

# 煤电命运抉择时刻

一面是“金山银山不如绿水青山”的战略选择和公之于世的减碳承诺，一面是经济下行和能源安全的现实压力，中国的能源老大哥煤电在“十四五”期间将何去何从？

## 财经十一人2020年度存档系列（一）

本文首发于2020年1月20日

文 | 李斯洋 韩舒淋 徐沛宇

煤炭，让中国人爱恨交织。

印象中，煤炭总与各种“污名”相伴，无论污染还是雾霾，无论矿难还是煤老板，提到煤炭，人们总联想到肮脏、落后甚至血腥这样的字眼。

纵观共和国的工业化历程，煤炭作为主体能源的地位持续至今，而作为煤炭最大的使用方，燃煤发电以其低廉的成本，在中国电力结构中长期占据统治地位，使得中国成为全球煤电装机、发电量和消费量最多的国家。截至2019年11月，中国燃煤电站装机总量10.3亿千瓦，支撑起全国电力供应的半壁江山。而这种过度依赖煤炭和煤电的能源结构，也让中国的能源转型尤为艰难。

无论怎样清洁化利用，相比石油天然气和风光水等可再生能源，煤炭都是“脏”能源，是导致全球变暖的罪魁祸首，“去煤”也是世界主流。到2018年，煤炭这个工业革命的象征，在全球能源消费中的占比已经下降到27.2%，但在中国，这个比例仍然高达58.2%，这也让中国成为全球最大的二氧化碳排放国。

“加快构建清洁低碳、安全高效能源体系”已作为执政党的施政目标写入十九大报告，诸多专家学者建议：在正在拟定的“十四五”（2021年-2025年）规划中，将该目标提升到国家战略的新高度。以此保证中国在《巴黎协定》中做出的承诺——到2030年二氧化碳排放达到峰值，单位GDP二氧化碳排放量比2005年下降60%至65%。

如此雄心勃勃的减碳承诺和能源转型目标，需要中国大幅减少煤电使用，但在经济下行压力、贸易冲突不断的背景下，诸多业内专家疾呼：不能动摇煤电作为保障电力系统安全稳定的“压舱石”和“调节器”地位。

一面是“金山银山不如绿水青山”的战略选择和公之于世的减碳承诺，一面是经济下行和能源安全的现实压力，中国的能源老大哥煤电在“十四五”期间将何去何从？

能源界有个“不可能三角”理论——清洁、安全和廉价三大目标不可得，而“十四五”期间，三大目标间的矛盾将更加突出，如何权衡取舍，考验着决策者的远见和智慧。



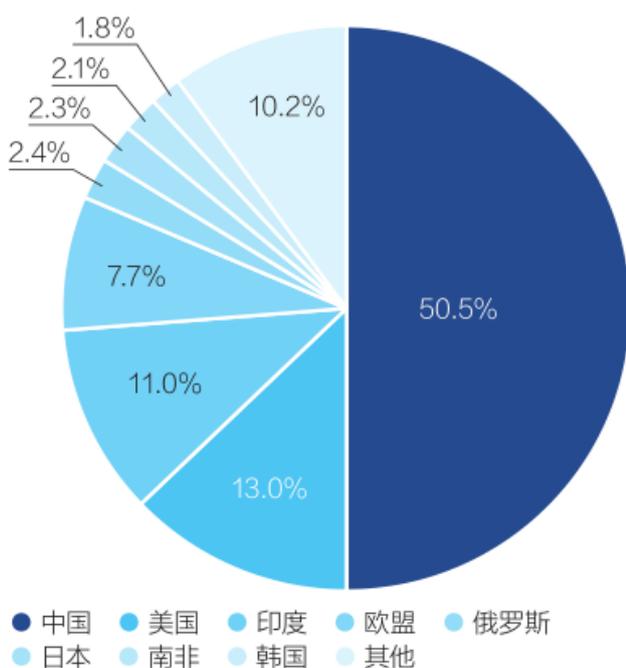
# 01

## 激辩煤电增减

“‘十四五’期间，中国完全可以不新增煤电装机。”发改委能源研究所研究员姜克隽对《财经》记者说。

在他参与编写的《加快中国燃煤电厂退出》报告中，一条向下的曲线横亘在“十四五”期间。按照煤电装机的自然淘汰规律，预计到2030年，国内煤电装机将减至7.5亿千瓦左右，到2050年煤电将全部退出。

图3: 各主要经济体煤电装机容量占全世界煤电总装机容量比重



资料来源: 中电联

让姜克隽得出这一判断的依据，是《巴黎协定》控制温室气体排放的要求——本世纪全球平均气温上升幅度控制在2°C以内，并将全球气温上升控制在工业化时期水平之上1.5°C以内。

中国于2016年4月22日签署《巴黎协定》，并于2016年9月3日通过全国人大常委会批准，被提升至法律高度。这意味着，按照控制全球升温不超过2°C的目标，中国二氧化碳排放总量在2050年要比现在下降65%以上。作

为《巴黎协定》承诺的一部分，中国计划到2030年二氧化碳排放达到峰值并争取更早达峰，单位GDP二氧化碳排放量比2005年下降60%至65%。

“所以‘十四五’非常关键，我们必须传递一个非常明确的政策信号。中国作为一个负责任的大国，要在国际社会面前做出表率，巴黎协定的承诺是一定会达成的。”姜克隽称。

他说，一般燃煤电站寿命是30年到35年，但往往会延寿，“十四五”新建的任何燃煤电站，都会传导到至少30年之后。尽管有些区域的煤电可以新增，但总量上不宜增加。

持相近观点的国家气候战略中心原主任李俊峰对《财经》记者说，“十四五”期间经济从高速度向高质量转型的大趋势，决定了电力需求的增长速度放缓，高耗能高污染的行业将面临更严格的限制，同时可再生能源将得到更快发展，这意味着煤电的发展空间越来越小。“希望煤电在‘十四五’期间能够缓下来、停下来，甚至减下来。”

在姜克隽和李俊峰看来，目前煤电的全行业亏损，同样无法支撑煤电在下一个五年的扩张。根据中电联报告，截至2018年10月底，煤电企业平均亏损面达58.94%，前三季度亏损额达282亿元。按当前电煤价格、标杆电价和机组年利用小时数测算，仅百万机组存在微利，其余30万、60万级机组处于亏损状态。

“主张‘十四五’新增煤电装机是一厢情愿的。”李俊峰说，在能源转型大势前，煤电能做的，一个是淘汰落后产能，另一个是积极为可再生能源提供调峰服务。“煤电行业面对能源转型应该有大气度，不仅要扶上马，还要送一程。”

但与姜李二人为代表的“减煤”派观点相反，主张增加煤电装机容量，更是一种强有力的声音。

截至2019年11月，中国煤电装机总量为10.3亿千瓦。隶属于国家电网的国网能源研究院2019年12月发布报告预测，从保障电力可靠供应角度

看，“十四五”煤电装机总量应达到12.5亿-14亿千瓦；中国电力企业联合会（下称“中电联”）在2019年3月公布的一份专题调研报告中认为，2030年国内煤电装机将控制在13亿千瓦左右；而隶属于中国能源建设集团的电力规划设计总院（下称“电规总院”）在2019年6月的一份报告中认为，煤电装机容量2035年应达到14亿千瓦。

随着中国经济下行压力增大，加之国际环境的不确定因素增多，能源安全问题一再被高层关注。“考虑煤电的发展，既要站在大国责任的角度，也要站在国家能源安全的角度上统筹考量。”电规总院规划研究部副主任刘世宇在一次研讨会上说。

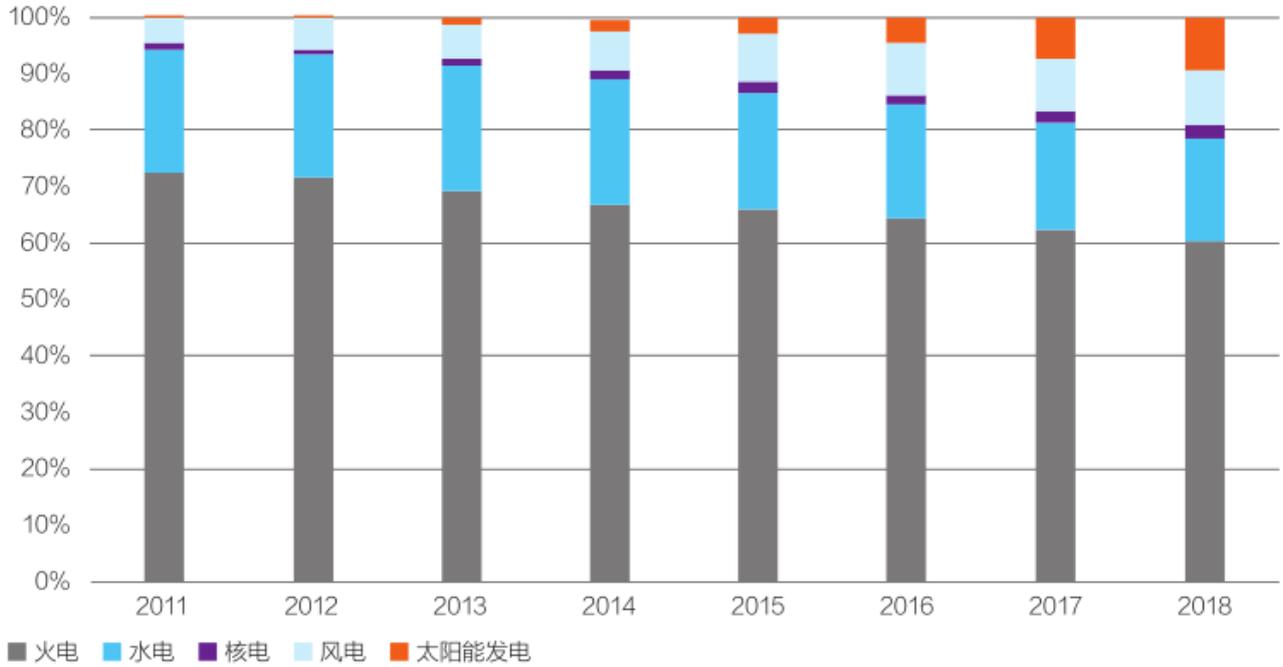
国家电网能源研究院能源战略与规划研究所高级研究员元博告诉《财经》记者，“十四五”期间工业用电增长将放缓，居民用电将迅速增加，用电尖峰和用电低谷（峰谷差）的差值将越来越大，相比风光水，煤电是最稳定的电源，从应对电力平衡考虑，“十四五”仍需要增加煤电装机容量。

多位主张“增煤”的电力专家还表示，即便考虑到《巴黎协定》中“碳排放2030达峰、非化石能源占一次能源20%”的承诺，“十四五”期间煤电仍有发展空间。

“增煤”派和“减煤”派之外还有“不增不减”派，该派多为高校和非政府组织（NGO）的专家。华北电力大学经济管理学院教授袁家海告诉《财经》记者，如果考虑到电力需求侧响应对备用装机的释放，全国“十四五”煤电装机的合理规模应控制在11.5亿千瓦以内。自然资源保护协会（NRDC）中国气候与能源项目分析师康俊杰也认为，11亿左右的煤电装机足以满足国内“十四五”的电量和电力平衡。

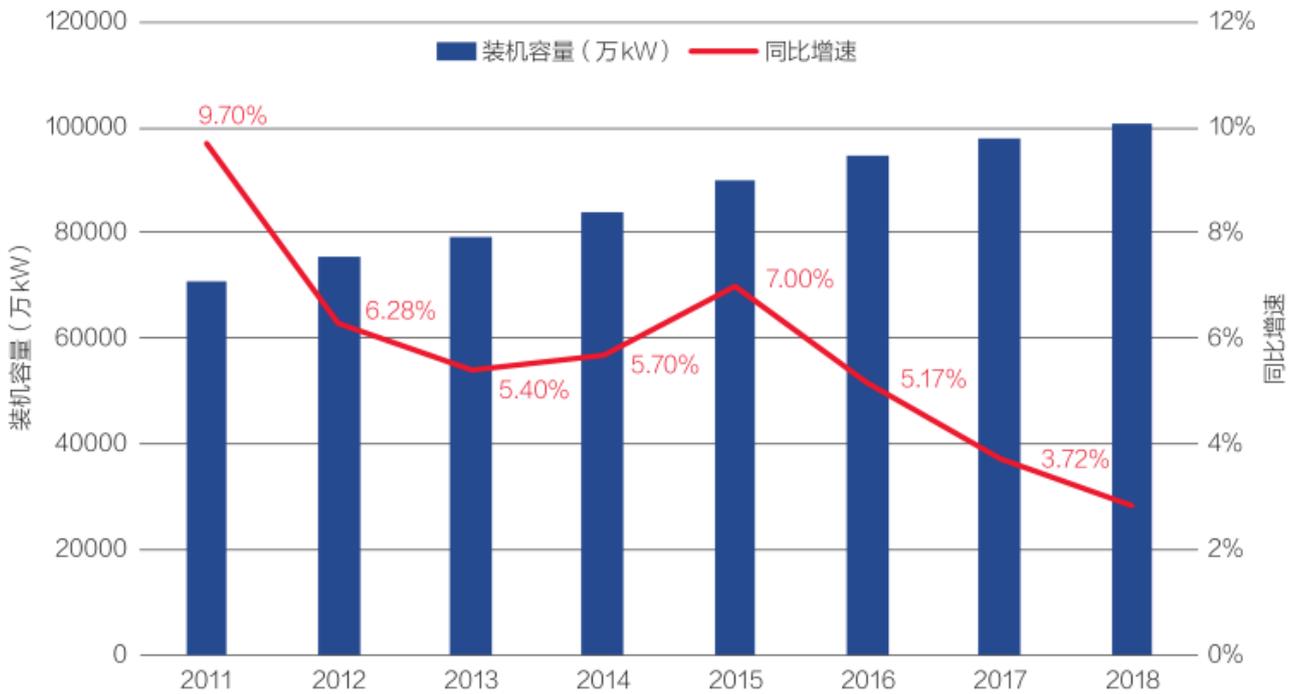
扣除到期退役的装机量，这两个数字相较目前10.3亿千瓦的装机规模，大致不增不减。

图4: 全国电源装机结构变化情况 (2011年-2018年)



资料来源: 中电联

图5: 全国煤电发展规模及变化趋势 (2011年-2018年)



资料来源: 中电联

## 02

### 电力需求到底有多大增长空间

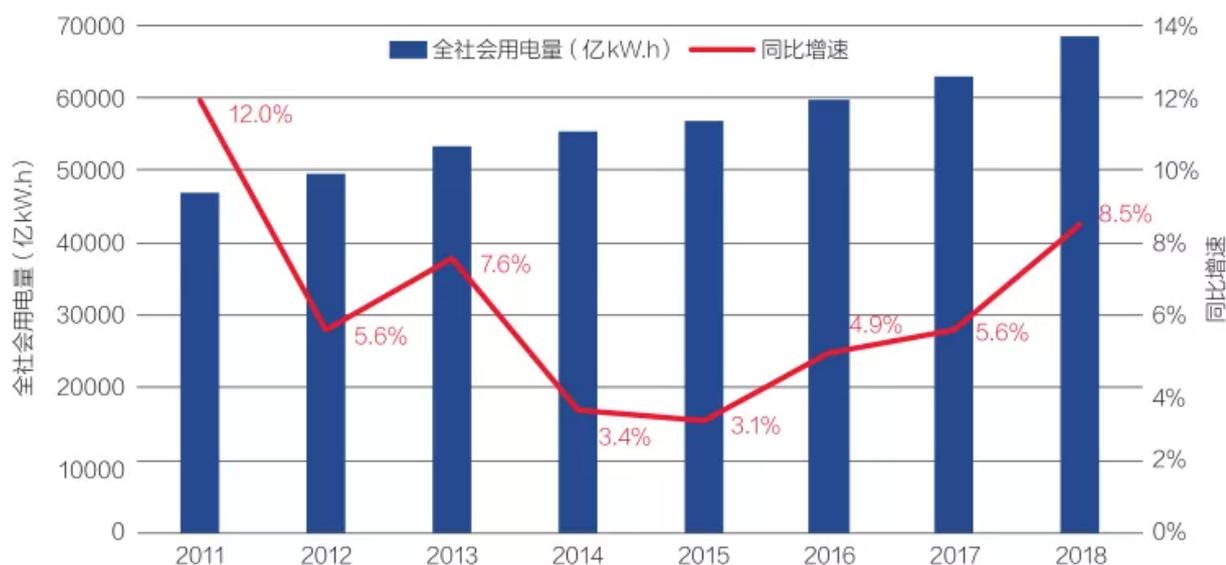
对“十四五”经济基本面和电力需求格局的判断，将决定煤电未来的命运。未来五年，中国的电力需求将面临哪些新变化？

中电联《“十四五”及中长期电力需求预测》中预计，2020年、2025年全社会用电量分别为7.6万亿千瓦时、9.5万亿千瓦时，“十四五”期间年均增速为4.5%；国网能源研究院的预测与之相近；电规总院预测，到2025年，全社会用电量同比增幅将下降至4.3%。

但袁家海认为这些预测过于乐观，“‘十四五’期间能有1.4万亿-1.5万亿度电的增量就很不错，增速大约在3.5%。”

他分析称，2016年-2020年四大高耗能产业（钢铁、有色、建材、化工）贡献了总电力消费量的近三成，托住了全国总用电量4.5%的增幅。

图6：全国全社会用电量及变化趋势（2011年-2018年）



资料来源：中电联

但从2019年的统计数据来看，即使10%的钢铁增产和6%的水泥增产，对经济的拉动的效应也不及预期。“十四五”期间是否延续这样的操作来保增长，决策层会更加审慎。

**“高耗能产业不可能再有更大的增长空间。”**康俊杰认为，占世界五分之一人口的中国，生产了世界一半以上的钢铁、水泥和玻璃，这样的产业结构不可持续。在越来越大的环保压力面前，国家也不希望这些行业继续高速扩张。

**除高耗能产业外，电能替代也关系到“十四五”电力需求格局的变化。**

发改委等八部委于2016年联合印发《关于推进电能替代的指导意见》，真含义是“在终端能源消费环节，使用电能替代散烧煤、燃油的能源消费方式”。旨在控制化石能源消费、治理大气污染、扩大电力消费。

从2014年开始，各地“煤改电”、“油改电”轰轰烈烈开展，电能替代的电量逐年增多，高效地扭转了“十三五”全社会用电量下滑的局面。中电联数据显示，2019年前三季度电能替代电量达1600亿千瓦时，对电力增速的贡献高达3个百分点。根据“十三五”规划，到2020年，电能替代的新增用电量约为4500亿千瓦时。

**“十四五”期间，电能替代还有多大潜力可以挖掘？**

电能替代产业发展促进联盟的研究人员曾在2017年做出估算，理想状态下，中国每年电能替代电量的潜力可达1.8万亿千瓦时，其中电代煤占62%、电代油占5%、电代气占33%。但如果将经济性纳入考量，还存在区域内配网是否可以承受扩窑、已投运的煤电资本是否回收、峰谷电价机制是否到位等因素制约。

袁家海认为，**电能替代并不是自发的用电量增长，其对电力需求的拉动作用，本质上是用电能替代这一短期政策杠杆，提前释放了未来三到五年内的电力需求。“电能替代依赖财政补贴，难以长期维系。”**

## 新挑战：尖峰负荷剧增

最近连续几个夏天，热浪频频席卷中国的中东部地区，居民用电负荷屡创新高。2019年夏天北京电网的最大负荷达到2600万千瓦左右，突破2018年夏天创下的2356万千瓦峰值，其中空调负荷占去45%。

这样的局面将大概率向“十四五”期间延续。中国气象局国家气候中心2018年发布信息称，未来中国夏季极端高温事件的出现频率将会增加，到2025年左右至少有50%的夏季可能出现长时间的高温热浪天气。

“越来越频繁的极端高温天气，叠加居民消费水平的提高，显著推升电力负荷。”国家气候战略中心战略规划部副主任陈怡向《财经》记者表示，从气候趋势来看，随着全球升温幅度加剧，不仅夏季高温，冬季严寒、干旱和强降雨等极端天气发生的频率和强度都在不断增加。

由于电力“即发即用、难以储存”的特征，不仅要求发电厂在一段时间内发出的总电量要充足（即电量平衡），还要求每时每刻的发电能力也要随时满足用电需求（即电力平衡），否则就会出现缺电，关系到电力系统稳定运行。“十四五”期间，相比于电量平衡，电力平衡趋紧愈发明显。

产业结构的调整也加剧了电力负荷的不稳定性。随着工业用电增长放缓，第三产业和居民用电负荷将凸显，尤其对于电气化率更高的东部地区，电力平衡的挑战更大。

国网统计数据显示，由于东中部负荷增长快，本地煤电建设又受到严格控制，跨区特高压通道送端配套电源建设滞后，2017年和2018年华北、华东、华中出现供电紧张的局面，最大电力缺口分别达到814万、1245万千瓦。如果不采取措施，2020年夏季高峰时，华北、华东、华中的电力缺口可能分别达到1000万、800万和1500万千瓦。

在产业结构调整影响下，负荷特性也将出现较大变化。过去工业用电量比重较高，日负荷曲线主要表现为白天的“单峰型”，随着第三产业比重不断提升，晚间居民和服务业的用电负荷不断提高，日负荷曲线将逐步转变为白天和夜间的“双峰型”。

**元博称，此时煤电作为可靠条件电源，作用更加凸显。**

不过，各级电网的最大负荷持续时间普遍较短，超过最大用电负荷95%的持续时间普遍低于24小时，对应电量不超过全年用电量的0.5%。随着居民消费负荷占比不断提高，负荷曲线尖峰化趋势更加明显，需要重新审视传统按最大负荷平衡的规划思路。

“过去电网公司按最大负荷100%配置输变电容量，但这样一来，发电资产的利用率就很低。”袁家海认为，如果将最大负荷平衡满足率从100%降到95%，利用需求侧响应（即能够根据电价变化调节用电量的用户）来满足该5%，将会显著削减煤电机组数量。

**“全国绝大多数省市的电力都是供过于求的，解决个别省市在尖峰负荷的调峰问题，可以充分利用周边的电力资源进行‘电网互济’。”**发改委能源所可再生能源发展中心副研究员郑雅楠告诉《财经》记者，如果省间跨区域的500千伏灵活性充分释放，可以带来很好的效益，达到削减煤电机组的目的。

”“十四五”煤电还是要谨慎发展增量，只是不能盲目大干快上，优化存量煤电更为重要。”国家能源集团国电环境保护研究院副院长刘志坦在2019年12月的一次发言中指出，到2030年，煤电仍是能源主体，未来煤电定位由电量型电源向电力型电源转化。

袁家海认为，在优化煤电存量方面，煤电机组要避免“一刀切”。对于30万千瓦以下的机组，应主要承担供热任务；对于30万-60万千瓦的亚临界机组，应主要承担可再生能源的辅助服务，进行灵活性改造，保障可再生能源消纳；对于60万千瓦以上的超临界和超超临界机组，主要作为基核机组，保障电力系统安全稳定。

## 风光电到底能不能取代煤电



风光电间歇性和波动性的固有短板，依旧没有很好的解决办法。

过去十年，中国政府花大力气扶植风电、光伏等可再生能源的发展，终于培育出了世界上最大的可再生能源市场。

截至2018年，中国可再生能源（不含水能）累计装机容量达到3.6亿千瓦，是十年前的2.4倍，占全国总装机容量的比重达到19%。其中光伏消费量增长最快，同比增长75.9%，过去十年的平均增速为91.1%；风电消费量同比增长21%，过去十年的平均增速为51.5%。

新能源成本的快速下降也大大提振了中国推动能源转型的信心。此前制定的《可再生能源发展“十三五”规划》中“十三五”末新能源平价的目标如期实现，这使得国内新能源不仅装机量领跑全球，电价也越来越有竞争力。

但在即时应对电力尖峰需求方面，新能源的固有短板——间歇性和波动性，依旧没有很好的解决办法。

“‘靠天吃饭’的风电光伏就好比电源里的‘哈士奇’，撒手就没，单纯用它来顶负荷是靠不住的。”一位不愿具名的国有大型发电企业电力规划专家告

诉《财经》记者，即便运用了精准预测技术，可再生能源对电力系统而言也仍然是间歇性和波动性电源。在用电高峰期负荷大、煤电装机又限制的地区，很可能会出现缺电。

该电力规划专家以水电装机比例较高的四川为例介绍，2018年，四川全年弃水约121亿千瓦时，总发电量明显过剩。但在枯水季，四川有7天出现拉闸限电，电力缺口最高达到113万千瓦。电量过剩而电力紧缺，这是所有可再生电源比例高的地区都可能出现的隐患。

可再生能源发电波动性往往又与电力负荷的季节特性倒挂。

**“极热无风，极寒无光，是可再生能源的‘两极’特征。”**一位不愿具名的电力调度专家对《财经》记者说，多年调度经验表明，炎热天气风电出力很小，严寒天气光伏出力很小。而各地的用电峰值一般都在夏季出现。

电力行业普遍认为，**尽管可再生能源装机比例在提高，度电成本在降低，但在相当长时间内，仍需煤电这一廉价可靠电源为可再生能源提供调峰服务。**

2019年5月，国家发改委、能源局联合发布《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，规定各地可再生能源电力总量消纳责任权重，自2020年1月1日起将进行检测评价和正式考核。**这意味着，可再生能源的电力消纳比例将进一步提升。**

国网能源研究院能源战略与规划研究所所长鲁刚担忧，**如果“十四五”期间确实需要新增煤电，但发电企业缺乏投资煤电的积极性，可能无法填补电力缺口，甚至威胁到电力供应安全。**中电联的预测印证了鲁刚的担忧：“十四五”中国新能源占总装机比重将提高6个百分点，但煤电等灵活调节电源比重仅提高3.5个百分点。

但中德可再生能源合作中心执行主任陶光远不这么认为。他对《财经》记者说，中国的大电网更有利于可再生能源跨区域调节，对可再生能源的出力波动有更好的抑制条件。容量电价、灵活性改造都只是能源转型过程中的一个过渡，未来煤电可能连调峰的用处都不大。当风光发电的比重超

过40%，小于1000利用小时数的发电机组会占到灵活电源的一半，煤电的调峰优势也就消失了。

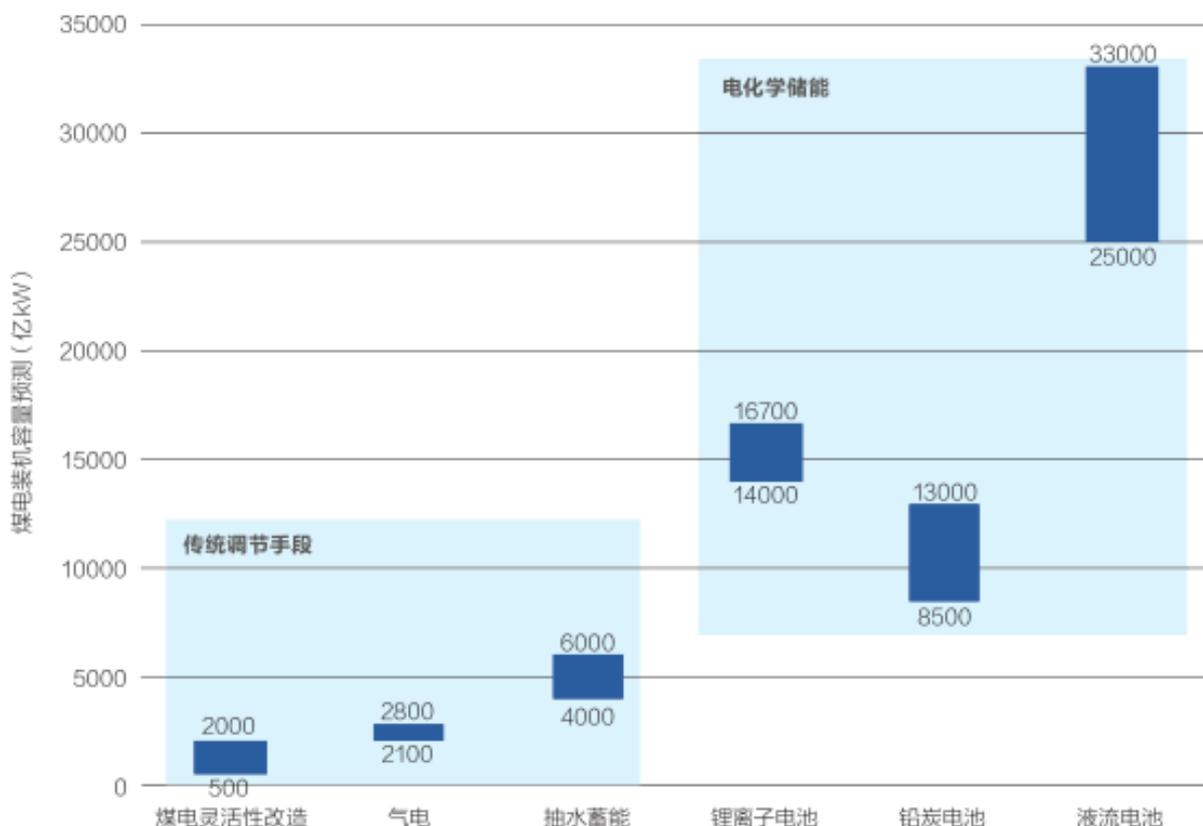
网间互济也有助于降低负荷峰值。前述调度专家对《财经》记者表示，不同省、不同电网的高峰时段不是同步的，比如东部在晚高峰的时候，西部太阳还未下山，可以利用光伏顶上去。但由于光伏的波动性，网间互济虽然可以降低东部省份的煤电装机，但条件之一是其他省份还有煤电。

根据落基山研究所的测算，到2035年，中国的“清洁能源组合”（风电、光伏、储能、需求侧响应、能效管理等组合）有望实现真正意义平价，届时大部分燃煤电厂将不再具备经济性。

## 05

### 有市场机制才能有技术创新

图7：各类灵活调节手段成本对比



资料来源：国网能源研究院

面向“十四五”，在可再生能源开发成本继续下降的同时，新技术的突破应用情况，依然是能源转型的重要变量。而没有市场机制的完善，技术的研发相应就缺少动力。

毫无疑问，储能技术这一广泛关注的基础技术一旦取得突破，将打破新能源调峰对煤电的依赖。但其何时能够真正迎来突破、降低成本并大规模商用也无定论，因此在“十四五”规划时，难以将其作为确定性条件来考虑。

但技术的商业化应用，离不开市场机制的激励，通过价格信号，可加速对新技术的投资和应用。这一点正是当前中国电力行业的短板。整体来看，**中国电价波动幅度依然有限，新技术投资难以获取回报，投资动力严重不足。**

过去中国的电力市场，长期是价格和电量都受到严格管制的市场。每年年初，电网、电厂和政府部门会一同制定全年的发用电计划，有着强烈的计划色彩，这套体系的背景，是国内的电力供应长期短缺。

经过多年的电力基础设施建设，电力短缺时代逐渐成为历史，中国从2015年开始的新一轮电力市场改革正在逐步还原电力的商品属性。而储能、需求侧管理乃至煤电通过灵活性改造参与辅助服务等多种新的技术和创新，都需要进一步的市场化来为新技术的应用创造更多空间。

最为各界所瞩目的储能技术投资一度遇冷便是很好的例证。由于电价受到严格管制，波动很小，储能投资很难通过峰谷差套利来获取投资回报，而此前无论是抽水蓄能还是电化学储能，都主要由电网公司投资建设，2019年国家发改委、国家能源局发文规定电储能设施的成本费用不得计入输配电定价成本之后，电网投资储能彻底丧失回报途径。

**不仅储能，各类新技术都需要更加市场化的环境。**

**“市场机制是保障各类技术创新得以实现的基础。”** 落基山研究所电力部门总监李想对《财经》记者强调，中国电力转型最需要的市场机制是运作良好的现货电力市场，现货市场能够反映快速变化的电力供需关系，是系统更加动态运行的基础。

“目前的电力市场设计，主要是围绕电量产品的交易，缺乏针对电力平衡产品的交易机制设计。”华能技术经济研究院院长赵勇告诉《财经》记者，投资者不知道这部分新增的投资能否在市场上得到回报，就不会去做。

在赵勇看来，让市场发出信号，各类投资主体可以自己去判断是对现有电厂进行灵活性改造，还是新建储能设施，或是用可再生能源去配套储能设施。

“一个直观的对比是，如果储能技术能够做到和常规火电灵活性改造的经济性相比有竞争性，它就会在市场中胜出，但目前还看不到这样的技术。”

“真正的现货市场，允许价格随着时间变化，不要设置波动的范围，发电调峰和负荷调峰的积极性自然会被刺激出来。”前述电力系统调度专家认为，价格波动越大，储能的投资机会就越大，倘若政府限价认为最多只能波动3倍至5倍，那么现货市场甚至养活不了抽水蓄能。

袁家海介绍，澳大利亚的电力市场中，尽管没有容量市场，现货市场的价格可以涨到非常高，其平时常规电价在每兆瓦时200澳元至300澳元左右，但在最短期的尖峰几十个小时，其电价可以涨到8000澳元到1万澳元每兆瓦时，许多机组可以仅靠这几十小时的收益维持生存。

市场化的价格信号，同样有助于推动此前成果并不显著、但被不少专家看重的需求响应的发展。

要应对电力的尖峰平衡紧缺，增加应对尖峰调节能力是一方面，削减来自负荷侧的峰值则是另一方面，在这一背景下，许多专家都谈到了需求响应的重要性。

国网能源研究院测算认为，若东中部地区通过需求侧响应再减2%的尖峰负荷，可减少电力缺口约1800万千瓦，节省火电装机投资约500亿元。“十四五”期间需求侧响应潜力可达最高负荷的5%，2030年后，该比例有望提升至10%以上，应充分挖掘工业和空调负荷潜力，2025年、2035年削峰潜力可分别达6000万千瓦和1.5亿千瓦左右。

但需求响应同样依托新市场机制的设计。一位中电联电力需求侧管理领域资深专家对《财经》记者表示，目前需求响应的交易模式还是以政府宏观管理为主，电网服务为依托去推动的模式，并没有完全市场化。下一步如果全电量参与市场，将是开展需求响应的一个好的契机。

当前的电力市场中，发电和用户的信息不够透明，发电下一个时刻能发多少，用户不清楚，用户将用多少，发电也不清楚。在市场中，发电、电网关注的是负荷信号，而用户关注的是价格信号，如果能再市场环境让大家的信息交互，用户可以根据价格信号去调配生产计划，实现负荷的需求侧管理。

在这样的市场环境下，需求侧管理带来的削峰填谷成果依然不能满足系统的需求，就可以启动电源侧的建设。换言之，在市场充分挖掘出需求侧潜力之后如果仍然紧缺，那么这种经过价格信号传导后的电源侧建设决策，其针对性更强，效率也更高。

袁家海在强调市场化带来高差别的时变电价能给需求侧参与创造机会的同时，也建议不仅只要建批发市场，也要建零售市场，从而可以让售电公司进行商业模式的创新，能够去做负荷集成，代表很多小用户参与市场，也能为需求侧响应创造基础。

鲁刚举例补充，“譬如在夏季高峰的时候，如果商场空调温度设置高一点，是可以有助于降低负荷峰值的，但目前缺乏相关手段和机制来让商场参与。”

更市场的机制，也有助于保障陷入经营困境但对电力系统仍然不可或缺的煤电的生存。多位受访专家建议，需要建立包含容量电价和电量电价的两部制电价体系，健全辅助服务市场。煤电从基础性、主体性能源向保障性、调节性能源转变是大势所趋，但目前的机制下，其提供的调节服务缺乏成熟的市场机制回收成本。

## 数字化技术将如何改变电力行业

除了市场因素，数字化转型的大浪潮也在影响着能源转型。

赵勇对《财经》记者表示，新的信息通讯技术将对煤电的安全稳定运行带来很大帮助。他举例表示，目前煤电厂的维修规程确定了小修和大修的安排周期和维修时间，如果以后布局工业互联网，实时掌控设备的健康状况，可以实现状态检修，从而缩短维修时间，提高机组的使用效率，并且及时解决局部的小问题，让机组始终处于健康状态。

此外，在ICT技术的支撑下，可以实现整个电力系统物理最优和经济最优的平衡，譬如这一方面可以避免机组出现大问题被迫停机，另一方面也可以综合市场和机组运行的信息，在保证电力系统安全稳定的前提下，实现电力供应成本的最小化。

不仅在发电侧，在电网侧，数字化浪潮也是大势所趋。2019年初，国家电网公司提出了建设“泛在电力物联网”，2019年5月，南方电网也发布了《数字化转型与数字南网建设行动方案》。简单来看，**电网领域的数字化转型动力与其他行业基本逻辑一致：对内提质增效，对外创造新的商业模式。**

如前文提及的商场参与需求侧管理，鲁刚表示，随着泛在电力物联网建设推进，如果未来通过数字化、通信等技术让商场实现与电力系统的双向感知，实时了解电力系统需求，并能通过调节温度获得利益，就可以顺利实现需求侧的响应。

国家电网在2019年10月发布的《泛在电力物联网白皮书2019》中提及，泛在电力物联网的价值之一在于推动能源低碳转型。通过建设泛在电力物联网，可以促进清洁能源消纳，提高终端用能电气化水平，提高能源综合利用效率。

在能源的利用方面，国网提出构建以电为中心的综合能源服务体系，实现能源供需数据高效贯通和各类用能设备智能管控，促进冷、热、气、电等多能互补和协调控制，提高用户能效，降低单位产值平均能耗。

在削减峰值负荷方面，数字化技术已经有所应用。南方电网旗下《南方电网报》发布的案例显示，在广州城中村，由于人口密度大，用电高峰期负荷和低谷负荷差距很大，用电常常紧张，传统的解决办法是新增配电房，但由于用地紧张，实施难度大。为此，广州供电区和铁塔公司合作，将城中村附近通信基站的退役电池利用起来，通过软件定义能量交换机及云平台，进行储能资源的数字化、虚拟化处理，让退役电池向村内电网供电，弥补高峰的缺口。

广州的这一案例，其实已经有了许多专家设想的未来电动车大规模应用后，将其视作储能资源来配合电网调度弥补峰谷差的雏形。

总的来看，2019年是电网数字化转型大趋势的元年，两大电网公司不约而同提出了数字化转型战略。而“十四五”将是两大电网数字化转型落地的关键时期，国家电网的目标是泛在电力物联网的建设分成两个阶段，到2024年建成。南方电网则是分三步走，到2025年基本实现数字南网。

对于国网和南网这样体量的大型公用事业公司，这一时间目标显得非常乐观。从工业领域的数字化转型探索实践来看，转型不仅是技术变革，更需要管理变革，这对国网、南网乃至发电集团这样的大型国企而言，挑战尤其巨大。

但数字化大潮已经深刻影响到了电力行业，“十四五”期间，由此导致的变革值得期待。

## 国际“去煤”镜鉴

进入21世纪，推动向清洁低碳转型成为世界各国能源发展的共同选择。随着“控煤”和“去煤”浪潮向全球扩展，不仅世界煤炭消费总量出现达峰迹象，煤电占发电市场的份额也在快速下降。

通常认为，“能源转型”一词最早来源于德国。1982年，德国应用生态学研究所出版了《能源转型：没有石油与铀的增长与繁荣》一书，首次提出了能源转型（Energiewende）的概念，提出主导能源要从化石能源和核能转向可再生能源。

随着2007年第一份能源白皮书——《中国的能源状况与政策》的发布，中国正式加入能源转型的行列。2014年和2016年，中国相继颁布《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》和《能源生产和消费革命战略（Energiewende）》，提出到2030年，能源消费总量控制在60亿吨标准煤以内。

而《巴黎协定》“碳排放2030达峰、非化石能源占一次能源20%”的承诺，更彰显中国政府能源转型的决心。但这份沉甸甸的承诺的背后，是中国不得不面对的煤炭和煤电依赖。由于资源禀赋和国际能源市场的限制，煤电对于中国目前和未来很长一段时间的发展来说都是刚性需求。

“在以煤炭为主的能源基础上，中国不可能迈入现代化。”李俊峰认为，在能源转型的大趋势下，世界各国都开始了“去煤”转型道路，中国也要从高速增长转向高质量增长。

在“去煤”道路上走得更远更稳的发达国家，引领着能源政策、监管、市场和系统运行等多领域的重大变革，他们的“心路历程”值得我们借鉴。

作为能源转型的榜样，德国的“去煤”道路可谓一波三折。

德国曾经是一个煤炭依赖程度很高的国家，历史上，依靠鲁尔工业区丰富的煤炭资源，德国迅速完成工业化和资本原始积累，成为欧洲大陆上数一数二的强国。

**在能源转型的道路上，德国没有“一刀切”式去煤，而将煤电作为过渡能源，用来弥补因2022年弃核所带来的电力缺口，并为风电光伏等可再生能源提供调峰服务。**

2011年，默克尔政府宣布开始实施“能源转型”政策，目标是到2020年，让风电光伏等可再生能源占到德国能源消费总量的40%，并让碳排放量较1990年减少40%。这就需要协调煤电和迅速扩张的可再生能源之间的关系，对电力市场进行改革，以适应供给侧和需求侧的双重波动。

为此，2016年德国通过了《新电力市场法案》，启动名为“电力市场2.0”的新一轮电力市场改革，以确保德国在风电光伏发电量不断增长的情况下实现经济、可靠的电力供应。法案设定规则促进各类电力系统灵活性之间的竞争，即灵活性改造的煤电、需求侧响应、储能之间的竞争。

**“最值得我们借鉴的，是德国为灵活性建立了一整套多级平衡的市场机制。”**郑雅楠介绍，除了电量市场（现货市场）之外，德国“电力市场2.0”还设计了一套确保供应安全的容量备用机制，以平衡煤电等调峰电源和新能源；以及一套区域间的平衡市场机制，以满足不同区域电网间的互济。

2018年，德国实现了可再生能源发电占总发电量40%的目标，可再生能源占比首次超过煤电，尽管煤电的比例依然高达35%。随着越来越多的可再生能源参与市场竞价，电力批发价格不断下降，市场会主动选择性价比最好的电力，因此煤电以其低成本优势在电力市场仍然占较大份额。

2019年1月26日，在与广泛的专家和利益相关者进行了六个多月的审议之后，德国去煤的时间表最终确定。由工业界、学界、环保组织和工会组成的煤炭退出委员会投票决定——德国最迟将在2038年前关闭所有的燃煤电厂。

**“德国的‘去煤’不是一个拍脑袋的决策，而是一个具有高公众参与度的民主程序。”**哥伦比亚大学全球能源政策中心研究员、国际能源署中国合作

部原主任涂建军向《财经》记者表示，无论德国的“去核”还是“去煤”，都留有足够的时间窗口，通过广泛的公众参与来协调各方利益，最终实现真正意义的公平转型。

深谙德国电力市场的陶光远预测，借助于光伏和风电的快速发展，德国将在2022年进入淘汰煤电的高峰期，2038年之前完全淘汰煤电是大概率事件。

当然，发达国家“去煤”的反面教材也有很多，典型案例莫过于英国因激进“去煤”而酿成“8·9”大停电事故。

当地时间2019年8月9日下午5点左右，英国发生大规模停电事故，造成英格兰与威尔士大部分地区停电，约有100万人受到停电影响。究其原因，正是可再生能源大量替代煤电，导致电力系统惯量水平下降。

根据事故调查报告，在频率崩溃之前有28秒的僵持时间，利用煤电不可以通过爬坡来顶住系统。但因为“去煤”过猛，导致频率不断下降，电压的崩溃，分布式的可再生能源进一步形成孤网效应，造成孤岛效应解链，使得整个系统酿成最后的大型事故。

英国国家电力供应公司曾在2017年4月21日宣布实行停止燃煤24小时，这是英国135年来首个全天无煤电的记录，但激进的“去煤”透支了电力系统的稳定性。