

国际能源署发布报告:

## 2030,全球一半电力来自可再生能源和核电

■本报记者 王林

国际能源署日前发布电力领域新报告,描绘了一个需求强劲增长、低碳转型加速但面临电网瓶颈和灵活性挑战的全球电力图景。该报告指出,向清洁、可靠、可负担的电力系统过渡,需要前所未有的电网投资、监管框架创新、灵活性资源部署以及促进电气化的政策协同。

## ■电力需求增长持续超越经济增长

报告显示,全球电力需求正进入强劲增长的新阶段。2025年,全球电力需求同比增长3%;从现在起到2030年,全球电力需求年均增速将达3.6%,过去10年年均增长率为2.8%。这期间,可再生能源、天然气和核能的发电量将持续扩张,到2030年末,可再生能源和核能在全球电力结构中份额将上升至50%。

需要注意的是,国际能源署指出,全球电力需求增长正持续超越经济增长。受工业用电增加、电动汽车持续普及、空调使用率上升以及数据中心和人工智能扩张的推动,预计到2030年,全球电力需求增速至少将是整体能源需求增速的2.5倍。

新兴市场和发展中经济体仍是电力需求增长的主要引擎,贡献了全球约80%的电力需求增长。其中,印度和东南亚国家电力需求将持续攀升,预计到2030年,受经济增长及空调需求快速上涨推动,印度和东南亚国家在新兴经济体电力需求增长中的占比将大幅提升。

发达经济体的电力消费在经历了15年停滞之后也将回升,预计到2030年将占到全球电力需求增量的1/5。能效提升和产业结构调整导致发达经济体电力消费停滞,但伴随着电力成为人工智能、数据中心和先进制造业等全球经济增长较为活跃引擎的主要能源供给形式,发达经济体的电力需求正在重新复苏。2025年,发达经济

体在全球电力需求增长份额从2024年的17%升至近20%。

国际能源署能源市场和安全总监Keisuke Sadamori表示:“当前,全球电力需求增长远高于过去10年,预计到2030年,全球用电量增量相当于新增两个欧盟规模的用电量。”

## ■可再生能源处于超越煤电进程中

国际能源署发现,受太阳能创纪录部署推动,全球可再生能源发电量目前已处于超越燃煤发电量的进程中,根据最新可用数据,二者发电量在2025年几乎持平。与此同时,核能发电量也刷新纪录。低排放能源发电增势将持续到2030年,届时可再生能源和核能发电总量在全球占比将从目前的42%升至50%。

报告预计,太阳能将是增长最快的清洁能源,2026年其发电量将超过风电和核电,到2029年将超过水电。2026—2030年,全球可再生能源发电量预计每年增长约1050太瓦时,其中太阳能发电将贡献超过600太瓦时。

受日本重启核反应堆、法国核电产能提升以及多国部署新产能等因素推动,核电在2025年创下新纪录,预计到2030年将保持年均2.8%的增长,其中中国贡献约40%的全球增量。

2026—2030年间,全球煤电预计年均下降0.9%,到2030年末将回落至2021年水平。不过,到2030年,煤炭仍将是单一最大发电燃料,其角色将从基荷电源转向为可再生能源提供灵活性和备用支持。同时,区域趋势分化明显,中、欧、美预计下降,印度、东南亚等地预计增长。

报告预计,从现在到2030年,全球电力行业二氧化碳排放量将大致保持平稳。2025年全球电力平均碳强度降至435克二氧化碳/千瓦时,过去10年下降14%。预

计到2030年将进一步下降至360克二氧化碳/千瓦时。欧盟、中国、美国、印度的碳强度均将显著下降,但东南亚降幅较小,到2030年将成为碳强度最高地区。

## ■电网安全与韧性挑战已迫在眉睫

报告指出,电力时代需要快速高效扩展电网并增强电力系统灵活性,才能安全、经济地整合不断变化的发电结构、负荷需求及储能资源。目前,全球有超过2500吉瓦可再生能源、储能、数据中心等大型负荷项目,正因并网排队问题而陷入停滞。

电网投资长期落后于发电投资,导致拥堵和弃电现象加剧。目前,全球年度电网投资约4000亿美元。Keisuke Sadamori

强调:“到2030年,电网年度投资需要在目前基础上增加50%,电网系统的安全与韧性需要受到高度重视。”

不过,根据报告,需求响应潜力巨大但未得到充分开发。截至2024年,全球仅利用了约100吉瓦的需求响应潜力。工业和建筑领域存在大量可调度负荷未被利用。市场机制、监管壁垒、技术普及和用户参与度是主要挑战。

国际能源署发现,通过监管改革和部署新技术,可以实现更灵活的电网连接和使用,短期内有望整合多达1600吉瓦项目。一方面,通过“非保障性并网协议”,可释放750—900吉瓦并网容量,允许项目在电网升级完成前有条件接入;另一方面,通过应用电网增强技术、储能技术等,可释放

450—700吉瓦容量。

近年来,全球多地公用事业规模电池储能安装量急剧上升,2024年全球新增公用事业规模电池储能63吉瓦,总容量达124吉瓦,目前成本降至150美元/千瓦时。储能通过提供调频、能量时移、容量支持等服务,成为短期灵活性的核心来源。

电力可负担性仍然是一个关键且日益受到关注的问题。2019年以来,多国的家庭电价上涨速度超过收入增速,高昂的电价也给工商业带来压力。2025年全球发生了多起因设备故障、电压不稳和极端天气导致的大规模停电事故,这凸显了电气化加深背景下加强关键基础设施物理保护、部署先进监测系统,确保电网韧性和多元化灵活性资源的战略必要性。

## 欧美可再生能源PPA市场活力衰退

■本报记者 董梓童

在全球能源转型持续推进背景下,长期购电协议(PPA)作为连接可再生能源项目融资与终端用户用能需求的重要市场化工具,其价格与签约活跃度变化,正成为观察新能源产业景气度的关键指标。研究机构LevelTen Energy最新数据显示,2025年第四季度,欧洲光伏及风电PPA价格延续下行态势,多个主要市场价格指数继续回落。与此同时,北美市场则呈现不同走势,太阳能PPA价格阶段性回升,但整体交易环境仍受政策与监管因素影响。2025年,欧美可再生能源PPA市场持续调整,欧洲面临供需失衡与负电价压力,美国则受政策不确定性及审批环境变化冲击,市场结构与定价逻辑均发生变化。

## ■欧洲价格持续回落

LevelTen Energy发布的报告显示,2025年第四季度,欧洲太阳能PPA价格连续第三个季度下跌,环比下降1%,同比降幅接近8%。欧洲太阳能PPA市场平均价格为57.44欧元/兆瓦时,较2022年底接近80欧元/兆瓦时的水平明显回落,呈现出持续下行趋势。

分国别来看,希腊与德国光伏PPA价格环比降幅居前,分别下降4.5%和4.3%,价格降至52.5欧元/兆瓦时和49.77欧元/兆瓦时。意大利、西班牙、法国价格分别降至60.67欧元/兆瓦时、32.5欧元/兆瓦时和63.4欧元/兆瓦时。西班牙最具竞争力分位价格已降至30欧元/兆瓦时以下,市场竞争激烈。与此同时,丹麦与英国则出现小幅上涨,分别升至48.78欧元/兆瓦时和87.36欧元/兆瓦时,显示区域间分化加剧。

风电市场同样承压。2025年第四季度,欧

洲风电PPA价格环比下降3%。不过,由于风电具备更稳定的出力特性与更高利用小时数,在企业多元化购电策略中仍占据重要位置。特别是在德国、意大利及北欧国家,风电继续受到数据中心等高耗能行业青睐,成为补充光伏采购的重要选项。

价格持续回落的根本原因,在于可再生能源供给快速扩张与电力需求增长放缓之间的矛盾。LevelTen Energy指出,欧洲多国低电价与负电价现象持续蔓延,不断侵蚀纯光伏项目的合约价值。负电价时段增加,使PPA谈判更趋复杂,开发商为确保项目融资与落地,不得不在报价层面作出调整。

欧洲可再生能源项目PPA市场活跃度亦明显放缓。数据显示,2025年欧洲PPA签约交易笔数较上年同期下降60%,签约容量同比减少40%,市场规模降至近年低位。数据平台Our New Energy发布的月度报告亦显示,2025年5月欧洲仅签署14份企业PPA,公开容量合计350兆瓦,且全部为单一技术类型协议,未涉及混合项目。

## ■政策调整促进交易

尽管价格与签约规模阶段性回落,但欧洲企业通过制度与基础设施改革,恢复PPA市场活力。

2025年12月,欧盟委员会发布“电网一揽子计划”,提出推进电网现代化改造、加速输电扩容与储能项目建设,并在并网排队机制中优先采用“成熟先行”原则,缓解投机性项目挤占容量问题。同时,该计划对电网升级与储能项目部分环评程序予以豁免,强化成员国间协同,

为可再生能源大规模并网提供制度支撑。

此外,欧盟修订国家援助框架,允许成员国为电耗密集型产业提供临时电价减免,前提是企业在耗密集型产业提供临时电价减免,前提是电气化项目,例如通过签订PPA落实清洁电力采购。欧洲投资银行亦启动总额5亿欧元的试点计划,支持以中型企业为主体的企业PPA项目。

上述背景下,混合型与光储一体化项目正在兴起。西班牙发布新政策,支持混合电站与独立储能项目开发。LevelTen Energy指出,随着储能规模化发展与混合能源项目快速增长,欧洲大陆正在迈入能源系统深度转型阶段。不过,当前混合型PPA仍处于起步阶段,尚未形成标准化合约框架,市场仍在探索风险分担与收益分配机制。

标普全球能源数据亦显示,随着市场价格与项目成本之间的差距逐步收窄,欧洲PPA市场有望迎来回暖。此前,由于PPA市场价格显著低于新建可再生能源项目成本回收所需水平,交易撮合难度加大。当前价格回调正在接近项目经济性边界,为交易量反弹创造条件。

## ■北美市场分化加剧

北美市场呈现更为复杂的分化格局。LevelTen Energy数据显示,2025年第四季度,北美太阳能PPA价格环比上涨3.2%,达到61.67美元/兆瓦时。2024年底至2025年底,太阳能PPA价格累计上涨9%。太阳能PPA价格虽仍为统计技术类型中最低,但其环比涨幅明显高于混合项目,并与风电PPA价格下跌形成对比。然而,若采用非市场平均价格口径,美国风电、混合项目、太阳能PPA均价均在53美元/兆瓦时左右,且太阳能PPA均价已连续第二个季度环比回落,显示市场内部结构差异明显。

更为关键的是,政策因素对美国市场的影响日益突出。市场分析机构Pexapark发布的《2026年可再生能源市场展望》指出,受政策不确定性影响,2025年美国可再生能源PPA签约总量及交易笔数同比下降22%。该趋势并非需求不足所致,而是政策环境变化对项目开发与融资节奏造成了直接冲击。

报告估算,上述政策变化或将导致本十年末美国累计光伏与风电装机容量减少4100万千瓦。部分开发商暂停早期阶段项目,传统固定电价PPA模式受到挑战,市场开始转向包含下行风险共担机制的复杂合约结构。同时,买方在税收抵免资格窗口期内集中锁定交易,加剧阶段性波动。

此外,美国关税调查推高开发成本,新审批程序趋严,导致部分项目陷入停滞。政策环境的不确定性已成为影响美国可再生能源产业发展的重要变量。

■杨家明

鉴于俄罗斯、伊朗均是全球重要的原油、燃料油供应地,地缘局势进展对燃料油供应预期影响显著,当前高硫燃油价格中隐含部分的地缘溢价。

从需求角度看,彭博数据显示,2026年1月新加坡船燃燃料总销量为5227.1千吨(环比-5.1%,同比+16.5%),其中高硫燃油MFO为2159.17千吨(环比+2%,同比+30.4%),低硫燃油LSFO销量为2560.7千吨(环比-9.5%,同比5.3%),生物高硫燃油Bio-blended MFO销量为14.3千吨(环比-30%,同比-10.7%),生物低硫燃油Bio-blended LSFO销量46千吨(环比-35%,同比-50%),LNG销量42.6千吨(环比-22%,同比+30%)。需求端,高硫船燃增长强劲,份额进一步增长至41.3%,低硫船燃份额跌至49%,生物燃料销量同比大幅下降。路孚特数据显示,2月富查伊拉高硫燃油销量为228376m<sup>3</sup>(环比+14.7%,同比+23.4%),低硫燃油销量为368125m<sup>3</sup>(环比+2%,同比-9%),富查伊拉高硫燃油销量增长强劲。钢联数据显示,1月中国船燃实际消费量为132.2万吨(环比+1.4%,同比+5.2%),三地传统船燃燃料消费呈现增长态势,尤其是高硫燃油销量增长强劲。

Kpler数据显示,2月中国高硫燃油炼厂加工需求大幅增长,进口量达318.1万吨(环比+31.6%,同比+53.7%),国内炼厂对高硫燃油进料需求旺盛。发电需求相对稳定,2月沙特燃料油进口62.5万吨(环比+41.7%,同比-4.4%)。

埃及燃料油进口44.8万吨(环比+158%,同比-37.7%),现阶段中东地区处于发电淡季,中东燃油发电需求环比走高,同比走弱。

从供给角度看,2月亚太地区燃料油总进口672.7万吨(环比-11.7%,同比+38%),2月俄罗斯—亚太出口燃料油161.8万吨(环比-36%,同比-11.6%);OECD欧洲—亚太出口燃料油45.9万吨(环比+1.5%,同比+10.3%);中东—亚太出口燃料油270.6万吨(环比-5.2%,同比+15.8%)。2月委内瑞拉油品总出口427万吨(环比+73%,同比+2.8%),伊朗油品总出口962.9万吨(环比+10%,同比+18%)。委内瑞拉油品出口大幅下降后回升至正常水平,尽管现阶段伊朗油品出口正常,但市场担忧地缘升级导致伊朗供应中断,尤其是高硫燃油。

低硫燃油供应端,2月科威特燃料油出口90.4万吨(环比-42%,同比+12%);2月巴西燃料油出口44.5万吨(环比-65%,同比-53%),2月尼日利亚燃料油出口29.4万吨(环比-26%,同比-20%)。低硫燃油主产国科威特、巴西、尼日利亚2月燃料油出口均出现环比、同比大幅下降,中国1月低硫产量为85.3万吨(环比-7%,同比-16%),也出现大幅回落。各国纷纷减产低硫燃油。

综上所述,需求端低硫燃油船用需求仍有分化。具体而言,高硫增长强劲,低硫增速放缓,份额持续被高硫燃油和其他清洁能源替代。此外,高硫燃油的炼厂加工需求也偏强,叠加地缘溢价,高硫燃油走势偏强。随着低硫燃油油价差不断收窄,可能限制高硫燃油进一步向低硫燃油转化;低硫燃油需求拖累导致估值偏低,炼厂生产积极性下降,过低的估值有所修复。

(作者系中信期货研究所能化组资深研究员)

燃料油地缘溢价仍高

