

# 未来全球可再生能源发展“高地”在哪儿？

■本报记者 李玲



**专家观点:**“未来5年,可再生能源装机增长的主战场依然是中国、印度、欧洲、北美洲,以巴西为代表的拉美地区也会有一些重要机会出现。”

中美两国发表的关于加强合作应对气候危机的阳光之乡声明(以下简称“阳光之乡声明”)提出,在21世纪20年代这关键十年,两国支持二十国集团领导人宣言所述努力争取到2030年全球可再生能源装机增至三倍,并计划从现在到2030年在2020年水平上充分加快两国可再生能源部署,以加快煤油气发电替代,从而可预期电力行业排在达峰后实现有意义的绝对减少。

在业内看来,“2030年全球可再生能源装机增至三倍”是艰难但可实现的目标,需要各国共同努力,消除发展瓶颈,为实现这一目标作出贡献。在该目标引领下,未来,全球以风电、光伏为主的新能源将驶入发展快车道。

## “是艰难但可实现的目标”

根据国际可再生能源署发布的报告,截至2022年底,全球可再生能源装机容量为3372吉瓦,同比增长295吉瓦,增长率为9.6%。其中,水电装机容量占比最高,达到39.69%,太阳能发电装机容量占比为30.01%,风力发电装机容量占比为25.62%,生物能、地热能与海洋能发电装机容量合计约占5%。

“世界各国领导人一直在推动到2030年将全球可再生能源装机容量增至三倍。这一目标相当于到2030年将可再生能源装机容量提升至11TW。”彭博新能源财经发布的报告指出,“这是艰难但可实现的目标”

标”,且是实现净零排放的必要条件。可再生能源装机容量上一次增至三倍用了12年(2010—2022年),而这一次增至三倍必须在8年内完成,这需要全球采取一致行动消除发展瓶颈。

新能源海外发展联盟执行理事长兼秘书长张世国在接受《中国能源报》记者采访时指出:“这个目标是非常鼓舞人心的,在当前全球新能源发展的关键时期,从宏观上拓宽全球新能源装机的总量和规模,对于推动全球应对气候变化,特别是低碳发展,意义重大。”

在张世国看来,当前全球发展可再生能源具有良好的技术和产业基础。“举个例子,2019年9月,我国首台10兆瓦海上风电机组正式下线;2023年11月,我国拥有完全自主知识产权的全球最大18兆瓦直驱海上风电机组顺利下线。短短四年多的时间内,技术实现了突飞猛进。同时,我国太阳能发电技术也在以前所未有的速度发展。这些技术是实现三倍目标的物理基础。”

“此外,我们的产业配套能力也在不断提高,近两年全球都在努力推动新能源装备制造高质量发展。除了装机质量外,风电、光伏、储能、氢能等装备的效率指标、能耗指标也都得到了巨大提升,为支撑可再生能源快速发展创造了良好条件。”张世国表示。

## 不同地区对全球目标的贡献不同

国际可再生能源署发布的报告显示,

2022年全球可再生能源装机增量主要集中在亚洲、美国和欧洲等少数国家和地区。数据显示,2022年新增装机容量容量的近一半来自亚洲,中国新增装机容量达到141吉瓦,成为最大贡献者。非洲2022年新增可再生能源装机容量2.7吉瓦,现有装机总量为59吉瓦,仅占全球装机总量的2%。

彭博新能源财经在相关报告中指出,对于全球可再生能源装机增至三倍的目标,不同地区的贡献各不相同。“对于可再生能源发展较早的地区,如中国、美国和欧洲,可再生能源装机容量增至三倍是合理的目标。其他市场,特别是可再生能源基数较小、电力需求增速较高的市场,如南亚、东南亚、中东地区和非洲,到2030年装机容量增速需要超过三倍。在这些市场中,使用廉价的可再生能源不仅对能源转型至关重要,更是实现向数百万人提供电力的关键。同时,还有一些市场的大部分电力已来自可再生能源或其他低碳电源,这些市场对全球可再生能源装机增至三倍的贡献可能会更低。”

张世国认为:“未来5年,可再生能源

装机增长的主战场依然是中国、印度、欧洲、北美洲,以巴西为代表的拉美地区也会有一些重要机会出现。像中亚、非洲,甚至南美洲的可再生能源装机,因为受到自然禀赋以及电网系统、工业化等各方面因素的制约,可能增长不会那么快。中东地区的新能源资源特别是光照条件非常好,如何把这些资源禀赋转化成实实在在的可再生能源装机,是能否实现三倍目标的重要因素,这需要产业创新和支持可再生能源发展的配套措施。”

## 需消除发展瓶颈

彭博新能源财经预计,与光伏发电相比,风电装机目标更需要多部门共同行动才能实现。合理的装机结构至关重要。如果过度依赖光伏,那么可再生能源装机增至三倍所实现的发电量和减排量将截然不同。

“应清除可再生能源开发商的并网障碍,

支持竞争性报价,并鼓励企业签订购电协议。政府还需要投资电网、简化项目审批程序,并确保电能量市场和辅助服务市场能促进电力系统的灵活性以更好地消纳可再生能源。”彭博新能源财经在报告中指出。

具体到中国,自然资源保护协会中国能源转型项目主任林明彻对《中国能源报》记者指出:“当前,中国的风电、光伏装备制造能力和装机规模均居全球第一,而且还在大幅提升产能。可再生能源装机增至三倍的目标,是中国减碳的最好机会之一,因为这可以使可再生能源相关技术被迅速推广,而且随着规模效应的显现,成本也会继续下降。但相关部门需要为消纳高比例波动性的可再生能源建设更多的输电线路和储能等基础设施,并推出更多利好政策,健全市场机制、增加系统灵活性。”

张世国表示:“中国可再生能源发展的空间还很大,但其中也会存在一些挑战,比如能源安全的挑战、传统能源跟新能源之间如何协调的挑战等,这些问题都需要解决。”

# 分时电价缘何“刺痛”分布式光伏？

■本报记者 杨晓冉



分时电价基于电能时间价值设计,可发挥价格的调节作用,引导电力用户削峰填谷,进而提升电力系统的整体利用效率。2021年7月底,国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》,要求各地划分峰谷时段,确定电价价差。自此,各地陆续出台相关政策并且持续调整终端销售电价。

经梳理,我国分时电价机制包括峰谷电价机制、季节性电价机制等。峰谷电价机制将一天的用电价格划分为高峰、平段、低谷;季节性电价机制将用电价格按夏季、非夏季等进行差别化安排。据统计,目前,我国已有29个省份实施了不同的分时电价机制。大部分省份按日划分峰、平、谷时段,执行峰谷分时电价,部分省份在此基础上增加了尖峰时段。四川等地按月划分丰水期、枯水期,执行丰枯电价。上海等地则在盛夏用电高峰期执行价格更高的季节性电价。

然而,分时电价执行后,却出现了“刺痛”分布式光伏的情况:多地引入中午时分的低谷电价后,中午时段的用电需求增长明显。而光伏出力大部分处于这一“低谷电价”时期,使得发电收入大幅下降。不少新建光伏项目不得不重新评估投资回收前景。

分时电价对电源的经济性影响几何?应如何设置分时电价以提高系统运行效率?业内专家对《中国能源报》记者指出,从长远看,由现货实时电价替代分时电价才是大势所趋。

## 分布式光伏首当其冲

业内专家指出,光伏发电的快速增长与发电结构的变化,使得电力市场出现“地板价”的频次与时长双双剧增。新型电力系统的构建导致发电结构被彻底颠覆。“新能源发电占比提高导致

电力系统供应侧结构性矛盾突出,而如光伏这样的电源只能在白天发电,又进一步加剧了电力系统供需的时段性矛盾。”电力行业资深人士赵克斌指出,在传统能源占主导的电力系统中,现货价格曲线与用电负荷曲线具有高度一致性。而新能源发电装机与发电量占比的不断攀升,带来了所谓的“鸭子曲线”,高负荷不一定切割出高电价,低负荷也不一定切割出低电价,现货价格曲线与用电负荷曲线的一致性被彻底改变。

在此背景下,甘肃、山东、湖北等光伏发电大省近期都调整了分时电价政策,进一步拉大峰谷价差。

先见能源联合创始人沈贤义分析,“分布式光伏的终端电价往往与上网电价挂钩。比如,煤电有自己的价格浮动机制,仅有少部分进入现货市场;大型集中式光伏电站在电源侧执行‘标杆电价’,与终端价格不挂钩。所以,峰谷电价价差拉大后,主要影响的就是分布式光伏。”

另有业内人士分析指出,光伏日间大发,由于电力无法储存,导致出现消纳难题,光伏在现货市场中就会出现“地板价”,进而影响分布式光伏的盈利能力,分布式光伏的投资回收期也将因此进一步拉长。

## 系统的转型急不得

“今后几年,光伏发电将面临弃电量攀升及进入电力现货市场后电价骤降的困境,导致这一问题的重要原因是,近年来,新能源发电项目,特别是光伏发电项目大规模超速投产。”赵克斌告诉《中国能源报》记者,光伏项目投资“过热”,导致弃风弃光率达到系统临界点后,可能引起周期性的“量”“价”“两头讨不到”的情况。“电力市场要平稳地、循序渐进地发展,一定要考虑消纳问题,注意周期性

的过剩或短缺,并明确对弃风弃光率的容忍程度。”

有分析指出,分时电价机制,造成了以往极具长期竞争力的光伏发电,反而失去了足够的投资回收机会,进而降低了清洁能源容量增加的速度,有可能影响整个电力系统转型的进度。沈贤义分析,现阶段,整个电力系统仍需统筹规划,系统的转型急不得。“负荷侧管理、储能、抽水蓄能等配套产业规划还没跟上,若只有分布式光伏冲在前面,系统就会像只用一条腿跑步的人,不可能平稳发展。”

与此同时,现阶段的分时电价机制确实有效地调节和改变了用户的用电行为。但从价格机制的角度看,其是否真实反映了电力的边际成本仍有待考量。某电力行业分析人士指出,现在,各地的分时电价机制还不够精细。“比如,目前,分时电价还没有达到以半小时或更短时段为单位引导用电的程度。未来,或许可以用互联网及大数据技术让电价机制更精细化,从而使电网从发电侧、输电侧和用电侧都达到比较平衡的状态。”

## 现货实时电价才是大势所趋

然而,从更长远的角度看,再精确的人为定价机制,其敏感度也远远比不上现货的实时响应能力。业内专家指出,健全并完善电力价格的市场化形成机制,由现货实时电价替代分时电价,是在更长时期内的“大势所趋”。

在赵克斌看来,人为划分峰、平、谷时段的分时电价机制是在与天气和现货市场“掰手腕”。“在电力现货市场运行地区,不应该再有人为的峰、平、谷段划分。人为设置分时电价和价格限制,会与现货市场价格形成机制产生冲突。”他进一步分析,新能源高占比的现货市场价格走势,基本由新能源发电的出力大小来决定。按照原有的分时电价政策,电力系统将面临难以优化甚至失灵的问题,并可能造成资源错配和效率降低。

人为的分段与定价,将难以准确把握电力的实际供需变化情况,也就难以实现价格上的精准,进而使其在促进需求响应方面的作用大打折扣。“对于电力市场来说,建立需求响应机制非常重要。国际经验表明,只有用户侧真正参与电力批发市场,才能限制价格上涨、提高电网运行的可靠性、保证市场供求平衡。现货市场可以通过实时电价信号引导发电企业主动调峰,并为实施需求响应奠定机制基础,统筹全网调节资源,有效促进可再生能源消纳,减少弃风弃光。”赵克斌说。

“双碳”目标下,绿电交易在推动绿色能源生产消费和实现能源转型方面发挥着重要作用。近期发布的《嵌套式长期购电协议在中国的应用与发展》(以下简称《报告》)显示,当前,我国长期购电协议中存在绿电交易品种不够丰富、绿电定价体系较为混乱等问题,嵌套式长期购电协议作为一种新模式,可通过售电公司进行负荷平衡和偏差管理,完善绿电定价体系。

## 绿电交易多题待解

随着“双碳”目标的推进,可再生能源发电在电力系统中的占比将越来越高,逐渐由候补地位向主体地位转变。国家能源局发布的最新数据显示,截至今年10月底,我国可再生能源发电装机达14.04亿千瓦,同比增长20.8%,约占全国发电总装机的49.9%。同时,可再生能源补贴逐渐下调,可再生能源发展逐渐从政策驱动转变成市场驱动。在绿电的使用中,从上网到消纳,再到发挥生态环境的绿色功效,都面临着一系列亟待理顺的问题。

清华四川院电力市场与碳市场研究所副所长蔡元纪指出,在发电侧,可再生能源装机增速较快,面临着较大的消纳压力。“《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》提出到2030年我国风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上的目标。实际上,风电、太阳能发电总装机容量在去年底就已超过8亿千瓦。最新数据显示,今年10月,我国风电、太阳能发电总装机容量已经超过9.4亿千瓦。按这一增速来看,12亿千瓦的装机容量或许在2025年就能够实现。在可再生能源发展过快的情况下,市场会面临艰巨的消纳任务。”

与此同时,我国绿电交易已开展超过两年,但交易活跃度尚低。中电联数据显示,今年上半年,绿电的省内市场交易量为213.4亿千瓦时,在省内市场交易电力总量中的占比仅为1%。“发电侧缺乏合理的环境溢价机制。这意味着,绿电的需求和价值并未完全在市场中得到体现。”蔡元纪说。

## 引入嵌套式购电协议具有必要性

那么,应如何保障绿电的高效交易并实现其环境价值?业内专家认为,嵌套式长期购电协议既可以提供新的绿电交易品种,又可以完善绿电定价体系。同时,售电公司的负荷平衡和偏差管理能力,可以帮助用户处理签订长期购电协议时面临偏差的风险,平衡发电企业由于可再生能源发电的波动性带来的偏差,助力绿电交易。

业内人士吕歆指出,在绿电交易中,尽管发电侧和用户侧都渴望签订长期购电协

议,但由于可再生能源发电的波动性和不可预测性,在合同履约时往往会导致电量偏差风险。因此,很多用户与企业签订协议后,难以独自承担负荷管理和平衡的工作,对电价造成风险。“在此背景下,为降低可再生能源长期合约面临的多重市场风险,帮助长期购电协议进一步应用和落地,引入嵌套式长期购电协议或许是一种更为有效的模式。”

吕歆进一步解释,“在嵌套式长期购电协议中,电力用户首先会和发电企业签订长期购电协议约定条款。同时,电力用户与售电企业签订背靠背的镜像协议,将负荷管理以及偏差平衡的工作交由售电公司代理,并为此向发电企业支付一定的管理费,即嵌套费用。最后,发电企业与售电公司签订购电协议,形成一个三方背靠背协议。”在此过程中,嵌套式长期购电协议引入售电公司作为中间方,帮助用户和发电企业承担现货市场电价波动带来的交易风险,提供负荷管理和平衡服务,降低发用双方在交易过程中的风险和负担,简化交易过程。

## 市场主体的主动尝试很重要

蔡元纪指出,嵌套式长期购电协议必须由第三方主体引入,才能提供平衡和保证合约的最终执行。目前,国内已经有了类似的尝试和探索。“简单来说,在嵌套式长期购电协议模式下,售电公司一般是由发电企业或用户中的一方引入的第三方主体。售电公司为实现自身利润最大化,会帮助用户找发电企业或帮助发电企业找用户。嵌套式长期购电协议与长期购电协议最终实现的效果是类似的,都是将电力和绿色证书从发电转移到用户,并且都要从用户侧收取相应的服务于平衡的费用。”

海澜电力有限公司副总经理孙菁在表示,在嵌套式长期购电协议模式下,售电公司在交易中平衡各类电源的偏差,在创造更多收益的同时,也面临着挑战。例如,售电公司需要提升对用户侧用电量的精准预测能力。

为加速嵌套式长期购电协议的推广应用,《报告》提出,首先要梳理整个电力市场的定价机制。“要推动电力系统的灵活性资源建设,积极探索包括嵌套式长期购电协议在内的多种绿电交易模式,理顺嵌套式长期购电协议下多方主体的权责划分、履约监管、风险预警等问题。

“这一方面有赖于政府的主导,另外一方面更多地有赖于市场主体的主动尝试和探索。对企业来说,最重要的是提振对绿色电力的需求。建议尽快建立100%可再生能源消费与全供应链碳中和目标,加快扩大可再生能源消费。”蔡元纪说。

本报记者 杨晓冉

# 嵌套式长期购电协议或解绿电交易难题