

风电开发并非“立锥”，土地占用潜藏隐忧

■张力小

党的二十大报告提出，推动能源绿色低碳高效利用，加快规划建设新型能源体系。在建设新型能源体系、推动能源结构转型的过程中，风电以其清洁低碳、技术成熟等特点发挥着极为重要的作用。2022年，我国风电装机容量达到3.65亿千瓦，同比增长11.2%。未来，随着碳达峰碳中和战略的逐步推进与落实，我国风电开发速度必然进一步加快。《风能北京宣言》指出，“十四五”期间，我国风电年均新增装机容量须达到5000万千瓦以上；到2060年，我国风电总装机容量至少应达到30亿千瓦。全球能源互联网发展合作组织也做出了相近的预测，预计到2060年，我国风电装机容量将超过25亿千瓦。

然而，作为一种能量密度较低的“非碳基”资源，风能的开发利用需要占用相对较大的国土空间。目前，无论是在总量还是增量方面，我国陆上风电占比都超过了90%。大规模开发陆上风电，必然要修建大量陆基能源基础设施，进而占用大量土地资源。随着“双碳”目标的持续推进，我国陆上风电的用地需求将进一步扩大，由此带来的一系列社会经济与生态环境问题，亟需引起人们的重视。目前，上述问题主要表现在以下三个方面：

首先，我国风电开发所占用的土地资源总量较大。兴建一座风电场，不仅需要安装数十台乃至数百台风电机组，也需要修建升压站、场内道路等配套设施，还需要开辟弃土弃渣场、风机吊装场地等施工场所。这些设施和场所会彻底改变地表原貌，给相应地块带来直接影响，因此其占用的土地属于“直接影响区域”。据我们团队测算，以2020年为基准，我国风电场直接影响区域用地强度平均值为5562.06平方米/兆瓦。这意味着，每建设1兆瓦风电场，就需要直接占用约13个标准篮球场面积的土地。除了直接影响区域之外，风电场还存在间接性用地需求。为避免尾流效应等不利因素的影响，风电机组的分布密度相对稀疏。在分散排列的风电机组之间，许多区域属于“闲置”状态。这些区域虽然并未被风电场直接占用，但其空间条件与可开发性却受到了较大限制，难以进行住宅建设、工业开发等较大规模的土地利用活动。换言之，这些土地受到了风电场的间接占用，因此被称为间接影响区域。因此，必须统筹考量直接影响区域和间接影响区域，将间接



资料图

影响区域纳入风电场用地总量的核算中。如果考虑间接影响用地，我国现有风电用地总面积已经达到了 1.37×10^8 平方千米，超过了整个江苏省的陆地面积，约占全国陆地总面积的1.43%。未来，随着我国风电装机容量的倍数级增长，这一数字有可能进一步扩大。

其次，我国风电开发存在电力需求与土地资源错配现象。我国电力需求长期呈现“东高西低”的不平衡格局，但土地资源与风资源量却呈现“西多东少”的逆转态势，由此带来的供需错配现象亟需引起重视。以山东省为例，2022年，山东省全社会用电量超过7000亿千瓦时，位居全国第二。为满足日益增长的电力需求，《山东省碳达峰实施方案》明确指出，到2030年，全省风电装机容量应达到4500万千瓦。鉴于山东省海上风电占比不足5%的现状，即使2030年该比例升至10%，仍需要建设约4000万千瓦的陆上风电。然而，根据前文测算结果，4000万千瓦的陆上风电场需要占用近2万平方千米土地，超过山东省陆地面积的12%。考虑到山东省人口密集、未利用土地相对较少的特

点，土地供需矛盾将会极为尖锐。除山东省外，广东、江苏、浙江等经济发达省份也存在类似的问题。与此同时，我国“三北”地区，尤其是西北地区，电力需求相对较小，但却拥有广袤的土地和良好的风能资源。

最后，风电对土地的占用也会引起生态环境与社会经济问题。风电开发不仅会带来土地需求层面的压力，其建设、运行也会对原有土地及其周边环境造成一些负面影响。已有研究指出，在内蒙古某大型风电基地，风电场区与对照区的植被指数指标存在明显差异，风电开发有可能会影响草场生态环境。近年来，内蒙古、宁夏等省区多次发生风电场因破坏草场被举报、起诉的事件，从实际案例层面印证了这一潜在风险。此外，风电建设也可能引发水土流失问题，尤其是在坡度较陡的华南山区，围绕山体而建的场内简易道路，极易产生水土流失现象。除自然生态影响外，风电场征用土地也有可能引起社会经济问题。2017年，河北张家口某风电场发生用地纠纷事件，当地村民因项目征地手续不全而阻拦该工程开工；2019年，河南唐河某风电

项目因毁坏农田而遭到村民抵制；2021年，辽宁昌图某风电场占用村民土地，导致施工现场发生矛盾、争执……类似事件屡屡发生，表明风电场对土地的占用不仅会改变原有土地利用方式，还会给当地居民的经济来源和生计模式带来影响。

为高效利用风能资源，促进风电可持续发展，保障经济社会平稳运行，建议从以下三个方面入手，着力解决风电占用土地所带来的部分问题，提升风电发展的综合效益。

一是提升风电技术水平，加快新型大功率风电机组的研发与应用。风机单机容量的增加并不会导致风机塔筒和基座直径的快速扩大。据我们团队测算，1.5兆瓦风机和4兆瓦风机的基座占地面积平均值分别约为260平方米、400平方米；若将该数字平均到每单位装机容量上，则4兆瓦风机的单位装机容量占地面积比1.5兆瓦风机下降了40%以上。另外，采用大功率风电机组也能有效减少风机数量。以常见的99-100兆瓦风电场为例，只需25台4兆瓦风电机组即可达到与66台1.5兆瓦风电机组相同的装机容量。在风机间距差异较小的

情况下，风电场内风机数量的减少，能够极大缩小风电场场区范围，降低风电场间接影响区域面积，从而起到节省土地资源的目的。考虑到碳中和前景下我国风电上百万兆瓦的增长空间，研发并应用新型大功率风机是提高风电场用地效率的有效策略。

二是统筹协调风电发展布局，加强省际合作与顶层规划。不同省区电力需求不同，可用于风电开发的资源条件不同，不能采取均一化、同质化的碳中和实施方案，也不能囿于省区内部而推行“自给自足”的风电开发策略。应充分发挥我国制度优势，以“全国一盘棋”的战略高度统筹协调全国各省份风电发展规划，重点开发风能资源良好、土地资源丰富的“三北”地区风电基地，减轻东部人口密集区的风电用地压力，并借助特高压等新型输电技术，满足经济发达省份的用电需求，从而化解风电开发过程中出现的电力需求与土地资源错配现象，实现各省区的优势互补和战略协同。此外，应着力推进海上风电建设，充分发挥海上风电不占土地、距离用电负荷近、发电效率高的优势，打造集中连片、规模巨大的千万千瓦级海上风电基地，形成风电开发的海陆协同良性模式。

三是做好土地利用规划和生态环境保护工作，加强项目管理和督察整改。大力开发沙漠、戈壁、荒漠地区风能资源，积极探索利用废弃矿区和“褐地”开发风电的可行性，减少风电项目对农田等高价值土地的占用，牢牢守住18亿亩耕地红线，确保我国粮食安全。同时，要做好风电场用地审批和环境影响评价工作，精确划定风电场占用区域和征地范围，从而有针对性地制定征地补偿方案和生态修复措施，减少风电开发所带来的社会经济与生态环境负面影响。此外，应建立跨部门的管理督察制度，联合电力、环保和自然资源等部门，对违规占用自然保护区、风景名胜区、生态功能区的风电场实施退出机制，及时发现并督导违建风电场的整改、拆除工作，减少风电开发的非期望性影响。

人与自然和谐共生，是中国式现代化的核心内涵之一。在推动实现碳达峰碳中和的道路上，既要高效利用风电技术的清洁低碳优势，也要充分考虑风电开发所带来的土地资源压力及其负面影响。只有采取多管齐下的措施，从技术—规划—管理层面精准施策，才能有效纾解风电发展过程中遇到的障碍和挑战，保障中国风电行稳致远。

(作者系北京师范大学环境学院副院长)

防范资产搁浅风险，煤电需稳妥有序转型

■王克

“双碳”目标下煤电面临低碳转型和安全保供双重压力

在“双碳”目标下，电力部门作为最大的碳排放来源以及支撑终端电气化发展的重要行业，需实现以化石能源为主向可再生能源为主的电力系统转型。煤电作为典型的碳密集行业，从排放占比和减排潜力来看，实现低碳转型是我国在2060年前力争实现碳中和的关键点。

我国煤电装机规模总量大，截至2022年底，全国全口径煤电存量装机容量达11.23亿千瓦，另有2.96亿千瓦在建和规划的增量煤电机组。尤其是2022年受特高压线路建设规划、电力热力需求不断增长的影响，各地规划、核准了一批大型煤电项目。据中国人民大学环境学院能源与气候经济项目团队统计发现，2022年新核准的煤电项目装机总量已达7341万千瓦。规模庞大的现存煤电机组和大量新增煤电项目增加了行业短期转型的难度，面临着严峻的减排任务。与此同时，我国煤电设施服役年限短，平均年龄仅为12.3年，远低于34年和40年的欧盟、美国煤电机组平均机龄，距离技术设计寿命30年还有很长服役期，固定资产净值高达1.47万亿元。同时，如此年轻化的设备设施具有较弱的排放惯性，未来数十年将持续产生碳排放，碳排放锁定效应位居所有行业部门之首。如不采取低碳转型措施，这种锁定碳排放效应将挤压我国碳排放剩余空间，影响“双碳”目标的如期实现。

煤电对电力安全稳定供应起到“压舱石”作用。目前，煤电以不足五成的电源装机容量贡献了近六成的发电量、七成的电网高峰负荷和八成的供热任务，是能源安全稳定供应的重中之重。我国煤电装机总量大、发电量稳定，从电气化率逐步提升的近期来看，煤电仍然是保障电力稳定的主体电源。在煤电规模扩大和运行效率提升的同时，煤电呈现出运行小时数降低的基本趋势，全国煤电平均运行小时数降至4300小时左右，煤电机组将逐步由主体性电源向提供可靠电力、调峰调频能力的基础性电源转变。

随着能源系统转型的不断推进，风光发电技术的创新应用及成本的不断下降，电力系统已具备加速转型的基础和条件，但可再生能源在当前电网中发挥的作用相

对有限。可再生能源波动性带来电力供应不稳定的问题，风、光发电与电网用电的峰谷不匹配，且受制于天气、地形等自然因素，与电力热力需求增量匹配程度不够。在未来一段时间内，煤电仍将是保障电网用电需求、维护电网稳定供应的主力，起到消纳可再生能源的重要作用，将持续发挥保障新能源消纳和稳定电网的“压舱石”作用。

技术改造面临的资产搁浅风险远高于预期

随着非化石能源占比逐步提升，电力系统对调峰调频需求更为迫切，煤电落实“三改联动”（节能降碳改造、灵活性改造、供热改造）的需求旺盛。我国煤电机组平均服役年限短、高参数机组比例高，改造后虽然有利于更好地消化可再生能源，但煤电自身的满足小时数将持续下降，且改造后的机组将面临更高的单位发电煤耗、更高的运行和维护成本以及更高的设备老化率，改造后的煤电机组运维成本还将上升30%以上。在没有电力价格补偿机制的前提下，煤电企业现有资产价值将大幅下降，即搁浅资产风险。

随着搁浅资产价值更加强调资产市场价值的变动情况，搁浅资产应包含技术改造导致的净收益下降部分。研究表明，提前退役关停、灵活性改造、CCS改造三种转型情景虽然都有利于控制煤电的碳排放，但将导致现役煤电资产的市场价值损失分别达到1.42万亿元、3.69万亿元、3.67万亿元。这也说明，如果缺乏合理的成本疏导机制，煤电清洁化改造后的灵活性资源价值未能体现，煤电在寿命期内的不当转型对相关企业的资产价值有较明显的负面影响。因此，在灵活性改造及CCS技术部署等转型措施下，煤电资产面临的搁浅风险很可能要远远高于预期，甚至高于提前淘汰关停的经济损失。

在煤电行业亏损面已经过半的情况下，煤电行业低碳转型又面临巨额的现金流损失，这也意味着投资者很可能无法收回投资和获取收益。如果持续投资建设新增煤电项目，煤电设备资产在投产使用之前就有搁浅的风险，限制新增煤电和不再新增煤电会降低整体的搁浅资产规模，在严格控制新增煤电的情况下，全国煤电搁浅资产风险将减少1192亿元-3502亿元。值得注意的是，煤电资产搁浅风险的

地区差异明显，山东和内蒙古是全国煤电装机规模最大的省份，也是面临资产搁浅风险最高的省份。在技术改造的情况下，山东、内蒙古等省份净现金流损失均将超过4000亿元，江苏、广东、河南、新疆、山西等省份的损失或超过2000亿元。地区性煤电风险损失的可能性需得到关注。

五措并举破解煤电“不可能三角”

我国拥有世界上最大规模、最年轻、最高效的煤电机组，低碳转型面临“不可能三角”的挑战，即电力供应的绿色低碳、安全性和风险可控三者很难兼得。考虑到“双碳”目标的长期性和系统性，应立足以保障国家能源安全和发展为底线，充分考虑现有煤电机组的运营状况、预期寿命、锁定碳排放等实际情况，稳妥设计煤电转型路径和政策措施，缓解煤电转型过程中的资产搁浅风险。

第一，明确煤电定位，制定煤电积极稳妥转型目标与路线图。煤电转型需要处理好短期和中长期之间的关系，明确不同时期煤电的功能定位与价值，循序渐进，统筹增量有序发展与存量降碳改造两条主线，并据此制定转型时间表和路线图。

我国煤电装机总量大、发电量稳定，短期内仍然是保障用电需求、维护电网稳定供应的主力。具体而言，煤电装机和发电量在2030年前仍将适度增长，在这一阶段，可以在满足电力热力供应的地区逐步淘汰部分老旧落后、低效燃煤发电机组和超期服役机组等，推动节能降耗改造，提升煤电行业整体清洁高效利用水平。

长期来看，2035年后风光发电技术的创新应用及成本不断下降，电力系统具备加速转型的基础和条件，煤电机组逐步达到30年的技术寿命期并进入自然淘汰阶段，煤电角色转向调节备用、兜底保供的基础性电源，承担系统调节、高峰电力平衡的功能。煤电利用小时数将继续降低，通过灵活性改造措施提升煤电机组的调节能力，结合煤电+储能、煤电+储能、电锅炉、煤电+富氧燃烧等多途径深度拓展煤电调节能力，并进一步通过CCUS部署、生物质混燃、煤氢混燃等技术助力煤电脱碳运行。

第二，因地制宜、分类施策，共同推动煤电角色转变。全面统筹煤电区域性、技术性差异，科

学合理规划煤电转型行动，采取多种转型措施组合，灵活施策、多管齐下。

各省煤电总体规模、机组结构、服役年限等水平参差不齐，需要避免一刀切，结合不同区域煤电特征、电力供需平衡条件，因地制宜确定转型路径。山东、内蒙古和山西等煤电大省装机总量大、小机组占比高，可优先改造升级并退役淘汰部分已经长期运行、效率低、盈利能力差的煤电机组。华东和南方电网覆盖省份，譬如广东、江苏和浙江，煤电机组规模更大，技术更为先进，可充分发挥现有运行年限短、技术先进以及高负荷更近等优势，开展灵活性改造，煤电与核电、海上风电、分布式光伏等多种电源技术耦合，并做好长期改造为具有CCUS装置的近零碳机组的准备。

从技术性角度考虑，可在保证供热、供电安全的情况下，优先对200兆瓦以下CFB、亚临界等能效效率低的部分机组采取提前退役策略；积极推广600兆瓦以下煤电机组采取“三改联动”措施，尤其是加大灵活性改造和供热改造等措施力度，向调峰电源转变，并对改造后的机组适当延寿；中长期角度而言，IGCC、超临界、超超临界等，增强可再生能源消纳能力，推动风光互补、水火互济等多能互补。这一进程和煤电转型速率相匹配。考虑到风、光等自然资源与负荷中心存在显著的逆向分布特征，需根据不同地区对灵活调节资源的需求，明确储能发展规模和布局，提前部署储能系统，加强源网荷储协同发展，尤其支持分布式新能源合理配置储能系统。这一过程也需深度融合智能电网，实现协同优化、有效互补，建立源网荷储一体化及多能互补平台。

第三，先立后破，加快构建多能互补的新型电力系统。

煤电转型过程中，电源端将由燃煤发电为主转变为太阳能、风能等新能源发电为主。在煤电达到设计运行寿命之前的近20年转型窗口期，需加快可再生能源开发利用，增强可再生能源消纳能力，推动风光互补、水火互济等多能互补。这一进程和煤电转型速率相匹配。考虑到风、光等自然资源与负荷中心存在显著的逆向分布特征，需根据不同地区对灵活调节资源的需求，明确储能发展规模和布局，提前部署储能系统，加强源网荷储协同发展，尤其支持分布式新能源合理配置储能系统。这一过程也需深度融合智能电网，实现协同优化、有效互补，建立源网荷储一体化及多能互补平台。

第四，进一步发挥转型金融的资金支持和风险管理职能。转型金融支持煤电低碳转型，既要创新的市场机制满足转型改造的资金需求，又要通过信托等金融工具提供保险服务和风险资产管理服务。

为支持煤电行业平稳有序转型，可通过引导银行等机构按照市场化原则，对煤电转型升级给予合理必要的转型专项资金支持。转型金融支持应与煤电转型目标与路径相匹配，满足不同时期下资金规模和形式的要求，实现长短期结合和多种金融工具组合，提高灵活性、针对性和适应性。短期内以转型信贷、转型债券等债权性融资方式重点支持煤电“三改联动”，中长期探索债转股等手段，支持相关企业在更长时间范围内推进转型。探索开展股权投资相关的转型基金、并购基金、夹层基金等形式，鼓励投资机构共同参与煤电企业的转型投资。

风险识别、管理和控制也是低碳转型过程中转型金融的重要功能之一，推动开发转型相关保险产品，解决煤电行业面临的转型技术研发周期长、市场不确定、资产搁浅风险高等问题。

第五，建立适宜煤电转型的政策市场环境。

从煤电行业自身财务视角来看，已经折旧完的机组提前退役可能更为合适，避免了进一步的改造成本和运维成本。但由于新能源发展需要一个过程，大规模煤电机组提前退役将对电网安全、供应保障造成重大影响。为提高煤电低碳转型的稳健性，降低不当转型带来的风险，需进一步完善与煤电功能定位调整相匹配，并符合新型电力系统特征的配套机制和市场模式，完善容量、电量和辅助服务三部制电价机制，从而改善煤电的收益条件。在稳定电力供应的前提下，避免煤电资产过度贬值以及相关衍生风险。一方面，电力市场化改革需逐步建立交易品种齐全、功能完备的电力市场体系，完善市场化电力电量平衡机制、价格形成机制和电力调度交易机制，建立“中长期+现货+辅助服务”的电力市场体系，推进电力标准化合约模式；另一方面，煤电灵活性资源需要有效的成本疏导机制，需进一步完善分时电价政策，合理确定峰谷、季节性电价价差，建立尖峰电价机制。同时，考虑到煤电对电力系统灵活性和稳定性的贡献，必须完善辅助服务补偿政策，建立电网电力调峰辅助服务市场运营规则，依据“谁受益、谁付费”原则，由新能源电厂以及出力未减到有偿调峰基准的燃煤电厂等为改造机组分摊调峰成本压力。

(作者系中国人民大学生态文明研究院研究员)