

经济预测分析

第 40 期

国家信息中心

2022年08月30日

“双碳”目标下我国能源绿色低碳转型 制度问题分析与政策建议

内容摘要：我国能源低碳转型已进入爬坡过坎的攻坚期，碳达峰碳中和目标对持续推动能源高质量发展提出了新的更高要求，推动能源绿色低碳发展是改善能源结构、保障能源安全、推进生态文明建设的重要任务。本文遵循能源生产、输送、消费的逻辑主线，从化石能源开发利用制度、可再生能源发展制度、适应新型电力系统的电力市场体制机制、能源“双控”制度四个维度，剖析我国能源绿色低碳转型制度存在的问题，提出完善我国能源绿色低碳转型制度的政策建议。

能源生产和消费相关活动是最主要的二氧化碳排放源，抓好能源相关碳减排是实现碳达峰碳中和目标的关键。碳达峰碳中和成为能源发展的硬约束，对合理谋划能源绿色低碳转型路径、完善能源绿色低碳转型体制机制、持续推动能源高质量发展提出了新的更高要求。对标碳达峰碳中和目标，现行能源体制机制和政策还存在诸多不足，迫切需要加强能源低碳转型的制度建设，推进我国能源绿色低碳转型。

一、我国能源低碳转型制度问题分析

（一）促进化石能源高效开发利用和逐步减量替代政策仍不完善

一是“减煤”的时序、力度和节奏尚未研究清楚。近年来煤炭占我国一次能源消费的比重已显著降低，但距离“双碳”目标要求还需进一步加快能源替代。国家层面提出加快煤炭减量步伐，“十四五”时期严格合理控制煤炭消费增长，“十五五”时期煤炭消费逐步减少，但缺乏更多的详细安排。“减煤”是一个系统工程，非化石能源发展、化石能源禀赋差异、不同情景“减煤”路径、保障能源安全等都是“减煤”需要重点考虑的因素。在保障能源安全的前提下，如何用较小成本进行“减煤”是如期实现碳达峰碳中和目标的重点问题，而当前“减煤”的时序、力度和节奏尚需研究清楚。

二是煤电调峰政策和市场机制有待完善。在“双碳”目标下，“十四五”风光发电、储能将迎来新一轮爆发式增长，能源清洁替代步伐提速。煤电作为电力行业高碳减碳的重中之重，要根据新的战略定位进行相应调整，煤电机组持续低负荷运行或深度调峰将成为常态，大型发电机组参与深度调峰也势在必行。而当前在政策上仍缺乏合理且具激励性的调峰辅助服务补偿，未能充分挖掘火电机组调峰潜力。

三是煤炭企业退出和低碳转型发展的从业人员扶持政策有待完善。在“双碳”目标背景下，将大力推进煤炭消费替代和转型升级，

加快煤炭减量步伐。而对煤炭生产和消费量的控制必将导致部分煤炭企业退出以及对劳动力需求的相应下降，对煤炭开采相关行业及从业人员会产生直接冲击。目前在煤炭企业退出和低碳转型发展从业人员就业培训、分流安置、社会保障办法等方面的政策仍有待完善。

四是气电发展政策仍有待完善。在我国实现碳达峰之前，天然气仍将是国内能源体系碳减排的重要抓手，成为构建新型电力系统的重要支撑。但当前天然气发电政策体系仍不健全，产业定位尚不清晰。天然气发电涉及天然气、电力、环保等多个领域，虽然在天然气利用、环保政策、电力及能源发展规划等文件中多有涉及，但专门针对天然气发电产业的政策文件较少，也尚无相应的税收、投融资、财政补贴等实质性落地措施。

（二）可再生能源发展政策仍需调整

一是可再生能源“保障性收购”仍存问题。当前可再生能源“保障性收购”与市场化交易两种方式并存，既不利于竞争性电力市场真正形成，也不利于促进清洁低碳电源高效发展。从长远来看，保障性收购也与第二轮电力体制改革提出的有序放开发用电计划和竞争性环节电价相悖，不利于构建有效竞争的电力市场。此外，在可再生能源“保障性收购”下，清洁低碳电源缺乏提高效率降低成本的激励，长此以往不利于行业高质量发展。

二是可再生能源消纳保障制度仍需完善。2019年，国家发改委出台《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，决定对各省级行政区域设定可再生能源电力消纳责任权重。各省可再生能源消纳责任权重与本地可再生能源资源禀赋挂钩，差异较大，这种做法看似公平，但由于可再生资源和需求逆向分布，可再生资源多集中在经济不发达地区，用电负荷主要位于东部、沿海地区，实际上给经济不发达地区增加了压力，未充分带动主要用电负荷区的积极性，不利

于充分激发东部、沿海地区等电力负荷中心消纳潜力。从长远看，使用和消纳可再生能源等清洁绿色电力应是全社会的责任，消纳保障机制作为以消费侧责任为主、市场化运行为基础的机制，应考虑各地区相对公平和均衡承担相应的责任，逐步缩小地区间责任权重指标差异，最终达到均衡承担，体现公平性。

三是绿色电力交易系列问题仍需破解。首先，需进一步完善绿电交易市场。当前，我国绿电交易市场仍以自愿交易为主，交易体系仍不完善，需进一步加快构建多类型绿电交易市场，并建立统一的交易体系。其次，绿电交易模式需进一步创新。当前绿电交易市场主要存在两种绿电交易模式，一种是用户与新能源企业交易模式，在这种模式下，大多数终端用户提出的绿电价格难以达到新能源企业的预期，导致绿电供需双方交易电价难匹配，交易时间长、成本高。另一种是用户与电网交易模式，在此模式下，电网需全力保障新能源消纳，但在履行消纳责任的同时，有一部分风光电量的消纳成本需要由用户来分担，用户使用绿电成本普遍高于火电。再次，绿电市场与其他外部市场衔接不足。当前，绿电市场、绿证市场、碳交易市场并存。绿电交易市场与碳交易市场缺乏有效衔接，存在重复计算绿电环境价值的问题；绿电交易市场与绿证交易市场的协同发展存在矛盾，导致“证电合一”难以完全统一。

四是缺乏清洁低碳能源开发利用国土空间保障机制。按照现行用途管制政策，生态空间内不能建设可再生能源等设施，难以保障大规模发展可再生能源的用地需求。如内蒙古锡林郭勒盟将六成以上区域划入生态保护红线，禁止或限制新建矿山开发、风电、光伏项目。此外，清洁低碳能源发展规划与国土空间规划以及生态环境、林业草原、水资源、农业农村、交通运输等相关规划缺乏有效衔接。

（三）适应较高比例可再生能源发展的新型电力系统建设和运行机制面临挑战

一是适应新型电力系统的市场机制尚不完善。电力市场化改革尚未到位，电力现货市场仍处在探索阶段，可再生能源市场化交易仍以中长期交易为主，现货交易规模偏小，不利于充分发挥可再生能源边际成本优势。此外，电力中长期、现货和辅助服务交易有机衔接机制有待完善，电力辅助服务市场建设有待加快。

二是全国统一电力市场体系尚未形成。可再生能源发电参与跨省区市场交易的机制、规则有待完善，部分可再生能源富集地区电力外送能力不足，无法满足市场需要，可再生能源发电参与受电地区辅助服务市场有待规范。跨省区输电价格机制不灵活，不利于跨区电力市场交易规模的扩大，跨省区输电通道使用权市场化分配机制尚未建立，绕道输送电力的输电价格机制有待完善。跨省区电力交易仍存在一定壁垒，对跨省区市场交易进行不合理限制和干预，制约了可再生能源在全国范围内自由流通和优化配置。

三是电力辅助服务机制不适应新型电力系统需要。现行辅助服务机制是在电量计划分配、计划调度、无电力现货市场的背景下开始实施的。现行机制设计基于火、水等可控电源为主的结构。新型电力系统下，风、光等不可控电源快速增加，对容量备用、调频等辅助服务需求巨大。当前电力辅助服务费用仅在发电侧分摊，并未疏导至用户侧，且辅助服务成本通过电源侧分摊，进一步挤压了电源侧生存空间。在“双碳”目标下，煤电将更多以调峰、调频、备用等方式存在，需建立健全辅助服务费用分担共享机制，为煤电通过提供辅助服务获得收益创造良好市场条件。

四是灵活性电源建设和运行机制有待提升。现行体制机制下，火电机组灵活性改造后的调峰收益全部来源于发电侧分摊费用，而非从整个电力系统的效益提升中获得。火电发电空间压缩，火电企业普

遍面临亏损，不愿意主动参与调峰，阻碍了煤电灵活性改造的进度。此外，为了实现大规模新能源消纳，系统中需要配置大量储能设备，而规模化储能的应用将推高供电成本。

（四）能源“双控”制度仍有待完善

一是用能预算管理制度和用能指标市场化机制建设工作进展缓慢。《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十三个五年规划的建议》提出要创新用能预算管理制度。《国务院关于印发“十三五”节能减排综合工作方案的通知》进一步明确“逐步建立省、市、县三级用能预算管理体系，编制用能预算管理方案”。2015年，在能源“双控”行动确立之初，中央明确提出“要研究建立双控的市场化机制，建立预算管理制度、有偿使用和交易制度，更多用市场手段实现双控目标”。2021年《完善能源消费强度和总量双控制度方案》再次提出推行用能指标市场化交易，进一步完善用能权有偿使用和交易制度。但目前相关市场化机制建设工作仍然进展缓慢，导致缺乏市场化手段发挥激励作用，而主要依靠行政命令。

二是原料用能需要进一步细化明确。长期以来，原料用能纳入全部能源消费总量，2021年中央经济工作会议首次提出原料用能不纳入能源消费总量控制。但需要注意的是，对于原料用能是否纳入能源消费强度控制未给与明确，在当前以能源消费强度为主、总量为辅的新的能源“双控”导向下值得关注。而且，是否仅针对新增原料用能不纳入能源消费总量，需要进一步细化的文件予以明确。

三是缺乏强有力的奖惩和监督考核机制。由于缺乏明晰的奖惩机制，能源“双控”在执行过程中仍存在约束性不强的问题，达标地区没有相应的奖励，未达标地区仅限于约谈，多个地区连年突破“双控”限值，导致“双控”难以落实。同时，长期缺乏强有力的监督机制也影响着“双控”执行力度和效果。有的地区定期通报完成情况，有的地区约谈问责，还有的地区信息都不公开。国家层面目前也未采取严

格有效的监督措施，主要是在考核报告中予以通报。

二、完善能源绿色低碳转型制度的政策建议

碳达峰碳中和目标下，对能源绿色低碳转型提出了新要求，为全面贯彻新发展理念，确保实现碳达峰碳中和的目标，需加快完善能源绿色低碳发展的体制机制和政策措施。

（一）完善化石能源高效开发利用机制与减量替代的政策

一是合理规划“减煤”的时间周期，科学把握“减煤”的力度和节奏。在“减煤”过程中，必须保障能源系统的稳定运行，坚持系统观念，先立后破。以2030年碳达峰、2060年碳中和为目标节点，规划“减煤”时间间隔，形成合理的“减煤”时间周期。科学划分不同阶段的“减煤”过程，对“减煤”过程中实施的工程、投入的成本、采取的标准等做到有的放矢。分不同情景对“减煤”路径进行比较分析，研究如何用较小成本进行“减煤”，如期实现碳达峰碳中和目标。

二是完善煤电调峰政策，加大煤电调峰服务补偿费用。加大煤电合理且具激励性的调峰辅助服务补偿，充分挖掘火电机组调峰潜力。按煤电深度调峰时间长短来进行补偿，同时考虑不同容量和机组类型的补偿差异，适当提高补偿电价，尽量减少发电企业因承担维护电网安全稳定和经济运行所付出的成本。此外，对参加深度调峰的煤电机组在发电运行小时上给予倾斜，增加其发电运行时间。根据煤电新的战略定位，出台煤电新政，建立煤电新阶段发展的长效机制。

三是完善煤炭和煤电企业退出后的保障政策。由国家设立煤炭低碳转型或“双碳”相关基金，帮助和支持关闭退出煤矿和煤电职工培训和转岗。加大对退出煤矿和煤电的人员安置和资产债务处置问题的政策支持，强化金融机构协助和支持。加大对关闭煤矿的资源利用和矿区转型发展的研究和经济政策支持力度，因地制宜在关闭煤矿发展风电、太阳能发电和氢能产业以及经过生态治理发展旅游产业等其

他支柱产业。

四是加强对气电发展的政策支持。保证所有的供应主体和消费主体公平使用天然气管网等基础设施，开展多对多的市场竞争，降低终端天然气价格。调整完善电力市场和天然气市场机制，促进天然气市场直接交易、消除管网输送瓶颈。加快制定财政、税收、价格和市场政策，统筹自主核心技术财政补贴、市场价格机制、税收优惠政策，重点支持国产化项目运营，为天然气发电行业健康发展提供必要保障。

（二）适当调整支持可再生能源发展的政策

一是实行与竞争性电力体制相融合的可再生能源支持方式。近中期，可再生能源进入电力市场，仍需政府采取配套支持措施，实行差价合约，将政府承诺价作为合约执行价格，可再生能源参与市场获得的价格与政府承诺价格的差额部分实行多退少补。长期看，当可再生能源具备进入电力市场竞争的条件后，要逐步取消可再生能源“保障性收购”，构建有效竞争的电力市场。

二是完善可再生能源消纳保障机制。建议全国一盘棋考虑，优化非水可再生能源消纳责任权重指标，缩小地区间责任权重指标差异，使各地区均衡承担消纳责任。初期以实际可再生能源电力消纳基础和条件为主要因素进行分区，采用增量均衡原则，逐步转为比例均衡原则。在此路径下，东中部和南方相对发达地区未来消纳责任及权重指标必须加快提升，加大开发本地可再生能源，更多接受购买外来输入消纳可再生能源电力电量，拓展通过电力市场交易、可再生能源电力绿色证书交易等市场化方式达成责任权重指标要求的途径。

三是破解绿电交易难题，推动绿色电力交易市场走向成熟。构建多元交易市场并行的绿电交易市场机制，拓宽自愿交易市场路径，准确把握绿电交易市场发展阶段，适时建立配额制的强制绿电交易市场，释放绿电供需双方发展潜力。强化政策的引领作用，做好绿电、绿证与碳交易市场逐步衔接前的引导工作。深入挖掘绿电的环境价

值，开展绿电产品环境认证。加大绿色低碳理念宣传力度，提高绿电消费意识。推动绿电消费与绿色金融贷、企业能耗评价、绿色工厂评定、零碳园区建设、用能权等方面挂钩，彰显绿电的环境效益。

四是建立清洁低碳能源开发利用国土空间保障机制。优化生态空间用途管制政策，统筹处理好风光电和抽水蓄能电站等项目建设与生态保护红线的关系。把实现碳达峰碳中和作为国土空间规划重要目标，在国土空间规划中统筹考虑清洁低碳能源开发以及能源输送、储存等基础设施用地用海需求。

（三）建立健全新型电力系统的建设和运行机制

一是健全适应新型电力系统的市场机制。推进适应能源结构转型的电力市场机制建设，推动重点区域电力现货市场试点运行，加快电力辅助服务市场建设，完善电力中长期、现货和辅助服务交易有机衔接机制。推动以可再生能源电力为导向的电力交易，有序推动新能源参与市场交易，科学指导电力规划和有效投资，发挥电力市场对能源清洁低碳转型的支撑作用。

二是加快建立全国统一的电力市场体系。健全多层次统一电力市场体系，加快建设国家电力市场。完善可再生能源发电参与跨省区市场交易的机制，推动可再生能源发电电能量交易与绿证交易分离的市场交易机制，加快部分资源富集地区电力外送能力建设，规范跨省区送电参与受电地区辅助服务市场机制。建立灵活的输电价格浮动机制，完善绕道输送电力的输电价格机制，超前研究跨区输电通道使用权市场化分配机制。督促各省级电力市场管理部门进一步放开电力用户、售电公司等市场主体参与跨省区电力市场交易限制，消除省间市场壁垒。

三是建立适应新型电力系统的电力辅助服务机制。引导和培育更多主体参与辅助服务市场，不再局限于电源主体，储能、配售电公司、微电网、虚拟电厂甚至独立电力用户都可以成为参与辅助服务的

重要力量。尽快理顺价格机制，将辅助服务费用疏导至用户侧，为逐步健全电力辅助服务市场体系奠定基础。

四是完善灵活性电源建设和运行机制。对灵活性煤电机组、天然气调峰机组和储能等调节性电源提供合理价格补偿。全面实施煤电机组灵活性改造，完善煤电机组最小出力技术标准，加快核定煤电机组深度调峰能力。建立煤电灵活性改造的配套机制，因地制宜推广成熟改造技术，建立适应市场化进程的煤电机组调峰补偿机制和调峰辅助服务成本分摊机制。

（四）完善能源“双控”制度

一是建立用能预算管理、深化节能审查制度改革等保障措施，强化能耗“双控”制度的执行力。如期实现碳达峰碳中和目标是一场硬仗，制度设计上需要先立后破和强有力的保障措施，建立用能预算管理体系、深化节能审查制度改革等保障措施。完善重点用能单位能源利用状况报告制度，加强过程监督监管。加强节能监察、能源计量和统计等支撑，健全节能标准体系和节能法规标准落实情况的监督检查。

二是推行用能指标交易，利用市场化手段激发用能单位参与用能交易积极性。市场化是能源供需体系改革的重要方向，用能权交易是能源市场化改革的重要组成部分。对于那些总量指标不足、需建设新项目的地区，在确保完成能耗强度降低目标的情况下，可向能耗强度降低进展顺利、能源消费总量指标富余的地区有偿购买总量指标，国家根据用能交易结果科学调整相关地区用能总量目标并进行考核。

（执笔：温志超）

编辑部地址：北京三里河路58号国家信息中心预测部
联系电话：68557142，68557122
电子邮箱：gxfx@sic.gov.cn

邮编：100045
传真：68558210