

碳预算：驱动能源电力企业“双碳”转型的管理引擎

■刘敏 郭菁晶

“十五五”时期,我国将加快由能耗双控向碳排放双控转型,在全国范围实施以碳强度为主、总量为辅的碳排放双控制度。随着碳排放约束逐步由政策目标转化为可计价、可考核的经营变量,碳成本和履约风险对企业经营绩效的影响不断增强,传统预算管理已难以有效承载碳约束要求。在此背景下,探索将碳目标转化为可执行的碳预算管理机制,是能源电力企业推进“双碳”转型的重要制度路径。

企业碳预算管理的必要性

企业碳预算是指,在既定碳排放约束条件下,围绕一定预算期内的生产经营活动,对碳排放总量与强度目标、减排路径以及相关成本与收益进行系统测算、分解配置和滚动校核,并以预算规则固化为可执行的管理约束,其本质上是一种将碳约束前置嵌入经营管理的制度安排。

其一,企业碳预算是国家“双碳”治理体系的微观基础。在“国家—地方—企业”三级碳预算体系中,企业碳预算是国家和区域碳预算目标实现的微观机制。国际上,英国早在2008年通过《气候变化法案》就确立了具有法律约束力的五年期碳预算制度。我国碳预算制度建设也正加快从理念探索迈向制度实践。2024年7月,国务院办公厅印发《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》,提出积极推动各省市建立碳排放预算管理制度,强化碳排放总量和强度双控目标的分解与落实。2025年10月,党的二十届四中全会明确提出,要稳步实施地方年度考核、行业碳管控、企业碳管理、项目碳评价、产品碳足迹等政策制度。微观企业通过编制碳预算,可以将外部碳约束内化为投资、生产、运营等环节的决策依据,推动“双碳”目标在经营层面真正落地。

其二,碳预算是企业实现“双碳”目标的重要管理工具。碳预算是企业在碳约束条件下,实现对碳成本、碳风险、碳资产精细化管理的核心工具。一方面,能源电力企业面临的碳成本(如减排技改投入)与碳风险(如碳价波动)日益显性化和货币化,碳预算可有效应对碳价波动带来的经营不确定性,是实现低成本履约和全面碳风险管控的重要依托。另一方面,随着碳配额、国家核证自愿减排量(CCER)、绿证等碳资产价值日益凸显,碳预算可对企业碳资产的生成、持有、交易和注销进行全流程预测与动态管理,形成以碳效率为导向的运营策略,实现碳资源最优配置。

其三,碳预算是破解企业碎片化碳管理瓶颈的系统化方案。构建常态化的碳预算制度是实现系统化碳管理的必由之路。当前,能源电力企业涉碳管理工作仍主要围绕排放核算和履约应对等合规要求展开。部分企业已在投资论证、生产运行等

环节开展碳成本测算和相关分析,但整体上仍以点状探索和专项安排为主,尚未固化为覆盖目标分解、过程监控和结果考核的常态化管理机制,难以在事前对投资选择、运行安排和经营计划形成稳定、持续的约束。通过构建碳预算制度,企业可将碎片化的专项安排整合为制度化的经营管理闭环。

企业碳预算管理的关键内容

企业碳预算并非独立于全面预算管理之外,而是其重要的补充和延伸。全面预算解决资金和资源如何配置的问题,而碳预算则解决有限碳排放空间如何配置的问题,两者应在同一框架内同步编制、同步调整。从管理属性看,碳预算具有约束性、资源导向性和过程管控性三大特征,主要通过明确排放边界、强化刚性约束,引导资源向低碳环节配置以发挥导向作用,并依托滚动预测和偏差管理实现全过程控制。企业碳预算包括碳排放子预算、碳减排量及成本子预算、碳减排收益子预算和碳排放权交易子预算,四者之间既相互独立又相互勾稽,便于预算执行和分析。

碳排放子预算是落实碳预算的基础环节,其核心功能在于将总体碳目标转化为可执行的排放边界。碳排放预算数的计算方式是归集企业总体能源、含碳材料等消耗量或产品生产量,乘以温室气体排放因子并依据全球变暖潜值GWP折算为二氧化碳当量。企业可在整体排放约束下,将碳排放目标分解至业务板块、区域公司或资产组合层级,形成清晰的排放责任清单。例如,意大利电力Enel以财务控制口径明确排放边界,计算发电、配电、智能电网等业务环节涉及的碳排放量,并将2040年脱碳远

景转化为中期阶段性目标,通过年度预算审议将这些中期指标进一步细化为年度碳强度考核指标及绿色资本支出方案,确保每一年度的财务资源配置均能支撑长期脱碳路径的实现,进而推动排放目标转化为具体的财务与运营规划。

碳减排量及成本子预算是指导和控制企业碳减排活动的重要依据。碳减排活动包括两类,一类是使用清洁能源或者低碳生产方式降低排放参数,另一类是应用低碳技术和工艺、低碳设备等降低含碳产品产量。企业可根据两者共同作用计算出碳减排量,并对相应减排活动进行规划安排。碳减排成本是衡量碳减排行为的经济性指标,经营活动碳减排成本包括选择购买低碳材料和清洁能源多支付的采购差价,投资活动碳减排成本包括购买节能设备、低碳技术产生的支出。通过系统评估节能改造、燃料替代和技术升级等措施的减排效果及其对应成本,企业能够在资源约束条件下优先推进成本效率较高的减排方案。这一管理逻辑也深度契合当前国内监管趋势,国家发展改革委发布的《固定资产投资项目节能审查和碳排放评价办法》明确要求,在固定资产投资项目节能审查中需同步开展碳排放评价,将项目碳排放水平及降碳措施效果作为项目开工建设与竣工验收的重要前提。在国际实践中,法国电力EDF也在投资项目评估中引入内部碳价,并在不同碳价情景下测算项目减排效果的敏感性,将碳成本因素前置纳入投资决策过程,确保资本配置与长期脱碳战略保持一致。

碳减排收益子预算旨在全面反映减排措施的经济回报,通过计算和比较各种碳减排方案实行后所产生的净损益,支撑企业选取合理有效的碳减排方案。其重点在于评估合规收益、市场化收益以及潜在的

资本成本改善效应,避免低碳项目在预算评审中“只见投入、不见回报”。例如,西班牙电力企业Iberdrola实现了绿色融资与资金用途管理制度化,将绿色融资金额投资于可再生能源、输电网扩张数字化及相关技术研发等,并披露投资计划与欧盟要求的对齐情况,为低碳投资的收益识别提供了可追溯依据。

碳排放权交易子预算用来规划企业需要安排的碳排放权交易量,是实现策略化履约的重要工具。碳排放权交易量等于碳排放预算量与政府免费提供的碳配额之差。通过对配额结余或缺口进行滚动预测,并结合碳价走势制定交易策略,企业能够在合规履约前提下降低碳成本,缓释市场波动风险。例如,德国莱茵集团RWE在风险管理中,将燃料与CO₂纳入组合对冲框架,通过购买CO₂证书等方式对冲碳价风险,实现履约相关成本风险的前置管理与波动缓释。

能源电力企业开展碳预算管理的行动建议

一要建立碳预算治理与责任体系。明确碳预算在公司治理体系中的管理定位。围绕碳预算建立清晰的权责边界和责任链条,将碳预算目标设定、编制实施、执行监督 and 结果评估等职责,纳入董事会或经理层的常规治理安排之中,使碳约束与发展规划、重大投资决策和年度经营目标保持一致。完善碳预算的责任分解与激励约束机制,将碳预算执行情况纳入绩效评价体系,发电侧聚焦机组排放控制和减排任务落实,电网侧聚焦线损管理、电网投资和低碳运行相关责任,在管理层和业务单元层面形成目标可量化、责任可落实、结果可考核的制度安排。

二要推动碳预算与全面预算协同实施。推动碳预算与财务预算、投资计划和经营计划同步编制。在统一预算框架下,统一关键假设和测算口径,将碳排放约束与电量计划、燃料采购、机组检修安排以及电网投资和运行方式选择统筹考虑,使其转化为资源配置和经营决策的内生变量,而非附加条件,从制度层面避免财务最优与碳目标脱节。在投资管理和项目管理中前置碳预算约束。在项目立项、可研评审和决策阶段,系统纳入碳排放影响和履约成本测算,对排放强度高、减排弹性低的项目形成前置约束,并在预算层面充分反映其长期碳成本,引导资本持续向低碳电源和灵活调节能力配置,从源头上防范高碳资产锁定和转型路径被动调整的风险。

三要夯实碳预算的数据与方法基础。夯实碳预算运行的数据基础。系统整合碳排放监测、生产运行和市场交易等相关数据,统一统计口径和管理标准,确保碳预算测算结果在不同业务单元和管理层级之间保持一致性、可追溯性和可验证性。应用模型化方法提升碳预算测算水平。围绕排放预测、配额测算、减排成本评估和交易策略制定等关键环节,逐步建立一系列标准化模型,减少对经验判断和人工修正的依赖;同时,通过情景分析和压力测试,评估不同政策强度、碳价水平和经营情形下的预算结果,识别潜在风险区间,为发电侧运行优化和电网侧规划调度提供前瞻性决策依据。

四要将碳预算嵌入生产运行与市场交易。在生产运行管理中落实碳预算约束。在保障能源安全和供给稳定的前提下,将排放强度和碳成本因素纳入运行优化逻辑,对机组运行方式、启停安排、调峰策略以及电网侧调度安排和系统运行方式选择形成结构性引导,使碳预算要求在日常生活生产中发挥实际约束作用,而非仅在履约节点集中应对。在碳排放权交易中实施预算化管理。围绕碳预算形成配额结余或缺口预测,明确交易目标、交易策略和风险边界,通过分阶段、分节奏安排交易计划,降低集中采购和价格波动对履约成本的冲击,并将交易情况纳入预算执行监控和复盘机制,推动履约管理由被动应对向前瞻安排转变。

五要完善内部碳定价与激励机制。建立与碳预算相衔接的内部碳定价机制。在预算编制、业绩考核中引入内部碳价,将隐含的碳排放成本显性化,使各业务单元在电源选择、项目决策和运行管理中主动考虑碳约束,增强碳预算对微观决策的引导作用。区分不同应用场景设计内部碳定价规则。在中长期规划中,通过前瞻碳价假设识别潜在碳风险,引导结构调整与重大资产管理;在年度计划中,结合实际约束设置可执行的碳价安排,将碳要求转化为可感知、可承受的管理信号。

(作者均供职于南方电网能源发展研究院有限责任公司)

以绿电直连、虚拟电厂、零碳园区构建“能源—算力—资本”闭环

■方俊彦

当前,不少地方将绿电直连、虚拟电厂、零碳园区作为三项工作分头规划、分头落地。事实上,三者并非彼此独立的建设工程,而是同一赛道的三个功能环节:零碳园区是场景容器,明确项目落地的物理载体,解决“在哪干”的问题;绿电直连是能源底座,打通绿电供给通道,实现电力全链路溯源,解决“绿电从哪来、如何确权”的问题;虚拟电厂是价值变现中枢,平抑风光电力波动,激活可调负荷资源,解决“负荷波动怎么平衡、调节收益如何实现”的问题;算电协同是“十五五”时期的刚性发展牵引,算力负荷不再单纯作为高耗能单元,可转型成为新型电力系统的柔性调节资源。

单一项目独立开发,收益维度有限,多数项目收益模型难以平衡成本、实现盈利。只有系统统筹、一体化推进,才能实现电费节约、绿证收益、辅助服务补偿、碳资产增值、算力调节服务五重收益叠加,真正打通项目盈利路径。若仅孤立解读单项政策条文,缺少体系化落地路径,项目很难实现可持续发展。

“十五五”时期是能源低碳转型的攻坚期,但经营主体可抢抓的政策红利时间远短于规划周期。一是首批52个国家级零碳园区名单已经落地,第二批申报工作临近,按照国家级零碳园区“百园建设”总体目标,申报席位有限,名额申报完成后,后续准入门槛将显著抬升;二是绿电直连由“一对一”转向“一对多”,政策明确年自

发自用占比不低于60%、园区用电量占比不低于30%,2030年前提升至不低于35%的硬性指标,项目若不能提前锁定工业用电负荷,将无法匹配电源建设规划;三是新型电力系统规划已明确2030年虚拟电厂5000万千瓦调节能力建设目标,但各省市场准入细则、收益结算规则仍在落地完善阶段,优先布局的经营主体可享受规则红利,滞后入局主体将承担更高的合规运营成本。

各地政府、产业平台与投资主体应优先开展本地政策红利周期校准测算,结合区域负荷现状、电网条件,倒排项目规划、负荷锁定、项目申报时间节点,抢抓建设窗口期。

在此过程中,园区平台公司需从“物业二房东”走向能源综合运营商,跳出传统“物业二房东、分布式光伏安装服务商”的定位。依据“688号文”要求,园区管委会或第三方运营机构可作为多用户绿电直连项目责任主体,未来可开拓四类收益来源:一是绿电直连专线投资收益、专线容量租赁收益;二是园区级虚拟电厂负荷聚合、调度运营收益分成;三是零碳园区成功申报后,撬动中央预算内投资、专项债等配套资金,放大项目投资杠杆;四是园区碳资产开发运营收益。建议优先盘活园区存量工业用电负荷,完成单用户供电向多用户共享直连供电的样板项目建设,依托成熟运营样板,申报第二批国家级零碳园区试点。

能源国企、建工板块能源业务主体需从施工毛利转向投建营综合收益。行业盈利逻辑已经从EPC施工毛利转向长期投建营综合收益。绿电直连专线、配套储能、园区微电网均属于重资产项目,仅依靠工

程施工利润无法覆盖长期资金成本。建议将合同能源管理“投资人+EPC+运营”作为项目合作主流模式纳入项目投资投标方案;开展项目IRR收益测算时,必须以无国家补贴作为基准测算情景,不能将标杆电价补贴作为长期收益保障。

算力运营企业需将能源硬约束转化为顶层商业模式设计。数据中心PUE管控、绿电占比要求不只是技术改造问题,更是顶层商业模式设计问题。国家算力枢纽节点明确绿电占比不低于80%、PUE不高于1.2的硬性约束,算力负荷需深度融入电网调度,项目建设中应当区分可平移的训练算力负荷、不可中断的推理算力负荷,分别建立负荷调节模型。建议项目选址阶段,同步叠加“三张基础图纸”,即绿电直连供电辐射半径图、电网接入限制红线图、工业余热回收供需分布图,完成多维度评估,不要在机房土建封顶之后,再补充完善能源供给相关审批手续。

值得注意的是,项目落地必须攻克五大深水区难题。

一是容量电费收益瓶颈。绿电直连项目接入公共电网,申报的接入容量直接决定容量电费成本,容量电费是当前制约项目内部收益率的最核心因素。项目前期必须建立完整成本收益测算模型,开展多情景测算,仅依靠政策条文解读无法支撑投资决策。

二是绿证、碳数据合规风险。绿电溯源数据、碳资产数据造假,存在三重法律责任:行政处罚,违法所得处以5至10倍罚款;刑事责任,情节严重可触及提供虚假证明文件相关刑事罪名;民事责任,产业链上下游链主企业可依法提出经济索赔。项目运营需参考已公开司法判例建

立全流程数据风控体系,不能仅参考政策条文。

三是隔墙售电、专线过网费权责边界。“688号文”放开园区多主体共享专线供电权限,但专线过网费承担主体、线路损耗分摊规则、安全责任划分边界,各省落地细则并不统一。项目前期需要对照本省政策,梳理多套合规交易架构,对比不同合作模式的权责与收益差异。

四是多类政策申报的资金统筹。发改部门零碳园区、能源局源网荷储示范项目、工信绿色算力基地、住建低碳城市试点,各类专项申报政策支持资金、补贴政策存在部分可叠加、部分互斥的情况。项目申报阶段,需要系统梳理不同专项的申报要求、资金来源,设计完整的项目资金拼盘方案,最大化政策支持效能。

五是多情景投资压力测试。项目投资评估必须建立双维度压力测试模型,分别测算补贴存续、无补贴两种收益情景;同时针对园区自发自用绿电占比30%、35%、60%三档指标开展收益敏感性分析,将测算结果作为项目是否落地的投资红线。

“十五五”能源低碳转型的时代机遇,不是单纯留给熟悉政策文本的参与者,而是留给可以把政策条款转化为电价收益结构、把工业与算力负荷转化为可调度调节资源、把申报规划转化为稳定现金流的实际主体。绿电直连、虚拟电厂、零碳园区项目的核心价值,不在于读懂政策文件条文,而是每一个项目主体,都可以基于自身园区条件、算力规模、资产负债情况,精准测算出政策落地后,能够为项目带来多少实际经济收益。

(作者系香港技术院新能源学部主任、民革中央企联会副秘书长)

