

南方区域电力市场 贵州省内配套交易规则

第一章 总则

第一条 为规范电力市场运营和管理，依法维护经营主体的合法权益，推进贵州电力市场体系建设，根据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《电力市场监管办法》（发展改革委令2024年第18号）、《电力市场运行基本规则》（发展改革委令2024年第20号）、《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》（发改能源〔2024〕1123号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发售电公司管理办法的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）、《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）、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）和有关法律法规规定，承接南方区域电力市场建设要求，结合贵州实际，制定本规则。

第二条 本规则适用于贵州非现货环境下中长期电能量交易、贵州现货环境下电能量交易和电力辅助服务交易。

第三条 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得扰乱市场秩序、操纵市场价格、损害其他经营主体的合法权益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。不得实施地方保护、市场分割、指定交易、区域壁垒等妨碍统一市场和公平竞争的政策。

第四条 国家能源局贵州监管办公室（以下简称“贵州能源监管办”）、省发展和改革委员会（以下简称“省发展改革委”）、省能源局根据职能依法履行贵州电力市场监管职责。

第二章 市场成员

第五条 市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。其中，经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商、智能微电网等）；市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。本规则所指电力交易机构为贵州电力交易中心，电力调度机构为贵州电网电力调度控制中心。

第六条 发电企业的权利和义务：

（一）按照规则参与电力市场化交易，签订和履行各类交易合同，按时完成电费结算，在规定时间内可对结算结果提出异议。

（二）获得公平的输电服务、电网接入服务和电力交易

服务。

(三) 签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等。

(四) 依法依规提供相关市场信息，按照信息披露有关规定获得市场交易、输配电服务、信用评价、电力负荷、系统运行等相关信息，并承担保密义务。

(五) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段。

(六) 按规定缴纳交易服务费。

(七) 法律法规规定的其他权利和义务。

第七条 电力用户的权利和义务：

(一) 按照规则参与电力市场化交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同，暂时无法直接参与市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，提供市场化交易所必需的电力电量需求、典型负荷曲线以及相关生产信息。

(二) 获得公平的输配电服务、电网接入服务和电力交易服务，按规定支付购电费、输配电费、线损电费、系统运行费（含辅助服务费）、政府性基金及附加等，按规定缴纳交易服务费，在规定时间内可对结算结果提出异议。

(三) 依法依规披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务。

(四) 服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行

状况下（如事故、严重供不应求等）按照电力调度机构要求安排用电。

（五）遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错避峰。

（六）依法依规履行清洁能源消纳责任。

（七）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段。

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 售电公司的权利和义务：

（一）按照本规则参与电力市场化交易，与用户签订零售合同，并履行合同规定的各项义务，可以采取多种方式通过电力市场购售电。

（二）按照信息披露相关规则向电力交易机构提供代理零售用户的交易合同及电力电量需求，获得电力交易、输配电服务和代理零售用户历史用电负荷（或典型用电负荷）等相关信息，承担用户信息保密义务。

（三）获得电网企业的电费结算服务。

（四）可向用户提供包括但不限于合同能源管理、综合节能、合理用能咨询和用电设备运行维护等增值服务，并收取相应费用，具有配电网运营权的售电公司负责提供相应配电服务，按照用户委托提供代理购电服务。

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段。

（六）按照国家有关规定，在交易平台或政府指定网站

上公示公司资产、从业人员、场所、技术支持系统、经营状况等信息、证明材料和信用承诺，依法及时对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

(七) 不得干涉用户自由选择售电公司的权利。

(八) 按照可再生能源电力消纳责任权重有关规定，承担与年售电量相对应的可再生能源电力消纳量。

(九) 同意电力交易机构对其公司及公司从业人员满足注册条件的信息、证明材料对外公示，以及对其持续满足注册条件开展的动态管理。

(十) 承接保底售电服务的售电公司，按照相关规定履行保底售电期间的相关义务。

(十一) 按规定缴纳交易服务费。

(十二) 法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 电网企业的权利和义务：

(一) 保障电网以及输配电设施的安全稳定运行。

(二) 根据现货市场价格信号反映的阻塞情况，加强电网建设。

(三) 为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收费等各类供电服务。

(四) 建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统，服从电力调度机构的统一调度。

(五) 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露

和提供信息，并承担保密义务，向市场运营机构提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互。

(六) 收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算。

(七) 保障居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电供应，执行现行目录销售电价政策；单独预测居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线。

(八) 向符合规定的工商业用户提供代理购电服务。

(九) 依法依规履行清洁能源消纳责任。

(十) 按规定缴纳交易服务费。

(十一) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电力调度机构的权利和义务：

(一) 按规则组织电力现货交易、电力辅助服务交易，负责安全校核、市场监测和风险防控，按照调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，保障电网安全稳定运行。

(二) 向电力交易机构提供安全约束边界和必开机组组合、必开机组发电量需求、影响限额的停电检修、关键通道可用输电容量等数据，配合电力交易机构履行市场运营职能。

(三) 合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行，保障电力市场正常运行。

(四) 按规则建设、运行和维护电力现货市场技术支持系统。

(五) 按照信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定与电力交易机构进行数据交互，承担保密义务。

(六) 配合贵州能源监管办、贵州省能源局和贵州省发展改革委开展市场分析和运营监控，履行相应市场风险防范职责，依法依规实施市场干预，并向贵州能源监管办、贵州省能源局和贵州省发展改革委报告，按照规则规定实施的市场干预予以免责。

(七) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电力交易机构的权利和义务：

(一) 参与拟定相应电力交易规则。

(二) 向经营主体提供市场的注册服务、信息变更和退出等相关服务。

(三) 按照规则组织电力中长期电能量交易，并负责交易合同的汇总管理，配合广州电力交易中心开展现货交易申报和信息发布。

(四) 提供电力交易结算依据以及相关服务，按照规定

收取交易服务费。

(五) 建设、运营和维护交易平台。

(六) 按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，承担保密义务；提供信息发布平台，为经营主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑现货市场交易以及服务需求的数据等；制定信息披露标准格式，及时开放数据接口。

(七) 配合贵州能源监管办、贵州省能源局和贵州省发展改革委对市场规则进行分析评估，提出修改建议。

(八) 监测和分析市场运行情况，依法依规干预市场，预防市场风险，并于事后向贵州省能源监管办、贵州省能源局和贵州省发展改革委及时报告。

(九) 对经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查。

(十) 法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场注册

第十二条 电力市场实现注册制度，经营主体按照国家明确的基本条件办理市场注册业务。当国家政策调整或者交易规则变化导致经营主体类型或进入电力市场基本条件发生变化时，按照全国统一标准进行调整。

第十三条 经营主体应当在电力交易机构办理市场注册，对多重主体身份的经营主体，应当按经营主体类别分别注册。

第十四条 电力交易机构将市场注册生效的经营主体纳入经营主体目录，实行动态管理，按照信息披露要求向社会公布，并报贵州能源监管办和贵州省能源局备案。

第十五条 当国家政策调整或者交易规则变化导致市场注册信息发生变化时，电力交易机构应按照全国统一的原则组织经营主体重新注册或补充完善注册信息。

第十六条 经营主体市场注册信息发生变化后，应提出信息变更申请。经营主体市场注册信息发生变化未按规定时间进行变更，并造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担相应责任。经营主体在市场注册信息变更期间可正常参与市场交易。

第十七条 经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销。已市场注销的经营主体再次参与电力市场交易，应在电力交易机构重新办理市场注册。

第四章 电力中长期交易

第一节 交易品种和交易方式

第十八条 贵州省电力中长期交易现阶段包括电能量交易和合同电量转让交易。省内发电企业承接跨省优先发电计划电量交易、绿色电力交易、电网代理购电交易纳入电力中长期交易管理范畴。

第十九条 电力中长期交易方式包括集中交易和双边协商交易。其中，集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易三种形式。

第二十条 绿色电力交易主要通过双边协商和挂牌交易方式开展，电网代理购电交易通过场内集中交易方式（不含撮合交易）开展。

第二十一条 省内中长期交易与跨省中长期交易衔接。跨省中长期交易电量根据贵州省分配电量有关规定明确到省内发电侧交易单元。其中，跨省中长期交易电量包括跨省优先发电计划电量和跨省中长期市场化交易电量。

第二十二条 在优先安排优先发电合同输电容量的前提下，鼓励发电企业、电力用户、售电公司利用剩余输电容量直接进行跨区跨省交易。发电企业和电力用户可以直接参与，也可委托售电企业或者电网企业代理参与跨区跨省交易，由经营主体自主决定。

第二节 价格机制

第二十三条 电力中长期交易的成交价格由经营主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

燃煤机组电能量市场化交易（含省内和跨区跨省）的脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价按相关规定执行。

第二十四条 双边协商交易价格按照双方合同约定执行。集中交易价格按照具体的价格机制执行。其中，集中竞价交易可采用边际出清或者高低匹配等价格形成机制；滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易采用“双挂双摘”的价格形成机制。代理购电挂牌交易价格机制按照国

家及贵州有关规定执行。

第二十五条 除国家有明确规定的情况外，双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价交易中，为避免市场操纵以及恶性竞争，可对报价或者出清价格设置上、下限。其中，燃煤发电交易价格上下浮动范围及相关要求按照国家及贵州省有关规定执行；绿色电力交易电能量价格与绿证价格应分别明确，除国家有明确规定的情况外不得对交易进行限价或指定价格。

第三节 交易组织

第二十六条 省级电力运行主管部门应在每年年底前研究确定次年跨区跨省优先发电计划。电力交易机构按照年度（多年）、月度（多月）、周（多周）、日（多日）的顺序组织开展电能量交易。现货市场运行期间，中长期电能量交易以差价合约形式组织开展。

第二十七条 中长期电能量交易采用标准化的组织流程，包括交易准备、交易公告、交易申报、交易出清、交易计划校核、结果发布等环节。

第二十八条 交易公告中明确交易限定条件，原则上申报组织以及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要的应当公开说明原因。

第二十九条 中长期电能量交易及合同电量转让交易均需约定电力曲线。绿色电力交易合同电量转让交易须以合同各方协商一致、并确保绿色电力交易可追踪溯源为前提。

第四节 交易计划校核

第三十条 交易计划校核包括交易校核和安全校核。交易校核主要内容包括交易限额校核等内容，由电力交易机构负责。安全校核主要内容包括通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制等内容，由电力调度机构负责。

第三十一条 现货市场运行期间，各类交易应进行交易校核，但不进行安全校核。非现货市场运行期间，各类交易应进行安全校核。

第三十二条 安全校核应当在规定的期限内完成。安全校核未通过时，电力调度机构需出具书面解释，由电力交易机构予以公布。

第五节 合同签订与执行

第三十三条 各市场成员应当根据交易结果或者政府下达的计划电量，参照合同示范文本签订购售电合同，并在规定时间内提交至电力交易机构。

第三十四条 购售电合同原则上应当采用电子合同签订，交易平台应当满足国家电子合同有关规定的技术要求，市场成员应当依法使用可靠的电子签名，电子合同与纸质合同具备同等效力。

第三十五条 在电力交易平台提交、确认的双边协商交易以及参与集中交易产生的结果，各相关市场成员可将电力交易机构出具的电子交易确认单（视同为电子合同）作为执行依据。

第三十六条 非现货市场运行期间，电力调度机构应当根据经安全校核后的各类交易合同，形成发电企业发电计划。依据发电企业发电计划及清洁能源消纳需求，合理安排电网运行方式和机组开机方式。

第三十七条 电力交易机构定期跟踪和公布月度（含多日交易调整后的）发电计划完成进度情况。经营主体对发电计划完成进度提出异议时，电力调度机构负责出具说明，电力交易机构负责公布相关信息。

第五章 电力现货交易

第三十八条 贵州属于南方区域电力现货市场的组成部分，与南方区域电力现货市场“联合出清，协同运作”。

第三十九条 电力调度机构组织开展市场边界管理和出清结果执行。

第四十条 南方区域电力现货市场采用全电量集中竞争的市场机制，包含日前、实时市场。

第一节 市场准备

第四十一条 发电企业（机组）按要求向市场运营机构提供机组技术参数与运行边界，作为现货电能量交易出清的约束条件。

第四十二条 电力调度机构根据负荷预测、优先计划、备用要求、检修计划及一次能源供应等情况，确定运行日电网运行边界条件及其调管范围内机组运行边界，作为现货电能量市

场出清的约束条件。

第二节 交易组织

第四十三条 发电侧经营主体参与现货市场优化的方式按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

第四十四条 纳入现货交易系统申报范围的经营主体，若未按时在交易系统完成交易申报，则采用缺省申报数据作为该运行日的正式申报数据。其中经营主体既未申报，也无缺省申报数据时，按零作为该运行日的申报数据。

若经营主体的申报数据超出交易参数限值，则对申报数据超出部分修正成相应参数限值，并作为该运行日的正式申报数据。

第四十五条 日前现货电能量交易以社会福利最大化为目标，满足约束条件下，开展机组组合(SCUC)和经济调度(SCED)优化计算，出清得到运行日各时段的机组开机组合、机组出力曲线、跨省送受电计划曲线和日前现货节点电价。

第四十六条 实时现货电能量交易以社会福利最大化为目标，满足约束条件下，采用经济调度(SCED)优化计算，出清得到运行时刻机组开机组合、机组出力曲线、跨省送受电计划和实时现货节点电价。

第四十七条 市场运营机构应按照规则及时向经营主体发布对应出清结果，当出清结果缺失或错误时，应根据规则及时补发或更正，并进行情况说明。

第四十八条 日前、实时现货电能量交易的安全校核与市场出清同步进行，市场出清结果严格满足电网安全稳定运行、电力供需平衡以及清洁能源消纳等要求。

第三节 价格机制

第四十九条 现货电能量交易形成各出清时段的节点分时电价，以此作为现货市场价格。节点电价由系统电能价格与阻塞价格两部分构成。

第五十条 参与现货市场优化机组的日前与实时现货价格按照机组上网节点对应的日前与实时分时价格执行。

第五十一条 用户侧的日前价格和实时价格在南方区域电力市场贵州省内配套现货电能量交易实施细则中明确。

第五十二条 现货市场设定报价限价和出清限价，报价限价不应超过出清限价范围。除正常交易的市场限价之外，当市场价格处于价格限值的连续时间超过一定时长后，可设置并执行二级价格限值。二级价格限值的上限可参考长期平均电价水平确定，一般低于正常交易的市场限价。

第六章 电力辅助服务交易

第一节 交易品种

第五十三条 现阶段，根据电网安全运行和区域市场运行需要，组织开展调峰、黑启动等辅助服务市场，参与南方区域调频、跨省备用辅助服务市场。后续根据电力市场发展与实际需求，适时开展爬坡辅助服务市场。

第五十四条 结合贵州电源结构与电网运行实际，调峰辅助服务市场主要开展机组深度调峰、机组启停调峰、电储能调峰等交易品种。现货市场运行期间，不开展调峰辅助服务市场。

第二节 交易组织

第五十五条 调峰市场中深度调峰、启停调峰、电储能调峰、可调节负荷调峰采用“单边竞价、按需调用”模式开展，组织实施包括交易申报、交易出清及调用执行三个阶段。

第五十六条 电力调度机构根据电网运行方式安排和系统安全运行需要，确定次年系统黑启动分区及黑启动机组需求，采用集中竞价交易的方式确定黑启动发电机组费用，交易周期原则上按年开展。

第五十七条 贵州按规则参加南方区域调频、跨省备用辅助服务市场。

第三节 价格机制

第五十八条 按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”的原则，建立健全辅助服务收益共享和成本分摊机制，逐步建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制。

第五十九条 为保障市场有序平稳运行，贵州调峰辅助服务市场对深度调峰、启停调峰、储能调峰、负荷调峰采取申报限价措施，明确深调补偿、顶峰补偿价格标准，并建立明确不

同品种出清价格形成机制，规范市场运营。

第六十条 黑启动辅助服务费用分为能力费和使用费，均实行最高限价。黑启动机组按照市场交易出清结果获得能力费补偿。调用黑启动成功且达到约定技术标准的电厂，按照市场交易使用费出清结果获得使用费补偿。

第六十一条 调频、跨省备用辅助服务价格机制按南方区域相关规则执行。

第七章 计量与结算

第一节 计量

第六十二条 电网企业根据市场运行需要为经营主体安装符合技术规范的电能计量装置，对参与现货市场经营主体需满足电力现货市场对计量数据的采集频次、成功率和存储等要求。

第六十三条 发电企业上网关口、跨区跨省交易送受端计量点应当安装相同型号、相同规格、相同准确度等级的主、副电能表各一套，主、副表应当有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。

第六十四条 电能计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装电能计量装置的，由双方协商确定电能计量点。法定或者约定的计量点计量的电能作为电费结算的依据。

经营主体以计量点为分界承担电能损耗和相关责任，国家另有规定的除外。电网企业应当在跨区跨省输电线路两端安装符合技术规范和市场要求的电能计量装置，跨区跨省交易均应当明确其结算对应计量点。

第六十五条 多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的实际发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照额定容量比例计算各自上网电量。

处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

第六十六条 计量数据应当满足最小交易周期的结算需要，电网企业应对各结算时段内的计量数据进行校核，保障计量数据准确、完整。

第六十七条 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录各类经营主体电能计量装置数据，并将各类经营主体的电能计量装置数据（包含拟合计量数据）按结算时序提交电力交易机构。

第二节 结算

第六十八条 电力交易机构负责向市场成员出具结算依据，市场成员根据相关规则进行电费结算。其中，跨区跨省交易由组织该交易的电力交易机构会同送受端电力交易机构向市场成员出具结算依据。

第六十九条 电网企业（含地方电网企业和配售电企业）之间结算的输配电费用，按照政府价格主管部门核定的输配电价和实际物理计量电量结算。

第七十条 发电企业上网电量电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险；售电公司按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。经营主体未与电网企业签订委托代理结算业务的，电网企业不承担欠费风险。

第七十一条 电力用户的基本电价、政府性基金及附加、峰谷分时电价、电网企业为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益（含偏差电费）、功率因数调整等按照电压等级和类别按实收取，上述费用均由电网企业根据国家以及贵州省有关规定进行结算。现货市场运行期间，批发用户不执行峰谷分时电价。

第七十二条 电能量交易结算方式如下：

现货市场运行期间，采用“三部制”结算模式开展电费结算，并承接跨省电能量结算结果（含参与跨省交易产生的省内不平衡资金），所有结算项目按事先明确原则进行分摊（返还）。

非现货市场运行期间，中长期交易采用发用两侧解耦结算、中长期交易合同偏差电量结算机制，经营主体的合同电量和偏差电量分开结算。其中，中长期交易合同按合同电量及签约电价结算，发用两侧合同偏差电量单独结算。

第七十三条 落实《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）相关要求，按照贵州省有关规定执行。

第七十四条 电力辅助服务结算按照贵州电力辅助服务相关规则执行。

第八章 信息披露

第七十五条 按照信息公开范围，电力市场信息分为公众信息、公开信息、特定信息三类。

（一）公众信息：是指向社会公众披露的信息。

（二）公开信息：是指向有关市场成员披露的信息。

（三）特定信息：是指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。

第七十六条 信息披露应当遵循“安全、及时、真实、准确完整、易于使用”的原则。信息披露主体应严格按照要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第七十七条 电力交易机构负责电力市场信息披露的实施，以电力交易平台为基础设立信息披露平台，做好贵州能源监管

办、政府相关部门、市场经营主体信息披露平台登录账号运维管理工作。电力交易机构在保障信息安全的前提下提供数据接口服务。

第七十八条 信息披露主体按照标准数据格式在信息披露平台披露信息，披露的信息保留或可供查询的时间不少于 2 年。信息披露应以结构化数据为主，非结构化信息采用 PDF 等文件格式。

第七十九条 电力市场信息应在信息披露平台上进行披露，在确保信息安全基础上，按信息公开范围要求，可同时通过信息发布会、交易机构官方公众号等渠道发布。

第八十条 电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期开展披露。预测类信息在交易申报开始前披露，运行类信息在运行日次日披露。非现货市场运行期间，可根据市场运行需要披露周、日信息，暂不披露现货市场相关信息。

第八十一条 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向电力交易机构提出，电力交易机构根据信息披露规定要求相关信息披露主体予以解释及配合。

第八十二条 信息披露主体信息披露按照国家要求执行。涉及区域电力现货市场信息披露按南方区域电力市场信息披露有关细则执行。

第九章 争议处理

第八十三条 经营主体之间、经营主体与市场运营机构之间、经营主体与电网企业之间因参与电力现货市场发生争议的，可先通过市场管理委员会调解，也可向贵州能源监管机构、贵州省能源局、贵州省发改委申请行政调解；调解不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第八十四条 市场成员应按照规定时间提出争议调解申请：

（一）对于出清价格、结算依据中的电量或金额有争议的，应在市场运营机构给出查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

（二）对于结算凭证中的电量或金额有争议的，应在电网企业给出结算查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

（三）对于其他争议，市场成员应在事件发生之日起 2 年内提出。

第八十五条 市场成员有义务为贵州能源监管办、贵州省能源局、贵州省发改委提供争议处理所需的数据和材料。承担调解工作的相关人员应遵守保密规定，不得泄露因调解工作知悉的商业秘密。

第十章 市场监管和风险控制

第八十六条 贵州能源监管办、贵州省能源局、贵州省发改委按照职责分工，依法依规对电力市场成员进行监管，加大对电力市场管理委员会的指导力度，引导电力市场管理委员会规范运行。建立健全交易机构专业化监管制度，推动成立独立的电力交易机构专家委员会，积极发展第三方专业机构，形成政府监管与外部专业化监督密切配合的有效监管体系。按照监管需要，聘请第三方机构对市场运营机构进行电力市场业务专业评估。

第八十七条 市场运营机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险控制等职责。根据监管要求，将与监管相关的信息系统接入电力监管信息系统。按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，建立健全电力市场风险控制机制，防范市场风险，采取有效风险控制措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向电力监管机构提交市场监控分析报告。

第八十八条 对于滥用市场操纵力、不良交易行为等违反电力市场秩序的行为，将进行市场内部曝光；对违反电力市场监管相关规定的行为，贵州能源监管办依照《电力监管条例》等规定，依法依规处理。

第十一章 市场干预与中止

第八十九条 市场运营机构为保证电力市场安全运营，可以进行市场干预。市场运营机构进行市场干预应当公布干预原因。

第九十条 有下列情形之一的，市场运营机构可以进行市场干预：

(一) 电力系统出力不足，无法保证电力市场正常运行的。

(二) 电力系统内发生重大事故危及电网安全的。

(三) 电力市场技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等发生故障导致交易无法正常进行的。

(四) 地方政府有关部门、贵州能源监管办做出中止电力市场决定的。

(五) 地方政府有关部门、贵州能源监管办规定的其他情形。

第九十一条 有下列情形之一的，地方政府有关部门、贵州能源监管办可以做出中止电力市场的决定，并向电力市场成员公布中止原因：

(一) 电力市场未按照规则运行和管理的。

(二) 电力市场运行规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的。

(三) 电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的。

(四) 电力市场技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等发生重大故障，导致交易长时间无法进行的。

(五) 因不可抗力不能竞价交易的。

(六) 地方政府有关部门、贵州能源监管办规定的其他情形。

第九十二条 市场运营机构应当详细记录市场干预或者中止期间的有关情况，并向地方政府有关部门、贵州能源监管办提交报告。

第十二章 附则

第九十三条 本规则自发布之日起施行。

第九十四条 本规则与国家最新的政策、规则、文件规定不符的，从其规定。

附录：术语定义

1. 现货市场运行期间，指现货市场结算试运行期间和现货市场正式运行期间。现货市场中止期间视为非现货市场运行期间。

2. 绿色电力交易。指以绿色电力和对应绿色电力环境价值为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（以下简称绿证），用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。初期，参与绿色电力交易的发电侧主体为风电、光伏发电项目，条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。

3. 跨省优先发电计划。指根据国家指令性计划、地方政府间送电协议，通过购售双方协商形成电力、电量合同。

4. “三部制”结算模式：中长期交易电量按照中长期交易价格结算；日前现货出清结果与中长期电能量交易电量之间的偏差电量，按日前现货电能量交易形成的日前价格结算；实际执行与日前现货出清结果之间的偏差电量，按实时现货电能量交易形成的实时价格结算。