

新能源发电量占比超15%， 能源消纳红线放宽

文 | 赵焯

6月4日，国家能源局发布《关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知》（下称《通知》），针对新形势下的新能源消纳工作，提出科学确定各地新能源利用率目标。部分资源条件较好的地区可适当放宽，原则上不低于90%。

此前，国家能源主管部门一直力争光伏和风电的发电利用率不低于95%的目标。针对“十三五”时期严重的弃风弃光现象，国家发改委、能源局曾在2018年10月印发《清洁能源消纳行动计划（2018～2020年）》，该文件首次提出把弃电率限制在5%以下的概念。

随后，95%逐渐演变成了业界对新能源消纳的默认标准。2019年以来，新能源消纳率逐年好转，连续五年超95%。2023年，国内新能源利用率为97.6%，但国家电网直属机构中国电力科学研究院有限公司（下称电科院）预计，2024年，中国新能源利用率可能降至95%以下。2025年还将进一

步下降，2030年整体利用率或将降至90%左右。

一名电力行业人士告诉财新，95%消纳红线的放宽，本质是对“弃电率”概念的弱化。当前，仅依靠传统调节手段，已越来越难以保证95%以上的新能源利用率。

新能源狂飙突进

当前，随着新能源装机规模扩大，消纳问题逐步凸显。国家能源局数据显示，截至2024年4月底，全国风电、光伏发电累计装机超过11亿千瓦，同比增长约38%，消纳需求大幅增加。

过去一年，新能源装机更是狂飙突进。2023年，中国新能源新增装机2.93亿千瓦，同比大增138%，累计超过10亿千瓦。电科院预计，到2025年底，全国新能源累计装机将突破14亿千瓦，提前实现2030年风、光总装机12亿千瓦的目标。

今年以来，多地新能源发电利用率呈下滑趋势，利用率95%以下的省区

数量快速上升。据全国新能源消纳监测预警中心5月31日公布的最新数据，4月份，蒙西、辽宁、甘肃、青海、新疆、西藏的光伏和风电发电利用率均低于95%；此外，河北、蒙东、吉林、湖南的风电发电利用率也低于95%。而2023年全年数据中，全国只有青海的光伏和风电发电利用率均低于95%。

新能源利用率放宽已经在政策层面有所提及。5月29日，国务院公开发布《2024～2025年节能降碳行动方案》，首次提出新能源利用率可降低至90%。6月3日，宁夏回族自治区发改委印发《关于做好新能源消纳工作的通知》，明确调整宁夏新能源利用率下限至90%。

2023年，中国新能源发电量1.47万亿千瓦时，占总发电量的15.8%。按照国际能源署的定义，新能源发电量占比15%是一个重要分界线，超过这一临界值后，新能源将对电网运行产生主导影响，新能源整体利用率下降，既是客观规律，又是必然趋势。

未来，拓展新能源发展空间，还需通过参与电力市场的方式，进一步优化配置资源。“随着新能源体量越来越大，如果不参与市场，相当于其他主体替新能源承担平衡责任。在新能源 2030 年全面入市目标下，新能源将直接参与电力市场时，通过自身的低边际成本，来获得消纳机会。”前述人士说。

网源协调

突破新能源消纳瓶颈，电网建设尤为关键。国家能源局在《通知》中还指出，做好新能源消纳工作一项重点任务是，推进新能源配套电网项目建设，其中既包括大型风电光伏基地的外送通道、也包括面向分布式新能源的配电网建设。

国家能源局明确，对 500 千伏及以上配套电网项目，国家能源局每年组织国家电力发展规划内项目调整，为国家布局的风光大基地等重点项目开辟纳入国家规划的“绿色通道”，加快推动一批新能源配套电网项目纳规。

当前，新能源消纳的一大瓶颈体现在电源建设明显快于电网。通常来说，新能源项目建设期大约半年，但电网建设速度明显滞后。对于 500 千伏以上高电压等级电网，一般都需要纳入国家规划才能开展前期工作，随后再纳入国家电网总部发展规划，再纳入省级电网公司年度计划，再完成预算、设计，整套流程至少需要三到五年。

此次《通知》中，国家能源局明确，各级能源主管部门同电网企业要加快推进新能源配套电网项目的前期、核准和建设工作，电网企业按季度向能源主管部门报送项目进展情况。同时，电网企业承担电网工程建设主体责任，要会同发电企业统筹确定新能源和配套电网项

目的建设投产时序，优化投资计划安排，与项目前期工作进度做好衔接，不得因资金安排不及时影响项目建设。

对电网企业建设有困难或规划建设时序不匹配的新能源配套送出工程，允许发电企业投资建设，经电网企业与发电企业双方协商同意后可在适当时机由电网企业依法依规进行回购。据财新了解，当前，在西北电网薄弱地区，由新能源发电企业自建场站的送出线路和升压站接入电网的情况并不少见。

对于新开工项目，国家能源局指出，为做好 2024 年新能源消纳工作，要重点推动一批配套电网项目建设。《通知》附件中，2024 年开工的新能源配套电网重点项目共 37 个，包括陕北—安徽特高压直流、川渝特高压交流、蒙西—京津冀特高压直流、大同—怀来—天津北—天津南特高压交流、甘肃—浙江特高压直流五条跨省跨区通道。

另外，进一步提升电网资源配置能力，国家能源局指出，电网企业要进一

步提升跨省跨区输电通道输送新能源比例，加强省间互济，全面提升配电网可观可测、可控能力，公平调用各类调节资源，构建智慧化调度系统。

《通知》还强调，要充分发挥电力市场机制作用，加快建设与新能源特性相适应的电力市场机制，进一步推动新能源参与电力市场。此外，优化省间电力交易机制，根据合同约定，允许送电方在受端省份电价较低时段，通过采购受端省份新能源电量完成送电计划。

以青海送河南的青豫直流为例，比如送、受两省一年签订的 100 亿度的送电量，如果青海作为送电方，在部分时段存在送电困难，青海可以在受端省份河南市场中购买当地绿电，以完成对河南的送电合同计划。通过交易机制的优化，跨省跨区送电合约的灵活性有望提高，并节约跨区电力调配成本。此前，青豫直流在青海新能源发电出力受限时，为完成青豫直流的送电量，曾出现不得不高价外购电的情况。MFC

