
面对高比例可再生能源电力系统的不稳定性，如何在保障电力安全的前提下，推动存量规模庞大的煤电转型发展，成为我国实现“双碳”目标的重中之重。

煤电减排，如何既快又稳？

文 / 袁家海

由于中国以煤为主的资源禀赋特点，长期以来，煤电在电力供给中处于主导地位，也是我国碳排放的主要来源。

在“去煤化”的大背景下，面对高比例可再生能源电力系统的不稳定性，如何在保障电力安全的前提下，推动存量规模庞大的煤电转型发展，成为我国实现“双碳”目标的重中之重。

“十三五”期间，在促进煤电有序发展系列政策措施的推动之下，电力行业煤电装机和二氧化碳排放都得到了有效控制，但随着环境和气候变化的日趋严峻，中国煤电发展仍然面临着重大挑战。

需严控煤电装机和发电量峰值

2020年电力部门（含供热）碳排放约为44.5亿吨，占全国碳排放的43.6%，其中煤电的碳排放量约为40.3亿吨。相比其他碳排放重点部门，电力部门是碳排放的主要部门，也是减排潜力最大的部门，其中煤电部门碳排放及早达峰并控制峰值是实现“碳达峰”目标的关键。

实现煤电部门碳排放及早达峰的首要目标则是控制煤电装机和发电量峰值，使得新增电力需求全部由新能源发电量满足。

未来，以风电、光伏为代表的



实现煤电部门碳排放及早达峰的首要目标则是控制煤电装机和发电量峰值，使得新增电力需求全部由新能源发电量满足。

可再生能源将领跑装机发展。据预测2025、2030年风光总装机容量将分别达到9.5亿~11.3亿千瓦、14.1亿~18.5亿千瓦（远超过国家规划目标12亿千瓦）；如果充分挖掘水电、核电、气电等大型可控型电源后，常规煤电容量为12亿千瓦（其中常规煤电11.5亿千瓦，战略备用5000万千瓦）、利用小时数在4100小时左右合理范围内即可满足2025年预计的9.6万亿千瓦时全社会用电量。同时，储能商业化部署和需求响应快速发展，使得新增尖峰保障能力将足以支撑“十四五”“十五五”期间最大负荷增量3.3亿~3.6亿千瓦、3.2亿~4亿千

瓦的最大用电负荷增量。

“双碳”目标下，虽然近中期煤电在电力供给侧的主导地位将持续弱化，为满足电力和热力需求，煤电装机容量和发电量仍将大概率保持增长趋势。

目前煤电计划机组（包括在建、停建、缓建等）规模高达3.57亿千瓦，如果“十四五”期间全部投产，那么2025年煤电装机容量将接近14亿千瓦，2030年仍将超过13亿千瓦。

在电力电量需求不过度依赖煤电新增支撑的情况下，为避免重蹈“十三五”期间煤电过剩的覆辙，常规煤电峰值容量应控制在11.5亿~12

亿千瓦以内。由此燃煤发电量和碳排放峰值预计出现在2025年左右，发电量不超过5万亿千瓦时，电力部门（含供热）碳排放峰值在47亿吨以内。

在控制煤电发电量增量的同时，通过优化煤电存量节能提效对电力部门及早碳达峰发挥着至关重要的作用。

一是继续深挖超低排放和节能改造潜力。截至2020年年底，中国仍有1.3亿千瓦煤电机组尚未完成超低排放改造，其中以30万千瓦以下热电机组为主，山西、内蒙古、新疆等地区10万千瓦级以上热电机组成为下一阶段超低排放改造的重点。

二是优化装机技术结构。严控煤电新增，针对有诉求的地区，通过“上大压小”的方式实现大容量高参数煤电机组对落后煤电产能的替代，进而优化煤电布局，提升煤电整体能效水平。

三是通过市场机制引导煤电以合理序位调度发电来降低能耗。随着技术层面减排空间逐渐见底，在未来电力市场中，高参数、低能耗的煤电机组具有成本优势优先发电，低参数、高能耗的机组发电相应减少，从而降低煤电整体发电能耗。

四是积极推动煤电灵活性改造。运行灵活性虽然会小幅提升煤电机组供电煤耗，但为系统提供的灵活性服务可以提升可再生能源消纳。以煤电掺烧生物质为代表的燃料灵活性在提升煤电经济性和减排效果方面均有较好的潜力。

五是由于高参数大机组在供热效率和煤耗方面都优于小机组，北方地

区对于老旧落后、主要承担供热任务的20万千瓦以下热电联产机组应加速退出，其供热任务由周边可辐射范围内的大型供热机组替代，或者适当新建背压式供热机组。

“新旧”能源需协同发展

由于除电力部门外的其他部门的减排潜力和森林碳汇资源有限，实现脱碳难度较大，且电力部门是最容易实现“碳中和”目标的碳减排重点部门，因此，在工业部门（除电力、建材）、建筑部门、交通部门减排进展将滞后于全国“碳中和”整体进度的情况下，电力部门应争取2050年之前实现近零排放，2060年实现负碳，为全社会减排目标争取空间和时间。

这就使电力系统清洁低碳转型起到至关重要的作用，一方面是加快新能源替代煤电主导地位的脚步，另一方面则是煤电清洁低碳利用和有序退出。

煤电转型与新能源发展两者之间不应是“鱼死网破”的零和博弈，而是协同向好的协作关系。

中央要求的“不立不破”体现在电力行业，也要求煤电与新能源不能是简单的此消彼长关系，电力系统的复杂物理特性决定了二者必须协同，在保障电力安全的同时实现有序的从高碳到低碳、零碳的转型。煤电转型为可再生能源让渡发电空间，可再生能源则需要配套灵活性资源作为支撑，引导存量煤电逐步转向辅助服务市场。

首先，煤电转型发展需要找准自身定位，把握转型时机。“碳中和”

目标下，可再生能源装机占比将不断提升，煤电发电量存量将被不断替代。这使得煤电需要在保障电力安全供应的同时主动调整自身定位，为可再生能源发展拓展电力和电量空间，并主动降低稳定最小出力水平、缩短启停时间和提高爬坡速率，逐渐转变为提供电力调节服务的单一功能型电源，直至成为非常规的战略备用机组。

其次，因地制宜设计煤电与新能源发展路线图。由于中国区域资源与负荷不匹配，区域电力供需矛盾较大。应在大力挖掘风电、光伏等可再生能源发展潜力的同时配套储能和需求响应发展，充分利用气电、水电、核电等大型可控型电源的资源配置。根据本地负荷和外送电特点，切实制定煤电灵活性改造、封存、退出路径，使煤电逐步退出电力供给中的基荷地位，转向灵活性支撑。

再次，及早部署电力低碳技术的研发与应用。实现净零排放可以通过改变能源消费结构，从源头上降低碳排放，也可以通过应用低碳技术削减碳排放。

低碳技术能够在不大幅度改变现有能源结构的前提下，实现安全稳定的减排。但单纯依靠CCS和CCUS改造技术，并不能完全实现电力系统脱碳，更不能提供负碳贡献，而且能效惩罚和减排成本较高。煤电掺烧生物质（BECCS改造）提升煤电经济效益，是未来保留一定规模煤电和实现电力系统负碳的最优选项。

虽然低碳技术的减排效果显著，

但由于成本过高难以大规模推广，而且地理位置的限制也给规模化封存提出了更高的技术要求。为有效促进低碳技术发展，应集中精力推动技术改造与创新，“十四五”期间推进CCS改造试点，“十五五”后实现规模化，加强低碳技术的政策引导和支持，扩大低碳技术的发展空间。

最后，市场机制创新保障可再生能源、灵活性资源发展和引导煤电转型退出。需要高比例可再生能源电力系统资源充裕度和灵活性资源保障机制创新完善，正向引导储能、需求响应资源发展，保障电力安全和可再生能源消纳，避免灵活性发展与可再生能源发展不匹配的问题发生。

此外，设计面向高比例可再生电力市场的顶层机制，在碳市场与电力市场耦合后，设置电价改革机制，从电力市场化改革角度推动煤电功能定位调整，助力煤电退出。一方面，建立包含发电量、辅助服务等服务在内的煤电角色评估机制。通过价格信

号，引导可再生能源和灵活性资源向健康方向发展，引入更高效的灵活性辅助服务产品，保证煤电向辅助服务转型补偿。另一方面，强化电力市场与碳市场的耦合。充分发挥现货市场竞争规则的作用，通过碳价传导改变电力市场中的煤电竞争力，从而倒逼低效煤电机组淘汰。

“十四五”电力控排新举措

在一系列控排措施的驱动下，电力生产低碳化不断推进，“十四五”时期为进一步推动煤电绿色转型，除了继续落实和完善已有的各项工作，还需要在新形势下寻求新的发展。

第一，构建新型电力系统。新型电力系统的核心内涵是新能源成为电力供应的主体。高比例新能源提供清洁低碳廉价的电量，要求大规模灵活电力资源的调节服务来平抑新能源出力的波动性和不确定性。发展低成本新能源与配置充足灵活电力资源是新型电力系统的“一体两面”。应当加

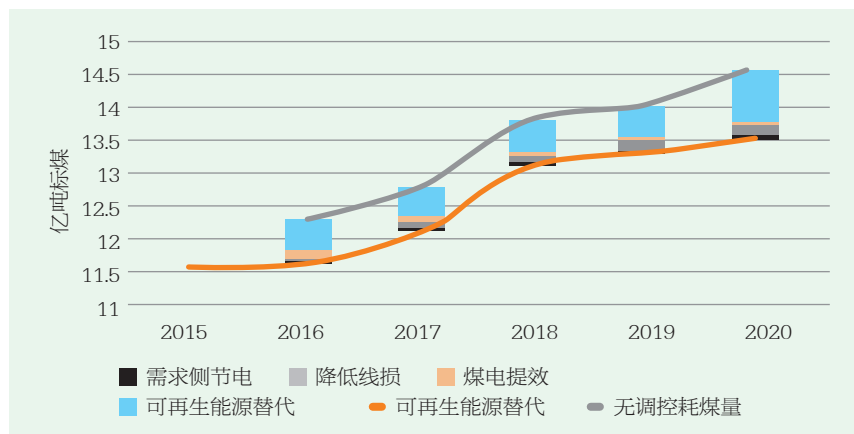
强系统灵活调节资源建设来提升系统消纳能力，需要煤电定位及时调整，通过灵活性改造向辅助服务转型。

第二，可再生能源规模化发展，抽蓄和新型储能加快部署。随着高比例可再生能源并网，应在灵活性资源越发紧张的情况下，充分挖掘抽蓄和新型储能以补足短时尖峰保障能力欠缺的短板。《抽水蓄能中长期发展规划（2021~2035年）》（征求意见稿）中提出：抽水蓄能到2030年总装机容量达到3亿千瓦；加快新型储能发展，到2025年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，规模翻十倍达到3000万千瓦，到2030年实现新型储能全面市场化发展，提供容量支撑和调峰能力，保障新能源高效消纳利用。这也就表明，在继续依靠煤电保障灵活性和尖峰负荷的同时，应及早布局储能、新型储能等多元灵活性资源，避免中长期碳目标约束下对煤电的过度依赖。

不过，也需要注意避免运动式“减碳”。在“碳达峰”的各项措施中，要先立后破，坚决遏制“两高”项目盲目发展。

此举措将保证电力安全和“双碳”目标画出的新高度线，体现了煤电转型需要统筹“发展和减排”“整体和局部”“短期与长期”等多重关系。这意味着为保障电力供应安全，“十四五”期间煤电在装机上还有一定的增长空间，但在此基础上还是要严格控制燃煤发电，推动燃煤机组由电量型向电力型转型。□

“十三五”电力行业煤炭消费量核算及各项措施减煤贡献



>> 数据来源：“十四五”电力行业煤炭消费控制政策研究报告

（作者供职于华北电力大学）