

新能源发电项目限电原因剖析及解决措施研究

刘桥桥

江苏苏美达电力运营有限公司，江苏省徐州市，221000；

摘要：在“双碳”目标驱动下，我国新能源发电产业实现规模化扩张，截至 2024 年底，全国风电与光伏总装机量突破 13 亿千瓦，占全国发电总装机量的 48%，成为能源结构转型的核心力量。然而，新能源富集区域仍面临阶段性限电问题，2024 年夏季西北新能源基地短时弃风率达 9%，冬季华北风电集群弃光率回升至 7%，不仅造成清洁电力资源浪费，还延长项目投资回报周期，制约新能源产业高质量发展。本文从电网消纳、技术支撑、政策机制、环境气候四个维度，系统剖析限电的核心成因：电网跨区域输送能力滞后于装机增速、发电功率预测精度不足与储能配套缺失、政策规划协同性差与辅助服务市场不完善、极端天气与生态保护限制。

关键词：新能源发电；限电原因；电网消纳；措施优化

DOI：10.64216/3080-1508.25.11.033

引言

新能源发电凭借清洁低碳、资源可再生的优势，已成为我国实现“碳达峰、碳中和”目标的关键抓手。但受“资源与负荷逆向分布”“出力波动大”“政策机制不健全”等因素影响，部分区域限电问题反复出现：2024 年 6-8 月西北用电高峰期间，甘肃、新疆新能源基地因外送通道满负荷运行，单日弃风弃光量超 800 万千瓦时；12 月华北采暖期，因火电深度调峰能力不足，内蒙古风电集群被迫限电，日均损失发电量达 600 万千瓦时^[1]。

限电问题不仅削弱新能源项目的投资吸引力，还与“构建以新能源为主体的新型电力系统”目标相悖。因此，深入拆解限电成因、提出针对性解决措施，对推动新能源从“规模化发展”向“高质量消纳”转型，保障能源结构转型顺利推进具有重要现实意义。

1 新能源发电项目限电的核心原因剖析

1.1 电网消纳能力不足

跨区域输电通道建设滞后我国新能源资源集中于西北、华北等偏远地区，而电力负荷中心集中在东部（长三角、珠三角）、南部沿海，形成“资源-负荷逆向分布”格局。但跨区域特高压输电通道建设进度滞后于新能源装机增速：截至 2024 年，西北新能源基地已投运的 7 条特高压通道利用率达 93%，甘肃-河南、新疆-安徽等通道长期处于满负荷运行状态，新增新能源装机无法通过现有通道外送，只能就地限电。

区域配电网适配性不足分布式新能源（分布式光伏、分散式风电）因“靠近负荷、就地消纳”的优势快速发展，但县域配电网改造不及时，难以适配其灵活并网需

求：部分配电网仍采用传统辐射式架构，缺乏柔性直流、动态无功补偿等设备，新能源并网后易引发电压波动、频率偏差等问题；部分农村配电网线路载流量不足，分布式光伏集群并网时因“线路过载”被迫限电，2024 年全国分布式光伏限电率约 5%，主要集中于配电网薄弱的县域地区^[2]。

电网调峰能力与新能源波动不匹配风电、光伏出力受自然条件影响显著，日内波动幅度可达 80%（风电夜间出力高、白天低；光伏白天出力高、夜间无），对电网调峰能力提出极高要求。但传统调峰电源存在“调节刚性”：火电方面，全国仍有 30%的火电机组未完成灵活性改造，深度调峰（负荷率低于 50%）时煤耗增加 15%-20%，部分机组因经济性问题退出调峰市场；水电方面，西南水电丰枯期出力差异达 60%，枯水期（11 月-次年 4 月）无法为新能源提供稳定调峰支撑；储能调峰规模不足，全国新能源配套储能利用率仅 65%，无法有效平抑出力波动。电网调峰能力缺口下，为保障供电安全，只能对新能源发电实施限电。

1.2 技术支撑薄弱

新能源发电功率预测精度低当前新能源项目功率预测主要依赖“气象数据+统计模型”，存在“短期误差大、中长期不准”的问题：短期（0-4 小时）预测精度约 85%，中长期（24-72 小时）预测精度不足 75%。误差根源在于两方面：一是气象数据获取不精准，部分偏远风电场、光伏电站缺乏实时气象监测设备，依赖周边气象站数据，无法反映局部微气候；二是预测算法局限，传统 ARIMA 模型、BP 神经网络难以捕捉极端天气（沙尘、

暴雨)下的出力突变,导致预测值与实际出力偏差可达40%。

储能配套与协同调度不足储能是平抑新能源出力波动、提升消纳能力的核心技术,但当前新能源项目储能配套存在“量不足、质不高”的双重问题:一方面,部分项目仅按政策最低要求配储,无法满足长时调峰需求;另一方面,储能电站多采用“独立运行”模式,未与新能源项目、电网形成协同调度^[3]。

1.3 政策机制不完善

规划协同性不足新能源项目规划与电网规划、负荷规划常存在“不同步”问题:地方政府为追求新能源装机指标,盲目审批项目,未开展电网接纳能力评估,2024年全国约15%的新增新能源项目因“无消纳通道”延迟投产;电网规划侧重“保障现有负荷供电”,对新能源消纳通道的预留不足,部分省级电网规划中新能源外送通道占比仅25%,无法匹配装机增速。

辅助服务市场不健全新能源项目参与电网辅助服务(调峰、调频)的机制尚未完善,导致调峰积极性不足:一是辅助服务补偿标准偏低,当前深度调峰补偿约200元/万千瓦时,新能源项目通过降低出力参与调峰的收益,无法覆盖发电损失(风电单位发电成本约0.25元/千瓦时),部分项目选择限电而非参与调峰;二是参与主体受限,多数地区辅助服务市场仍以火电为主导,新能源+储能联合体因“出力波动大”被排除在调频市场之外,无法通过提供辅助服务获得额外收益;三是成本分摊机制不合理,辅助服务成本主要由发电企业承担,用户侧未参与分摊,导致调峰成本无法有效疏导,进一步降低新能源参与意愿。

1.4 环境与气候因素

极端天气破坏电网与设备极端天气不仅直接影响新能源出力,还会破坏电网设施,间接导致限电:2024年夏季台风“泰利”影响东南沿海,3座海上风电场因设备保护停运,同时台风导致5条220千伏输电线路跳闸,电网为保障安全,临时限电周边10座光伏电站,单日弃光量超300万千瓦时;冬季北方暴雪导致线路覆冰、杆塔倒塌,内蒙古东部风电场被迫停机,电网为平衡负荷,对周边光伏项目实施限电,弃光率升至8%。

生态保护限制项目与电网建设新能源富集区域多与生态敏感区重叠,项目与电网建设需满足严格生态要求:部分特高压通道因避让自然保护区,路由绕行距离

增加20%-30%,建设周期延长6-12个月,导致新能源消纳通道滞后;部分风电场因鸟类迁徙保护,每年需在迁徙季(3-4月、9-10月)停机1-2个月,若停机期间电网调峰能力不足,会间接导致其他新能源项目限电;光伏电站建设需避让基本农田、草原,部分项目因选址受限,只能布局在出力波动大的区域,进一步增加限电风险。

2 新能源发电项目限电问题的解决措施

2.1 加快电网升级

推进跨区域输电通道建设优先建设新能源富集区域至负荷中心的特高压通道,2025-2027年重点推进新疆-湖北、内蒙古-江西特高压项目,新增输电容量4000万千瓦,将西北、华北新能源外送能力提升30%;优化通道容量分配,明确新能源电力占比不低于50%,保障新增装机消纳空间。

优化区域配电网架构实施“县域配电网改造工程”,2025年底前完成全国60%县域配电网升级,加装动态无功补偿、柔性直流设备,提升分布式新能源并网接纳能力;推广“源网荷储”一体化试点,在工业园区、农村地区构建“分布式新能源+储能+可控负荷”系统,通过负荷侧响应消化本地新能源,降低对主网依赖,2024年江苏、山东试点区域分布式新能源限电率已降至2%以下^[4]。

完善电网协同调度机制建立“新能源优先消纳”的调度原则,将新能源出力预测纳入电网日前、日内、实时三级调度计划,预留充足消纳空间;推广“火电+新能源+储能”协同调度模式,要求2025年底前完成全国火电机组灵活性改造,深度调峰负荷率降至40%以下,对参与调峰的火电企业给予额外补偿(每千瓦时补贴0.03元)。

2.2 强化技术支撑

提升发电功率预测精度构建“国家级新能源功率预测平台”,整合气象部门、电网公司、新能源项目的多源数据,采用LSTM、注意力机制等算法,将短期(0-4小时)预测精度提升至92%以上、中长期(24-72小时)预测精度提升至85%以上;建立预测误差考核机制,对预测误差超10%的项目扣减电价补贴(每超1%扣减0.001元/千瓦时),倒逼项目提升预测水平。

完善储能配套与协同利用强制提高新能源项目配

储标准：风电项目配储时长不低于4小时，光伏项目不低于2.5小时，鼓励采用“共享储能”模式（多个项目共用一座储能电站），降低单个项目配储成本（共享储能成本较独立配储降低30%）；建立“新能源-储能-电网”协同调度系统，储能电站根据新能源出力预测与电网负荷需求，自动调整充放电策略，将储能利用率提升至80%以上。

2.3 健全政策机制

建立规划协同机制构建“国家-省-市”三级新能源与电网规划协同机制：国家层面制定新能源消纳总体规划，明确各区域消纳上限；省级层面审批新能源项目前，必须由电网公司出具《电网接纳能力评估报告》，无消纳通道的项目不予审批；电网公司需提前2年规划新能源消纳通道，将通道建设纳入年度重点工程，确保“项目与通道同步投产”。

优化辅助服务市场提高新能源项目参与辅助服务的收益：将深度调峰补偿标准提升至350-400元/万千瓦时，对新能源+储能联合体参与调频的，给予调频容量补偿（每月20元/千瓦）；扩大辅助服务市场参与主体范围，允许分布式新能源集群、虚拟电厂参与调峰、调频市场，通过“聚合出力”提升调峰能力；建立“用户侧分摊”机制，将20%的辅助服务成本疏导至用户侧（工业用户每千瓦时加收0.005元），降低发电企业负担，提升调峰积极性。

完善电价与补贴政策加快新能源电价市场化改革，全面推行“分时电价+跨省跨区交易电价”机制：在负荷高峰时段（10:00-12:00、18:00-20:00）将新能源交易电价提高20%-30%，激励项目优先在高峰时段发电；简化补贴发放流程，通过“电网企业垫付+财政清算”模式，将补贴延迟时间缩短至3个月以内，缓解项目现金流压力；对积极参与消纳的项目，给予额外电价补贴（0.02-0.03元/千瓦时），2024年内蒙古通过该政策，新能源项目参与调峰的比例提升40%。

2.4 应对环境气候

完善极端天气应对预案建立“新能源项目-电网公司-气象部门”极端天气联动机制：气象部门提前24小时发布极端天气预警，电网公司制定应急预案（预留10%-15%负荷备用、调整调度计划），新能源项目提前调整出力（风电降负荷、光伏收起组件）；在极端天气

高发区域（东南沿海、北方暴雪区），为新能源项目配备抗灾设备（抗台风风机、防覆冰线路、高温散热组件），减少设备停运导致的限电。

平衡生态保护与项目建设在项目与电网规划阶段，采用“卫星遥感+现场勘查”相结合的方式，优化路由与选址，尽量避让生态敏感区；对无法避让的区域，采用“生态修复+项目建设”同步推进模式，如风电项目建设后恢复草原植被、光伏电站采用“农光互补”模式（板上发电、板下种植），降低生态影响；针对鸟类迁徙保护，采用“智能监测+动态停机”技术，通过雷达、摄像头实时监测鸟类轨迹，仅在鸟类经过时临时停机，减少不必要的限电，2024年青海湖周边风电场通过该技术，迁徙季限电时长缩短50%。

3 结论

新能源发电项目限电是“电网、技术、政策、环境”多因素交织的结果，核心矛盾在于“新能源装机增速与消纳能力不匹配”。解决该问题需跳出“单一维度优化”的局限，构建系统性方案：通过电网升级突破跨区域输送与配网适配瓶颈，通过技术优化提升出力稳定性与储能调峰效率，通过政策完善激发各主体参与消纳的积极性，通过环境应对降低极端天气与生态保护的制约。

从实践效果来看，上述措施已在部分区域显现成效：2024年下半年，甘肃通过特高压通道改造与共享储能推广，新能源限电率从9%降至2.5%；内蒙古通过优化辅助服务市场，新能源项目调峰收益增加30%，限电损失减少40%。

参考文献

- [1] 潘格. 甘肃省新能源消纳的分析模型与措施研究[D]. 北京: 华北电力大学(北京), 2017.
- [2] 秦柯, 罗文雲, 何垒. 贵州省风、光新能源平价上网条件下发展规模及技术经济研究[J]. 价值工程, 2024, 43(4): 44-46.
- [3] 付江. 新疆额河风区采用风电供热减少弃风限电的经济可行性分析[J]. 西北水电, 2014(3): 95-101.
- [4] 康巍晶, 王群, 邵明春. K(N-1+1)准则在配电网限电分析中的应用[J]. 黑龙江电力, 2004(5): 339-341, 345.

作者简介：刘桥桥（1990.01-），男，山东省枣庄市人，汉族，一级建造师，函授本科，电力或电气。