

青海电力现货电能量市场 连续结算试运行工作方案

为深入贯彻落实《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电能量市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号）文件精神，加快推进青海电力现货电能量市场建设与全国统一电力市场体系接轨，结合青海新能源消纳需求与电力系统运行特点，现制定本工作方案。本方案旨在巩固前期结算试运行成果，保障现货电能量市场平稳有序运行，更好发挥市场在电力资源优化配置中的作用，为构建适应新型电力系统的现货电能量市场提供实践路径。

一、工作目标

（一）进一步检验评估市场交易规则和关键机制的有效性、合理性；

（二）检验电力交易平台和现货支持系统的稳定性、可靠性和适用性；

（三）检验市场出清边界数据的完整性、合理性和时效性，检验现货电能量市场出清计算逻辑的正确性和合理性；

（四）检验市场化调度生产组织流程的适用性和市场化电力电量平衡机制的有效性，检验电网企业调度运行人员的市场化应急处置能力；

（五）检验市场各类结算科目计算方式、资金规模的合理性；

（六）进一步提升市场主体参与市场意识和规则的理解程度，为开展正式结算试运行奠定基础。

二、工作计划

（一）交易品种

结算试运行电能量市场开展中长期交易，现货日前、实时交易。调峰辅助服务市场与现货电能量市场融合，不再单独开展调峰辅助服务市场。

（二）运作模式

本次结算试运行包含电力现货电能量市场的交易组织、交易申报、交易出清、结果发布、实际调电控制和实际结算等全流程。

（三）时间安排

青海现货电能量市场自 2025 年 10 月 28 日起开始连续试运行，其中 2025 年 10 月 28 日至 10 月 31 日开展模拟试运行，2025 年 10 月 27 日组织 10 月 28 日的日前现货交易，10 月 28 日至 10 月 31 日不进行实际结算；2025 年 11 月 1 日起开展结算试运行，2025 年 10 月 31 日组织 11 月 1 日的日前现货交易，11 月 1 日起进行调电及实际结算。

新投产的发电企业、新型经营主体，在满足准入条件参与中长期交易的次月起参与电力现货电能量市场交易。满足准入

条件的用户次月起参与电力现货电能量市场交易，满足准入条件至参与现货电能量交易期间，按如下方式进行结算：存在中长期合约的，按中长期规则进行结算；无中长期合约的电网企业代理购电用户转市场化交易的暂按代理购电方式进行结算；无中长期合约的新注册用户，按月度现货电能量结算均价结算。

（四）参与范围

按照“应进则进，能参尽参”原则，满足准入及结算条件的市场经营主体全部参与并结算。

发电侧：青海省内参与中长期交易的统调燃煤火电机组、新能源场站（直流配套电源除外），扶贫、特许经营权、光热发电项目、分布式/分散式项目、光伏应用领跑者、金太阳等新能源项目在新能源上网电价市场化改革实施方案在省内执行后参与现货电能量市场出清与结算。

用户侧：青海省内参与中长期交易的直接交易用户、售电公司、电网公司代理购电用户。

储能：满足准入条件的独立储能及配建储能电站。

虚拟电厂：满足准入、控制、现货电能量市场计量等条件的虚拟电厂，虚拟电厂建设与运营管理方案在省内执行后虚拟电厂参与现货电能量市场出清与结算。

三、组织流程

（一）组织方式

1. 中长期交易

采用“中长期合约仅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发电机组调度执行依据。中长期交易组织按照现有机制开展，由电力交易平台依据发用双方已签订的 24 时段合约电量采用均分方式自动分解形成中长期 96 点合约曲线，**尾差固定在第四个点兜底。**

考虑与现货电能量市场衔接，**中长期分时段交易开展后**，中长期外购电量采用挂牌交易形式的，由全体工商业用户（售电公司、电网代理购电）摘牌消纳；火电按机组拆分交易单元，以交易单元参与交易，将已持有合同按机组额定容量比例分解，作为中长期结算依据。

在日融合交易开展前，经营主体可通过中长期合同转让交易调整曲线，省间交易按北京交易中心下发的日清分结果结算，省间合同不再纳入省内合同转让范畴。合同转让交易闭市前以双方确认的 D-2 日 24:00 之前的（D 为执行日）交易数据作为调整依据，生成最终中长期结算曲线。

2. 现货电能量市场出清方式。

日前电能量市场采用全电量申报、集中优化出清的方式组织开展。发电机组在日前电能量市场中申报运行日的报价信息，调度机构综合日前机组运行边界、日前电网运行边界条件等约束条件，以全网发电成本最小化为优化目标，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，出清得到运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时电价。若边界条件无法在 10:00 前下达，则用前一日边界条件作为日前边界条件进行出清。

实时现货电能量市场，电力调度机构基于日前电能量市场封存的发电机组申报信息，综合考虑超短期负荷预测、新能源超短期功率预测、最新联络线计划等边界条件，在日前调度计划确定的开机组合基础上，以全网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，出清得到各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价。

在连续结算试运行阶段，为保障现货出清算法的稳定运行，部署两套独立且符合规则要求的算法，互为备用，按日切换，确保运行连续性。

（二）交易申报

竞价日（D-1）交易申报截止时间（10:00）前，参与现货电能量市场交易的市场主体需通过新一代交易平台完成运行日（D）的信息申报工作。若未按时申报，则按照缺省报价信息参与市场出清。

发电侧市场主体按照市场运营机构要求完成机组运行参数的申报和核查，确保相关参数的完整性和正确性，机组运行参数见附件 1。

1. 申报信息

火电机组采用“报量报价”方式进行申报，申报信息为机组启动费用（元/次）和电能量报价（元/MWh）。

采用“报量报价”的新能源场站，申报信息为运行日 96 点发电预测曲线（现有申报方式不变）、电能量报价。若场站未上报预测数据，则采用主站预测数据进行替代；若主站、场站均无预测数据，则认为预测数据为 0。配建储能实时上传自身存储电量状态 SOC，配建储能与新能源场站按各自报价曲线独立出清后按联合方式运行，配建储能与新能源场站以节点电价按总量参与结算；采用报量不报价的新能源申报运行日 96 点发电预测曲线（现有申报方式不变），若场站未上报预测数据，则采用主站预测数据进行替代；若主站、场站均无预测数据，则认为预测数据为 0。

独立储能电站按自然月自愿选择以报量不报价或报量报价的方式参与现货电能量市场。报量报价储能电站申报信息为电能量报价（元/MWh）、最大充电功率、最大放电功率、最大、最小允许 SOC 值。若迟报、漏报或不报采用缺省参数。报量不报价储能电站作为发电和用电的结合体，自主决策申报充放电曲线，存储电量状态 SOC 等。

虚拟电厂按自然月自愿选择以报量不报价或报量报价的方式参与现货电能量市场，“报量不报价”方式下，申报次日 96 点用电曲线，“报量报价”方式下，申报日前负荷计划、次日

量价曲线和上下调节能力。

2. 申报要求

(1) 火电机组启动费用的大小关系为：冷态启动费用 $>$ 温态启动费用 $>$ 热态启动费用。发电机组在日前电能量市场中申报的冷/温/热态启动费用不能超过启动费用限价区间。

(2) 电能量报价表示机组运行在不同出力区间时单位电能量的价格，可最多申报 5 段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh），电力的最小单位是 1MW，申报电价的最小单位是 10 元/MWh。需满足以下要求：

1) 对于火电机组，第一个报价段出力起点为机组的最小可调出力，由机组自行决定最小可调出力且不得高于最小技术出力，最后一个报价段出力终点为额定有功功率；对于新能源场站，第一段出力区间起点为 0，最后一段出力区间终点为机组的额定有功功率。

2) 对于报量报价独立储能电站，第一段出力区间起点为最大充电功率，最后一段出力区间终点为最大放电功率，出力区间不得跨越充电、放电功率。对于报量报价虚拟电厂，第一段出力区间起点为最大用电功率，最后一段出力区间终点为最大放电功率，出力区间不得跨越充电、放电功率。

3) 每个报价段的出力起点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的价格属于上一报价段。

4) 报价曲线必须随出力增加单调非递减。

5) 对于火电机组，每个报价段出力跨度不能低于机组额定有功功率与最小可调出力之差的 10%；对于新能源场站，每个报价段出力跨度不能低于装机额定有功功率的 10%；对于报量报价储能电站，每段报价段的长度不得小于最大充电功率和最小放电功率之差的 10%；对于报量报价虚拟电厂每个用电报价段的出力跨度不能低于虚拟电厂最大用电功率的 10%，每个放电报价段出力跨度不能低于最大放电功率的 10%。

2025 年 10 月 26 日前各市场经营主体完成缺省参数申报。

3. 申报数据审核

市场主体申报信息、数据应满足申报要求，由青海电力交易平台进行初步审核，初步审核不通过的不允许提交，直至符合申报要求。

(三) 市场力监测

连续试运行市场力监测设置事前监管机制，事后监测机制待市场成熟后开展，开展事后市场力监测前提前一个月向市场经营主体征求意见并公布。

日前电能量市场出清后，计算市场供需比和价格情况。当供需比范围内同类型电源（火电、风电、光伏）出清均价小于等于事前监测参考价格时，被认定通过事前监管；当供需比范围内同类型电源（火电、风电、光伏）出清均价大于事前监测参考价格时，被认定不通过事前监管，将该供需比范围内高于

基准价格的报价段进行替换，按替换后报价进行日前及实时市场出清。事前监管机制的具体实施步骤如下。

1. 事前监管参考价格对比：

当日前市场出清后，供需比范围内某电源类型（火电、风电、光伏）的节点电价按照市场出清电量加权计算的出清均价高于对应的事前监测参考价格，则进入报价替换环节。供需比范围及对应事前监测参考价格由政府相关部门进行明确，暂定标准如表 1 所示，如有变化将及时进行公布调整。

表 1 市场供需比及触发市场力事前监测参考价格

现货电能量市场供需比	事前监测参考价格
现货电能量市场供需比 ≥ 1.5	182 元/兆瓦时
$1.3 \leq$ 现货电能量市场供需比 < 1.5	313 元/兆瓦时
$1.1 \leq$ 现货电能量市场供需比 < 1.3	426 元/兆瓦时

2. 报价替换出清：

供需比范围内将触发市场力监测的该类型电源（火电、风电、光伏）高于基准价格的报价段进行替换，按替换后报价进行日前及实时市场出清。替换价格暂定标准如表 2 所示，供需比范围及对应替换价格由政府相关部门进行明确，如有变化将及时进行公布调整。当同一类型电源连续 5 日未通过事前监管时，如第 6 日继续未通过事前监管，从第 6 日起按替换基准价格的 0.95 倍执行，直至该类型电源通过事前监管后恢复。

表 2 市场供需比及触发市场力替换基准价格

现货电能量市场供需比	基准价格
现货电能量市场供需比 ≥ 1.5	149 元/兆瓦时
$1.3 \leq$ 现货电能量市场供需比 < 1.5	256 元/兆瓦时
$1.1 \leq$ 现货电能量市场供需比 < 1.3	349 元/兆瓦时

(四) 电价机制

1. 发电侧电价机制

发电侧以机组所在节点的实时节点电价作为相应时段的出清价格。

2. 用户侧电价机制

用户侧结算电价由每 15 分钟的机组实时电能量市场总电费除以机组实时电能量市场总电量得到。计算公式为：

$$\overline{LMP}_{t, \text{实时}} = \frac{\sum_{m=1}^M (Q_{m,t, \text{实时}} \times LMP_{m,t, \text{实时}})}{\sum_{m=1}^M Q_{m,t, \text{实时}}}$$

其中， $\overline{LMP}_{t, \text{实时}}$ 表示第 t 时段的用户侧实时加权平均电价；

$Q_{m,t, \text{实时}}$ 表示机组 m 第 t 时段的实时出清总上网电量；

$LMP_{m,t, \text{实时}}$ 表示机组 m 第 t 时段的实时出清价格。

(五) 交易组织具体流程

1. 日前市场时序组织情况

D-3 日前：在运机组报送试验（调试）计划。需要在 D 日调试的在运机组向调度报送 D 日调试时段内每 15 分钟的试验调

试计划。

竞价日（D-1）07:00 前：新能源上传预测曲线。各风电、光伏新能源场站上传次日 96 点发电预测曲线。

竞价日（D-1）08:30 前：

（1）确定机组状态约束。根据机组检修批复情况、调试（试验）计划批复情况以及发电企业燃料供应情况等，调度机构确定运行日其调管范围内机组的 96 点状态。

（2）确定机组出力上下限约束。根据机组的额定有功功率、检修和调试（试验）批复等情况，调度机构确定运行日 96 点机组出力上下限约束。

（3）机组申报最早可并网时间。在竞价日处于停机状态且在运行日具备开机运行条件，该机组需申报运行日精确到 15 分钟时段的最早可并网时间。

（4）供热电厂申报供热计划。供热电厂应通过调度技术支持系统向调度机构申报运行日的供热计划。

竞价日（D-1）09:30 前，省内现货电能量市场事前信息发布。市场运营机构通过信息披露平台发布日前电能量市场事前信息。

竞价日（D-1）10:00 前，省内日前现货电能量市场信息申报。所有市场机组（新能源为场站）须通过新一代电力交易平台完成日前电能量交易申报。

竞价日（D-1）11:00 前，省内日前现货电能量市场预出

清。调度机构将运行日 96 点统调负荷预测曲线、母线负荷预测曲线、省间联络线预计划、各机组申报信息、机组运行参数等作为输入信息，以全网发电成本最小为目标，考虑系统备用、断面极限等电网运行约束，以及最大最小出力、爬坡速率限制等机组运行约束，通过 SCUC、SCED 进行优化计算，出清得到日前电能量市场预出清结果，包括机组开停计划、发电计划曲线、发电侧分时节点电价以及用户侧加权平均电价。调度机构并将日前电能量市场预出清结果、省内电力平衡裕度和可再生能源富余程度通过信息披露平台向市场主体发布。预出清结果主要包括机组启停计划、机组 96 点发电出力计划曲线等。

竞价日（D-1）11:30 前，省间现货申报。省内火电机组和新能源场站依据日前电能量市场预出清结果，参照自身各时段的富余发电能力，完成省间日前现货电能量市场申报。

竞价日（D-1）11:45 前，省间申报数据校验。调度机构对申报数据进行合理性校验，并将省内各市场主体报价曲线通过省间现货交易平台上报至国调中心。

竞价日（D-1）12:30 前，省间日前市场出清。国调和网调组织并形成省间日前现货交易出清结果，经安全校核通过后，将包含省间日前现货交易结果的跨区发输电日前计划下发至相关调度机构和市场主体。

竞价日（D-1）15:30 前，省间辅助服务申报。相关机组参照富余出力，完成次日省间辅助服务市场信息申报。

竞价日（D-1）16:30 前，省间辅助服务交易结果发布。调度机构和发电企业接收省间辅助服务交易结果和省间联络线正式计划。

竞价日（D-1）22:00 前，省内日前现货电能量市场正式出清及发布。调度机构根据联络线正式计划以及省间现货、省间辅助服务市场交易结果等最新边界条件，采用 SCUC 和 SCED 计算得到省内日前电能量市场正式出清结果。

2. 实时市场时序组织情况

T-110 分钟前，省间日内现货电能量市场申报。省内火电机组、水电机组和新能源场站根据调度机构下发的最新发电计划计算富余发电能力，申报省间日内交易时段内的“电力-价格”曲线。

T-90 分钟前，省间申报数据校核。调度机构对省内发电企业申报数据进行合理性校验，并将发电企业报价曲线上报至国调中心。

T-60 分钟前，省间现货电能量市场出清及发布。国调中心、网调组织并形成考虑安全约束的省间日内现货交易出清结果，将出清结果纳入联络线日内计划，经安全校核后，将包含省间日内现货交易出清结果的跨区发输电计划下发至相关调度机构及市场主体。

T-30 分钟前，省间辅助服务市场申报。调度机构根据省内实时富余新能源出力，完成 T 时段省间调峰需求申报。

T-25 分钟前，省间辅助服务市场出清及发布。调度机构和发电企业接收 T 时段的跨省辅助服务市场出清结果和省间联络线计划。

T-15 分钟，省内实时现货电能量市场出清及发布。调度机构基于最新的电网运行状态、跨省联络线计划、省间日前及日内现货交易结果、超短期负荷预测、新能源超短期功率预测信息，出清形成 T~T+120 分钟的市场出清结果。

(六) 交易执行

调控中心基于日前现货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)编制日前发电调度计划，发电企业应根据日前发电调度计划提前做好开停机准备，确保按时开停机。实时现货电能量市场的发电侧出清结果即为机组需要实际执行的发电计划，发电企业要严格执行实时发电计划。

(七) 风险控制

调度机构要切实加强调度运行管理，全力保障市场有序出清和电网安全运行。当市场出清结果无法满足电网安全运行需要时，及时实施人工干预保障电网安全运行，干预措施包括但不限于调整市场出清边界、调整市场出清结果，调度机构应详细记录事件经过、市场干预调整情况等。当出现气候异常、自然灾害、重大电源或电网故障等突发事件影响电力供应或电网安全时，或技术支持系统出现异常无法正常开展交易时，调度机构应按照“安全第一”的原则处理事故和安排电网运行，必

要时经报请青海省能源局同意后可中止现货电能量市场结算试运行，恢复常规调度计划模式。

(八) 结果发布

电力交易机构通过电力交易平台，按规定及时向市场主体披露日前、实时现货电能量市场运营相关信息，若因省间联络线计划下发等前序流程推迟或市场边界发生较大变化导致市场出清推迟，则发布时间顺延。

四、市场结算

发电侧以所在的节点电价进行结算，用户侧以实时加权平均电价进行结算。采用单偏差结算方式，日前市场不进行财务结算，**初期采用量差结算模式**，后续根据实际运行情况逐步调整至价差结算模式，由省发展和改革委员会确定是否调整结算模式，省发展和改革委员会调整结算模式时向市场经营主体公布。

量差模式下，发电侧电能量电费总收入包括中长期合约电能量电费、省间现货电能量市场电能量电费、省内现货电能量市场电能量电费。用户侧电能量电费支出包含中长期合约电能量电费、现货电能量市场电能量电费。机组运行补偿按统计时段计算（统计时段N暂定为自然月天数，N由政府相关部门进行明确，如有变化将及时进行公布调整）。暂不单独结算各主体的中长期合约阻塞费用，全网阻塞电费按照发电侧中长期合约阻塞电费计算方式单独计算后统筹处理，按日统计，暂由省内现货电能量市场化机组按结算试运行周期内的上网电量比例

进行分摊或返还（统筹总费用为负表示分摊，为正表示返还）。储能电站实际充电、放电电量按照实时节点电价结算。

价差模式下，发电侧电能量电费总收入包括省内现货全电量电费、中长期差价合约电费、省间现货电能量市场电能量电费。用户侧电能量电费支出包含现货全电量电费、中长期差价合约电费。机组运行补偿按统计时段计算（统计时段N暂定为自然月天数，N由政府相关部门进行明确，如有变化将及时进行公布调整）。储能电站实际充电、放电电量按照实时节点电价结算。

相应的电能量电费、计量偏差电费、补偿、考核、分摊及返还费用具体计算公式详见《青海电力现货电能量市场规则汇编（V6.0 结算试运行稿）》。

连续结算试运行期间将根据实际情况及时调整现货规则和方案，如需调整部分内容（包括但不限于参与主体调整、组织流程调整等），可通过经市场管理委员会表决的补充规定对部分内容进行调整。

五、相关要求

（一）各市场主体要认真学习本工作方案，高度重视本次结算试运行工作，积极参与现货电能量市场交易申报，工作开展过程中如有问题应及时反馈。

（二）请各市场经营主体按照中长期方案科学签订合约，并根据需要及时调整，做好中长期和现货的衔接，避免因中长期

合同签订不科学不合理造成自身利益受损。

(三) 结算试运行期间各厂站应严肃调度纪律，严格执行市场出清结果、发电计划安排和调度指令，对结算试运行期间无故不执行市场出清结果、发电计划安排和调度指令的行为，按照“两个细则”严格考核。

(四) 结算试运行前市场运营机构要加强人员组织，做好结算准备工作，确保结算试运行期间电网运行安全稳定。各市场主体要加强方案学习，积极反馈本次结算试运行情况，提出合理化建议。

附件 1

机组运行参数表

序号	申报内容	备注
1	机组额定有功功率	与发电业务许可证保持一致。
2	机组深调极限出力	与试验报告保持一致。
3	机组最小可调出力	机组申报的可调出力下限，应小于最小技术出力。
4	机组有功功率调节速率	上升调节速率和下降调节速率。
5	机组综合厂用电率	与试验报告保持一致。
6	机组冷态启动时间	停机时间 72 小时以上。
7	机组温态启动时间	停机时间 24 小时（含）至 72 小时（含）。
8	机组热态启动时间	停机时间 24 小时以内。
9	机组典型开机曲线	从并网至最小技术出力期间的升功率曲线。
10	机组典型停机曲线	从最小技术出力至解列期间的降功率曲线。
11	最小连续开机时间	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，申报范围为 0-72 小时。
12	最小连续停机时间	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，申报范围为 0-24 小时。

附件 2

电能量费用结算示例

本算例仅用于介绍理清增量模式下电能量电费构成和结算过程。

假设市场化机组 A、B，市场化用户 X、Y 参与现货交易，发电侧：中长期合同电量合计 300MWH，实际上网电量合计 310MWH；用电侧：中长期合同电量合计 300MWH，实际用电量合计 310MWH。

发、用两侧结算电费如下表所示：

	中长期				实时现货			总结算电费	结算均价
	电量	电价	合约阻塞电费	电费	电量	电价	电费		
市场机组 A	200	400	-6452	73548	110	700	-63000	10548	95.89
市场机组 B	100	400	1774	41774	200	750	75000	116774	583.87
	中长期				实时现货			总结算电费	结算均价
	电量	电价	合约阻塞电费	电费	电量	电价	电费		
市场用户 X	140	400	0	56000	130	732.26	-7322.6	48677.4	374.44
市场用户 Y	160	400	0	64000	180	732.26	14645.2	78645.2	599.64

①实时分时均价=（机组 A 实际电量×实时电价+机组 B 实际电量×实时电价）/（机组 A 实际电量+机组 B 实际电量）=（110×700+200×750）/（110+200）=732.26 元/兆瓦时

②机组 A 中长期合约阻塞电费=中长期合约电量×（实时出

清电价-中长期结算参考点现货电价) $=200\times(700-732.26)=-6452$ 元

③用户 X 中长期合约阻塞电费=中长期合约电量 $\times$ (实时加权平均电价-中长期结算参考点现货电价) $=140\times(732.26-732.26)=0$ 元

④机组 A 结算电费=中长期合约电费+中长期合约阻塞电费+实时现货电费=中长期合约电量 $\times$ (中长期合约价格+实时节点电价-中长期结算参考点电价)+(实际上网电量-中长期合约电量) $\times$ 实时节点电价 $=200\times(400+700-732.26)+(110-200)\times700=10548$ 元

⑤用户 X 结算电费=中长期合约电费+中长期合约阻塞电费+实时现货电费=中长期合约电量 $\times$ (中长期合约价格+实时市场统一结算点电价-中长期结算参考点现货电价)+(实际用电量-中长期合约电量) $\times$ 实时市场统一结算点电价 $=140\times(400+732.26-732.26)+(130-140)\times732.26=48677.4$ 元

注：算例输入数据为单时段数据，仅举例说明。实际结算中，用户侧以发电侧每 15 分各节点电价的加权平均作为该时段的统一结算点价格进行结算。中长期结算参考点现货电价为实时市场统一结算点电价。