

南方科技大学创新创业学院院长刘科:

碳捕集封存难具规模化减排价值

■ 本报记者 朱妍

编者按

碳达峰、碳中和目前是能源行业的焦点话题,引发了相关各方的广泛讨论。澳大利亚国家工程院外籍院士、南方科技大学创新创业学院院长刘科认为,目前业内对于碳减排还存在几大误区,并在接受记者采访时发表了他的看法。

新能源成本较长时期内仍将高于化石能源发电

“首先要看量的概念。”刘科表示,我国每年约排放103亿吨二氧化碳,人均排放7.4吨。以一个三口之家来算,年均排放量约22吨。“现有减排手段或多或少有所贡献,但面对海量排放,单一手段均存在一定局限。”

刘科认为,大力发展风、光等可再生能源十分关键,但在短期内尚无法取代化石能源。

“常有人说,光伏发电、风电已经比煤电便宜了。这句话没错,但在当前情况下,我认为只说对了1/6-1/5。光伏发电、风电年发电小时数各地不同,平均下来分别在1700小时、2000小时。对比全年8760小时,其他4/5左右的时间需配套储能才行。一旦大规模储能,总成本远高于煤电。”刘科表示,近年来,我国光伏发电、风电增量巨大,截至去年总发电量折合约

1.92亿吨标准煤,相比耗煤量22亿吨标准煤的煤电仍是杯水车薪。

此外,若有超过15%的非稳定能源接入,电网即面临大规模停电等风险。“电网靠电池储电的概念非常危险。据估算,全世界未来5年多的电池产能,仅能满足东京全市停电3天的电能需求。”刘科称。

那么,何时能够依靠储能?“人们总以为有个魔术般的大规模储电技术。事实上,迄今为止唯一能够达到吉瓦级、最便宜的大规模储电设施仍是古老的抽水蓄能电站。”刘科称,经过100多年研发,电池能量密度仍未取得革命性改变。以1859年发明的铅酸电池为例,其能量密度仅从最初90kWh/m³提升至当前最高260kWh/m³。手机、电脑、电动汽车等小规模应用尚可,面对一个大型风电场、一座大型光伏电站,储电成本依然居高不下。“一储一放,成本就达到火电的2-3倍。抽水蓄能电站虽然经济可行,却受到地理位置等约束。在今后较长时间内,风、光等新能源成本仍将高于化石能源发电。”

二氧化碳收集、转化等工艺流程会消耗更多能源

除了源头减碳,部分观点认为,二氧化碳捕集封存、制备化学品等“尾部”减排方式也是利器。在刘科看来,这些方式尽管能够减碳,但是仍然存在难以规模化发展的现实问题。

刘科提出,把生产过程排放的二氧化碳进行捕获提纯,再投入到新的生产过程中进行循环利用或封存,理论上能够实

现大规模减排,但面临着高成本难题,且无法实现彻底固碳。封存后的二氧化碳,在一定程度上仍会释放出来,且自然界的二氧化碳捕集难度更大。

“碳中和不是一项技术难题,更是经济和社会发展平衡的综合性问题。”刘科表示,在现有条件下,二氧化碳最有价值的用途是驱油。未来20年,驱油消耗的二氧化碳量预计有60万吨。“除此之外,有些企业在积极尝试二氧化碳制备化学品。我们要看到,全世界约87%的石油都被烧掉了,仅仅13%的石油就生产了我们需要的所有化学品。这些二氧化碳即使全部转化为化学品,也只能解决13%的石油燃烧排放问题。由于二氧化碳分子非常稳定,收集、转化等工艺流程反而消耗更多能源,减碳贡献相当有限。”

刘科还称,提高能效能够显著降低工业流程排放,是目前成本最低、最应优先推广的减碳手段,但实际效果却受到制约。“过去20年,我国整体能效明显提高,二氧化碳排放量却不降反升。这是为何?事实上,只要继续使用化石能源,该方式对碳中和的贡献也是非常有限的。不同方式到底能够减少多少碳、经济成本有多少,这是亟需弄清楚的问题。”

当前大规模使用电动汽车并不能减少碳排放

刘科认为,对于电动汽车的认识也存在误区。“把燃油车改为电动车就能降低排放,这句话是有前提的。只有电网里的

电能大部分来自可再生能源发电,电动车才算得上是清洁能源车,否则大量使用电动车不是减少而是增加了碳排放。”

燃油车未被取代的原因不止于此。早在100年前,二者之争已经开始,电动车为何迟迟未能“战胜”燃油车?刘科认为,主要原因在于电池能量密度、电池回收技术、电动车制造成本等。

“一方面,电池能量密度虽在增加,相比液体燃料依然相差数倍。液体燃料还有便于运输等优势,陆路、海运方便又便宜,已建成的汽柴油加注设施遍布各地。这也是为何全世界产油国数量有限,燃油车却能遍布全球。另一方面,电动车自身面临现实难题。生产一台内燃机很贵,一旦研发定型,流水线生产的成本呈几何级下降。但制造电池所需的材料不但昂贵,其中的镍、钴、镉等重金属还易带来环境污染。”刘科说,我国电动汽车产量由2016年的51.7万辆升至2018年第一季度的79.4万辆,仅28万辆的增量,期间钴价翻了4倍、锂价翻了1倍。“近期类似情况再次出现。若按当前的贵金属价格,除非提高车辆售价,否则没有一家电动车厂可以挣钱。哪怕在金属价格持续攀升的基础上,仍无一家公司可以靠回收电池赚钱,说明电池回收利用问题也未从根本上解决。电动车产业值得鼓励和发展,但在这些问题上还需要谨慎一些。”

热点访谈

内蒙古乌兰察布:抢运电煤 迎峰度夏



图片新闻

7月27日,万吨煤炭列车行驶在唐包铁路线上。中铁呼和浩特局认真落实国家迎峰度夏工作要求,充分发挥浩吉、唐包等大力煤运通道优势,千方百计增加运力,加快组织蒙煤外运和电煤保供力度,全力满足用煤需求。

人民图片

新闻发布会·国家发改委

峰谷电价价差原则上不低于3:1

本报讯 记者卢彬报道:7月29日,国家发改委官网发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》(下称《通知》),提出在保持销售电价总水平基本稳定的基础上,进一步完善目录分时电价机制,更好引导用户削峰填谷、改善电力供需状况、促进新能源消纳,为构建以新能源为主体的新型电力系统、保障电力系统安全稳定经济运行提供支撑。《通知》要求完善峰谷电价机制,建立尖峰电价机制,健全季节性电价机制。

《通知》强调,峰谷电价机制应科学划分峰谷时段,合理确定峰谷电价价差。各地要统筹考虑当地电力系统峰谷差率、新能源装机占比、系统调节能力等因素,合理确定峰谷电价价差,上年或当年预计最大系统峰谷差率超过40%的地方,峰谷电价价差原则上不低于4:1;其他地方原则上不低于3:1。

《通知》提出,要强化分时电价机制执行。明确分时电价机制执行范围,不得自行暂停分时电价机制执行或缩小执行范围,严禁以完善分时电价机制为名变相实施优惠电价。鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量,通过改变用电时段来降低用电成本。有条件的地方,要按程序推广居民分时电价政策,逐步拉大峰谷电价价差。同时,建立分时电价动态调整机制,完善市场化电力用户执行方式。

实施保障方面,《通知》要求各地结合实际,研究制定进一步完善分时电价机制的具体措施,有关落实情况于今年12月底前报国家发改委,并做好执行评估,强化宣传引导,及时回应社会关切,确保分时电价机制平稳实施。(相关报道见12版)

全力做好河南等地电煤保供工作

本报讯 记者姚金楠报道:7月28日,国家发展改革委运行局发布消息,由于近日河南暴雨导致郑州铁路局货物运输中断,电煤运输受到较大影响,多地电煤供应告急,国家发展改革委运行局针对这一严峻形势,与主要电厂加强联系,密切跟踪调度河南省电煤日供耗存变化,动态掌握保供需求。迅速联系国家能源集团、中煤集团、晋能控股、潞安集团、陕煤化集团、山西焦煤集团等重点煤炭企业提前做好煤炭资源,优先保障河南省电煤供应。协调铁路运输企业,集中人力机具全力抢通线路,全力保障电煤运输,特别是对27家河南电厂和1家储煤基地给予点对点精准保供,努力提升电厂存煤水平。

信息显示,7月26日,河南统调电厂供煤达到34万吨,大幅超过当日耗煤水平。除河南外,对受雨害影响的河北等地及受台风影响的长三角等地,国家发改委运行局也加大了电煤保供力度,确保电厂库存处于合理水平。

下一步,国家发展改革委运行局将继续加强对全国电厂用煤耗存监测,统筹调度资源,进一步加大电煤保供力度,全力满足迎峰度夏用煤需求。

加快推进储气设施建设

本报讯 记者李玲报道:近日,国家发展改革委、国家能源局在北京燃气天津南港LNG应急储备项目基地召开储气设施建设现场会。会议指出,近年来,我国天然气产供储销体系建设不断取得进展,但储气能力不足仍是制约天然气行业发展的突出短板。

会议强调,各地区、各有关部门和企业要更加重视储备,加快提升储气能力;更加重视统筹,以统筹的方式建设储气设施;更加重视倒逼,通过通报、约谈等方式推动各责任主体加快建设进度;更加重视合同,推动各方加快天然气合同的签订;更加重视多采,多渠道增加天然气资源采购;更加重视创新,探索建立中长期合同、管存、价格长效机制;更加重视安全,全面排查风险隐患,确保设施安全运行;更加重视落实,加快落实已明确的各项建设运营任务,推动天然气产供储销体系建设工作再上新台阶,确保供暖季天然气保供平稳有序。

国家能源局:

最高用电负荷连续6个月创历史同期新高

本报讯 记者姚金楠报道:7月29日,在国家能源局新闻发布会上,国家能源局发展规划司司长李福龙表示,今年上半年,全国能源供需总体处于紧平衡状态。最高用电负荷连续6个月创历史新高。

针对上半年能源形势,李福龙指出,今年1-6月,全国能源消费快速增长。电力方面,全社会用电量快速增长,工业用电量贡献率明显超过往年水平。上半年全社会用电量同比增长16.2%,较2019年同期增长15.8%,两年同期平均增长7.6%。工业是拉动用电增长的主要动力,上半年工业用电量同比增长16.5%,对全社会用电量增长的贡献率近70%。煤炭方面,煤炭消费较快增长,发电、建材用煤增长显著。上半年煤炭消费同比增长10.7%,较2019年同期增长8.1%。油气方面,天然气消费持续较快增长,工业用气超过往年水平。上半年天然气市场需求旺盛,同比增长21.2%,较2019年同期增长23.5%,两年同期平均增长11.1%,基本达到“十三五”年均增长水平。其中,工

业用气保持较快增长态势,同比增长26.6%,贡献率达44.7%;发电用气同比增长15.2%,气电对电力保供作用进一步显现;成品油消费持续回暖,汽油消费已恢复至疫情前水平。

李福龙强调,今年上半年,能源供需总体处于紧平衡状态。全国最高用电负荷连续6个月创历史同期新高,部分地区采取有序用电措施;煤炭供应偏紧,价格高位震荡。

面对快速增长的能源需求,李福龙指出,国家能源局组织相关企业全力保障能源安全稳定供应:

电力保供方面,持续跟踪监测电力供需形势,大力支持支撑性电源投产,压实保供责任,充分发挥大电网资源优化配置作用,灵活调剂省间余缺,保障电网安全稳定和电力供应,上半年,全国发电装机容量同比增长9.5%,发电量同比增长13.7%。其中,风电、太阳能发电装机容量分别同比增长34.7%、23.7%;煤炭增产增供方面,加强监测调度,积极挖潜增产,协调重点地区加强长协履约,在确保

安全前提下全力做好煤炭增产增供工作,努力提升电煤库存水平,基本满足了经济社会发展需要,上半年,原煤产量同比增长6.4%;油气稳定供应方面,大力提升油气勘探开发力度,全力推动原油稳产增产,天然气持续快速上产,上半年原油产量同比增长2.4%,天然气产量快速增长10.9%,原油进口量同比下降3%,天然气进口量同比增长23.8%,其中液化天然气进口量同比增长27.8%。

李福龙表示,今年上半年,我国绿色低碳转型步伐加快。水电、核电、风电、太阳能发电累计发电量同比增长10.2%。同时,持续推进清洁能源重大项目建设,白鹤滩水电站首批机组投产发电,乌东德水电站全部机组投产发电;华龙一号首堆福清核电5号机组、田湾核电6号机组投产,田湾核电7号、8号机组及徐大堡核电站3号、4号机组,海南昌江小型堆核准开工。

统计显示,截至6月底,水电、核电、风电、太阳能发电装机容量合计约9.9亿千瓦,占电力总装机容量的比重

提高到43.9%,较去年同期提高了2.9个百分点。

具体到可再生能源领域,新能源和可再生能源司副司长王大鹏介绍,装机容量方面,截至2021年6月底,全国可再生能源发电装机达到9.71亿千瓦。其中,水电装机3.78亿千瓦(含抽水蓄能3214万千瓦)、风电装机2.92亿千瓦、光伏发电装机2.68亿千瓦、生物质发电装机3319万千瓦;发电量方面,1-6月,全国可再生能源发电量达1.06万亿千瓦时。其中,规模以上水电4826.7亿千瓦时,同比增长1.4%;风电3441.8亿千瓦时,同比增长约44.6%;光伏发电1576.4亿千瓦时,同比增长约23.4%;生物质发电779.5亿千瓦时,同比增长约26.6%;利用率方面,今年上半年,全国主要流域弃水电量约53.64亿千瓦时,水能利用率约98.43%,较上年同期提高0.07个百分点;全国弃风电量约126.4亿千瓦时,平均利用率96.4%,较上年同期提高0.3个百分点;全国弃光电量33.2亿千瓦时,平均利用率97.9%,较上年同期提高0.07个百分点。