

甘肃省发展和改革委员会
甘肃省工业和信息化厅
甘肃省生态环境厅
甘肃省市场监督管理局
国家能源局甘肃监管办公室

公 告

2021 年第 4 号

关于发布《甘肃省 2022 年省内电力 中长期交易实施细则》的公告

为有序组织 2022 年省内电力中长期交易，进一步健全我省电力市场体系，根据国家有关政策文件，结合我省实际条件，我们制定了《甘肃省 2022 年省内电力中长期交易实施细则》，现予

公告，请认真贯彻执行。



2021年12月6日

甘肃省 2022 年省内电力中长期交易实施细则

一、总 则

第一条 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）《国家发展改革委关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》（发改运行〔2019〕1105号）《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）《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）《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）等政策规定，为进一步规范省内电力中长期交易秩序，依法维护电力市场主体合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，制定本实施细则。

第二条 各类电力市场主体（包括发电企业、电力用户、售电公司等）均应满足国家节能减排和环保要求，符合产业政策条件，并在甘肃电力交易中心注册，严格遵守市场规则，自觉自律。

第三条 省内电力中长期交易坚持政府指导、企业为主原则，实行分工协作、统一组织，确保完成既定的目标任务。具体如下：

省发展改革委负责会同相关部门制定年度中长期交易实施细则，指导国网甘肃省电力公司、甘肃电力交易中心编制交易实施方案并组织开展交易工作，协调解决交易中遇到的政策问题和重要事项；省工信厅负责确定年度电力、电量平衡原则，制定省内优先发电、购电计划；省生态环境厅负责提出电力用户、发电企业环保相关工作要求；省市场监管局负责对市场主体有关市场操纵力、垄断和不正当竞争行为实施监管；甘肃能源监管办依法履行电力监管职责，对电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管；国网甘肃省电力公司负责开展安全校核、交易执行、交易结算等，根据市场运行需要为市场主体安装符合技术规范计量装置，提供支撑市场化交易开展所需的数据和信息，指导市州供电公司开展中长期交易用户用电信息审核；甘肃电力交易中心依据年度省内电力中长期交易实施方案编制和发布交易公告，为各类市场主体提供注册服务，组织电力市场交易，负责交易合同汇总管理，定期出具结算依据，披露和发布市场化交易及服务需求的信息。甘肃省电力市场管理委员会负责研究讨论交易规则，协调电力市场相关事项等。

各市州发展改革委、兰州新区经发局会同当地工信、生态环境、供电等部门，负责组织辖区内电力用户开展交易申报，并对电力用户生产及用电情况进行动态监测。

第四条 各地、各相关部门要认真维护市场交易秩序，对电

力用户和发电企业进入电力市场不得设置不合理门槛，不得组织开展电力专场交易，对市场交易电价在规定范围内的合理浮动不得进行干预，保障市场交易公平、公正、公开。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。各市场主体应严格遵守市场规则，不得以行使市场力、操纵市场价格、串谋等方式损害其他市场主体的利益。鼓励各市场主体相互监督、主动监督，切实维护市场秩序。

二、准入与退出

第五条 市场准入基本条件

（一）电力用户。符合以下条件的工商业电力用户（大工业电力用户和一般工商业电力用户）以及电力新业态用户企业（含省内增量配电网、微电网、网源荷储一体化设施、储能设施等经营用户）。

1. 符合产业、环保政策；
2. 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）；
3. 拥有燃煤自备电厂的用户应当按照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者替代技术手段，满足市场计量和结算的要求。

（二）发电企业。依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得或者豁免电力业务许可证（发电类）的以下发电主体。

1. 公用火电企业（祁韶直流配套电源除外）；
2. 公用水电企业（用于保障居民、农业用电的低价电源及执行保量保价的优先发电电量除外）；
3. 新能源发电企业（扶贫、特许权、分布式光伏、祁韶直流配套电源及执行保量保价的优先发电电量除外）；
4. 并网自备电厂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；
5. 电力新业态发电企业，含完成缴纳相应政府性基金及附加、系统备用费，公平承担社会责任的微电网、网源荷储一体化设施、储能设施等生产企业。

（三）售电公司。售电公司准入条件按照《售电公司管理办法》及有关规定执行。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）。售电公司需按要求完成注册、公示、备案，并提交履约保函。

（四）电网企业。国网甘肃省电力公司作为代理购电主体，负责代理未直接参与市场交易或已直接参与市场交易又退出的工商业用户购电业务。

第六条 准入程序

（一）电力用户。符合条件的电力用户填报《甘肃省电力中长期交易电力用户入市承诺书》（见附件1），提交所在地市州供

电公司，市州供电公司审核用户用电信息后上报国网甘肃省电力公司汇总，统一由甘肃电力交易中心进行平台公示，经公示无异议的电力用户应在规定期限内完成电力交易平台注册。各市州供电公司需将上报国网甘肃省电力公司用户信息清单同步抄送当地发展改革、工信、生态环境等部门。

(二) 发电企业。符合条件的发电企业由甘肃电力交易中心统一在电力交易平台进行公示，经公示无异议的在规定期限内完成电力交易平台注册。

(三) 售电公司。符合条件的售电公司，填报《甘肃省电力中长期交易售电公司入市申请表》(见附件3)，提交甘肃电力交易中心，统一在电力交易平台进行公示，经公示无异议可参与省内电力市场交易。

第七条 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。对符合正常退出条件的，依规办理退出市场手续；对存在扰乱市场秩序、弄虚作假等违法违规行为的市场主体，经查实后强制退市；对无正当理由退市(含强制退市)的市场主体，依规实施惩罚性措施。

第八条 正常退出条件

1. 市场主体宣告破产，不再发电或者用电；
2. 市场主体处于重组或破产的边缘，已连续停产三个月及以上；
3. 因国家和我省有关政策、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。

4. 因电网网架调整、市场主体发用电类别变更等原因，导致发电企业、电力用户不再满足我省中长期电力市场准入条件。

第九条 强制退市条件

1. 私自转让（售）所购电量的用户；
2. 拖欠电费 3 个月及以上的用户；
3. 存在虚假承诺事项或违反自我承诺条款的市场主体；
4. 符合正常退市条件但未按期办理正常退市手续的市场主体；
5. 违反国家有关法律法规及市场交易规则的市场主体。

第十条 退出处理

（一）退出程序

1. 正常退出。符合正常退出条件的电力用户、发电企业，向甘肃电力交易中心提出申请，完成电费清算及偏差结算后，退出市场。

2. 强制退出。符合强制退出条件的电力用户、发电企业，由甘肃电力交易中心汇总名单，经交易主管部门认定，完成电费清算及偏差结算后，强制退出市场。

3. 售电公司退出按照《售电公司管理办法》及有关规定执行。

（二）退出处理

1. 在甘肃电力交易中心注册且与发电企业或售电公司签订过市场化合同的电力用户即为已直接参与市场交易用户，已直接参与市场交易在无正当理由情况下退市（含强制退市）改由电网

代理购电的用户，其购电价格按电网企业代理其他用户购电价格的 1.5 倍执行。

2. 退市的电力用户，可在退出的当月对其已签订的、尚未履行的合同电量按合同交易规则进行转让交易，当月转让交易申报已结束无法进行的，可延期至下个转让周期；逾期未能完成转让的合同电量无条件解约，解约合同电量不再进行偏差结算。被强制退出的售电公司，与其代理的电力用户相关委托协议自动失效；其所有已签订、尚未履行的购售电合同，由各方自行协商处理，优先通过市场化方式将零售用户及合同电量转让给其他售电公司或者由对应零售用户全额或部分继承；零售用户与受让售电公司应重新签订委托代理协议或者变更为批发用户；对未能达成转让或继承的合同电量无条件解约，对应电量纳入后续电力市场平衡。市场成员间有补充协议的，由市场成员自行依据补充协议或依法进行处理。

3. 被强制及无正当理由退市的市场主体原则上 2 年内不得再选择参与市场化交易。

三、市场注册、变更与注销

第十一条 市场注册业务包括注册、信息变更、市场注销以及零售用户与售电公司业务关系确定等。

第十二条 市场主体参与电力市场化交易，应当符合准入条件，在甘肃电力交易中心办理市场注册，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。

第十三条 电力用户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者采取同等安全等级的身份认证手段。

第十四条 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。

第十五条 当国家政策调整或者交易规则发生重大变化时，甘肃电力交易中心可组织已注册市场主体重新办理注册手续。

第十六条 市场主体注册信息发生变更时，应当及时向甘肃电力交易中心提出变更申请。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，甘肃电力交易中心向社会发布，原交易合同由该市场主体继续执行。

电力用户或者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，在甘肃电力交易中心办理注册信息变更手续。在用电地址和用电性质不发生改变的情况下，甘肃电力交易中心完成注册信息变更后，对其进行交易结算，提供结算依据。

第十七条 自主申请退出市场的市场主体，应当及时向甘肃电力交易中心提出注销申请，按照要求进行公示，履行或者处理

完成交易合同有关事项后予以注销。

四、交易品种和交易方式

第十八条 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、合同转让交易，根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

(一) 电能量交易。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。

1. 双边协商指在规定的交易起止时间内，电力用户与发电企业自主协商确定交易意向，提交电力交易平台，经电力调度机构安全校核后形成交易结果。

2. 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。

3. 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者售电信息，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。

4. 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。

(二) 合同交易。年度合同执行周期内，在严格履行合同义

务、执行市场规则前提下，市场主体可以依法开展合同交易。

1. 发电企业。发电侧合同转让仅在相同交易时段之间开展，同一市场主体不允许同一时段开展合同出让和受让；合同转让应不影响原交易合同所签订的电价，即合同转让仅报量不报价。发电侧合同转让由同侧市场主体间发起，不再征求对侧市场主体意见。发电侧合同转让须经电力调度机构进行安全校核。

2. 电力用户。电力用户合同转让遵循市场主体同类型同权原则，合同电量转让可在批发用户之间、零售用户之间、批发用户与售电公司及售电公司代理的零售用户之间开展；参与范围为已签署年度直接交易合同正在履约的独立参与交易电力用户、售电公司及售电公司代理的零售用户。新入市电力用户参照执行。

(1) 交易标的：组织月份当月及对应次月未执行的年度交易分月合同电量。

(2) 同一市场主体不允许同一时段开展合同出让和受让，合同转让仅在相同交易时段之间开展。

(3) 合同转让应不影响原交易合同所签订的电价，即合同转让仅报量不报价。合同转让由同侧市场主体间发起，不再征求对侧市场主体意见。

(4) 批发用户与售电公司及售电公司代理的零售用户之间开展合同电量转让仅增减批发用户、售电公司及售电公司代理的零售用户合同电量，原批发用户、零售用户身份不发生变化。

(5) 售电公司代理零售用户开展合同电量转让（受让）须双

方协商一致，并重新确认转让（受让）合同电量的代理权益。

（6）合同转让双方应各自进行合同转让盈亏测算，并承担转让交易造成的全部盈亏风险。

第十九条 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、月度电量交易、月内（多日）电量交易等针对不同交割周期的电量交易。

（一）年度交易。结合国家要求和我省实际，省内电力中长期交易以年度交易为主，即以当年年度电量作为交易标的物，并分解到月，鼓励市场主体年度交易高比例签约。

（二）月度交易。以补充年度交易合同缺额为主要目的，以次月电量或者年度内剩余月份的月度电量（月度分时电量）作为交易标的物，着眼于电力电量平衡，按月定期开展。市场主体“年度+月度”交易签约电量不应低于前3年平均值的90%，以锚定电量和电价，降低市场波动风险。

（三）月内（多日）交易。探索以月内剩余天数尚未执行的全部或部分合同电量或者特定天数的新增需求电量（分时电量）作为交易标的物，形成对年度、月度交易的补充。

第二十条 以双边协商和滚动撮合形式开展的电力中长期交易实行连续开市，以集中竞价交易形式开展的电力中长期交易定期开市。双边意向在双边交易申报截止时间前均可提交或者修改。

第二十一条 依据市场主体性质、交易需求等因素，年度中长期交易可设置产业先导、绿电交易、民生保障、常规直购等交

易板块及类型，甘肃电力交易中心组织符合条件市场主体积极参与。各电力用户按用电特性应合理承担可再生能源消纳权重责任。

（一）产业先导。符合国家《产业结构调整指导目录》中鼓励类产业的电力用户，列入国家产业政策支持范围内的产业基础高级化、产业链现代化和高端制造业电力用户，经省级主管部门认定的大数据企业（不含生产“虚拟货币”的“挖矿”企业）等，可参与产业先导板块交易，与不同类型发电企业签订交易合同。

（二）绿电交易。根据《国家发展改革委国家能源局关于绿色电力交易试点工作方案的复函》（发改体改〔2021〕1260号）要求，设立独立的绿色电力交易品种，有绿色电力需求的用户直接与发电企业开展交易，优先组织、优先安排、优先执行、优先结算。参与绿色电力交易的发电主体，以风电和光伏发电为主，逐步扩大到水电等其他可再生能源。优先安排完全市场化上网的绿色电力。

（三）民生保障。按照省发展改革委《关于进一步完善清洁取暖价格支持政策有关事项的通知》（甘发改价格〔2021〕488号）精神，以居民供热为主的集中供暖企业、工商业电采暖用户，可参与民生保障类交易，与各类发电企业签订交易合同。交易组织周期以当地政府明确的供暖期为准，供暖期不为整月的延长至整月。

（四）常规直购。其他符合市场准入条件的市场主体，依交易规则参与年度、月度及月内（多日）交易，依法依规签订交易

合同。

第二十二条 市场主体经过双边协商形成意向协议的，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甘肃电力交易中心，甘肃电力交易中心根据电力调度机构提供的安全校核具体要求，形成双边交易预成交结果。采用集中交易方式开展月度交易时，市场主体在规定的报价时限内通过电力交易平台申报交易数据，甘肃电力交易中心根据电力调度机构提供的安全校核具体要求进行市场出清，形成集中交易预成交结果。国网甘肃省电力公司通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清，若采取挂牌交易方式，原则上，挂牌交易价格继续参照最近一次月度集中竞价交易加权平均价格确定。

五、交易组织

第二十三条 电力用户可以直接与发电企业交易，也可以自主选择委托售电公司代理参与交易。原则上，年度周期内，电力用户只能选择一种身份参与交易，即独立参与或由售电公司代理参与。选择由售电公司代理参与交易的电力用户，须在交易开始前，与其所委托的售电公司在交易平台完成交易委托关系绑定，签订电子委托协议，提前约定代理服务价格并提交甘肃电力交易中心。原则上，由售电公司代理参与交易的电力用户，在一个合同周期内只能与一家售电公司确定委托关系。

由国网甘肃省电力公司代理购电的工商业用户，可在每季度最后 15 日前选择下一季度起直接参与市场交易，国网甘肃省电力公司代理购电相应终止，由此产生的偏差责任原则上不予考核，能够单独统计的偏差电量由与国网甘肃省电力公司成交的市场化机组合同电量等比例调减。

第二十四条 按照年度、月度、月内（多日）的顺序开展交易。市场主体通过年度交易、月度交易和月内（多日）交易等满足发用电需求，促进供需平衡。原则上，每年 12 月底前完成次年年度交易；1 月份开始，每月定期组织月度交易、合同转让交易，视条件和需求开展月内（多日）交易。

第二十五条 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 3 个工作日发布。交易公告发布内容应当包括但不限于：交易标的（含电力、电量和交易周期），申报起止时间，交易出清方式，价格形成机制。

第二十六条 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。

第二十七条 为确保电网安全稳定运行，各发电企业要通过年度、月度交易，确保优先发电计划全额落实。为统筹兼顾清洁能源消纳，在集中竞价交易中，优先发电计划电量和清洁能源发电电量优先出清。

第二十八条 交易申报

(一) 电力用户。电力用户交易申报电量为其生产经营用电量，分年度交易和月度交易计划电量。

1. 年度交易电量。电力用户分月填写《甘肃省电力中长期交易电力用户年度交易计划电量申报表》(见附件2)，与《甘肃省电力中长期交易电力用户入市承诺书》(附件1)一并于12月13日前报送。电力用户年度交易申报计划电量不超过上年度实际的生产经营用电量，上年度实际生产经营用电量可跨年度统计；新投、复产、增容、扩容等无有效历史电量数据的电力用户可根据其报装容量确定可申报电量上限。选择由售电公司代理参与交易的电力用户，申报交易计划电量时应与其所委托售电公司商议后合理申报。

2. 月度交易电量。每月13日前，电力用户填写《甘肃省电力中长期交易电力用户×月交易计划电量申报表》(见附件2)，申报次月增量用电计划。国网甘肃省电力公司要综合考虑当月代理购电工商业用户和居民、农业用户预测用电量以及线损、当月执行保量保价的优先发电电量等因素，合理确定当月市场化采购电量规模。

3. 用电分时段负荷曲线。电力用户要结合供电部门反馈的历史用电数据，根据自身生产用电计划，制定年度、月度分时段带曲线交易申报计划。各时段交易电量之和不得超过电力用户年度交易、月度交易申报计划总电量。用户要主动统计汇总自身用

电曲线数据，同时可向当地供电部门索取其历史用电数据。国网甘肃省电力公司要做好代理购电工商业用户典型负荷曲线及分时段用电量预测。

4. 交易时段划分参考。

(1) 电供暖企业用户。供暖期全天划分 8 个时段，分别为：0：00—1：00 (t1)、1：00—5：00 (t2)、5：00—7：00 (t3)、7：00—9：00 (t4)、9：00—11：00 (t5)、11：00—17：00 (t6)、17：00—18：00 (t7)、18：00—24：00 (t8)。其中：峰段为 t4、t8，平段为：t1、t3、t5、t7，谷段为：t2、t6。

(2) 其他用户。全天划分 5 个时段，分别为：0：00—7：00 (t1)、7：00—9：00 (t2)、9：00—17：00 (t3)、17：00—23：00 (t4)、23：00—24：00 (t5)。其中：峰段为 t2、t4，平段为 t1、t5，谷段为 t3。

(二) 发电企业。电力调度机构结合机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，制定各发电企业全年市场化（含省内、外送市场）交易电量限额建议，并于交易组织前在电力交易平台网站发布。发电企业根据自身生产情况，结合电力交易平台网站发布的全年市场化交易电量限额建议，合理确定省内、省外，年度、月度交易计划。

1. 年度交易电量。发电企业根据交易年度风、光、水资源预测及电煤供应情况，结合自身生产经营计划，确定交易年度最大发电能力，并分解至各月参与交易。

2. 月度交易电量。发电企业根据短期风、光、水资源预测及电煤供应情况，修正自身发电能力计划，结合已签订市场合同，计算自身月度发电能力裕量后参与交易。

3. 发电分时段负荷曲线。发电企业发电能力预测需精确至日内各时段，形成负荷预测曲线。

4. 交易时段划分建议。结合不同电源结构特性，考虑电供暖企业用户与其他用户时段差异，建议发电企业合理组合交易申报时段，以期实现交易时与用户时段曲线相匹配。

时段划分建议：0：00—1：00（T1）、1：00—5：00（T2）、5：00—7：00（T3）、7：00—9：00（T4）、9：00—11：00（T5）、11：00—17：00（T6）、17：00—18：00（T7）、18：00—23：00（T8）、23：00—24：00（T9）。

（三）售电公司。售电公司根据其代理电力用户用电计划及交易时段划分，通过电力交易平台打捆申报各月分段交易电量，分段交易电量之和不得超过其代理全部电力用户年度交易或月度交易申报计划总电量之和。经代理方授权同意后，售电公司可通过电力交易平台查看电力用户用电信息（包括用电历史数据）。售电公司要主动统计汇总所代理用户用电曲线等数据，并根据代理电力用户生产计划确定分时段电量交易计划。

六、价格机制

第二十九条 电力中长期交易的成交价格由市场主体通过双

边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

第三十条 所有参加市场化交易的电力用户均执行输配电价顺价模式。电力用户的用电价格由电能量交易价格（直接交易价格）、输配电价格、政府性基金及附加、辅助服务费用等构成，输配电价格、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。

售电公司代理开展交易的电力用户，其电费还应包含该用户与所委托售电公司确定的代理服务费用。

第三十一条 所有市场主体均应分时段进行报量、报价，体现不同时段电力商品属性。各时段申报电价的价差比例不得低于现行目录分时电价的价差比例，即高峰时段申报价格不低于平段申报价格的150%、低谷时段申报价格不高于平段申报价格的50%。在未形成有效峰谷价格时，可出台分时段指导价格或上下限价格。

电气化铁路牵引用电等国家明确的不宜错峰用电的电力用户各时段申报价格不受价差比例限制。

第三十二条 双边交易价格按照双方合同约定执行。集中交易价格中，集中竞价交易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、另一方摘牌成交的价格形成机制。

第三十三条 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，必要时，可对报价或者出清价格设置上、下限。价格

上、下限由甘肃省电力市场管理委员会提出，经甘肃能源监管办和省发展改革委审定执行。

第三十四条 燃煤发电市场交易价格在基准价基础上实行上下浮动机制，上下浮动原则上不超过 20%；高耗能企业与燃煤发电企业市场交易价格不受上浮 20% 限制。在交易组织过程中，由甘肃电力交易中心根据实际情况对燃煤发电企业平段交易价格在基准价基础上进行上下浮动不超过 20% 的校验（高耗能企业交易序列不设置电价上浮校验边界）。燃煤发电企业通过市场交易形成的电能量市场化交易价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第三十五条 支持电力用户（售电公司）和发电企业以灵活可浮动的形式确定具体价格，价格浮动方式由双方事先约定。鼓励市场主体参考行业上下游相关产品指数，协商建立“交易电价±上下浮动”动态调整机制，在相关产品价格变动达到一定幅度，可对交易电价进行相应浮动调整。相关机制可在电子合同中进行明确，也可通过补充协议等方式约定，报交易中心备案后生效。

七、安全校核及合同签订

第三十六条 安全校核

各类交易应当通过电力调度机构安全校核，电力调度机构均有为各电力交易机构提供电力交易（涉及我省电力调度机构调度范围的）安全校核服务的责任。安全校核主要包括：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。

(一) 提供技术数据。电力调度机构应当及时向甘肃电力交易中心提供或者更新各断面（设备）可用输电容量，以及交易在不同断面、路径上的分布系数，发布必开机组组合和发电量需求、影响断面（设备）限额的停电检修等。

(二) 设置交易限额。为保障系统整体的备用和调峰能力，在各类市场化交易前，电力调度机构可以根据机组可调出力、检修天数以及电网安全约束等情况折算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提出限制建议。

(三) 安全校核处理。经安全校核形成的交易结果通过甘肃电力交易平台发布公示，公示内容主要包括出清计算原则、出清结果、校核结果、未成交原因等。市场主体对交易结果有异议的，应在结果发布后1个工作日内向甘肃电力交易中心提出，由甘肃电力交易中心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，自动确认成交。

第三十七条 合同签订

(一) 售电公司合同分解。售电公司应在交易结果发布后5日内将其交易成交电量按月按时段分解至所代理各电力用户，电量分解应按照其所代理各电力用户的分月分时段交易计划电量在其代理电力用户对应时段电量总和中的占比进行公平分解。如按其他方式分解的，售电公司应与其代理电力用户在交易组织前签订双边协议，约定分解方式，且不得影响其他用户合同分解占

比；按其他方式分解但未签署双边协议的，视同违反交易规则。对于因售电公司未按期完成合同分解，而造成的少用电量，相应执行偏差考核。

（二）合同签订。全面推进电力中长期合同签订平台化、电子化运转，电子合同与纸质合同具备同等效力。市场主体在参与交易前同意交易承诺书内容，视为接受交易组织、合同签订等规则，同意在交易平台签订电子交易合同；交易结果发布后，具备条件的市场主体也可通过“电子签章”或具有相同法律效力的方式履行电子签约手续；在市场主体已授权前提下，甘肃电力交易中心也可以“入市承诺书+交易公告+正式发布的交易结果”为基础，结合国家发展改革委推广应用的《电力中长期交易合同示范文本》，通过甘肃电力交易平台自动履行电子签约手续，并出具规范的电子合同制式文本，合同文本中应当明确购电方、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。电网企业应作为输电方或购售电方参与合同签订。探索将优先发电合同纳入中长期交易管理，推进优先发电合同在交易平台签订或登记，鼓励优先发电计划分时段签约。

（三）合同确认。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甘肃电力交易中心出具的电子合同作为执行依据。市场主体对交易结果确认成交后，交易各方根据公示结果、成交电量、成交价格等信息

形成年度（或月度）电力中长期交易合同。

（四）交易曲线细化。参与现货市场的市场主体还应在现货市场按照现货运行规则要求对已发布交易结果进行进一步细化分解，以形成每日 96 点中长期交易曲线，鼓励市场主体月前自主协商约定，分解细化中长期曲线至日内 96 点。

第三十八条 合同执行

甘肃电力交易中心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、负荷预测、可再生能源发电等情况，合理安排电网运行方式，及时优化调整，做好中长期交易合同执行。现货市场运行期间，可按照现货市场出清结果安排电力运行。因电力供需、电网安全、可再生能源消纳等原因需要调整生产计划的，优先通过市场化方式进行。

（一）合同调整。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（合同各时段总量不变），调整后的分月计划需通过电力调度机构安全校核。

1. 合同调整由合同发用双方协商一致后共同发起，在不影响其他市场主体交易合同执行的基础上开展。

2. 合同调整在合同双方不同月份相同时段之间开展，不改

变用户后续月份、时段总合同电量。

3. 合同调整电量对应价格应维持原合同上网交易价格、代理服务价格不变。

4. 合同调整需通过电力调度机构安全校核，经校核通过的，对应调整合同电量，未通过电量履行原合同。

5. 合同调整达成后由甘肃电力交易中心依据调整后合同相应调整后续各月的合同分月计划。

(二) 发电计划。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。

(三) 跟踪执行。甘肃电力交易中心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，甘肃电力交易中心负责公布相关信息。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、省工信厅报告事件经过，并向市场主体进行相关信息披露。

八、计量和结算

第三十九条 计量

(一) 计量装置。国网甘肃省电力公司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。计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的结算需要，参与现货市场主体抄表至日内每 15 分钟一个时段，其他市场主体抄表至日内峰、平、谷三个时段，确保计量数据准确、完整。

（二）数据采集。国网甘肃省电力公司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，并将计量数据提交甘肃电力交易中心。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，国网甘肃省电力公司组织相关市场成员协商解决。每月 3 日前，按甘肃电力交易中心结算需求，国网甘肃省电力公司向其提供上一月相关电量信息，对市场主体缺失采集数据的，国网甘肃省电力公司按照分时段电量进行拟合计算，并告知相关市场主体。

第四十条 结算

现阶段由甘肃电力交易中心向发电企业出具发电侧结算依据，国网甘肃省电力公司向电力用户（售电公司）出具用户侧结算依据，并根据相关市场规则完成各市场主体电费结算。甘肃电力交易中心要尽快实现向所有市场成员出具结算依据，由国网甘肃省电力公司根据相关规则完成各市场主体电量电费结算。

（一）电量结算

市场主体电量结算坚持“照付不议、偏差结算”原则，严格落实偏差结算机制。

1. 电力用户（售电公司）。电力用户电量结算分月内峰、

平、谷三段开展，月结月清。参与现货市场的电力用户以“照付不议”原则执行，峰、平、谷时段结算电量等于其结算周期内所有应执行合同电量，合同执行偏差通过现货市场予以解决。未参与现货市场的电力用户，峰、平、谷时段结算电量等于其结算周期内所有应执行合同电量与实际用电量的最小值，各时段实际用电超出或低于其已签订分时段合同电量的，其超出合同电量部分为超用电量，低于合同电量部分为少用电量。由售电公司代理参与交易的电力用户，因少用电量造成的偏差考核由售电公司承担，少用电量按售电公司所代理用户整体用电量计算。偏差电量具体计算方式如下：

(1) 电力用户超用电量 = 峰（平、谷）时段实际用电量 - 峰（平、谷）时段应执行合同电量。

(2) 独立参与交易电力用户少用电量 = 峰（平、谷）时段应执行合同电量 - 峰（平、谷）时段实际用电量。

(3) 售电公司代理用户少用电量 = 其代理所有用户峰（平、谷）时段应执行合同总电量 - 其代理所有用户峰（平、谷）时段实际总用电量。

2. 发电企业。发电企业按照交易合同签订结果实行分段结算，月结月清。参与省内电力现货市场运行的发电企业以“照付不议”原则执行，峰、平、谷时段结算电量等于其结算周期内所有应执行合同电量，合同执行偏差通过现货市场予以解决。未参与省内电力现货市场的发电企业进行偏差结算，发电企业各时段

实际发电超出或低于其已签订分时段合同电量的，其超出合同电量部分为超发电量，低于合同电量部分为少发电量。偏差电量具体计算方式如下：

(1) 发电企业超发电量 = 各时段实际发电量 - 各时段应执行合同电量。

(2) 发电企业少发电量 = 各时段应执行合同电量 - 各时段实际发电量。

(二) 电费结算

发电企业上网电量电费由国网甘肃省电力公司支付；电力用户向国网甘肃省电力公司下属各市州供电公司缴纳电费，并由国网甘肃省电力公司承担电力用户侧欠费风险；售电公司按照甘肃电力交易中心出具的结算依据与国网甘肃省电力公司进行结算。甘肃电力交易中心按月向市场成员（包括国网甘肃省电力公司）出具交易结算依据，国网甘肃省电力公司按照甘肃电力交易中心出具的结算依据，分别与发电企业、电力用户、售电公司每月进行结算。

1. 合同电量电费结算

(1) 电网企业与发电企业结算电费计算方式为：各时段发电企业市场化电能量价格 × 各时段发电企业结算电量。

(2) 电网企业与电力用户结算电费计算方式为：峰、平、谷各时段电力用户市场化用电价格 × 各时段电力用户结算电量。

(3) 电网企业与售电公司结算电费计算方式为：售电公司与

所代理电力用户签订电费结算协议中所明确的代理服务价格×所代理电力用户合同结算电量。

2. 偏差电量电费结算

市场主体参与现货市场的，各结算时段偏差电量通过现货市场予以解决，执行现货市场结算规则；未参与我省现货市场，因自身原因产生偏差电量的市场主体，应在结算电费时一并缴纳或兑付偏差电费。偏差电费由国网甘肃省电力公司收取和支付，国网甘肃省电力公司要单独列账管理。

其中，高耗能用户、拥有燃煤发电自备电厂的用户超用电量按当月相应时段电网企业代理其他用户购电价格的 1.5 倍结算，其他用户超用电量按当月相应时段电网企业代理其他用户购电价格的 1.2 倍结算；电力用户（售电公司）少用电量占相应时段合同电量 15%（含）以内免于考核，超出 15% 部分按当月电网企业代理其他用户购电价格的 0.15 倍进行考核。发电企业超发电量按当月相应时段电网企业代理其他用户购电价格结算；少发电量按当月该时段电网企业代理其他用户购电价格 0.15 倍进行考核。探索逐步建立超发、超用，少发、少用电量分档考核机制。

(1) 发电企业超发电量偏差电费 = 各时段超发电量 × 当月相应时段电网企业代理其他用户购电价格。

(2) 发电企业少发电量偏差考核 = 各时段少发电量 × 当月相应时段电网企业代理其他用户购电价格 × 0.15。

(3) 电力用户超用电量偏差电费 = 峰、平、谷各时段超用电

量×当月相应时段电网企业代理其他用户购电价格×1.2（高耗能用户 1.5 倍）。

(4) 独立参与交易电力用户少用电量偏差考核=峰、平、谷各时段少用电量（占比超出合同电量 15% 部分）×当月电网企业代理其他用户各时段购电价格×0.15。

(5) 售电公司偏差考核=售电公司代理用户峰、平、谷各时段少用电量（占比超出合同电量 15% 部分）×当月电网企业代理其他用户各时段购电价格×0.15。

第四十一条 对因不可抗力、国家重大政策调整、电力电量平衡等原因，导致市场主体履约率不足的，可实行减免考核措施，由市场主体提出申请，甘肃电力交易中心定期汇总后报省级主管部门审核，视情况减免偏差考核费用。

九、信息披露

第四十二条 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，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。

第四十三条 甘肃电力交易中心、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。

第四十四条 甘肃电力交易中心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甘肃电力交易中心提供支撑市场化交易开展所需的数据和信息。

第四十五条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力交易平台、甘肃电力交易中心网站进行披露。甘肃电力交易中心负责电力交易平台、甘肃电力交易中心网站的建设、管理和维护，并为其他市场主体通过电力交易平台、甘肃电力交易中心网站披露信息提供便利。电力交易平台、甘肃电力交易中心网站安全等级应当满足国家信息安全三级等级防护要求。

第四十六条 市场主体如对披露的相关信息有异议或者疑问，可向甘肃电力交易中心、电力调度机构提出，由甘肃电力交易中心会同电力调度机构负责解释。

十、市场监管和风险防范

第四十七条 甘肃能源监管办根据工作需要适时推动交易机构专业化监督制度建设，推动成立独立的甘肃电力交易中心专家委员会，充分发挥甘肃电力市场监管专家委员会作用，推动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。

第四十八条 甘肃电力交易中心、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。根据甘肃能源

监管办监管要求，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，定期向甘肃能源监管办、省级主管部门提交市场监控分析报告。

第四十九条 甘肃电力交易中心、电力调度机构应严格按本细则及相关规定开展交易组织、信息公布、问题解答等工作，严格自律，依法依规开展“三公”调度及交易，主动接受社会监督。甘肃电力交易中心、电力调度机构应当详细记录市场干预期间的有关情况，并向监管部门提交报告。

第五十条 市场交易发生争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交甘肃能源监管办和省发展改革委调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

- 附件：1. 甘肃省电力中长期交易电力用户入市承诺书
2. 甘肃省电力中长期交易（电力用户用户编号）
×年度（×月份）交易计划电量申报表
3. 甘肃省电力中长期交易售电公司入市申请表

附件 1

甘肃省电力中长期交易电力用户入市承诺书

| | | | | |
|----------------------------|---|--|----------------|-------|
| 企 业 基 本 信 息 | 企业名称 | | 用户编号 | |
| | 用电类别 | | 电压等级 (KV) | |
| | 所属用电行业 | | 主要产品 | |
| | 单位地址 | | | |
| | 办公电话 | | 传 真 | |
| | 联 系 人 | | 手 机 | |
| | 合同容量 (万千伏安) | | 运行容量 (万千伏安) | |
| 自 我 承 诺 | 是否选择由售电公司代理参与交易 | | 售电公司名称 | |
| | 是否符合国家产业政策要求 | | 是否符合国家环保政策要求 | |
| | 是否执行差别电价、惩罚性电价 | | 是否被列入公共信用黑名单 | |
| | <p>本主体已阅读《甘肃省 2022 年省内电力中长期交易实施细则》，完全同意其中各项条款规定，本着诚信、自愿的原则参与省内电力中长期交易，并在此郑重承诺：本主体具有民事权利能力和民事行为能力、信用良好、能够独立承担民事责任，表中所填各项信息真实无误、合法有效；任何法院、仲裁机构、行政机关或监管机构均未做出任何足以对本主体履行中长期交易义务产生重大不利影响的判决、裁定、裁决或具体行政行为；本主体认可通过电力交易平台交易并出清的中长期交易结果，认可由交易结果所生成的电子合同中各方的关系，并承诺执行合同，接受交易结算。如因本公司虚报信息或违反中长期交易规定造成不良后果，由我主体承担全部责任。</p> | | 法人代表签字： | 单位盖章： |
| | | | 年 月 日 | 年 月 日 |

填报要求：

1. 合同容量是指企业全部装置变压器容量；运行容量是指收取基本电费的变压器（含不通过变压器接用的高压电动机）容量。
2. 电力用户要认真阅研《甘肃省 2022 年省内电力中长期交易实施细则》，严格按照规定和要求如实进行填报。
3. 各用电企业需一并提交工商营业执照或组织机构代码证、统一社会信用代码证复印件。
4. 电压等级 10KV 以下小用户可不加盖单位公章。

附件 2

甘肃省电力中长期交易

(电力用户用编号) 年度(月份)交易计划电量申报表

| 月份 | 月内分时段电量 (万 kw·h) | | | 月度总用电量 (万 kw·h) |
|----------|------------------|-----|-----|--------------------|
| | 谷 段 | 平 段 | 峰 段 | |
| 1 月 | | | | |
| 2 月 | | | | |
| 3 月 | | | | |
| 4 月 | | | | |
| 5 月 | | | | |
| 6 月 | | | | |
| 7 月 | | | | |
| 8 月 | | | | |
| 9 月 | | | | |
| 10 月 | | | | |
| 11 月 | | | | |
| 12 月 | | | | |
| 全年 合计 | | | | |

填报人：

填报时间：

填报要求：

1. 上表仅适用于电力用户与发电企业直接交易，其中，年度交易计划申报需填写全年 12 个月电量数据，年度交易申报计划总电量为年度交易电量规模上限，不得超过上年度实际的生产经营用电量；月度交易计划申报只需填写申报月增量计划用电数据。

2. 电力用户各月各段电量数据仅做计划参考，具体以交易实际申报数据为准，其中，委托售电公司代理的电力用户，由售电公司通过电力交易平台打捆申报各月分段交易电量，分段交易电量之和不得超过其代理全部电力用户年度交易或月度交易申报计划总电量之和。

3. 表格内无电量须填写“/”，表格空白视同为“/”。

4. 表格中申报电量最多保留 2 位小数位，最低精确至 100 千瓦时。

附件 3

甘肃省电力中长期交易售电公司入市申请表

| | | | | | | |
|------------------------|--|--|------|--------------|----------|--|
| 企业 基本 信息 | 企业名称 | | | 所属行业 背景 | 企业 性质 | |
| | 注册地 | | | 统一社会 信用代码 | | |
| | 是否具有配电网运营权 | | 入市日期 | 公示售电量上限 | 亿千瓦时 | |
| | 单位地址 | | | 经营范围 | | |
| | 办公电话 | | | 传 真 | | |
| | 联 系 人 | | | 手 机 | | |
| | 联 系 人 | | | 手 机 | | |
| 企业 自 我 承 诺 | <p>本公司已阅读《甘肃省 2022 年省内电力中长期交易实施细则》，完全同意其中各项条款规定，本着诚信、自愿的原则参与电力市场交易，并在此郑重承诺：本公司是一家具有法人资格/经法人单位授权的企业，表中所填各项信息真实无误、合法有效；任何法院、仲裁机构、行政机关或监管机构均未做出任何足以对本公司履行直接交易义务产生重大不利影响的判决、裁定、裁决或具体行政行为；本公司认可通过电力交易平台交易并出清的直接交易结果，认可由交易结果所生成的电子合同中各方的关系，并承诺执行合同，接受偏差结算。如因本公司虚报信息或违反直接交易规定造成不良后果，由我公司承担全部责任。</p> | | | 法人代表签字： | 单位盖章： | |
| | | | | 年 月 日 | 年 月 日 | |

填报要求：

1. 各售电公司要认真研读《甘肃省 2022 年省内电力中长期交易实施细则》，严格按照规定和要求填报。
2. 售电公司需提供工商营业执照盖章复印件，并提供所代理用户委托协议（双方签字盖章）及代理用户清单。
3. 企业性质指国有、民营属性。
4. 公示售电量上限指售电公司所提交履约保函对应售电规模最大额度。
5. 所属行业指售电公司所依托的发电企业、电网企业、施工设备制造企业、热力供应等公共事业背景。

公开属性：主动公开

甘肃省发展和改革委员会办公室

2021年12月6日印发

