

全国碳市场应保障统一性，真正成为统一的碳市场，同时尽快重启CCER机制。

确保全国碳市场统一性

文 / 张念武

当务之急

全国碳市场已经进入第一个履约周期，作为参与主体，发电企业需要如何应对？

一是发电企业亟须建立高效的碳交易管理机制。

交易管理包括三个方面的核心问题：一是碳交易资金决策，比如资金决策周期、审批节点和到账及时性等；二是碳交易策略审批，需要解决集团企业统一交易、策略制定合理性、决策审批时效性、保值增值方向

等问题；三是碳交易执行管理，包括交易实施单位（例如集团内部碳资产公司）交易风险管控、基层企业贯彻执行配合等。

为此，要建立包括碳交易工作原则、组织机构、职责分工、交易资金决策流程、交易策略决策流程等关键要素在内的高效碳管理机制，有效避免因决策拖延、审批流程繁琐、基层企业执行配合不到位等导致的履约失败风险或履约成本损失。

交易市场形势、交易行情等瞬息万变，需要高效的决策、执行和应变

能力，以适应市场变化。对于参与碳市场的发电企业而言，电力集团是构成主体，一般都是国有企业，属于典型的生产型企业，要在管理体制机制、运转效率上适应碳市场的要求，存在一定的挑战。集团内部碳资产公司具备试点碳市场参与经验，但在全国碳市场的交易规模和实施深度下，仍然需要继续推进内部管理体制机制的完善创新，甚至需要争取一些特定授权和特殊审批，才能把碳交易相关环节完全贯通。

二是发电企业需要大力提升交易

44亿吨

2020年全国火电发电量5.28万亿千瓦时，按照平均二氧化碳排放838克/千瓦时计算，对应二氧化碳排放量大约为44亿吨。

立、互相割裂的，规模和企业数量相对有限；而全国碳市场是一个统一市场，规模和体量与试点碳市场不可同日而语，碳资产公司也需要相应做出转变、提升能力。此外，全国碳市场作为一个类大宗商品市场，具有一定的金融属性，交易人员同时具备碳资产和金融领域知识是其内在要求，但当前具备这种综合能力的人员较为缺乏，也需要从业人员不断提升。

政策建议

首先，建议尽快重启国家核证自愿减排量（CCER）机制。

2021年2月1日生效的《碳排放权交易管理办法(试行)》明确规定CCER可以应用于碳抵消，但是CCER机制已经暂停近4年，建议国家尽快重启该机制，发挥其政策工具的作用。火电企业作为控排履约主体，自身或上级集团大多会有新能源项目，通过CCER抵消机制，能够降低火电企业履约成本，促进可再生能源的发展，有助于推动我国碳达峰、碳中和的进程。现在风电、光伏项目即将全面进入平价时代，投资回报率已经很低，如果有CCER机制的支持，就能改善项目收益状况，尤其是那些处于基准收益率附近的项目，有力推进可再生能源行业的发展。

具体而言，建议简化CCER项目备案及签发流程，适当增加CCER项目数量，起到丰富市场交易产品种类，形成明确市场预期，降低控排企

业履约成本，同时支持新能源项目发展的多重作用。

其次，建议保障全国碳市场的统一性，使其真正成为统一碳市场。

目前，全国碳市场由生态环境部统一设计、统一制定规则、统一建立体系，但是在具体实施过程中，配额分配、配额清缴履约、控排企业排放报告核查等工作由各省级生态环境部门组织开展，将来CCER审核和使用标准也不排除由省级生态环境部门具体掌握，因此可能会出现各省（自治区、直辖市）的排放报告核查、配额发放、清缴履约的时间或尺度不一致，甚至在各省配额发放、分配基准时会增加省级调整系数，这将在很大程度上影响全国碳市场的统一性。如果各省（自治区、直辖市）的执行尺度各不相同，就相当于形成30多套不同的实施细则，站在集团化统筹管理的角度，就相当于面对的不是一个统一市场，而是30多个不同市场，将面临规则碎片化、决策分散化的情况，这是企业不愿意看到的，也非常不利于全国碳市场的发展和碳交易机制作用的发挥。

因此，建议未来采取针对性措施，确保全国碳市场的统一性，在各省配额分配、配额清缴履约、控排企业排放报告核查、CCER审核和使用等方面保持高度一致性。■

（作者系龙源碳资产管理技术有限公司副总经理）

能力。

交易能力建设主要体现在交易分析能力、交易操盘技巧以及交易信息化程度的提高上。具体内容主要包括：组建碳交易专业人才队伍，熟悉市场规范，提高市场敏感度；开展交易实战和模拟演练，进入应战状态；与交易机构、咨询机构建立深入联系；探索碳资产项目开发和碳资产融资等业务。

作为碳市场一线参与者，集团内部碳资产公司仍然需要不断提升交易能力。既有的经验主要来自试点碳市场的积累，但每个试点碳市场都是互相独