

甘肃省工业和信息化厅
国家能源局甘肃监管办公室
甘肃省发展和改革委员会
甘肃省能源局 **文件**

甘工信发〔2025〕268号

甘肃省工业和信息化厅 国家能源局甘肃监管办公室
甘肃省发展和改革委员会 甘肃省能源局关于修订
《甘肃电力现货市场规则》(V3.1)部分条款的通知

国网甘肃省电力公司、甘肃电力交易中心有限公司，各有关发电企业、售电企业、电力用户：

为持续推动建设体系完备、机制合理、运行高效、市场平稳的现货规则体系，做好与《甘肃省电力中长期交易实施细则》

(甘监能市场〔2025〕212号)、《甘肃省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》(发改价格〔2025〕516号)、《甘肃省发展和改革委员会 甘肃省工业和信息化厅 甘肃省能源局 国家能源局甘肃监管办公室关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知(试行)》(发改价格规〔2025〕4号)、《甘肃省发展和改革委员会 甘肃省工业和信息化厅 甘肃省能源局 国家能源局甘肃监管办公室关于水电上网电价市场化改革有关事项的通知》(发改价格规〔2025〕3号)等政策衔接,省工信厅会同甘肃能源监管办、省发展改革委、省能源局,拟对我省现行电力现货市场规则(V3.1)(以下简称“规则”)相关条款进行修订。具体内容如下:

一、调整未参与现货市场经营主体结算方式

原条款:《甘肃电力现货市场结算实施细则(V3.1)》“第八条电力市场结算周期为自然月。其中现货市场采用‘日清月结’模式,以每15分钟作为最小结算时段。未参与现货市场的经营主体月度偏差电量或月度峰平谷偏差电量按照现货市场价格结算。”

修改后条款:《甘肃电力现货市场结算实施细则(V3.1)》“第八条电力市场结算周期为自然月。其中现货市场采用‘日清月结’模式,以每15分钟作为最小结算时段。未参与现货市场的经营主体按中长期规则开展结算。”

原条款:《甘肃电力现货市场结算运营工作方案(V3.1)》

“第二部分现货市场结算运营方案（十二）现货市场结算 2. 电能量电费结算方式：不具备分时计量条件的经营主体，其实际用电量与中长期合同的偏差，按照当月实时现货市场发电侧月度均价或峰平谷月度均价结算”

修改后条款： 《甘肃电力现货市场结算运营工作方案（V3.1）》“第二部分现货市场结算运营方案（十二）现货市场结算 2. 电能量电费结算方式：不具备分时计量条件的经营主体，其实际用电量与中长期合同的偏差，按照中长期规则开展结算。”

二、调整结算模式双轨制资金分摊原则

原条款：《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.1）》“第八十条疏导原则：结算模式不一致差额费用由未参与现货市场日清分的经营主体按照发/用电量比例分摊（分享）。”

修改后条款：《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.1）》“第八十条疏导原则：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）。”

原条款：《甘肃电力现货市场结算运营工作方案（V3.1）》“第二部分（十四）3. 结算模式双轨制资金参与现货市场日清分的经营主体按照 96 点分时结算，未参与现货市场日清分的经营主体月度偏差电量按照现货市场月度均价结算，由于结算模式不一致产生的购售差额费用，按照国家规定的‘顺价结算’原则，在 M+2 月以‘总对总’的方式计算，并由未参与现货市场日清分的经营主体按照发/用电量比例分摊（分享）。”

修改后条款： 《甘肃电力现货市场结算运营工作方案（V3.1）》“第二部分现货市场结算运营方案（十四）月结算管理 3. 结算模式双轨制资金参与现货市场日清分的经营主体按照 96 点分时结算，未参与现货市场日清分的经营主体月度偏差电量按照现货市场月度均价结算，由于结算模式不一致产生的购售差额费用，按照国家规定的‘顺价结算’原则，在 M+2 月以‘总对总’的方式计算，并由全体工商业用户按月度用电量比例分摊（分享）。”

三、取消水电企业参与阻塞风险对冲机制

原条款：《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.1）》“第五十九条市场初期，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）当某电源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。

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N Q_{\text{中长期合约},i,t} \times (P_{\text{中长期结算参考点},t} - P_{\text{日前},i,t})$$

（一）当某电源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，

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

对于新能源，

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用}} = \sum_t \sum_i [\min(Q_{\text{实际上网},i,t}, Q_{\text{中长期合同},i,t}) \times (P_{\text{中长期结算参考点},t} - P_{\text{日前},i,t})]$$

对于火电，

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用}} = \sum_t \sum_i \{\min [\max(Q_{50\%}, Q_{\text{实际上网},i,t}), Q_{\text{中长期合同},i,t}] \times (P_{\text{中长期结算参考点},t} - P_{\text{日前},i,t})\}$$

其中， $Q_{50\%}$ 为火电企业带 50% 额定容量出力工况下对应的上网电量。

第六十一条 实际阻塞风险对冲费用月度净值由参与现货市场日清分的发电企业按照月度上网电量比例分摊：

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用分摊},i} = \sum R_{\text{阻塞风险对冲费用 (实际)},i,t} \times \frac{Q_{\text{月度上网},i}}{\sum_{i=1}^N Q_{\text{月度上网},i}}$$

其中， $R_{\text{阻塞风险对冲费用分摊},i}$ 表示经营主体 i 分摊的阻塞风险对冲费用， $Q_{\text{月度上网},i}$ 表示发电侧经营主体 i 月度上网电量。”

修改后条款：《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.1）》“第五十九条市场初期，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火电、新能源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）当火电、新能源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。

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \max(0, Q_{\text{中长期合约},i,t}) \times (P_{\text{中长期结算参考点},t} - P_{\text{日前},i,t})$$

(二) 当某火电、新能源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。

对于新能源,

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

对于火电,

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用}} = \sum_t \sum_i \left\{ \min \left[\max(Q_{50\%}, Q_{\text{实际上网},i,t}), \max(0, Q_{\text{中长期合同},i,t}) \right] \times (P_{\text{中长期结算参考点},t} - P_{\text{日前},i,t}) \right\}$$

其中, $Q_{50\%}$ 为火电企业带 50% 额定容量出力工况下对应的上网电量。

第六十一条 实际阻塞风险对冲费用月度净值由参与现货市场日清分的火电、新能源企业按照月度上网电量比例分摊:

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用分摊},i} = \sum R_{\text{阻塞风险对冲费用 (实际)},i,t} \times \frac{Q_{\text{月度上网},i}}{\sum_{i=1}^N Q_{\text{月度上网},i}}$$

其中, $R_{\text{阻塞风险对冲费用分摊},i}$ 表示经营主体 i 分摊的阻塞风险对冲费用, $Q_{\text{月度上网},i}$ 表示发电侧经营主体 i 月度上网电量。”

原条款: 《甘肃电力现货市场结算运行工作方案 (V3.1)》“第二部分现货市场结算运营方案 (十三) 省间双轨制资金与市场运营费用 5. 阻塞风险对冲费用市场初期, 在结算环节设置阻

塞风险对冲机制，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，此费用由参与现货市场日清分的发电企业按照月度上网电量比例分摊。”

修改后条款： 《甘肃电力现货市场结算运行工作方案（V3.1）》“第二部分现货市场结算运营方案（十三）省间双轨制资金与市场运营费用 5. 阻塞风险对冲费用市场初期，在结算环节设置阻塞风险对冲机制，对参与现货市场日清分的火电、新能源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，此费用由参与现货市场日清分的火电、新能源企业按照月度上网电量比例分摊。”

四、修改火电机组修正电量补偿费用计算公式

原条款：《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.1）》“第五十一条火电机组修正电量补偿费用是指调度机构在保安全、保供应、促消纳场景下，对煤电机组出力进行修正时，或煤电机组参与调频市场跟踪 AGC 指令造成上网电量与出清电量不一致时，对增发电量收益不能覆盖成本情况或减发的电能量收益损失进行补偿。计算公式如下：

$$R_{\text{修正电量补偿},i,t} = \max \left\{ Q_{\text{修正},i,t} \times (P_{\text{申报},i,t} - P_{\text{实时},i,t}), 0 \right\}$$

其中， $R_{\text{修正电量补偿},i,t}$ 指火电机组 i 在 t 时刻的修正电量补偿费用； $Q_{\text{修正},i,t}$ 指火电机组 i 在 t 时刻的修正电量； $P_{\text{申报},i,t}$ 指火电机组 i 在 t 时刻平均上网电力对应的申报电价。”

修改后条款：《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.1）》“第五十一条火电机组修正电量补偿费用是指调度机构在保安全、保供应、促消纳场景下，对煤电机组出力进行修正时，或煤电机组参与调频市场跟踪 AGC 指令造成上网电量与出清电量不一致时，对增发电能量收益不能覆盖成本情况或减发的电能量收益损失进行补偿。计算公式如下：

$$R_{\text{修正电量补偿},i,t} = \max \left\{ Q_{\text{修正},i,t} \times \left[\min(P_{\text{成本}}, P_{\text{申报},i,t}) - P_{\text{实时},i,t} \right], 0 \right\}$$

其中， $R_{\text{修正电量补偿},i,t}$ 指火电机组 i 在 t 时刻的修正电量补偿费用； $Q_{\text{修正},i,t}$ 指火电机组 i 在 t 时刻的修正电量； $P_{\text{成本}}$ 指火电机组变动成本价格（在成本未核定前暂采用燃煤发电基准价格 307.8 元/兆瓦时）， $P_{\text{申报},i,t}$ 指火电机组 i 在 t 时刻平均上网电力对应的申报电价。”

五、调整特殊类型电源参与市场机制

原条款：《甘肃电力现货市场结算运行工作方案（V3.1）》“第二部分现货市场结算运营方案（四）市场主体参与方式：

1. 发电企业

（4）省内低价保供电源，生物质发电、特许经营、平价示范和扶贫新能源、存量光热等作为市场边界，依据其预测发电能力优先出清。

修改后条款：

《甘肃电力现货市场结算运行工作方案（V3.1）》“第二部

分现货市场结算运营方案（四）市场主体参与方式：

1. 发电企业

（4）省内低价保供电源，生物质发电、扶贫新能源、分布式光伏等作为市场边界，依据其预测发电能力优先出清。上网电量全额纳入机制电量的特许经营权类、平价示范新能源和光热电站，以“报量不报价”方式参与现货市场，接受节点电价，公平承担各类市场运营费用分摊（分享）。”

原条款：《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.1）》“第八十五条新能源特许权场站、自发自用分布式光伏、进入国家扶贫发电项目名录的扶贫光伏、存量光热等政府批准的特殊发电项目，不参与现货市场结算和各项费用分摊。”

修改后条款：《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.1）》“第八十五条 2025年5月31日前并网的扶贫新能源、分布式光伏等发电项目，不参与现货市场结算和各项费用分摊。”

原条款：《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.1）》“第十七条发电侧现货市场价格：

每个结算时段发电侧经营主体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。”

修改后条款：《甘肃电力现货市场结算实施细则（V3.1）》“第十七条 发电侧现货市场价格：

每个结算时段发电侧经营主体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。

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按如下公式计算：

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

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； $Q_{i,t,d}^{\text{实际}}$ 为参与现货市场的新能源项目在日 t 时刻的实际上网电量。为参与现货市场的新能源项目 i 在 d 日 t 时刻的实时市场节点电价。”

六、现货市场限价调整

申报价格上/下限按照《甘肃省发展和改革委员会 甘肃省工业和信息化厅 甘肃省能源局 国家能源局甘肃监管办公室关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知（试行）》（甘发改价格规〔2025〕4号）执行，上限设置为 500 元/兆瓦时，下限设置为 40 元/兆瓦时。出清价格上限维持 650 元/兆瓦时，下限维持 40 元/兆瓦时。如有最新规定，按最新规定执行。

七、修订规则条款执行起始时间

上述修订规则执行期限为 2026 年 1 月 1 日—2026 年 3 月 31 日。《甘肃电力现货市场规则》（V3.1）中条款与本通知不一致的，按本通知执行。

八、相关要求

1. 市场运营机构（甘肃电力调度中心、甘肃电力交易中心有限公司）要结合省内电力运行实际及供需情况，加强市场运营分析监测，及时化解运行过程中出现的矛盾和问题。
2. 市场运营机构要加强与经营主体的沟通，持续做好规则修订条款解读宣贯工作，加强经营主体对货市场规则培训工作。
3. 市场运营机构在规则执行过程中遇有重大问题及时向省工信厅、甘肃能源监管办、省发展改革委、省能源局报告并提出工作建议。

省 工 信 厅

甘肃能源监管办

省发展改革委

省 能 源 局

2025 年 12 月 31 日

