

中国何时才能摆脱煤电?



中国已明确提出二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值,到2035年实现生态环境质量根本好转,努力争取2060年前实现碳中和。“美丽中国”和“碳中和”目标给中国未来的经济社会发展指明了方向,但以煤电为主的电力生产消费结构不仅造成了严重的空气污染,还给中国应对气候变化行动带来了严峻挑战。

中国二氧化硫排放总量的90%、氮氧化物排放总量的67%、烟尘排放总量的70%和人为源大气汞排放总量的40%均来自于燃煤。2019年火电行业的二氧化碳排放量约43.28亿吨,在全国碳排放总量中的占比超过40%。

在碳目标和空气质量目标的强烈约束下,中国势必要加速形成以高比例可再生能源电气化为中心的电力系统,以实现电力系统的绿色、低碳、安全、高效发展。在此大背景下,煤电行业的低碳转型,乃至逐步加速退出已成历史必然趋势。

尽管如此,煤电及其上游煤炭行业提供了超过300万个就业岗位,妥善处理受影响职工的就业安置、社会保障、劳动关系等问题,事关“六稳”、“六保”和社会稳定大局,必须高度重视。

01 严控煤电装机,优化煤电结构

煤电作为基荷电源,保障着中国电力系统的稳定安全运行。但近些年来,由于电力需求增速放缓和清洁能源替代加速等因素,煤电机组利用小时数持续下降,全国火电的平均利用小时数已从2013年5000多小时下降至2020年的4216小时。煤电利用小时数的持续走低直接导致煤电产能过剩、盈利能力下降,目前亏损面已接近50%。

与此同时,在新冠疫情的冲击下,中国各地方政府为提振经济、稳定就业,又逆势上马了一批煤电项目。统计表明,2020年中国新增煤电机组超过3800万千瓦,是世界其他地区新增煤电装机的三倍多,在建和宣布上马的机组总量约2.5亿千瓦,接近德国煤电总装机的六倍。如果这些煤电全部建成投产,不仅会给实现碳目标和空气质量目标增添很大阻力,还会进一步增加煤电资产搁浅风险。

因此,在“十四五”及更远的未来,不应再批准新建煤电项目,同时合理安排在建机组进度,力争到2025年实现煤电装机容量和煤耗总量达峰,分别为11.5亿千瓦和12.9亿吨标准煤。

中国已进入高质量发展阶段,年均用电需求已从“十五”和“十一五”时期两位数的增长下降至“十三五”时期的6.2%。煤电装机规模的严格控制不会影响中国未来的供电安全。根据国家能源研究院、中电联等多家研究机构的预测,“十四五”时期年均用电需求将进一步下降,年均增速降至4%~5%左右。

根据对“十四五”时期各电源年均新增装机及发电量的预测(表1),中国每年的新增非煤机组可以提供约3000亿千瓦时的清洁电力,再加上存量煤电机组的运行优化,将至少可以满足4%以上的年新增电力需求。

“十四五”的需求侧资源总量可达1.5亿千瓦,也能够满足电力系统3%~5%的尖峰负荷。此外还可通过适量发展抽水蓄能、源网储储能,以及电网之间的优化互济等,满足尖峰负荷需求。因此,“十四五”时期不用新增煤电也可保障供电安全,部分存量煤电甚至有望被清洁电力和需求侧资源替代。

因此,中国有条件加快淘汰煤电落后产能,实现煤电结构优化和转型升级。

对不符合环保、能耗、安全、技术等法律法规标准和产业政策要求的30万千瓦及以下的煤电机组,应实施强制关停;对超龄服役、扭亏无望、环保安全不达标又无力投入改造的老小机组,应主动关停;对西部、北部等落后煤电机组集中的区域,应提高淘汰力度,并加大推进其他机组的超低排放和节能改造力度。

同时有序推进该地区大型煤电基地集约高效开发,尽可能减少传统的“风火光打捆”特高压输电模式,大力发展“风光水火储一体化”和“源网荷储一体化”的跨区消纳模式,支持东中部负荷中心;对东中部等发达地区,不再新建煤电,加大清洁外电、本地可再生能源和需求侧资源的开发利用,全力保障供电安全。

02 转变煤电定位,增加电力系统灵活性

由于政策推动和可再生能源成本的不

断降低,中国可再生能源自“十二五”以来飞速发展。2020年风电、光伏装机已分别达2.8亿千瓦和2.5亿千瓦,风电、光伏等新能源发电量占比也从2010年的1.1%上升到2020年9.5%。中国有丰富的可再生能源禀赋,预测到2025年,风电、光伏可实现平价上网,可再生能源将成为能源消费增量主体,并逐渐成为存量主体。

但在可再生能源的大规模并网消纳的同时,电力系统灵活性不足的问题也在逐渐显现。目前中国抽水蓄能、燃气等灵活调节电源比重仅为6%,西北地区仅为0.9%。截至2019年底,“三北”地区完成火电灵活性改造机组约5800万千瓦,不足“十三五”规划目标的30%。这导致部分地区出现了较为严重的弃风、弃光和弃水。2019年西北五省弃风率高达8.7%,弃光率高达5.8%。全国约三分之二的新能源弃电量来自于西北地区,新能源消纳形势十分严峻。

未来中国应通过加快推动存量煤电灵活性改造,发展气电、抽水蓄能等灵活性资源,利用需求侧资源、智能电网D度等手段提高电力系统的灵活调节能力,增加可再生能源的消纳。

煤电作为中国目前最大的电力来源,在近中期仍是最重要的灵活性资源供应主体。中国应加快存量煤电灵活性改造,实现煤电从主体电源向调节性电源和应急备用电源转变。

为此,30万~60万千瓦亚临界机组需实现大规模灵活性改造,承担为电力系统提供灵活性的重任,逐步将具备条件的煤电机组最小出力降到20%以下,同时对部分机组进行供热改造,实现对小微热机组和燃煤锅炉的替代。

30万千瓦及以下排放达标的小机组应全力进行供热改造,主要提供供热供气功能并参与区域电网启停调峰调频。针对煤电企业缺乏改造积极性的现状,中国应深化电力体制改革,充分考虑不同区域和不同类型机组的改造投入、运营成本等综合因素,建立公平合理的辅助服务市场和容量市场,发挥市场在资源优化配置中的决定作用,为煤电提供合理收益。以此激励煤电机组灵活性改造,推动煤电由基荷电源向调节电源转变,为可再生能源腾出发电空间。

煤电加速退出之后,中国应加大布局气电作为调峰电源,尤其在气价承受能力强和用电负荷高的地区,以促进风电、光伏等新能源的消纳;将抽水蓄能纳入电力发展统筹规划之中,发挥其安全稳定、大容量系统级储能优势,以提高电力系统的灵活性。

受资源条件和经济性等因素的影响,中国灵活性调节资源发展规模有限,需求侧资源必须成为系统灵活性的重要来源。

根据国家电网的统计,目前各级电网的负荷曲线尖峰化特征愈加明显,高峰负荷持续时间较低,超过最大用电负荷95%的持续时间普遍低于24个小时。若通过建设煤电机组满足其经营区5%的峰值负荷需求,电厂及配套电网投资约4000亿元,而通过发挥需求侧资源满足峰值负荷需求,投资规模仅约前者的十分之一。

03 发挥绿色金融作用,助推企业低碳转型

为应对气候变化带来的严峻挑战,“弃煤”已成国际趋势。目前已有包括德国、英国、荷兰等30多个国家推出了“弃煤”时间表,包括欧盟、中国、日本、韩国在内的多个主要碳排放国承诺在本世纪中叶左右实现碳中和。2020年,联合国明确呼吁停止新建

燃煤电厂。

在2020年新投运的5000多万千瓦的煤电装机容量中,近80%位于中国。除中国以外的全球燃煤电厂规模连续第三年萎缩,2020年净减少1720万千瓦。由于煤电导致的环境治理和气候变化的风险逐年增高,世界银行、亚洲基础设施投资银行等120多家具有全球影响力的银行和保险公司均已发布退出或限制在煤炭和煤电领域投资的政策和声明,以最大程度地避免高额资产搁浅风险。

随着气候变化带来的物理风险和转型风险加剧,中国正加速推进绿色金融,金融企业也越来越关注所投资企业的环境、社会和公司治理(ESG)表现。绿色金融除了可以增加绿色产业的融资,更重要的是能识别和防范由于环境、气候因素带来的金融风险,从而增强金融机构和金融体系的稳健性。

据清华大学绿色金融发展研究中心研究,在《巴黎协定》控温2摄氏度情景所要求的能源转型轨迹下,中国主要煤电企业的年度违约概率将从2020年的不到3%上升到2030年的24%左右。在人民银行公开征求意见的《绿债项目支持目录》2.0版本中,已去除了“清洁煤”相关内容,表明国内金融制度体系正在逐步对标国际最佳标准,加大脱煤决心。央行2021年工作会也再次强调绿色金融,将其作为落实碳中和与碳达峰的重大部署。

在此大背景下,中国金融机构应支持煤电行业的产业优化升级、环境治理和低碳转型,提高自身绿色资产的配置,对冲高碳资产风险。金融机构应明确各部门职责分工,将绿色金融的理念、标准、方法贯穿到项目尽调、审批、放款审核和存续期管理等全流程业务之中,逐步建立管理气候环境风险相关的政策、制度和流程,对重点行业开展情景分析和压力测试,并加强气候环境的信息披露。

此外,国家也需通过金融扶持政策,引导各类金融机构加大对绿色产业项目的信贷融资力度,实行优惠贷款利率政策,即通过产业引导和金融资源配置,推动煤电企业实现跨越式发展。

04 完善碳市场机制,倒逼煤电转型与退出

碳市场作为一项以市场手段为主的气候政策工具,一边可以设定总量限制来控制碳排放上限,另一边可以通过碳定价和交易机制降低企业减排成本,同时促进企业提高能效、投资开发绿色低碳技术,加快经济社会转型。

欧盟碳市场(EU ETS)作为全球规模最大的碳市场,实行的是自上而下的绝对总量控制,并逐年减少配额供应量。目前除少数东欧国家外,电力行业全部采用拍卖的方式进行配额分配,以持续推动电力行业的低碳转型。

欧盟碳市场配额价格维持在30欧元/吨CO₂e左右,碳价传递给了电力批发价格。作为欧盟最大的两个煤电消费国德国和波兰,其电力市场批发价格与碳配额价格的相关性分别高达75%和79%,直接推高了煤电的发电成本,改变了电厂的调度顺序。

在碳市场的作用下,2019年欧盟温室气体排放总量较1990年下降了24%,提前完成了2020年20%的减排目标。这其中,电力部门的温室气体下降最快,减少了约35%。

2021年1月5日,生态环境部发布《全国碳排放权交易管理办法(试行)》,涉及2225

家发电行业的重点排放单位,标志着中国碳市场的正式启动。“十四五”时期,中国应不断完善发电行业的碳市场交易机制,以市场化的手段倒逼煤电的转型与退出。

在近中期,碳市场交易机制要加速运营时间长、效率低、落后的小机组的淘汰和关停,在中远期通过逐步提升碳市场的价格,迫使煤电转变角色定位,由基础电量提供者逐步转变成调峰电量的提供者,并退出历史舞台。

为实现这一目标,中国应尽早实施碳排放绝对总量控制,对发电行业的碳排放进行严格控制,推动发电行业碳排放尽早达峰。其次,中国需转变配额的分配方式,引入拍卖的方式,逐步降低免费配额的分配,提升碳市场价格,强化煤电企业的减排压力与动力,但同时要注重保障碳价的合理与稳定,有效管控市场风险,以成本效益最优的方式实现减排目标。

此外,中国还需不断完善碳市场的基础建设工作,建立健全法律法规,明确各部门管理职能,加强排放数据的核查,构建有效的监管体系和信息披露制度,对未履行监测、报告、核查、履约等行为加大奖惩力度,并加强社会监督。

未来,还应逐步将其他非电高耗能行业、银行和基金等金融机构纳入碳市场之中,多元化市场主体,活跃市场交易,增强市场流动性,推进建成一个高效运转的全国碳市场,并做好与可再生能源消纳责任制、大气污染防治、能源消费总量控制等政策协同和融合,以减少政策之前负面的相互影响,形成合力共同推动中国的能源经济转型。

作为首批被纳入全国碳市场的煤电企业,应根据新形势下的新要求,在思想和行动上高度重视全国碳市场建设,做好参与碳市场的准备工作,并积极协助主管部门完善相关政策和法规。

05 强调公正转型,保障社会稳定

之所以强调公正转型,是因为随着企业的清洁转型和科技进步、经济社会的低碳可持续发展,很多新兴产业会蓬勃发展,带来大量新增就业机会,但这同时会导致很多传统行业走向衰退和没落,职工面临失业。

有关研究表明,综合考虑直接就业、间接就业以及脱碳、脱氮、“上大压小”、超低排放等因素,2002年以前投产的煤电机组平均每万千瓦装机容量的就业人数为6.03人,而这一数字在2010年以后仅为2.3人。

煤电行业在转型进程中受影响的人数约在45万~50万人之间。而延伸到煤电的上游H业煤炭行业之后,这一影响更大,煤炭行业的就业人数已从2013年的峰值水平530万人下降到了2020年的260多万人。

因此,作为传统高耗能、劳动密集型的煤电和煤炭行业,在能源经济转型、需求下滑、“去产能”政策、科技进步等因素的影响下,面临着前所未有的就业压力。妥善处理受影响职工的就业安置、社会保障、劳动关系等问题,事关“六稳”、“六保”的实现和社会稳定大局。

因此,国家需对过度依赖煤电和煤炭资源的地区和产业加大就业创业等政策支持力度,给予税收优惠和补贴,妥善做好淘汰职工再培训、再就业的引导和帮扶,积极创造就业机会。煤电和煤炭企业则需实施包括鼓励企业内部分流、促进转岗再就业、内部退养、公益性岗位兜底等一系列应对措施,减缓就业压力,保障职工基本权益。

06 结语

在建设美丽中国,实现“3060”碳目标的指引下,中国已经进入新的发展阶段,需要全面贯彻新的发展理念,构建新的发展格局。

“十四五”时期,考虑到中国还有超过1亿千瓦的在建和核准未建煤电机组,除技术储备和示范工程项目外,未来不应再核准新的商用煤电机组,并努力再淘汰5000万千瓦以上的落后煤电机组,力争到2025年实现煤电装机容量和煤耗总量达峰,分别为11.5亿千瓦和12.9亿吨标准煤,以推动电力行业碳排放提前达峰,为其他高排放、转型困难的工业部门腾出减排空间,助力实现空气质量和“3060”碳目标。

与此同时,应增加绿色投资、推进绿色就业,将应对气候变化和生态环境治理作为引导经济社会发展的重要考量因素,重点放在新能源、储能、需求侧资源、智能电网等基建领域,坚定走绿色复苏之路,创造经济发展的新动能,实现高质量发展。