

目录

1. 总述	1
2. 适用范围	2
3. 术语定义	2
4. 市场成员	6
5. 日前省内现货交易	7
5.1. 组织方式	7
5.2. 边界条件	9
5.2.1. 日前电网运行边界条件准备	9
5.2.2. 日前机组运行边界条件准备	15
5.3. 市场核定参数	20
5.4. 事前信息发布	20
5.5. 交易申报	21
5.5.1. 发电机组申报交易信息	21
5.5.2. 电力用户申报交易信息	23
5.5.3. 独立储能申报交易信息	23
5.5.4. 虚拟电厂申报交易信息	24

5.5.5. 申报数据审核及处理	26
5.5.6. 缺省申报	26
5.6. 日前电能量市场的交易组织流程	26
5.7. 日前电能量市场出清数学模型	28
5.7.1. 日前安全约束机组组合 (SCUC) 模型	28
5.7.2. 日前安全约束经济调度 (SCED) 模型	37
5.8. 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制	43
5.9. 日前电能量市场安全校核	45
5.10. 日前电能量市场定价	46
5.10.1.发电侧定价	46
5.10.2.用户侧定价	46
5.11. 日前调度计划	47
6. 实时省内现货交易	48
6.1. 组织方式	48
6.2. 边界条件	49
6.2.1. 实时电网运行边界条件准备	49
6.2.2. 实时机组运行边界条件准备	51
6.3. 实时电能量市场的交易组织流程	55
6.4. 实时电能量市场出清数学模型	56
6.5. 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制	56

6.5.1. 必开机组	56
6.5.2. 调试（试验）机组	56
6.5.3. 最小连续开机时间内机组	57
6.5.4. 处于开/停机过程中的机组	57
6.5.5. 一次能源供应约束机组	57
6.5.6. 日前、实时启停状态不一致机组	57
6.6. 实时电能量市场安全校核	58
6.7. 实时电能量市场定价	58
6.7.1. 发电侧定价	58
6.7.2. 用户侧定价	58
6.8. 实时运行调整	59
7. 市场衔接机制	61
7.1. 省内现货市场与省内中长期市场的衔接	61
7.2. 省内现货市场与省间短期交易的衔接	61
7.3. 省内现货市场与省内电力辅助服务市场的衔接	62
7.3.1. 省内现货市场与省内调频辅助服务市场的衔接	62
7.3.2. 省内现货市场与省内调峰辅助服务市场的衔接	63
7.4. 省内现货市场与“关中控煤”执行的衔接	63
8. 市场力监测与管控	64
8.1. 市场力行为识别和处置	65

8.2. 市场力监测与管控措施	67
9. 发电侧偏差考核机制	71
10. 特殊情况处理机制	72
10.1. 保供电时期处理机制	73
10.2. 自然灾害影响期处理机制	73
10.3. 系统出清异常处理机制	73
10.4. 价格异常处理机制	73
10.5. 市场违约行为处罚	74
10.6. 政府特殊管控机制	74
10.7. 市场干预与中止	74
11. 附则	76

1. 总述

为规范陕西电力现货市场有序运行，提升电力资源优化配置效率，促进电力系统的安全稳定运行、电力可靠供应和清洁能源消纳，依法维护电力市场主体的合法权益，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 国家能源局综合司关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118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）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475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 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）、《国家发展改革委办公厅 国家能

源局综合司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）等文件要求，结合陕西省实际，制定本细则。

陕西省发展改革委牵头组织制定陕西电力现货市场交易实施细则。国家能源局西北监管局依法履行电力市场监管职责。

2. 适用范围

本细则所称电力现货市场指符合准入条件的经营主体开展日前和实时电能量交易的市场。

本细则适用于陕西电力现货市场连续结算运行期间的运营管理和服务。陕西电力现货市场未连续结算运行期间，交易具体组织与实施按照相关工作方案要求执行。

3. 术语定义

（1）电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。

（2）系统负荷：指陕西电网调度管辖范围内系统发、受电力的代数和。

（3）母线负荷：指陕西省内330千伏变电站供电区域、110千伏及以下断面内部供电区域的终端负荷的总和。

（4）负荷预测：指根据电网运行特性，综合自然条件、经济状况与社会事件等因素，对电力调度机构所辖电网未来特定时

刻的负荷需求进行预测的行为。

(5) 运行备用：指在电力系统运行方式安排及实时调度运行中，为了应对负荷预测误差、设备的意外停运、机组发电故障、可再生能源功率波动等所预留的可随时调用的额外有功发电容量。

(6) 安全约束机组组合 (Security-Constrained Unit Commitment, SCUC)：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，制定分时段的机组开停机计划。

(7) 安全约束经济调度 (Security-Constrained Economic Dispatch, SCED)：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，制定分时段的机组发电计划。

(8) 节点边际电价 (Locational Marginal Price, LMP)：指在满足输电网络设备约束条件和各类其他资源生产运行特点的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时所需要增加的边际成本，简称节点电价，在本细则中指陕西电网 330kV 及以上电压等级母线、新能源汇集区域虚拟母线的现货出清电价。

(9) 日前电能量市场：竞价日进行的决定运行日 (D) 机组组合状态和调度资源配置计划的电能量交易市场。竞价日指运行日的前一个法定工作日。

(10) 实时电能量市场：运行日(D)滚动进行的决定未来15分钟调度资源配置计划的电能量交易市场。

(11) 市场出清：指电力调度机构根据市场运营规则基于SCUC/SCED市场出清程序软件计算确定各机组中标电力和现货市场价格的过程。

(12) 安全校核：电力调度机构对发电计划、市场出清结果和电网运行操作等内容，从电力系统运行安全角度分析其安全性和电力电量平衡的过程。省内现货市场交易的安全校核与市场出清同步进行，市场出清结果必须严格满足国家和行业的政策、标准要求，同时满足电网安全稳定运行、机组安全运行以及电力电量平衡约束条件。

(13) 必开机组、必停机组：因电网安全约束、民生供热保障、政府环保等要求，部分发电机组在某些时段需要并网发电或配合停机。此类机组或机组群在市场出清前进行标记，在该时段内明确设置为运行或停运状态。

(14) 最小连续开机时间：表示机组开机并网后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时。

(15) 最小连续停机时间：表示机组停机解列后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时。

(16) 机组启动费用：启动费用包括热态启动费用、温态启

动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，三者之间的大小关系为：冷态启动费用>温态启动费用>热态启动费用。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。

（17）市场力：市场主体操纵市场价格，使之偏离市场竞争情况下所具有的价格水平的能力。

（18）需求响应：指电力用户针对价格信号或激励机制做出响应，主动改变常规电力消费模式的行为。

（19）有序用电：指当电力平衡紧张时，供电企业发布错避峰用电预警信号，按照政府批准的有序用电方案，执行错峰、避峰、轮休、负荷控制等系列措施，达到减少或者推移某时段用电负荷的效果。

（20）独立储能：指具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，具有法人资格的新型储能。电源侧及用户侧储能通过技术改造满足有关要求、符合独立储能准入条件时，可按照独立储能方式参与市场。

（21）虚拟电厂：指通过数字化、智能化手段，聚合一定区域内已并网的可调节负荷、分布式电源、用户侧储能等需求侧资源，参与系统运行调节与市场交易的一种组织方式。

4. 市场成员

现货市场成员包括各类发电企业、电力用户（含电网企业代理工商业购电用户，下同）、售电公司、独立储能、虚拟电厂（含负荷聚合商，下同）等，以及电网企业和市场运营机构。其中，各类燃煤发电企业、省调新能源发电企业、电力用户、售电公司、独立储能、虚拟电厂等为参与电能量现货交易的经营主体，其按照现货市场价格结算且公平承担现货市场各类费用；电网企业指国网陕西省电力有限公司；市场运营机构指国网陕西电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）、陕西电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）。

参与电力现货市场交易的经营主体应是具有独立法人资格、独立财务核算、能够独立承担民事责任的经济体。市场主体应符合国家和陕西省有关准入条件，符合国家和陕西省产业政策、节能环保及信用管理要求，满足参与电力现货市场交易的计量、通信等技术条件，在电力交易机构注册，通过陕西电力交易平台参与交易，接受政府主管部门、能源监管机构的监督，服从市场管理，接受电力调度机构的统一调度，履行法律法规规定的权利和义务。

符合电力中长期市场准入条件，且接入陕西电网、纳入省内电力电量平衡、具备分时计量条件和电力交易机构结算等条件的经营主体，原则上均应参与电力现货市场。新进入中长期市场的

经营主体，需在每月 20 日前联系电网企业核查计量采集条件，25 日前在市场运营机构办理完成确认手续，自次月起参与电力现货市场。经营主体退出中长期市场或者强制退市期间，其电力现货市场交易权限一并退出。

新参与且仅参与电力现货市场的经营主体，需在每月 20 日前联系电网企业核查计量结算条件，25 日前在市场运营机构办理完成确认手续，自次月起参与电力现货市场。

市场运营机构负责电力市场的组织运行。总体上，电力交易机构负责市场注册、市场申报、中长期交易组织、出具市场结算依据、交易合同管理、市场信息发布等；电力调度机构负责现货及辅助服务交易组织、现货及辅助服务市场出清、安全校核、阻塞管理、交易执行等。

电网企业负责市场的统一结算。电力交易机构负责向电网企业出具电量结算依据，电网企业据此进行电费结算并向市场主体公布，市场主体根据现行规定进行资金结算。各市场主体保持与电网企业的电费结算支付方式不变。

5. 日前省内现货交易

5.1. 组织方式

日前电能量市场交易按日进行组织，每个交易日组织次日 96 个时段（00:15—24:00，15 分钟为一个时段）日前交易。

日前电能量市场采用“全电量申报、集中优化出清”的方式开展。省级及以上调度管辖的内用公网燃煤发电企业以“报量报价”方式在日前环节申报运行日的量价等信息；新能源发电企业以“报量报价”方式在日前环节申报运行日的量价、预测出力曲线等信息；省级及以上调度管辖的内用独立储能以“报量不报价”或“自调度”方式在日前环节申报运行日的充放电等信息；具备技术准入条件的虚拟电厂以“报量报价”方式在日前环节申报运行日的发用电量价等信息；售电公司和批发用户以“报量不报价”方式在日前环节申报运行日的用电需求曲线。电网企业代理购电工商业用户、已入市但不具备自动发电控制等技术条件的新能源场站及地区小电源以“不报量不报价”方式，作为价格接受者参与现货市场偏差结算。

电力调度机构综合考虑系统负荷预测、母线负荷预测、新能源功率预测、省间联络线送受电计划、非市场化机组出力曲线、发输变电设备检修计划、机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，采用安全约束机组组合(SCUC)、安全约束经济调度(SCED)算法进行集中优化计算，得到运行日(D)的机组启停计划、分时发电出力曲线以及分时节点电价、中长期统一结算参考点分时电价等出清结果。售电公司、批发用户所申报的用电需求曲线即为其日前电能量市场的中标曲线。

电力调度机构在相同报价时按照新能源最大化消纳原则确定中标电量。当虚拟电厂与燃煤发电机组的发电报价相同时，按照虚拟电厂优先原则确定中标电量。当同类型市场主体报价相同时，按照该交易时段同报价段的有效申报容量比例，确定中标电量。

5.2. 边界条件

日前电能量市场组织的边界条件包括：省间中长期交易形成的省间联络线送受电计划，因安全约束、电压支撑、供热民生、政府环保等要求的必开、必停机组，电网和机组检修计划、新能源场站申报的次日发电预测曲线，网络拓扑及参数，次日系统、母线负荷预测曲线等。

5.2.1. 日前电网运行边界条件准备

5.2.1.1. 负荷预测

日前负荷预测包括次日 96 点系统负荷预测、96 点母线负荷预测。电力调度机构负责对系统负荷预测结果与母线负荷预测结果进行系统平衡协调。

5.2.1.1.1. 系统负荷预测

系统负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的调度口径负荷需求，每天共计 96 个时间点。电力调度机构负责开展运行日全网的调度负荷预测。

5.2.1.1.2. 母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的 330 千伏母线节点、虚拟母线节点负荷需求，各节点每天共计 96 个时间点。省内各地市供电企业负责开展运行日所辖范围内的母线负荷预测。

5.2.1.2. 省间联络线送受电计划

省间中长期交易（包括省间国家指令性计划、政府间协议和市场化省间交易等）及省间日前短期交易（包括省间日前现货交易、西北区域日前短期交易等）共同形成的省间联络线送受电计划，作为日前电能量市场组织的边界条件。

5.2.1.3. 地县调市场化机组的发电计划

市场初期，地县调管辖的市场化发电企业以“不报量不报价”方式作为价格接受者参与实时电能量市场，不参与日前电能量市场。日前环节，地县调市场化机组按规定上报运行日 96 点建议发电曲线，经电力调度机构审核通过后形成其发电计划曲线。具备技术条件的地县调市场化机组可选择以“报量报价”方式参与现货电能量市场，执行电能量市场出清结果。

5.2.1.4. 不参与现货市场机组的计划编制

不参与现货市场机组包括：应急备用机组、自备电厂、水电厂、生物质能及资源综合利用机组等。

应急备用机组：在迎峰度夏（冬）负荷高峰期及采暖季，综合考虑电力供应支撑和民生供暖保障需求安排发电。

自备电厂：优先满足自备生产所需电量，余量部分按照系统运行实际需要安排发电。依据《陕西省发展和改革委员会关于鼓励燃煤自备电厂参与陕西电网调节工作的通知》（陕发改运行〔2025〕1325号）文件精神，鼓励未参与电力市场的燃煤自备电厂积极参与电网调峰、顶峰。

水电机组：综合来水情况、水利枢纽安全、以及上下游灌溉、民生用水等综合需求，在满足系统安全、电力供应、新能源消纳等基础上，优化安排发电。编制机组发电计划时，应避开机组振动区安排发电。

生物质能及资源综合利用机组：综合考虑资源供应情况、机组供热情况、年度政府定价电量和系统运行实际需要安排发电。

5.2.1.5. 备用约束

电力调度机构根据相关规定，综合考虑负荷短期变化、新能源出力波动、主要故障预想等情况下的系统运行需要，制定电网运行正备用、负备用要求和分区正备用、负备用要求。日前电能量市场出清结果需满足运行日（D）的各项备用要求，电力调度机构可根据“保供应、保安全”需要，调整系统或分区备用约束限值、增加D+1、D+2日备用要求。

5.2.1.6. 输变电设备停电检修计划

电力调度机构基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备检修计划。

5.2.1.7. 输变电设备投产与退役计划

电力调度机构基于月度输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备投产与退役计划。

5.2.1.8. 电网安全约束

电力调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，提出各级调管范围内的电网安全约束，作为日前电能量市场组织的边界条件。电网安全约束边界条件包括但不限于线路、变压器及断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

（1）线路、变压器及断面极限功率

为应对电网运行边界的不确定性，确保电网安全稳定运行和可靠供应，现货市场组织须将线路、变压器、断面传输功率限值留出一定的控制裕度。原则上，按照在功率限值基础上扣除3%—5%后的限值作为日前出清约束要求。

出现以下情况时，电力调度机构可调整线路、变压器、断面的极限传输功率：

- 1) 因上级调度指令要求或系统安全运行需要，将线路、变压器、断面潮流控制在指定值以内；
- 2) 因保供电、防范极端自然灾害或提高供电可靠性，需要提高安全裕度将线路、变压器、断面潮流控制在指定值以内；
- 3) 其他保障电网安全可靠供应需要将线路、断面潮流控制在指定值以内。

（2）发电机组（群）必开约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必开机组：

- 1) 因系统安全约束，必须并网运行的机组，以及必须维持运行状态的机组；
- 2) 因电压支撑要求，需要增开或维持开机状态的机组；
- 3) 因保供电、保供热、保民生或政府环保等要求，需要增开或维持开机状态的机组；
- 4) 根据电网安全运行要求，需要进行调试的机组，或电力调度机构批复同意进行试验的机组；
- 5) 根据电网安全运行要求，需要在运行日某些时段固定出力的机组；
- 6) 其他保障电力安全可靠供应需要开机运行的机组。

电力调度机构在竞价日事前信息发布截止时间前，明确调管范围内的必开机组。对于出清过程中为满足政府环保要求需增加开出、提前开出或取消停机计划维持运行状态的机组，在日前出清结果发布时随信息披露更新，并通知调管范围内的必开机组。必开机组应提前做好开机准备，确保在运行日能够正常开机运行。

（3）发电机组（群）必停约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必停机组，必停机组视为不可用状态：

- 1) 因系统安全约束需要停机的机组；
- 2) 因政府要求，需要停机的机组；
- 3) 因计划检修、临时检修、故障抢修、缺煤停机或经营不善等原因，不具备并网条件的机组；
- 4) 因保供电、保供热、保民生等要求，需要停机的机组。

电力调度机构在竞价日事前信息发布截止时间前，通知其调管范围内的必停机组，明确相应的必停时段。接到停机指令的机组，应尽快做好停机准备，按时安全停机。

（4）发电机组（群）出力上下限约束

出现以下情况时，电力调度机构设置发电机组（群）出力上下限约束：

- 1) 因系统安全约束，需要限制出力上下限的发电机组（群）；
- 2) 因保供电、保供热、保民生或政府环保等要求，需要将出力控制在上下限值以内的发电机组（群）；
- 3) 根据电网安全运行、新能源消纳等要求，需要在运行日某些时段限制出力上下限的发电机组（群）；
- 4) 其他保障电网安全可靠供应需要限制出力上下限的发电机组（群）。

5.2.2. 日前机组运行边界条件准备

5.2.2.1. 机组运行参数

所有发电机组需提供准确的机组运行参数，申报信息接受市场运营机构监督考核并经审核批准后生效。如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改。发电机组的运行参数作为省内现货市场组织的默认输入参数。机组的运行参数包括：

- 1) 发电机组额定有功功率（新能源为全场站额定有功功率），单位为 MW，应与并网调度协议保持一致；
- 2) 发电机组供热期、非供热期（具体时段根据能源监管机构和地方政府实际要求调整）最大、最小技术出力（仅限火电），单位为 MW；
- 3) 发电机组有功功率上调/下调爬坡速率，单位为 MW/分钟，

基于并网调度协议，原则上循环硫化床机组不得小于额定容量的1%/分钟，其余火电机组不得小于额定容量的1.5%/分钟；

4) 发电机组厂用电率（火电为每台机组的厂用电率，新能源为全场站厂用电率），单位为百分数，发电机组厂用电率用于折算其日前电能量市场结算分时电力曲线；

5) 发电机组日内允许的最大启停次数，单位为次/每天，单日一启一停计为1次；

6) 发电机组停机至冷态时间以及冷态启动时间(仅限火电)，单位为小时；

7) 发电机组停机至温态时间以及温态启动时间(仅限火电)，单位为小时；

8) 发电机组停机至热态时间以及热态启动时间(仅限火电)，单位为小时；

9) 机组冷、温、热态典型开机曲线(仅限火电)，即机组在开机过程中，从并网至最小稳定技术出力期间的升功率曲线，时间间隔为15分钟；

10) 典型停机曲线(仅限火电)，即机组在停机过程中，从最小稳定技术出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为15分钟；

11) 最小连续开机时间(仅限火电), 表示机组开机后, 距离下一次停机至少需要连续运行的时间, 单位为小时, 申报范围为 24-72 小时;

12) 最小连续停机时间(仅限火电), 表示机组停机后, 距离下一次开机至少需要连续停运的时间, 单位为小时, 申报范围为 6-24 小时;

13) 电力调度机构所需的其他参数。

5.2.2.2. 发电机组状态约束

电力调度机构根据机组检修批复、调试(试验)计划批复等情况, 确定运行日期调管范围内机组的 96 点状态, 作为日前电能量市场组织的边界条件。

机组状态包括可用、不可用两类。处于可用状态的机组, 相应时段内按照本细则要求参与日前电能量市场出清; 处于不可用状态的机组, 相应时段内不参与日前电能量市场出清。

1) 可用状态: 机组处于运行状态、备用状态以及调试(试验)状态时均视为可用状态。当发电机组处于可用状态但实际未能正常调用时, 其影响时间纳入机组非计划停运考核。

2) 不可用状态: 包括机组检修、缺燃料以及其他情况。

机组检修: 按照电力调度机构的机组检修批复结果, 批复的

开工时间与结束时间之间的时段计为不可用状态。若机组处于检修工期内的调试阶段，则电厂可将该机组置为调试状态。

缺燃料：电力调度机构根据调管范围内发电机组的燃料供应情况，批复相应机组的缺燃料停运申请，相应时段内机组状态为缺燃料状态。机组缺燃料状态以天为单位统计，持续时间纳入机组非计划停运考核。

5.2.2.3. 发电机组出力上下限约束

电力调度机构根据发电机组的额定有功功率、日前申报出力限额、检修和调试（试验）批复等情况，确定运行日调管范围内发电机组的 96 点机组出力上下限约束，作为日前电能量市场出清的边界条件。正常情况下，发电机组的出力上下限分别为该机组的额定有功功率、最小技术出力（火电机组为其申报的考虑低负荷运行后的最小技术出力，其余发电类型最小发电能力为 0）。

5.2.2.4. 发电机组最早可并网时间

若发电机组在竞价日处于停机状态且在运行日具备并网条件，发电机组需申报运行日精确到 15 分钟时段的最早可并网时间，若发电机组未及时申报，则最早可并网时间默认为运行日上午 6:00。其最终是否开机及并网时间以安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）一体化程序出清及电力调度机构校核结果为准。

5.2.2.5. 发电机组调试及试验计划

(1) 新建机组调试

新建的非市场机组和未获得直接交易资格的市场机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，完成满负荷试运行后，电力调度机构在保证电力供需平衡以及电网安全的前提下，按照系统运行需要和有关发电调度原则安排发电。

新建的获得直接交易资格的火电机组在并网调试期间按照调试需求安排发电；具备进入商业运营相关条件及技术条件当天(D)的次日(D+1)，火电机组可参与(D+2)日的日前电能量市场申报及出清。

(2) 在运机组试验(调试)

竞价日前一天(D-2)9:00前，经电力调度机构审核同意于运行日进行试验(调试)的在运机组，需按调度管理规程在规定时间节点提交试验(调试)申请票，并同步报送运行日调试时段内每15分钟的机组调试出力计划。机组调试时段的出力为经电力调度机构审核通过的出力计划，在确保电网安全供应的基础上，作为边界条件在日前电能量市场中优先出清、接受价格。非调试时段正常参与日前电能量市场出清。

5.2.2.6. 新能源场站发电预测

各新能源场站应于竞价日申报次日96点发电预测曲线，作为

日前电能量市场出清的“报量”信息。

5.2.2.7. 发电机组一次能源供应约束

燃煤电厂（不包括坑口电厂）厂内存煤可用天数低于阈值时，相关机组按照市场申报价格上限作为报价参与日前电能量市场出清形成固定出力计划，但不参与市场定价。燃煤电厂（不包括坑口电厂）由于厂内存煤可用天数低于阈值时发生的停机（计划检修除外），纳入机组非计划停运考核。

5.3. 市场核定参数

市场核定参数：主要包括煤电机组启动费用补偿上限、申报价格上/下限、出清价格上/下限、惩罚因子等，以上信息作为现货市场机组优化和出清、事故调用补偿等的结算依据。

5.4. 事前信息发布

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）的要求，通过陕西电力交易平台向相关市场成员发布运行日的边界条件信息。

5.5. 交易申报

省内现货市场按日连续开市，各市场主体需每日在规定时间前向市场运营机构提交申报信息。迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。

5.5.1. 发电机组申报交易信息

发电机组申报交易信息主要包括：电能量费用（元/MWh）、火电机组启动费用（元/次）、火电机组运行上下限（MW）、新能源发电预测曲线（MW）。

电能量费用：火电机组及新能源场站的电能量费用表示机组及场站运行在不同出力区间时单位电能量的价格，其电能量报价为全天一条单调非递减的发电量价曲线，可自由选择3-10段进行申报；每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间的能量价格（元/MWh）。申报电力最小单位为1MW，申报价格最小单位为1元/MWh，各段申报价格要求为单调非递减，即后一段报价要大于等于前一段报价，各分段出力之间不可出现断点，每段报价的电能量价格均不得超过申报价格的上限和下限限制。火电企业报价第一段起始出力按照机组最小技术出力开始申报，最后一段结束出力为机组的额定装机，每连续两个报价段间的出力跨度不得低于其额定装机容量与最小技术出力之差的5%；新能源场站报价第一段起始出力按照装机容量10%开始申报，最后一段结束出力为机组的额定装机，每段报价段的长度不能小于1MW。

现货市场申报价格上下限要综合考虑发电企业运营和市场用户电价承受能力，为拉大现货峰谷价差，引导用户侧合理用电，申报价格下限暂定为0元/兆瓦时，上限暂定为1000元/兆瓦时。

市场出清价格范围按申报价格上下限执行。

火电机组启动费用：启动费用包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/次。启动费用上限按照装机容量 30 万千瓦、60 万千瓦、100 万千瓦三个等级，分别设置为 110 万元、200 万元、300 万元。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。

火电机组运行上下限：火电机组考虑自身实际情况和低负荷运行能力，申报运行日 96 点最大、最小发电能力。

新能源发电预测曲线：新能源场站应根据自身机组、设备检修情况，申报运行日 96 点发电预测曲线。新能源场站全停期间，相应时段的发电预测曲线应按 0 申报。新能源场站集电线、主变等设备检修期间，相应时段的发电预测曲线须剔除相应检修容量后进行申报。

5.5.2. 电力用户申报交易信息

参与现货市场的电力用户（含售电公司）应在电力市场交易系统中申报下述信息：

1) 售电公司在电力市场交易系统中申报其代理用户运行日的用电需求曲线，即运行日每小时（24 时分时结算场景）或每 15 分钟（96 时分时结算场景）内的平均用电负荷（MW）；

2)批发用户在电力市场交易系统中申报运行日的用电需求曲线，即运行日每小时（24时分时结算场景）或每15分钟内（96时分时结算场景）的平均用电负荷（MW）。

售电公司和批发用户申报的用电需求曲线作为日前电能量市场结算依据，不作为日前电能量市场出清的边界条件。

5.5.3. 独立储能申报交易信息

省级及以上调度管辖的独立储能可按月自主选择以“报量不报价”或“自调度”的方式，作为价格接受者参与现货市场。

独立储能选择“报量不报价”方式时，需申报运行日充放电功率上下限（MW）、荷电状态（SOC）96点上下限曲线（MWh）等信息，其申报信息纳入日前电能量市场出清，按照社会福利最大化或系统发电成本最小化原则形成储能充放电计划。

独立储能选择“自调度”方式时，需申报运行日96点充放电曲线（MW），经电力调度机构审核通过后形成储能充放电计划，作为边界条件纳入日前电能量市场出清。

市场初期，独立储能仅参与日前电能量市场，实时电能量市场原则上执行日前市场出清计划。独立储能实际充放电出力与日前市场出清计划的偏差按照实时出清价格进行结算。

5.5.4. 虚拟电厂申报交易信息

具备技术准入条件的虚拟电厂依据所聚合主体的地理位置分布以及聚合资源的类型、容量、调控能力，按照 330 千伏节点细分为“实时直控型”虚拟电厂交易单元和“日前响应型”虚拟电厂交易单元，虚拟电厂下属各交易单元独立参与现货市场申报。同一市场化用户不得被售电公司、虚拟电厂同时代理参与现货市场。

虚拟电厂交易单元以“报量报价”方式参与现货市场：

1) 虚拟电厂交易单元依据所处 330 千伏节点申报运行日的发电出力上限 (MW)、用电负荷上限 (MW)、上下爬坡速率 (MW/分钟)、发电/用电价格曲线 (元/MWh) 等，发电/用电价格曲线为全天一条单调非递减的量价曲线，可自由选择 3-10 段进行申报，每段需申报发电出力/用电负荷区间起点 (MW)、发电出力/用电负荷区间终点 (MW) 以及该区间的用电价格 (元/MWh)。发电出力以正值表示，第一段出力区间起点为 0，最后一段出力区间终点为发电出力上限；用电负荷以负值表示，第一段负荷区间起点为用电负荷上限，最后一段负荷区间终点为 0。每段报价的出力/负荷区间起点必须等于前一段报价的出力/负荷区间终点，每段报价格段的长度不能小于 1MW，每段报价的电能量价格均不得超过申报价格的上限和下限限制，最后一段用电负荷区间的报价必须低于第一段发电出力区间的报价。

2) 经负荷管理中心认定不具备上网能力的虚拟电厂交易单元

需依据所处 330 千伏节点申报运行日的用电负荷上下限 (MW)、负荷调节速率 (MW/分钟)、用电价格曲线 (元/MWh) 等，用电价格曲线为全天一条单调非递减的量价曲线，可自由选择 3-10 段进行申报，每段需申报用电负荷区间起点 (MW)、用电负荷区间终点 (MW) 以及该区间的用电价格 (元/MWh)。用电负荷以负值表示，第一段负荷区间起点为用电负荷上限，最后一段负荷区间终点为用电负荷下限。每段报价的负荷区间起点必须等于前一段报价的负荷区间终点，每段报阶段的长度不能小于 1MW，每段报价的电能量价格均不得超过申报价格的上限和下限限制。

“日前响应型”虚拟电厂仅参与日前电能量市场，实时电能量市场原则上执行日前市场出清计划；“实时直控型”虚拟电厂通过参与实时电能量市场出清，执行实时市场出清计划。虚拟电厂实际发电出力、用电负荷与日前市场出清计划的偏差按照实时出清价格进行结算。

5.5.5. 申报数据审核及处理

市场主体的申报信息、数据应满足规定要求，由技术支持系统根据要求自动进行初步审核，初步审核未通过时不允许提交。市场主体提交申报信息后，由电力调度机构对申报信息进行审核。若市场主体逾时未申报交易信息，则以缺省信息参与日前电能量市场出清。

市场主体在日前电能量市场中申报的交易信息，将封存用于实时电能量市场，实时环节不再组织交易申报。

5.5.6. 缺省申报

缺省申报参数指参与现货市场交易的市场主体未按时在日前电能量市场中进行申报时所采用的默认交易参数。市场初期，将组织火电机组、独立储能按季度填报缺省交易参数；新能源缺省申报预测出力曲线为0；电力用户缺省申报用电需求曲线为其运行日所持有中长期合约的累加曲线；虚拟电厂缺省申报发用电曲线为其运行日所持有中长期合约的累加曲线，但不作为日前电能量市场出清的边界条件。

5.6. 日前电能量市场的交易组织流程

竞价日 09:00 前，市场运营机构按规定发布日前电能量市场事前信息。

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

竞价日 10:30 前，市场运营机构采用安全约束机组组合(SCUC)和安全约束经济调度 (SCED)一体化程序完成省内日前市场预平衡，得到运行日 (D) 火电机组预启停计划安排及发电侧日前电能量市场预平衡结果。

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、节假日等需组织多日日前省间短期交易的情况，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，市场运营机构按规定采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）一体化程序开展省内日前市场终出清，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信息。

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，后续日前市场交易组织的时间节点将依次顺延。特殊情况下，竞价日 23:00 前，若仍未得到日前市场出清结果，则视为日前市场出清失败，按照实时现货市场出清结果执行。

5.7. 日前电能量市场出清数学模型

5.7.1. 日前安全约束机组组合 (SCUC) 模型

日前电能量市场出清计算的机组组合 SCUC 的目标函数如下所示：

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \left[C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^0 \right] + \sum_{v=1}^V \sum_{t=1}^T \left[C_{v,t}^G(P_{v,t}^G) + C_{v,t}^L(P_{v,t}^L) \right] \right. \\ \left. + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M \left[L_{s,t}^+ + L_{s,t}^- \right] \right\}$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，共 96 个时段，根据备用要求可额外增加 D+1、D+2 日负荷高峰、低谷时段；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^0$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用和空载费用，其中机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

$C_{v,t}^G(P_{v,t}^G)$ 、 $C_{v,t}^L(P_{v,t}^L)$ 分别为虚拟电厂 v 在时段 t 的发电费用、用电费用，其中发电费用是与虚拟电厂申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数，用电费用是与虚拟电厂申报的各段负荷区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

M 为网络潮流约束松弛罚因子；

$L_{s,t}^+$ 、 $L_{s,t}^-$ 分别为线路、变压器及断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为线路、变压器及断面的集合。

机组出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{\min} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{\max}$ 、 $P_{i,m}^{\min}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间的上、下界。

机组运行费用表达式：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{i,m} P_{i,t,m}$$

其中， M 为机组报价总段数， $C_{i,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

机组启动费用表达式：

$$C_{i,t}^U = \eta_{i,t} C_i^U$$

其中， C_i^U 为机组 i 申报的单次启动费用， $\eta_{i,t}$ 表征机组 i 在时段 t 是否切换到启动状态。

机组空载费用表达式：

$$C_{i,t}^0 = \alpha_{i,t} C_i^0$$

其中， C_i^0 为机组 i 申报的空载费用， $\alpha_{i,t}$ 表示可控发电主体 i 在时段 t 的运行状态，取值为 0 时表示停运，取值为 1 时表示在运。

虚拟电厂出力/负荷及发电/用电费用的表达式与机组出力及运行费用的定义形式一致。

日前电能量市场出清 SCUC 的约束条件包括：

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum P_t + \sum T_t = \sum D_t$$

其中， $\sum P_t$ 表示时段 t 的系统发电出力总和， $\sum T_t$ 表示时段 t 的联络线计划功率总和（受入为正、送出为负）， $\sum D_t$ 为时段 t 的系统负荷总和。

(2) 系统正备用容量约束

在确保系统功率平衡的前提下，为了防止系统负荷预测偏差、新能源发电功率预测偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，一般整个系统需要留有一定的备用容量。

需要保证每天的总开机容量满足系统的最小备用容量。系统正备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max} \geq \sum D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + R_t^U + (1 - \mu_t^w) \sum_{k=1}^N P_{k,t}^w + (1 - \mu_t^s) \sum_{m=1}^M P_{m,t}^s$$

其中， $P_{i,t}^{\max}$ 为可控发电主体 i 在时段 t 的最大发电能力； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求； μ_t^w 为时段 t 的风电置信因子， $P_{k,t}^w$ 为风电场站 j 在时段 t 的预测出力； μ_t^s 为时段 t 的光伏置信因子， $P_{m,t}^s$ 为光伏场站 m 在时段 t 的预测出力。

(3) 系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq \sum D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - R_t^D$$

其中， $P_{i,t}^{\min}$ 为发电主体 i 在时段 t 的最小发电能力； R_t^D 为时段 t 的系统负备用容量要求。

(4) 发电出力上下限约束

发电主体的出力应该处于其最大/最小发电能力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$\alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max}$$

(5) 发电主体群出力上下限约束

发电主体群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可描述为：

$$P_{J,t}^{\min} \leq \sum_{i \in J} P_{i,t} \leq P_{J,t}^{\max}$$

其中， $P_{J,t}^{\max}$ 、 $P_{J,t}^{\min}$ 表示发电主体群 J 在时刻 t 的最大、最小出力。

(6) 发电主体爬坡约束

发电主体上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t})$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D \alpha_{i,t} - P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t-1})$$

其中， ΔP_i^U 为发电主体 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为发电主体 i 最大下爬坡速率。

(7) 机组最小连续开停时间约束

由于火电机组的物理属性及实际运行需要，要求火电机组满足最小连续开机/停机时间。最小连续开停时间约束可以描述为：

$$T_{i,t}^D - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) T_D \geq 0$$

$$T_{i,t}^U - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t}) T_U \geq 0$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的启停状态； T_U 、 T_D 为机组的最

小连续开机时间和最小连续停机时间； $T_{i,t}^U$ 、 $T_{i,t}^D$ 为机组 i 在时段 t 时已经连续开机的时间和连续停机的时间，可以用状态变量 $\alpha_{i,t}$ ($i=1 \sim N, t=1 \sim T$) 来表示：

$$T_{i,t}^U = \sum_{k=t-T_U}^{t-1} \alpha_{i,k}$$

$$T_{i,t}^D = \sum_{k=t-T_D}^{t-1} (1 - \alpha_{i,k})$$

(8) 机组最大启停次数约束

首先定义启动与停机的切换变量。定义 $\eta_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 是否切换到启动状态；定义 $\gamma_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 是否切换到停机状态， $\eta_{i,t}$ 、 $\gamma_{i,t}$ 满足如下条件：

$$\eta_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{仅当 } \alpha_{i,t} = 1 \text{ 且 } \alpha_{i,t-1} = 0 \\ 0 & \text{其余情况} \end{cases}$$

$$\gamma_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{仅当 } \alpha_{i,t} = 0 \text{ 且 } \alpha_{i,t-1} = 1 \\ 0 & \text{其余情况} \end{cases}$$

机组启停次数限制可表达如下：

$$\sum_i \sum_{t=1}^T \eta_{i,t} \leq \eta^{\max}$$

$$\sum_i \sum_{t=1}^T \gamma_{i,t} \leq \gamma^{\max}$$

(9) 分区净启停机容量约束

因政府环保、保民生、促消纳等要求，区域内的机组净启停机容量应该处于指定最大/最小容量范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{area}^{\min} \leq \sum_{i=1}^{N_{area}} \sum_{t=1}^T (\eta_{i,t} \bar{P}_i - \gamma_{i,t} \bar{P}_i) \leq P_{area}^{\max}$$

其中， P_{area}^{\min} 和 P_{area}^{\max} 为该区域内机组净启停机容量的最小和最大限额； N_{area} 为该区域内的机组集合； \bar{P}_i 为机组 i 的额定容量。

(10) 网络潮流约束

网络潮流约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{i-s} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{j-s} T_{j,t} - \sum_{k=1}^{NK} G_{k-s} D_{k,t} - L_{s,t}^+ + L_{s,t}^- \leq P_s^{\max}$$

其中， P_s^{\min} 和 P_s^{\max} 为线路、变压器及断面 s 的潮流传输最小和最大限额； G_{i-s} 为发电主体 i 所在节点对线路、变压器及断面 s 的功率转移分布因子； G_{j-s} 为联络线 j 所在节点对线路、变压器及断面 s 的功率转移分布因子； NK 为系统的节点数量； G_{k-s} 为节点 k 对线路、变压器及断面 s 的功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 $L_{s,t}^+$ 、 $L_{s,t}^-$ 分别为线路、变压器及断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(11) 特殊机组状态约束

对于人工判断确定为必开机组的，其约束可描述为：

$$\alpha_{i,t} = 1, \forall i \in I_{s1}$$

其中， I_{s1} 为必开机组集合。

对于人工判断确定为必停机组的，其约束可描述为：

$$\alpha_{i,t} = 0, \forall i \in I_{s2}$$

其中， I_{s2} 为必停机组集合。

(12) 同一火电厂单日最大开停机次数约束

同一火电厂 N 台可优化开机的机组单日最大开机次数约束：

$$\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \eta_{i,t} \leq U^{su}$$

其中， U^{su} 为同一火电厂日最大开机次数。

同一火电厂 N 台可优化停机的机组单日最大停机次数约束：

$$\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \gamma_{i,t} \leq U^{st}$$

其中， U^{st} 为同一火电厂日最大停机次数。

(13) 独立储能充放电功率及荷电状态约束

$$\alpha_{e,t}^{ch} P_e^{ch,min} \leq P_{e,t}^{ch} \leq \alpha_{e,t}^{ch} P_e^{ch,max} \leq 0$$

$$0 \leq \alpha_{e,t}^{dis} P_e^{dis,min} \leq P_{e,t}^{dis} \leq \alpha_{e,t}^{dis} P_e^{dis,max}$$

$$\alpha_{e,t}^{ch} + \alpha_{e,t}^{dis} = 1 \quad \alpha_{e,t}^{ch}, \alpha_{e,t}^{dis} \in \{0,1\}$$

$$SOC_{e,t} = SOC_{e,t-1} - \eta_e^{ch} P_{e,t}^{ch} \Delta t - P_{e,t}^{dis} \Delta t / \eta_e^{dis}$$

$$SOC_{e,t}^{\min} \leq SOC_{e,t} \leq SOC_{e,t}^{\max}$$

其中， $P_{e,t}^{ch}$ 和 $P_{e,t}^{dis}$ 分别表示独立储能 e 在时段 t 的充电功率和放电功率； $P_e^{ch,\max}$ 、 $P_e^{ch,\min}$ 和 $P_e^{dis,\max}$ 、 $P_e^{dis,\min}$ 分别表示独立储能 e 充电功率和放电功率的最大值、最小值； $\alpha_{e,t}^{ch}$ 和 $\alpha_{e,t}^{dis}$ 分别表示独立储能 e 在时段 t 的充电状态和放电状态，两者均为0-1变量； $SOC_{e,t}$ 表示独立储能 e 在时段 t 的荷电状态， $SOC_{e,t}^{\min}$ 和 $SOC_{e,t}^{\max}$ 分别表示独立储能 e 在时段 t 的荷电状态上下限； η_e^{ch} 和 η_e^{dis} 分别表示独立储能 e 的充电效率和放电效率； Δt 表示充放电时段长度。

(14) 一体化虚拟电厂发用电功率约束

$$\alpha_{v,t}^L P_{v,t}^{L,\min} \leq P_{v,t}^L \leq \alpha_{v,t}^L P_{v,t}^{L,\max} \leq 0$$

$$0 \leq \alpha_{v,t}^G P_{v,t}^{G,\min} \leq P_{v,t}^G \leq \alpha_{v,t}^G P_{v,t}^{G,\max}$$

$$\alpha_{v,t}^L + \alpha_{v,t}^G = 1 \quad \alpha_{v,t}^L, \alpha_{v,t}^G \in \{0,1\}$$

其中， $P_{v,t}^L$ 和 $P_{v,t}^G$ 分别表示虚拟电厂 v 在时段 t 的用电负荷和发电出力； $P_{v,t}^{G,\max}$ 、 $P_{v,t}^{G,\min}$ 和 $P_{v,t}^{L,\max}$ 、 $P_{v,t}^{L,\min}$ 分别表示虚拟电厂 v 在时段 t 的用电负荷和发电出力的最大值、最小值； $\alpha_{v,t}^L$ 和 $\alpha_{v,t}^G$ 分别表示虚拟电厂 v 在时段 t 的用电状态和发电状态，两者均为0-1变量。

(15) 独立储能日充放电循环次数约束

$$\frac{\sum_{t=1}^T (P_{e,t}^{dis} / \eta_e^{dis} - \eta_e^{ch} P_{e,t}^{ch}) \Delta t}{2 \overline{SOC}_e} \leq N_{circle}$$

其中， \overline{SOC}_e 表示独立储能 e 的额定电能量容量； N_{circle} 表示独立储能每日充放电循环次数上限。

5.7.2. 日前安全约束经济调度 (SCED) 模型

日前电能量市场出清 SCED 的目标函数如下所示：

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{v=1}^V \sum_{t=1}^T [C_v^G(P_v^G) + C_v^L(P_v^L)] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [L_{s,t}^+ + L_{s,t}^-] \right\}$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，每天考虑 96 时段，则 T 为 96；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的运行费用，是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

$C_v^G(P_v^G)$ 、 $C_v^L(P_v^L)$ 分别为虚拟电厂 v 在时段 t 的发电费用、用电费用，其中发电费用是与虚拟电厂申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数，用电费用是与虚拟电厂申报的各段负荷区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

M 为网络潮流约束松弛罚因子；

$L_{s,t}^+$ 、 $L_{s,t}^-$ 分别为线路、变压器及断面 s 的正、反向潮流松弛变量； NS 为线路、变压器及断面的集合。

机组出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{\min} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{\max}$ 、 $P_{i,m}^{\min}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{i,m} P_{i,t,m}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的电量价格。

虚拟电厂出力/负荷及发电/用电费用的表达式与机组出力及运行费用的定义形式一致。

目前电能量市场出清 SCED 的约束条件包括：

(1) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t , 负荷平衡约束可以描述为:

$$\sum P_t + \sum T_t = \sum D_t$$

其中, $\sum P_t$ 表示时段 t 的系统发电出力总和, $\sum T_t$ 表示时段 t 的联络线计划功率总和 (受入为正、送出为负), $\sum D_t$ 为时段 t 的系统负荷总和。

(2) 发电主体出力上下限约束

发电主体的出力应该处于其最大/最小发电能力范围之内, 其约束条件可以描述为:

$$P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max}$$

对于日前 SCUC 优化结果中停机的机组, 上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 均取为零。

(3) 发电主体群出力上下限约束

发电主体群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内, 其约束条件可描述为:

$$P_{J,t}^{\min} \leq \sum_{i \in J} P_{i,t} \leq P_{J,t}^{\max}$$

其中, $P_{J,t}^{\max}$ 、 $P_{J,t}^{\min}$ 表示发电主体群 J 在时段 t 的最大、最小出力。

(4) 发电主体爬坡约束

发电主体上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D$$

其中， ΔP_i^U 为发电主体 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为发电主体 i 最大下爬坡速率。

(5) 网络潮流约束

网络潮流约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{i-s} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{j-s} T_{j,t} - \sum_{k=1}^{NK} G_{k-s} D_{k,t} - L_{s,t}^+ + L_{s,t}^- \leq P_s^{\max}$$

其中， P_s^{\min} 和 P_s^{\max} 为线路、变压器及断面 s 的潮流传输最小和最大限额； G_{i-s} 为发电主体 i 所在节点对线路、变压器及断面 s 的功率转移分布因子； G_{j-s} 为联络线 j 所在节点对线路、变压器及断面 s 的功率转移分布因子； NK 为系统的节点数量； G_{k-s} 为节点 k 对线路、变压器及断面 s 的功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 $L_{s,t}^+$ 、 $L_{s,t}^-$ 分别为线路、变压器及断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(6) 实用化约束

机组固定出力约束，机组在特定时段内按照给定的发电计划

运行，在此特定时段内该机组不参与经济调度计算，该约束可描述为：

$$P_{i,t} = \hat{P}_{i,t}$$

其中， $\hat{P}_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的固定出力值。

(7) 独立储能充放电功率及荷电状态约束

$$\alpha_{e,t}^{ch} P_e^{ch,min} \leq P_{e,t}^{ch} \leq \alpha_{e,t}^{ch} P_e^{ch,max} \leq 0$$

$$0 \leq \alpha_{e,t}^{dis} P_e^{dis,min} \leq P_{e,t}^{dis} \leq \alpha_{e,t}^{dis} P_e^{dis,max}$$

$$\alpha_{e,t}^{ch} + \alpha_{e,t}^{dis} = 1 \quad \alpha_{e,t}^{ch}, \alpha_{e,t}^{dis} \in \{0,1\}$$

$$SOC_{e,t} = SOC_{e,t-1} - \eta_e^{ch} P_{e,t}^{ch} \Delta t - P_{e,t}^{dis} \Delta t / \eta_e^{dis}$$

$$SOC_{e,t}^{\min} \leq SOC_{e,t} \leq SOC_{e,t}^{\max}$$

其中， $P_{e,t}^{ch}$ 和 $P_{e,t}^{dis}$ 分别表示独立储能 e 在时段 t 的充电功率和放电功率； $P_e^{ch,max}$ 、 $P_e^{ch,min}$ 和 $P_e^{dis,max}$ 、 $P_e^{dis,min}$ 分别表示独立储能 e 充电功率和放电功率的最大值、最小值； $\alpha_{e,t}^{ch}$ 和 $\alpha_{e,t}^{dis}$ 分别表示独立储能 e 在时段 t 的充电状态和放电状态，两者均为 0-1 变量； $SOC_{e,t}$ 表示独立储能 e 在时段 t 的荷电状态， $SOC_{e,t}^{\min}$ 和 $SOC_{e,t}^{\max}$ 分别表示独立储能 e 在时段 t 的荷电状态上下限； η_e^{ch} 和 η_e^{dis} 分别表示独立储能 e 的充电效率和放电效率； Δt 表示充放电时段长度。

(8) 一体化虚拟电厂发用电功率约束

$$\alpha_{v,t}^L P_{v,t}^{L,\min} \leq P_{v,t}^L \leq \alpha_{v,t}^L P_{v,t}^{L,\max} \leq 0$$

$$0 \leq \alpha_{v,t}^G P_{v,t}^{G,\min} \leq P_{v,t}^G \leq \alpha_{v,t}^G P_{v,t}^{G,\max}$$

$$\alpha_{v,t}^L + \alpha_{v,t}^G = 1 \quad \alpha_{v,t}^L, \alpha_{v,t}^G \in \{0,1\}$$

其中, $P_{v,t}^L$ 和 $P_{v,t}^G$ 分别表示虚拟电厂 v 在时段 t 的用电负荷和发电出力; $P_{v,t}^{G,\max}$ 、 $P_{v,t}^{G,\min}$ 和 $P_{v,t}^{L,\max}$ 、 $P_{v,t}^{L,\min}$ 分别表示虚拟电厂 v 在时段 t 的用电负荷和发电出力的最大值、最小值; $\alpha_{v,t}^L$ 和 $\alpha_{v,t}^G$ 分别表示虚拟电厂 v 在时段 t 的用电状态和发电状态, 两者均为 0-1 变量。

(9) 独立储能日充放电循环次数约束

$$\frac{\sum_{t=1}^T (P_{e,t}^{dis} / \eta_e^{dis} - \eta_e^{ch} P_{e,t}^{ch}) \Delta t}{2 \overline{SOC}_e} \leq N_{circle}$$

其中, \overline{SOC}_e 表示独立储能 e 的额定电能量容量; N_{circle} 表示独立储能每日充放电循环次数上限。

5.8. 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制

5.8.1. 必开机组

必开机组不参与机组组合优化, 必开机组最小必开出力曲线未做特别说明时, 取机组申报的最小技术出力。必开机组日前最小必开出力曲线以下保障优先出清, 最小必开出力曲线之上的发电能力根据机组的电能量报价参与优化出清。

必开机组成本补偿范围为必开机组所属发电企业日前最小出力曲线高于中长期合约曲线部分的积分电量。具体补偿方式详见《陕西电力市场结算实施细则（连续试运行 V2.0）》。

必开机组成本补偿仅限因电网安全原因必开的机组，其余因供热、环保、外送等原因的必开机组不纳入必开机组成本补偿范围。安全约束必开机组日内实际未开机的时段不能获得必开机组成本补偿，目前已进行补偿的时段需扣减。

5.8.2. 调试（试验）机组

（1）调试阶段的新建机组

调试阶段的新建机组按照并网调试需求安排发电，纳入日前电能量市场出清的边界条件，作为价格接受者不参与市场优化和定价。

（2）调试（试验）的在运机组

批复同意运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在调试（试验）时段内的机组状态为开机并固定出力，作为价格接受者不参与市场优化和定价。在非调试（试验）时段内，按照其日前电能量报价，正常组织市场出清形成机组发电计划。

对于因电厂原因的调试（试验）机组，若申报的调试（试验）计划不满足电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等要求，电力调度机构可根据需要对机组的调试（试验）出力曲线进行调整。

调试（试验）时段内的机组发电计划为其申报并经审核通过后的调试（试验）出力曲线，不参与市场定价。

对于因电网原因的调试（试验）机组，调试（试验）时段内的机组发电计划为电力调度机构安排的调试（试验）出力曲线，不参与市场定价，相应出力部分按必开补偿处理。

5.8.3. 最小连续开机时间内机组

发电机组开机运行后，在其最小连续开机时间内，原则上安排其连续开机运行，按照其日前电能量报价，正常组织市场出清形成机组发电计划。

5.8.4. 处于开/停机过程中的机组

处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小稳定技术出力期间，发电出力固定为其典型开机曲线，作为价格接受者不参与市场优化和定价。

处于停机状态的发电机组，在机组从最小稳定技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其典型停机曲线，作为价格接受者不参与市场优化和定价。

5.8.5. 一次能源供应约束机组

厂内存煤可用天数低于规定阈值的燃煤机组（不包括坑口电厂），在日前电能量市场中，按照申报价格上限参与市场优化出

清形成固定发电计划，全天各时段均作为价格接受者不参与市场定价。

5.9. 日前电能量市场安全校核

5.9.1. 电力平衡校核

电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束，是否存在电力供应风险或调峰安全风险的情况。

若存在平衡约束无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

5.9.2. 安全稳定校核

安全稳定校核包括基态潮流校核与静态安全分析。基态潮流校核采用交流潮流模型校核基态潮流下线路/断面传输功率不超过极限值、系统母线电压水平不越限。静态安全分析基于预想故障集，采用交流潮流模型进行开断分析，确保预想故障集下设备负载不超过事故后限流值、系统母线电压不越限。

若存在安全约束无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

5.10. 日前电能量市场定价

5.10.1. 发电侧定价

日前电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价。日前电能量市场中，发电机组/场站以其所在节点的每 15 分钟节点电价作为相应时段的结算价格。发电机组/场站所在节点电价因平衡或断面约束条件越限、触发惩罚因子等因素导致价格低于自身出清电力对应报价时，节点电价按照其出清电力对应报价执行。

5.10.2. 用户侧定价

日前电能量市场中，售电公司和批发用户以每 15 分钟的用户侧统一加权电价作为相应时段的结算价格。现阶段，用户侧统一加权电价按照下式计算：

$$LMP_{t, \text{日前}} = \frac{\sum_m (Q_{m,t, \text{日前}} \times LMP_{m,t, \text{日前}})}{\sum_m Q_{m,t, \text{日前}}}$$

其中， $LMP_{t, \text{日前}}$ 为时段 t 的用户侧统一加权电价； $Q_{m,t, \text{日前}}$ 为时段 t 机组 m 的日前出清上网电量； $LMP_{m,t, \text{日前}}$ 为时段 t 机组 m 所在节点的日前电价。

5.11. 日前调度计划

日前电能量市场原则上基于竞价日交易申报前发布的电网运行边界条件进行计算。一般情况下，日前电能量市场的发电侧出

清结果（包含机组开机组合以及机组出力计划）即为运行日的发电调度计划。

若日前电能量市场出清结果发布前出现以下情况时：

- 1) 因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化而需调整次日的负荷预测；
- 2) 新能源日前预测出力发生较大变化；
- 3) 联络线计划因电网故障等原因出现计划外调整；
- 4) 电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期；
- 5) 政府临时下达的保电、环保等要求；
- 6) 其他影响电力安全可靠供应和新能源消纳的原因。

市场运营机构可根据电网运行的最新边界条件，基于市场主体申报信息，采用日前电能量市场出清程序对运行日（D）的机组启停计划、发用侧中标曲线进行调整，并向市场主体发布更新后的日前出清结果，相应发布时间按重新计算时长顺延。

6. 实时省内现货交易

6.1. 组织方式

实时电能量市场定位为在日前电能量市场基本确定机组组合的基础上，依据日内超短期负荷预测、新能源功率预测申报等边

界条件变化，按照规则形成实时发电计划与实时节点电价。

实时运行时，电力调度机构基于日前电能量市场封存的市场主体申报信息，根据超短期负荷预测、新能源发电预测，日内省间现货交易结果、日内西北区域短期交易结果等边界条件，以系统发电成本最小化为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，得到各发电机组需要实际执行的发电计划、实时节点电价等出清结果。以“不报量不报价”方式参与实时电能量市场的市场化发电企业，其作为价格接受者，实际出力曲线与中长期交易曲线的偏差部分按照实时市场价格进行结算。

6.2. 边界条件

实时电能量市场组织的边界条件包括：日前电能量市场出清形成的机组组合，日内超短期系统负荷与母线负荷预测，日内新能源场站申报的超短期发电预测曲线，考虑日内省间现货交易、日内西北区域短期交易的省间联络线送受电计划等。

6.2.1. 实时电网运行边界条件准备

6.2.1.1. 超短期负荷预测

超短期系统负荷和母线负荷预测是指当前时刻的下一个15分钟的负荷需求预测，可延伸到未来6小时。电力调度机构根据实际情况对超短期系统负荷和母线负荷预测结果进行调整，调整需综合考虑但不仅限于以下因素：实时负荷走势、历史相似日负

荷、工作日类型、气象因素、节假日或社会重大事件影响、政府环保要求等情况。

6.2.1.2. 省间联络线送受电计划

上级调度基于日前省间联络线边界，综合考虑日内省间现货交易结果、日内西北区域短期交易结果、跨省区电力电量平衡、电网安全约束、清洁能源消纳等，更新实时省间联络线送受电计划并下发。

6.2.1.3. 输变电设备检修执行情况

电力调度机构基于输变电设备日前检修计划，综合考虑电网实时运行要求、不同检修设备停送电顺序衔接、现场设备状态、现场操作准备等，执行输变电设备停、送电操作，并做好相应记录。

6.2.1.4. 运行备用

电网实时运行应满足每日下达的运行备用要求，若发生变化，需以更新后的运行备用要求作为边界条件开展日内发电计划滚动计算。

当运行备用容量无法满足要求时，实时控制原则如下：

1) 若陕西电网系统备用容量无法满足要求，在全网备用容量满足要求以及送电通道不受限制的前提下，电力调度机构可向

上级调度申请备用支援；

2)若陕西电网系统备用容量无法满足要求，且省间无法提供支援时，电力调度机构可立即采取措施以保证备用容量满足要求，包括新增开机、执行有序用电等；

3)发生机组跳闸、直流闭锁等事故后，应立即调出系统备用，控制联络线输送功率在规定范围内。

6.2.1.5. 电网安全约束

实时市场出清使用的安全约束条件原则上与交易前安全校核所提出约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化，经电力调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新，并在事后将相关信息向市场主体进行发布。

在实时运行中，为应对运行边界的不确定性，确保电网安全稳定运行和可靠供应，须将线路、变压器及断面功率的限值留出一定的控制裕度。原则上，按照在功率限值基础上扣除 3%—5% 后的限值作为实时出清约束要求，若实时环节线路、变压器及断面功率实际负载达限（达到功率限值的 100%），则该运行日后续时段可将按功率限值的 90% 作为实时出清约束要求。

6.2.1.6. 偏差约束及二次出清

电力平衡预测值和实际值偏差包括系统负荷超短期预测偏差、

新能源超短期预测偏差、火电实际出力执行偏差、水电实际出力执行偏差等。为保证电网运行实时平衡，设置偏差约束，当系统判断各类偏差之和超过一定阈值时，根据偏差总量修正下个滚动周期实时出清曲线，据此开展实时市场出清计算。当值调度可根据电网实际需要，实时调整偏差约束的最高、最低限值。

6.2.2. 实时机组运行边界条件准备

实时电能量市场中，发电机组运行参数变化时需及时报送有关信息，经电力调度机构审核同意后，以修改后的运行参数进行实时电能量市场出清计算。

6.2.2.1. 实时发电机组物理运行参数变化

实时电能量市场采用日前电能量市场封存的量价申报信息进行出清，各市场主体在实时电能量市场中不再进行价格申报。

当发电机组的物理运行参数与日前电能量市场相比发生较大变化时，发电企业需及时通过所属市场运营机构的技术支持系统进行报送，经电力调度机构审核同意后生效。主要包括以下信息：

- 1) 开机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从并网至最小稳定技术出力）；
- 2) 停机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从最小稳定技术出力至解列）；

- 3) 最新的预计并网/解列时间;
- 4) 机组出力上/下限变化情况;
- 5) 调试(试验)机组出力变化情况;
- 6) 机组发生故障,需对机组实时发电出力计划进行调整的情况;
- 7) 其他可能影响电力供应以及电网安全运行的物理参数变化情况。

6.2.2.2. 发电机组开/停机计划曲线

发电机组开机过程中,以机组当前实时出力为起点,电力调度机构根据机组报送的开机计划出力曲线,滚动修改未来2小时机组发电计划,直至机组出力上升至最小稳定技术出力。

发电机组停机过程中,以机组当前实时出力为起点,电力调度机构根据机组报送的停机计划出力曲线,滚动修改未来2小时机组发电计划,直至机组出力降为零并与电网解列。

6.2.2.3. 发电机组预计并网/解列时间

电力调度机构根据机组最新的预计并网/解列时间,在技术支持系统中对机组并网/解列时间参数进行修改,以修正后的参数进行实时电能量市场出清计算。

6.2.2.4. 发电机组出力上/下限约束

当机组因设备故障、燃料供应等原因发生出力限高/限低时，电厂应及时向所属电力调度机构提交出力限制申请，经所属电力调度机构审核同意后，电力调度机构在技术支持系统中将该台发电机组的出力上/下限约束值修改为变化之后的数值，按照修改之后的出力上/下限进行实时电能量市场出清计算。

6.2.2.5. 发电机组故障而要求的出力计划调整

机组发生故障后，若要对机组出力计划进行调整，需明确具体的发电出力计划对应的时间段，由电力调度机构审核同意后执行，作为固定出力机组参与市场，不参与实时市场优化和定价。

6.2.2.6. 发电机组调试（试验）计划执行

原则上，发电机组调试（试验）计划应按照日前发电计划执行，电力调度机构可根据不同情况进行调整，包括：因电力电量平衡或电网安全稳定约束要求调整调试（试验）计划等情况。

6.2.2.7. 发电机组一次能源供应约束

原则上，厂内存煤可用天数低于阈值（不包括坑口电厂）的燃煤机组，在实时电能量市场中严格按照日前发电计划安排实际发电，不参与实时市场优化和定价。

6.2.2.8. 超短期新能源出力预测

各新能源场站应于运行日滚动申报超短期出力预测曲线，作

为实时电能量市场出清的“报量”信息。

6.2.2.9. 机组故障停运

运行日机组发生故障停运，分当日恢复和次日恢复（故障停运后24小时之内）等情况考虑。当日可恢复并网的，请示电力调度机构并经审核同意后，可于当日并网。次日可恢复并网的，请示电力调度机构并经审核同意后，可于次日并网，价格按照该机组最近一个运行日的报价参与实时市场优化出清。其他情况，按照现货规则参与日前电能量市场申报。

6.3. 实时电能量市场的交易组织流程

运行日(D)T-120~T-30(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(D)T-30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，作为实时现货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(D)T-30~T-15，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，并开展实时现货市场安全约束经济调度(SCED)出清计算。

运行日(D)T-15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。

D+1日发布运行日(D)的省内实时电能量市场出清信息。

6.4. 实时电能量市场出清数学模型

实时电能量市场出清SCED数学模型与本实施细则5.7.2节基本一致,主要变化如下:

1)实时电能量市场出清SCED目标函数中移除“日前响应型”虚拟电厂发用电成本,且优化时段数T调整为8,即求解优化未来120分钟内每15分钟的市场出清结果。

2)实时电能量市场出清SCED约束条件中移除独立储能充放电功率及荷电状态约束、“日前响应型”一体化虚拟电厂发用电功率约束、独立储能日充放电循环次数约束。实时环节,独立储能与“日前响应型”虚拟电厂原则上执行日前市场出清的充放电与发用电计划,不参与实时市场优化和定价。

6.5. 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制

6.5.1. 必开机组

日前电能量市场中确定为必开的发电机组,在实时电能量市场中同样视为必开机组。必开机组在实时电能量市场中的出清机

制与本实施细则 5.8.1 节一致。

6.5.2. 调试（试验）机组

调试（试验）机组在实时电能量市场中的出清机制与本实施细则 5.8.2 节一致。

6.5.3. 最小连续开机时间内机组

最小连续开机时间内的机组在实时电能量市场中的出清机制与本实施细则 5.8.3 节一致。

6.5.4. 处于开/停机过程中的机组

处于开机过程中的发电机组，在机组并网后升功率至最小稳定技术出力期间，发电出力为其实时发电出力，作为价格接受者不参与实时市场优化和定价。机组达到最小稳定技术出力后，从下一交易时段开始，按照其电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

处于停机过程中的发电机组，在机组从最小稳定技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其实时发电出力，作为价格接受者不参与实时市场优化和定价。

6.5.5. 一次能源供应约束机组

一次能源供应约束机组在实时电能量市场中的出清机制与本实施细则 5.8.5 节一致。

6.5.6. 日前、实时启停状态不一致机组

当电网运行边界发生较大变化时，针对因保安全、保供应、保消纳、控煤耗、执行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现货市场出清结果执行。

6.6. 实时电能量市场安全校核

实时电能量市场的安全校核与本实施细则 5.9 节一致。

6.7. 实时电能量市场定价

6.7.1. 发电侧定价

实时电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价。实时现货市场中，发电机组/场站以其所在节点的每 15 分钟节点电价作为相应时段的结算价格。发电机组/场站所在节点电价因平衡或断面约束条件越限、触发惩罚因子等因素导致价格低于自身出清电力对应报价时，节点电价按照其出清电力对应报价执行。

6.7.2. 用户侧定价

实时电能量市场中，售电公司和批发用户以每 15 分钟的用户侧统一加权电价作为相应时段的结算价格。现阶段，用户侧统一加权电价按照下式计算：

$$LMP_{t, \text{实时}} = \frac{\sum_m (Q_{m,t, \text{实时}} \times LMP_{m,t, \text{实时}})}{\sum_m Q_{m,t, \text{实时}}}$$

其中, $LMP_{t, \text{实时}}$ 为时段 t 的用户侧统一加权电价; $Q_{m,t, \text{实时}}$ 为时段 t 机组 m 的实时出清上网电量; $LMP_{m,t, \text{实时}}$ 为时段 t 机组 m 所在节点的实时电价。

6.8. 实时运行调整

电网实时运行应按照电力系统运行有关规则规定, 保留合理的调频、调峰、调压及备用容量, 以及各输变电断面合理的潮流波动空间, 满足电网风险防控措施要求, 保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。

电网实时运行中, 当系统发生事故或紧急情况时, 电力调度机构应按照安全第一的原则处理, 无需考虑经济性。处置结束后, 受影响的发电机组以当前的出力点为基准, 恢复参与实时电能量市场出清计算, 电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等信息。

发生下列情况之一时, 电力调度机构可根据系统运行需要进行调整:

- 1) 电力系统发生事故可能影响电网安全时;
- 2) 系统频率或电压超过规定范围时;

- 3) 系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时；
- 4) 输变电设备过载或超出稳定限额时；
- 5) 继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；
- 6) 气候、水情、新能源出力发生极端变化可能对电网安全造成影响时；
- 7) 为保证省间联络线输送功率在正常允许范围而需要调整时；
- 8) 电力调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形。

在出现上一条所述情况时，电力调度机构可以采取以下措施调整运行方式：

- 1) 改变机组的发电计划；
- 2) 让发电机组投入或者退出运行；
- 3) 调整电网运行方式，包括调整设备停复役计划；
- 4) 调整省间联络线的送受电计划；
- 5) 采取错避峰限电方式控制负荷；
- 6) 暂停实时电能量市场交易；

- 7) 调整输变电设备输送功率限额，设置临时断面；
- 8) 投入或退出机组调频模式；
- 9) 电力调度机构认为有效的其他手段。

实时运行过程中市场主体出现违反系统安全和相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时，电力调度机构应对市场主体行为及时记录并按相关规定进行处罚，严重情况可建议政府主管部门对有关市场主体实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由市场主体自行承担。

7. 市场衔接机制

7.1. 省内现货市场与省内中长期市场的衔接

陕西电力市场采用“中长期合约作为结算依据管理市场风险、现货交易采用全电量集中竞价”的交易模式，中长期交易结果不作为调度执行依据。中长期合约应包括执行周期、分时电量结算曲线、分时价格、结算参考点等要素。在现货市场申报前，中长期交易合约电量须分解为相应运行日的分时电量结算曲线。

7.2. 省内现货市场与省间短期交易的衔接

省间短期交易包括省间现货交易、西北辅助服务交易等。省内现货市场预平衡后，电力调度机构依据机组发电预计计划曲线、富余发电能力曲线以及省内电力平衡裕度，组织市场主体参加省

间现货市场。省间现货市场正式出清后，电力调度机构依据更新后的省间联络线计划以及省内电力平衡裕度，组织市场主体参加西北辅助服务市场。

各类省间短期交易结果作为省内现货市场正式出清的边界条件。省内发电企业自主外送的短期交易成分在省内现货市场中优先出清。

省间现货市场的出清、结算等按照《省间电力现货交易规则（试行）》（国家电网调〔2021〕592号）执行。西北辅助服务市场的出清、结算等按照《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则》（西北监能市场〔2020〕8号）、《〈西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则〉补充修订条款》（西北监能市场〔2023〕2号）、《西北区域备用辅助服务市场运营规则》（西北监能市场〔2023〕60号）执行。

7.3. 省内现货市场与省内电力辅助服务市场的衔接

7.3.1. 省内现货市场与省内调频辅助服务市场的衔接

省内现货市场与省内调频辅助服务市场联合运行、顺序出清。竞价日，电力调度机构综合调频容量需求、机组调频辅助服务报价排序及日前电能量市场安全约束机组组合（SCUC）计算得到的机组组合结果，开展调频辅助服务市场预出清。进行日前电能量市场出清时，调频辅助服务市场预出清中标机组的可调出力上、下限分别按以下公式调整：

$$P_{i, \text{日前}}^{\max} = P_i^{\max} - P_{i, \text{预出清中标容量}}$$

$$P_{i, \text{日前}}^{\min} = P_i^{\min} + P_{i, \text{预出清中标容量}}$$

实时运行期间，电力调度机构综合调频容量需求、机组调频辅助服务报价排序及实时机组组合方式，开展调频辅助服务市场终出清。进行实时电能量市场出清时，调频辅助服务市场终出清中标机组的可调出力上、下限分别按以下公式调整：

$$P_{i, \text{实时}}^{\max} = P_i^{\max} - P_{i, \text{出清中标容量}}$$

$$P_{i, \text{实时}}^{\min} = P_i^{\min} + P_{i, \text{出清中标容量}}$$

市场初期，独立储能可自主选择参与电能量现货市场或调频辅助服务市场，二者暂时不能同时参与。待条件成熟后，独立储能可自主决定参与电能量现货市场、调频辅助服务市场的充放电容量比例，同时参与电能量现货市场和调频辅助服务市场。

7.3.2. 省内现货市场与省内调峰辅助服务市场的衔接

按照国家发改委、国家能源局要求，探索并完善调峰辅助服务市场与现货市场的融合机制。现货市场结算试运行期间，停止省内调峰辅助服务市场深度调峰交易、启停调峰交易、储能调峰及顶峰交易等品种，具体规定详见陕西电力辅助服务市场相关运营规则。

7.4. 省内现货市场与“关中控煤”执行的衔接

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。

全网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。

“关中控煤”执行期间，“控煤原因”形成的必开机组不进行必开补偿；机组启动仅针对机组停机168小时内再次并网的场景进行补偿；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。上述补偿方式详见《陕西电力市场结算实施细则（连续试运行V2.0）》。

8. 市场力监测与管控

行使市场力行为指市场主体违反公平竞争原则，损害市场公共利益、扰乱市场秩序等行为，主要包括持留行为、市场串谋行

为和市场操纵行为等。

持留行为指市场主体通过物理持留和经济持留等不正当手段，影响市场成交结果，扰乱市场秩序的行为。物理持留指市场主体故意限制自身发电能力，从而减少市场有效供应、提高市场价格；经济持留指市场主体对部分机组故意进行不经济的报价，从而抬高同一控制关系的市场主体整体收益。

市场串谋行为指两个或两个以上不具有实际控制关系的市场主体通过串通报价等方式协调其相互竞争关系，从而使共同利润最大化的行为。

市场操纵行为是指市场主体通过无故改变或虚假申报设备运行参数、无故改变设备运行状态、发布干扰市场正常运行的信息等方式扰乱市场秩序的行为。

8.1. 市场力行为识别和处置

在市场监测中发现以下情形的，市场运营机构启动持留行为识别：

- 1) 机组设备非计划停运、故障或运行受限的；
- 2) 无故申请机组设备检修或延长检修期限的；
- 3) 无故降低机组最大可调出力的；
- 4) 突然改变报价习惯或报价方式，或以远高于市场同类型

机组边际成本进行市场申报的；

5) 系统边际条件发生变化导致机组在区域内拥有市场力且行使市场力的；

6) 控制报价、在现货市场不成交，通过价差合约在中长期市场套利的；

7) 其他涉嫌持留行为的情形。

在市场监测中发现以下情形的，市场运营机构启动行使串谋行为识别：

1) 不具有实际控制关系的市场主体使用具有相同或接近的计算机 MAC 地址、网络 IP 地址等进行交易申报的；

2) 不具有实际控制关系的市场主体拥有的信息化交易平台存在数据交互的；

3) 不具有实际控制关系的市场主体频繁出现关联性申报行为的；

4) 市场主体使用与其不具有实际控制关系的其他市场主体的交易账号、密码或密钥等进行交易申报的；

5) 其他涉嫌市场串谋行为的情形。

在市场监测中发现以下情形的，市场运营机构启动市场操纵行为识别：

- 1) 频繁改变设备运行参数；
- 2) 机组实际运行关键参数与事前注册信息存在较大偏差的；
- 3) 发布或散布信息恶意引导市场价格走向，干扰市场正常运行的；
- 4) 其他涉嫌市场操纵行为的情形。

市场运营机构对持留、市场串谋和市场操纵行为进行识别，并将情况报告政府主管及监管部门。为避免具有市场力的发电主体操纵市场价格，需采取市场力监测与管控措施。

8.2. 市场力监测与管控措施

市场初期，针对各发电集团下属统调内用公网火电机组的电量申报行为实施市场力监测与管控措施。

1) 开展市场力评估分析。计算各发电集团的剩余供给指数 (RSI)，作为其市场力指标，剩余供给指数计算公式如下：

$$RSI_i = \frac{S_A - S_i}{D_A}$$

其中， RSI_i 为第 i 个发电集团的剩余供给指数； S_A 为该运行日统调内用公网火电机组的总可用发电容量； S_i 为第 i 个发电集团下属统调内用公网火电机组的总可用发电容量； D_A 为对应统调内用公网火电机组的总用电需求容量。

对任一发电集团，其剩余供给指数越小，表明其控制市场价格

格的能力越强，对于剩余供给指数低于限值的发电集团，视该发电集团具备市场力。剩余供给指数限值由政府主管及监管部门根据陕西电网实际运行情况制定，市场初期暂定为1.0，后期视陕西电力现货市场实际运行情况予以调整。

2) 开展市场力行为分析。在日前电能量市场出清完成后，计算日前全天加权出清均价，判断是否高于基准电价。若小于等于基准价格，则该运行日被认定通过市场力行为测试；反之则视为未通过市场力行为测试，触发管控条件，进行市场力管控。市场初期，基准电价为省内燃煤发电基准价乘以浮动系数，四舍五入保留两位小数。浮动系数与运行日的统调内用公网火电供需比相关，统调内用公网火电供需比指在统调内用公网统计口径内，并网在运火电机组及停机备用火电机组（不含应急备用电源）装机容量之和与该运行日并网在运火电机组日前出清最大电力的比例，其与浮动系数间的具体数值关系如下表：

火电供需比区间	浮动系数
供需比 ≤ 1.05	1.3
$1.05 < \text{供需比} \leq 1.15$	1.2
$1.15 < \text{供需比} \leq 1.5$	1.1
$1.5 < \text{供需比}$	1.05

3) 实施市场力管控措施。当触发市场力管控条件后，面向市场力排名前四（Top-4）的发电集团开展价格影响测试，即将具

备市场力的发电集团按照剩余供给指数由低到高排序，逐轮次将单个发电集团相关机组高于参考报价的报价段替换为参考报价，并重新组织日前市场出清，直至日前市场加权平均电价低于基准电价或市场力排名前四（Top-4）的发电集团均完成报价替换为止。

市场初期，参考报价与本地电煤价格联动（参考报价最高不超过申报限价），具体计算公式如下，四舍五入保留两位小数：

$$\text{参考报价} = \text{电煤价格}/1000 \times 302.4 \times 7000/5000 \times P$$

其中：电煤价格采用截止该运行日陕西煤炭交易中心（西煤网）发布的最新一期陕西动力煤价格；煤耗参数暂依据中电联《中国电力行业年度发展报告 2025》，取 2024 年全国 6000kW 以上火电机组平均煤耗 302.4 克/千瓦时（7000 大卡），折算至 5000 大卡动力煤后平均煤耗为 423.36 克/千瓦时；P 为收益系数，其与运行日的统调内用公网火电供需比相关，具体数值关系如下表：

火电供需比区间	收益系数
供需比 ≤ 1.05	1.5
$1.05 < \text{供需比} \leq 1.15$	1.3
$1.15 < \text{供需比} \leq 1.5$	1.2
$1.5 < \text{供需比}$	1.1

为保留一定的峰谷价差信号，报价替换过程中针对机组的最后一段报价，如最后一段报价容量小于装机容量的 15%，则设置

其替换价格为 $\min(\text{最后一段报价}, \max(\text{参考报价}, \text{省内燃煤发电基准价} \times P))$ 。

目前采取市场力管控措施后得到的市场出清结果作为日前电能量市场的结算依据。实时市场将按照日前市场最终替换后的报价进行出清。

4) 开展市场力获利回收。定义各发电集团市场力溢价率如下：

发电集团市场力溢价率 = (该发电集团报价替换前日前加权均价 - 该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。

5) 开展市场力报价同质性测试。定义火电机组日量价申报特征向量如下：

$$V_i = |P_{0\%}, P_{N\%}, P_{2N\%}, \dots, P_{100\%}|$$

其中， $P_{0\%}, P_{N\%}, P_{2N\%}, \dots, P_{100\%}$ 各向量元素分别为火电机组 i 对应

0%容量、N%容量、2N%容量至100%容量的申报价格，0%容量至最小技术出力区间的申报价格取第一段报价。

基于各机组日量价申报特征向量的欧式距离，定义机组间报价相似度如下：

$$W_{i,j} = 1 - \frac{\sum_{k \in [0\%, N\%, \dots, 100\%]} \sqrt{(P_k^i - P_k^j)^2}}{1 + 100 / N} \times \frac{1}{\text{现货价格申报上限}}$$

其中， P_k^i 和 P_k^j 为机组*i*、*j*在容量分位*k*对应的申报价格。

常态化对所有统调内用公网火电机组进行报价相似度计算，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，视为未通过报价同质性测试。

9. 发电侧偏差考核机制

发电侧偏差考核主要指日内非计划停运偏差考核，当出现下述情况之一时，认定为机组日内非计划停运：

（一）机组在日前电能量市场中中标且纳入机组组合，因自身原因发生临时跳闸，影响运行日（D）的开机运行。

（二）机组在日前电能量市场中中标且纳入机组组合，因自身原因未按照日前电能量市场中出清结果并网时间或市场运营机构在实时运行中要求的并网时间按时并网。

日内非计划停运时段采用下述方法认定：

（一）正常运行机组因自身原因直接跳闸或被迫停运，从发生跳闸或机组开始滑停时刻（以当值调度员值班日志为准）的上

一个整点时刻起，至该机组重新并网，出力恢复正常的一个整点时刻为止。之间的时间段计为日内非计划停运时段。若机组因自身原因跳闸后，在运行日内未重新并网，非计划停运时段按照该机组重新并网时间在事后认定。

（二）机组因自身原因未按照日前电能量市场中出清的并网时间或市场运营机构在实时运行中要求的并网时间按时并网时，从日前电能量市场出清的并网时刻，或市场运营机构在实时运行中要求的并网时刻的上一个整点时刻起，至机组实际并网时刻的下一个整点时刻，之间的时段计为日内非计划停运时段。若机组在运行日内未重新并网，非计划停运时段按照该机组最终并网时间在事后认定。

当机组在实时运行中出现非计划停运时，非计划停运时段产生的上网电量，按偏差结算规则有关规定进行结算。火电机组发生临时非计划停用后，下一次开机所产生的启动费用不予补偿。

10. 特殊情况处理机制

10.1. 保供电时期处理机制

保供电时期，为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，根据保供电等级要求，可采取调整电网旋备、调整断面限额、设置临时断面等措施。

10.2. 自然灾害影响期处理机制

冰灾、山火、地震等恶劣极端自然灾害时期，为了保障受灾地区的人民生活和重要用户用电，根据灾害影响的范围和程度，可采取开机、停机、调整输变电设备传输功率限额，设置临时断面、临时安排输变电设备停运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。

10.3. 系统出清异常处理机制

当技术支持平台运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需重新按照原有边界条件重新进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向市场成员发布。若重新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行。若重新计算校正结果后，出清结果已经执行，但市场未正式结算，则按校正之后的结果结算。

10.4. 价格异常处理机制

发生价格异常情况时，可采取价格管制的方式来干预电力现货市场交易，并宣布相应的交易时段为价格管制时期。当市场出清得到的节点电价超过最高限价时，该节点在该交易时段的节点电价用最高限价代替；当市场出清得到的节点电价低于最低限价时，该节点在该交易时段的节点电价用最低限价代替。对于引起市场价格明显异常的发电机组，市场运营机构可采用调整限价范

围、进行申报价格替代或选取近一段时期现货市场平均价格等手段进行结算。

10.5. 市场违约行为处罚

不按日前电能量交易公布结果执行机组启停和发电计划的行为，接受两个细则考核。

10.6. 政府特殊管控机制

为落实政府部门的特殊管控要求，部分时期存在需要对特定区域电厂进行发电管控的情况，若管控要求体现为电量约束（如煤炭消费总量控制、减排总量控制等），管控期内该区域机组在现货市场出清时需同时满足电量约束要求；若管控要求体现为机组出力上限或下限要求，则管控期内该机组在现货市场出清时需同时满足出力约束；若管控要求体现为机组固定出力，则管控期内该机组固定出力，不参与市场优化。

10.7. 市场干预与中止

当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则处理事故和安排电力系统运行，市场运营机构应向省级政府主管部门和能源监管机构报告有关情况，经研究评估市场影响及后续趋势，并采取应急措施后，视情况做出中止现货市场的决定。

1) 当面临严重供不应求情况时，当出现地震等重大自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时；

- 2) 因发生突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等原因导致电力供应严重不足或电网运行安全风险较大时；
- 3) 发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时；
- 4) 因地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时；
- 5) 电力市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、现货及辅助服务市场技术支持平台、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障，导致现货市场交易无法正常组织时；
- 6) 出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

当出现上一条所述情况导致市场中止时，采用如下的处理措施：

1) 日前电能量市场中止时，当日不开展日前电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日负荷预测、新能源预测、省间联络线送购电计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。以运行日实际执行的结果以及实时电能量市场价格作为运行日的日前电能量市场出清结果。

2) 实时电能量市场中止时，相应时段内不开展实时电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电

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边界，对发电机组的实时发电计划进行调整。在市场中止期间所对应的结算时段，以最近一个交易日相同时段的实时电能量市场价格作为实时电能量市场价格。当市场长时间中止时，按照政府主管部门及能源监管机构指定方式进行结算。

当异常情况解除，市场运营机构恢复市场正常运行。

11. 附则

本细则由陕西省发展改革委、国家能源局西北监管局负责解释。

本细则自发布之日起施行。