

甘肃省电力中长期交易规则 (征求意见稿)

第一章 总则

第1条 为依法维护电力市场主体的合法权益，保证电力市场建设工作统一开放、竞争有序，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、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于开展电力现货电能量市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤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印发〈售电公司管理办法〉的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）等有关文件精神 and 有关法律、法规规定，结合甘肃省实际，制定本规则。

第2条 本规则结合甘肃省电力现货市场建设，建立以电力中长期交易和现货交易相结合的市场化电力电量平衡机制。

第3条 本规则所称电力中长期交易指符合准入条件的发电企业、售电公司、电力用户以及电网企业等市场主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）等电力批发交易。

由政府主管部门明确执行政府定价的优先发电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规则。

零售市场、电力辅助服务市场相关规则另行制定。

第4条 电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的利益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第5条 电力中长期交易应在国家能源局甘肃监管办公室（以下简称为甘肃能源监管办）和甘肃省级电力管理部门统一部署和领导下开展。甘肃能源监管办和甘肃省级电力管理部门根据职能依法履行甘肃电力市场监管职责。

第二章 市场成员

第6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。其中，参与市场化交易的电力用户按照参与方式分为三类：

批发用户：通过市场直接购电；

零售用户：通过售电公司代理购电；

电网企业代理购电用户：未直接参与市场交易的工商业用户（直接购电或通过售电公司购电，下同），由电网企业按照相关规定代理购电。

第一节 权利与义务

第7条 发电企业的权利和义务：

（一）按照规则参与电力交易，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和电网接入服务；

(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；

(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 8 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，提供市场化交易所必须的电力电量需求、典型负荷曲线及相关生产信息；

(二) 获得公平的输配电服务和电网接入服务，按时支付购电费、输配电费、辅助服务费、政府性基金及附加等；

(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，配合开展错峰避峰；

(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 9 条 售电公司的权利和义务：

(一)按照规则参与电力市场化交易，签订和履行市场化交易合同，按时完成电费结算；

(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10条 电网企业的权利和义务：

(一)保障电网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（自备电厂自发自用电量除外），按时完成电费结算；

（六）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，下同）、农业用电及价格稳定，按照国家和甘肃省政策规定，开展市场化代理购电业务；

（七）预测优先购电用户与代理购电用户的电力、电量需求，配合省级电力管理部门制定代理购电用户购电电量采购策略等；

（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 11 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）负责各类市场主体的注册管理，提供注册服务；

（三）按照规则组织电力市场交易，编制交易计划，并负责交易合同的汇总管理；

（四）提供电力交易结算依据及相关服务，按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及服务需求的数据等；

（七）配合甘肃能源监管办和省级政府电力管理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，并于事后及时向甘肃能源监管办和政府相关部门报告；

（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）配合政府主管部门，建立市场主体信用评价管理制度，开展电力市场主体信用评价工作；

（十一）法律法规规定的其他权利和义务。

第 12 条 电力调度机构的权利和义务：

（一）负责安全校核；

（二）按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，保障电力系统安全稳定运行；

（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，执行电力交易结果，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 13 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。内部核算的发电企业（电网企业保留的调峰调频电厂除外）、电力用户经法人单位授权，可参与相应电力交易。

第 14 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），达到能效、环保要求；

2. 并网自备电厂在公平承担发电企业社会责任、承担国家依法依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. 按照国家相关政策规定允许参与市场的其他发电企业。

（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. 工商业用户全部进入市场。鼓励工商业用户直接参与市场交易，对暂未直接参与市场交易的工商业用户，由电网企业按照

国家和甘肃省相关规定代理购电。结合甘肃电力市场发展情况，逐步缩小电网企业代理购电范围。

3. 拥有自备电厂的电力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；

5. 电网企业代理购电用户需与电网企业签订代理购电合同（协议）；在规定期限内，未直接参与市场交易、也未与电网企业签订代理购电合同（协议）的工商业用户（包括已直接参与市场交易又退出的工商业用户），按照国家和甘肃省相关规定由电网企业代理购电；

6. 电网企业代理购电用户可以在每季度最后 15 日前向电网企业和交易机构提出申请，选择在下一季度起变更为批发用户或零售用户，与电网企业代理购电关系相应终止。新装用电的工商业用户在交易平台注册后可直接参与市场交易。

（三）售电公司

1. 售电公司准入条件按照国家和甘肃省有关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）；

2. 在参与市场交易前按照有关规定向电力交易机构提供履约担保。

（四）电网企业

取得电力业务许可证（供电类），在电力交易机构履行注册手续，按规定开展代理购电业务。

第 15 条 甘肃省级电力管理部门可以根据国家以及甘肃省电力市场运行需要，对市场主体准入条件进行补充明确。

第 16 条 参加市场交易的市场主体均实行市场注册。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。适时推进电网企业代理购电用户在交易平台开展注册。

第 17 条 市场主体完成注册进入市场后，应持续满足注册和准入条件，接受和配合电力交易机构对其持续满足注册和准入条件的核验工作。必要时，电力交易机构可进行现场核验。核验结果可以与市场监督管理部门、政府主管部门指定网站等形成联动机制和信息共享。

第 18 条 市场主体存在下列违反交易规则及市场管理规定等情形，电力交易机构可书面通知要求市场主体限期整改，整改期间可对该市场主体进行强制停牌，暂停其中长期市场和现货市场的全部或部分交易资格和交易权限：

1. 已注册参与市场交易，经电力交易机构核验，因自身原因未持续满足注册和准入条件的；

2. 违反交易规则、恶意报价、串通交易等扰乱市场秩序，影响市场交易公平开展的；

3. 售电公司未按规定缴纳履约担保或不遵守相关售电公司管理规定的；

4. 市场主体以提供虚假材料等方式违法违规进入市场的；

5. 甘肃能源监管办、甘肃省级电力管理部门依据市场规则认为应暂停其交易资格的其他情形。

电力交易机构应对强制停牌市场主体进行公示并及时向甘肃能源监管办报告，市场主体对电力交易机构暂停其交易资格存在争议的，可向甘肃能源监管办申请核实处理。

强制停牌期间，该市场主体已签订尚未履行完毕的合同及所有市场义务仍需继续履行。因履约担保等风险防范原因引起的强制停牌，整改期限不超过1个月；因其他原因引起的强制停牌，整改期限不超过3个月。

第19条 被强制停牌的市场主体按要求及时完成整改，经电力交易机构核实确认，对该市场主体复牌。市场主体自复牌之日起恢复交易资格和交易权限。对于未在期限内完成整改的，电力交易机构向甘肃能源监管办和甘肃省级电力管理部门报告相关情况，经甘肃能源监管和甘肃省级电力管理部门调查确认应强制退出市场的，由电力交易机构按相关流程对该市场主体实施强制退市。

第20条 参与市场交易的电力用户原则上全部电量进入市场，直接参与交易的电力用户一个自然年内不得同时参加批发交易和零售交易，暂无法直接参与交易的电力用户由电网企业代理购电。参加零售交易的用戶，在一个合同履行周期内只能与一家售电公司确定委托代理关系，合同履行完成后，允许重新签订委

托协议。

第 21 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。有下列情形之一的，可办理正常退市手续：

（一）市场主体宣告破产，不再发电或用电；

（二）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；

（三）因电网网架调整或发电企业、电力用户的发用电类别发生变更，不再满足市场准入条件。

上述市场主体，在办理正常退市手续后，执行国家相关的发用电政策。

第 22 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》等有关规定处理。

第 23 条 退出市场的市场主体需妥善处理其全部合同义务，完成电费清算。退出市场主体已签订但尚未履行的购售电合同优先通过自主协商方式在 10 个工作日内完成处理；自主协商期满，退出市场主体未与合同购售各方就合同解除协商一致的，由电力交易机构征求合同购售各方意愿，并报告政府主管部门同意后，通过电力交易平台以转让、拍卖等方式转给其他市场主体。被强制退出市场的市场主体，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。其中，被强制退出市场的电力用户，

暂由电网企业代理购电，用电价格按照相关政策执行。

第 24 条 售电公司退出市场按照售电公司有关准入与退出管理规定执行。

第 25 条 完成市场注册且已直接参与市场交易的电力用户，合同期满后未签订新的交易合同但发生实际用电时，电力用户未参与现货市场的，按照本规则中长期偏差电量结算；参与现货市场的按现货市场规则结算。

第三章 市场注册、变更与注销

第 26 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 27 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，按照有关规定履行承诺、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 28 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。

第 29 条 参与市场交易的市场主体，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 30 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 31 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 32 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 33 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，对其进行交易结算，提供结算依据。

第 34 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，按照要求进行公示，履行或处理完成交易合同有关事项后予以注销。

第 35 条 电网企业、发电企业、电力用户、增量配电网企业原则上在所在地电力交易机构办理注册手续，售电公司可在异地办理注册手续。市场主体按照“一地注册、全国共享”原则，无需重复注册，电力交易机构对注册信息共享。市场主体按照甘肃省的准入条件和市场规则参与交易。

电力交易机构根据市场主体注册情况向甘肃能源监管办、省级政府有关部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过信用中国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

第一节 交易品种

第 36 条 电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，主要包括：电力用户与发电企业直接交易（以下简称直接交易）、跨区跨省交易（指跨越发电调度控制区）、电量转让交易、自备电厂发电权置换交易、电网企业代理购电交易、绿色电力交易等，根据市场发展需要，开展可再生能源超额消纳量、输电权、容量等交易。

第 37 条 中长期交易在现货交易开市前组织完成。参与中长期交易的市场主体须签订分时段、带量带价中长期交易合约，体现发、用电曲线特性及分时价格差异。

第 38 条 中长期交易将每天 24 小时分为若干个时段，以每个时段的电量作为交易标的，市场主体按时段开展中长期交易，由各个时段的交易结果形成各市场主体的中长期合约曲线。交易时段可按 24 个时段划分，也可按照政府相关规定，组合形成时段划分。

第 39 条 根据交易标的物执行周期不同，中长期交易包括年度（多年）电量交易（以某个或多个年度的年内逐月分时段电量作为交易标的物）、月度电量交易（以次月的分时段电量作为交易标的物）、月内（日滚动）交易（交易日为 D 日，以 D+3 日至月底每日分时段电量作为交易标的物）等针对不同交割周期的分时段电量交易。其中年度和月度交易的分时段交易电量按照月

度日历天数平均分解至每日的相应时段。

第 40 条 市场主体执行日各时段中长期交易电量为该时段的年度、月度、月内（日滚动）交易的日分解电量之和。

第 41 条 市场主体参与现货市场，中长期交易结果每小时的电量均分至该小时的 4 个 15 分钟时段，形成 96 点中长期合约电量曲线。中长期分时段量价合约曲线作为现货市场结算依据。

第 42 条 中长期年度（多年）交易主要发挥稳定供需作用，以双边协商交易方式为主，挂牌、集中竞价或滚动撮合作为补充；月度交易作为年度交易的补充，主要发挥电量增减作用，以集中竞价交易、双边协商交易方式为主；月内（日滚动）交易主要发挥滚动调整作用，按照滚动撮合交易方式组织。

第 43 条 年度交易包括但不限于年度跨区跨省交易、年度直接交易、年度自备电厂发电权置换交易、年度发电权交易等。

第 44 条 月度交易定期开市，包括但不限于月度跨区跨省交易、月度直接交易、月度电网企业代理购电交易、月度自备电厂发电权置换交易、月度电量转让交易等。

第 45 条 月内（日滚动）交易连续开市，包括跨区跨省交易和省内电量转让交易。月内（日滚动）电量转让交易融合开展发电侧和用户侧月内增量、减量、发电权转让、合同转让、合同回购等多种交易品种。

第 46 条 市场主体可通过月度、月内（日滚动）分时段交易调整各个时段的合约电量，实现中长期合约曲线调整，减少合

同执行偏差。

第 47 条 直接交易在符合准入条件的发电企业与售电公司或批发用户之间开展，经双边协商、集中交易（包括集中竞价、挂牌、滚动撮合等交易方式）达成购售电交易结果。

第 48 条 跨区跨省交易可以在区域交易平台开展，也可以在相关省交易平台开展；点对网专线输电的发电机组（含网对网专线输电但明确配套发电机组的情况）视同为受电地区发电机组，纳入受电地区电力电量平衡，根据受电地区发电计划放开情况参与受电地区电力市场。

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。

第 49 条 电量转让交易由符合准入条件的发电企业、电力用户（售电公司）按照其实际发、用电能力（或政府主管部门明确的交易电量上限）开展的电量购入、售出交易。

第 50 条 同一市场主体可根据自身电力生产或消费需要，购入或售出电能量，但不能在同批次交易的同一时段内既购入电量又售出电量。

第 51 条 中长期各批次各时段交易中，发电侧在某一时段申报售出电量不得超出其剩余最大发电能力；发电侧各个时段的净售出电量（指多次售出、购入相互抵消后的净售出电量）之和，不得超出政府主管部门明确的市场化交易电量上限；发电侧某一

时段申报购入（回购）电量，不得超出已持有的各批次中长期合同分解至该时段的净售出电量之和。

第 52 条 中长期各批次各时段交易中，用户侧某一时段申报售出电量不得超出各批次交易净购入电量（指多次购入、售出相互抵消后的净购入电量）分解至该时段的购入电量之和。

第 53 条 自备电厂发电权置换交易指符合市场准入条件的并网自备电厂或拥有自备电厂的企业年度发电计划内自发自用电量向符合市场准入条件的太阳能、风能等新能源企业转让发电权的交易，转让后自备电厂减发相应交易电量。根据新能源的实际运行需要，可以组织与常规电源打捆受让。

满足市场准入条件，拥有自备电厂的企业，应以自备电厂和用户身份分别在交易平台注册，自备电厂与新能源发电企业开展发电权置换交易（含与常规电源打捆），在扣除自发自用电量和发电权置换交易电量后，拥有自备电厂的企业仍有下网电量需求的，按照用户身份参加电力直接交易。

第 54 条 电网企业代理购电交易是指电网企业通过中长期市场、现货市场等方式代理未直接参与市场交易的工商业用户达成的购售电交易。

第 55 条 绿色电力交易指以绿色电力产品为标的物的电力中长期交易，用以满足发电企业、售电企业、电力用户等市场主体出售、购买、消费绿色电力需求，并提供相应的绿色电力消费认证，**全面反映绿色电力的电能价值和环境价值。**

第 56 条 绿色电力交易 优先组织未纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的风电和光伏（以下简称“无补贴新能源”）企业参与交易，已纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的风电和光伏（以下简称“带补贴新能源”）作为补充，根据国家有关要求可逐步扩大至符合条件的其他类型发电企业。电力用户主要为具有绿色电力消费及认证需求、愿意承担绿色电力环境价值的用电企业，主要包括直接参与交易的工商业用户和电网企业代理购电用户。

第 57 条 绿色电力交易 分为省内和跨区跨省交易，优先组织省内绿电交易，绿色电力交易在北京电力交易中心“e-交易”平台开展。现阶段绿色电力交易可按用户需求不定期开展交易。绿色电力交易应优先组织、优先执行和结算。绿色电力交易市场注册、交易申报、交易结算、绿证核发等按照绿色电力交易相关规定执行。

第二节 交易方式

第 58 条 中长期交易方式分为双边协商、集中竞价、挂牌交易等。

第 59 条 双边协商交易

1. 双边协商交易中，准入市场主体自主协商交易电量、电力（或曲线形成方式）、价格，通过电力交易平台申报、确认、出清。交易双方自行约定，一方在电力交易平台申报交易曲线、价格等信息，另一方进行确认；

2. 双边协商交易意向在申报截止前可提交、撤销或修改。

第 60 条 集中竞价交易

1. 集中竞价交易中，准入市场主体通过电力交易平台申报分时段电量、价格等信息，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报；

2. 集中竞价交易的曲线形成方式在交易公告明确。执行分时段竞价出清、或按典型（历史）曲线出清；

3. 集中竞价交易按照边际电价法或报价撮合法出清；

4. 申报曲线和出清序列形成方式：

（1）申报截止后，按照购电方报价由高到低排序，形成购电方申报曲线或出清序列。原则上，购电方报价相同时，按申报电量等比例分配预成交电量，具体以交易公告为准；

（2）按照售电方报价由低到高排序形成售电方申报曲线或出清序列。原则上，售电方报价相同时，按照“清洁能源优先、节能环保优先”的顺序出清；上述条件均相同时，按申报电量等比例分配预成交电量。

5. 边际电价法出清流程：

（1）售方报价从低到高、购方报价从高到低排序形成售方、购方曲线，曲线交点对应市场统一出清价格和成交电量；

（2）当购电方申报曲线与售电方申报曲线交叉，交叉点对应的价格即为边际出清价格。售电方报价低于边际出清价格的售电方申报电量、购电方报价高于边际出清价格的购电方申报电量

成交。若边际出清价格对应的购电方申报电量与售电方申报电量不相等，预成交电量取两者较小值。

边际出清价格 P_0 ，满足： $D_{\text{购电方申报曲线}}(P_0) = S_{\text{售电方申报曲线}}(P_0)$

售电方可成交电量 Q_s 为：

$$Q_s = \sum_{P=0}^{P=P_0} Q_s(P)$$

其中， $Q_s(P)$ 为售电方在价格 P 处的申报电量。

购电方预成交电量 Q_D 为：

$$Q_D = \sum_{P=P_0}^{P=P_{D\text{Max}}} Q_D(P)$$

其中， $Q_D(P)$ 为购电方在价格 P 处的申报电量， $P_{D\text{Max}}$ 为购电方报价最大值。

最终成交电量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_s, Q_D\}$$

(3) 当购电方申报曲线与售电方申报曲线没有交叉，且购电方报价大于售电方报价时，预成交电量为购电方与售电方申报总电量的较小者。边际出清价格依据差值系数 K_1 确定。该系数一般取 0.5，必要时 K_1 的取值或计算方法由市场管理委员会审议决定，在市场交易公告中发布。

报价差值 P_Δ 为：

$$P_\Delta = P_{D\text{min}} - P_{S\text{max}}$$

其中， $P_{D\text{min}}$ 为购电方成交电量报价的最小值， $P_{S\text{max}}$ 为售电方成交电量报价的最大值。

当购电方报价始终大于售电方报价时，有

$$D_{\text{购电方申报曲线}}(P_0) > S_{\text{售电方申报曲线}}(P_0)$$

边际出清价格 P_0 为：

$$P_0 = P_{D_{\min}} - K_1 \times P_{\Delta}$$

$$\text{或 } P_0 = P_{S_{\max}} + (1 - K_1) \times P_{\Delta}$$

其中， K_1 为报价差值系数。

售电方可成交电量 Q_s 为：

$$Q_s = \sum_{P=P_{S_{\min}}}^{P=P_0} Q_s(P)$$

其中， $Q_s(P)$ 为售电方在价格 P 处的申报电量， $P_{S_{\min}}$ 为售电方报价最小值。

购电方可成交电量 Q_d 为：

$$Q_d = \sum_{P=P_0}^{P=P_{D_{\max}}} Q_d(P)$$

其中， $Q_d(P)$ 为购电方在价格 P 处的申报电量， $P_{D_{\max}}$ 为购电方报价最大值。

最终成交量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min\{Q_s, Q_d\}$$

(4) 当购电方申报曲线与售电方申报曲线没有交叉，且购电方报价小于售电方报价时，没有成交量。

当购电方报价始终小于售电方报价时，有

$$D_{\text{购电方申报曲线}}(P_0) < S_{\text{售电方申报曲线}}(P_0)$$

最终成交量 Q_0 为:

$$Q_0 = 0$$

6. 报价撮合法流程

(1) 报价撮合法中, 售方报价从低到高、购方报价从高到低排序形成出清序列, 依次匹配双方申报价格、电量, 撮合出清。

(2) 由撮合出清价格计算得到购售双方的结算价格。原则上, 不限定撮合匹配对应关系, 分别安排购电方、售电方交易计划, 合同执行完毕后, 双方分别进行结算和偏差处理。

(3) 按出清序列依次将购方报价与售方报价相减形成价差对 P_{Δ}' 。

$$P_{\Delta}' = P_{\text{购电方报价}} - P_{\text{售电方报价}}$$

其中, $P_{\text{购电方报价}}$ 为购电方报价, $P_{\text{售电方报价}}$ 为售电方报价。

7. 报价撮合的确定方法为:

(1) 当购电方报价大于售电方报价, 则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者, 成交价格以配对双方报价的价差对系数 K_2 来确定。该系数一般取 0.5, 必要时由市场管理委员会审议后确定, 在市场交易公告中发布。

当购电方报价大于售电方报价时, 有

$$P_{\text{购电方报价}} > P_{\text{售电方报价}}$$

成交价格 P_D 、 P_S 分别为:

$$P_D = P_{\text{购电方报价}} - K_2 \times P_{\Delta}'$$

$$P_S = P_{\text{售电方报价}} + (1 - K_2) \times P_{\Delta}'$$

其中， K_2 为报价的价差对系数。

成交量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min \{Q_s, Q_D\}$$

(2) 当购电方报价等于售电方报价，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者，成交价格为配对双方申报价格。

当购电方报价等于售电方报价时，有

$$P_{\text{购电方报价}} = P_{\text{售电方报价}}$$

成交价格 P_D 、 P_S 分别为：

$$P_S = P_D = P_{\text{购电方报价}} = P_{\text{售电方报价}}$$

成交量 Q_0 为：

$$Q_0 = \min \{Q_s, Q_D\}$$

(3) 在撮合剩余的购、售电量申报中，按以上原则进行交易匹配，直到所有申报的购电量（或售电量）均已成交或购电方报价低于售电方报价为止。

第 61 条 滚动撮合交易

1. 滚动撮合交易中，在规定的起止时间内，市场主体随时申报购、售电信息，电力交易平台按照“时间优先、价格优先、节能环保优先”的原则撮合成交，也可同时考虑节能减排因素；

2. 滚动撮合交易的曲线形成方式在交易公告明确。执行分时段竞价出清、或按典型（历史）曲线出清；

3. 滚动匹配出清流程：

(1) 当购电方报价大于售电方报价，则匹配成交电量为配

对双方申报电量的较小者，成交价格为配对双方报价的均价，必要时由市场管理委员会协商审议后确定，在市场交易公告中发布。配对双方申报电量较大者的剩余电量继续作为挂牌电量进入场内等待出清；

（2）该过程可匹配单一购（售）电方对应多个售（购）电方的多个申报电量。未成交电量可在滚动撮合交易结束前撤销或重新申报；

（3）滚动撮合交易结束后可根据成交情况组织补充定点摘牌。此阶段不挂牌仅摘牌，已挂牌电量不可撤销，市场主体对剩余挂牌电量直接摘牌。

第 62 条 挂牌交易

1. 挂牌交易中，准入市场主体在规定的起止时间内，依据交易公告进行挂牌和摘牌。挂牌主体完成挂牌操作后，摘牌主体进行摘牌；

2. 挂牌交易的曲线形成方式在交易公告明确。执行分时段竞价出清、或按典型（历史）曲线出清；

3. 单一市场主体摘牌电量或最大电力不得超过对应挂牌电量或最大电力；

4. 挂牌交易按照摘牌“时间优先”原则出清。实际操作中，以指定时间（如 15 分钟）为一时段，每时段内摘牌视为时间优先级相同，预成交电量按照申报电量等比例分配，具体以交易公告为准；

5. 根据市场供需情况和市场主体需求，挂牌交易可与集中竞价交易一并组织。

第五章 交易组织

第一节 总则

第 63 条 省级电力管理部门应当在每年 11 月底之前确定并下达次年度电力供需平衡方案，安排跨区跨省优先发电计划、省内优先发计划、基数电量和省内市场交易电量规模。按照年度（多年）、月度、月内（日滚动）交易的顺序开展电力交易。

第 64 条 市场主体通过年度（多年）交易、月度交易和月内（日滚动交易）等交易满足发用电需求，促进供需平衡。

第 65 条 交易公告原则上应当提前至少 1 个工作日发布。交易公告发布内容应当包括但不限于：

（一）交易标的（含电力、电量和交易周期）、申报起止时间，分时段划分原则；

（二）交易申报方式及约束条件；

（三）价格形成机制；

（四）交易出清原则；

第 66 条 交易的限定条件必须事前在交易公告中明确，原则上在申报组织及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要的应当经电力主管部门批准并公开说明原因。

第 67 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 68 条 电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易，指导承担消纳责任的市场主体优先开展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。

第二节 电量规模确定

第 69 条 省内优先发电电量规模，结合电网安全、供需形势、电源结构等因素，合理安排规划内的风电、太阳能等可再生能源保障性电量和供热机组以热定电电量、电网安全约束电量、调峰调频电量等优先发电电量的规模。清洁能源优先发电规模，根据来水、风光资源及省内消纳能力，由电力调度机构测算，报省级电力管理部门后确定，清洁能源实际电量超出年度优先发电规模的，纳入市场化交易。

第 70 条 执行“保量保价”的优先发电电量（不含燃煤发电，下同），用于保障居民、农业用电（省内低价水电优先发电计划电量可优先保障居民、农业用电），有剩余且暂时无法放开的电量可作为电网企业代理工商业用户购电电量来源。“保量保价”的优先发电电量不应超过电网企业保障居民、农业用电和代理工商业用户购电规模，不足部分由电网企业通过市场化方式采购。

第 71 条 电网企业要综合考虑代理购电工商业用户和居

民、农业用户预测用电量以及上年度省级电网综合线损率、甘肃省执行保量保价的优先发电电量等因素，合理确定市场化采购电量规模。

第 72 条 省内直接交易电量规模，年度交易规模按照用户侧准入条件、准入范围由政府主管部门确定；月度交易规模由用户根据用电需求自行确定。

第 73 条 自备电厂综合政府主管部门下达的年度自发自用电量计划、自身装机、生产能力、设备状况、检修安排、用电情况等，向电网企业和调度机构提出参与自备电厂发电权置换交易电量规模建议。自备电厂可按自身需求灵活开展自备电厂发电权置换交易。

第三节 年度优先发电合同签订

第 74 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分时段电量曲线或者确定曲线的原则、交易价格等，纳入送、受电省优先发电计划，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 75 条 从省外购电时，应做好省外购电与省内不同类型电力用户的对应关系和分摊原则。

第 76 条 根据确定的省内优先发电（非市场部分）计划，原则上在每年年度双边交易开始前签订厂网间年度优先发电合

同，结合电网安全、供需形势、电源结构等因素，科学安排本地优先发电电量，约定年度电量规模及分月分时段电量交易曲线、交易价格等。

第 77 条 优先发电电量和基数电量的分时段交易曲线可在月度执行前进行调整和确认，分时段交易曲线经合同签订主体确认后，其执行偏差通过本规则约定的偏差处理机制处理。

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。

第四节 年度（多年）交易

第 78 条 年度（多年）交易的标的物为次年（多年）的自然年度内分月分时段电量。年度（多年）交易可通过双边协商或集中交易的方式开展。

第 79 条 每年年底组织次年年度交易。原则上，每年 11 月初，电力交易机构通过交易平台发布次年年度交易相关市场信息，市场信息包括但不限于：

- （一）参与年度交易市场主体信息；
- （二）次年直接交易电量需求预测及交易电量规模；
- （三）次年年度交易相关工作方案。

第 80 条 年度交易开市前，售电公司与代理的零售用户应在规定期限内交易平台完成委托代理关系绑定，并按规定提交委托代理协议。

第 81 条 市场主体有多年交易需求的，可向电力交易机构

申请以双边协商方式进行合同备案。

第 82 条 年度（多年）交易主要包括并不限于省内直接交易、跨区跨省交易、电网企业代理购电交易、自备电厂发电权置换交易等。

第 83 条 市场主体需要在年度交易申报时间截止前，按照交易公告的要求，通过电力交易平台提交量价申报数据至电力交易机构。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道年度可用输电容量，形成预成交结果。

第 84 条 年度交易结束后，电力交易机构汇总各类交易的预成交结果，并提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在 5 个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由相关电力交易机构根据市场规则进行交易削减和调整。

第 85 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 86 条 相关市场主体在交易平台确认交易结果后，由“交易承诺书+交易公告+正式发布的交易结果”组成的电子合同立即生效。为保障各市场主体权益，鼓励发电企业与电力用户（售电公司）签署双方合同，约定其他补充事项。

第五节 月度交易

第 87 条 月度交易的标的物为次月的分时段电量，月度交易定期开市，以集中竞价、双边协商交易方式为主，挂牌交易和滚动撮合交易为补充。

第 88 条 电力交易机构发布连续运营开市计划，按照计划预安排时间，组织开展次月月度各类型交易。交易申报方式以交易公告为准，各类月度交易品种包括但不限于：

（一）月度增量用电直接交易，每月分别按双边协商和集中竞价交易方式各组织 1 次；

（二）电网企业代理购电交易，每月组织 1 次。

（三）自备电厂发电权置换交易，每月组织 1 次。

（四）月度电量转让交易，每月按发电侧和用户侧各组织 1 次。

（五）月度跨区跨省交易、临时交易及事故支援交易，根据富余电能消纳、余缺调剂需要按月组织或月内临时组织。

第 89 条 月度交易前，未参与年度交易的新增准入售电公司应在规定期限内，在交易平台与代理的零售用户完成委托代理关系绑定，并按规定提交委托代理协议。

第 90 条 市场主体需要在月度交易申报时间截止前，按照交易公告的要求，通过电力交易平台提交量价申报数据至电力交易机构。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，形成预成交结果。

第 91 条 月度交易开闭市时间如遇国家法定节假日，可顺

延，电力交易机构应提前向市场主体公告开闭市时间调整事宜。

第 92 条 当月所有交易品种组织完成后，电力交易机构汇总各交易品种成交结果，提交给电力调度机构进行安全校核；电力调度机构原则上在 2 个工作日内完成安全校核，并返回电力交易机构形成最终交易结果。电力交易机构在收到安全校核结果的下 1 个工作日，通过交易平台向市场主体发布最终交易结果和安全校核说明。

第 93 条 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布后 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给予解释。市场主体对交易结果无异议的，应在结果发布后 1 个工作日内通过交易平台返回成交确认信息，逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第 94 条 相关市场主体在交易平台确认交易结果后，由“交易承诺书+交易公告+正式发布的交易结果”组成的电子合同立即生效。为保障各市场主体权益，鼓励发电企业与电力用户（售电公司）签署双方合同，约定其他补充事项。

第 95 条 电力交易机构在各类月度交易结束后，根据安全校核后的交易结果，对年度分月结果和月度交易结果进行汇总，于每月月底前发布次月月度交易计划。

第六节 月内（日滚动）交易

第 96 条 月内（日滚动）交易的标的物为 D+3 日（D 为交易日）至月底每日每个时段的电量。月内（日滚动）交易连续开

市，每日按照 24 个时段，每个时段的电量单独进行交易。交易方式为滚动撮合。

第 97 条 月内（日滚动）交易，发电企业、售电公司和批发用户均可购入或售出电量，但在同一个交易日同一交易时段，仅可选择购入或售出一个交易方向。

第 98 条 月内（日滚动）交易中，市场主体在规定的报价时限内通过电力交易平台申报量价数据，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。

第 99 条 确有必要时，电力调度机构可对日滚动交易结果开展安全校核。月内（日滚动）交易按照 D+3 日至月末的分时段交易结果形成日汇总电子合同，由“入市承诺书+交易公告+交易结果”共同组成。

第 100 条 每日日滚动交易结束后，电力交易机构汇总交易结果并发布。

第 101 条 根据月末最终交易结果，电力交易机构对次月交易计划进行调整、更新和发布。

第七节 临时交易与紧急支援交易

第 102 条 可再生能源消纳存在临时性困难时，甘肃省可与其他省（区、市）通过自主协商方式开展跨区跨省临时交易，交易电量、交易曲线和交易价格均由购售双方协商确定。

第 103 条 甘肃电力交易机构应事先与其他电力交易机构约定跨区跨省紧急支援交易的价格及其他有关事项，在电力供需

不平衡时，由调度机构根据电网安全约束组织实施。

第六章 价格机制

第 104 条 电力中长期交易的市场化电量成交价格由市场主体通过自主协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预；优先发电电量中非市场化电量执行政府批复价格，当优先发电电量超过优先用电电量时，可将优先发电计划分为“保量保价”和“保量竞价”两部分，其中保量竞价部分通过市场化方式形成价格。

第 105 条 燃煤发电企业市场化交易价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第 106 条 电力交易相关输配电价及政府性基金与附加等按政府主管部门有关规定执行。

第 107 条 跨区跨省输电通道的输电价格、输电损耗按照政府主管部门有关规定执行。

第 108 条 跨区跨省交易中购电省落地价格由电能量交易价格（送电侧）、输电价格、辅助服务费用、输电损耗构成；购电省电力用户和售电公司还需缴纳本省输配电费、政府性基金及附加。辅助服务费用按照辅助服务市场相关规则执行。

第 109 条 参与市场交易的电力用户的用电价格由电能量市场化交易价格、输配电价格（含线损及交叉补贴）、辅助服务费用、政府性基金及附加、**市场运营费用**等构成，辅助服务费用、**市场运营费用**按照相关规则执行。

第 110 条 参与中长期市场的燃煤发电电量，按照相关规定在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。

第 111 条 支持购售双方在中长期合同中参考行业上下游产品指数自主协商建立“交易电价+上下浮动”机制，在相关上下游产品价格变动达到一定幅度时，可对交易电价进行相应浮动调整。相关机制可通过电子合同、补充协议等方式约定，报电力交易机构备案后生效。

第 112 条 中长期交易签订分时段、带量带价交易合同，分时电价浮动比例按照甘肃省人民政府主管部门相关规定执行。

第 113 条 电网企业代理购电价格机制、代理购电产生的损益分摊或分享等按照相关规定执行。

第 114 条 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、下限原则上由电力市场管理委员会提出，经甘肃能源监管办和甘肃省级电力管理部门审定执行，应当避免政府不当干预。

第七章 安全校核与交易执行

第一节 安全校核

第 115 条 电力调度机构负责安全校核工作。安全校核的主要内容包括但不限于：通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制、系统调峰能力限制等内容。安全校核应满足全省电力电量平衡，在甘肃能源监管办和甘肃省级电力管理部门的指导下开展。

第 116 条 在各周期中长期交易开市前，电力调度机构及时向电力交易机构提供或及时更新各断面（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，对集中交易进行出清，与同期组织的双边交易一并提交电力调度机构进行安全校核。

第 117 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 85% 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 90%下达交易限额。

第 118 条 安全校核应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，并由电力交易机构予以公布。电力交易机构依据安全校核结果按照交易执行优先级逆序调减申报数据，交易公告约定各能源类型占比的，调减时应统筹考虑。

1. 对于双边交易，原则上按照“清洁能源优先、节能环保优先”的顺序进行逆序调减；当以上条件均相同时，按照申报电量等比例调减；

2. 对于集中竞价交易，原则上按照“价格优先、清洁能源优先、节能环保优先”的顺序逆序调减；以上条件均相同时，按照申报电量等比例调减，调减后重新计算并出清边际价格。

3. 对于挂牌交易，原则上按照“清洁能源优先、节能环保优先”的顺序逆序调减；优先级相同时，按照申报电量等比例调减。

4. 对于滚动撮合交易，原则上按滚动撮合匹配出清顺序逆序调减；当以上条件均相同时，按照有效申报电量等比例调减。

第 119 条 年度和月度计划中应当预留充足的清洁能源电量空间，火电企业直接交易不应造成电网消纳清洁能源能力下降，参与直接交易的发电企业不应影响均等提供辅助服务的原则。

第 120 条 安全校核基于预测电量、预测负荷及发电设备检修计划、输变电设备停电计划等边界条件进行。

第 121 条 火电企业合同电量安全校核应充分考虑火电机组开机方式。火电企业年度、月度合同电量安全校核应在充分考虑清洁能源消纳、电网安全约束、供热约束、调峰调频等后按照预安排的（各）月度开机方式，校核其调峰能力、辅助服务能力、电网阻塞等。

火电企业供热安全约束开机方式由政府主管部门确定。

第二节 交易执行

第 122 条 调度机构应根据次月月度交易计划，合理安排电网运行方式，鼓励市场主体以差价合约形式执行电力交易合同。

第 123 条 电力调度机构负责执行月度交易计划；电力交易机构每日跟踪并定期公布月度交易计划执行进度情况。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。市场主体对月度交易计划执行提出异议时，电力调度机构负责出具说明，由电力交易机构公布。

第 124 条 电力调度机构应当根据现货市场出清结果，综合考虑电网运行方式和机组开机方式，形成次日发电计划。

第 125 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，事后向甘肃能源监管办、省级政府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 126 条 每个自然月开始前，交易机构依据月度用电量预测以及外送计划签订情况，提前确定本月全省中长期发电量及各

市场主体本月中长期发电量。在月内实际执行过程中，可能因为月度负荷预测与日负荷预测偏差、外送电量临时调整、电网临时检修、突发事故以及其他不可抗力等情况，出现省内用电量、外送电量与月度计划电量偏差，当偏差超过一定范围时，可对月中长期计划电量进行调整，以适应最新的电网运行情况以及用电和外送需求。

第 127 条 若运行日出现因临时检修、外送计划临时调整、电网事故、气候变化、自然灾害以及其他突发事件，影响当日以及后续时间中长期电量执行的，调度机构可在次日将实际运行情况向交易机构通报后，由交易和调度机构共同协商确定是否立即调整月度和剩余时间中长期电量，若需要调整，由交易和调度机构共同协商确定调整量，履行调整审批流程，并报省级政府电力主管部门、甘肃能源监管办同意后，最终调整本月中长期电量计划和本月剩余时间中长期电量计划。

第 128 条 发电企业非自身原因影响正常运行，需要在月内调整本月计划中长期发电计划的，由发电企业向市场交易机构和调度机构提出申请，经交易和调度机构共同协商确定是否允许其调整本月中长期电量，若同意其调整，履行调整审批流程，并报省级政府电力主管部门、甘肃能源监管办同意后，在保证年度中长期电量不变的前提下，根据实际需要调整其中长期发电计划。

第八章 计量和结算

第一节 计量

第 129 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，跨区跨省交易均应明确其结算对应的计量点。

第 130 条 计量周期、抄表时间应保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

第 131 条 发电企业、跨区跨省交易送受端和批发交易电力用户的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。

当发电侧表计无法满足计量精度要求，可采用电力调度机构自动化采集数据作为现货电量结算依据。

第 132 条 多台发电机组共用上网计量点且无法拆分，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拆分共用计量点的上网电量。对于风电、光伏企业处于相同运行状态的不同项目批次共用同一计量点的机组，可以按照额定容量比例计算上网电量。

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 133 条 电网企业应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，结算电量由电网企业及电力交易机构组织相关市场成员协商解决。

第二节 结算依据

第 134 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。电力市场建设初期，用电侧（售电公司）电量结算由电网企业出具结算依据。

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；

自备电厂发电权置换交易可以通过电网企业结算。选择通过电网企业结算方式，由电力交易机构出具结算依据，电网企业出具相应电费发票。

第 135 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；售电公司按照结算依据与电网企业进行结算。

第 136 条 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甘肃省有关规定进行结算。

第 137 条 结算依据包括但不限于以下内容：

（一）实际结算电量；

(二) 各类交易结算电量(含中长期交易、短期交易及应急交易、现货交易等)、电价和电费;

(三) 偏差电量、电价和电费, 分摊的结算资金差额或者盈余;

(四) 新机组调试电量、电价、电费;

第 138 条 批发用户偏差电量、电费由用户自行承担; 结算周期内, 售电公司代理的全部零售用户实际总用电量偏离售电公司交易合约时, 售电公司承担偏差考核责任。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, 原则上由用户自行承担。

第 139 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 140 条 风电、光伏发电企业年度保障收购电量按照政府批复的价格或者价格机制进行结算。超出年度保障收购电量的部分通过市场交易方式消纳并按照市场交易价格结算。

第 141 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, 按照国家相关补贴管理规定执行。

第三节 电量结算

第 142 条 参与现货市场的市场主体及未参与现货市场的发电企业, 省内中长期交易电量结算按照“照付不议、偏差结算”的原则执行; 未参与现货市场的市场主体, 省内中长期交易电量

结算按照“据实结算、偏差考核”的原则执行。

第 143 条 省间中长期交易电量据实结算，产生的偏差执行责任偏差处理机制，偏差责任净费用由参与该笔交易的市场主体按照交易结果等比例分摊或分享；省内现货市场运行时，按省内现货市场相关结算规则进行结算。

第 144 条 短期、应急交易由调度部门根据实际运行情况提供结算信息，包含执行电厂及结算电量，省内现货市场运行时，结算电价以省内现货市场相关结算规则进行结算。

第 145 条 参与省内现货市场的市场主体，按照省内现货市场规则开展结算。

第 146 条 参与现货市场的发电企业中长期分时段合约电量由电力交易机构向调度机构推送，按照合同结算，偏差电量由现货市场处理。因中长期电量未完全覆盖或省间交易据实结算产生的偏差，水电、新能源企业偏差电费按照批复电价执行；公网火电企业偏差电费按照电网企业代理购电的平段价格执行；其他火电企业按照相关政策执行。

第 147 条 未参与现货市场的发电企业，中长期分时段合约电量按照签订的合同进行结算。偏差电量为结算周期内分时段实际发电量与对应分时段中长期合约电量的差值。高于中长期合约的电量为超发电量，低于中长期合约的电量为少发电量。水电、新能源企业偏差电费按照批复电价执行；公网火电企业偏差电费按照电网企业代理购电的平段价格执行；其他火电企业按照相关

政策执行。

第 148 条 未参与现货市场的电力用户（售电公司），中长期分时段合约电量按照签订的合同进行结算。偏差电量为结算周期内分时段实际用电量与对应分时段中长期合约电量的差值。售电公司偏差电量按照其代理的全部零售用户分时段整体用电量计算。

分时段偏差电量=分时段实际用电量-(各类中长期交易合同分时段购入电量-各类中长期交易合同分时段售出电量)。正偏差为超用电量，负偏差为少用电量。

月度分时段正偏差电量结算价格= 当月电网企业代理购电价格 $\times K_1$ ； K_1 为用户侧超用电量考核系数。

月度分时段负偏差电量结算价格= 当月电网企业代理购电价格 $\times K_2$ ； K_2 为用户侧少用电量考核系数。

K_1 、 K_2 和用户（售电公司）超用或少用电量的免考核比例由甘肃省级电力管理部门确定。

第 149 条 电网企业代理购电用户月度偏差电量按照代理购电相关规定执行。

第 150 条 电量结算按照以下流程开展。

（一）电网企业按照结算工作需要，定期按交易单元收集各市场主体计量表计电量底码数据，向电力交易机构推送发电侧计量数据，电力交易机构计算出各交易单元实际上网电量，电网企业计算用户侧用电量；

（二）电力交易机构、电网企业根据中长期交易分解曲线，分别计算发电侧和用户侧各交易单元基于中长期曲线的结算电量及电费；

（三）电力调度机构负责现货市场运营，并按时向电力交易机构、电网企业推送市场出清结果，电力交易机构、电网企业会同调度机构进行现货市场电量、不平衡资金等结算成分计算；

（四）电力交易机构、电网企业分别编制发电侧、用户侧电量电费结算单，核对后形成最终结算结果，通过交易平台、网上国网等途径向各市场主体预发布电费结算单。

（五）电费结算单预发布后 24 小时内，市场主体对电费结算单进行核对、确认。若有异议，提出反馈意见，逾期未反馈的视为确认。反馈意见经相关市场主体确认一致后，形成电费结算单确认结果并进行公布。

第九章 信息披露

第 151 条 市场信息分为社会公众信息、市场公开信息、私有信息和依申请披露信息。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；依申请披露信息是指仅在履行申请、审核程序后向申请人披露的信息。

第 152 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) 电网企业代理购电有关信息,包括代理用户分月总电量预测、相关预测数据与实际数据偏差、采购电量电价结构及水平、代理购电用户电价水平及构成、代理购电用户电量和电价执行情况等信息;

(六) 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第 153 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，电网企业保障居民、农业用电量及代理购电总电量预测，优先发电电量规模、跨区跨省交易电量及交易总电量安排、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，每月差额资金的盈亏和分摊情况；

（七）其他政策法规要求对市场主体公开的信息。

第 154 条 市场私有信息主要包括但不限于：

（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。

（五）其他政策法规规定的市场成员私有信息。

第 155 条 依申请披露信息主要包括：

（一）发电企业报送国际河流输电企业相关数据（如有）；

（二）电网企业报送各非市场用户的类型、购售电电量和电

价等；

(三)电网企业报送市场用户的类型、购售电电量和电价等。

(四)电网企业报送能够准确复制完整市场出清结果的电力系统市场模型及相关参数，包括 220 千伏及以上输电设备（输电线路和变压器）联结关系，输电断面包含的输电设备及其系数、潮流方向、潮流上下限额等。

第 156 条 依申请披露信息纳入特定管理流程，由市场成员向试点地区第一责任单位报送。申请、审核及信息披露流程按照相关规定执行。

第 157 条 电力交易机构总体负责市场信息披露的实施，负责**信息披露平台建设、管理和维护，制定信息披露数据标准，开放数据接口，为市场成员披露信息提供便利**。信息披露平台及电力市场技术支持系统、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 158 条 在确保安全的基础上，市场成员应当遵循**真实、准确、完整、及时、易于使用的原则**通过信息披露平台披露有关电力市场信息，对其披露信息的**真实性、准确性、完整性**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，问题严重的可按照有关规定取消市场准入资格。

第 159 条 各市场成员应当披露的公众信息、公开信息按照信息披露相关管理规定执行。

第 160 条 电力交易机构定期向市场主体出具信息披露报

告，内容包括但不限于电网概况、电力供需及预测情况、市场准入、市场交易、市场结算、市场建设、违规情况、市场干预情况等。

第 161 条 任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。因信息泄露造成市场波动和市场主体损失的，由政府电力管理部门组织调查并追究责任。

第 162 条 市场主体如对披露的相关信息有异议或疑问，可向电力交易机构、电力调度机构提出，由电力交易机构、电力调度机构负责解释。

第 163 条 甘肃能源监管办和甘肃省级电力管理部门、价格管理部门根据甘肃实际制定甘肃电力市场信息披露管理办法并监督实施。

第十章 市场监管和风险控制

第 164 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、市场监控和风险控制等职责。根据国家能源局及甘肃能源监管办的监管要求，将相关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，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甘肃能源监管办、省级政府电力管理部门提交市场监控分析报告。

第 165 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;
- (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) 因不可抗力市场化交易不能正常开展的;
- (五) 国家能源局及甘肃能源监管办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 166 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, 并向甘肃能源监管办、省级政府电力管理部门提交报告。

第 167 条 当市场主体发生争议时, 市场成员可自行协商解决, 协商无法达成一致时也可提交甘肃能源监管办、省级政府电力管理部门调解处理, 必要时可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第 168 条 甘肃能源监管办应当建立健全电力市场专业化监管制度, 推动成立独立的电力市场专家委员会, 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。

第十一章 附则

第 169 条 本规则由甘肃能源监管办、甘肃省政府电力管理部门组织电力交易机构根据实际运行情况及时修订。如国家政策、文件规定有重大调整导致与本规则不符的，从其规定。

第 170 条 本规则由甘肃能源监管办、甘肃省级政府电力管理部门负责解释。

第 171 条 本规则自发布之日起施行，2021 年 10 月 15 日印发的《甘肃省电力中长期交易规则(试行)》(甘监能市场〔2021〕183 号)同时废止。本规则有效期与《国家发改委 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〔2020〕889 号)保持一致。