

云南电力中长期交易实施细则

(征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为规范电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，推进云南电力市场体系建设，根据《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则〉的通知》(发改能源规〔2020〕889号)《中共云南省委 云南省人民政府关于印发〈云南省进一步深化电力体制改革试点方案〉的通知》(云发〔2016〕10号)和有关法律、法规规定，结合云南电力市场建设经验和电力系统运行实际，制定本细则。

第二条 云南电力中长期交易坚持有利于电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，不断提高电力系统运行效率；坚持有利于营造公平、开放的市场环境，发挥市场在资源配置中的决定性作用；坚持更好发挥政府作用，保障有效竞争和市场秩序；坚持节能减排和清洁能源优先上网，促进清洁能源生产和消纳；坚持优先保障省内用电和西电东送框架协议履行，促进云南省清洁能源优势向经济发展优势转化，有力支撑国家和云南省发展战略。

第三条 本细则与南方区域跨区跨省、跨境等其他市场交易规则协同衔接，共同促进资源在更大范围内优化配置。

第四条 本细则所称电力中长期交易指发电企业、电力用户、售电公司等市场主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周、多日等电力批发交易。

执行政府定价的优先发电电量和基数电量（二者统称为计划电量）视为厂网间双边交易电量，签订厂网间购售电合同，相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴，其执行和结算均须遵守本细则。

电力辅助服务市场（补偿）机制相关规则另行制定。

第五条 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的合法权益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第六条 省级电力主管部门按照要求制定优先发用电计划放开实施方案。能源监管机构和省级电力主管部门根据职能依法履行云南电力中长期交易监管职责。

省级电力主管部门组织电力交易机构在本细则基础上起草《云南电力市场化交易实施方案》及配套管理办法，经电力市场管理委员会初步审议后，会同有关部门审定后执行。

第二章 市场成员

第七条 市场成员包括各类发电企业、电网企业、配售电企业、电力交易机构、电力调度机构、电力用户、储能企业等。市场主体包括各类发电企业、电网企业、配售电企业、电力用户、储能企业等。其中电力交易机构指昆明电力交易中心有限责任公司。境外发电企业、电网企业、配售电企业、电力用户、储能企业可依照本细则及有关规则参与交易。

第一节 权利与义务

第八条 发电企业的权利和义务:

(一)按照本细则参与电力交易,签订和履行各类交易合同,按时完成电费结算;

(二)获得公平的输电服务、电网接入服务和电力交易服务,按规定缴纳交易服务费;

(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;

(四)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,获得市场化交易和输配电服务等相关信息;

(五)具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段;

(六)法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 电力用户的权利和义务:

(一)按照本细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,提供市场化交易所必须的电力电量需求、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,按时支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等,按规定缴纳交易服务费;

(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;

(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）遵守省级电力主管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。

第十条 售电公司的权利和义务：

（一）按照本细则参与电力市场化交易，签订和履行市场化交易合同，按时完成电费结算，按规定缴纳交易服务费；

（二）依法依规披露和提供信息，在政府指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报；

（三）按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供签约零售用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线以及其他生产信息，获得市场化交易、输配电服务和签约市场主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务；

（四）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）拥有配电网运营权的售电公司承担配电区域内电费收取和结算业务；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 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) 为市场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;

(三) 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;

(四) 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, 向电力交易机构提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关数据, 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;

(五) 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, 按照《电力供应与使用条例》等相关法律法规依法合规进行处置;

(六) 按照政府定价或者政府相关规定向优先购电用户以及其他不参与市场化交易的电力用户(以下统称“非市场用户”)提供供电服务, 签订供用电合同;

(七) 预测非市场用户的电力、电量需求等;

(八) 依法依规履行清洁能源消纳责任;

(九) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 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) 提供各类市场主体的注册服务;

(三) 按照规则组织电力市场交易, 并负责交易合同的汇总

管理；

（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、运营和维护电力市场化交易技术支持系统（以下简称“电力交易平台”）；

（六）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，提供信息发布平台，为市场主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑市场化交易以及服务需求的数据等；

（七）配合能源监管机构和省级电力主管部门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，并于事后向监管机构和政府相关部门及时报告；

（九）对市场主体违反交易规则、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。

第十三条 电力调度机构的权利和义务：

（一）负责安全校核；

（二）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；

（三）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；

(四)合理安排电网运行方式,保障电力交易结果的执行(因电力调度机构自身原因造成实际执行与交易结果偏差时,由电力调度机构所在电网企业承担相应的经济责任),保障电力市场正常运行;

(五)按照电力企业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实现与电力交易机构的数据交互;

(六)法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 准入与退出

第十四条 市场主体应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体,符合有序放开发用电计划范围,未因严重违法失信行为被政府有关部门列入联合惩戒“黑名单”。内部核算的市场主体经法人单位授权,可参与相应电力交易。

第十五条 市场准入基本条件:

(一)发电企业

1. 依法取得发电项目核准或备案文件,依法取得或者豁免电力业务许可证(发电类);

2. 并网自备电厂公平承担发电企业社会责任、承担国家依法合规设立的政府性基金及附加以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴,取得电力业务许可证(发电类),达到能效、环保要求,

可作为市场主体参与市场化交易；

3. 分布式发电企业符合分布式发电市场化交易试点规则要求；

4. 与云南电网并网运行的境外发电企业准入须取得电网企业的并网意见，并按要求履行发电企业相关义务。

（二）电力用户

1. 符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，与电网企业签订正式供用电协议（合同）；

2. 经营性电力用户的发用电计划原则上全部放开。不符合国家产业政策的电力用户暂不参与市场化交易，产品和工艺属于淘汰类和限制类的电力用户严格执行现有差别电价政策；

3. 拥有燃煤自备电厂的用户应当按国家规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴；

4. 具备相应的计量能力或替代技术手段，满足市场计量和结算的要求。

（三）售电公司准入条件按照国家及云南省对售电公司准入与退出有关规定执行。拥有配电网运营权的售电公司应当取得电力业务许可证（供电类）。

第十六条 发电企业分为优先电厂和市场化电厂，具体划分标准由省级电力主管部门根据有序放开发用电计划明确。市场化电厂必须在电力交易机构注册，参与电力市场化交易。

第十七条 电力用户分为优先购电用户和市场化用户，具体

划分标准由省级电力主管部门根据有序放开发用电计划明确。符合市场准入条件但未在电力交易机构注册的电力用户暂由电网企业按照政府定价承担保底供电服务。

第十八条 参加批发交易的市场主体及参加零售交易的电力用户均实行注册制。其中，参加零售交易的电力用户的注册手续和程序可以适当简化。

第十九条 电力用户完成市场注册后，可参加零售交易；如选择参与批发交易，应满足相应条件并履行相应手续。

第二十条 参加市场化交易（含批发、零售交易）的电力用户全部电量需通过批发或者零售交易购买，且不得同时参加批发交易和零售交易。所有参加市场化交易的电力用户均不再执行目录电价。

参加市场化交易的电力用户，允许在合同期满的下一个年度，按照准入条件选择参加批发或者零售交易。

第二十一条 完成市场注册且已开展交易的电力用户，合同期满后未签订新的交易合同但发生实际用电时，不再按照政府目录电价结算。其中，参加批发交易的用户按照云南电力市场年度交易实施方案中的规则进行偏差结算，参加零售交易的用户按照保底价格或按照云南电力市场年度交易实施方案中的规则进行结算。

完成市场注册但未开展交易的电力用户，可探索公开招标确定售电公司提供零售服务等市场价格形成机制，也可按照云南电

力市场年度交易实施方案中的规则进行结算。

第二十二条 已经选择市场化交易的发电企业和电力用户，原则上不得自行退出市场。下述情况下，可办理正常退市手续：

1. 市场主体宣告破产或消亡，不再发电或用电；

2. 因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有市场主体非自身原因无法继续参加市场的情况；

3. 因电网网架调整，导致发电企业、电力用户的发用电物理属性无法满足云南电力市场准入条件；

4. 因用电类别或经营性质调整，不满足准入条件。

上述市场主体，在办理正常退市手续后，执行国家及云南省相关的发用电政策。售电公司退出条件按照国家及云南省对售电公司准入与退出有关规定执行。

第二十三条 完成市场注册的市场主体，应保证持续满足准入条件，若后续不再满足，将限制其交易资格并限期整改，逾期未完成整改的，由电力交易机构报送至能源监管机构和省级电力主管部门，经批准后，强制其退出市场。

第二十四条 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，可进行市场内部曝光；对于严重违反交易规则的行为，可依据《电力监管条例》等规定处理。

第二十五条 退出市场的市场主体需妥善处理其全部合同义务。无正当理由退市的主体，原则上原法人及其法人代表三年内均不得再选择市场化交易。

第二十六条 自愿退市与强制退市的电力用户，由为其提供输配电服务的电网企业承担保底供电责任。电网企业与电力用户的保底价格暂按《云南省发展和改革委员会关于退出电力市场用户执行保底供应价格有关事项的通知》（云发改价格〔2019〕730号）执行。如遇调整，则按照省级价格主管部门最新发布的保底价格机制执行。

第二十七条 地方电力公司完成厂网分开、确定输配电价格后其供电用户可参与云南电力市场化交易。地方电力、增量配电网企业应积极进行计量、营销等技术支持系统的建设或改造，实现与电力交易平台信息的互联互通，实现地区市场主体的统一注册管理、交易和结算。

第三节 信用管理

第二十八条 电力交易机构按要求持续开展市场主体交易行为信用管理，坚持依法合规、客观公正、公开透明、及时准确的原则，以事实和客观证据为评价依据，服务于市场主体、确保市场公平、强化风险防控。

第二十九条 云南电力市场主体交易行为信用管理体系包括信用风险识别、信用风险筛查及信用风险防控等内容。

第三十条 电力交易机构对交易行为信用表现较差的市场主体，可采取公众曝光、增加信用保证额度、限制交易业务权限、报请省级电力主管部门强制退出市场等措施，实现对交易行为信用风险的有效防控。

第三十一条 云南电力市场通过信用保证机制提升市场主体自身的风险防控能力，根据市场的运行情况，可应用于所有中长期交易场景和各类市场主体，并与交易行为信用评价结果挂钩。

第三十二条 交易服务费、保证金（履约保函）、不平衡资金等费用未按规定缴清的市场主体，不得参与市场化交易。

第三章 市场注册、变更与注销

第三十三条 市场注册业务包括注册、信息变更、市场注销及零售用户与售电公司业务关系确定等。

第三十四条 市场主体参与电力市场化交易，应当符合准入条件，在电力交易机构办理市场注册，按有关规定履行承诺、公示、注册、备案等相关手续。市场主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性。

第三十五条 企事业单位、机关团体等办理注册手续时应当关联用电户号等实际用电信息，并提供必要的单位名称、法人代表、联系方式等。

参与批发交易的市场主体，应当办理数字安全证书或采取同等安全等级的身份认证手段。

第三十六条 市场主体如因注册信息不一致影响市场运行，由市场主体自行承担相关后果及影响，同时电力交易机构将其行为纳入市场主体信用管理和记入市场负面行为清单。

第三十七条 办理售电增项业务的发电企业，应当分别以发电企业和售电公司的市场主体类别进行注册。

第三十八条 当国家政策调整或交易规则发生重大变化时，电力交易机构可组织已注册市场主体重新办理注册手续。

第三十九条 市场主体注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请。市场主体类别、法人、业务范围、公司主要股东等有重大变化的，市场主体应当再次予以承诺、公示。公示期满无异议的，电力交易机构向社会发布。

第四十条 电力用户或售电公司关联的用户发生并户、销户、过户、改名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，市场主体应当在电网企业办理变更的同时，在电力交易机构办理注册信息变更手续。业务手续办理期间，电网企业需向电力交易机构提供分段计量数据。电力交易机构完成注册信息变更后，开展交易结算，提供结算依据。

第四十一条 退出市场的市场主体，应当及时向电力交易机构提出注销申请，按要求进行公示，履行或处理完成交易合同有关事项后予以注销。

第四十二条 发电企业、电力用户、增量配电网企业根据交易需求和调度管理关系在相应的电力交易机构办理注册手续；售电公司自主选择一家电力交易机构办理注册手续。参加云南电力市场化交易时，无须重复注册，按照云南电力市场的准入条件和市场规则完善注册信息并备案，同时配备电力交易人员、经营场所、技术条件，按照云南省市场主体管理要求参与交易。电力交易机构根据市场主体注册情况向能源监管机构、省级电力主管部

门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过政府指定网站和电力交易机构网站向社会公布。

第四章 交易品种和交易方式

第四十三条 云南电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，灵活开展发电权交易、合约（合同）转让交易，根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

第四十四条 根据交易标的物执行周期不同，中长期电能量交易包括年度（多年）电量交易（以某个或者多个年度的电量作为交易标的物，并分解到月）、月度电量交易（以某个月度的电量作为交易标的物）、月内（多日）电量交易（以月内剩余天数的电量或者特定天数的电量作为交易标的物）等针对不同交割周期的电量交易。按照本细则市场机制形成和结算的电量均纳入中长期电能量交易统计范畴。

第四十五条 电能量交易包括集中交易和双边协商交易两种方式。其中集中交易包括集中竞价交易（集中撮合交易）、连续挂牌交易（滚动撮合交易）和挂牌交易三种形式。

第四十六条 双边协商交易是指市场主体之间自主协商交割时段、交易电量、价格，形成双边协商初步意向，在交易时间内通过电力交易平台进行申报和确认，并经校核成交。

双边协商交易价格按照双方合同约定执行，双方协商一致后可在规定时间内在电力交易平台中对合同价格进行调整。

第四十七条 集中竞价交易指设置交易报价提交截止时间，

电力交易平台汇总市场主体提交的交易申报信息，按照市场规则进行统一的市场出清，发布市场出清结果。集中竞价交易可采用边际出清或高低匹配等价格形成机制。

（一）边际出清成交规则如下：

1. 根据申报时间内购售双方有效申报的电量和价格，计算购方与售方价差， $\text{价差} = \text{购方申报价} - \text{售方申报价}$ ，价差为负不能成交。售方按申报价格由低到高依次排序形成供给曲线；购方按申报价格由高到低依次排序形成需求曲线，由供给曲线和需求曲线共同确定成交电量和成交价格。

2. 边际出清价格为： $K1 \times \text{最后一个成交的购方申报价} + K2 \times \text{最后一个成交的售方申报价}$ ，其中 $K1 + K2 = 1$ 。市场主体成交价格均为边际出清价格。

（二）高低匹配成交规则如下：

1. 根据申报时间内购售双方有效申报的电量和价格，计算购方与售方价差， $\text{价差} = \text{购方申报价} - \text{售方申报价}$ 。按价差从大到小的顺序成交，确定成交电量和成交价格。价差为负不能成交。

2. 一个售方与多个购方价差相同：当售方申报电量大于（或等于）购方申报电量之和时，购方按申报电量全部成交，售方按购方申报电量之和成交；当售方申报电量小于购方申报电量之和时，购方按照申报电量等比例分配售方申报电量，售方按申报电量全部成交。

3. 一个购方与多个售方价差相同：当购方申报电量大于（或

等于)售方申报电量之和时,售方按申报电量全部成交,购方按售方申报电量之和成交;当购方申报电量小于售方申报电量之和时,售方按照申报电量等比例分配购方申报电量进行成交,购方按申报电量全部成交。

4. 多个购方与多个售方价差相同:当售方申报电量之和大于(或等于)购方申报电量之和时,售方按申报电量等比例分配购方申报电量之和进行成交,购方按申报电量全部成交;当购方申报电量之和大于售方申报电量之和时,购方按申报电量等比例分配售方申报电量之和进行成交,售方按申报电量全部成交。

5. 成交价格为: $K1 \times \text{购方申报价} + K2 \times \text{售方申报价}$, 其中 $K1 + K2 = 1$ 。

第四十八条 连续挂牌交易是指在规定的交易起止时间内,市场主体可以随时提交购电或者售电信息,电力交易平台按照价格优先、时间优先的原则进行滚动撮合成交。成交规则如下:

(一) 购方申报价格大于等于售方申报价格时成交。

(二) 售方按照申报价格从低到高顺序成交,申报价格相同时按照申报时间从先到后顺序成交,申报价格及申报时间相同时按照申报电量等比例成交。

(三) 购方按照申报价格从高到低顺序成交,申报价格相同时按照申报时间从先到后顺序成交,申报价格及申报时间相同时按照申报电量等比例成交。

(四) 成交价格为: $K3 \times \text{购方申报价} + K4 \times \text{售方申报价}$, 其中

$K3+K4=1$ 。

第四十九条 挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。或由市场主体委托电力交易机构统一将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的市场主体接受该要约的申请。成交规则如下：

（一）挂牌交易时，摘牌方只申报电量，不申报价格，全部摘牌视为同一时间申报，当摘牌电量之和小于等于挂牌电量时，摘牌电量全部成交，挂牌电量按等比例成交；当摘牌电量之和大于挂牌电量时，按摘牌电量等比例成交，挂牌电量全部成交。

（二）成交价格为：挂牌价格。

第五十条 以双边协商和连续挂牌形式开展的电力中长期交易应当连续开市，以集中竞价交易形式开展的电力中长期交易应当实现定期开市。双边合同在双边协商交易申报截止时间前均可提交或者修改。

第五十一条 同一市场主体可根据自身电力生产或者消费需要，购入或者售出电能量。

为降低市场操纵风险，发电企业在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余最大发电能力，购电量不得超过其售出电能量的净值（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量）。电力用户和售电公司在单笔电力交易中的售电量不得超过其购入电能量的净值

(指多次购入、售出相互抵消后的净购电量)。

除电网安全约束外，不得限制发电企业在自身发电能力范围内的交易电量申报；发电权交易、合约转让交易应当遵循购售双方的意愿，不得人为设置条件，原则上鼓励清洁、高效机组替代低效机组发电。

第五十二条 在优先安排优先发电合同输电容量的前提下，可由省级相关主管部门授权或委托的企业和机构代理省内发电企业利用剩余输电容量进行跨区跨省交易；具备条件的发电企业也可直接进行跨区跨省交易，但交易申报电量需进行合理性校核，优先满足省内用电和西电东送框架协议履行。鼓励省外的电网企业、电力用户和售电公司通过昆明电力交易中心进行市场化购电。

第五十三条 为应对未来电力供应存在短缺的风险，可探索建立容量市场或需求侧响应机制，保障长期电力供应安全。

第五章 价格机制

第五十四条 除计划电量执行政府确定的价格外，电力中长期交易的成交价格应当由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。省内优先发电计划电量和西电东送框架协议电量探索采取市场化定价方式。

第五十五条 电能量市场化交易（含省内和跨区跨省）价格均为上网侧的绝对价格（含税），包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第五十六条 因电网安全约束必须开启的机组，其保安全电

量纳入优先发电合同按照政府定价进行结算，鼓励采用市场化机制确定价格。加强对必开机组组合和约束上电量的监管，保障公开、公平、公正。

新投产发电机组的调试电量按照调试电价政策进行结算。

第五十七条 市场用户的用电价格由电能量交易价格、输配电价格、辅助服务费用、政府性基金及附加等构成，促进市场用户公平承担系统责任。输配电价格、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。

第五十八条 探索开展峰谷分时交易机制。具备峰谷分时计费条件的一般工商业用户，注册进入市场后继续执行峰谷分时电价。市场化交易形成的成交电价为平时段电价，根据用电时段，峰时段电价上浮 50%、谷时段电价下浮 50%（其中独立价区用户峰谷浮动标准按照地方政策执行），确定峰、谷时段电价，结算时根据峰、平、谷时段用电量，分别计算各时段电费。执行峰谷分时电价产生的差额收益，纳入不平衡资金，在发电侧统筹平衡使用。大工业用户市场化交易形成的价格为全时段价格，可探索峰平谷分时交易机制。

第五十九条 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。在集中竞价交易、连续挂牌等集中交易中，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。价格上、下限原则上由云南电力市场管理委员会提出，经能源监管机构和省级电力主管部门审定，应当避免政府不当干预。

第六十条 上调服务基准价 P_0 为省内中长期电能量交易加权平均成交价，偏差电量基准价 P_d 为发电侧超发电量加权平均价，应用于市场交易、结算、考核、市场管控等机制中。由电力交易机构计算并及时公开发布。

第六章 交易组织

第一节 总体原则

第六十一条 省级电力主管部门应当在每年 11 月底前确定并下达次年优先发电计划和基数电量。按照年度（多年）、月度、月内（多日）的顺序开展电力交易。

第六十二条 云南电力市场中长期交易均通过昆明电力交易中心运营的云南电力市场化交易技术支持系统（电力交易平台）开展，交易申报信息（主体信息、电量、价格、申报时间等）以系统服务器接收到的申报信息为准。

第六十三条 市场主体通过年度（多年）交易、月度交易和月内（多日）等交易满足发用电需求，促进供需平衡。

第六十四条 对于定期开市和连续开市的交易，交易公告应当提前至少 1 个工作日发布；对于不定期开市的交易，应当提前至少 5 个工作日发布。交易公告发布内容应当包括：

- （一）交易标的（含电力、电量和交易周期）、申报起止时间；
- （二）交易出清方式；
- （三）价格形成机制；

（四）关键输电通道可用输电容量情况。

交易公告可通过电力交易机构网站、电力交易平台、短信、即时通讯工具等方式进行发布。

第六十五条 交易的限定条件必须事前在交易公告中明确，原则上在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。

第六十六条 发电企业所有交易申报、成交均为上网侧电量；电力用户、售电公司所有交易申报、成交均为用电侧电量，并应满足交易申报参数要求。电力交易机构可对市场主体的交易申报电量进行约束，开展申报合理性校核。

第六十七条 电力交易机构基于电力调度机构提供的安全约束条件开展电力交易出清。

第六十八条 昆明电力交易中心负责组织开展云南省可再生能源电力相关交易，指导参与电力交易的承担消纳责任的市场主体优先完成可再生能源电力消纳相应的电力交易，在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的市场主体给予提醒。各承担消纳责任的市场主体参与电力市场交易时，应当向电力交易机构作出履行可再生能源电力消纳责任的承诺。

第六十九条 根据云南电力市场实际情况，支持小水电、新能源等小微市场主体通过自主参与、售电公司代理、电力交易机构统一挂牌等方式参与电力市场。在具有独立电价体系的地区探索开展地州区域内电力交易。

第七十条 按照市场发展需要或国家有关政策要求，可制定成交电量目标要求及相应考核措施。适时探索开展中长期带曲线交易及结算机制。

第二节 年度（多年）交易

第七十一条 年度（多年）交易的标的物为次年（多年）的分月电量（或者年度分时电量）。年度（多年）交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第七十二条 市场主体经过线上或线下双边协商形成的年度（多年）意向协议，需要在年度双边协商交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构，满足相应的约束条件，形成双边协商交易预成交结果。

第七十三条 采用集中交易方式开展年度（多年）交易时，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据，满足相应的约束条件，形成集中交易预成交结果。

第三节 月度交易

第七十四条 月度交易的标的物为次月电量（或者月度分时电量）或年度内剩余月份的月度电量（或者月度分时电量）。月度交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第七十五条 市场主体经过线上或线下双边协商形成的意向协议，需要在双边协商交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通

道月度可用输电容量，形成双边协商交易预成交结果（含年度双边协商交易预成交结果）。

（一）在每月的双边协商交易关闸日，关闭次月的双边协商交易申报，后续其他月度的双边协商交易可继续申报、修改。电力交易机构对次月的双边协商交易预成交电量进行用户侧的合理性复核，对超过用电需求的申报电量进行削减。

（二）电力交易机构将次月的双边协商交易电厂侧预成交电量提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构在1个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构统一发布。安全校核未通过时，由发电企业与电力用户、售电公司在规定时间内协商确定电量削减方案，否则按等比例原则进行削减。通过电力调度机构安全校核后的电量为双边协商交易最终成交电量，作为执行和结算依据。

（三）电力交易机构组织双边协商交易价格调整，由一方填报经双方协商一致后的合同价格，另一方确认后生效。若未填报或未经确认，则继续执行原交易合同价格。

第七十六条 存在以下情况的，可对已签订的双边协商交易合同进行解约：

（一）双边协商交易合同双方协商一致，可向电力交易机构申请解约。

（二）因双边协商交易合同履行率低，导致取消双边交易权限需要解约的，由电力交易机构通知合同双方后进行解约。

（三）双边协商交易合同一方由于客观原因，无法完成交易电量确实需要解约，但合同另一（多）方不同意的，可向电力交易机构申请调解，由电力交易机构出具最终的协调结果。

非不可抗力造成的双边协商交易合同无故解约，纳入市场主体信用评价机制。

第七十七条 采用集中交易方式开展月度交易时，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月度可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果（含年度集中交易预成交结果）。

电力交易机构将集中交易电厂侧预成交结果提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构在1个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构统一发布。安全校核不影响用户侧成交结果，电厂侧校核未通过的电量可参与后续的偏差电量相关交易，但未成交电量继续由该电厂履行。

第七十八条 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第七十九条 电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对年度交易分月结果和月度交易结果进行汇总，于每月月底前发布汇总后的交易结果。

第四节 月内（多日）交易

第八十条 月内（多日）交易的标的物为月内剩余天数或者特定天数的电量（或者分时电量）。月内交易主要以集中交易方式开展。根据交易标的物不同，月内交易可定期开市或者连续开市。

第八十一条 月内集中交易中，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月内可用输电容量进行市场出清，形成集中交易成交结果，作为结算依据。

第八十二条 电力交易机构将月内集中交易电厂侧成交电量提交给电力调度机构进行安全校核。电力调度机构在1个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构统一发布。安全校核结果作为电力调度机构执行依据。市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。

第八十三条 月内集中交易结束后，电力交易机构应当根据交易结果，对分月交易计划进行调整、更新和发布。

第五节 偏差电量处理机制

第八十四条 允许发用双方在协商一致的前提下，可在双边协商交易申报截止前进行动态调整。鼓励市场主体通过月内（多日）交易实现月度发用电计划调整，减少合同执行偏差。

第八十五条 系统月度实际用电需求与月度发电计划存在偏差时，可通过发电侧上下调预挂牌、合约转让交易、偏差电量交易、

偏差电量调整、合同电量滚动等机制进行偏差处理。

第八十六条 发电侧上下调预挂牌机制采用“报价不报量”方式，具有调节能力的机组均应当参与上下调报价。发电侧上下调预挂牌机制可采用如下组织方式：

（一）月度交易结束后，发电企业申报上调报价（单位增发电量的售电价格）和下调报价（单位减发电量的购电价格）。允许发电企业在规定时间内，修改其次月上调和下调报价。

（二）电力交易机构按照上调报价由低到高排序形成上调机组调用排序列表；按照下调报价由高到低排序形成下调机组调用排序列表。价格相同时参考发电侧节能低碳电力调度的优先级进行排序。

（三）月度最后七个自然日，根据电力电量平衡预测，各类合同电量的分解执行无法满足省内供需平衡时，电力调度机构参考上下调机组排序，在满足电网安全约束的前提下，预先安排机组提供上调或者下调电量、调整相应机组后续发电计划，实现供需平衡。电厂提供的上调或者下调电量根据电力调度机构的实际调用量进行结算。

第八十七条 偏差电量交易、合约转让交易机制。可采用双边协商、挂牌等方式进行偏差电量交易、合约转让交易。电厂存在少发电量时，可向具有超发电量的电厂购入电量或出让合约；电力用户、售电公司存在少用电量时，可向具有超用电量的电力用户、售电公司售出电量或出让合约。

第八十八条 偏差电量调整机制。月度交易时，如市场主体剩余未成交电量超过一定规模和比例时，为与国家能源局批复的跨省跨区交易规则中“在优先保障协议计划基础上，送电省区应先平衡省内电力供需，再参与跨区跨省市场化交易”的原则有效衔接，由电力交易机构将市场主体未成交电量按规则匹配，进行偏差电量预先调整，累加至本月发电计划。实际发用电结束并优先开展西电东送框架协议、省内市场化交易电量结算后，市场主体偏差电量超过一定规模和比例时，由电力交易机构按规则匹配，进行偏差电量实际调整和结算，切实减少发用双方合同执行偏差。

第六节 电力零售交易

第八十九条 开展电力零售交易的售电公司和电力用户均需在电力交易机构注册并纳入市场主体目录。售电公司应与电网企业签订结算协议，明确交易收益等结算事宜。

第九十条 电力零售交易主要以电力零售套餐的形式组织开展，采用双边协商交易、挂牌交易等交易方式组织。电力零售套餐成交后形成电力零售交易合同，售电公司和电力用户建立零售关系。

第九十一条 任何单位和个人不得干预电力用户自由选择售电公司的权利。在一个交易周期内，电力用户只能向一家售电公司购买电力零售套餐。成功购买电力零售套餐后，电力用户全部电量通过该售电公司购买。

第九十二条 根据售电公司在批发市场与零售市场的交易情

况，计算并冻结售电公司需缴纳的结算保证金额度，合理控制零售市场结算风险。

第七章 安全校核

第九十三条 根据国家有关电力中长期交易安全校核相关技术规范进行安全校核。交易组织前，电力调度机构综合考虑来水预测、网络安全约束、检修计划等因素，确定电厂发电能力并提交电力交易机构，作为发电厂后续申报和成交的约束条件。电力交易机构综合考虑电网检修、历史用电量、生产计划等因素，组织电力用户、售电公司确定用电需求，作为电力用户、售电公司后续申报和成交的约束条件。发电能力和用电需求可根据需要合理动态调整。

第九十四条 各类交易应当通过电力调度机构安全校核。涉及跨区跨省的交易，提交云南省级电力调度机构协调相关调度机构统一进行安全校核，各级电力调度机构均有提供电力交易（涉及本电力调度机构调度范围的）安全校核服务的责任。安全校核的主要内容包括：通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制、电网调峰调频校核、水电梯级水量匹配校核、火电交易规模校核等内容。电力调度机构应规范并制定安全校核原则，并向市场主体公布。

第九十五条 电力调度机构应当及时向电力交易机构提供或者更新各断面（设备）、各路径可用输电容量，以及交易在不同断面、路径上的分布系数，并通过交易平台发布必开机组组合和发

电量需求、影响断面（设备）限额变化的停电检修等。

电力交易机构以各断面、各路径可用输电容量等为约束组织交易，并将预成交电量提交电力调度机构进行安全校核。

第九十六条 为保障系统整体的备用和调峰调频能力，在各类市场化交易开始前，电力调度机构可以根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，折算得出各机组的电量上限，对参与市场化交易的机组发电利用小时数提出限制建议，并及时提供关键通道可用输电容量、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由电力交易机构予以公布。

其中，对于年度交易，应当在年度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划，按照不低于关键通道可用输电容量的 80% 下达交易限额。

对于月度交易，应当在月度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划和发电设备利用率，按照不低于关键通道可用输电容量的 90% 下达交易限额；发电设备利用率应当结合调峰调频需求制定，并向市场主体公开设备利用率。

对于月度内的交易，参考月度交易的限额制定方法，按照不低于关键通道可用输电容量的 95% 下达交易限额。

第九十七条 安全校核未通过时，由电力交易机构按规则进行交易削减。执行过程中，电力调度机构因电网安全和清洁能源消纳原因调整中长期交易计划后，应当详细记录原因并向市场主体说明。

第九十八条 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。

建立安全校核申诉机制。市场主体对安全校核结果存在异议的，应当在结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，视为无异议。

第九十九条 根据清洁能源发电能力和消纳情况，电力交易机构会同电力调度机构在月度信息披露中发布火电可交易规模上限，作为火电参与市场化交易的校核依据之一。火电已成交电量如已达到可交易规模上限，则不再参与后续交易申报。

第八章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第一百条 各市场成员原则上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。购售电合同中应当明确购电方、售电方、输电方、电量（电力）、电价、执行周期、结算方式、偏差电量计量、违约责任、资金往来信息等内容。

第一百〇一条 购售电合同原则上应当采用电子合同签订，电力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。

第一百〇二条 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(交易记录),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,与合同具备同等效力。

第二节 优先发电合同

第一百〇三条 跨区跨省的政府间协议原则上在上一年度的11月底前预测和下达总体电力电量规模和分月计划,由购售双方签订相应的购售电合同。合同需约定年度电量规模以及分月计划、送受电曲线或者确定曲线的原则、交易价格等,纳入优先发电计划,并优先安排输电通道。年度电量规模以及分月计划可根据实际执行情况,由购售双方协商调整。

第一百〇四条 对于省内优先发电计划,结合电网安全、供需形势、电源结构等因素,科学安排优先发电电量,不得将上述电量安排在指定时段内集中执行,也不得将上述电量作为调节市场自由竞争的手段。

第一百〇五条 省内优先发电电量,原则上在每年年度双边协商交易开始前,对执行政府定价的电量签订厂网间年度购售电合同,约定年度电量规模以及分月计划、交易价格等。

年度交易开始前仍未确定优先发电的,可参考历史情况测算,预留优先发电空间,确保市场交易正常开展。

第一百〇六条 优先发电电量分月计划可由合同签订主体在月度执行前进行调整和确认,其执行偏差可通过计划调整或偏差

处理机制处理。

第一百〇七条 采用“保量保价”和“保量竞价”相结合的方式，推动优先发用电参与市场，应放尽放，实现优先发电与优先购电规模相匹配。

第三节 合同执行

第一百〇八条 电力交易机构汇总省内市场成员参与的各类交易合同（含优先发电合同、市场交易合同），形成省内发电企业的月度发电计划，并依据月内（多日）交易，进行更新和调整。电力调度机构应当根据经安全校核后的月度（含调整后的）发电计划以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。

第一百〇九条 年度合同的执行周期内，次月交易开始前，在购售双方一致同意且不影响其他市场主体交易合同执行的基础上，允许通过电力交易平台调整后续各月的合同分月计划（合同总量不变），调整后的分月计划需通过电力调度机构安全校核。

第一百一十条 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。市场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。

第一百一十一条 全部合同约定交易曲线的，按照合同约定曲线形成次日发电计划；部分合同约定交易曲线的，由电力调度机构根据系统运行需要，安排无交易曲线部分的发电曲线，与约

定交易曲线的市场化交易合同共同形成次日发电计划。

第一百一十二条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，事后向能源监管机构、省级电力主管部门报告事件经过，并向市场主体进行相关信息披露。

第九章 计量和结算

第一节 计量

第一百一十三条 电网企业应当根据市场运行需要为市场主体安装符合技术规范的计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。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的计量装置，跨区跨省交易均应当明确其结算对应计量点。

第一百一十四条 计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

第一百一十五条 发电企业、跨区跨省交易送受端计量点应当安装相同型号、相同规格、相同精度的主、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。

第一百一十六条 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。

第一百一十七条 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并将计量数据提交电力交易机构。对计量数据存在疑义时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关市场成员协商解决。

第二节 结算

第一百一十八条 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。

第一百一十九条 电网企业负责市场主体交易周期内实际电量的确认，按期向电力交易机构提供电厂和电力用户交易周期内（月、日）实际电量。市场主体的合同电量和偏差电量分开结算。电厂以交易周期内的实际上网电量作为计费依据，电力用户或售电公司以交易周期内的实际用电量作为计费依据，电费按日核算，月结月清。

第一百二十条 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。

第一百二十一条 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。市场主体可自行约定结算方式，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。

第一百二十二条 批发电力用户的基本电价、政府性基金及附加、峰谷分时电价、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云南省有关规定进行结算。

第一百二十三条 电力交易机构向各市场成员提供的结算依据包括但不限于以下内容：

（一）实际结算电量；

（二）各类交易合同（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同）电量、电价和电费；

（三）上下调服务电量、电价和电费，偏差电量、电价和电费，分摊的结算资金差额或者盈余等信息；

（四）电力用户到户电价包含的其他信息等；

（五）新机组调试电量、电价、电费；

（六）受售电公司委托出具的零售交易结算依据。

第一百二十四条 市场主体因偏差电量引起的电费资金，暂由电网企业收取和支付，并应当在电费结算依据中单项列示。

第一百二十五条 电厂结算基本原则：

（一）按厂为单位进行结算。首先进行月内（多日）交易电量结算，再进行月度合约电量结算。

（二）进入市场的电厂，先进行预结算，待偏差电量责任认定、偏差电量相关交易结束后再进行正式结算和清算，电费多退少补。

（三）日结算

电厂多日交易电量按日进行结算，根据电厂日计量数据，完成的多日交易电量按照成交价格结算，少发电量进行责任界定并根据电厂类别参照月度结算规则进行考核、免责或补偿，超发电量进入月度结算。

（四）月度结算

不同电厂各类月度（包括年度分月）电量，优先结算优先电量及西电东送框架协议电量、省内市场化交易合同电量，再结算偏差电量调整成交电量，而后结算西电东送框架协议外赠送电量，最后进行省内偏差电量兜底结算。

电厂偏差电量指发电企业的超发或者少发电量。偏差电量调整成交电量按超发电量价格机制结算。

电厂超发电量结算价格=偏差电量基准价 $P_d \times R1$ 。R1 为发电侧超发电量惩罚系数， $R1 \leq 1$ 。

电厂少发电量结算价格=偏差电量基准价 $P_d \times R2$ 。R2 为发电侧少发电量惩罚系数， $R2 \geq 1$ 。

根据超发电量或少发电量的区间范围，可设置分段的惩罚系数，也可按不同电源类型设置不同的偏差电量基准价。

第一百二十六条 批发交易用户（包括电力用户、售电公司）结算基本原则：

（一）符合准入条件的电力用户一旦注册成功，用电量均按市场机制定价，售电公司的用电量为其所有零售用户用电量之和。电力用户按户号为单位结算，售电公司按公司为单位结算。首先进行月内（多日）电量结算，再进行月度合约电量结算。

（二）日结算

批发交易用户多日交易电量按日进行结算，根据用户日计量数据，完成的多日交易电量按照成交价格结算，少用电量根据责任界定进行考核或免责，超用电量进入月度结算。

（三）月度结算

批发交易用户各类月度（包括年度分月）电量合约结算不分顺序，结算价格按照各类电量的加权平均价格结算。

批发交易用户偏差电量=用户实际网供电量 - （各类交易合同购入电量 - 各类交易合同售出电量）。偏差电量调整成交电量按超用电量价格机制结算。

超用电量的结算价格=偏差电量基准价 $P_d \times U1$ 。U1 为用户侧超用电量惩罚系数， $U1 \geq 1$ 。

少用电量的结算价格=偏差电量基准价 $P_d \times U2$ 。U2 为用户侧少用电量惩罚系数， $U2 \leq 1$ 。

当售电公司所有签约用户月度实际总用量偏离售电公司月度交易计划时，售电公司承担偏差电量电费。

（四）对售电公司批发购电成本和零售电费进行结算。电力交易机构根据售电公司与电网企业签订的结算协议向售电公司出具结算依据，电网企业根据结算依据与售电公司进行结算。

第一百二十七条 电力零售结算基本原则：

（一）符合准入条件的零售用户一旦注册成功，用电量均按市场机制定价，以户号为单位进行结算。

（二）电力交易机构根据售电公司与零售用户签订的电力零售合同，向零售用户出具结算依据。

（三）电网企业根据电力交易机构出具的结算依据向电力零售用户收取电费，开具电费发票。

第一百二十八条 电力用户拥有储能，或者电力用户参加特定时段的需求侧响应，由此产生的偏差电量，由电力用户自行承担。

第一百二十九条 拥有配电网运营权的售电公司，与省级电网企业进行电费结算，并按照政府价格主管部门的相关规定，向省级电网企业支付输电费用。

第一百三十条 电力调度机构应当对结算周期内发电企业的偏差电量进行记录，包括偏差原因、起止时间、偏差电量等。在发电企业实际上网电量基础上，扣除各类合同电量、偏差电量、调度认定免责少发电量后，视为发电企业的上下调电量。发电企

业上调电量结算价格为其上调报价，下调电量结算价格为其下调报价。

第一百三十一条 风电、光伏发电企业的电费结算：按照当月实际上网电量以及政府批复的价格水平或者价格机制进行结算。

第一百三十二条 风电、光伏发电量参与市场交易，结算涉及中央财政补贴时，按照《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号）《关于〈关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见〉有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426号）等补贴管理规定执行。

第一百三十三条 非市场用户月度实际用电量与电网企业月度购电量（含年分月电量，扣除系统网损电量）存在偏差时，由为非市场用户供电的电网企业代为结算偏差电量费用，由此造成的电网企业购电成本损益单独记账，结算机制按照《云南电力市场化交易实施方案》有关规定执行。

第一百三十四条 电力用户侧（包括批发交易电力用户、售电公司、非市场化用户）的偏差电量费用与发电侧的上调费用、偏差电量费用、系统原因少发电量费用等之间的差额，统一纳入不平衡资金。

第一百三十五条 市场化交易结算工作原则上应在次月25日前完成，市场主体可通过电力交易平台查询相关结算数据。市场主体接收电费结算依据后，应进行核对确认，如有异议在结算

依据发布后 3 个工作日内通知电力交易机构，逾期则视同没有异议。由于政府电价调整或其他原因造成的电费偏差和差错应及时进行清算和退补。

第一百三十六条 电网企业根据电力交易机构出具的结算依据向电力用户收取电费，开具电费发票；向发电企业支付电费，获得发票；向售电公司支付或收取电费差额，并获得或开具发票。电力用户应按要求支付预付电费、正式结算电费，售电公司应按要求支付保证金（或履约保函）。参与市场化交易的电力用户、售电公司欠交电费的，电力交易机构将依据电网企业提供的欠费名单，履行相应手续后，纳入信用管理体系。

第十章 信息披露

第一百三十七条 市场信息分为社会公众信息、市场公开信息、私有信息、交换信息和监管信息。社会公众信息是指向社会公众披露的信息；市场公开信息是指向所有市场主体披露的信息；私有信息是指向特定的市场主体披露的信息；交换信息是指电力交易机构、电力调度机构之间为维持电力系统正常运行和电力市场正常运转所交换的数据和信息；监管信息是指具有电力市场监管职能的政府部门或第三方监管机构在开展电力监管业务活动时，要求市场成员提供的信息及其自身对外发布的监管活动信息。

第一百三十八条 社会公众信息包括但不限于：

（一）电力交易适用的法律、法规以及相关政策文件，电力交易业务流程、管理办法等；

(二) 国家批准的发电侧上网电价、销售目录电价、输配电价、各类政府性基金及附加、系统备用费以及其他电力交易相关收费标准等；

(三) 电力市场运行基本情况，包括各类市场主体注册情况，电力交易总体成交电量、价格情况等；

(四) 电网运行基本情况，包括电网主要网络通道的示意图、各类型发电机组装机总体情况，发用电负荷总体情况等；

(五) 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第一百三十九条 市场公开信息包括但不限于：

(一) 市场主体基本信息，市场主体注册准入以及退出情况，包括企业名称、统一社会信用代码、联系方式、信用评价信息等；

(二) 发电设备信息，包括发电企业的类型、所属集团、装机容量、检修停运情况，项目投产（退役）计划、投产（退役）情况等；

(三) 电网运行信息，电网安全运行的主要约束条件、电网重要运行方式的变化情况，电网各断面（设备）、各路径可用输电容量，必开必停机组组合和发电量需求，以及导致断面（设备）限额变化的停电检修等；

(四) 市场交易类信息，包括年、季、月电力电量平衡预测分析情况，非市场化电量规模以及交易总电量安排、计划分解，各类交易的总成交电量和成交均价，安全校核结果以及原因等；

(五) 交易执行信息，包括交易计划执行总体情况，计划执

行调整以及原因，市场干预情况等；

（六）结算类信息，包括合同结算总体完成情况，差额资金每月的盈亏和分摊情况；

（七）其他政策法规要求对市场主体公开的信息。

第一百四十条 市场私有信息主要包括：

（一）发电机组的机组特性参数、性能指标，电力用户用电特性参数和指标；

（二）各市场主体的市场化交易申报电量、申报电价等交易申报信息；

（三）各市场主体的各类市场化交易的成交电量以及成交价格等信息；

（四）各市场主体的市场化交易合同以及结算明细信息。

第一百四十一条 按照信息的内容和主要用途，电力交易平台上的市场信息分为交易信息、市场运营信息、服务信息等三大类。

（一）交易信息

交易信息是指电力交易产生的信息，包括通过电力交易平台向市场主体发布的交易组织信息、交易结果信息、交易执行信息等信息。交易信息以市场公开信息、私有信息和交换信息为主。

（二）市场运营信息

市场运营信息是指电力交易机构按照市场运营需求，定期通过电力交易平台向市场主体发布的相关市场信息。市场运营信息

以社会公众信息和市场公开信息为主。

（三）服务信息

服务信息是指电力交易机构为市场主体提供优质高效的电力交易服务而披露的信息，包括但不限于以下内容：

1. 电力交易的服务渠道，包括市场主体培训信息、电力交易服务热线电话等；

2. 市场主体的准入、退出、电力交易结算等关键业务的业务流程、时间计划、责任部门、服务电话等信息；

3. 电力交易机构就市场主体关注问题的反馈和回复等。

第一百四十二条 市场成员应当遵循及时、准确、完整的原则披露电力市场信息，对其披露信息的真实性负责。对于违反信息披露有关规定的市场成员，可依法依规纳入失信管理，情节严重的可按照规定取消市场准入资格。

第一百四十三条 电网企业应当披露的信息，包括但不限于：

（一）发电机组、电力用户并网接入情况；

（二）政府批准的输配电价、上网目录电价、销售目录电价及其他收费标准，电费结算信息；

（三）供电服务信息，包括提供服务能力，保底服务、普遍服务信息，停电、限电公告，故障抢修处理情况等。

第一百四十四条 电力调度机构应当披露的信息，包括但不限于：

（一）电网运行信息，电网安全运行的主要约束条件、电网

重要运行方式的变化情况；

(二) 电网各断面(设备)、各路径可用输电容量, 必开必停机组组合和发电量需求, 以及导致断面(设备)限额变化的停电检修等；

(三) 其他影响交易计划执行的事件；

(四) 交易计划执行情况和偏差原因；

(五) 系统运行对市场化交易有影响的相关情况。

第一百四十五条 发电企业应当向电力交易机构披露的信息, 包含但不限于：

(一) 注册信息及其变更情况；

(二) 机组技术信息；

(三) 与市场化交易有关的机组运行信息, 如来水、来煤、发电能力、发电量、上网电量、检修、故障、改造、热电联产情况等；

(四) 与发电成本相关的信息；

(五) 其他对交易履约有影响的事件。

第一百四十六条 售电公司、电力用户等市场主体应当向电力交易机构披露的信息, 包含但不限于：

(一) 注册信息及其变更情况；

(二) 用电信息(包括用电装接容量、生产能力、用电需求预测等)；

(三) 其他对交易履约有影响的事件。

第一百四十七条 储能企业应当向电力交易机构披露的信息，包含但不限于：

- （一）注册信息及其变更情况；
- （二）储能设备信息（包括容量、需求预测等）；
- （三）其他对交易履约有影响的事件。

第一百四十八条 电力交易机构应当披露如下信息：

- （一）已注册市场主体的基本信息；
- （二）交易规则及交易组织计划；
- （三）市场供需信息、市场竞价信息及成交信息；
- （四）交易计划、优先发电计划与执行情况，市场运行情况；
- （五）交易结算情况；
- （六）市场主体交易行为信用评价；
- （七）经授权发布的市场干预信息；
- （八）能源监管机构、省级电力主管部门要求披露的其他信息。

第一百四十九条 电力交易机构应在电力交易开始前、交易过程中、交易结束后及时披露市场运行所需的相关信息。

（一）交易开始前披露的信息至少应包含以下内容：

1. 市场需求侧信息，包括省内、西电东送、境外用电预测；
2. 市场发电侧信息，包括优先发电计划电量、市场化电厂发电能力预测；

3. 市场可竞价电量预测;
4. 电网阻塞管理信息;
5. 外送直流通道能力及交流联络线运行控制要求;
6. 交易事项及时间安排。

(二) 交易过程中, 交易前披露的信息发生变化, 并影响市场主体参与交易和申报的, 应及时进行披露; 同一交易周期组织多个交易品种的, 应分别披露每个交易品种的交易情况, 包括总体申报电量、总体成交电量、申报和成交平均价格、最高价格、最低价格、申报户数、成交户数等统计信息。

(三) 交易结束后, 应当对各类交易结果进行汇总后在交易月报中发布。

第一百五十条 电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体, 无歧视披露社会公众信息和市场公开信息。市场成员严禁超职责范围获取私有信息, 不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。因信息泄露造成的市场波动和市场主体损失的, 由能源监管机构、省级电力主管部门等组织调查并追究责任。

第一百五十一条 电力交易机构负责市场信息的管理和发布, 会同电力调度机构按照市场信息分类及时向社会以及市场主体、政府有关部门发布相关信息。市场主体、电力调度机构应当及时向电力交易机构提供支撑市场化交易开展所需的数据和信息。

第一百五十二条 在确保安全的基础上, 市场信息主要通过

电力交易平台、电力交易机构网站进行披露。电力交易机构负责电力交易平台、电力交易机构网站的建设、管理和维护，并为其他市场主体通过电力交易平台、电力交易机构网站披露信息提供便利。电力交易平台、电力交易机构网站安全等级应当满足国家信息安全三级等级防护要求。

第一百五十三条 市场主体如对披露的相关信息有异议或者疑问，可向电力交易机构、电力调度机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构负责解释，仍有争议的，由省级电力主管部门、能源监管机构协调解决。

第一百五十四条 除本办法明确的披露内容外，经市场管理委员会讨论通过，省级电力主管部门可以根据市场运行要求增加披露信息。

第一百五十五条 能源监管机构、省级电力主管部门根据实际制定电力市场信息披露管理办法并监督实施。

第十一章 市场监管和风险控制

第一百五十六条 建立健全交易机构专业化监管制度，积极引入第三方专业机构，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。

第一百五十七条 省级电力主管部门负责全省电力市场化交易管理工作，并与能源监管机构在各自职责范围内对市场运行进行监管。

第一百五十八条 电力交易机构、电力调度机构根据有关规

定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责。根据能源监管机构的监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统或将监管信息进行报送，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向能源监管机构和省级电力主管部门提交市场监控分析报告。

第一百五十九条 为保证云南电力市场平稳运行，可建立履约率与交易品种资格挂钩的信用保证机制、价格风险控制机制等措施。

第一百六十条 当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构可依法依规采取市场干预措施：

- （一）电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
- （二）发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
- （三）市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；
- （四）因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；
- （五）能源监管机构作出暂停市场交易决定的；
- （六）市场发生其他严重异常情况的。

第一百六十一条 电力交易机构、电力调度机构应当详细记录市场干预期间的有关情况，并向能源监管机构和省级电力主管部门提交报告。

第一百六十二条 为加快构建跨行业失信联合惩戒机制，电力交易机构应当依据市场主体的交易行为表现，开展交易行为信用评价工作，及时向市场主体公布评价结果，并向能源监管机构、省级电力主管部门汇报评价情况与市场主体的重大失信行为。

第一百六十三条 电力批发交易发生争议和异议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交能源监管机构和省级电力主管部门调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第十二章 附则

第一百六十四条 能源监管机构可以根据国家电力体制改革政策、云南省电力市场建设进程及电力运行相关情况会同省级电力主管部门对本细则进行修订，调整和优化相关条款。修订程序为：

（一）由电力交易机构按照市场运行情况和市场成员建议提出修订意见；

（二）云南电力市场管理委员会组织市场成员研究讨论；

（三）上报能源监管机构，由能源监管机构会同省级电力主管部门进行修订。

第一百六十五条 本细则自 2021 年 1 月 1 日起施行，有效期五年。

第一百六十六条 本细则由能源监管机构负责解释。