

附件 6

甘肃电力现货市场结算运行工作方案

（征求意见稿）

依据《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）及相关配套文件、《国家发展改革委国家能源局关于印发〈电力现货市场基本规则（试行）〉的通知》（发改能源规〔2023〕1217号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）等文件要求，为进一步夯实甘肃电力现货市场运营成效，提升现货市场技术支持系统稳定性和实用性，实现各类市场主体全面参与电力现货市场，在2021年至2025年甘肃电力现货市场长周期结算试运行、正式运行的基础上，制定本工作方案。

一、工作目标

（一）依据甘肃电力现货市场相关规则开展现货市场运行结算。

（二）保障现货市场技术支持系统在市场运行期间的稳定性和可靠性。

（三）推进各类新型市场主体参与市场化交易，实现各类市场主体全面参与电力现货市场，提升各类市场主体的市场参与程度和市场化意识。

(四)继续推进省内现货市场与中长期市场、辅助服务市场、省间现货市场以及西北区域各类短期市场的有效衔接,积极参与全国统一电力市场建设。

二、现货市场结算运行方案

(一) 总体原则

以省内用电及中长期外送形成的总需求空间作为市场运行边界,发用双侧“报量报价”参与现货市场。依据各类电网安全约束,以社会福利最大化为优化目标,通过日前、实时市场全电量集中竞价,出清运行日火电机组启停计划、发用两侧分时中标电力曲线和现货价格,并以此为结算依据开展结算。

(二) 运营规则依据

依据《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进一步做好电网企业代理购电工作的通知》(发改办价格〔2022〕1047号)、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<售电公司管理办法>的通知》(发改体改规〔2021〕1595号)、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力现货市场基本规则(试行)>的通知》(发改能源规〔2023〕1217号)、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》(发改办体改〔2023〕813号)、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电

力现货连续运行地区市场建设指引>的通知（发改能源〔2025〕1171号）、甘肃省人民政府批准下发的《甘肃电力现货市场规则》，以及本工作方案，开展现货市场运行结算工作。

（三）中长期与现货市场衔接

1.参与现货市场交易的发电和用电主体，其签订的各类中长期交易合约，按照合约约定的曲线参与现货市场偏差结算。

2.市场化交易全部采用发用双方签定的合约作为偏差结算依据。鼓励发用双方协商约定中长期曲线或中长期曲线分解原则，未协商一致的，则按段内电量平均分配方式形成中长期曲线。

3.鼓励市场主体在中长期合同中约定结算参考点。未约定的或未达成一致的，采用现货市场日前统一结算点作为该笔中长期合同的结算参考点。

（四）市场主体参与方式

1.发电企业

（1）原则上装机容量100MW及以上火电“报量报价”参与现货市场。火电机组自主申报考虑低负荷运行后的最小发电能力，最小发电能力优先出清，不参与市场定价。

（2）集中式新能源、光热电站“报量报价”方式参与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、光热电站作为市场边界，符合条件后可自愿“报量报价”参与现货市场。

（3）原则上装机容量50MW及以上的市场化水电企业参与现

货市场分时结算，接受所在节点边际价格，由调度机构根据来水预测、水库综合利用需求，综合考虑新能源短期功率预测，制定运行日各水电场站 96 点发电计划曲线，在满足电网安全约束的前提下在现货市场中优先予以出清。原则上装机容量 50MW 以下小水电作为市场边界，以实时市场统一结算点价格分时结算，符合条件的可自愿“报量报价”参与现货市场，接受所在节点边际价格。

（4）新能源发电企业需申报日前短期和实时超短期发电能力预测。水电企业在实时运行中依据实时发电能力变化及时修正自调度计划，作为现货市场优化出清依据。

（5）省内低价保供电源、生物质发电作为市场边界，依据其预测发电能力优先出清。

2. 电力用户

（1）电力用户以“报量报价”方式参与日前现货市场，在日前申报运行日每小时分段量价曲线，参与日前现货市场出清。

（2）在实时现货市场中，电力用户作为价格接收者，以实际用电曲线参与现货市场偏差结算。

（3）售电公司在电力市场交易系统中申报其代理的直接参与现货市场用户、聚合后参与现货市场用户在运行日（D）对应到电价节点的每小时分段量价曲线；允许代理聚合用户的售电公司申报统一量价曲线，对应到各电价节点的分配比例按用户报装机容量进行分解。

(4) 拥有自备电厂的企业，作为电力用户同等参与现货市场交易，在日前申报量价信息，申报规则与直接参与现货市场的电力用户相同。

3. 电网侧储能

(1) 满足电网接入技术规范电网侧独立储能和共享储能电站，在优先满足新能源消纳和电网调节需求的基础上，直接参与省内现货市场交易。

(2) 市场运营机构编制电网侧储能电站日前充放电计划，作为日前市场出清的边界条件。电网侧储能电站在实时现货市场中自主申报充、放电功率曲线，在满足电网安全运行和新能源优先消纳的条件下实时现货市场予以优先出清。

(3) 电网侧储能电站可自行选择参与省内调频辅助服务市场。

(4) 市场运营初期，电网侧储能电站作为价格接受者，其充电、放电电量均按照所在节点的实时现货市场价格结算。

(五) 与省间现货市场、西北区域短期市场的衔接

省内现货市场预平衡出清后，富余发电能力或功率缺额继续参与省间现货市场交易以及西北区域各类短期交易。省间现货交易、西北区域各类短期交易成交后，形成运行日联络线外送终计划，作为省内现货市场正式出清边界。

(六) 火电开机方式确定

除安全约束必开机组外，其余火电机组在运行日的开机方

式，依据火电企业日前报价，使用安全约束机组组合程序计算出机组组合优化结果，并经相关调度机构安全校核批准后，最终确定运行日火电机组开机方式和启停计划。条件成熟时，可开展多日机组组合计算。

（七）现货市场出清

日前现货市场以系统短期负荷预测、日前外送电计划为边界，依据发电、用户日前申报量价信息，综合考虑各类检修计划、机组运行约束、电网安全约束条件，依次采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到日前现货市场交易结果，包括运行日机组（交易单元）启停计划、发用两侧中标曲线、发电侧分时节点电价以及统一结算点分时电价，作为发用两侧结算依据。

实时现货市场以 15 分钟为间隔，依据实时电网运行边界和发电侧日前申报量价信息，综合考虑实时负荷平衡、机组运行约束、网络安全约束，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，滚动出清未来 15 分钟至 2 小时的分时节点电价和各发电企业的实时发电计划。依据出清结果开展调频市场调用。

（八）煤电机组低负荷运行

煤电机组考虑自身低负荷运行能力，日前申报最小发电出力 and 量价曲线，现货市场依据煤电机组日前申报和各时段新能源富余情况进行集中优化出清。

（九）现货市场结算

参与日前、实时现货市场结算的经营主体，以每 15 分钟为基本计算时段，依据现货市场出清结果和分时上网、用电量和日前、实时现货市场出清价格进行差价合约结算。

1.现货市场结算定价

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。

电网侧储能放电电量为正、充电电量为负，均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。

绿电直连项目上网电量为正、下网电量为负，均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。

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。

用电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。

2.电能量电费结算方式

依据《关于印发电力现货市场基本规则（试行）的通知》（发改能源规〔2023〕1217号）相关条款，甘肃电力现货市场结算采用以下方式：

中长期合同电量按中长期合同价格结算，并结算所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值。日前出清电量与中长期合同

电量的偏差按日前现货市场出清价格结算。实际电量与日前出清电量的偏差按实时现货市场出清价格结算。

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，按照当月月度实时现货市场统一结算点加权均价或峰平谷月度均价结算。

（十）省间双轨制资金与市场运营费用

1. 省间双轨制不平衡资金

由于月内开展的各类省间短期交易未清分至各经营主体，省外按省间交易价格结算，在省内按现货市场价格结算，两者产生的费用偏差即为省间双轨制资金。积极推动省间交易开展日清分，逐步减少省间实际外购电量与可分时计算外购电量的差额。省间外送双轨制资金由参与日清分的发电侧经营主体按照月度实际上网电量比例分摊；省间外购双轨制资金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）共同承担。

2. 火电机组成本补偿费用

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。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。

此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）按当月上网电量、用电量比例分摊。

4.储能集中调用补偿费用

储能集中调用补偿费是指拥有配建储能的新能源企业，当其配建储能根据调度指令发生从主网充电情况时，对其充电成本进行补偿。此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）按当月上网电量、用电量比例分摊。

5.新能源调频增发超额获利回收费用

新能源调频增发超额获利回收费用指为避免新能源出清环节的发电能力滞留，对新能源辅助调频增发电量的超额收益进行回收。此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）按当月上网电量、用电量比例分享。

6.绿电直连增发获利回收费用

绿电直连增发获利回收费用指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。此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）按当月上网电量、用电量比例分享。

7.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，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。

（十一）月结算管理

1.月结算流程

每月3日前，电网企业提供上月月度计量抄表数据。

每月5日前，计算前一月用电侧经营主体的月度电能量电费。每月10个工作日前，计算前一月发电侧电能量电费、省间双轨制资金和市场运营费用及分摊结果。

用户侧电能量电费随电费账单在5日前发行。用户侧应承担的省间双轨制资金和市场运营费用在下一发行周期发行。发电侧（含电网侧储能）电能量电费及省间双轨制资金和市场运营费用在10个工作日前发行。

2.直流配套电源清算

直流配套电源以长协价格开展月度结算，与省内现货市场结算时间维度不一致，产生的偏差费用由该直流配套新能源按照实

际上网电量等比例分摊或分享。

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）。

（十二）差错处理

月度结算正式结果发布后，因中长期合约、计量等异常情况导致需额外追补或收缴的费用，计入差错追补资金，并在最近一次市场结算中予以兑现。

（十三）省间短期外送交易

现货市场结算运行期间，调度机构依据省内、省间现货市场平衡交易结果以及未来电力平衡余缺情况，组织开展跨省区短期外送交易。

经营主体参加的跨省区短期交易，其中可按日清分到经营主体的交易电量，结算环节将日前部分视为中长期合同，将日内或实时部分叠加至日前出清结果开展实时市场偏差计算。

经营主体参加的跨省区短期交易，其中暂未按日开展清分到经营主体的交易电量，由交易机构在月度结算时统一发布。现阶段，此类型交易主要包括跨省区应急交易、西北日前及实时交易、

跨省调峰交易、备用市场交易、政府间协议确定的可在日前、日内、实时组织的网对网外送等。运行月结束后，交易机构综合考虑省内清洁能源消纳权重指标完成进度，确定当月参与省间短期交易结算相关场站。原则上，不能精确认定确为新能源消纳需求产生的跨省区短期交易，均选择火电机组作为短期外送结算主体。

其中暂未按日开展清分的跨省区短期交易，交易机构在发布月度结算账单时，可根据需要设置两项结算科目，其中短期外送电费等于短期交易电量与价格的乘积，短期外送补偿费用等于短期交易电量对应的日清分电费累加值与短期外送电费的差值。

（十四）信息发布

依据《关于印发电力市场信息披露基本规则的通知》（国能发监管〔2024〕9号）有关要求，通过统一交易平台向市场主体及时发布现货市场信息。

（十五）特殊情况处理

1.当出现联络线、断面越限等情况，可由当值调度值班人员进行人工干预，保证电网的正常运行，并按相关细则开展结算。

2.当发生出清价格异常情况时，可在结算时采取价格限制措施，保证市场平稳。

（十六）市场中止及恢复

当现货市场出现以下情况时，可中止现货市场运行，恢复传统调度模式，待异常状况消除后重新恢复现货市场运行：

1.电力供应出现严重紧缺情况,供需比小于 1.05 的时段连续出现超过 50 个,或需要执行有序用电方案时。

2.突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等原因导致电力供应严重不足或引起电网设备大面积故障,威胁电网安全稳定运行时。

3.重要发、输、变电设备故障跳闸,引起相关断面裕度下降超过 50%,影响电力有序供应或电力系统安全运行时。

4.现货市场技术支持系统(含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等)运行异常,导致现货市场交易无法正常组织或市场出清结果异常,超过 2 小时无法恢复正常时。

5.其他影响电网安全运行的突发情况,需立即终止现货市场运行时。

现货市场运行中止后,调度机构以保证电力有序供应、保障电网安全运行为原则,基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息,对发电机组的发电计划进行实时调整。

导致现货市场中止运行的异常情况消除,现货市场具备投入运行条件后,市场运营机构报国家能源局派出机构和政府相关部门同意后,立即恢复现货市场运行。

三、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。

四、风险防控

（一）技术支持系统风险

现货市场技术支持系统风险可能包括现货市场无出清结果、出清计划值发送异常等情况。

1.对实时现货市场连续 2 小时无出清结果（如优化不收敛），应及时中止实时现货市场运行，将发电机组/场站控制方式由现货市场控制模式切回至传统控制模式，并及时分析排查异常原因。

2.若现货市场出清计划值发送或接收功能异常，导致能量管理系统无法执行现货市场出清发电计划时，调度机构应以保证电力有序供应、保障电网安全运行为原则，对发电机组的实时发电计划进行人工干预调整，保证电力系统安全稳定运行，直至相关控制系统功能恢复正常。

（二）输变电设备检修操作风险

现货市场结算运行期间，电网输变电设备检修工作开展时，可能存在临时控制相关断面潮流，以及输变电设备操作时间提前或推后等情况。为防范以上情况对电网运行带来风险，值班调度

员应密切监视电网的运行状况和输变电设备检修工作进展，必要时人工干预现货市场出清计划，保证电网频率、电压在合格范围内，相关控制断面不超过安全稳定极限。

需要紧急控制断面时，调度机构可以将部分机组控制模式切回传统控制模式，或直接进行人工干预。

（三）电网运行风险

现货市场结算运行期间，电网可能由于负荷突变，发、输、变电设备紧急缺陷或故障跳闸等临时原因，出现系统备用不足、电力供需不平衡、以及局部断面过载等紧急情况，威胁电网的安全稳定运行。调度机构应按照“安全第一”的原则及时处理事故和调整电网运行方式，保证电网频率、电压在合格范围内，相关控制断面不超过安全稳定极限。若电网出现严重异常情况，可及时中止运行，恢复传统控制模式，直至异常状态消除。

（四）市场边界条件异常

现货市场结算运行期间，应确保实时现货市场边界条件准确。若系统边界条件在实时现货市场两个交易周期间发生变化，如联络线计划临时变更，可能导致实时现货市场当前交易时段的出清结果与系统运行边界不一致，电网短时运行异常的情况，调度机构可按照保证电网安全稳定运行的原则，直接进行人工干预。

（五）网络安全风险

现货市场结算运行期间，应按照国家网络安全有关规定，做

好现货市场交易相关网络安全防护工作。若出现黑客攻击、恶意代码执行、干扰和破坏等紧急情况，相关业务部门可立即采取断开异常用户连接、停用相关业务端口或网络等措施，避免影响现货市场正常运行。若网络攻击已导致现货市场技术支持系统中运行数据破坏或系统运行异常，应立即中止实时现货市场运行，将发电机组/场站控制方式切换至传统调度控制模式。待网络安全风险消除，系统运行数据及相关功能检查无异常，实时现货市场具备重新投入运行条件后，及时恢复现货市场正常运行。

五、工作要求

（一）市场运营机构做好市场运行监视和技术支持系统运维，确保现货市场交易出清功能运转正常。做好风险管控措施和紧急情况的应急处置，按相关规则开展现货市场结算，按有关要求进行市场运营信息披露。

（二）各市场主体加强对新版现货市场规则学习，提高对现货结算运行相关工作的重视和掌握，积极反馈市场规则及技术支持系统存在的问题和优化建议。

（三）各市场主体应提前检查测试现货市场技术支持系统场站端页面是否显示正常，确保交易期间系统登录正常，申报功能正常，按要求及时参与现货日前交易申报。

（四）严肃调度纪律，对结算运行期间发电企业无故不执行发电计划指令或调度指令行为，按照“两个细则”违反调度纪律相关考核规定进行处罚。

（五）发电企业在申报时应充分考虑机组实际运行情况，新能源企业需确保短期、超短期发电预测上传，并根据实际发电能力及时更新自调度计划，避免因预测偏差造成弃电或收益损失。用电企业在申报时应充分考虑实际情况，避免过度投机造成损失。

（六）各市场主体应加强人员管理和培训，做好市场申报用户名及密码管理，因密码失窃或被非授权人员使用造成的损失，由市场主体自行承担。

（七）各市场主体应按照国家网络安全有关规定，做好网络安全防护工作。因网络安全防护不到位造成的相关损失，由市场主体自行承担。

六、现货市场转模拟运行期间电网调度原则

现货市场因各种原因临时终止结算运行并转入模拟运行后，按以下原则开展发电侧日前及日内调度工作：

（一）水电依据来水全额消纳。新能源在保证电网调峰、调频、断面等安全稳定运行的情况下，尽最大能力发挥常规水、火电的调峰能力、优先消纳新能源发电；在常规能源调峰能力用尽时，新能源参与全网调峰。火电厂依据月度计划完成进度调整开机方式，日内实时出力调整参考火电月度计划完成进度。

（二）富余新能源发电能力继续参与各类省间短期交易。

（三）调频辅助服务市场暂停运行，所有发电机组/场站按照能量管理系统实时控制指令参与电网实时运行控制。

