

陕西省2026年电力现货市场连续运行工作方案

(征求意见稿)

为贯彻落实国家发展改革委、国家能源局《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》(发改办体改〔2025〕394号)文件精神,统筹做好2026年电力现货市场建设运营工作,结合省情实际,制定本工作方案。

一、工作目标

- (一)贯彻落实国家电力体制改革要求,巩固前期连续结算试运行工作成效,稳妥有序推进陕西电力现货市场建设。
- (二)检验现货市场交易及配套规则体系的合理性和有效性,检验省内中长期市场与现货市场衔接的有效性。
- (三)检验现货市场技术支持系统以及配套交易、结算技术支持系统的稳定性、可靠性与实用性。
- (四)验证现货市场信息披露、交易出清、安全校核、计量采集、电费结算等业务流程的合理性。
- (五)提升各方市场主体对现货市场规则体系和技术支持系统应用的熟悉和掌握程度,提升市场主体参与度。
- (六)检验独立储能、虚拟电厂等新型经营主体参与现货市场、调频市场等功能的有效性和可靠性。
- (七)分析不间断连续运营场景下的现货市场出清与实际执

行情况，评估电力现货市场全流程运行风险，记录现货市场运营问题。

（八）为陕西电力现货市场转入正式运行奠定基础。

二、工作计划

（一）时间安排

2026年继续开展电力现货市场不间断连续运行工作。每个运行日的前一个法定工作日组织该运行日的日前市场竞价，其中周五组织未来三日的现货交易申报。如遇连续三日及以上法定节假日，依据陕西电力交易平台通知时间组织现货交易申报。

（二）交易品种

现货市场连续运行期间开展省内日前及实时电能量市场、省内调频辅助服务市场。省内调峰辅助服务市场与省内现货电能量市场相融合。市场出清交易结果将予以实际执行，并进行实际结算。

（三）参与范围

1.发电企业

陕西电网省级及以上调度管辖（以下简称统调）的内用公网煤电机组以“报量报价”方式参与（应急备用机组不参与市场交易）。

按照《陕西省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（陕发改价格〔2025〕1491号）要求，新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场。具备进入商业运营相关条件的新能源项目（含

分布式新能源），满足功率预测、自动发电控制等技术准入条件的以“报量报价”方式参与，不满足技术准入条件的接受实时电能量市场形成的价格。“报量报价”方式参与的新能源项目可按自然年为周期自愿选择是否参与日前市场结算。

已参与中长期交易的地县调市场化机组，具备自动发电控制等技术准入条件的可选择以“报量报价”方式参与，不具备技术条件的接受实时电能量市场形成的价格。已获得容量电费的地区小电源原则上应当参与现货市场。

其余未参与现货市场的直流配套电源、自备电厂、水电、地区小电源以及特殊机组等作为电能量市场出清的边界条件。

2. 用户主体

已取得中长期交易合同的售电公司（含保底售电公司）、直接参与中长期交易的电力批发大用户以“报量不报价”方式参与。代理购电工商业用户接受实时电能量市场形成的价格。

3. 独立储能

具备进入商业运营相关条件的独立储能，满足自动发电控制等技术准入条件的可选择以“报量不报价”方式参与，不满足技术准入条件的以“自调度”方式参与。现货市场连续运行期间，独立储能暂时仅参与日前电能量市场出清，实时电能量市场原则上执行日前市场出清计划。

4. 虚拟电厂

已在陕西电力交易中心市场注册生效、且通过负荷管理中心

能力测试的虚拟电厂，满足调度机构“可观、可测、可调、可控”等技术准入条件的以“报量报价”方式参与。现货市场连续运行期间，“日前响应型”虚拟电厂仅参与日前电能量市场出清，实时电能量市场原则上执行日前市场出清计划。

2026年1月1日起，新完成市场注册的各类经营主体如在每月20日前的最后一个工作日已参与中长期交易，或向交易中心申请只参与现货交易不参与中长期交易，且经电网企业确认符合计量结算等相关要求，则自次月起正式参与电力现货市场。新投产统调内用公网火电机组经电网企业确认符合计量结算等相关要求，原则上自具备进入商业运营相关条件及技术条件之日起正常参与日前电能量市场申报，纳入现货市场参与范围。如遇交易时序、工作流程等发生变化，陕西电力交易中心提前10个工作日对外发布通知。

（四）实施方案

1. 交易出清

（1）电能量现货交易出清

调度机构采用“全电量申报、集中优化出清”的方式，组织日前及实时电能量市场出清工作，每日00:15至24:00每15分钟设置一个交易出清时段，共计96个交易出清时段。

电能量现货市场运营以社会福利最大化或全网发电成本最小化为目标，以负荷预测、新能源预测、联络线送受电计划、市场主体量价申报信息、机组运行参数、线路运行参数等作为输入

信息，以“关中控煤”政策性约束作为统调内用公网火电机组启停方式安排的重要边界条件，统筹考虑省内及西北区域发用平衡、备用及调频需求、机组约束、电网安全约束等条件，通过优化出清得到现货市场交易结果，包括发电计划曲线、分时电价和节点电价。

（2）调频辅助服务交易出清

省内调频辅助服务指发电企业、新型经营主体通过自动发电控制装置（AGC）自动响应区域控制偏差（ACE），按照一定调节速率实时调整有功功率，满足 ACE 控制要求的服务。

调度机构采用日前预出清、日内分小时出清并实时调用的组织模式。调频辅助服务提供者在日前申报 AGC 单元调频容量及调频里程价格，其量价申报信息封存至实际运行日，实际运行时根据电力系统频率、联络线功率控制需求，实时出清并调用。

2.交易申报

现货市场连续运行期间，各市场主体应于竞价日（运行日的前一个法定工作日）交易申报截止时间前通过陕西电力交易平台完成运行日的市场信息申报工作。各市场主体应于 2025 年 12 月 29 日前完成基础运行参数和缺省市场信息的填报或更新，基础运行参数包括上/下调爬坡速率、厂用电率（用于折算日前电能量市场结算分时电力曲线）、启停机曲线等，缺省市场信息包括量价曲线、启动费用、96 点可调出力上下限等。其中，厂用电率未按时申报的，取全省已申报的同类型机组厂用电率平均值；缺省量价

曲线未按时申报的，将其可申报容量全部设置为现货市场申报价格下限。

现货市场连续运行期间，基础运行参数和缺省市场信息允许于每季度末变更一次（供热机组相关信息允许于供热期切换当月变更一次），市场主体可向市场运营机构提出变更申请，经审核同意后生效。

（1）电能量现货交易申报

参与申报的发电侧主体、独立储能应以机组/场站/电站为单位申报交易信息，未按时申报时以缺省信息参与电能量现货市场出清；虚拟电厂原则上应以完整自然月为单位，基于所处 330 千伏节点的交易单元申报交易信息，未按时申报时按照“普通售电公司”身份参与电能量现货市场；售电公司、批发大用户应申报代理用户或自身运行日的用电需求曲线（运行日每 15 分钟内的平均用电负荷），条件具备后设置其现货申报电力限额与中长期分时购电电力限额保持一致，未按时申报时以其持有中长期合约分解曲线作为缺省申报。依据《陕西省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（陕发改价格〔2025〕1491 号），自 2026 年 1 月 1 日起，现货市场申报价格上限、下限调整为 1000 元/兆瓦时、0 元/兆瓦时，市场主体申报的价格不得超过市场限价。市场出清及结算价格的限价范围按申报价格限价范围执行。

具体申报要求按照本方案所附陕西电力现货市场交易实施细则有关条款执行。

（2）调频辅助服务交易申报

发电企业、新型经营主体以 AGC 控制单元进行申报，同一家调频辅助服务提供者拥有多个调频单元时，需分别进行申报。已获得容量电费的统调内用公网火电企业，原则上应作为调频服务提供者每日提交交易申报信息，未按时或未按照要求申报时以其调频容量上限和调频里程价格上限作为缺省申报。

具体申报要求按照本方案所附陕西电力调频辅助服务市场实施细则有关条款执行。

3. 组织流程

（1）日前交易组织

竞价日 08:00 前，各新能源场站完成次日 96 点预测发电曲线报送。

竞价日 09:00 前，市场运营机构按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9 号）所要求的时间节点、披露内容以及披露范围要求，发布事前市场边界信息。

竞价日 09:30 前，各市场主体按规则完成日前电能量现货市场、调频辅助服务市场交易信息申报。

竞价日 10:30 前，形成运行日（D）火电机组预启停计划安排，满足省内及西北区域统一平衡以及陕北、陕南火电机组“应开尽开”、关中火电机组“应停尽停”等要求；进而按照调频辅助服务市场预出清、安全约束经济调度（SCED）的优化时序完成省内日前市场预出清，得到省内日前市场预平衡结果及日前调频辅助服

务市场预出清结果。

竞价日 11:00 前，市场运营机构按规定发布省内日前市场预平衡结果，组织市场主体参与日前省间现货市场和日前西北区域各类短期市场。如遇周末、节假日等需配合组织多日日前省间短期交易的情况，该竞价日对应的第一个运行日将发布省内日前市场预平衡结果，其余运行日将发布省内日前计划预平衡结果。

竞价日 15:30 前，市场运营机构接收省间现货市场和西北区域各类短期市场出清结果和最终联络线计划。

竞价日 18:00 前，综合考虑市场成员申报信息、运行日的电网运行边界条件、电网和机组运行约束条件，开展日前调频辅助服务市场与日前电能量市场的终出清，出清结果包括机组开停方式、机组发电曲线、独立储能充放电曲线、虚拟电厂发用电曲线、分时节点电价、中长期统一结算参考点分时电价、调频中标容量等信息。

竞价日 22:00 前，发布省内日前电能量市场出清结果。

以上组织时序为标准工作日流程时序，若竞价日的省间联络线计划下发时间延迟，后续日前市场正式出清时间将依次顺延。

（2）实时交易组织

实时电能量交易、实时调频辅助服务交易基于日前封存的市场主体电能量、调频容量量价申报信息组织开展。

运行日 T-120 分钟至 T-30 分钟（交易时段起始时刻为 T，下同），市场运营机构组织市场主体参与日内省间现货市场和日内西

北区域各类短期市场。

运行日 T-30 分钟前, 现货市场技术支持系统读取 T 时刻超短期负荷预测, 最新省间联络线送受电计划, 超短期新能源预测, 线路、变压器及断面实时限额、输变电设备及机组状态等信息, 作为实时市场出清计算的边界和约束条件, 结合市场主体日前申报量价信息, 准备开始下一交易时段现货市场出清计算。

运行日 T-30 分钟至 T-15 分钟, 开展调频辅助服务市场出清调用, 确定下一个整点时段中标调频辅助服务的市场主体, 并开展实时电能量市场安全约束经济调度 (SCED) 出清计算。

运行日 T-15 分钟前, 出清形成 T 至 T+120 分钟的实时出清价格以及各机组/场站的实时发电计划, 并通过技术支持系统将实时发电计划下发至各发电机组执行。

(3) 事后发布及结算

D+1 日: 市场运营机构发布 D 日实时电能量市场的量价出清结果。

D+1 日: 电网企业向陕西电力交易中心提交 D 日发用两侧实际分时计量电量数据。

D+6 日: 陕西电力交易中心发布 D 日日清分预结算结果。

D+7 日: 市场主体确认 D 日日清分预结算结果。

确因发、用两侧分时电量、日电量数据存在争议或因优先保障月度结算时效, 结算依据发布时间将根据有关数据争议处理情况予以顺延。

4. 市场力监测与管控

市场力又称市场操纵力，其表示发电主体改变市场价格使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。陕西采用剩余供给指数（RSI）作为各发电集团的市场力指标，市场初期其定义为除去该发电集团统调内用并网公网火电机组外，省内其余发电集团统调内用并网公网火电机组总发电能力与相应市场总需求的比值，某发电集团的剩余供给指数越小，表明其控制市场价格的能力越强。

为避免具有市场力的发电集团操纵市场价格偏离正常水平，现货市场连续运行期间常态化对具备市场力且排名前四（Top-4）的发电集团开展市场力监测与管控，当发电集团剩余供给指数低于1时，视该发电集团具备市场力。具体市场力监测及管控方式按照本方案所附陕西电力现货市场交易实施细则有关条款执行。日前采取市场力管控措施后得到的市场出清结果作为日前市场的结算依据，实时市场将按照日前市场最终替换后的报价进行出清。

现货市场连续运行期间常态化开展市场力获利回收。定义市场力溢价率=（某一发电集团报价替换前日前加权均价-某一发电集团报价替换后日前加权均价）/原始日前加权均价。按月统计各发电集团触发市场力管控措施后的市场力溢价率，若月内某一发电集团有两个及以上运行日的市场力溢价率大于20%，则将该发电集团下属统调内用公网火电企业相应运行日的中长期与实时24时分时偏差获利（含允许偏差范围部分）均予以回收，价差按

照该火电发电企业实时节点电价的分时加权均价与所有火电发电企业日中长期净售出合同的分时加权均价的差值计算，不设置调整系数，相应运行日不再纳入月度中长期超额及缺额获利回收计算。

自 2026 年 1 月 1 日起，在触发市场力管控措施的运行日，对统调内用公网火电机组报价进行同质性测试，当不同电厂间机组申报价格相似度超过基准阈值（暂取为 99%）时，视为未通过同质性测试。后续视市场运营情况，对长期触发市场力管控且未通过报价同质性测试的火电机组、发电集团采取进一步管控措施。具体同质性测试方式按照本方案所附陕西电力现货市场交易实施细则有关条款执行。

5. 调度执行

（1）整体要求

现货市场连续运行期间，日前电能量市场出清的发用电计划实际下发，独立储能、“日前响应型”虚拟电厂实时环节按照日前出清计划执行；实时电能量市场基于实时边界条件，考虑电网实际运行状态和物理约束，形成实时市场出清结果，并将每 15 分钟出清的发电出力值下发至机组实际执行。相关市场主体应密切关注场站端自动发电控制（AGC）系统指令，确保跟随实时发电计划执行，中标调频辅助服务的市场主体需确保跟随调节指令足额提供二次调频能力。

（2）“关中控煤”政策执行

现货市场连续运行期间，统调内用公网火电机组基于“控煤优先”原则参与机组组合优化。全网统调内用公网火电机组按照所处区域划分为陕北陕南与关中两类机组群。实际运营环节，调度机构依据省内电力电量平衡及西北电网统一平衡要求，结合关中地区规上工业煤炭消费总量控制进度，将全省启停机容量需求分解至陕北陕南、关中两个区域，并分区域开展可靠性机组组合优化，形成各区域内部的机组竞价启停结果。可靠性机组组合环节应统筹考虑保安全、保供应、促消纳、保民生等实际需求，及时设置必开必停机组（群），同时落实《关于加强燃煤发电机组深度调峰安全风险管理的通知》（陕发改运行〔2023〕1420号）文件精神，合理管控机组日内启停及日内切换频次，防范机组设备因频繁启停所带来的安全风险。

各区域机组启停方式确定后，通过 SCED 程序优化计算形成各机组日前、实时出清结果的现货市场出清过程不受“关中控煤”约束影响。

针对陕北、陕南火电机组与关中火电机组的差异化启停机情况，组织实施统调火电发电收益双向补偿，具体补偿方式按照本方案所附陕西电力市场结算实施细则有关条款执行。现货市场连续运行期间，经考虑电煤运输成本相关影响，统调火电发电收益双向补偿调节系数暂调整至 0.42，即针对停机备用时长较平均水平增加所对应的电量减发价差损失、停机备用时长较平均水平减少所对应的电量增发价差损失，统一按照 42%比例予以补偿。

（3）外送必开机组

为贯彻落实 2026 年陕电外送目标，对于参与 2026 年省间中长期外送交易的统调内用公网火电机组，若某一运行日其省间中长期日外送电量占全天基准发电量（暂按机组额定出力 $\times 24 \times 65\%$ 计算）的比例超 45%，且其午间时段（9:00-16:00）省间中长期外送平均电力占机组额定出力的比例超 30%，则在该运行日的日前环节设置该机组为外送必开机组。外送必开机组不纳入日前必开补偿范围。

（4）新能源调度管理

为确保市场公平竞价博弈，同时兼顾新能源的优先消纳利用，现货市场连续运行期间按照以下原则实施新能源发电的调度控制：

1) 尊重市场竞价出清结果，新能源日前、实时发电计划基于日前、实时市场出清结果下达。其中，实时发电计划将结合电网运行边界变化、新能源实际发电与出清结果偏差、新能源响应执行情况等进行动态校核与滚动修正。

2) 实时发电计划滚动下达期间，调度机构负责监测电网运行边界变化及相应的新能源消纳空间变化，包括因负荷高于计划、新能源低于计划、抽蓄（储能）下网高于计划、调频火电仍有下调空间、联络线较送出计划负偏、断面富余、调峰不受限等新能源消纳空间增加的情况，以及负荷低于计划、新能源高于计划、抽蓄（储能）下网低于计划、调频火电无下调能力、联络线较送

出计划正偏、断面满载、调峰受限等新能源消纳空间减少的情况。

3) 调度机构负责监测新能源发电计划执行、AGC 指令响应等运行情况。通过计算新能源场站实际发电与实时市场出清结果间的偏差率(以下统称为“实时执行偏差率”),对新能源场站发电优先级进行排序,作为实时发电计划调整的依据,排序靠前、欠发严重的场站先发后减,排序靠后、超发严重的场站后发先减,确保各新能源场站基于自身累计实时市场出清结果公平发电。当新能源消纳空间增加、需调增新能源出力时,依次按照最大上调节步长分配调增量,直至调增总量被完全覆盖;当新能源消纳空间减少、需调减新能源出力时,依相反次序按照最大下调节步长分配调减量,直至调减总量被完全覆盖。

4) 为最大化利用新能源消纳空间,每个指令周期内将对新能源场站响应分配调增量的实际执行情况进行统计,对上调节响应增量未达到分配调增量百分比阈值(暂取 30%)的场站,标记其为“上调节不跟踪”场站。“上调节不跟踪”的场站认定为发电能力已达最大,其预分配空间将转移至其他场站。“上调节不跟踪”场站在后续指令周期不再以最大上调节步长参与调增量分配,直至通过 AGC 系统上调节响应测试为止。

5) 分配新能源调增总量时,各新能源场站的调增上限需与自身报价以及当前时段的实时出清价格相匹配。具体原则包括:当新能源场站实时出清价格为现货申报价格下限时,其调增上限不得超过其各报价段等于现货申报价格下限所对应的出力上限值;

当新能源场站实时出清价格高于现货申报价格下限时，其调增上限不得超过其各报价段低于实时出清价格所对应的出力上限值；因自身报价原因产生弃电并进行节点边际定价的新能源场站，原则上不参与调增量分配。

6) 现货市场连续运行期间，各新能源场站实时执行偏差率以年为单位持续累计统计，年内不进行阶段性清零。新能源实时发电计划指令调整推送的最短时间周期为1分钟，新能源实时执行偏差率滚动计算以及排序更新的最短时间周期为5分钟。

7) 统调新能源场站原则上均应按有关规定配置自动发电控制（AGC）功能并投入AGC遥控模式，严格执行调度自动化系统推送的实时发电计划。对AGC功能长期异常的存量新能源场站以及未在首台风机（或逆变器）并网后三十日内完成AGC调试的新并网新能源场站，按照西北区域“两个细则”不具备AGC功能相关条款进行严格考核。

8) 为进一步规范新能源调度管理、维护电网运行及现货市场秩序，引导新能源场站提升功率预测精度与AGC指令响应执行能力，现货市场连续运行期间对新能源场站日前短期及实时超短期预测异常、可用功率异常、限电执行异常等指标进行重点监测并采取调度管理措施。各类异常行为的判定方式如下：

A. 新能源日前短期预测异常。对每日日前现货价格最低的40个时段（折合10小时）、最高的24个时段（折合6小时），分别统计相应时段内日前短期预测与实时可用功率间的积分偏差电

量，并进行累计统计，形成各新能源场站低价、高价时段的累计偏差电量。其中，低价或高价时段的累计偏差电量折算偏差小时数（累计偏差电量绝对值除以装机容量，下同）大于阈值（风电暂取 25 小时、光伏暂取 20 小时）时，则判定为异常行为。

B. 新能源实时超短期预测异常。对每日实时现货价格最低的 40 个时段（折合 10 小时）、最高的 24 个时段（折合 6 小时），分别统计相应时段内实时超短期预测与实时可用功率间的积分偏差电量，并进行累计统计，形成各新能源场站低价、高价时段的累计偏差电量。其中，低价或高价时段的累计偏差电量折算偏差小时数大于阈值（暂取 15 小时）时，则判定为异常行为。

C. 新能源可用功率异常。每日对实时弃电率超过 30% 的新能源场站轮询开展可用功率核查：基于新能源场站申报可用功率推送实时指令计划，若在允许时间内（暂取“理论调整时长+1 分钟”，理论调整时长按照标准调整速率“10% 装机容量/分钟”计算）实际出力达到申报可用功率的 95% 及以上则视为核查通过，反之视为核查未通过；此外，如测试期间可用功率下降超过 30%，同样视为核查未通过。核查未通过的场站下一次继续参与轮询核查。各新能源场站可用功率核查未通过次数进行累计统计，累计未通过次数超过阈值（暂取 3 次）时，判定为异常行为。

D. 限电执行异常。每日对新能源场站的限电时段，统计场站实际发电电力高于限电指令的限电超发电量，并进行累计统计。限电超发电量是指 AGC 每次下发限电指令期间，实际功率高于

指令目标功率叠加允许偏差范围（风电暂取 2% 装机容量、光伏暂取 1% 装机容量）的正偏差积分值。其中，限电超发电量折算偏差小时数大于阈值（暂取 4 小时）时，则判定为异常行为。

9) 现货市场连续运行期间，新能源场站在正常运行方式下，年内判定发生日前短期及实时超短期预测异常、可用功率异常、限电执行异常等任意行为一次时，相关新能源场站在判定次日全天按最小允许出力（装机容量的 10%）运行；发生两次时，相关新能源场站在判定后十日全天按最小允许出力（装机容量的 10%）运行；发生三次及以上时，相关新能源场站在判定后三十日全天按最小允许出力（装机容量的 10%）限制。对 AGC 功能连续异常达三十日的存量新能源场站，以及未在首台风机（或逆变器）并网后三十日内完成 AGC 调试的新并网新能源场站，自第三十一日起全天按最小允许出力（装机容量的 10%）限制，直至 AGC 功能恢复正常或完成 AGC 调试为止。以上出力限制期间产生的受阻电量按照不满足并网技术要求条款纳入特殊原因受阻电量统计。

10) 用于新能源异常行为判定的各类指标数据以年为单位持续累计统计。判定发生异常行为后，相关指标数据在出力限制起始日 0:00 进行清零，并重新进行累计统计。

6. 市场结算

(1) 结算基本要求

结算模式：电能量批发市场原则上采用“双偏差”模式结算，

即中长期合同电量按合同价格结算，日前出清电量与中长期合同电量的差值按日前市场节点价格/日前市场统一结算点价格结算，实际上网电量/用电量与日前出清电量的差值按实时市场节点价格/实时市场统一结算点价格结算；发电企业、批发交易用户未参与日前申报，或新能源发电企业自愿选择不参与日前结算时，按照“单偏差”模式结算，即中长期合同电量按合同价格结算，实际上网电量/用电量与中长期合同电量的差值，按实时市场节点价格/实时市场统一结算点价格结算。

结算周期及时段：批发市场经营主体“日清月结”，原则上以15分钟为一个基本计量、清分及结算时段，按日对已执行的成交结果进行量价清分，月度结算结果应是日清分结果的累计值叠加按自然月结算的相关科目，按自然月为周期进行结算。零售用户“月清月结”，原则上按月以每小时为一个结算时段，以自然月为周期进行结算。

结算价格：发电企业采用机组所在节点边际电价结算、批发交易用户（直接参与交易的大用户及售电公司）采用统一结算点电价结算；零售用户按零售合同约定的价格结算。各类中长期合约、现货市场形成的电能量价格中均包含环保电价，各机组市场化电量对应的环保电价不另行结算。

（2）发电企业电能量电费结算

火电发电企业以场站为单位建立结算单元（若存在同一场站下不同机组分属不同法人主体的，应分开建立结算单元），其在现

货市场中按机组出清的电量按结算单元合并，结算电价取各机组出清电价的加权均价（出清电量全部为零时，取各机组出清价格的算术平均值），并按场站出具结算依据。新能源发电企业以分期为单位建立结算单元，各结算单元现货价格取其在现货市场中按场站出清的价格，并按场站出具结算依据（不同分期分属不同法人主体的，分开结算并分开出具结算依据）。

发电企业电能量电费包含中长期合约电费、日前电能量电费、实时电能量电费以及调平电量电费。

发电企业电能量电费=中长期合约电费+日前电能量电费+实时电能量电费+调平电费；

中长期合约电费=Σ（中长期合约电量×中长期合约电价）；

日前电能量电费=Σ[（日前出清电量-Σ中长期合约电量）×日前市场节点边际电价]；

实时电能量电费=Σ[（实际上网电量-日前出清电量）×实时市场节点边际电价]；

调平电费=（月度实际上网电量-Σ分时上网电量）×同类型电源月度实时现货市场均价。

燃煤发电企业最终结算电价（含市场运营费用分摊）超过“燃煤发电基准价+上浮 20%”范围的，按照“燃煤发电基准价+上浮 20%”结算，以年度为周期进行清算。

省内中长期合约电量为现货运行日（D 日）发电企业所有市场化合约的分时曲线累加，用于该发电企业中长期结算。省间交

易以实际物理电量视为省间中长期交易合同售出(或购入)电量,省内结算以省间实际结算结果为边界,按照日实际省间调度执行结果曲线结算。

已参与现货市场申报出清的分批次并网发电企业,其存在当月分批次新并网机组时,已参与现货出清的机组当月不开展日前结算。

统调水电作为电能量市场出清的边界条件按月不分时结算,其中长期合约按合约价格结算。统调水电应结合自身历史发电情况、近期来水情况、纳入优先发电计划情况合理参与中长期交易申报。统调水电的正偏差电量(即实际上网电量大于中长期合同电量)按照其当月月度净售出交易合同加权平均价的1倍结算;负偏差电量(即实际上网电量小于中长期合同电量)未超出其当月实际上网电量5%的,按照其当月月度净售出交易合同加权平均价的1倍结算;超出其当月实际上网电量5%的,按照其当月月度净售出交易合同加权平均价的1.1倍结算。

已参与中长期交易,暂不具备分时计量条件的发电企业按月总结算,其中长期合约按合约价格结算,月度实际上网电量与中长期合约电量的偏差,按同类型电源月度实时现货市场均价结算;具备分时计量条件后,执行市场统一规则。

已在电力交易平台注册生效,未参与市场交易申报的分布式新能源可按月总结算,结算价格按政府有关文件及配套细则执行;未参与市场交易申报的集中式新能源,暂不具备分时计量条件时

按月总结算，月度实际上网电量按同类型电源月度实时现货市场出清均价结算、具备分时计量条件后，执行市场统一规则（若其不具备节点电价条件，每日各时点上网电量按同类型电源对应时段实时现货市场均价结算）。

按照政府有关文件要求应入市的新投发电机组转商运后无合同电量按照其所在节点实时现货价格结算（若其不具备节点电价条件，每日各时点上网电量按同类型电源对应时段实时现货市场均价结算）。因其自身原因未按期转商运的（含配套新能源），按照国家有关文件要求的调试期价格开展调试电量清算，调试价格低于结算价格的部分予以回收；高于结算价格的部分，由该发电企业承担违约责任。

应急备用机组调用期间上网电量结算价格按照陕西省价格主管部门文件执行。

配套新能源省间送出超、少发电量按日分 96 点结算，其为机组上网电量与省间执行电量的差值，均按照省内同类型电源实时现货市场均价结算，因结算价格与其省间合同价格差值产生的获利按日每小时全部回收。配套新能源转商运后无省间交易合同，其上网电量全部视为超发电量，暂不具备分时计量条件时，按省内同类型电源月度实时现货市场均价结算，具备分时计量条件后，按日同类型电源分时实时现货均价结算。配套新能源超发电量参与省内有关市场运营费用的分摊或分享，少发电量不参与。

（3）批发交易用户电能量电费结算

批发交易用户以经营主体为单位建立结算单元，若批发交易用户存在不同用电类型的，及直接参与交易的大用户存在不同电网企业用电户号的，均应分开建立交易单元参与批发市场交易，结算时同步分开结算，并分别出具结算依据。

批发交易用户电能量电费包含中长期合约电费、日前电能量电费、实时电能量电费以及调平电能量电费。日前出清电量与中长期合约电量的偏差按日前市场统一结算点电价结算，实际用电量与日前出清电量的偏差按实时市场统一结算点电价结算。

批发交易用户电能量电费=中长期合约电费+日前电能量电费+实时电能量电费+调平电费；

中长期合约电费= Σ (中长期合约电量×中长期合约电价)；

日前电能量电费= Σ [(日前出清电量- Σ 中长期合约电量) ×日前市场统一结算点电价]；

实时电能量电费= Σ [(实际用电量-日前出清电量) ×实时市场统一结算点电价]；

调平电费= (月度实际用电量- Σ 分时实际用电量) ×月度实时市场发电侧月度所有时点节点电价加权均价。

省内中长期合约电量为现货运行日 (D 日) 批发交易用户所有市场化合约的分时曲线累加，用于该主体中长期结算。省间交易以实际物理电量视为省间中长期交易合同购入(或售出)电量，省内结算以省间实际结算结果为边界，按照日实际省间调度执行结果曲线结算。

已参与中长期交易，但暂不具备分时计量条件的批发交易用户按月结算，其中长期合约按合约价格结算，月度实际用电量与中长期合约电量的偏差，按批发交易用户月度实时统一结算点均价结算。具备分时计量条件后，执行市场统一规则。

（4）零售用户电能量电费结算

零售用户结算按照政府有关文件及《陕西省电力零售市场交易细则（2025年10月修订版）》有关条款执行。具体公式按照本方案所附陕西电力市场结算实施细则有关条款执行。

（5）电网企业代理购电结算

电网企业代理购电工商业用户、居民农业（含线损）的偏差电量分开核算。电网企业代理工商业用户偏差电量按月分96时结算，结算价格为各对应时段月度实时现货市场加权均价。居民、农业及线损产生的市场偏差电量按月分24时结算，结算价格为各对应时段月度实时现货市场加权均价，电网企业为保障居民、农业价格稳定产生的新增损益（含偏差电费），按月由全体工商业用户分摊或分享。

（6）新型经营主体

按照《陕西省新型储能参与电力市场交易实施方案》、《陕西省新型储能参与市场实施细则》等最新规则条款，独立储能按充电状态和放电状态分别结算。实际充电电量按照电力市场用户侧结算规则结算，实际放电电量按照电力市场发电侧结算规则结算。

虚拟电厂参与电力市场，按照《创新支持虚拟电厂参与电力

市场 促进高质量发展实施方案》中有关结算条款执行，后续有新出台的政策、规则按最新要求执行。

新型经营主体参与市场与其他经营主体享有平等的市场地位，并按有关规定公平承担偏差结算和不平衡资金分摊等相关费用，缴纳输配电价、系统运行费用和政府性基金及附加等。

（7）市场运营费用

市场运营费包括成本补偿类费用、市场调节类费用以及市场平衡类费用，均以月度为周期进行分摊。

成本补偿费用包括机组启动补偿费用、机组运行补偿费用、统调火电发电收益双向补偿费用，按照本方案所附陕西电力市场结算实施细则有关条款执行。

市场调节费用包括火电中长期合同超额及缺额获利回收、新能源中长期合同超额及缺额获利回收、用电侧主体中长期合同超额及缺额获利回收、新能源日前曲线偏差获利回收、批发交易用户日前曲线偏差获益回收等，具体如下：

火电中长期合同超额及缺额获利回收：火电发电企业月度各时间区间中长期交易净售出合同电量较实际上网电量超出合理范围的偏差电量按价差的 h 倍予以回收，价差按照当月对应时间区间该火电发电企业实时节点电价加权均价与所有火电发电企业中长期月度净售出合同的加权均价的差值计算。暂定调整系数 $h=1.05$ 。该项费用以场站为单位计算。燃煤发电机组因“深调促消纳”造成的合理范围内的偏差免于回收，合理偏差范围=分时下调

节空间/分时实际上网电量。其中，分时下调节空间为燃煤发电机组正常并网运行状态下每小时深调容量对应的月累积分电量，深调容量= $\max\{\text{发电机组容量} \times 40\% - \text{发电机组申报最小可调出力}, 0\}$ ，机组并网运行状态及深调容量按月每 15 分钟统计，机组故障缺陷、启停机过程等相应时段不纳入并网运行状态统计。

新能源中长期合同超额及缺额获利回收：新能源场站月度各时间区间中长期交易净售出合同电量较实际上网电量（剔除机制电量）超出合理范围的偏差电量按价差的 h 倍予以回收，价差按照当月对应时间区间该新能源场站实时节点电价加权均价与所有新能源中长期月度净售出合同的加权均价的差值计算。暂定调整系数 $h=1.05$ 。存量发电机组的各时段机制电量，按政府有关文件要求的比例在各时段上网电量中扣除；增量发电机组的机制电量，按实际机制电量占实际上网电量的比例取整后，在各时段上网电量中扣除。该项费用以场站为单位计算。

用电侧主体（即直接参与交易的用户、售电公司、电网代理工商业用户购电、虚拟电厂，下同）中长期合同超额及缺额获利回收：用电侧主体月度除午间时间区间外的各时间区间中长期交易净购入合同电量较实际用电量超出合理范围的偏差电量按价差的 h 倍予以回收；午间时间区间中长期交易净购入合同电量较实际用电量超出合理范围上限的偏差电量按价差的 h 倍予以回收；回收价差按照当月对应时间区间该用电侧主体实时市场结算电价的加权均价与所有用电侧主体中长期交易净购入合同加权均价的

差值计算，暂定调整系数 $h=1.05$ 。午间时间区间中长期交易净购入合同电量较实际用电量超出合理范围下限的，按小时开展分时段回收，各时段中长期合同签约比例较午间区间要求最低比例的偏差不得超过 5%，超出电量按价差的 h 倍予以回收，回收价差按照当月对应时段该用电侧主体实时市场结算电价的加权均价与所有用电侧主体中长期交易净购入合同加权均价的差值计算，暂定调整系数 $h=1.05$ 。

以上中长期合同超额及缺额获利回收的时间区间、合理签约比例区间等参数规定详见《陕西省 2026 年电力市场化交易实施方案》(陕发改运行〔2025〕1707 号)。

新能源日前曲线偏差获利回收，指自愿选择参与日前结算的新能源场站每日每小时日前出清电量与其该时段实际上网电量的偏差，超出该时段实际上网电量允许偏差范围 (V_1) 的，将允许偏差范围外的价差收益回收，价差按照每日每小时该新能源场站日前节点电价加权均价与其对应时段实时节点电价加权均价的差值计算。现货市场连续运行期间，暂定光伏允许偏差范围 $V_1^p = \pm 30\%$ ，风电允许偏差范围 $V_1^w = \pm 35\%$ ，新能源发电企业日前出清或实际运行中出现弃电的时段免于回收。考虑新能源出力较低时预测偏差较大，当该时段实际出力平均值小于等于装机容量的 10% 时，光伏、风电超额获利回收约束条件分别放宽至 $\pm 40\%$ 、 $\pm 45\%$ 。该项费用以场站为单位计算。

批发交易用户日前申报曲线偏差获益回收费用，为自主参与

日前申报结算的批发交易用户在日前市场中申报的每日每小时用电需求曲线与其实际用电曲线之间的偏差，超出对应时段实际用电曲线允许偏差范围 V_2 的，将允许范围外的偏差电量按价差的 h 倍予以回收，价差按照批发交易用户实时市场与日前市场每小时统一结算点均价的差值计算。现货市场连续运行期间，暂定允许偏差范围为 $V_2=\pm 5\%$ ，调整系数 $h=1.05$ 。

对暂不具备分时计量条件，按照月度电量结算的经营主体开展中长期超额获利回收。其中长期净合同电量以外的偏差电量，因偏差电量结算价格低于（或高于）同类型电源、批发交易用户中长期净合同均价产生的超额获利，全部予以回收。

涉及市场经营主体自身日前、实时均价计算时，如遇时段内各时点出清电量、实际上网电量/用电量均为零时，该时段均价取各时点价格的算术平均值；涉及中长期市场净合同均价计算时，均不含绿电环境价值权益；回收价格的绝对值超出现货市场申报价格上限的，按上限执行，2025年据此执行；同类型电源市场均价计算时，均不含配套电源。

市场平衡费用包括省间双轨制平衡费用、合约阻塞平衡费用以及结构平衡费用，具体如下：

省间双轨制平衡费用为因月内开展的各类省间短期外送交易，在省内按现货市场价格结算，在省间按省间交易价格结算，两者产生的费用偏差，公式如下：

$$R_{\text{省间双轨制}} = Q_{\text{短期外送}} \times (P_{\text{省间结算}} - P_{\text{实时均价}})$$

合约阻塞费为节点电价下中长期合约阻塞引起的购售电成本变动，产生阻塞不平衡费用，公式如下：

$$R_{\text{合约阻塞费}} = \sum Q_{\text{中长期合约},i,t} \times (P_{\text{中长期结算参考点},t} - P_{\text{日前(实时)},i,t})$$

结构平衡费用为计划与市场双轨、发用两侧偏差电量结算价格差异等原因产生的发用两侧电费偏差，计算公式如下：

$$R_{\text{市场结构平衡费用}} = R_{\text{总平衡费用}} - R_{\text{省间双轨制}} - R_{\text{合约阻塞费}}$$

$$R_{\text{总平衡费用}} = C_{\text{用户侧市场总偏差电费}} - R_{\text{发电侧市场总偏差电费}}$$

$$C_{\text{用户侧总偏差电费}} = C_{\text{市场化用户偏差结算电费}} + C_{\text{电网代理购电偏差结算电费}} + C_{\text{非市场用户市场化偏差结}}$$

算电费

$$C_{\text{非市场用户市场化偏差结算电费}} = \sum [(Q_{\text{非市场用户实际用电量},t} - Q_{\text{优先电源预测电量},t} - Q_{\text{公司外购电量},t} - Q_{\text{市场化合约电量},t} - Q_{\text{调试电量},t}) \times P_{\text{月度实时},t}]$$

$Q_{\text{短期外送}}$ 为省间无法清分至各发电企业的短期临时等外送电量； $P_{\text{省间结算}}$ 为省间短期电量月度结算均价； $P_{\text{实时均价}}$ 为省内实时市场月度所有时点的节点电价加权均价； $Q_{\text{中长期合约},i,t}$ 为发电机组（场站） i 在 t 时点的中长期净售出合约电量； $P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为 t 时段中长期合约的结算参考点价格，其计算方式按照陕西省最近有关要求执行； $P_{\text{日前(实时)},i,t}$ 为发电机组（场站） i 在 t 时点的日前（实时）出清节点电价。 $Q_{\text{非市场用户实际用电量},t}$ 为居民、农业及线损按典型曲线分解的月度分时实际用电量； $Q_{\text{优先电源预测电量},t}$ 为优发电量月度分时预测电量； $Q_{\text{公司外购电量},t}$ 为电网企业省间外购月度 t 时段实际采购电量（公司外购电量中无执行曲线的，按居民、农业及线损用电典型曲线分解）； $Q_{\text{调试电量},t}$ 为发电企业月度 t 时段调试期电量，按居民、农

业及线损用电典型曲线分解； $Q_{\text{市场化合约电量},t}$ 为电网代理居民农业及线损在市场中采购的月度分时合约电量； $Q_{\text{调试电量},t}$ 为应入市的发电企业按照当月居民、农业及线损的典型用电曲线分解电量； $P_{\text{月度实时},t}$ 为月度现货实时市场发电侧各节点实际上网电量与出清价格的加权平均价。

（8）市场运营费用分摊或分享

成本补偿费用分摊或分享方式，按照本方案所附陕西电力市场结算实施细则有关条款执行。

市场调节类费用中，发用两侧回收费用按照各自回收费用占比优先支付统调火电发电收益双向补偿费用；剩余发电侧回收费用向全体工商业用户返还；剩余用户侧回收费用向发电企业返还。发电企业按照实际上网电量比例分摊或返还；全体工商业用户按其实际用电量比例返还。返还电费纳入交易结算依据。

市场平衡类费用中省间双轨制平衡费用、合约阻塞平衡费用由发电企业按照月度上网电量的比例分摊或分享；结构平衡费用按发电企业、全体工商业用户按实际上网电量和实际用电量比例分摊或返还，分摊或返还电费纳入交易结算依据。

因自身原因未按期转商运的发电企业，清算累计盈余电费向全体工商业用户按结算月实际用电量的比例返还。配套新能源超、少发电量回收的盈余电费，向统调火电发电机组（场站）按月度实际上网电量的比例返还。

上述市场调节类、平衡类费用暂不向未参与交易申报的分布

式新能源、领跑者项目及光伏扶贫、统调水电分摊或返还。

上述涉及向发电企业返还的或分摊的费用均按发生月实际上网电量计算，向工商业用户返还或分摊的费用按结算月当月的实际用电量计算。

省间责任偏差费用分摊及返还、结算查询及调整，按照本方案所附陕西电力市场结算实施细则中有关条款执行。

7. 其他说明事项

1) 现货市场连续运行期间，省内调峰辅助服务市场暂停运行，与电能量现货市场融合，不再设置火电深度调峰、启停调峰等事后补偿机制。

2) 调频辅助服务市场综合调频性能系数由调节速率、调节精度、响应时间三项性能参数加权平均确定。2026年1月1日起，各分项参数以“两个细则”中对应陕西内用性能最优煤电机组类型的标准参数为基准折算，折算后综合调频性能系数最大不超过2.0。

3) 现货市场连续运行期间，针对因保安全、保供应、保消纳、控煤耗、执行西北区域电力电量平衡统一安排等原因调整机组实际启停状态，致使其与日前市场机组启停计划不一致的情况，该机组日前市场出清结果按照实时市场出清结果执行。

4) 现货市场连续运行期间，省间现货市场、西北各类短期交易等省间短期交易业务正常开展，按照对应省间市场规则或实施细则组织省间短期交易申报。省间短期交易市场成员范围与“报量

“报价”参与陕西电力现货市场的发电主体范围保持一致，按照相同更新周期予以确定，省间短期交易结果均反映至省间联络线计划在现货市场出清中予以考虑。

5) 现货市场连续运行期间，“报量报价”参与现货市场的发电主体，应确保电力交易平台所申报日 96 点可调出力上下限，与调度系统所申报日最大最小发电能力曲线保持一致。

6) 现货市场连续运行期间，110 千伏及以下电压等级接入的现货市场主体，包括地区小火电、新能源场站、独立储能、虚拟电厂等，均以其上网/下网所在 330 千伏节点分时电价为自身分时电价进行结算。单个主体同时与多个 330 千伏节点存在上/下网电气连接关系时，取相关 330 千伏节点分时电价的算术平均值作为自身分时电价进行结算。

7) 现货市场连续运行期间，发电企业及电力用户电量数据由电网企业根据计量装置或计量电量数据拟合规则确定，拟合规则在市场规则或方案中予以明确。一是当 D+1 日自动采集数据不完整时，由电网企业根据拟合规则补全电量数据。二是当计量装置计量时段无法满足结算时，由电网企业根据拟合规则补全电量数据。

8) 针对计量装置或接线方式不满足现货结算要求的市场主体，应积极配合电网企业开展相关技术及接线方式改造，现货市场连续运行期间按照确认的日分时电量核算方式执行。

9) 现货市场连续运行期间，市场化用户日实际用电量为抄见

电量扣减非市场化电量部分，变、线损电量纳入月度结算。

10) 市场主体于日分时计量电量数据、日电量数据发布之日起3个工作日内，基于固定模板反馈争议电量信息；电网企业收到争议意见反馈后，于2个工作日内核实处理、反馈结果，并重新推送需更新的电量信息。

三、工作要求

1.各市场主体应高度重视陕西电力现货市场连续运行工作，提前做好岗位人员配置等准备工作，提供必要人力、物力支撑，合理申报现货量价信息，保障试运行工作的可持续性。

2.现货市场连续运行期间，如出现电网设备故障或技术支持系统故障等影响电网安全运行和现货市场正常运转情况时，电力调度机构应按照安全第一的原则，及时采取包括改变火电、新能源、独立储能、虚拟电厂出清计划、调整电网运行方式及输变电设备（断面）控制限额等必要处置措施，优先保障电力系统安全稳定运行。

3.市场运营机构在连续运行过程中发现市场价格大幅波动或部分市场主体出现严重偏离实际的巨额盈亏，市场运营机构经报请省发展改革委同意后，可中止现货市场连续运行工作。若需调整结算结果的，经请示省发展改革委同意后，开展结算方案调整或进行电费追补。

4.现货市场连续运行期间，各市场主体应及时关注信息发布内容，就连续运行过程中存在问题或建议应及时与市场运营机构

进行反馈沟通。本方案中附件暂作为 2026 年陕西电力现货市场连续运行期间的实施细则，实施细则中未明确的或与本工作方案不一致的，按照本工作方案执行。连续运行期间出台最新市场政策、工作方案、运营规则、实施细则等时，按照最新政策、方案、规则或细则要求执行。

5. 市场运营机构应合理安排人员分工、全面做好市场运营保障，确保市场数据交互、出清计算、量价结算、信息披露等满足规定要求，连续运行期间应做好市场出清结果分析，及时发现运行过程中存在的问题并妥善处理。

6. 电网企业、拥有配电网运营权的配售电公司要做好电力用户供电等服务，确保电网安全运行。严格依据《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）向电力用户披露历史用电数据、用电量等用电信息，经电力用户授权同意后，应允许市场主体获取电力用户历史用电数据、用电量等信息，为连续运行提供必要的保障。

7. 严肃调度纪律，发电侧各市场主体连续运行期间应确保在运机组均投入 AGC 远控模式并严格执行调度指令，无故不执行调度指令等行为按照“两个细则”严格考核。

四、工作联系人

（一）省发展改革委 邓航天 029-63913064

（二）市场运营机构及配合部门

调控中心：

现货处	李昀昊	029-81002543
	张 炜	029-81002494
调控处	市场主体值班人员通过调度值班电话咨询	
交易中心:		
交易部	裴力耕	029-81002792
结算部	张宇航	029-81002719
研究部	裴 远	029-81002753
平台支持	苏春辉	029-81002917
营销部:	刘姝玮	029-81003793
省营销服务中心		
发电侧	王昀潇	029-81291205
售电侧	梁 静	029-81291236

咨询分工: 政策规则咨询(现货市场)及日前电能量市场出清: 现货处; 实时电能量市场出清及执行: 调控处; 政策规则咨询(中长期市场): 研究部; 中长期交易组织: 交易部; 电力市场交易结算: 结算部; 交易平台申报及信息披露: 平台支持; 计量采集及电量电费结算: 营销部、省营销服务中心。

附表一

机组运行参数表

序号	参数内容	备注
1	机组额定有功功率	固定参数, 与发电业务许可证保持一致
2	机组核定深调出力	固定参数, 与国家能源局西北监管局印发深调能力认定结果保持一致
3	机组 96 点最大、最小可调出力	需完成缺省申报, 连续运行期间按日申报
4	机组/场站综合厂用电率	固定参数, 可每季度按需提交调整申请, 供热机组可于供热期切换当月按需提交调整申请
5	机组有功功率上调爬坡速率	固定参数, 可每季度按需提交调整申请
6	机组有功功率下调爬坡速率	固定参数, 可每季度按需提交调整申请
7	机组停机至冷态时间及冷态启动时间	固定参数, 可每季度按需提交调整申请
8	机组停机至温态时间及温态启动时间	固定参数, 可每季度按需提交调整申请
9	机组停机至热态时间及热态启动时间	固定参数, 可每季度按需提交调整申请
10	机组典型停机曲线	固定参数, 可每季度按需提交调整申请
11	机组冷、温、热态典型开机曲线	固定参数, 可每季度按需提交调整申请
12	机组冷、温、热态启动工况定义	停机时间 10 小时以内为热态启动, 停机时间 10 小时 (含) 至 72 小时 (含) 为温态启动, 停机时间 72 小时以上为冷态启动
13	最小连续开机时间	固定参数, 可每季度按需提交调整申请, 申报范围为 24-72 小时
14	最小连续停机时间	固定参数, 可每季度按需提交调整申请, 申报范围为 6-24 小时
15	日最大启停次数	固定参数, 可每季度按需提交调整申请

附表二

市场运营参数表

序号	参数内容	参数取值
1	市场申报价格上下限	上限: 1000 元/兆瓦时 下限: 0 元/兆瓦时
2	市场出清价格上下限	上限: 1000 元/兆瓦时 下限: 0 元/兆瓦时
3	调频里程申报价格上下限	上限: 15 元/兆瓦 下限: 0 元/兆瓦
4	机组申报启动费用上限	统调燃煤机组各容量等级的冷态、温态、热态启动费用报价上限为: 100 万千瓦级别机组 (300 万元/次、240 万元/次、180 万元/次); 60-66 万千瓦级别机组 (200 万元/次、160 万元/次、120 万元/次); 30-35 万千瓦级别机组 (110 万元/次、88 万元/次、66 万元/次)。
5	现货市场平衡约束松弛惩罚因子	SCUC/SCED 默认惩罚因子: 500000 节点价格计算默认惩罚因子: 10000
6	现货市场断面约束松弛惩罚因子	SCUC/SCED 默认惩罚因子: 5000000 节点价格计算默认惩罚因子: 10000
7	调频性能系数基准参数	标准调节速率 (涉及 k1): 取带中间储仓式制粉系统的火电机组调节速率, 即每分钟调节机组装机容量的 2.0%; 响应延迟时间限值 (涉及 k2): 取带中间储仓式制粉系统的火电机组 AGC 响应时间要求, 即 40 秒; 调节允许误差 (涉及 k3): 取 AGC 单元额定出力的 1.5%。

附表三

陕西省内统调公网火电机组最小技术出力参数表

序号	调度名称	机组	装机/MW	最小出力/MW
1	宝鸡二厂(二期)	#5 机组	660	132
		#6 机组	660	132
2	彬长电厂	#1 机组	630	189
		#2 机组	630	189
3	秦岭电厂7号机	#7 机组	660	132
4	双河榆横电厂	#1 机组	660	195
		#2 机组	660	195
5	店塔电厂	#1 机组	660	210
		#2 机组	660	210
6	清水川电厂二期	#3 机组	1000	350
		#4 机组	1000	350
7	直罗电厂	#1 机组	660	198
		#2 机组	660	198
8	韩城二厂	#1 机组	600	180
		#2 机组	600	180
		#3 机组	600	180
		#4 机组	600	180
9	蒲城电厂	#3 机组	330	92
		#4 机组	330	92
10	蒲城电厂三期	#5 机组	660	185
		#6 机组	660	185
11	丹江电厂	#1 机组	660	165
		#2 机组	660	165
12	渭河二厂	#3 机组	320	90
		#4 机组	320	90
		#5 机组	300	90
		#6 机组	300	90

13	铜川电厂	#1 机组	600	120
		#2 机组	600	120
14	宝鸡二厂	#1 机组	300	75
		#2 机组	300	75
		#3 机组	300	85
		#4 机组	300	90
		#1 机组	350	98
15	杨凌热电厂	#2 机组	350	98
16	圣地电厂	#1 机组	350	98
		#2 机组	350	108.5
17	青云电厂	#1 机组	350	122.5
		#2 机组	350	122.5
18	麟游电厂	#1 机组	350	115
		#2 机组	350	115
19	怀德电厂	#1 机组	350	105
		#2 机组	350	105
20	乐天电厂	#1 机组	350	122.5
		#2 机组	350	98
21	秦岭电厂 8 号机	#8 机组	660	132
22	略阳电厂	#6 机组	330	125.4
		#7 机组	330	99
23	宝鸡热电厂	#1 机组	330	92
		#2 机组	330	82.5
24	渭河热电厂	#1 机组	300	90
		#2 机组	300	90
25	户县二厂	#1 机组	300	90
		#2 机组	300	90
26	灞桥热电厂	#1 机组	300	90
		#2 机组	300	90
27	沮河电厂	#1 机组	300	150
		#2 机组	300	150
28	新元洁能电厂	#1 机组	300	90

		#2 机组	300	90
29	郭家湾电厂	#1 机组	300	90
		#2 机组	300	100
		#1 机组	300	90
30	清水川电厂	#2 机组	300	90
		#3 机组	350	175
31	锦阳电厂	#4 机组	350	122.5
		#1 机组	660	198
32	锦绣电厂	#2 机组	660	198
		#1 机组	660	165
33	鸿安电厂	#2 机组	350	175
		#2 机组	350	175
34	塞北电厂	#1 机组	350	175
		#2 机组	350	175