

特 急

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

甘发改价格〔2020〕742号

关于印发《甘肃省 2021 年电力用户与发电企业
直接交易实施细则》及有关工作安排的通知

各市州发展改革委、工信局、生态环境局、市场监管局，兰州新区经发局、生态环境局、市场监管局，国网甘肃省电力公司，甘肃电力交易中心有限公司，各有关专业行业协会、市场主体：

根据国家推进电力市场化建设总体要求，结合 2020 年全省

电力用户与发电企业直接交易实施情况，为有序组织我省 2021 年电力用户与发电企业直接交易工作，我们研究制定了《甘肃省 2021 年电力用户与发电企业直接交易实施细则》（下称《实施细则》），现予以印发实施，并就有关工作安排通知如下。

一、重点工作事项

（一）积极开展申报。符合准入条件的电力用户要完整、准确、据实填写《甘肃省电力用户与发电企业直接交易电力用户入市承诺书》《甘肃省电力用户与发电企业直接交易电力用户年度交易计划电量申报表》，于 2020 年 11 月 15 日前通过所在市、州及兰州新区供电公司提出申请；5G 通信基站以通信商（含铁塔公司）为申报单元，向所在地市级供电公司提出申请。符合条件的发电企业免于提交申请，但需填写《甘肃省电力用户与发电企业直接交易发电企业交易电能量计划申报表》，申报参与市场交易电能量计划；符合条件的售电公司要全面准确填报《甘肃省电力用户与发电企业直接交易售电公司申请表》，均于 2020 年 11 月 15 日前提交甘肃电力交易中心（下称交易中心）。

（二）及时汇总公示。各市州发展改革委、兰州新区经发局负责牵头会同当地工信、生态环境、市场监管、供电等部门，具体负责组织电力用户直接交易申报工作，汇总电力用户名单，由各市级供电公司统一上报省电力公司，并及时转交易中心公示；5G 通信基站名单以省通信管理局正式确认的 5G 基站名单为准。交易中心对符合条件的电力用户、发电企业、售电公司名单统一

在甘肃电力交易中心电力交易平台（下称电力交易平台）进行公示，市场主体名单公示拟于11月18日前完成。

二、有关工作要求

各相关单位务必高度重视2021年直接交易工作，按照职责分工，强化统筹协调，形成工作合力，保证交易工作顺利开展。

（一）甘肃省电力市场管理委员会等专业行业协会要充分发挥桥梁纽带作用，引导发用电各方积极参加、公平竞争，实现互利共赢。

（二）各地供电部门要及时通知所在地各类符合条件企业开展申报工作，积极配合当地发展改革委审核确认名单，统一汇总上报。

省发展改革委将于近期组织开展2021年电力用户与发电企业直接交易工作启动暨政策解读会，具体时间另行通知。



2020年11月6日

甘肃省 2021 年电力用户与发电企业 直接交易实施细则

第一章 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）《中共甘肃省委甘肃省人民政府关于印发〈甘肃省推进价格机制改革实施方案〉的通知》（甘发〔2016〕16号）《甘肃能源监管办甘肃省发展改革委甘肃省工信委关于印发〈甘肃省电力中长期交易规则（暂行）〉的通知》（甘能监市场〔2018〕57号）等政策规定精神，为进一步规范电力用户与发电企业直接交易工作，制定本实施细则。

第二条 电力用户（含售电公司）与发电企业直接交易以电网安全为前提，坚持依法合规、规范有序、市场化运作的原则，有利于降低实体经济用电成本，有利于促进清洁能源电量消纳，有利于构建发、输、用三方合作共赢格局，有利于推动产业转型升级和经济高质量发展。

第三条 电力用户（含售电公司）与发电企业直接交易组织工作实行分工协作、各负其责。省内直接交易工作由省发展改革委会同省工信厅、省生态环境厅、省市场监管局、甘肃能源监管办、国网甘肃省电力公司（下称省电力公司）、甘肃电力交易中心有限公司（下称交易中心）按照相关程序统一组织开展。具体分工如下：

省发展改革委会同相关部门和单位，统筹安排电力用户与发电企业直接交易工作，负责解释相关政策措施；省工信厅研究确定年度电力、电量平衡原则，制定优先发电、购电计划；省生态环境厅负责指导复核电力用户、发电企业环保手续；省市场监管局、甘肃能源监管办负责监督电力用户与发电企业直接交易实施过程，对市场主体行为实施动态监管；省电力公司负责开展电力用户与发电企业直接交易安全校核、交易执行、交易结算等，指导市州供电部门开展电力用户用电信息审核；交易中心负责编制和发布交易公告，组织具体交易、出具结算依据，定期报告交易结果等。

各市州发展改革委、兰州新区经发局负责牵头会同当地工信、生态环境、市场监管、供电等部门，具体负责组织电力用户直接交易申报工作，并对电力用户生产用电及合同执行动态监测。

第二章 市场准入与退出

第四条 参与电力直接交易市场主体必须符合国家产业、环

保等政策规定，应当具有独立法人资格或经法人单位授权、信用良好，能够独立承担民事责任，无民事、刑事纠纷。

第五条 准入条件。

(一) 电力用户

1. 符合产业、环保等政策的大工业电力用户。
2. 符合产业、环保等政策及下列条件的一般工商业用户；
 - (1) 经营性集中式电采暖（不含居民用电）；
 - (2) 5G 通信基站用电；
 - (3) 战略性新兴产业骨干企业；
 - (4) 规模以上工业企业。
3. 省内增量配售电企业下网用电。

(二) 发电企业

1. 省内除自备电厂、祁韶直流配套电源外的公用火电企业。
2. 省内合并装机容量 1 万千瓦及以上的水电企业（同一法人主体），不含网留刘家峡水电厂。
3. 省内新能源发电企业（不含扶贫、户用分布式光伏，特许权、平价示范发电项目及祁韶直流配套电源项目）。

(三) 售电公司

按要求完成注册、公示、备案流程的售电公司。

第六条 退出机制。

(一) 正常退市

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：

1. 市场主体宣告破产，不再发电或者用电。
2. 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。
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我省中长期电力市场准入条件。

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。

（二）强制退市

在交易开展或合同执行期内，经检查核实发现电力用户（售电公司）或发电企业存在下列情况的，强制退市，并将失信或违约等情况纳入企业社会信用体系。

1. 私自将所购电量转让（售）其它用户。
2. 扰乱市场秩序，相互串通报价，操纵或控制交易市场。
3. 连续拖欠直接交易电费或偏差结算费用3个月以上。
4. 存在虚假承诺事项或违反自我承诺条款。
5. 不服从电网调度命令。
6. 违反国家有关法律法规及交易规则。

第七条 符合本细则第五条规定的电力用户，填报《甘肃省电力用户与发电企业直接交易电力用户入市承诺书》（见附件2），提交市州供电公司，市州供电公司审核用户用电信息后上报省电力公司，省电力公司统一汇总。由交易中心在甘肃电力交易

中心电力交易平台（下称电力交易平台）进行公示，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、市场监管等部门。

第八条 符合本细则第五条规定的发电企业免于提交申请，由交易中心统一在电力交易平台进行公示，经公示无异议的发电企业应在规定期限内完成电力交易平台注册。

第九条 符合本细则第五条规定的售电公司，填报《甘肃省电力用户与发电企业直接交易售电公司申请表》（见附件5），提交交易中心，由交易中心审核后在电力交易平台进行公示，经公示无异议的售电公司应在规定期限内完成电力交易平台注册。

第十条 市场主体对公示结果有异议的，应在公示发布3个工作日内向交易中心申请复议，交易中心及时报省发展改革委核实确认。市场主体相关信息若有变动应及时登录电力交易平台进行变更；已入市市场主体信息，由交易中心提交省发展改革委备案，并实行动态管理。

第三章 交易组织

第十一条 交易周期。

交易周期以年度交易为主，月度交易、临时补充交易为辅，具体交易信息在电力交易平台发布。

（一）年度交易

原则上于 2020 年 11 月底前完成细则修订、交易准备等工作，12 月底组织完成交易工作，2021 年元月底正常开展结算。

（二）月度交易

月度交易以电力电量平衡为原则，主要针对符合准入条件电力用户的增量用电（含新入市电力用户用电及已参与交易用户超出年度交易分月合同电量）。

月度交易自 2021 年 1 月起按月定期开展。每月第 1 周市场主体申报次月增量交易需求；第 2 周通过电力交易平台发布次月交易公告，并组织开展交易；第 3 周完成电力电量校核工作，原则上每月 25 日前发布交易结果。

（三）临时交易

符合准入条件电力用户，若有临时交易需求，应向当地供电部门提出申请，报经省发展改革委批准后组织开展。具体交易信息以交易公告为准。

第十二条 交易计划申报。

（一）电力用户交易计划申报电量。电力用户交易计划申报电量为企业生产用电量，分年度、月度计划电量。

1. 用户年度交易计划电量申报。电力用户按照带（不带）曲线交易要求，通过“网上国网”等线上平台，分月填写《甘肃省电力用户与发电企业直接交易电力用户年度交易计划电量申报表》（见附件 3），于 11 月 15 日前同《甘肃省电力用户与发电企业直接交易电力用户入市承诺书》一并上报。

2. 用户月度交易计划电量申报。每月第 1 周，电力用户按照带（不带）曲线交易要求，通过“网上国网”等线上平台，填写《甘肃省电力用户与发电企业直接交易电力用户 X 月交易计划电量申报表》（见附件 3），申报次月增量用电计划。电力用户申报月度交易计划电量不得高于已成交年度交易相应月份分月合同电量的 15%（新投产及存量复产用户不受此约束）。

为有效衔接省内电力现货市场，对电解铝、铁合金、电石、碳化硅、氯碱循环经济产业链等 5 个行业电力用户，试点开展中长期合同带电力负荷曲线交易机制，用户根据自身 2021 年生产用电计划结合供电部门反馈的历史用电数据分月、分时段填报电量需求；省内其他用户暂不实行带曲线交易。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。

（二）发电企业交易计划申报发电能量。为兼顾市场客观需求和我省发用电结构，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，省内火电企业与水电企业优先发电计划电量按照省内用电侧交易需求进入市场，新能源发电企业交易电量以完成保障性电量为原则进入市场；探索火电企业调峰调频电量采用“竞量竞价”方式参与市场。

发电企业通过电力交易平台，填写《甘肃省电力用户与发电企业直接交易发电企业交易电能量计划申报表》（见附件 4），申报参与市场交易电能量计划。

第十三条 根据电网安全约束、调峰调频、检修计划等要求，省电力公司依据省工信厅确定的年度优先发用电计划，明确各发电企业有关边界条件、最小开机方式、安全校核等事项，确定全年各月分时段可直接交易电量上限（上网电量），交易组织前在电力交易平台网站发布。

第十四条 交易方式。

符合准入条件的发电企业和电力用户（售电公司）通过电力交易平台进行交易，具体可采取双边协商和集中交易方式。

（一）双边协商。具体指电力用户与发电企业自主协商确定直接交易意向，提交交易中心电力交易平台，经电力调控中心安全校核后形成交易结果。

（二）集中交易。具体包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易 3 种形式。

1. 集中竞价交易是电力用户与发电企业通过交易中心电力交易平台进行直接交易意向申报，由交易中心电力交易平台按设定计算方法进行出清计算，确定预成交结果，经电力调控中心安全校核后形成交易结果。

2. 滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内，电力用户与发电企业可以随时提交购电或者售电信息，交易中心电力交易平台按照设定计算方法进行滚动撮合交易，形成预成交结果，经电力调控中心安全校核后形成交易结果。

3. 挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或

上网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，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

第十五条 符合市场准入条件的电力用户，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。在年度周期内，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，受委托的售电公司须持用户购电委托书参与电力市场交易。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。

第十六条 支持电力用户（售电公司）和发电企业自主协商签订直接交易合同，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。鼓励电力用户（售电公司）与发电企业建立长期稳定合作关系。在尊重电力用户自主、自愿的前提下，支持兰州新区、白银刘川工业园区、省内国家级和省级开发区所辖企业以及 5G 通信基站等集体与发电企业直接交易。

第十七条 安全校核工作由电力调控中心负责。参与直接交易的市场主体需在交易过程中根据自身生产计划对其各类市场交易电量先行开展自我统筹校核；交易中心基于电力调控中心以安全校核、售电侧需求预测为基础，统筹平衡电力电量，提供的安全约束条件，开展电力交易出清形成预成交结果；电力调控中心对交易周期内所有交易预成交结果汇总后统一进行安全校核。

第十八条 经安全校核形成的交易结果通过交易中心电力交

易平台网站发布公示，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1个工作日内向交易中心提出，由交易中心会同电力调控中心在1个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，自动确认成交。

第十九条 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）电力直接交易合同。直接交易合同采用电子化模式，由“入市承诺书+交易公告+正式发布的交易结果”组成。

为有利于优化直接交易机制，鼓励发电企业与电力用户（售电公司）签署补充合同，约定其他补充事项及条款，补充合同需报交易中心备案。

第四章 价格机制

第二十条 电力直接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。

第二十一条 双边交易价格按照双方合同约定执行。双边交易过程中市场主体未成交电量参照同批次成交均价实行用户侧上浮发电侧下浮的出清机制，产生价差空间用于奖励双边交易达成合同市场主体；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、摘牌成交的价格

形成机制。带曲线交易市场主体，需进行分段报量、报价。

第二十二条 除国家和我省有明确规定的情况外，直接交易原则上不进行限价。为避免市场操纵以及恶性竞争，必要情况下，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，经国家能源局甘肃监管办公室和省发展改革委审定执行。

第二十三条 燃煤发电企业参与市场发电企业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。

水电企业上网电价形成机制尚未理顺前，对水电企业市场化电能量价格暂实行互补调整机制，各水电企业参照交易前公布的参与直接交易水电企业市场化电量加权平均价进行报价，电网企业与水电企业按照水电企业市场化电量加权平均价与水电企业实际报价间价差等额传导进行结算。具体计算方式见附件6。

第二十四条 2021年所有参加市场化交易的电力用户均不再执行目录电价，执行输配电价顺价模式。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，输配电价格、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。

由售电公司代理开展交易的电力用户，其电费应包含该用户与所委托售电公司签订电费结算协议中所明确的代理服务费用。

第二十五条 完成市场注册且已开展交易的电力用户，实际用电超出已签订合同电量时，超合同用电由电网企业承担保底供

电责任。电力用户超合同用电价格为我省燃煤发电基准电价与相应电压等级和类别输配电价、政府性基金及附加费用、辅助服务费用之和。参与我省现货市场的电力用户暂不受此约束。

第二十六条 符合条件但未开展交易的电力用户，由电网企业承担保底供电责任。大工业电力用户用电价格为我省燃煤发电基准电价与相应电压等级和类别输配电价、政府性基金及附加费用、辅助服务费用之和；一般工商业电力用户用电价格执行对应电压等级目录电价；参与我省现货市场的电力用户暂不受此约束。

第五章 交易合同执行

第二十七条 交易中心严格按照年度直接交易合同分月计划电量和月度直接交易合同，结合各发电企业“保量保价”优先发电计划及外送电市场合同制定形成发电企业月度发电计划，直接交易合同须全额列入发电计划。电力调控中心根据经安全校核后的月度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，确保直接交易合同足额执行。

第二十八条 市场主体因自身原因（包括出现环保设施运行不正常、环保措施未落实等被环保部门责令限产、停产等环保因素）造成直接交易无法履约，在后期不予追补电量；对合同另一方产生的影响根据双方补充合同约定处理。

当参与直接交易的市场主体因不可控因素，预计无法完成合

同电量，造成合同无法执行的，可向交易中心提出申请，经省发展改革委批准并完成电费清算及偏差结算后可签订电量转让合同，将电量转让给其他符合准入条件的市场主体。电量无法转让的，经双方协商一致并完成电费清算及偏差结算后向交易中心申请解除合同，合同解除后，可参加月度交易。

第二十九条 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控中心安全校核。

第三十条 参与直接交易的发电企业和电力用户均应服从电网统一调度，发电企业须严格执行并网运行及发电厂辅助服务的相关规定。因不可抗力以及电力系统发生事故等紧急情况影响直接交易完成时，电力调控中心有权按照保证电网安全的原则实施调度。

第三十一条 当因电力电量平衡等因素发生重大变化，确需对直接交易合同进行普遍调整时，应由电力调控中心提出解决方案，经省工信厅批准后执行。

第三十二条 交易中心按月跟踪直接交易合同履行情况，于每月 25 日前在交易平台公布上月直接交易合同执行情况，说明合同未履约原因等情况。第六章交易结算

第三十三条 直接交易由交易中心向市场成员（包括省电力公司）出具交易结算依据。省电力公司按照交易结算依据统一与

发电企业、电力用户、售电公司进行结算。

第三十四条 结算电量。

结算电量分为合同结算电量和偏差结算电量，交易中心应在所出具的交易结算依据中分列明确。

(一) **合同结算电量。**在我省电力现货双边交易市场尚未完全建立前，为避免中长期曲线与用户实际用电曲线偏差过多，导致电力用户偏差结算电量负担过重，电力直接交易合同电量暂按月进行结算、月结月清。省电力公司需保证电量计量周期与日历月完全一致，同时要确保计量数据准确、完整，并在每月3日前按交易中心结算需求，向其提供上一月发用两侧相关电量信息，对用户缺失采集数据的按照分时段电量进行拟合计算。合同结算电量具体计算方式如下：

1. 电力用户月用电量或发电企业月发电量小于当月合同总电量（含年度交易分月合同电量和月度交易合同电量），结算电量等于电力用户月用电量或发电企业月发电量；

2. 电力用户月用电量或发电企业月发电量大于或等于当月合同总电量，结算电量等于当月合同总电量。

3. 售电公司结算电量等于所代理用户结算电量之和

(二) **偏差结算电量。**参与直接交易的市场主体当月合同总电量（含年度交易分月合同电量和月度交易合同电量）履约率应达到95%以上；履约率不足的，执行偏差结算。

1. 电力用户偏差结算电量为：95%的合同总电量（含年度

交易分月合同电量和月度交易合同电量) - 合同结算电量。

2. 售电公司合同电量 (含年度交易合同电量和月度交易合同电量) 执行结果按所代理用户结算电量合计值确定, 偏差结算电量为: 95% 的所代理用户合同总电量 - 所代理用户合同结算电量。

3. 发电企业偏差结算电量为: 95% 的合同总电量 (含年度交易分月合同电量和月度交易合同电量) - 合同结算电量。

参与我省电力现货市场的发电企业、电力用户 (售电公司) 暂不执行偏差结算, 偏差电量通过现货市场机制予以解决。

第三十五条 结算电费。

发电企业上网电量电费由省电力公司支付, 电力用户向各州市供电部门缴纳电费, 并由省电力公司承担用户侧欠费风险; 电网企业按照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. 电网企业与发电企业结算电费为: 发电企业市场化电能量价格 \times 发电企业结算电量。

2. 电网企业与电力用户结算电费为: 电力用户市场化用电价格 \times 电力用户结算电量。

3. 电网企业与售电公司结算电费为: 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 \times 电力用户结算电量。鼓励电力用户与售电公司提前签订电费结算协议, 售电公司应于交易结果发布后 15 日内向交易中心提交其与代理电力

用户签订的电费结算协议，逾期未提交的，视同未开展交易。

第三十六条 偏差结算费用。

市场主体因履约不足产生偏差结算电量的，应在结算电费时缴纳偏差结算费用，用以补偿因履约不足对合同另一方造成的损失。偏差结算费用暂由省电力公司收取和支付。

用户和发电企业偏差结算费用计算方式：偏差结算电量×结算电费÷结算电量÷10。

售电公司偏差结算费用计算方式：偏差结算电量×所代理电力用户签订电费结算协议中明确的代理服务费用折算至度电价格水平×2。

第七章 交易管理

第三十七条 电力用户（售电公司）与发电企业直接交易完成后，交易中心向省发展改革委报告交易情况，内容包括：交易电量、交易电价以及其他相关信息；省电力公司每季度对交易执行情况进行总结，形成季度、年度专项报告，内容包括：合同履行情况、电费交纳情况、交易电量与合同电量的偏差情况、偏差结算费用情况等。

第三十八条 直接交易市场主体间发生争议时，优先通过市场主体间自行协商解决，协商无法达成一致时可提交省发展改革委和甘肃能源监管办调解处理；也可提请当地仲裁委员会仲裁或向人民法院提起诉讼。

第三十九条 在交易开展或合同执行期内，因电力用户（售电公司）或发电企业发生更名、转让、兼并、注销、破产、法律纠纷、诉讼（强制执行）等影响交易合同执行的情况，由市场主体向省电力公司、交易中心提出书面申请，暂停交易合同执行，暂停期内按第二十六条规定执行，待问题处理完毕后向省电力公司、交易中心提出恢复申请，申请时间不得迟于2021年11月底。

第四十条 各相关部门要严格维护直接交易秩序，不得采取影响直接交易的措施、办法；任何单位和个人不得干扰市场主体正常交易行为。鼓励各市场主体相互监督，主动监督，切实维护市场秩序。

第四十一条 交易中心、调控中心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。

第四十二条 省发展改革委同省工信厅、省市场监管局、甘肃能源监管办、省电力公司对电力用户与发电企业直接交易进行动态监督管理，定期对电力用户和发电企业直接交易情况进行总结，及时调整完善直接交易工作细则。

第四十三条 因不可抗力、国家重大政策调整、有序用电或其它重要原因，导致市场主体履约率不足，经省发展改革委、省工信厅、甘肃能源监管办等部门认定后可免除偏差结算电量。

第四十四条 甘肃省电力市场管理委员会要发挥桥梁纽带作

用，引导发用各方理性竞争，实现协作共赢。

第四十五条 参与电力用户与发电企业直接交易工作的相关人员，必须严格遵守相关法律法规和工作纪律。

第八章 附 则

第四十六条 本实施细则自发文之日起执行，如有未定事项将在交易公告中予以明确。

第四十七条 本实施细则由省发展改革委同相关部门解释。

- 附件：
1. 直接交易信息发布及政策咨询
 2. 甘肃省电力用户与发电企业直接交易电力用户入市承诺书
 3. 甘肃省电力用户与发电企业直接交易电力用户年度（月度）交易计划电量申报表
 4. 甘肃省电力用户与发电企业直接交易发电企业交易电能量计划申报表
 5. 甘肃省电力用户与发电企业直接交易售电公司申请表
 6. 水电企业结算电能量价格计算示例

附件 1

直接交易信息发布及政策咨询

直接交易信息发布网址：<http://pmos.gs.sgcc.com.cn>、
<http://61.178.40.43>。

网上国网 APP 二维码

快来加入网上国网!



1. 政策咨询：

省发展改革委：0931—8735220

省电力公司：0931—2968708

2. 交易技术支持、咨询电话：

交易平台使用操作：0931—2967832/7837

交易申报咨询：0931—2967856/7851/7850

3. 各市州技术服务电话：

营销中心：0931—2966109

张掖地区：0936—8268184

嘉峪关地区：0937—6703136
武威地区：0935—6186757
兰州地区（含永靖）：0931—7147558
天水地区：0938—8396903
金昌地区：0935—5839104
定西地区：0932—8288322
平凉地区：0933—8388303
甘南地区：0941—5918044
临夏地区：0930—6246097
白银地区（含皋兰）：0943—8852133
陇南地区：0939—3282504
酒泉地区：0937—2697311
庆阳地区：0934—8372907

附件 2

甘肃省电力用户与发电企业 直接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	
	联系人		手机	
	报装容量 (万千伏安)		运行容量 (万千伏安)	
企业 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		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>本公司已阅读《甘肃省电力用户与发电企业直接交易实施细则》，完全同意其中各项条款规定，本着诚信、自愿的原则参与直接交易，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. 报装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 2021 年电力用户与发电企业直接交易实施细则》，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和组织机构代码证、环保达标证明文件、符合产业政策证明文件认定文件等复印件资料。

附件 3

甘肃省电力用户与发电企业直接交易

(电力用户用户编号) 年度 (月份) 交易电量申报表

月份	月内分时段电量 (kw·h)			月度总用电量 (kw·h)
	0:00-7:00 23:00-0:00	7:00-8:00 11:30-15:00 16:00-18:30 22:00-23:00	8:00-11:30 15:00-16:00 18:30-22:00	
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. 年度交易申报需填写全年 12 个月电量数据, 月度交易申报电量只需填写申报月电量数据。
2. 表格内无电量须填写“0”, 表格空白视为“0”。
3. 月内分时段电量由用户结合自身用电计划和历史用电数据进行填写, 月度总电量为月内各分段电量之和, 年度总电量为各月总电量累加值。
4. 电解铝、铁合金、电石、碳化硅、氯碱循环经济产业链等五个行业电力用户须填报月内分时段电量, 其他用户只需填报月度总用电量。

附件 4

甘肃省电力用户与发电企业直接交易

(发电企业结算单元名称) 交易电能量申报表

月份	发电能力	分时段发电能力			日均发电能力	运行天数(天)	总发电量(kw·h)
		0:00-7:00 23:00-0:00	7:00-8:00 11:30-15:00 16:00-18:30 22:00-23:00	8:00-11:30 15:00-16:00 18:30-22:00			
1月	负荷上限(KW)						
	发电量上限(kw.h)						
2月	负荷上限(KW)						
	发电量上限(kw.h)						
3月	负荷上限(KW)						
	发电量上限(kw.h)						
4月	负荷上限(KW)						
	发电量上限(kw.h)						
5月	负荷上限(KW)						
	发电量上限(kw.h)						
6月	负荷上限(KW)						
	发电量上限(kw.h)						
7月	负荷上限(KW)						
	发电量上限(kw.h)						
8月	负荷上限(KW)						
	发电量上限(kw.h)						
9月	负荷上限(KW)						
	发电量上限(kw.h)						
10月	负荷上限(KW)						
	发电量上限(kw.h)						
11月	负荷上限(KW)						
	发电量上限(kw.h)						
12月	负荷上限(KW)						
	发电量上限(kw.h)						
全年合计							

填报要求:

1. 发电企业只需在年度交易前提交一次发电能力申报数据, 发电企业所填报发电能力作为电量校核参考依据。
2. 所有发电企业均须填报分月分时段发电能力, 表格内各时间段、日、月无发电能力须填写“0”, 表格空白视同为“0”。
3. 日发电量为日内各时段发电量之和, 月度总电量为日发电量与运行天数的乘积, 年度总发电量为各月发电量累加值。

附件 5

甘肃省电力用户与发电企业 直接交易售电公司申请表

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 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《甘肃省电力用户与发电企业直接交易实施细则》，完全同意其中各项条款规定，本着诚信、自愿的原则参与直接交易，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. 各售电公司要认真阅研《甘肃省 2021 年电力用户与发电企业直接交易实施细则》，严格按照规定和要求填报。
2. 售电公司提供工商营业执照盖章复印件。
3. 售电公司提供所代理用户委托协议（双方签字盖章）及代理用户清单。
4. 企业性质指国有、民营属性。
5. 公示售电量上限指售电公司注册时在第三方信用网站公示的承诺书中的售电量上限。
6. 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。

附件 6

水电企业结算电能量价格计算示例

水电企业结算电能量价格=水电企业批复上网电价—（参与直接交易水电企业电量按批复上网电价计算加权平均价—对应基于加权平均价的合同电能量交易价格）

例如：有 A、B、C、D、E 五户水电企业，其批复上网电价、市场化电量、与用户合同电能量价格分别如下表：

水电企业	批复上网电价 (元/千瓦时)	市场化交易电量 (亿千瓦时)	交易申报电能量价格 (元/千瓦时)
A	0.370	2	0.2450
B	0.272	5	0.2403
C	0.257	4	0.2503
D	0.232	3	0.2320
E	0.170	2	0.2403

参与直接交易水电企业电量按批复上网电价计算加权平均价
= $(0.370 \times 2 + 0.272 \times 5 + 0.257 \times 4 + 0.232 \times 3 + 0.170 \times 2) /$
 $(2 + 5 + 4 + 3 + 2) = 0.2603$ 元/千瓦时

水电企业 A 结算电能量价格 = $0.370 - (0.2603 - 0.2450)$
= 0.3547 元/千瓦时；

水电企业 B 结算电能量价格 = $0.272 - (0.2603 - 0.2403)$

=0.252 元/千瓦时；

水电企业 C 结算电能量价格 = 0.257 — (0.2603 — 0.2503)

=0.247 元/千瓦时；

水电企业 D 结算电能量价格 = 0.232 — (0.2603 — 0.2320)

=0.2037 元/千瓦时；

水电企业 E 结算电能量价格 = 0.170 — (0.2603 — 0.2403)

=0.150 元/千瓦时；

电力用户用电价格 = 对应交易合同申报电能量价格 + 对应用电类别和电压等级输配电价 + 政府性基金及附加 + 辅助服务费用

