贵州新能源参与电力市场交易管理办法

（征求意见稿）

第一章 总则

第一条 为深入贯彻落实党的二十大精神，加快发展方式绿色转型，积极稳妥推进碳达峰碳中和，进一步落实《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）《国家发展改革委 国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206号）《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于推动电力交易机构开展绿色电力证书交易的通知》（发改办体改〔2022〕797号）《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于有序推进绿色电力交易有关事项的通知》（发改办体改〔2022〕821号）和《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》（发改体改〔2023〕75号）等文件要求，加快推动贵州绿色电力交易工作，结合我省实际，制定本管理办法（以下简称《办法》）。

第二章 市场主体及准入条件

第一节 发电企业

第二条 参与绿色电力交易的发电企业包括符合绿证发放条件的风电、光伏等可再生能源发电企业。

第三条 新能源企业须符合国家基本建设审批程序并取得或者豁免电力业务许可证（发电类）。

第四条 具备独立分时正反向计量条件，获得市场准入并在贵州电力交易中心完成注册。

第二节 电力用户

第五条 参加绿色电力直接交易的电力用户，需在贵州电力交易中心完成注册。参加绿色电力认购交易的电力用户，需在广州电力交易中心办理登记手续。

第六条 鼓励“数博会”、“生态文明博览会”等场馆积极参加绿色电力交易。

第三节 售电公司

第七条 按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）注册入市的售电企业。

第三章 交易品种及方式

第一节 交易品种

第八条 新能源发电企业参与市场化交易品种分为绿色电力交易、新能源电能量交易。

绿色电力交易含绿色电力直接交易和认购交易。绿色电力直接交易是指电力用户（售电公司）与新能源发电企业依据规则同步开展电能量交易和绿证交易的过程。绿色电力认购交易是指由电网企业代理购电的电力用户与电网企业统一收购的新能源发电企业建立认购关系获得绿色电力的过程。

新能源电能量交易是指绿证已签订售卖合同的新能源发电企业与电力用户（售电公司）依据规则开展的电能量交易。

第二节 交易方式

第九条 绿色电力交易、新能源电能量交易采用双边协商、集中竞价、挂牌、竞拍、认购交易等方式组织开展，并按照年度（含多月）交易为主、月度交易为补充的原则进行。

第十条双边协商交易。新能源发电企业与电力用户（售电公司）之间自主协商交易电量（电力）、电价（绿色电力交易电价分电能量价格和环境溢价），形成交易初步意向，经安全校核通过后形成交易结果。

第十一条 集中竞价交易。新能源发电企业与电力用户（售电公司）之间通过电力交易平台申报电量（电力）、电价（绿色电力交易须含环境溢价），交易中心根据调度机构提供的安全约束条件和市场交易规则进行市场出清，经调度机构安全校核后，确定最终成交对象、成交电量、成交价格等，其中，集中竞价交易成交后，成交双方环境溢价按照当年年度绿色电力交易环境溢价均价确定，成交价减去环境溢价后的部分为绿色电力交易电能量价格。

第十二条 **挂牌交易。**新能源发电企业与电力用户（售电公司）之间通过电力交易平台将需求电量（电力）或可供电量（电力）及价格（绿色电力交易分电能量价格和环境溢价）等信息对外发布要约，由参与交易另一方提出接受该要约申请，经安全校核通过后形成交易结果。

第十三条 **竞拍交易。**新能源发电企业、电力用户（售电公司）需要通过竞拍方式确定电力交易价格、电量和交易方的，可向贵州电力交易中心提交需求，由贵州电力交易中心统一通过电力交易平台组织开展竞拍。竞拍交易结果即作为成交双方签订电力交易合同的依据，任何一方不得单方面违背、撕毁竞拍结果。

第四章 交易组织

第十四条交易上限。风电发电企业申报电量上限为该企业机组容量乘以1800小时的120%；光伏发电企业申报电量上限为该企业机组容量乘以1100小时的120%。

第十五条 交易流程。贵州电力交易中心每年12月组织次年的年度双边协商交易；每月10日前发布当月的相关交易具体时间。交易公告内容包括但不限于：交易品种名称、交易标的、参与市场主体、申报起止时间等。

第十六条新能源发电企业按照发电情况合理测算可参与市场化交易的电量、选择交易品种参与交易。电力用户（售电公司）按需申报市场化交易电量。每月，市场主体在协商一致后，可在交易窗口期根据实际生产经营情况，对月度及月内交易计划进行调整。

第十七条 现阶段，绿色电力认购交易安排在电网企业完成电力用户、发电企业抄表工作以后，统一由广州电力交易中心组织开展。

第五章 价格机制

第十八条 绿色电力交易电能量价格原则上不低于燃煤发电企业电力中长期电能量交易平均价格的90%，超出电能量价格的部分为环境溢价。双边协商交易价格（绿色电力交易电价分电能量价格和环境溢价）由发电企业、电力用户（售电公司）自主协商确定。集中竞价交易、挂牌交易价格分别以统一出清价格和挂牌价格（绿色电力交易电价分电能量价格和环境溢价）为准。

第十九条 分时电价机制。分时交易平段价格由购售电双方协商确定，峰、谷电价上下浮动比例按照相关规定执行。参与绿色电力交易、新能源电能量交易的电力用户（售电公司）全电量参与分时段交易，批发交易全部带曲线申报。如开展现货交易，则绿色电力交易申报和结算模式另行制定。

第六章 结算及偏差处理

第一节 结算模式

第二十条 绿色电力交易、新能源电能量交易保持电网企业结算模式：根据贵州电力交易中心出具的结算依据，电力用户向电网企业缴纳电能量电费和环境溢价费用；电网企业向相关发电企业支付电能量电费和环境溢价费用；售电公司按照贵州电力交易中心出具的结算依据与电网企业进行结算。

第二十一条 享受国家可再生能源补贴的绿电项目，参与绿色电力交易的溢价收益、补贴等按国家有关规定执行。

第二节 结算顺序

第二十二条 电力用户（售电公司）实际电量，优先结算绿电交易合同计划，再结算新能源电能量交易合同计划，最后结算火电企业交易合同计划。

第三节 结算电量

第二十三条 绿色电力交易根据市场主体实际抄表电量情况作为结算的主要依据。

第二十四条 参与绿色电力交易的市场主体实际分配电量按以下方式确定。

（1）若实际电量小于或等于绿色电力交易合同电量之和，按合同电量所占比例确定每笔合同的实际分配电量；若实际电量大于绿色电力交易合同电量之和，按合同电量确定每笔合同的实际分配电量。售电公司批发侧绿色电力交易实际电量按其零售侧参与绿色电力交易用户的实际电量与绿色电力交易计划取小来汇总。

（2）售电公司应确保其批发和零售市场的绿色电力月度合同电量相等。根据其批发侧可结算的绿色电力电量，按零售用户汇总的绿色电力电量比例来分摊。

第四节 交易结算

第二十五条 每笔绿色电力交易合同结算电量按该笔合同的电力用户（售电公司）的实际分配用电量、发电企业的实际分配上网电量以及双方之间的合同电量三者取小确定。

第二十六条 新能源电能量交易及火电中长期交易，按照中长期交易规则及当年电力中长期交易实施方案明确的规则进行结算。

第二十七条 电力用户（售电公司）完成电量小于绿色电力交易月度总合同电量计划，对其5%（含）以内的少用电量免于支付偏差考核费用，5%以外的少用电量按照所有绿色电力交易合同电能量加权综合均价的5%支付偏差考核费用，补偿给相应的发电企业。

第二十八条 电力用户全电量直接参与绿色电力交易时，则结算电量以外的超用电量，按中长期交易规则及当年电力中长期交易实施方案明确的超用电量与火电企业进行结算。电力用户通过售电公司代理全电量参与绿色电力交易时，超用电量由双方协商确定结算价格。

第二十九条 电力用户（售电公司）同时参与绿色电力交易和新能源电能量交易，则先结算绿色电力交易电量，剩余电量再结算新能源电能量交易电量。若还有剩余电量按中长期交易规则及当年电力中长期交易实施方案明确的超用电量与火电企业进行结算。

第三十条 电力用户（售电公司）同时参与绿色电力交易、新能源电能量交易、火电电能量交易，先结算绿色电力交易电量，再结算新能源电能量交易，剩余电量结算火电电能量交易。

第三十一条 电力用户（售电公司）同时参与新能源电能量交易、火电电能量交易，先结算新能源电能量交易电量，剩余电量再结算火电电能量交易。

第三十二条 新能源发电企业因自身原因导致发电量不足绿色电力交易电量，可通过事前签订互保协议，事后进行合同电量转让交易；如转让后仍不能满足，造成电力用户（售电公司）在合同范围内电量需在中长期交易市场结算，中长期市场电能量结算价格与绿色电力交易电能量价格差额形成的差额电费，由发电企业补偿给相应的电力用户（售电公司），差额电费为负时，不做补偿。绿色环境权益偏差，欠发电厂可优先通过购买绿证的方式补充给电力用户，如有其他方式，双方需在交易合同中约定条款执行。

第三十三条 售电公司代理电力用户参与绿色电力交易，如有代理服务费，按照双方约定标准计算有关费用。

第七章 其他

第三十四条 有绿证交易需求的市场主体，可通过广州电力交易中心绿电交易系统等平台购买绿证。

第三十五条 本《办法》由省能源局负责解释。未尽事宜按照年度电力中长期交易实施方案及相关规定执行。

第三十六条 本《办法》发布后，如遇国家和省政策调整及重大市场变化，相关规则相应调整。

第三十七条 本《办法》自印发之日起试行。