

附件 1

《甘肃电力现货市场规则（V3.2）》 （征求意见稿）主要修改说明

为落实今年以来国家、省内关于现货市场建设、新能源入市机制、计量结算、发电侧可靠容量补偿机制等方面的政策要求，持续优化完善甘肃电力现货市场设计，更好发挥电力现货市场在促进电力资源优化配置、保障电力安全供应及支撑新型电力系统建设等方面的作用，结合《甘肃电力现货市场规则（V3.1）》运行情况，对《甘肃电力现货市场规则 V3.2》（征求意见稿）主要开展以下修改：

一、完善发电侧可靠容量电价政策配套机制

（一）规范煤电机组现货市场成本补偿费用

修改原因：落实甘肃省发电侧可靠容量补偿机制配套要求，规范煤电机组现货市场成本补偿费用。

新增条款：《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第五章第二节火电机组成本补偿费用。

第四十一条 按日计算参与市场出清煤电机组的启动成本、空载成本和电能成本总和，与现货实时市场电能量电费相比较，当现货实时市场收入低于启动成本、空载成本和电能成本总和时，给予补偿。成本补偿费用、成本补偿价格计算公式如下：

$$R_{i,d}^{\text{成本补偿}} = \text{Max} \left\{ 0, C_i^{\text{启动成本}} + \sum_t^T \left[\left(C_{i,t}^{\text{空载成本}} + C_{i,t}^{\text{电能成本}} \right) - Q_{i,t}^{\text{实际}} \times P_{i,t}^{\text{实时}} \right] \right\}$$

$$P_{i,d}^{\text{成本补偿}} = \frac{R_{i,d}^{\text{成本补偿}}}{\sum_t Q_{i,t}^{\text{实际}}}$$

其中, $R_{i,d}^{\text{成本补偿}}$ 为 d 日火电机组 i 的成本补偿费用, $P_{i,d}^{\text{成本补偿}}$ 为 d 日火电机组 i 的成本补偿价格; $C_i^{\text{启动成本}}$ 为 d 日火电机组的启动成本; $C_{i,t}^{\text{空载成本}}$ 为 d 日 t 时段火电机组 i 申报的空载成本与核定的空载成本取小值 (必开机组取核定空载成本); $C_{i,t}^{\text{电能成本}}$ 为 d 日 t 时段火电机组 i 实际出力在核定成本曲线上对应的核定成本价格; $Q_{i,t}^{\text{实际}}$ 为 d 日 t 时段火电机组 i 的实际上网电量, $P_{i,t}^{\text{实时}}$ 为 t 时段火电机组 i 的实时市场结算价格。

第四十二条 由于供热等机组自身原因必开的机组, 其启动成本、空载成本和最小发电出力及以下的电能成本不再补偿。

第四十三条 启动成本 $C_i^{\text{启动成本}}$ 的计算方式如下:

(一) 对依据日前可靠性机组组合优化结果正常开/停机的火电机组, 启动成本为火电机组申报的启动成本与核定的启动成本取小值。

(二) 机组发生非计划停运后, 下一次开机所产生的启动成本取 0。

(三) 由于电网安全约束或运行机组故障跳闸等突发情况, 为保证电网安全稳定运行, 由电力调度机构紧急调用机组开机的火电机组, 其启动成本为该机组申报的启动成本与核定的启动成本取小值。当事故调用机组与故障跳闸机组为同一个电厂时, 启动成本取 0。

第四十四条 火电机组成本补偿费用由参与省内电力电量平衡的发电、用电两侧市场化经营主体（含电网企业代理购电工商业用户，不含未参与现货市场的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目、光热电站）按月度结算电量比例承担，其中发电侧（不含未参与现货市场的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目、光热电站）按上网电量比例分摊，用户侧按全部市场化用户（含电网企业代理购电工商业用户）用电量比例分摊。计算公式如下：

$$R_i^{\text{成本补偿分摊}} = R^{\text{成本补偿}} \times \frac{Q_i^{\text{月度实际}}}{\sum_i Q_i^{\text{月度实际}}}$$

其中， $R_i^{\text{成本补偿分摊}}$ 为经营主体 i （包括发电企业和用户）分摊的火电机组成本补偿费用； $R^{\text{成本补偿}}$ 为全网火电机组月度成本补偿费用； $Q_i^{\text{月度实际}}$ 为经营主体 i （包括发电企业和用户）的上网电量或用电量。

（二）完善市场力监测与缓解机制

修改原因：落实甘肃省发电侧可靠容量补偿机制配套要求，完善市场力监测与缓解机制。

修改条款：《甘肃电力现货市场运营实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第一百〇七条至第一百一十二条：

第一百〇七条 为避免具有市场力的发电机组操纵市场，在价格主管部门通知开展价格管控的时段，市场运营机

构按要求开展市场力检测与缓解工作。

第一百〇八条 市场运营机构负责对全网经营主体开展市场力监测。通过市场力监测的发电机组电能量报价被视为有效报价，未通过市场力监测的发电机组采用市场力缓解措施。

第一百〇九条 在日前现货市场预出清前计算发电集团剩余供给指数 RSI。当发电集团 RSI 小于设定阈值，则进一步统计该发电集团各发电机组在日前现货市场预出清时作为边际机组的占比（边际机组的时段数/96），若该占比大于 25%（暂定）时，认为该发电集团具备行使市场力的能力，需对该发电集团各机组报价合理性进行判断。

第一百一十条 对于具备行使市场力能力的发电集团，对比该集团内各发电机组日前现货市场报价曲线与市场力监测参考价格曲线，当发电机组日前市场报价曲线均低于等于市场力监测参考价格曲线时，该发电机组被认定通过市场力监测；当发电机组日前市场报价曲线存在高于市场力监测参考价格曲线的情况时，认定该发电机组未通过市场力监测。

市场力监测参考价格曲线等于机组核定电能成本曲线乘以合理收益率 R 。发电机组的核定电能成本曲线及合理收益率 R 由价格主管部门确定。

第一百一十一条 发电机组未通过市场力监测时，将该机组的全容量报价曲线替换为核定电能成本曲线。

二、调整水电结算机制

（三）调整小水电结算模式

修改原因：落实深化水电上网电价市场化改革相关要求，推动小型水电参与分时结算。

修改条款：《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第十六条发电侧现货市场价格条款新增“装机容量5万千瓦以下水电以实时市场统一结算点价格分时结算”表述。

三、完善新能源项目入市模式

（四）调整市场准入要求

修改原因：落实国家能源局《电力市场注册基本规则》要求，调整经营主体入市基本条件。

修改条款：《甘肃电力现货市场管理实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第十六条 经营主体应当是财务独立核算、能够独立承担民事责任的企业、经法人单位授权的内部核算主体、个体工商户、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体，提供有效身份证明证件及相关注册材料，可办理市场注册业务；若存在较严重的不良信用记录或者曾作出虚假承诺等情形的经营主体，在修复后方可办理市场注册业务。

（五）完善新能源参与市场机制

修改原因：落实136号文件要求，推动所有新能源全面入市，直接参与市场或接受市场价格。

修改条款：

1.《甘肃电力现货市场运营实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第二章第二节第四条日前现货市场发电企业参与模

式条款新增以下表述：

（二）集中式新能源以“报量报价”的方式参与日前现货市场。暂不具备直接参与现货市场条件的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目作为市场边界，具备符合条件后可自愿“报量报价”参与日前现货市场。

（三）光热电站以“报量报价”方式参与日前现货市场，暂不具备直接参与现货市场条件的作为市场边界，符合条件后可自愿“报量报价”参与日前现货市场。

2.《甘肃电力现货市场运营实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第六十条实时现货市场发电企业参与模式条款新增以下表述：

（二）集中式新能源以“报量报价”的方式参与实时现货市场。暂不具备直接参与现货市场条件的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目作为市场边界，符合条件的可自愿选择“报量报价”参与实时现货市场。

（三）光热电站以“报量报价”方式参与实时现货市场，暂不具备直接参与现货市场条件的作为市场边界，符合条件后可自愿“报量报价”参与实时现货市场。

3.《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第十六条发电侧现货市场价格条款新增以下表述：

未直接参与现货市场的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目、光热电站以现货市场月度发电侧实时市场全部新能源项目加权平均价格结算，

$$P^{\text{新能源月度均价}} = \frac{\sum_d^D \sum_i^I \sum_t^T (Q_{i,t,d}^{\text{实际}} \times P_{i,t,d}^{\text{实时}})}{\sum_d^D \sum_i^I \sum_t^T Q_{i,t,d}^{\text{实际}}}$$

其中， $P^{\text{新能源月度均价}}$ 为月度现货市场新能源项目加权平均电价； $Q_{i,t,d}^{\text{实际}}$ 为“报量报价”参与现货市场的新能源项目 i 在 d 日 t 时刻的实际上网电量。 $P_{i,t,d}^{\text{实时}}$ 为“报量报价”参与现货市场的新能源项目 i 在 d 日 t 时刻的实时市场结算价格。

四、完善新型经营主体入市模式

（六）虚拟电厂参与市场机制

修改原因：落实《甘肃省虚拟电厂建设与运营管理实施方案》（甘工信发〔2025〕234号）要求，推动虚拟电厂参与电力现货市场。

新增条款：

1.《甘肃电力现货市场运营实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第六条日前现货市场新型经营主体参与模式：

（一）虚拟电厂根据聚合资源类型分为“电源型”、“负荷型”、“混合型”。“电源型”虚拟电厂参照集中式新能源参与日前现货市场，“负荷型”虚拟电厂参照售电公司、批发用户参与日前现货市场，“混合型”虚拟电厂发电交易单元和用电交易单元分别参考“电源型”和“负荷型”虚拟电厂参与日前现货市场。

2.《甘肃电力现货市场运营实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第六十一条实时现货市场新型经营主体参与模式：

（一）“电源型”虚拟电厂、“混合型”虚拟电厂发电交易单元参照集中式新能源以“报量报价”的方式参与实时市场。

3.《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第十九条虚拟电厂现货市场价格：

对于“电源型”虚拟电厂，以其所在节点的节点边际电价作为其该时段的结算价格；对于“负荷型”虚拟电厂，以统一结算点现货价格作为其该时段的结算价格。对于“混合型”虚拟电厂，分别建立发电交易单元和用电交易单元，对应参考“电源型”和“负荷型”虚拟电厂结算价格。

（七）绿电直连项目参与市场模式

修改原因：落实《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650号）文件要求，绿电直连作为整体参与现货市场，以项目接入点作为计量、结算参考点。

1.《甘肃电力现货市场运营实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第六条日前现货市场新型经营主体参与模式：

（二）绿电直连项目以“报量报价”的方式参与日前现货市场，申报运行日96点短期新能源预测曲线和短期用电负荷计划曲线，叠加后确定上网能力及下网需求。存在上网能力时，参照集中式新能源参与日前现货市场，存在下网需求时，参照用户参与日前现货市场。

2.《甘肃电力现货市场运营实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第六十一条实时现货市场新型经营主体参与模式：

(二) 绿电直连项目以“报量报价”的方式参与实时市场。

3.《甘肃电力现货市场结算实施细则(V3.2)》(征求意见稿)第十九条绿电直连项目现货市场价格:

绿电直连项目出清上下网电量和实际上下网电量以其所在节点的节点边际电价作为其该时段的结算价格,节点边际价格超过限价时按市场限价进行结算。

4.《甘肃电力现货市场结算实施细则(V3.2)》(征求意见稿)第五十一条 为规范绿电直连项目交易行为,防止通过虚假申报用电负荷、上网偏离实时市场出清获取不当收益,对绿电直连项目实际上网电量超过实时市场出清电量的增发电量收益进行回收。计算公式如下:

$$R_{i,t}^{\text{绿电直连增发回收}} = Q_{i,t}^{\text{绿电增发}} \times P_{i,t}^{\text{实时}}$$

其中, $R_{i,t}^{\text{绿电直连增发回收}}$ 为 t 时段绿电直连项目 i 的增发获利回收费用; $Q_{i,t}^{\text{绿电增发}}$ 为 t 时段绿电直连项目 i 的增发电量,计算公式如下:

$$Q_{i,t}^{\text{绿电增发}} = \text{Max}(Q_{i,t}^{\text{实际}} - Q_{i,t}^{\text{实时}}, 0)$$

其中, $Q_{i,t}^{\text{实际}}$ 为 t 时段绿电直连项目 i 的实际上网电量; $Q_{i,t}^{\text{实时}}$ 为 t 时段绿电直连项目 i 的实时市场出清电量。

5.《甘肃电力现货市场结算实施细则(V3.2)》(征求意见稿)第五十二条 绿电直连增发获利回收费用由参与省内电力电量平衡的发、用两侧市场化经营主体(含电网企业代理购电工商业用户,不含未参与现货市场的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目、光热电站)按月

度结算电量比例承担，其中发电侧（不含未参与现货市场的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目、光热电站）按上网电量比例分享，用户侧按全部市场化用户（含电网企业代理购电工商业用户）用电量比例分享。计算公式如下：

$$R_i^{\text{绿电增发分享}} = R^{\text{绿电增发}} \times \frac{Q_i^{\text{月度实际}}}{\sum_i Q_i^{\text{月度实际}}}$$

$R^{\text{绿电增发分享},i}$ 为经营主体 i （包括发电企业和用户）应分享的绿电直连增发获利费用； Q_i 为经营主体 i （包括发电企业或用户）上网电量或用电量。

五、市场关键费用分摊模式调整

（八）优化中长期合同阻塞风险对冲机制

修改原因：结合市场建设进程、发电企业承受能力，完善实际阻塞风险对冲费用计算方法。

修改条款：

1. 《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第五十三条 市场初期，在结算环节设置阻塞风险对冲费用机制，对参与现货市场日清分的发电企业合理中长期合同产生的中长期阻塞费用进行回收或补偿，具体如下：

（一）当某发电企业节点边际电价大于等于中长期合同结算参考点电价时，回收中长期合同阻塞费用，即阻塞风险对冲费用为负值。

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用}} = \sum_t^T \sum_i^N Q_{\text{中长期合同},i,t} \times (P_{\text{中长期结算参考点},t} - P_{\text{日前},i,t})$$

（二）当某发电企业节点边际电价小于中长期合同结算参考点现货电价时，补偿中长期合同阻塞费用，即阻塞风险对冲费用为正值。

对于水电、新能源，

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用}} = \sum^T \sum^N \left\{ \min \left[Q_{\text{实际上网}, i, t}, \max(0, Q_{\text{中长期合同}, i, t}) \right] \times (P_{\text{中长期结算参考点}, t} - P_{\text{日前}, i, t}) \right\}$$

对于火电，

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用}} = \sum^T \sum^N \left\{ \min \left[\max(Q_{30\%}, Q_{\text{实际上网}, i, t}), \max(0, Q_{\text{中长期合同}, i, t}) \right] \times (P_{\text{中长期结算参考点}, t} - P_{\text{日前}, i, t}) \right\}$$

其中， $Q_{30\%}$ 为火电企业带30%额定容量出力工况下对应的上网电量。

2.《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第五十四条，电源企业月度实际阻塞风险对冲费用设置调节系数，按如下公式计算：

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用（实际）}, i} = R_{\text{阻塞风险对冲}, i} \times K$$

其中， $R_{\text{阻塞风险对冲费用（实际）}, i}$ 为电源企业*i*实际月度阻塞风险对冲费用； K 为阻塞风险对冲费用调节系数，可根据运行情况，经政府主管部门同意后调整。

（九）调整结算模式双轨制资金分摊原则

修改原因：根据非市场化电源、用户开展分时结算情况，调整结算模式双轨制资金分摊原则。

修改条款：《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第七十六条 结算模式不一致差额费用由全体工商业用户按月度用电量比例分摊（分享）。

六、其他调整事项

（十）调整结算时序及电价单位保留小数

修改原因：落实国家《电力市场计量结算基本规则》，调整电量采集和日清分时间，调整结算价格保留位数。

修改条款：

1.《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第五十八条 结算电量的最小单位为 0.001 兆瓦时，结算电价的最小单位 0.001 元/兆瓦时，保留三位小数。

2.《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第六十五条 运行日后 1 日（D+1）获取运行日的日前现货市场交易结果以及运行日实时现货市场交易结果。具体包括：发电侧（含电网侧储能）的所有节点日前、实时现货市场出清上网电量以及节点电价，用户侧日前、实时现货市场出清电量以及统一结算点电价、日前机组组合安排、调频机组调频动作相关数据、启停等。电力现货市场技术支持系统将对市场信息进行封存，并开展经营主体运行日（D）日的日清分。

3.《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第六十六条 获取运行日的日前现货市场交易结果以及运行日实时现货市场交易结果后的 1 个工作日，电力调度机构将日清分结果推送至电力交易平台，由电力交易平台向经营主体发布结算结果。经营主体对日清分结果进行核对，如对日清分结果有异议，需在结果发布 24 小时内反馈至电力交易机构，逾期则视同无异议。

（十一）调整结算主体

修改原因：落实国家《电力市场计量结算基本规则》，以市场经营主体交易单元为对象开展结算，不再劈分光热+等一体化项目的中长期计划。

删除条款：原《甘肃电力现货市场结算运营工作方案（V3.1）》第二部分第（十一）节及原《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.1）》第十六条中长期合同劈分原则条款。

新增条款：

1.《甘肃电力现货市场运营实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第四条 发电企业参与模式：

（四）同一交易单元包含多个调度单元的，应按调度单元分别开展交易申报、出清。

2.《甘肃电力现货市场运营实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第五十三条 出清价格根据调度单元形成，结算价格根据交易单元形成。对于跨节点交易单元采用对应节点的出清电量和节点电价加权计算结算价格。

3.《甘肃电力现货市场运营实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第十五条 同一交易单元的不同调度单元（发电机组）处于不同节点时，按照各调度单元（发电机组）所处节点相应时段的现货节点价格、出清电量或上网电量计算交易单元现货结算价格。日前和实时现货结算价格计算公式如下：

$$P_{i,t}^{\text{日前}} = \frac{\sum_{k \in i}^K (Q_{i,k,t}^{\text{日前}} \times P_{i,k,t}^{\text{日前}})}{\sum_{k \in i}^K Q_{i,k,t}^{\text{日前}}}$$

$$P_{i,t}^{\text{实时}} = \frac{\sum_{k \in i}^K (Q_{i,k,t}^{\text{实际}} \times P_{i,k,t}^{\text{实时}})}{\sum_{k \in i}^K Q_{i,k,t}^{\text{实际}}}$$

其中， $P_{i,t}^{\text{日前}}$ 为 t 时段交易单元 i 的日前结算价格； $Q_{i,k,t}^{\text{日前}}$ 为 t 时段交易单元 i 的调度单元（发电机组）k 日前出清电量； $P_{i,k,t}^{\text{日前}}$ 为 t 时段交易单元 i 的调度单元（发电机组）k 所在节点日前节点价格； $P_{i,t}^{\text{实时}}$ 为 t 时段交易单元 i 的实时结算价格； $Q_{i,k,t}^{\text{实际}}$ 为 t 时段交易单元 i 的调度单元（发电机组）k 实际上网电量； $P_{i,k,t}^{\text{实时}}$ 为 t 时段交易单元 i 的调度单元（发电机组）k 所在节点实时节点价格。

相关结算公式中节点价格也随之调整为结算价格，不再注意列出。

（十二）调整日前现货交易信息发布时间

修改原因：强化信息披露与市场运营衔接。

修改条款：《甘肃电力现货市场信息披露实施细则(V3.2)》（征求意见稿）第三十二条 日前现货交易信息发布时间及内容如下：

（五）竞价日（D-1）22:00 前发布日前现货市场出清结果包括运行日（D）市场出清机组组合、各交易时段发用双侧中标曲线、分时节点电价以及日前统一结算点分时价格等，并向市场主体发布结算价格；发布日前现货市场机组计划编制结果包括运行日（D）可靠性机组组合安排和各交易时段（15 分钟）机组出力计划曲线等。

（十三）取消新能源实时消纳交易

修改原因：随着新能源进一步发展，新能源实时消纳交易条款已缺乏实际执行基础，相关交易不再组织。

删除条款：原《甘肃电力现货市场结算运行工作方案（V3.1）》中第二部分第（九）节新能源实时消纳交易细则。

（十四）取消新能源执行偏差考核

修改原因：西北区域新版“两个细则”开始执行后，已不再开展新能源执行偏差考核。

删除条款：原《甘肃电力现货市场结算运行工作方案（V3.1）》中第二部分第（十）节新能源执行偏差考核。

（十五）调整就地消纳一体化项目内部匹配电量结算模式

修改原因：完善就地消纳一体化项目自发自用内部匹配电量结算模式。

新增条款：《甘肃电力现货市场结算运行工作方案(V3.2)》（征求意见稿）中第二部分第（九）节就地消纳一体化项目内部匹配电量按所在节点的节点边际价格结算。

（十六）优化市场运行参数构成

修改原因：结合各细则修订情况，适当调整运行参数包含项目及参数。

调整条款：《甘肃电力现货市场结算运行工作方案(V3.2)》（征求意见稿）第三部分市场运行参数：

（一）申报价格上/下限，单位为元/兆瓦时。申报价格仅指电能量价格，不含上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等。申报价格上/下限按照价格

主管部门相关规定执行。

（二）出清价格上/下限，单位为元/兆瓦时。结算价格仅指电能量价格，不含上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等。出清价格上/下限按照价格主管部门相关规定执行。

（三）系统备用容量，日前现货市场出清、可靠性机组组合计算时，全天各时段备用容量不低于单一交流元件故障可能产生的最大功率缺额与最大单个参与市场的发电机组额定容量取大值。特殊时期电力调度机构可根据系统安全运行需要，调整备用值。

（四）约束松弛惩罚因子，现货市场优化计算时，可根据特定的松弛条件采用惩罚因子法对某些约束进行松弛化处理，以保证能够得到可行解。

日前现货市场负荷平衡约束惩罚因子 1000000；断面稳定限额约束、线路稳定限额约束、N-1 稳定限额约束惩罚因子为 100000；节点价格计算惩罚因子为 500。

实时现货市场负荷平衡约束惩罚因子 100000000，断面稳定限额约束、线路稳定限额约束、N-1 稳定限额约束惩罚因子为 100000000；节点价格计算惩罚因子为 500。

电力调度机构可根据现货市场优化出清情况提出参数修改建议，经政府主管部门同意后生效。

（五）机组合理收益率，用于确定市场力监测参考价格曲线，目前暂定为 1.2。根据价格主管部门相关要求及时调整。

（六）阻塞风险对冲费用调节系数，用于确定发电企业月度实际阻塞风险对冲费用，目前暂定为 75%。电力调度机构可根据现货市场运营情况提出参数修改建议，经政府主管部门同意后生效。

（十七）适当调整文中公式及文字表述

修改原因：统一并完善各类公式，优化部分内容表述方式。

调整条款示例：《甘肃电力现货市场信息披露实施细则（V3.2）》（征求意见稿）第十七条 用户侧现货市场价格：

（一）每个结算时段用户侧经营主体以统一结算点现货价格作为其该时段的结算价格。

（二）日前现货市场每个结算时段的统一结算点现货价格，为各节点发电机组（场站）、电网侧储能出清电量、绿电直连项目和电源型虚拟电厂与对应节点出清电价的加权平均值。计算公式如下：

$$P_t^{\text{日前统一结算点}} = \frac{\sum_i^I (Q_{i,t}^{\text{日前}} \times P_{i,t}^{\text{日前}})}{\sum_i^I Q_{i,t}^{\text{日前}}}$$

其中， $P_t^{\text{日前统一结算点}}$ 为 t 时段日前现货市场统一结算点现货价格； $Q_{i,t}^{\text{日前}}$ 为 t 时段省内参与现货市场发电机组（场站）、电网侧储能、绿电直连项目和电源型虚拟电厂 i 的日前出清电量； $P_{i,t}^{\text{日前}}$ 为 t 时段省内参与现货市场发电机组（场站）、电网侧储能、绿电直连项目和电源型虚拟电厂 i 所在节点日前结算价格。

（三）实时现货市场每个结算时段的统一结算点现货价格，为各节点发电机组（场站）实际上网电量、电源型虚拟电厂实际上网电量、电网侧储能实际充放电量、绿电直连项目实际上下网电量与对应节点实时结算价格的加权平均值。计算公式如下：

$$P_t^{\text{实时统一结算点}} = \frac{\sum_i^I (Q_{i,t}^{\text{实际}} \times P_{i,t}^{\text{实时}})}{\sum_i^I Q_{i,t}^{\text{实际}}}$$

其中， $P_t^{\text{实时统一结算点}}$ 为 t 时段实时现货市场统一结算点现货价格； $Q_{i,t}^{\text{实际}}$ 为 t 时段省内参与现货市场发电机组（场站）实际上网电量、电源型虚拟电厂的实际上网电量、电网侧储能实际充放电量、绿电直连项目的实际上下网电量，原则上采用运行日后第 1 日（D+1 日）计量采集系统采集的运行日电量； $P_{i,t}^{\text{实时}}$ 为 t 时段省内参与现货市场发电机组（场站）、电源型虚拟电厂、电网侧储能、绿电直连项目 i 所在节点实时结算价格。若遇 D+1 日电量存在重大计量偏差，由计量点电量数据归口管理单位发布情况说明，变更实时市场统一结算点电价。

（四）现货实时市场统一结算点月度加权均价为基于各节点发电机组（场站）实际上网电量、电源型虚拟电厂实际上网电量、电网侧储能实际充放电量、绿电直连项目实际上下网电量与对应节点实时结算价格计算的实时市场统一结算点月度加权均价，计算方式如下：

$$P^{\text{月度均价}} = \frac{\sum_d^D \sum_i^I \sum_t^T (Q_{i,t,d}^{\text{实际}} \times P_{i,t,d}^{\text{实时}})}{\sum_d^D \sum_i^I \sum_t^T Q_{i,t,d}^{\text{实际}}}$$

其中， $P^{\text{月度均价}}$ 为现货实时市场统一结算点月度加权均价； $Q_{i,t,d}^{\text{实际}}$ 为 d 日 t 时段省内参与现货市场发电机组（场站）实际上网电量、电源型虚拟电厂的实际上网电量、电网侧储能实际上下网电量、绿电直连项目的实际上下网电量。 $P_{i,t,d}^{\text{实时}}$ 为参与现货市场发电机组（场站）、电源型虚拟电厂、电网侧储能和绿电直连项目 i 在 d 日 t 时刻的实时市场结算价格。