道称,这是美国迄今最受期待的气候规则之一。然而,由于新规主要依赖于未被证明具有经济效益的技术而受到抵制,业内人士认为新规对限制电站排放影响不大。

◆设定化石燃料电站排放上限

据了解,该新规提案设定了电站排放上限,运营商可以根据电站情况利用不同手段来达到这个上限,比如,投建捕碳装置或改用低碳混氢燃料等。

美国环保署表示,不会设定一个所有电站都必须满足的限制,而是会根据电站规模、使用频率以及是否已经计划退役来设置一个目标范围。美国环保署署长迈克尔·里根表示:“限排新规将给公众健康和环境带来显著益处。一旦正式实施,预计 2028 年至 2042 年间将减少 6.17 亿吨二氧化碳排放,相当于 1.37 亿辆汽车一年排放量。加上其他规定,到 2055 年,减少排放总量将达到 150 亿吨,相当于美国经济 3 年内产生的污染总量。”

从 5 月起的两个月内,美国环保署将向社会公众征求意见,旨在新规提案最终通过前进行完善和修改。

《纽约时报》汇编数据显示,美国 3400 座燃煤和燃气电站产生的温室气体约占美国总排放量的 25%。

美国承诺到 2030 年将温室气体排放量在 2005 年基础上减少 50% 至 52%,目前正努力降低化石燃料发电占比。

◆推行未商业普及技术遭质疑

然而,美国环保署针对电站排放制定的新规主要依赖于碳捕捉和封存(CCS),业界普遍质疑该技术的经济效益,因为 CCS 尚未实现大规模商业应用。

非营利研究组织“清洁能源”特别工作组指出,用碳捕捉技术改造一个装机 300 兆瓦的燃气电站将耗资 3.72 亿美元,而改造一个类似规模的燃煤电厂则需要花费 6 亿美元。

对此,美国环保署辩称,新规具有灵活性,那些计划 2032 年前退役的燃煤电站将不需要配备 CCS 等控制技术。根据美国能源信息署数据,全美约 1/4 燃煤电站计划在 2029 年前退役。根据美国环保署估计,将有 120 座燃气电站和 200 座燃煤电站会受到新规影响而配备 CCS 等相关技术,这需要超过 100 亿美元的资金;但到 2042 年,通过限制烟囱污染和二氧化硫排放还可以额外产生 850 亿美元的净经济效益。

此外,根据《通胀削减法案》,公用事业公司每减少一吨碳排放将有资格获得 85 美元的税收抵免,这笔抵免将帮助抵消 CCS 技术部署成本。

美公用事业公司普遍予以抵制,强调即便获得抵免资格,但美国几乎没有现成的储碳库等基础设施,混氢燃料项

目同样处于萌芽阶段,新规产生的效益实在很难让人信服。

◆新规无法促进减排

美国 CNBC 新闻网指出,去年,美国电力行业碳排放量高达 15 亿吨。根据美国环保署“新规避免多达 6.17 亿吨碳排放”的预测,这仅占去年排放量的 4.1%,减排效果微乎其微。

目前,这个新规受到广泛批评。西弗吉尼亚州总检察长帕特里克·莫里西坦言,新规将促使美国环保署再次面临法律诉讼。一些共和党人士明确表示将提起诉讼,进一步削弱环保署等美国联邦机构的监管权力。

美国国家矿业协会表示,在经济性尚未得到充分证明之前,新规强制要求使用 CCS,只不过是“作秀”。美国参议院能源和自然资源委员会主席、煤炭大州西弗吉尼亚州民主党参议员乔·曼钦则表示:“联邦政府不顾能源安全,竭尽全力关闭燃煤和燃气电站,只会将美国推入深渊。”

事实上,新规提案出炉之际,正值美电力需求上升、现有发电机组退役,以及天气变化给美国电网带来压力之际,美国电力供应协会发出警告,这项规定对传统燃料电站的新规,可能对电网可靠性带来新危机。

“我们的电网将面临更大压力。”全美农村电力合作协会主席吉姆·马西森表示,“这将破坏 10 年来为保证全美电力供应所做出的所有努力,届时也将给终端消费者用电成本带来影响。”

对此,美国环保署表示,新规对电价产生的影响“微不足道”,而其带来的气候和公共效益远超过这些成本。美国环保署预计,到 2030 年,美基准电价将上涨 2%;但到 2040 年,电价仅会再上涨 0.08%。

美国能源信息署指出,美国目前运营中的化石燃料电站约 3393 座,其中大部分是燃气电站,只有不到 20 座使用了减排技术,这些电站生产全美 60% 以上电力。

美国能源信息署预计,煤炭发电装机很难清零,到 2050 年,美国仍然至少有 2300 万千瓦燃煤发电装机,较 2022 年水平“减半”。



图为美国的一座燃煤电站。