

在“谁受益、谁承担”原则下，多地建立储能价格疏导机制——

新型储能尝试破解成本“魔咒”

■本报记者 卢奇秀

专家观点

各地根据自身资源禀赋和能源发展实际需求，在区域范围内先行先试储能价格疏导机制更具操作性，既可纾解企业投资储能的压力，也能坚定市场对储能产业发展的信心。

10月27日，青海省发改委发布《关于大力支持我省储能行业发展的提案》——政协青海省第十三届委员会第一次会议第2023015号提案答复的函，提出按照“谁提供、谁获利、谁受益、谁承担”原则，建立各类市场主体共同参与的共享储能价格补偿机制，并计划年内出台新型储能价格疏导政策，推动辅助服务补偿费用向用户侧传导，由发电侧和用户侧共同承担。

事实上，业内对新型储能成本疏导政策的呼吁由来已久。对于新型储能存在的投资额较大、有效利用率不高、社会主动投资意愿较低等问题，国家层面已经明确，建立符合电力市场化发展阶段的储能成本补偿机制。在此背景下，多地先行先试，根据储能发挥的价值给予回报。

成本疏导需求迫切

储能是新型电力系统的关键支撑技术，但在实际推广中，其投资建设成本多由新能源电站单一主体“买单”，这一模式备受行业诟病。

据《中国能源报》记者了解，一座光伏电站配建装机量20%、时长2小时的储能项目，初始投资将增加8%—10%；风电场配建同等容量的储能项目，初始投资成本将增加15%—20%，内部收益率降低0.5%—20%。尽管今年储能价格出现下降，但对于新能源企业来说，依然是一个沉重的负担。



不少业内人士认为，储能具有调峰调频、备用电源、黑启动等多重价值，对电源、电网和用户都有利，应基于储能给电力系统带来的系统性价值，由受益主体共同承担成本。一方面，业内呼吁按照“谁受益、谁承担”原则疏导成本；另一方面，市场也在实践中探索出一些可行的商业模式，增加项目收益。比如，储能电站参与中长期、电力现货市场交易，削峰填谷，进行容量租赁等。

但实际效果并不尽如人意。中关村储能产业技术联盟副秘书长岳芬向《中国能源报》记者指出，储能投资回报机制不够清晰，价格制度和补偿机制尚不完善。国内新能源配储尚未参与现货和中长期市场，收益来源单一，仅有减少弃风弃光作用，其年有效利用次数较少，无法支撑储能电站回收成本。完善储能成本补偿机制、解决储能经济性问题的需求十分迫切。

“不同于风电、光伏，储能本身不产生

能源，在电力系统中扮演着存储和调度角色。”有业内专家向《中国能源报》记者坦言，我国储能产业尚处于发展初期，市场化仍在探索中，仍然需要扶持性政策的支撑。

具体措施仍待细化

为促进储能产业健康可持续发展，推动社会参与储能投资建设和运营的积极性，2022年4月，国家发改委发布《完善储能成本补偿机制 助力构建以新能源为主体的新型电力系统》，明确加快制定各类储能在不同应用场景下的成本疏导机制。此前，国家发改委还曾发布《关于加快推进新型储能发展的指导意见》，提出探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。

“配储增加新能源使用，必然会增加电力安全调节成本，而我国非工商业用户电价已经有20年没有进行过调整。”有知情

人士向记者透露，相关部门在短时间内难以达成一致意见，导致国家层面的储能成本疏导政策迟迟不能出台。

“谁受益、谁承担”是储能成本疏导的大方向，但具体怎么落实还存在较大分歧。一方面，市场对成本疏导至用户侧的反对声音较大；另一方面，储能技术路线众多，技术情况和成本结构相差较大，难以取得共识。”上述业内专家指出，各地根据自身资源禀赋和能源发展的实际需求，在区域范围内先行先试更具操作性，既可纾解企业投资压力，也能坚定市场对储能产业发展的信心。

记者注意到，多地已经出台政策文件，在容量电价、辅助服务等方面进行成本疏导。比如，新疆明确，投运的独立储能先行按照发电量实施0.2元/千瓦时的容量补偿，2024年起逐年递减20%直至2025年。南方电网电力调度明确，南方区域调频辅助服务市场费用向广东、广西、海南、贵州

用户侧疏导。

“目前，储能成本疏导还缺乏具体的操作细则。比如，向各类市场主体分摊是否包含用户主体？按照何种方式分摊？分摊占比是多少？这些核心问题都还有待明确。”华北大学电力教授郑华说。

综合考虑避免偏颇

储能成本疏导是一项急切又矛盾复杂的课题，此前单靠行政手段推动，由此导致的“价格战”、无序竞争等弊端已经显现。在电力市场改革过渡期和储能成本相对较高的当下，有必要研究设计合理的价格机制，让利益相关方承担合理费用，获得收益。

针对储能成本补偿机制的发展方向，岳芬建议，在电网侧独立储能方面，对有保供需求的省份，在电力市场建设过渡期，可基于充放电次数，按照放电额外补偿的政策，探索建立体现储能容量价值的容量拍卖或市场竞价交易机制；在新能源配储方面，要加大新能源进入市场的交易比例，同时推动新能源和储能作为联合主体参与市场，增强新能源电站在市场竞争中的竞争力。

上述业内专家认为，政策要有一笔清楚的价格账，随着技术进步和规模化应用推广，储能成本逐步呈下降趋势。要及时掌握各类储能技术发展进程，深入分析各类储能技术的成本造价、功能类别和应用场景，为价格政策制定提供数据支撑。

“新型储能的成本需要结合各地真实需求来衡量。各地电力系统对灵活性资源客观需求存在较大差异，并存在存量灵活性资源和增量灵活性资源、新型储能与其他灵活性资源、灵活性资源市场化机制与电力现货市场机制的协同问题。”郑华强调，储能成本补偿机制要纳入统一电力市场体系中综合考虑，不能顾此失彼。

炼油行业绿色发展有了精准“施工图”

■本报记者 李玲

国家发改委、国家能源局等四部门近日联合发布《关于促进炼油行业绿色创新高质量发展的指导意见》（以下简称《指导意见》），提出2025年、2030年炼油行业产能规模和结构、生产力布局、能源资源利用效率、绿色低碳、科技创新等方面目标，并重点部署4方面17项任务，提出强化组织实施、完善配套政策、加强全过程监管3项保障措施。

多位业内专家对《中国能源报》记者表示，《指导意见》与推动炼油行业高质量发展相关政策保持一致，且方向性、指向性及规划思路更加清晰、明确，是炼油行业绿色发展的精准“施工图”。

2025年一次加工能力不超10亿吨

“炼油是石化的重要领域，是衔接上游勘探开发和下游生产生活用能的重要环节，既承担着保障国家能源安全的重要责任，也为下游化工产业链提供原材料。炼油行业的高质量发展，对我国构建现代产业体系、推动经济社会高质量发展具有重要作用。”国家能源局能源节约与科技装备司司长徐继林在对《指导意见》解读时指出。

数据显示，截至2022年底，我国原油一次加工能力达9.2亿吨，位居世界第一。在此基础上，《指导意见》提出，到2025年，国内原油一次加工能力控制在10亿吨以内，千万吨级炼油产能占比55%左右，产能结构和生产力布局逐步优化，技术装备实力进一步增强，能源资源利用效率进一步提升。

对此，中国石化经济技术研究院石油市场研究所所长王利宁在接受《中国能源报》记者采访时指出：“多年来，国家都在加强对炼油能力的总量控制，行业也积极贯彻落实该政策，《指导意见》继续坚持这一思路。按照目前的规划，‘到2025年国内原油一次加工能力控制在10亿吨以内’的目标肯定可以实现。不过，千万吨级炼油产能占比55%的目标是第一次提出。这意味着，接下来可能有更多的小型炼化企业被淘汰。从发展方向看，炼油产业大型化、一体化、绿色化、智能化是大势所趋，《指导意见》的出台会进一步引导行业加快转型升级步伐。”

石油和化学工业规划院副院长郑宝山也对《中国能源报》记者表达了类似看法。他认为：“产能较小的企业可能会因为竞争力较弱而被加速淘汰或整合，而千万吨级以上炼厂的各种组份可以优化利用，‘增化增特’也更加容易。”

将“绿色”放在更加突出位置

值得注意的是，《指导意见》将“绿色”放在更加突出位置，并强调能源资源的高效利用，推动加快绿色低碳发展。

对此，徐继林指出：“在‘双碳’目标下，我国炼油企业有着绿色低碳发展的强烈意愿，行业内也



已开展许多有益探索，包括加强能效管理，开展二氧化碳捕集、利用与封存以及绿氢示范应用等。同时，也要认识到，我国炼油行业总体规模较大，还有部分存量产能的能效水平仍具提升空间。《指导意见》将“绿色”放在突出位置，明确行业绿色发展的具体目标，从实现能源资源高效利用、推进绿色低碳发展两方面，部署8项重点任务，并提出相关保障措施。”

王利宁进一步表示：“总体看，目前我国炼油行业的能效水平、绿色水平较高，单位产值的排放、能耗低于整个工业平均水平，单位产值创造的价值较高。但相较于碳中和目标还有差距，所以，未来要大力推进电气化。当前炼厂使用的蒸汽和热，主要来自于煤炭和天然气，整个流程都是基于过去的燃料体系设计的。未来，随着电气化技术的发展，流程设计可能会大变革，使用的煤炭、天然气也更少。而且，也会有更多的绿氢满足炼厂需求，开拓空间非常大。”

据介绍，当前，炼油企业在绿色发展方面已经作了不少积极探索。比如，中国石化位于新疆的塔河炼化，已用绿氢替代过去炼油加工中一直使用的天然气制氢，实现了油品加工与绿氢耦合。

在推进能源资源高效利用方面，《指导意见》还提出鼓励有条件的企业探索废塑料、废润滑油、废弃油脂、废弃生化污泥等废弃有机物与原油耦合加工等，积极有序发展以废弃油脂为主要原料的生物柴油、生物航煤等生物质液体燃料。

“废弃资源的利用属于节能减污的一部分，主要目的是想通过资源循环利用减少一次原油的使用，包括现在行业热议的废塑料做化工用油，也是

这个目的。”郑宝山说。

要防止企业陷入同质化竞争

炼油行业绿色发展的精细“施工图”已经展开，接下来如何推动落实？多位受访者指出，关键在于技术创新。

“炼油行业的绿色发展还有很长的路要走。从调研情况看，现在很多绿色低碳技术还处于发展初期，甚至有些尚处于概念性、示范性阶段。所以，未来还需要进一步加大技术创新力度。”王利宁告诉《中国能源报》记者。

《指导意见》也提出，要加强科技创新引领，部署优化创新体制机制、加强软件开发应用、开发新型炼油技术、加快低碳技术研发4项任务。比如，在创新体制机制方面，强调要健全科技创新协同机制，探索建立跨领域、跨学科的创新联合体，形成协同攻关合力。发挥好炼油行业国家能源研发创新平台的示范引领作用。鼓励行业企业、科研机构完善创新激励机制，进一步激发科研人员创新活力。完善能源技术装备首台（套）等政策，推动行业创新成果示范应用。

“《指导意见》已经明确行业发展方向和路径，我认为，只要按照这个方向和路径去落实、实施，肯定能够取得较大成效。”王利宁说，“企业的投资计划、产能规划等，都要符合相关规定。炼油装置的改造升级也要沿着《指导意见》明确的方向推进。另外，相关主管部门、行业协会也要作好跟踪、监测和指导，对行业整体规划、发展节奏作好把关，防止企业陷入同质化竞争。”

本报讯 记者李玲报道 自然资源部近日发布的《中国矿产资源报告（2023）》（以下简称《报告》）显示，2022年，我国推进实施新一轮找矿突破战略行动成效显著，资源保障能力进一步提升。油气和非油气矿产地质勘查投资实现双增长，共新发现矿产地132处。截至2022年底，全国已发现173种矿产，其中能源矿产13种。《报告》同时显示，2022年，我国天然气产量为2201.1亿立方米，增长6%，连续6年增产超100亿立方米。

《报告》指出，2022年，基础地质调查工作程度进一步提高。在油气领域，油气基础地质调查在羌塘盆地、四川盆地等地取得新进展，全面启动“十四五”全国油气资源评价工作，开展了相应领域油气资源勘探开发进展跟踪分析；同时，持续推进中国管辖海域新区、新层系油气资源调查，系统评价南海、南海油气资源潜力。

《报告》显示，截至2022年底，我国主要能源矿产中，煤炭资源储量2070.12亿吨，石油储量38.06亿吨，天然气储量65690.12亿立方米，煤层气储量3659.69亿立方米，页岩气储量5605.59亿立方米。

2022年，我国推进新一轮找矿突破战略行动，地质勘查投资持续上涨。其中，油气地质勘查投资823.87亿元，增长3.1%；非油气矿产地质勘查投资186.35亿元，增长7.2%，连续两年实现正增长。

《中国矿产资源报告（2023）》显示：

我国天然气连续6年增产超百亿立方米

根据《报告》，我国采矿业固定资产投资持续增长。2022年，采矿业固定资产投资延续上年增长态势，同比增长4.5%。受能源和重要民生商品保供政策支持，煤炭开采和洗选业、黑色金属矿采选业固定资产投资大幅增长，分别增长24.4%、33.3%；石油与天然气开采业、有色金属矿和非金属矿采选业固定资产投资增速分别达到15.5%、8.4%和17.3%。

投资持续增长的同时，我国能源增产保供成效明显。《报告》显示，2022年，我国煤炭产量为45.6亿吨，同比增长10.5%，创历史新高，消费量为44.4亿吨，增长4.3%。原油产量为2.05亿吨，增长2.9%，连续4年保持增长，消费量为7亿吨，下降3.1%。天然气产量为2201.1亿立方米，增长6%，连续6年增产超100亿立方米，消费量为3727.7亿立方米，下降1.2%。煤炭、石油、天然气消费量占一次能源消费总量的比重分别为56.2%、17.9%、8.4%，非化石能源占比17.5%。与十年前相比，煤炭消费占一次能源消费比重下降12.3个百分点，非化石能源占比提高了7.8个百分点。

在加强矿产资源勘查开发的同时，我国矿山生态修复和绿色发展工作布局也不断优化。自然资源部于2022年印发《“十四五”历史遗留矿山生态修复行动计划》，开展全国历史遗留矿山核查，加强重点流域和重点区域历史遗留矿山生态修复，部署实施“十四五”第一批历史遗留矿山生态修复示范工程。

《报告》指出，2022年，自然资源部组织实施历史遗留废弃矿山生态修复示范工程，支持福建、四川、宁夏等在矿产资源集中开发区以及生态区位重要、生态问题突出地区实施11个示范项目，实施周期为2022—2024年，预期完成治理面积1.49万公顷。截至2022年底，我国共建成国家级绿色矿山1100余家。