

附件

甘肃省电力中长期交易规则（试行）

第一章 总则

第一条 为与甘肃电力现货市场相衔接，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）和有关法律、法规规定，结合甘肃省实际，制定本规则。

第二条 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。

第三条 本规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分配给燃煤（气）机组的基数电量（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规则。

电力辅助服务市场（补偿）机制相关规则另行制定。

第四条 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。

第五条 电力中长期交易应在国家能源局甘肃监管办公室（以下统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

第六条 市场成员包括各类发电企业、电网企业、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。

第一节 权利与义务

第七条 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。

第八条 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、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。

第九条 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。

第十条 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，按时完成电费结算；

（六）按照政府定价或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) 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, 并于事后向甘肃能源监管办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。

第十二条 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, 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

第十三条 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。内部核算的市场主体经法人单位授权, 可参与相应电力交易。

第十四条 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. 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。

(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)。

第十五条 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。

第十六条 自愿参与市场交易（含批发、零售交易）的电力用户原则上全部电量进入市场，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；其中，参加零售交易的用戶，在一个合同周期内只能与一家售电公司签订购售电合同。

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。

第十七条 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，导致发电企业、电力用户的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件。

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。售电公司退出条件按照国家有关售电公司准入与退出管理规定执行。

第十八条 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，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。

第十九条 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。

第二十条 无正当理由退市的电力用户，由为其提供输配电服务的电网企业承担保底供电责任，用电价格按照按照政府核定的目录电价的 1.2-2 倍执行。

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，不再按政府目录电价结算。其中，参加批发交易的用户按规则进行偏差结算，参加零售交易的用户按保底价格进行结算。

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，也可执行政府目录电价。

第三章 市场注册、变更与注销

第二十二条 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。

第二十三条 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。

第二十四条 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。

第二十五条 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。

第二十六条 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。

第二十七条 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。

第二十八条 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。

第二十九条 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。

第三十条 发电企业、电力用户、增量配电网企业在电力交易机构办理注册手续；售电公司按照“一地注册、全国共享”原则，可在异地办理注册手续后与电力交易机构共享注册信息，并按照甘肃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

第三十一条 电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易、发电权交易、合同转让交易，根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

中长期电能量交易从类型上分为电力直接交易、跨区跨省交易（指跨越发电调度控制区）、合同电量转让交易、自备电厂发电权转让交易等电能量交易。

鼓励双边协商交易约定电力交易曲线，发电企业根据校核后的合同电力交易曲线，参加现货市场的报价和出清。随着发用电计划的逐步放开，结合甘肃电力现货市场建设的深入，逐步推进发用双方约定电力交易曲线。

第三十二条 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。

第三十三条 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、滚动撮合交易和挂牌交易三种形式。

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,按市场规则进行统一的市场出清,发布市场出清结果。

滚动撮合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售电信息,电力交易平台按时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。

挂牌交易指市场主体通过电力交易平台,将需求电量或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。

第三十四条 以双边协商和滚动撮合形式开展的电力中长期交易鼓励连续开市,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。双边合同在双边交易截止时间前均可提交或修改。

第三十五条 合同电量转让交易主要包括优先发电合同(不包含享有优先发电政策的热电联产机组“以热定电”电量、电网安全约束电量、余热余压、余气优先发电电量等)、直接交易合同、跨区跨省交易合同等转让交易。合同电量转让交易可在集团

内部优先开展，合同转让交易的受让方应符合市场准入条件及国家环保政策。发电侧将合同电量转让给新能源企业的，要满足甘肃省新能源发电的约束条件及安全校核原则，必要时可组织新能源与常规电源打捆受让。

第三十六条 自备电厂发电权转让交易指符合市场准入条件的并网自备电厂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、风能等新能源转让发电权的交易，根据新能源的实际运行需要，必要时可以组织与常规电源打捆受让。

满足市场准入条件的并网自备电厂，其自发自用电量可以选择以下两种情况中的一种进行市场交易，但不得同时开展两种交易。

(一) 以发电企业身份和新能源企业开展发电权转让交易(含与常规电源打捆)，或转让后减发相应交易电量，并向电网购买电量。

(二) 以用户身份参加电力直接交易。即自备电厂减发自发电量，减发部分向电网购买，视为用网电量，在满足用户侧准入条件后参与直接交易。

第三十七条 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。购入或售出电能量应符合市场准入相关规定。

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；发电权交易应当遵循购售双方的意愿，原则上鼓励清洁、高效机组替代低效机组发电。

第三十八条 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。

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化。

第三十九条 结合现货市场建设进度，适时探索建立容量补偿机制。

第五章 价格机制

第四十条 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暂执行政府批复价格，当优先发电电量超过优先用电量时，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。

采用“保量保价”和“保量竞价”相结合的方式，推动优先发电参与市场，不断提高跨区跨省优先发电中“保量竞价”的比例，应放尽放，实现优先发电与优先购电规模相匹配。

电能量市场化交易（含省内和跨区跨省）价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第四十一条 甘肃电力直接交易相关输配电价及政府性基金与附加按价格主管部门有关规定执行。

第四十二条 跨区跨省输电价格按照价格主管部门有关规定执行。

第四十三条 双边交易价格按照双方合同约定执行；集中竞价交易按照统一出清价格或根据双方申报价格确定；挂牌交易价格以挂牌价格结算。

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；挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制。

第四十四条 跨区跨省交易受电地区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。输电损耗在输电价格中已明确包含的，不再单独收取；未明确的，暂按该输电通道前三年输电损耗的平均值计算，报国家能源局备案后执行。输电损耗原则上由买方承担，也可由市场主体协商确定承担方式。

第四十五条 合同电量转让交易价格为合同电量的出让或

者买入价格，不影响出让方原有合同的价格和结算。省内合同电量转让、回购，以及跨区跨省合同回购不收取输电费和网损。

第四十六条 自备电厂发电权转让交易价格为发电权出让或者买入价格，不收取网损。按照市场主体自愿协商的原则确定交易价格。

第四十七条 市场用户的电能量交易价格不包含辅助服务价格，辅助服务价格执行辅助服务市场相关规则。参与直接交易的峰谷电价电力用户，可以继续执行峰谷电价。随着市场交易逐步放开，适时探索辅助服务费用由电力用户与发电企业共同承担的机制。

第四十八条 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。价格上、下限原则上由相应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，应当避免政府不当干预。

第六章 交易组织

第一节 总则

第四十九条 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跨区跨省优先发电计划、省内优先发计划和基数电量。按照年度（多年）、月度、月内（多日）的顺序开展电力交易。

第五十条 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。

第五十一条 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。

第五十二条 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，确有必要应当公开说明原因。

第五十三条 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。

第五十四条 对于签订市场化交易合同的机组，分配基数电量时原则上不再进行容量剔除。

第五十五条 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。

第二节 电量规模确定

第五十六条 确定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。

第五十七条 确定直接交易电量规模。按照用户侧准入条件、准入范围确定直接交易用户侧总电量规模，计厂用电后折算出发电企业上网交易电量总规模。

第五十八条 确定自备电厂发电权转让交易电量规模。自备电厂应综合自身装机、生产能力、设备状况、检修安排、用电情况等，提出年度自发自用电量计划及参与交易电量规模，报甘肃能源监管办批准。

第五十九条 为实现发用两侧直接交易合同电量月度匹配平衡，在做好年度、月度电力电量平衡预测及分解的基础上，对火电、水电、新能源等发电侧主体各月发电量进行预测安排。在保持发电侧主体全年直接交易总量的情况下，根据发电侧主体全年发电出力曲线特征，逐月合理匹配直接交易电量，做到发电侧主体各月直接交易总发电量与电力用户月度直接交易总用电量保持平衡。

第三节 年度优先发电合同签订

第六十条 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。

第六十一条 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计划、交易价格等。不得将省内优先发电计划电量作为调节市场自由竞争的手段。

第六十二条 在不扰乱市场秩序的情况下，优先发电电量和基数电量的分月计划可在月度执行前进行调整和确认，分月计划经合同签订主体确认后，其执行偏差可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

第六十三条 年度(多年)交易的标的物为次年(多年)的电量(或年度分时电量)。年度(多年)交易可通过双边协商或集中交易的方式开展。

第六十四条 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，并报甘肃能源监管办，市场信息包括但不限于：

（一）次年关键输电通道剩余可用输送能力、关键设备检修（包括机组）安排；

（二）次年各机组可发电量上限；

（三）次年直接交易电量需求预测及交易电量规模；

（四）次年跨区跨省交易电量需求预测。

第六十五条 年度（多年）双边交易主要包括并不限于省内直接交易、跨区跨省交易、合同转让交易（含跨区跨省合同转让交易，下同）、自备电厂发电权转让交易等。

第六十六条 市场主体经过双边协商形成的年度（多年）意向协议，需要在年度双边交易申报截止前，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年度可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

第六十七条 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。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进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第六十八条 年度交易结束后，电力交易机构汇总每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协同进行交易削减和调整。

第六十九条 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

第七十一条 月度交易的标的物为次月电量（或月度分时电量），电力交易机构可组织开展针对年度内剩余月份的月度电量（或月度分时电量）交易。月度交易可通过双边协商或集中交易的方式开展。

第七十二条 市场主体经过双边协商形成的意向协议，需要在月度双边交易申报截止前，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，形成双边交易预成交结果。

第七十三条 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传输容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第七十四条 每月中旬，电力交易机构应通过交易平台发布次月月度交易相关市场信息，并报甘肃能源监管办，相关信息包括但不限于：

（一）次月（或后续 2-3 个月）关键输电通道剩余可用输送能力情况、关键设备检修（包括机组）情况；

（二）次月（或后续 2-3 个月）各机组可发电量上限；

（三）次月（或后续 2-3 个月）直接交易电量需求预测；

（四）次月（或后续 2-3 个月）跨区跨省交易电量需求预测。

第七十五条 月度交易定期开展，品种主要包括并不限于电力直接交易、跨区跨省交易、合同转让交易、自备电厂发电权转让交易等。

各类月度交易品种及组织次序依次为：

（一）月度增量负荷直接交易，每月组织 1 次；

（二）自备电厂发电权转让交易，原则上按照年度开展，必要时补充开展月度交易；

（三）月度发电侧合同转让交易，初期每月组织 1 次，并按照“缩短周期、加大频次”的原则向连续开市过渡；

（四）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。

各市场主体在达成月度双边交易意向后，在各类月度交易开

市期内在交易平台申报，未达成双边交易意向的，可参加月度各类集中竞价（撮合）交易。

第七十六条 月度交易开闭市时间如遇国家法定节假日，可顺延，但电力交易机构应提前3个工作日向市场主体公告开闭市时间调整事宜。

第七十七条 月度增量负荷直接交易。

（一）每月第5个工作日前，电力交易机构收集省内用户月度新增需求、售电企业与电力用户签订的委托代理协议，组织用户与发电企业开展月度增量负荷直接交易。

（二）每月第10个工作日前，电力交易机构发布次月月度直接交易规模、电网约束条件等相关信息公告，并在电力交易系统建立“202X年X月月度电力直接交易”交易序列。

（三）每月第15个工作日前，电力交易机构完成交易组织，形成预成交结果提交调度机构开展安全校核。

第七十八条 发电权转让交易。

（一）每月第10个工作日前，电力交易机构组织开展发电权转让交易（含自备电厂发电权转让交易）。

（二）每月第7个工作日16:00，各发电主体依据相关部门的意见，登录交易平台预申报发电权转让交易需求，确定交易规模。

（三）每月第8个工作日，电力交易机构发布发电权转让交易开市通知。

(四)发电权转让交易每月第10个工作日9:00开市、16:00闭市。电力交易机构对交易申报结果进行出清,形成预成交结果。

第七十九条 月度发电侧合同转让交易。

(一)每月第15个工作日前,电力交易机构开展次月及后续月份的发电侧各类型合同转让交易。

(二)发电侧合同转让交易原则上应早于合同执行完成3个工作日之前开展,市场主体签订电力电量购售合同后即可进行转让。发电侧合同转让交易不得事后开展。

(三)常规电源将合同电量转让给新能源企业的,要满足甘肃省新能源发电的约束条件及安全校核原则,必要时可组织新能源与常规电源打捆受让。

(四)每月第14个工作日16:00,各发电主体依据相关部门的意见,登录交易平台预申报合同电量转让交易需求,确定交易规模。

(五)每月第15个工作日,电力交易机构发布合同转让交易开市通知。合同转让交易每月第16个工作日9:00开市、16:00闭市(遇节假日顺延)。

(六)电力交易机构对交易申报结果进行出清,形成预成交结果。

第八十条 组织时间调整。

(一)各类月度交易组织原则按上述时间节点开展,遇法定长期节假日、甘肃省级电力管理部门和甘肃能源监管办要求等特

殊情况时，月度交易组织时间及要求以交易公司动态发布的通知为准。

(二) 每月中旬，电力交易机构开展月度双边交易，自开市至闭市原则上不超过3个工作日。

第八十一条 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构和安全校核说明。

第八十二条 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，逾期不返回视为无异议。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。

第八十三条 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。

第八十四条 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，于每月月底前发布汇总后的交易结果并制定厂(站)次月月

度电量计划。

第六节 月内（多日）交易

第八十五条 月内（多日）交易的标的物为月内剩余天数或特定天数的电量（或分时电量）。月内交易主要以集中交易方式开展。根据交易标的物的不同，月内交易可定期开市或连续开市。

第八十六条 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，形成集中交易预成交结果。

第八十七条 电力交易机构将月内集中交易的预成交结果提交给电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应当在2个工作日之内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。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。

月内集中交易结束后，电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对分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

第八十八条 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。

第八十九条 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。条件成熟后可以采取预挂牌方式确定跨区跨省紧急支援交易中标机组排序。

第八节 合同电量偏差处理

第九十条 合同电量偏差是指购售电合同双方在交易周期内（如年度、月度）实际发用电量与合同电量之间的偏差。

第九十一条 合同电量偏差可以通过合同电量转让、月度合同电量调整、确定违约条款等方式进行事前控制。

在双边交易方式下，市场主体应切实重视发挥合同的法律约束作用，自主协商确定交易意向和违约条款，避免造成整体合同偏差过大，有效降低自身损失。

第九十二条 合同电量转让、合同电量调整执行本规则中有关规定。

第九十三条 电力市场交易双方根据年度交易合同，在保持后续月份原有分解计划总量不变的前提下，可以于每月5日前对年度交易合同中次月分解计划提出调整要求，通过交易平台上报电力交易机构，经安全校核后，作为月度发电安排和月度交易电量结算的依据。

参加市场化交易的电力用户或售电公司，生产经营发生重大变化，导致合同电量无法履行或无法全部履行时，应主动提出并通过协商方式变更合同或终止合同，并按照合同条款承担相应责

任。

第九十四条 电力调度机构应跟踪电力供需形势变化，当月度系统实际用电需求严重偏离月度系统总合同电量时，提前启动偏差电量调整工作，并及时向甘肃能源监管办汇报。

第九十五条 开展合同电量事前控制后，实际执行中产生的发电侧偏差按照以下原则处理。

(一) 现货市场连续运行之前，中长期市场合同发电侧偏差电量按照年度平衡清算；

(二) 现货市场连续运行后，中长期市场合同发电侧电量偏差按照现货市场相关规则在现货市场进行处理；

(三) 开展合同电量事前控制后，实际执行中产生的用电侧(含售电公司)偏差应开展偏差考核。

第七章 安全校核与交易执行

第一节 安全校核

第九十六条 电力调度机构负责各种交易的安全校核工作。跨区跨省交易及省内直接交易、合同电量转让、合同调整等均必须通过电力调度机构安全校核。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。

第九十七条 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。

第九十八条 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。

第九十九条 安全校核应在规定的期限内完成。安全校核未

通过时，由电力交易机构进行交易削减。对于双边交易与集中交易相结合的，按照双边优先的原则进行削减；对于双边交易，按等比例等原则进行削减；对于集中交易，按价格优先原则进行削减，价格相同时按申报电量等比例进行削减。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。

第一百条 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。

第一百零一条 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。

第一百零二条 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甘肃省工信厅进行确定。

第一百零三条 新能源中长期市场电量安全校核原则如下：

（一）市场电量安全校核条件包括：电力电量平衡、场站发电能力、通道送电能力、电网调峰能力、风（光）资源、电网检修情况等；

（二）中长期市场电量应按一定比例配比调峰电量，以满足

电网调峰需求；

(三)为保证新能源场站省内优先保障电量与市场电量的调出,新能源场站月度总市场电量与总省内优先保障电量之和不得超出月度电网新能源总消纳能力;各新能源场站月度市场交易电量与优先保障电量之和不得超出其当月发电能力。

第二节 交易执行与月度计划调整

第一百零四条 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,保障合同电量的执行。

第一百零五条 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。

第一百零六条 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。

第一百零七条 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。

第一百零八条 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、突发事件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,必须对月度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。

第一百零九条 当电网调度机构、交易机构依据上月中长期电量完成情况、本月已发中长期电量及剩余月度中长期电量,本月剩余时间负荷预测情况,电网临时检修以及临时外送计划调整情况,预计本月发电量不足以满足本月中长期计划电量时,在保持年度交易合同不变的前提下,可在每月固定时间或者突发事件发生次日对月度中长期电量进行调整。调整前应向市场主体发布调整原因,包括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、突发事件以及其他不可抗力等相关情况等,并发布调整原则。

第一百一十条 当出现以下情况,需要判断是否在月内进行中长期电量调整:

(一) 月度上、中旬实际用电量较月度预测用电量偏差超过5%;

(二) 月度上、中、下旬中出现连续或累计3日省内实际用

电量较月度预测用电量偏差超过 5%;

(三)外送计划取消或临时调整,导致实际外送电量较月度计划外送电量偏差超过 5%;

(四)重要输电断面或设备临时检修、主要直流临时检修,影响甘肃本月外送计划完成;

(五)发电企业非自身原因导致的停机或其他影响正常运行的情况,本月上网电量不足以完成月度中长期计划的。

第一百一十一条 每月 11 日, 21 日, 交易机构会同调度机构, 依据当月前 10 天、前 20 天全网中长期电量完成情况, 外送计划调整情况, 决定是否进行月度中长期电量调整。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。

第一百一十二条 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。

第一百一十三条 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

第一百一十四条 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计量点。

第一百一十五条 计量周期应保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

第一百一十六条 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。

在现货市场运行初期，当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电量结算依据。

第一百一十七条 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。

第一百一十八条 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组织相关市场成员协商解决。

第二节 结算依据

第一百一十九条 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，用电侧电量结算由电网企业出具结算依据。

（一）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；

合同电量转让交易由电力交易机构分别向出让方和受让方出具结算依据；

自备电厂发电权转让交易可以通过电网企业结算。选择通过

电网企业结算方式，则自备电厂发电权转让后，出让交易电量按照政府批复的目录电价向电网企业购买，发电权转让电费按照合同约定执行；受让企业受让电量上网电价按照政府批复价格扣除发电权转让合同价格后执行，由电力交易机构向受让企业出具结算依据，电网企业向拥有自备电厂的电力用户出具电费发票。

第一百二十条 各市场主体暂时保持与电网企业的电费结算和支付方式不变，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、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省有关规定进行结算。

第一百二十二条 电力交易机构向各市场成员提供的结算依据包括以下内容：

- (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) 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采用；
- (四) 新机组调试电量、电价、电费；

(五) 接受售电公司委托出具的零售交易结算依据。

第一百二十三条 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。

第一百二十四条 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。

第一百二十五条 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。

第一百二十六条 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水平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和结算。

第一百二十七条 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)等补贴管理规定执行。

第一百二十八条 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3个工作日内向电力交易机构提出, 逾期则视同没有异议。

第三节 电量结算

第一百二十九条 电量结算用户侧月结月(季)清, 发电侧电量日清月结, 月度电量结算在次月15日完成。参与现货市场的发电企业在电能量市场电费收入包括中长期合约结算、日前现

货市场偏差结算、日内偏差结算，电费计算公式：

$$R \text{ 发电总} = R \text{ 中长期合约} + R \text{ 日前偏差} + R \text{ 日内偏差}$$

参与现货市场的发电企业，中长期合约电量由电力交易机构按照现货市场确定的中长期曲线的积分电量进行结算，用于结算的中长期曲线按现货市场相关规则生成；日前偏差电量及日内偏差电量结算结果由电力调度机构按照现货市场相关规则统计，并将统计结果提交电力交易机构。

未参与现货市场的发电企业，中长期合约电量由电力交易机构按照计量表计的计量电量进行结算。

第一百三十条 发电侧月度结算电量按照年度交易分月电量、月度交易电量、月内短期或临时交易电量、优先发电分月计划的顺序进行结算，再叠加现货市场统计结果。

第一百三十一条 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，电力交易机构计算出各交易单元实际上网电量；

(二) 电力交易机构根据各中长期交易出清结果及由电力调度机构按交易单元推送的中长期分解曲线，计算各交易单元基于中长期曲线的结算电量及电费；

(三) 电力调度机构按交易单元汇总各市场主体现货统计结果，并按时向电力交易机构推送，电力交易机构进行数据校核；

(四) 电力交易机构将现货结算结果并入电量电费结算单，

形成最终结算结果，并向各市场主体发布。

第四节 滚动平衡电量清算

第一百三十二条 滚动平衡电量清算适用于现货市场非连续运行阶段。滚动平衡电量清算原则上按照年度进行，在进入现货市场连续运行时，可依照年度清算方法对年内现货市场非连续运行阶段电量进行滚动平衡电量清算。

第一百三十三条 用户侧合同电量月结月（季）清。发电侧电量偏差按逐月滚动、滚动清算方式进行，现货市场连续运行开始前完成清算。

第一百三十四条 当发电侧上网电量大于或小于当月各类合同电量的总和时（包括优先发电电量），产生的偏差电量视为市场电量，在结算时将偏差电量纳入滚动平衡电量单记一栏，每年1-12月暂根据所属发电类别的标杆电价记结或记扣，逐月滚动调整，至年底或现货市场连续运行前对累计偏差电量按照各电厂执行的全部市场电量加权平均电价进行清算。

由于电厂自身原因造成的少发电量在月度优先发电计划结算电量中核减。调度机构应于每月末将电厂由于自身原因影响的少发电量明细提交交易机构。

第一百三十五条 滚动平衡电量清算方式。

平衡电量清算按照发电类别（火电、风电、光电）分别进行，水电参考相关规定执行。

（一）当某类别发电机组年末总体滚动平衡电量合计值为正

时:

1. 滚动平衡电量到年末累计值依然为负的欠发电厂, 按照其执行的年度所有市场合同电量的加权平均电价, 计算出年度清算电费。

第 i 个欠发电厂年度清算电费 = 第 i 个欠发电厂年度累计滚动平衡电量 \times 第 i 个欠发电厂年度所有市场化合同电量的加权平均电价

$$\text{总体年度清算电费} = \sum_{i=1}^n \text{第 } i \text{ 个欠发电厂年度清算电费}$$

$$\text{总体欠发电量} = \sum_{i=1}^n \text{第 } i \text{ 个欠发电厂年度累计滚动平衡电量}$$

(n 为年度滚动平衡电量累计值依然为负的所有电厂数)

总体欠发市场电量由超发电厂平衡, 用总体年度清算电费和总体欠发电量计算出年度平衡电量清算价格对超发电厂进行年度清算。

$$\text{年度平衡电量清算价格} = \text{总体年度清算电费} / \text{总体欠发电量}$$

2. 滚动平衡电量到年末累计值为正的电厂, 按照超发电量比例承担清算平衡电量, 用于补足欠发电量。

$$\text{总体超发电量} = \sum_{i=1}^k \text{第 } i \text{ 个超发电厂年度累计滚动平衡电量}$$

(k 为年度滚动平衡电量累计值依然为正的所有电厂数)

$$\text{第 } i \text{ 个超发电厂年度清算平衡电量} = (\text{第 } i \text{ 个超发电厂超发电}$$

量/总体超发电量 × 100%) × 总体欠发电量

第 i 个超发电厂年度清算电费 = 第 i 个超发电厂年度清算平衡电量 × 年度平衡电量清算价格

电厂的超发电量在扣除其年度清算平衡电量后剩余的超发电量按该厂批复电价清算。

(二) 当某类别发电机组年末总体滚动平衡电量合计值为负时:

1. 滚动平衡电量到年末累计值为负的电厂, 按照欠发电量比例及其执行的年度所有市场化合同电量的加权平均电价计算清算平衡电费, 优先由超发电厂平衡, 平衡后仍有剩余的欠发电量由该厂自行承担, 扣减相应已执行的优先发电电量。

总体欠发电量 = $\sum_{i=1}^n$ 第 i 个欠发电厂年度累计滚动平衡电量

(n 为年度滚动平衡电量累计值为负的所有电厂数)

总体超发电量 = $\sum_{i=1}^k$ 第 i 个超发电厂年度累计滚动平衡电量

(k 为年度滚动平衡电量累计值依然为正的所有电厂数)

第 i 个欠发电厂年度清算平衡电量 = (第 i 个欠发电厂欠发电量/总体欠发电量 × 100%) × 总体超发电量

第 i 个欠发电厂年度清算电费 = 第 i 个欠发电厂年度清算平衡电量 × 第 i 个欠发电厂年度所有市场化合同电量的加权平均电价

总体年度清算电费 = $\sum_{i=1}^n$ 第 i 个欠发电厂年度清算电费

年度平衡电量清算价格 = 总体年度清算电费 / 总体超发电量

滚动平衡电量到年末累计值为正的超发电厂，其超发电量按照年度平衡电量清算价格承担清算电费。

第 i 个超发电厂年度清算电费 = 第 i 个超发电厂年度累计滚动平衡电量 × 年度平衡电量清算价格。

第九章 信息披露

第一百三十六条 市场信息分为社会公众信息、市场公开信息和私有信息。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。

第一百三十七条 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。

第一百三十八条 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，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。

第一百三十九条 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。

第一百四十一条 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。

第一百四十二条 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。

第一百四十三条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力市场技术支持系统、电力交易机构网站进行披露。电力交易机构负责电力市场技术支持系统、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技术支持系统、电力交易机构

网站披露信息提供便利。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。

第一百四十四条 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。

第一百四十五条 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

第一百四十六条 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。

第一百四十七条 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。

第一百四十八条 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。

第一百四十九条 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。

第一百五十条 甘肃能源监管办应当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。

第十一章 附则

第一百五十一条 本规则由甘肃能源监管办、甘肃省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。

第一百五十二条 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。

第一百五十三条 本规则自发布之日起施行，有效期五年。
2018年8月22日印发的《甘肃省电力中长期交易规则（暂行）》
（甘监能市场〔2018〕57号）同时废止。

抄送：国家发展改革委，国家能源局，甘肃省人民政府。

甘肃能源监管办综合处

2020年11月12日印发

