

新型电力系统需兼顾电力保供和低碳转型，推进供需两端多元化发展是良方妙药。

筹谋电力系统转型发展之道

文 / 张运洲

为应对气候变化，我国明确提出实现“双碳”目标的时间表：二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。新形势下，电力行业转型发展亟须解决新定位、新路径等重点问题，并从工作方法、目标统筹层面创新破题。

新型电力系统构建之思

“双碳”目标下，电力行业需要明确在新的历史进程中的新定位，筹谋低碳新路径。目前，电力行业二氧化碳排放占比约为40%，这是因为长期以来我国能源消费以煤炭为主，2021年煤炭消费占一次能源消费总量的比重仍高达56%，比国际平均水平高出约30%，其中煤炭50%以上用于发电。按照国际经验，动力煤集中于发电和供热是相对高效清洁的利用

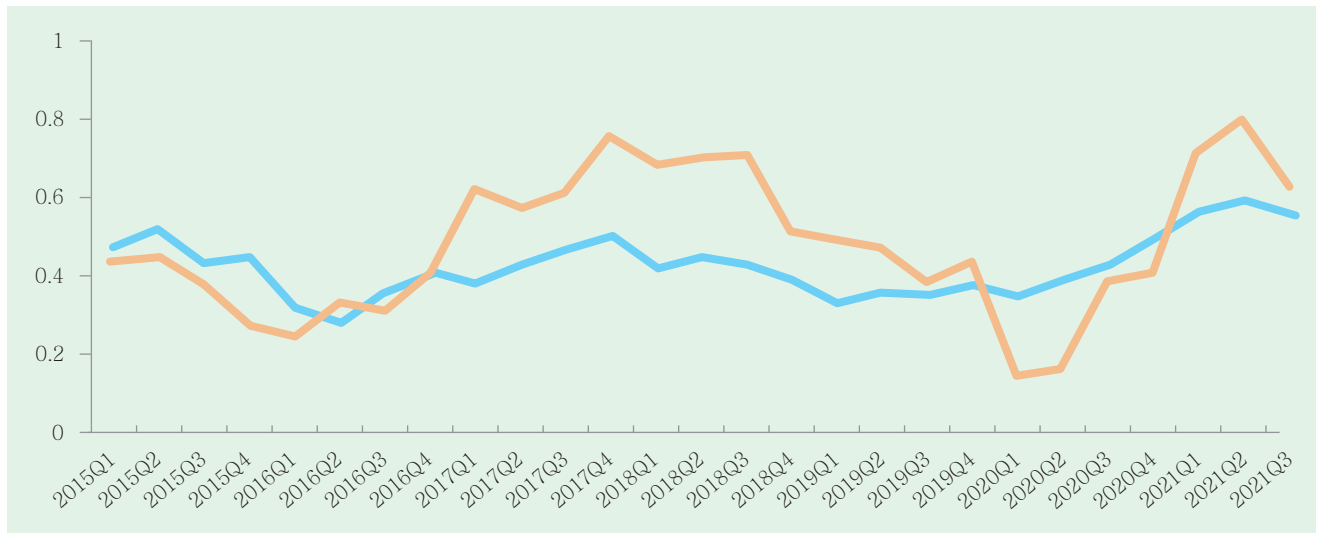
方式，同时各行各业电气化水平持续提升是大势所趋。因此，电力行业的碳减排既要考虑逐步减少发电用煤用气燃烧所产生的二氧化碳减量问题，还要考虑其他行业二氧化碳排放转移到电力行业的影响。

去年以来，国内各类研究机构纷纷开展电力行业“双碳”目标及路径研究，也取得了一些阶段性成果。我在参与中国工程院重大咨询专项《我国碳达峰碳中和战略及路径研究》电力行业子课题论证过程中，经过一年多的收资、研讨和量化分析，取得以下几点认识：

准确研判电力行业在“双碳”战略中的定位十分重要。电力行业排放总量大是客观事实，但其碳减排节奏和路径应当算总账、算大账，也就是说，电力行业碳减排进程应取决于国

家如何以较低的代价实现“双碳”全局目标的总体部署。这需要科学的顶层设计。中央于2021年10月发布了“双碳”政策体系的纲领性文件，下一步还要将碳减排总量目标按时间进度分解到各行业各地区，并建立严谨的方法论，同步推进统计核算与动态监测考核，从而形成闭环体系。实践已证明，电力行业碳减排不等于简单地去煤电，新能源增长需要与电源组合、电网结构布局调整以及负荷的能动性相匹配，电力的清洁低碳转型绝不可能一蹴而就，而需要经历一个渐进的过程。未来相当长时期内，电力行业要承担其他行业电气化带来的碳排放转移，新增电能需求难以完全由非化石能源发电满足，电力行业排放达峰滞后于其他行业更符合规律，也有助于全社会提前达峰。

2015~2021年能源经济与宏观经济指数走势



>> 数据来源：《后疫情时代中国能源经济指数变化趋势》

合理调整以煤电为主的发电量结构是最大难题。煤炭的供需平衡和煤电的稳定运行事关我国能源安全及电力供应安全。国际上正经历去煤化的浪潮，目前我国煤电发电量占比超过60%，整体上也面临逐步减量的压力。由于新能源发电的间歇性和波动性特征，电力系统高峰时段的电力电量平衡问题异常突出，煤电承担灵活调节和电力平衡的功能越来越显著。在电力行业低碳转型过程中，稳妥处理好煤电发电量逐步消减和电力保供的关系至关重要。新能源发电量对煤电发电量的平稳替代方案必须经过全方位谨慎分析论证。2021年下半年，国内由于缺煤停机而产生限电现象，欧洲由于新能源发电量不足叠加油气供应短缺不得不增发煤电，这些均表明传统化石能源的减量退出必须以保

障能源电力供应安全为前提。

电力行业碳减排采用“先慢后快”路径总体更优。按照2060年电力系统实现碳中和目标考虑，假设碳减排存在“先慢后快”“匀速下降”和“先快后慢”三种路径，在碳预算总量不变的情况下，经过比较论证，结果显示：“先慢后快”路径的技术经济综合评价相对更好。原因有三点：一是电力行业碳减排的节奏必须以确保电力供应安全为先决条件，我们对新能源的高速增长带来的正反两方面效应，现阶段的认知还不够清晰；二是新型电力系统需要的低碳技术尚处于攻克突破阶段，比如CCUS（碳捕集利用与封存）技术、规模化新型储能技术、大规模波动绿电制氢技术、大容量柔性直流输电和组网技术、电力系统基础理论和系统运行控制集成

技术等，这些技术要么不成熟，要么应用推广成本令企业不堪重负；三是制约电力行业低碳转型的体制机制因素也不容忽视，相关政策的效果还需要实践检验。

推进供需两端多元化发展是兼顾电力保供和低碳转型的良方妙药。传统的电力系统要发输供用瞬时平衡，维持频率稳定、电压稳定和功角稳定。近年来，为应对新能源出力不稳定的新概念不断涌现，譬如，高弹性电网、高韧性电网、发电与用电解耦等。经过研究我认为，在电力供应侧，除了大力发展新能源，还必须强调存量和增量匹配、各类发电组合优化。积极推进剩余水电资源开发，安全有序发展核电，因地制宜发展气电，合理统筹抽水蓄能和新型储能发展，这些举措一个都不能少。需要强调的是，2030年前，需要建设一批高参数且具备深度调节能力的煤电机组，还要抓紧对规模庞大的煤电机组分类实施灵活高效的技术改造。电网环节，应进一步加强区域和省间的电力交换能力，扩大西电东送规模。同时，配电网与新能源融合发展空间巨大，应调整过去的发展思路，促进新能源和新业态融合发展、同步增长。

面向需求端，我们一定要转变观念。过去相当长时期内，全社会都把重点放在扩展供应能力上。今后进入高质量发展阶段，应对新能源的波动性需要多管齐下，采用市场化办法充分调动用户端资源参与电力电量平衡，不失为投入产出效益较佳的选择。预计2030年、2060年需求侧可

利用规模将分别达到系统最大负荷的6%、15%以上。在需求侧响应资源中，空调负荷和部分工业生产负荷应被优先调用，通过电价等经济激励信号促进用户改变用能计划，有效降低负荷峰值。“十四五”期间，一方面应加快需求响应的市场机制建设；另一方面还要做好有序用电预案保底，以此应对极端天气和新能源连续低出力所引发的大规模缺电风险。

规划方法创新之策

过去我们常说，规划的节约是最大的节约，规划的浪费是最大的浪费，对于电力规划而言更是如此。电力行业是装备密集型产业，具有建设周期长、技术要求高、资金投入大的特点。电力发展容易产生路径依赖和沉没成本，一旦规划出现较大偏差，损失不可低估。

新形势下，传统的电力规划方法存在局限性。传统的电力规划方法的核心要义是研究在规划期内，基于一定的边界条件，在满足系统电力电量平衡要求和发用电可靠性要求的情况下，优化确定总成本最低的电源电网扩展方案。从规划周期看，我国中长期规划一般为5~15年，政府发布的往往是五年规划。

在能源转型和市场经济环境双重叠加下，传统的电力规划方法存在不适应性。

一是新能源大发展使得传统确定性规划方法面临新难题。做好电力规划的基础工作在于电力电量平衡，大

部分传统电源都是确定性电源，均是可调可控的，即使是水电，其发电过程也可按照丰水、平水、枯水期分别考虑参加电力电量平衡。但新能源大量并网后的情况不一样了，新能源的出力随机性强，在规划阶段的年出力只能依据历史数据和预测模型给出概率性判断，尤其是风电年出力曲线存在很大的不确定性。规划与调度运行的最大不同是规划决定装机增量，调度运行决定存量和增量机组如何使用。新能源的电量价值远高于容量价值，意味着按照备用率指标或可靠性指标，在安排大规模新能源装机的同时，不得不配置参与电力平衡的常规机组和储能设施。这种配置和组合很难用确定性方法进行量化分析。

二是电力市场发展会对传统的电力规划方法造成一定影响。传统的电力规划方法是根据专家经验，拟订满足目标要求的几种方案，在规划期内将各类发电装机、输配电工程的固定成本和运行维护成本集合归算到基准年总费用，一般情况下推荐总费用最低的规划方案。上述计算是通过规划与生产模拟软件工具完成的，起关键作用的是假定的基础边界参数。随着电力市场的建立健全，发电机组的上网电价和发电量由过去的指令性计划安排逐渐转变为市场决定，有的专业人士开始怀疑当初确定的规划方案是否合理。我认为，规划方案考虑的系统运行方式属于典型的运行方式，没有必要也不可能涵盖市场运行和调度运行方式的千变万化。但在规划方案

新形势下，电力规划要从过去的确定性方法调整为确定性方法与概率性方法并重，并对电力发展的多重目标统筹兼顾。

中确有必要考虑市场化因素，比如电价与成本的关系、短期边际成本竞争与输电能力匹配的关系、需方响应功率与最高负荷预测的关系，进而进行敏感性校核，那么规划选择的电源电网配置方案的偏差就会大幅缩小。

新形势下做好电力规划，首先要考虑电力规划方法的探索创新。应当把握好以下两点。

第一，电力规划要从过去的确定性方法调整为确定性方法与概率性方法并重。过去，规划设计单位开展电力规划研究时，只有负荷曲线是不确定的。一般按照最高负荷需求，考虑合理的各类备用后优化安排各类新增装机规模，同时输电网按照适度超前电源的原则安排扩展规模，这是确定性规划方法的基本内核。有的机构也采用发电系统可靠性方法（LOLP值）对系统装机充裕度进行校核。今后，随着新能源装机比例持续上升，需要创新方法工具研究规划方案。目前，风电可用出力一般按装机规模的10%~15%考虑，光伏按零出力考虑（晚高峰时段光伏零出力），算出的规划方案比较保守，可能会损失一定的经济性。国际上越来越多的研究表明，基于概率性指标，提出新能源在高峰时段参加电力平衡的出力波动范围，这样可以有效地发挥新能源的容量支撑功能，适度减少其他新增的调节电源，从而达到电力规划方案的充裕性、可靠性和经济性的平衡。下一步重点是在实践中开发迭代升级相应的规划设计软件工具。

第二，“双碳”背景下的电力规划要做到多重目标的统筹兼顾。首先，面对新形势，电力发展的任务必须满足几个目标，一是安全保供，二是低碳转型，三是向用户提供可承受的电价，四是满足用户多样性个性化需求。在发展的不同阶段，这几个目标的重要性和约束性也是不同的。比如，近中期，安全保供将成为突出矛盾。受新冠肺炎疫情持续肆虐和地缘政治冲突影响，电力安全保供面临一系列风险与挑战，包括一次能源供应不稳定、价格上涨，包括新能源发电的不可预期和极端天气造成的电力设施损坏，还包括政府、企业及社会预警应急的协同能力不足等。其次，国内专业机构研究表明，随着新能源装机比例上升，至少在2030年前国内电力系统的总体成本是上升的，近年来德国和英国的实践经验也佐证了这一点。成本上升问题也是近中期规划难点，政府部门应遵循电能的商品属性原则，在终端电价中适时疏导成本。最后，伴随着分布式新能源的蓬勃兴起，大电网与微电网并行融合是大趋势，一批“产消者（Prosumer）”用户应运而生。综上所述，低碳转型的目标是一个长期目标，急不得也等不得。新形势下研究电力发展方案，面临的目标函数是多元复杂的，必须统筹兼顾，分清主次，通过多因素敏感性分析给出各种方案的选择要点。■

（作者系国网能源研究院原院长，本文仅代表个人观点）