ICS 29.020
CCS F 20

T/CS

团 体 标 准

T/CS 229—2025

贵州分布式电力交易实施指南

Implementation guidelines for distributed power trading in guizhou

2025－12－19 发布 2025－12－19 实施

中国商品学会 发 布

目　　次

前言 II
1　范围 1
2　规范性引用文件 1
3　术语和定义 1
4　总体原则 1
5　市场主体管理 1
6　市场主体参与形式与注册管理 2
7　构建分布式交易品种体系 4
8　结算与监管 7

前　言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则　第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由贵州电力交易中心有限责任公司提出。

本文件由中国商品学会归口。

本文件起草单位：贵州电力交易中心有限责任公司、北京清能互联科技有限公司、东方电子股份有限公司。

本文件主要起草人：何登、陈仕军、韦雪晴、罗钢、张元、彭上洋、迟同信、吴俊越、顾雅静。

贵州分布式电力交易实施指南

1 范围

本文件提供了贵州分布式电力交易的指导和建议，给出了总体原则、市场主体管理、市场主体参与形式与注册管理、构建分布式交易品种体系、结算与监管、分布式交易系统功能建设等有关信息。

本文件适用于贵州分布式电力交易活动。

2 规范性引用文件

本文件没有规范性引用文件。

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

分布式电力能量块交易 distributed electric power energy block trading

指分布式新能源与具有调减持仓曲线需求的发电企业、调增持仓曲线的售电公司或用户、常规购电需求的售电公司或用户进行的标准能量块交易。

4 总体原则

4.1 保障电能生产、输送和使用的动态平衡，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，遵循电力系统运行客观规律，与分布式交易系统“仿真写实”的建设原则一致，确保交易模拟结果符合电网运行实际。

4.2 发挥市场在资源配置中的决定性作用，营造公开、公平、公正的市场环境，以价格信号引导电力生产和消费，激发市场主体活力，提升电力系统运行效率，契合分布式交易系统“市场导向”的建设思路，通过系统模拟验证价格信号对市场行为的引导效果。

4.3 推动分布式新能源、售电公司、批发用户等主体实现绿色价值在各环节顺畅传导，实现共利发展，与分布式交易系统中“绿电交易模拟”功能协同，确保绿色价值通过市场化机制精准传导。

4.4 加强电力市场监督管理，完善监管措施和技术，对安全管控、调度运行、市场交易、费用结算、信息披露等实施全过程监督管理，保障市场平稳、规范、有序运行，呼应分布式交易系统“参数化、可视化”特点，通过系统实现监管数据的实时归集与可视化呈现。

5 市场主体管理

5.1 分布式新能源主体

5.1.1 准入条件

5.1.1.1 具有独立法人资格或自然人身份，项目已完成备案并符合国家产业政策。

5.1.1.2 配备独立计量表计，实现发电量、上网电量、下网电量单独计量，具备数据远程传输能力。

5.1.2 注册流程

5.1.2.1 在贵州电力交易平台完成注册，提交项目备案文件、发用电户号等信息。

5.1.2.2 注册后原则上不得退市，除非发生企业破产、设备退役等特殊情况。

5.2 聚合商

5.2.1 准入条件

5.2.1.1　具备分布式新能源运行和计量信息采集能力，实现与分布式新能源主体、调度机构、营销系统远程通信，可通过电网数据增值分析服务获得相关数据。具有独立著作权聚合软件（平台），保障其自身数据安全。

5.2.1.2　具备独立法人资格，资产总额、从业人员等要求参照售电公司标准，按代理电量提交履约保函或保险。

5.2.2　聚合规则

5.2.2.1　以电子合同确立与分布式新能源的代理关系，同一周期内一个项目仅可委托一家聚合商。

5.2.2.2　聚合单元原则上不超出同 220 kV 变电站供电区域，实行 “聚合交易、分别结算”。

6　市场主体参与形式与注册管理

6.1　分布式新能源参与形式与准入门槛

6.1.1　参与形式划分

分布式新能源参与电力市场交易主要分为独立参与与聚合参与两种形式，具体适用场景与要求如表 1 所示。

表 1　适用场景与要求

参与形式	适用条件	核心要求
独立参与	装机规模≥2 MW；或虽规模不足 2 MW，但具备完备的计量、功率预测与自主交易能力	可直接注册为发电经营主体，独立在中长期市场（能量块、绿电交易）与现货市场（日前、实时）报量报价，自主完成交易决策与结算对接
聚合参与	装机规模＜2 MW（原则上强制要求）；或规模≥2 MW 但自愿选择代理服务	需委托具备资质的聚合商统一代理交易，不直接参与市场申报，交易收益按“分别结算”原则获取

6.1.2　独立参与市场门槛

6.1.2.1　门槛过高：若将独立参与门槛设定高于 2 MW，会导致绝大多数中型项目被归为“小容量”类别，需依赖聚合商代理，增加中间环节，降低市场参与效率，削弱项目自主收益空间。

6.1.2.2　门槛过低：

a)　调度复杂度激增：小容量项目数量多、分布散，调度中心需处理大量独立调度信号，系统计算、通信指令下发压力显著增加，可能影响电网调度安全性与实时性；

b)　数据处理压力大：每个小容量项目需单独上传出力数据、接收调度指令，数据量庞大且实时性要求高，易出现传输延迟或误差，影响交易结算准确性；

c)　经济成本上升：单个小容量项目单独结算的交易手续费、计量设备运维费、通信成本等叠加，推高市场整体交易成本，不利于市场可持续运行。

6.1.2.3　建议门槛：综合考量贵州分布式新能源项目现状，建议将独立参与市场的装机门槛设定为 2 MW，可实现 “减少调度对象、降低数据处理压力、优化出清与结算效率” 的目标。

6.1.3　聚合商参与市场门槛要求

6.1.3.1　经济性与规模效应门槛：

a)　成本控制：需覆盖固定交易成本（交易中心手续费）、技术投入成本（聚合平台建设、功率预测系统开发与运维）、人员成本（交易与运维团队）及履约成本（保证金、履约保函），需通过聚合一定规模的项目（建议覆盖≥50 MW 分布式电量）实现边际成本降低；

b)　议价能力：聚合规模需达到“可与售电公司、工业用户直接签订双边合同”的水平（建议单聚合商代理电量≥100 GWh/年），以获取更优电价，保障代理项目的收益。

6.1.3.2　技术可行性与系统管理门槛：

a) 预测精度：需通过聚合不同地理位置、不同类型（光伏、风电）的分布式项目，实现总出力曲线平滑化，将短期（日内）预测误差控制在 ±10% 以内，满足电网安全调度要求，避免因功率波动导致的考核罚款；
b) 系统能力：需具备 “运行数据采集、远程通信、交易申报、结算核算” 的全流程技术能力，聚合平台需支持≥100 个分布式项目的实时数据接入与管理。

6.1.3.3 规模底线要求：聚合商的项目聚合规模需同时满足两个条件：一是覆盖省内≥30% 的小型分布式新能源项目（装机＜2 MW），确保多数项目可通过聚合参与市场；二是单聚合单元的装机规模≥10 MW，便于电网调度、交易组织与结算管理。

6.2 分布式新能源参与方式

6.2.1 不报量不报价参与

6.2.1.1 适用主体：暂不具备功率预测能力、计量条件不完善的分布式新能源（如装机＜1MW 的户用光伏、小型风电）。

6.2.1.2 参与规则：不主动申报电量与价格，直接接受市场统一结算价格（现货市场为实时节点电价，中长期市场为中长期月度加权平均电价）。

6.2.1.3 注册要求：无需在电力交易平台注册，由电网企业营销部门通过“公告、短信、电话、告知确认书”等方式履行政策告知义务。

6.2.2 竞价竞量参与

6.2.2.1 适用主体：独立参与的项目（≥2 MW）、聚合商代理的项目（≥2MW 或虽＜2 MW 但具备预测能力）。

6.2.2.2 参与场景：可在中长期电能量市场（能量块交易）、绿色电力交易、现货市场（日前、实时）中自主报量报价，具体包括：

a) 中长期市场：按“年/月/日/时”维度申报标准能量块（1 h×MWh）的电量与价格；
b) 绿电市场：申报“电能量价格+绿证价格”，明确交易周期与电量；
c) 现货市场：日前市场申报次日各时段出力与价格。

6.3 分布式新能源注册管理

6.3.1 注册核心要求

6.3.1.1 基本条件：依法取得发电项目核准或者备案文件；与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，根据电压等级标准接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统；具备相应的计量能力或者替代替代技术手段，满足电力市场结算和计量的基本要求。

6.3.1.2 注册信息提交：需在贵州电力交易平台提交以下材料：

a) 主体资格证明（独立法人营业执照或自然人身份证）；
b) 项目备案文件（发改委或能源局出具的项目备案通知书）；
c) 发用电户号（电网企业分配的唯一用电标识）；
d) 计量设备检定证书与远程传输能力证明。

6.3.1.3 资格审核：电力交易中心在收到材料后 5 个工作日内完成审核，审核通过后生成市场主体编号，视为完成注册。

6.3.2 注册后管理规则

6.3.2.1 退市限制：完成注册并参与市场后，原则上不得退市或转为“价格接受者”，仅在以下特殊情况下可申请退市：

a) 企业破产（经营主体宣告破产，或虽未破产但被地方政府主管部门关停或主动拆除）；
b) 设备退役（机组关停退役）；
c) 市场规则及网架调整（因国家政策、电力市场规则、网架发生重大调整，导致原有经营主体非自身原因无法继续参加市场）。

6.3.2.2 信息变更：注册信息（如项目装机容量、计量设备型号、联系人信息）发生变更时，需在变更后 5 个工作日内登录电力交易平台提交变更材料，经审核通过后生效。

6.4 聚合商注册与聚合方式管理

6.4.1 注册与变更

聚合商参与市场前应在电力交易平台完成市场成员注册聚合商应具有独立的法人资格和相应资质要求，初期可参照售电公司执行，并根据代理电量提交履约保函、保险

6.4.2 技术要求

聚合商须具备分布式新能源运行和计量信息采集能力，能够实现与分布式新能源主体、调度机构、营销系统远程通信，也可通过电网数据增值分析服务获得相关数据。聚合商应具有独立著作权聚合软件（平台），能够保障其自身数据安全。

6.4.3 聚合方式

6.4.3.1 在同一合同周期内分布式新能源项目仅可与一家聚合商建立代理关系。
6.4.3.2 聚合商以聚合单元为单位参与交易。可结合电网结构与运行情况，按照现货出清节点、110kV节点、县级供电企业或供电所管辖范围等确定聚合单元，原则上聚合单元不超出同 220 kV 变电站供电区域。
6.4.3.3 聚合商与代理的分布式新能源按照“聚合交易、分别结算”（类似售电公司与代理用户）的原则开展结算。

7 构建分布式交易品种体系

7.1 分布式电力能量块交易体系

7.1.1 目的

为促进不同的市场主体与分布式新能源交易，在实现分布式新能源通过市场化方式消纳的同时，满足不同市场主体的中长期合同曲线精细化的调整需求。

7.1.2 市场主体

卖方为分布式电源，买方包括有合同曲线调整需求的发电企业、售电公司、用户及常规购电需求主体。

7.1.3 交易标的

执行日按小时划分的电能量（单位：1 h×MWh），明确年/月/日/时。

7.1.4 交易申报

申报内容为执行日每小时 1 MWh 为标准能量块、价格等信息，交易电量最小为 1 MWh。电力用户、售电公司、批发侧的发电企业均只能作为买方，进行购入交易。

7.1.5 交易方式

7.1.5.1 采用双边协商或挂牌方式，定期开市，市场主体通过电力交易平台，将购入或售出的能量块及价格等信息对外发布邀约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。
7.1.5.2 市场主体经过滚动撮合方式参与时，需在规定起止时间内，随时提交购入或售出信息，电力交易平台按照时间优先、价格优先原则进行滚动撮合成交。
7.1.5.3 多日滚动撮合方式下，市场主体以执行日前 5 d 至执行日前 2 d 期间的工作日，开展执行日的交易。

7.2 绿色电力交易子体系

7.2.1 目的

落实中“完善绿色电力交易政策”的要求，推动分布式新能源绿色价值传导，实现 “电能量价值+环境价值”的分离定价，满足用户绿色用能需求，同时为新能源项目提供额外收益渠道。

7.2.2 市场主体

卖方为分布式电源（含聚合商代理项目），买方为有绿色用能需求的电力用户（如新能源汽车企业、绿色建筑项目）、售电公司（代理用户采购绿电）；需区分存量与增量项目，纳入新能源可持续发展价格结算机制的电量，不应重复参与绿电交易获取双份环境收益。

7.2.3 交易标的

执行周期内的分布式新能源发电量（单位：MWh），需同时附带对应的绿证权益；交易标的需明确“电能量部分”与“绿证部分”的价格拆分，避免价格混同导致绿色价值无法精准传导。

7.2.4 交易申报

7.2.4.1 申报内容需分别明确电能量价格和绿证价格，总成交价格为两者之和；分布式电源（或聚合商）申报时，需标注项目类型（存量/增量）及是否纳入机制电量：

a) 存量项目：若使用保障性质机制电量，申报的绿证价格需为 0（因机制电量不重复获得绿证收益）；若使用市场化电量，可正常申报绿证价格；

b) 增量项目：若纳入机制电量，绿证价格为 0；若为全市场化电量，绿证价格由供需双方协商确定，参考绿证市场均价。

7.2.4.2 申报电量上限：分布式电源单周期绿电申报电量不得超过实际上网电量扣除机制电量后的剩余部分，避免超量申报导致绿证无法足额对应。

7.2.5 交易方式

7.2.5.1 以双边协商为主，不单独组织省内集中竞价和滚动撮合交易；市场主体通过电力交易平台发布绿电交易邀约（含电能量价格、绿证价格、电量、执行周期），符合条件的另一方接受邀约后签订电子合同，合同需明确绿证的交付时间（通常与电量结算同步）。

7.2.5.2 鼓励签订多年期绿电协议，协议期限可设 3～5 年，量价条款可根据分布式电源出力特点（如光伏夏季出力高、风电冬季出力高）灵活约定，提前锁定绿色价值收益。

7.3 增量项目机制电量竞价交易子体系

7.3.1 目的

落实“建立新能源可持续发展价格结算机制”的要求，通过竞价方式确定增量项目机制电价，合理管控机制电量规模，平衡新能源项目收益与用户承受能力，实现“分类施策、存量增量区分”的改革目标。

7.3.2 市场主体

7.3.2.1 仅分布式新能源项目参与（卖方视角，申报机制电量与电价），省级价格主管部门、能源主管部门负责制定竞价规则，贵州电力交易中心组织实施竞价。

7.3.2.2 参与主体：增量项目（已投产及未来 12 个月内投产、未纳入过机制）需自愿参与竞价（报量报价），成本差异大的项目可按技术类型（分布式光伏/分布式风电）分类参与，避免无序竞争。

7.3.2.3 监管主体：监管机构监督竞价过程，确保“公开、公平、公正”，避免串标、围标等违规行为。

7.3.3 交易标的

年度机制电量规模（单位：MWh）及对应的机制电价（单位：元/MWh），竞价结果确定后，机制电量需分解至月度执行，分解曲线参考分布式电源历史出力特性（如光伏按峰谷时段、风电按季节），确保与实际发电能力匹配，且分月机制电量统一按年度机制电量规模比例结算，不跨月跨年清算（已结算的机制电量累计达当年规模时，超量部分及后续月不再执行机制电价；年底未达规模的缺额部分不跨年滚动）。

7.3.4 交易申报

7.3.4.1 竞价参数设置：省级价格主管部门会同能源主管部门确定年度机制电量总规模（参考国家下达的非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况、用户承受能力）、竞价上限与下限。
7.3.4.2 竞价上限：考虑分布式电源合理成本收益（如设备折旧、运维费用）、绿色价值、电力市场供需形势，原则上不高于当地煤电基准价。
7.3.4.3 竞价下限：初期考虑成本因素设定，避免恶性竞争导致项目亏损，例如分布式光伏竞价下限不低于 190 元/MWh，分布式风电不低于 250 元/MWh（具体数值需结合贵州本地成本测算）。
7.3.4.4 申报内容：参与主体需申报“拟纳入机制的电量规模”及“对应电价”，单个项目申报电量不得超过其年度预计上网电量的 50%；存量项目额外申报增量机制电量时，需注明“不占用原有保障性质电量额度”，申报材料需包含电量、电价、项目投产证明。

7.3.5 交易方式

采用“集中撮合、边际定价”方式，每年组织 1 次竞价（通常在年初），具体流程如下：

a) 发布竞价公告：明确年度机制电量总规模、分类竞价限额（光伏/风电）、申报时间、限价区间、出清规则，公告期不少于 10 个工作日；
b) 申报阶段：参与主体通过贵州电力交易平台提交申报材料（含电量、电价、项目投产证明），交易平台对申报材料的合规性（如电价是否在限价内、电量是否超上限）进行初审；
c) 出清阶段：按 “报价从低到高” 排序，优先选取低价申报项目，直至选中项目的总申报电量达到年度机制电量总规模，最后一个入选项目的申报电价即为“机制电价”（适用于所有入选项目），若申报总电量未达总规模，则所有合规申报项目均入选，机制电价按最高申报电价确定；
d) 结果公示：出清结果公示期不少于 5 个工作日，接受社会监督，公示无异议后正式发布机制电量与电价清单。

7.3.6 机制退出规则

7.3.6.1 已纳入机制的项目，可在每年竞价前自主申请全部或部分退出，退出申请经电网企业审核后，退出部分自次年起不再执行机制电价。
7.3.6.2 存量项目达到全生命周期合理利用小时数或投产满 20 年、增量项目执行满 12 年的，自动退出机制，不再享受机制电价保障。
7.3.6.3 项目退出机制后，全部上网电量通过市场化交易形成价格，不再参与机制电量结算。

7.4 现货子交易体系

7.4.1 目的

通过参与现货市场交易实现新能源资源的市场化配置，反映其时空电力价值，提升新能源消纳水平，促进电力系统灵活性与安全性，完善电力市场体系建设，支撑以新能源为主体的新型电力系统发展。

7.4.2 交易申报

7.4.2.1 发电单元电能量报价表示发电单运行在不同出力区间时单位电能量的价格。初期发电单元日申报一组电能量报价；条件具备时，发电单元可分时段报多组电能量报价。
7.4.2.2 分布式新能源项目参与现货市场申报需符合以下要求：

a) 报量报价范围：鼓励具备条件的分布式新能源（如装机≥2 MW 或聚合后规模达标项目）报量报价参与现货市场；其余暂不具备条件的项目作为价格接受者，按所在节点月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格结算；
b) 功率预测曲线申报：D-1 日 10：00 前，分布式新能源交易单元需向调度机构申报 96 点短期功率预测曲线（运行日每 15 min 一个节点，共 96 个时段）；若新能源发电企业场站全停，相应时段功率预测曲线按 0 申报；若场站集电线、主变等设备检修，需剔除检修容量后申报。
c) 日前交易预测曲线申报：分布式新能源交易单元需向交易机构申报 96 点日前交易预测曲线，该曲线依据场站短期功率预测曲线×短期功率预测申报上下限值系数计算得出，经安全校核后形成最终申报曲线；

d) 缺省报价规则：若发电单元未按时申报，按缺省报价信息参与市场出清，缺省报价需提前在交易规则中明确（如参考同类项目历史报价均值）。

7.4.3 出清机制

7.4.3.1 日前现货市场出清时，电力调度机构基于分布式新能源（以“报量报价”方式参与）等市场成员申报信息以及运行日的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到日前市场交易结果，形成 96 点中标发电计划曲线及分时节点电价。

7.4.3.2 实时现货市场出清时，电力调度机构以 15 min 为周期，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，以购电成本最小化为目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，滚动优化机组开停机组合和出力，形成分布式新能源等各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价等信息。

7.4.4 现货-日前与机制电量衔接规则

7.4.4.1 日前市场与可靠性机组组合运行模式

结合南方区域电力市场整体规划，采用 “日前市场与可靠性机组组合分离” 的运行模式，具体实施方式如下：

a) 功能分离：日前市场主要负责电量出清与价格形成，出清结果直接用于结算；可靠性机组组合专注于机组启停计划制定，保障电力系统安全稳定运行，所有市场主体（含分布式新能源、用户）的申报电量均需纳入可靠性机组组合测算，确保机组启停计划满足系统安全约束；

b) 与用户参与的衔接：用户侧主体需按实际用电需求参与日前市场申报，申报数据纳入出清与结算流程；南方区域相关实施方案未明确用户自愿参与权限时，默认用户需强制参与日前市场申报，避免因用户少报、不报导致出清结果失真。

7.4.4.2 潜在问题与应对措施

7.4.4.2.1 价格信号扭曲风险：

a) 新能源可自由选择参与日前市场，当部分新能源不参加日前市场，且用电侧按照实际用电量申报时，将抬高日前市场价格，偏离实时价格；

b) 用户为避免抬高日前价格，少报或不报用电需求，导致阻塞省区日前出清结果失真，价格与实时市场脱节。

7.4.4.2.2 用户参与难度提升问题：大部分用户（尤其是工业用户）用电弹性低、负荷预测能力弱，难以通过调整申报策略规避价格风险，导致用户参与日前市场的门槛提高，可能降低用户入市积极性。

7.4.4.2.3 应对措施：

c) 交易中心需要加强用户申报引导，申报电量考虑新能源自愿参与日前市场的影响。

d) 调度中心需要实现“日前市场”和“可靠性机组组合”分离。

e) 需要考虑市场结算衔接。如“日前市场”和“可靠性机组组合”分离后，不存在发用电量不平衡结算科目。

8 结算与监管

8.1 结算规则

8.1.1 电能量结算规则

竞价竞量项目：中长期合约电量×中长期合约价格+（日前出清电量-中长期合约电量）×日前市场价格+（实时电量-日前出清电量）×实时市场价格+中长期阻塞费用。

8.1.2 绿证结算规则

绿证结算费用：min（绿电合同电量，实际上网电量-机制电量，用户实际用电量）×绿证合约价格。

注：纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。

8.1.3 机制电量结算规则

8.1.3.1 结算周期：每月结束后 5 个工作日内，电网企业核算分布式电源当月实际上网电量与市场交易均价。

8.1.3.2 差价计算：机制电费= min（月度机制电量，月度实际上网电量)×(机制电价-月度同类型实时市场加权平均价)（现货市场连续运行地区），或“机制电费=min（月度机制电量，月度实际上网电量)×(机制电价-中长期月度加权平均电价)”（非现货地区）。

8.1.3.3 费用归集：市场交易均价低于机制电价的部分，由电网企业从当地系统运行费用中列支，补付给分布式电源；高于机制电价的部分，由分布式电源补缴给电网企业，纳入当地系统运行费用。

8.2 监管措施

8.2.1 建立联席会议机制，由贵州能监办牵头协调市场运行重大问题。

8.2.2 对安全管控、调度运行、市场交易、信息披露等实施全过程监管，确保市场规范运行。

8.2.3 加强市场行为监管，对违约主体实施经济处罚或市场禁入。

8.2.4 开展政策宣贯培训，引导市场主体熟悉交易规则。