

青海电力现货市场规则汇编

(V6.0 结算试运行稿)

2025 年 10 月

目 录

第一章 青海电力现货市场规则汇编 V6.0 修改说明.....	1
第二章 总则.....	19
第三章 市场成员.....	20
第四章 市场注册、变更和注销.....	28
第一节 基本条件.....	28
第二节 市场注册.....	31
第三节 信息变更.....	32
第四节 市场注销.....	34
第五章 现货市场电能量交易基本原则.....	36
第一节 市场主体及参与方式.....	36
第二节 市场衔接机制.....	37
第六章 日前电能量市场交易组织.....	40
第一节 组织方式及交易时间.....	40
第二节 机组参数.....	41
第三节 日前机组运行边界条件准备.....	44
第四节 日前电网运行边界条件准备.....	47
第五节 事前信息发布和交易申报.....	52
第六节 日前市场出清.....	58
第七节 特殊机组日前电能量市场出清机制.....	60
第八节 日前电能量市场安全校核.....	63

第九节 交易结果发布.....	64
第七章 实时电能量市场交易组织.....	66
第一节 组织方式及时间.....	66
第二节 实时发电机组物理运行参数变化.....	67
第三节 实时机组运行边界条件准备.....	68
第四节 实时电网运行边界准备.....	69
第五节 省间日内现货市场申报.....	72
第六节 省间日内现货市场出清.....	72
第七节 特殊机组实时电能量市场出清机制.....	73
第八节 实时电能量市场安全校核.....	77
第九节 实时电能量市场出清结果发布.....	77
第八章 市场偏差处理机制.....	80
第一节 发电侧执行偏差考核制度.....	80
第二节 发电机组运行补偿机制.....	81
第三节 独立储能调用补偿机制.....	86
第九章 价格机制.....	87
第十章 计量管理.....	89
第一节 基本要求.....	89
第二节 职责分工.....	90
第三节 关口计量装置管理.....	92
第四节 计量数据异常处理.....	95
第五节 封印管理.....	96

第六节 数据模拟规则.....	96
第十一章 市场结算.....	100
第一节 结算原则.....	100
第二节 结算电价.....	101
第三节 结算流程.....	102
第四节 发电侧电能量电费结算.....	104
第五节 用户侧电能量电费结算.....	114
第六节 储能电站电能量电费结算.....	119
第七节 退补管理.....	120
第八节 分摊及返还费用.....	121
第九节 电费结算流程.....	137
第十节 其他事项.....	142
第十二章 信息披露.....	143
第十三章 市场力行为管理.....	143
第一节 市场力检测与缓解.....	143
第二节 事前监管机制.....	144
第三节 事后监管机制.....	146
第十四章 特殊情况处置机制市场干预.....	149
第一节 市场干预条件.....	149
第二节 市场干预内容.....	150
第三节 市场熔断.....	153
第四节 市场中止和恢复.....	154

第五节 争议处理.....	157
第十五章 风险防控.....	158
第一节 基本要求.....	158
第二节 风险分类.....	158
第三节 风险防控与处置.....	159
第十六章 免责声明.....	160
第十七章 附则.....	161
附件 1.....	162
术语定义.....	162
附件 2.....	170
安全约束机组组合（SCUC）模型.....	170
附件 3.....	177
安全约束经济调度（SCED）模型.....	177
附件 4.....	182
节点电价（LMP）模型.....	182
附件 5.....	183
约束条件松弛条件.....	183

第一章 青海电力现货市场规则汇编 V6.0 修改说明

根据国家发展改革委 国家能源局印发的《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）相关要求，结合第四次结算试运行情况及市场经营主体提出的意见建议，对青海电力现货市场规则汇编 V5.0 进行修改完善，形成青海电力现货市场规则汇编 V6.0，具体修改内容如下。

1. 增加虚拟电厂、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、金太阳等新能源参与市场机制

调整原因：增加虚拟电厂、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、金太阳等新能源相关市场机制。

调整后：虚拟电厂

（一） 与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统；

（二） 具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求；

（三） 具备聚合可调节负荷以及分布式电源、新型储能等资源的能力；

（四） 具备对聚合资源的调节或控制能力，拥有具备信息处理、运行监控、业务管理、计量监管、控制执行等功能的软

硬件系统；

聚合范围、调节性能等条件应满足相关规则规定。

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。

现阶段，参与现货电能量市场的发电侧市场主体包含统调的燃煤火电机组、新能源场站（直流配套电源除外）。

准入市场的新能源场站（除扶贫、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、金太阳及暂不具备申报发电曲线预测的其他新能源场站等）按照“报量报价”的方式参与现货电能量市场，同时申报运行日发电预测曲线；具备申报运行日发电预测曲线的扶贫、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、金太阳等新能源按照“报量不报价”的方式参与现货电能量市场，以价格接受者全电量优先出清；暂不具备申报运行日发电预测曲线的新能源按照“不报量不报价”以价格接受者参与出清；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。

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市场出清与结算。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市场出清与结算。

暂不具备分时计量条件的分布式、分散式及其他新能源项目，按电力现货市场月度均价结算。

2. 增加省间外送损益费用

调整原因：明确无法清分至市场经营主体的省间外送处理方式。

调整后：

省间外送损益费用

由于月内开展的各类短期交易无法清分至各经营主体，省外按省间价格结算，在省内按现货市场价格结算，从而产生的省间外送损益费用。计算公式为：

$$R_{\text{省间外送偏差损益}} = Q_{\text{省间外送}} \times (P_{\text{省间外送结算}} - P_{\text{实时月度均价}})$$

其中：

$Q_{\text{省间外送}}$ 为无法清分至发电侧经营主体的省间外送电量；

$P_{\text{省间外送结算}}$ 为无法清分至经营主体的省间外送电量结算均价；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为发电侧月度实时出清电量加权平均电价。

省间外送损益费用按月分摊或返还，由参与现货市场机组按月度实际上网电量比例分摊。

3. 增加省间外购结算偏差费用

调整原因：对于省间购电，用户通过摘牌方式确定合约的，增加因省间交易“照实结算”产生的偏差费用处理方式。同时对于无法挂牌的省间外购电量及未摘牌的省间外购电量按省间外购损益费用处理，该费用分摊或返还时由之前所有批发市场用户及电网企业代理购电用户按当月用电量比例分摊调整为按所有批发市场用户及电网企业代理购电用户按当月用电量（不含摘牌电量）比例分摊。

调整后：

省间中长期外购电量通过摘牌方式向省内用户售出的电量，因省间“据实结算”产生的偏差费用，按如下原则进行处理。

（一）通过摘牌方式与用户签约的省间外购交易，当整笔省间外购电交易实际结算电量小于挂牌出售的外购合同电量时，经营主体应承担的偏差费用按如下公式计算。

$$R_{\text{省间外购结算偏差}} = \left(Q_{\text{挂牌外购合同}} \times P_{\text{省间外购结算}} - Q_{\text{外购实际电量}} \times P_{\text{省间外购实际结算}} \right)$$

其中，

$Q_{\text{挂牌外购合同}}$ 为挂牌出售的省间中长期外购合同电量；

$P_{\text{省间外购结算}}$ 为挂牌出售的省间外购合同均价。

$Q_{\text{外购实际电量}}$ 为省间中长期外购实际结算电量；

$P_{\text{省间外购实际结算}}$ 为省间中长期外购实际结算均价。

省间外购结算偏差按月分摊或返还，由所有批发市场用户及电网企业代理购电用户按当月摘牌合约电量比例承担。

（二）当整笔省间外购电交易实际结算电量大于挂牌出售的外购合同电量时，偏差电量按外购损益费用处理。

4. 优化事前监管机制

调整原因：明确储能电站不进行市场力监测，同时将原先任一类型电源触发市场力后把所有发电侧电源报价全部替换调整为仅替换触发市场力监测的该类型电源报价。同时对于连续多日触发市场力监测的类型机组，采用更低报价替换出清。

调整前：

报价替换出清：

供需比范围内将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，后续进行调整。

表 2 市场供需比及触发市场力替换基准价格

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

调整后：

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，后续进行调整。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，则从第 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

现货市场供需比	基准价格
现货市场供需比 ≥ 1.5	149 元/兆瓦时
$1.3 \leq \text{现货市场供需比} < 1.5$	256 元/兆瓦时
$1.1 \leq \text{现货市场供需比} < 1.3$	349 元/兆瓦时

5. 调整储能二次补偿方式

调整原因：调用期间放电结算价由之前最近一个月放电均价调整为最近一个月放电均价和实时出清节点电价取大；增加调用期间充电结算价为最近一个月充电均价和实时出清节点电价取小。

调整后：当电网出现供应紧张、上级调度或其他特殊运行情况时，储能电站由电力调度机构统一调度进行二次优化，若调用期间储能电站实时市场放电价格低于最近一个月储能放电

加权均价或储能电站实时市场充电价格高于最近一个月储能充电加权均价，则给予运行成本补偿；反之不给予运行成本补偿。

$$R_{\text{储能运行补偿},i} = R_{\text{储能放电运行补偿},i} + R_{\text{储能充电运行补偿},i}$$

当 $P_{\text{放电加权}} - P_{\text{实时},i,t} > 0$ 时：

$$R_{\text{储能放电运行补偿},i} = \sum_t^T [Q_{\text{上网电量},i,t} \times (P_{\text{放电加权}} - P_{\text{实时},i,t})]$$

当 $P_{\text{实时},i,t} - P_{\text{充电加权}} > 0$ 时：

$$R_{\text{储能充电运行补偿},i} = \sum_t^T [Q_{\text{充电电量},i,t} \times (P_{\text{实时},i,t} - P_{\text{充电加权}})]$$

其中：

$R_{\text{储能运行补偿},i}$ 为独立储能 i 在当日调用期间获得的补偿费用；

$R_{\text{储能放电运行补偿},i}$ 为独立储能 i 在当日调用放电期间获得的补偿费用；

$R_{\text{储能充电运行补偿},i}$ 为独立储能 i 在当日调用充电期间获得的补偿费用；

$Q_{\text{上网电量},i,t}$ 为独立储能 i 在 t 时段的调用期间实际上网电量，非应急调用时取 0；

$Q_{\text{充电电量},i,t}$ 为独立储能 i 在 t 时段的调用期间实际充电电量，非应急调用时取 0；

$P_{\text{实时},i,t}$ 为独立储能 i 所在节点实时市场在 t 时段的出清电价；

$P_{\text{放电加权}}$ 为独立储能最近一个月的放电加权均价；

$P_{\text{充电加权}}$ 为独立储能最近一个月的充电加权均价。

市场初期，储能电站运行补偿费用日清月结，按月由市场化机组和用户按发电量和用电量比例分摊。

6. 调整结算方式

调整原因：增加价差结算方式，为新能源全面入市政策做好准备工作。

调整前：电能量电费采用“单结算”模式，中长期合约全电量结算，日前市场不进行财务结算，实际上网电量（用电量）与中长期市场的偏差电量按实时市场价格结算。

中长期市场根据合同约定的分时曲线和分时价格对中长期合约电量做全电量结算。

实时市场根据实际上网电量（或实际用电量）与中长期合约电量的差值做偏差结算，偏差结算价格为实时市场价格。

调整后：电能量电费采用“单结算”模式，有量差与价差两种模式：

量差结算：中长期市场根据合同约定的分时曲线和分时价格对中长期合约电量做全电量结算。

实时市场根据实际上网电量（或实际用电量）与中长期合约电量的差值做偏差结算，偏差结算价格为实时市场价格。

价差模式：实时市场根据实际上网电量（或实际用电量）和实时市场价格对实际上网电量（或实际用电量）做全电量结

算。

中长期市场根据实时市场价格与中长期合约分时价格的差值做偏差结算，偏差结算电量为中长期合约电量。

市场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。

7. 储能电站计量偏差电费结算

调整原因：储能电站计量偏差分为充电计量偏差和放电计量偏差分别计算。

调整前：

储能电站计量偏差电费结算

根据储能电站月度结算电量与累计分时段计量电量之差，和发电侧月度实时出清电量加权均价计算独立储能计量偏差电费。公式为：

$$R_{\text{计量偏差电费}} = Q_{\text{计量偏差电量}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

其中：

$Q_{\text{计量偏差电量}}$ 为储能电站月度结算电量与累计分时段计量电量之差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为省内现货市场发电侧月度实时出清电量加权均价。

调整后：

根据储能电站月度结算电量与累计分时段计量电量之差，

和发电侧月度实时出清电量加权均价计算独立储能计量偏差电费。公式为：

$$R_{\text{计量偏差电费}} = Q_{\text{充电计量偏差电量}} \times P_{\text{充电加权}} + Q_{\text{放电计量偏差电量}} \times P_{\text{放电加权}}$$

其中：

$Q_{\text{充电计量偏差电量}}$ 为储能电站月度结算电量与累计分时段计量电量之差；

$Q_{\text{放电计量偏差电量}}$ 为储能电站月度结算电量与累计分时段计量电量之差；

$P_{\text{充电加权}}$ 为独立储能最近一个月的充电加权均价；

$P_{\text{放电加权}}$ 为独立储能最近一个月的放电加权均价。

8. 增加市场熔断机制

调整原因：在市场特殊情况处理增加市场熔断，增加市场风险防控能力。

调整后：

为及时有效消除异常情况对电网及现货市场影响，保证电力系统安全稳定运行，在市场干预与中止前，若出现以下情况，触发实时电能量市场熔断机制，并在 2 小时内向市场发布原因和触发时间，熔断时长不超过 24 小时：

(1) 技术支持系统电源故障或系统异常、网络异常等情形影响实时现货系统正常运行，已持续 15 分钟以上，且短时难以恢复；

(2) 发生重大自然灾害、极端天气、突发事件可能影响电

力供应或电网安全；

（3）火电机组受阻严重、火电开机容量不足、重大电源故障等情况造成长时间电力供不应求；

（4）黄河水位或流量的大幅波动，可能影响电力供应或电网安全；

（5）外送通道故障、重大电网故障等情况导致网络拓扑发生重大变化；

（6）联络线潮流连续同向不合格 3 次（时长 45 分钟），且无恢复趋势；

（7）实时电能量市场调节能力无法满足电网实际变化需要；

（8）按照上级调度机构事故处理、保电力供应等情形要求；

（9）电网主备调切换；

（10）调度机构为保证电网安全运行需要触发熔断机制的其它情形。

在市场熔断期间，以确保电网安全稳定运行为目标，对调度设备进行运行状态调整，以调度机构下发的指令为实时电能量市场出清结果，相应时段火电机组的节点电价调整为其出力所在容量段的报价，新能源企业的实时电价调整为所有火电机组节点电价的加权平均值。

9. 增加价格异常处理机制

调整原因：增加因极端异常情况导致的价格异常阶段处理机制

调整后：当出现水库大幅调整、极端自然灾害、严重电网事故、燃煤机组存煤告警等极端异常条件导致出清价格明显偏离正常水平时，市场运营机构汇报省发展和改革委员会、省能源局及西北能监局，由政府价格主管部门综合研判，采取不限于调整结算方式，暂时中断市场等手段，并及时向市场经营主体公布。

10. 增加新准入经营主体参与现货市场相关规定

调整原因：明确连续试运行后各经营主体参与现货市场相关规定。

调整后：对于新投产的发电企业、新型经营主体，对于新投产的发电企业、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。

11. 优化超缺额获利回收机制

调整原因：明确纳入机制电量部分电量及配建储能电量不进行超缺额获利回收，增加因中长期合约分解产生的尾差导致超缺额获利回收合约电价数据异常的处理方式。

调整前：该时刻无中长期合约，则取同类型机组在该时段

的月度合约均价（以发电侧为例）。

调整后：该时刻无中长期合约及因尾差造成的异常数据（分时点合约价格高于我省中长期最高申报限价、低于0元/千瓦时以及未形成合约价格），则取同类型市场主体当日分时点合约均价。

当前，新能源可持续发展价格结算机制电量与新能源配建储能电量不参与机组中长期超额收益回收。

12. 发电侧电量采集补全算法

调整原因：增加发电侧电量采集补全算法。

调整前：对于参与市场的发电机组，截至D+3日零点电能计量采集管理信息系统仍无法采集到其电表数据，则由电能计量采集管理信息系统对需提供的电表数据进行拟合后用于电量计算，并对和数据做出明确标示。拟合规则约定如下：

（一）当发电侧关口点主表采集数据缺失时，则相关时段电量数据采用该关口点副表数据进行近似拟合，拟合时以副表同一时段电量值进行计算后，补全至主表所缺数据点。若主、副表均采集失败，则继续使用下一条拟合规则。

（二）当某关口计量点示值曲线采集异常或失败点数小于等于2个点时，按该计量点异常或失败区间前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

当某关口计量点示值曲线采集异常或失败点数大于2个且小于3天（自然天）时，根据恢复正常采集后第一点电能示值，

按该计量点最近 7 个运行日的示值曲线平均值对异常或失败部分进行拟合。

当某关口计量点示值曲线采集异常或失败超过 3 天（自然天）时，按该计量点前 7 个运行日的示值曲线平均值对异常或失败部分进行替代。

调整后：对于参与市场的发电机组，截至 D+3 日零点新一代用电信息采集系统仍无法采集到其电表数据，则参考新一代用电信息采集系统对需提供的电能表数据进行拟合后用于电量计算，并对拟合数据做出明确标示，拟合数据单独保存，原始数据不做更改。拟合规则约定如下：

（一） 主副表拟合：

当发电侧关口点主表采集数据缺失时，则相关时段电量数据采用该关口点副表数据进行近似拟合，拟合时以副表同一时段电量值进行计算后，补全至主表所缺数据点。若主、副表均采集失败或无副表时，则继续使用下一条拟合规则。

（二） 缺点拟合：

1. 某关口计量点示值曲线首尾点缺失时，若对应的日冻结电能示值采集成功，则优先按照日冻结电能示值数据替代；

2. 当某关口计量点示值曲线采集异常或失败点数小于等于 3 个点时，按该计量点异常或失败区间前后时间点的电能示值差值的算术平均值进行拟合。

3. 当某关口计量点示值曲线采集异常或连续失败点数大于

3 个且小于 1 天（自然天）时，参考新一代用电信息采集系统调度功率数据积分得到每个测量单元的 15 分钟频度电量数据，通过积分的电量数据，结合 SCADA 测量单元与发电厂采集表计的对应关系，拟合得到发电厂表计示值曲线数据。

4. 当某关口计量点停运或示值曲线采集异常或失败超过 1 天（自然天）时，由抄表人员抄读电能表首尾点电能示值后，再按照上述拟合原则完成剩余示值曲线的拟合。

13. 用户侧电量采集补全算法

调整原因：增加用户侧电量采集补全算法。

调整前：对于参与市场的电力用户，截至 D+3 日零点电能计量采集管理信息系统仍无法采集到其电表数据，则由电能量信息采集管理信息系统对需提供的电表数据进行拟合后用于电量计算。拟合规则约定如下：

（一） 当用电侧关口计量点主表采集数据缺失时，则相关时段采用该计量点副表数据进行近似拟合，拟合时以副表同一时段电量值进行计算后，补全至主表所缺数据点。若主、副表均采集失败，则继续使用下一条拟合规则。

（二） 当某关口计量点示值曲线采集异常或失败点数小于等于 2 个点时，按该计量点异常或失败区间前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。当某关口计量点示值曲线采集异常或失败点数大于 2 个时，取主表同比同属性日期的电量/表码数据进行近似拟合。按时间属性，日期暂定分为三种：工作日、

双休日、国家法定节假日(节假日分为小长假（元旦、五一、清明等）和大长假（春节、国庆）两类)；每天内的时间区段定义为（0:15-24:00），即 2 号 00:00 点数据为定义为 1 号数据，具体拟合规则如下：

（1）如果缺点时间段区间在工作日内，按上一个月份工作日数据的平均值拟合处理。

（2）如果缺点时间段区间在双休日内，按上一个月份双休日区间数据的平均值拟合处理。

（3）如果缺点时间段区间在法定节假日内，按最近一个同类型节假日区间数据拟合处理。其中：节假日分为小长假（元旦、五一、清明等）和大长假（春节、国庆）两类，小长假数据参照最近三个假期的数据均值拟合处理，大长假数据取同一假期上年数据均值拟合处理。无历史类比数据的参照上一个假期日数据拟合处理。

（4）缺点时间段区间在横跨工作日/双休日和法定节假日时间段内，则先将该区间段分别工作日/双休日和法定节假日分开，再分别按上述工作日/双休日、去年法定节假日的数据拟合处理。

（三） 电能表时钟偏差允许范围为 5 分钟；误差在正负 5 分钟以上的非正常时段对电量计量数据进行拟合处理。

（四） 在账单核对修正期内重新获得电能表实际示值的，应用实际示值替换拟合数据重新进行电量计算。月度账单发布

后重新获得电能表实际示值的，按照电量追补原则进行处理。

(五) 当市场购电用户存在不能进入市场的子表且该子表不具备更换分时电能表的技术条件时，应按如下方式选择其一进行拟合：

(1) 将该用户改为定比用户，其定比为子表上一年度电量与总表上一年度电量的比值。

(2) 由电网企业采集日冻结电量，并按照总表的用电曲线进行分时表码拟合。

调整后：对于参与市场的电力用户，截至 D+3 日零点新一代用电信息采集系统仍无法采集到其电能表数据，参考新一代用电信息采集系统对需提供的电能表数据进行拟合后用于电量计算，拟合数据均单独保存，原始数据不做更改。拟合规则约定如下：

(一) 主副表拟合：

当用电侧计量点主表采集数据缺失时，则相关时段采用该计量点副表数据进行近似拟合，拟合时以副表同一时段电量值进行计算后，补全至主表所缺数据点。若主、副表均采集失败或无副表时，则继续使用下一条拟合规则。

(二) 缺点拟合：

情况一：当用电侧计量点示值曲线采集异常或失败点数小于等于 3 个点时，按该计量点异常或失败区间前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

情况二：当用电侧计量点示值曲线采集异常或连续失败点数大于 3 个且小于 1 天（自然天）时，通过提取历史曲线特征，将空值电量按照历史曲线特征进行分配，填补空缺值。

情况三：当某用电侧计量点示值曲线采集异常或连续失败点数大于 1 天（自然天）时：

方法一：读取该计量点 D+1 日和 D 日日冻结示值，按该计量点前 7 个运行日同一时间段的示值曲线变化量的平均值，对异常或失败部分进行拟合。

方法二：若无法获取该计量点 D+1 日和 D 日日冻结示值时，取同比同属性日期的电能示值曲线数据进行近似拟合。按时间属性，日期暂定分为三种：工作日、双休日、国家法定节假日（节假日分为小长假（元旦、五一、清明等）和大长假（春节、国庆）两类），具体拟合规则如下：

（1）如果缺点时间段区间在工作日内，按上一个月份工作日数据的平均值拟合处理。

（2）如果缺点时间段区间在双休日内，按上一个月份双休日区间数据的平均值拟合处理。

（3）如果缺点时间段区间在法定节假日内，按最近一个同类型节假日区间数据拟合处理。其中：节假日分为小长假（元旦、五一、清明等）和大长假（春节、国庆）两类，小长假数据参照最近三个假期的数据均值拟合处理，大长假数据取同一假期上年数据均值拟合处理。无历史类比数据的参照上一个假

期日数据拟合处理，无上一假期日数据参考上一日数据拟合处理。

（4）缺点时间段区间在横跨工作日/双休日和法定节假日时间段内，则先将该区间段按工作日/双休日和法定节假日分开，再分别按上述工作日/双休日、去年法定节假日的数据拟合处理。

情况四：对于暂停、减容等长期不带电的电表由抄表人员核验确认后在用电信息采集系统完成不带电标识，如有缺点情况，则用最近采集到的电能示值或营销暂停凭证按未用电进行拟合，对应数据推送时需包含暂停标识。

第二章 总则

第一条 为规范青海电力现货市场主体的建设、运行和管理，维护电力交易各方的合法权益和社会公众利益，保障青海电力现货市场安全有序运转，根据《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 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）、《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委 2024 年第 20 号令）、《电力市场监管办法》（国家发展改革委 2024 年第 18 号令）、《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）、《国家能源局关于印发〈电力市场信息披露基本规则〉

的通知》（国能发监管〔2024〕9号）、《国家能源局关于印发〈电力市场注册基本规则〉的通知》（国能发监管规〔2024〕76号）、《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 国家能源局关于印发〈电力市场计量结算基本规则〉的通知》（发改能源规〔2025〕976号）和有关法律、法规规定和有关法律、法规规定，结合青海省实际，制定本规则。

第二条 本规则适用于青海电力现货市场中各类市场主体的注册注销、交易组织、计量管理、市场结算、信息披露等。

第三章 市场成员

第三条 参与青海现货电能量交易的市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构三类。

（一）经营主体包括各类型发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电公司和新型经营主体（含储能和虚拟电厂等）。

（二）市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。电力调度机构特指国网青海电力调度控制中心，电力交易机构特指青海电力交易中心有限公司。

（三）电网企业指国网青海省电力公司。发电企业的权利和义务

（一）按照规则参与电能量、辅助服务等交易，签订和履

行各类电力交易合同，按规定参与电费结算，在规定时间内可对结算结果提出异议；

（二） 在合同有效期内依据合同获取相关方履行合同的信息、资料及查阅计量数据，在结算核对单公布后审核确认本企业结算结果并反馈意见；

（三） 获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四） 签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等；

（五） 依法依规提供相关市场信息，按照信息披露有关规定获得市场交易、输配电服务、信用评价、电力负荷、系统运行等相关信息，并承担保密义务；

（六） 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（七） 向电网企业开具增值税专用发票；

（八） 法律法规规定的其他权利和义务。

第五条 电力用户的权利和义务

（一） 按照规则参与电能量、辅助服务等电力现货市场、辅助服务市场交易，签订和履行各类电力交易合同，暂时无法直接参与市场的电力用户按规定由电网企业代理购电；

（二） 在交易平台填写、确认用电户号和计量点号，确认与售电公司的零售关系、结算方式、零售价格等信息；

（三） 获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支

付购电费、输配电费、系统运行费用（含辅助服务费）、政府性基金及附加等。获取相关方履行合同的信息、资料及查阅计量数据，按时足额缴纳电费，在规定时间内可对结算结果提出异议；

（四） 依法依规披露和提供相关信息，获得电力交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务；

（五） 服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按电力调度机构要求安排用电；

（六） 遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定，执行负荷管理，配合开展错峰；

（七） 依法依规履行清洁能源消纳责任；

（八） 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（九） 向电网企业获取相应种类的增值税发票；

（十） 法律法规规定的其他权利和义务。

第六条 售电公司的权利和义务

（一） 按照规则参与电能量、辅助服务等交易，签订和履行电力交易合同，按规定完成电费结算。与用户签订零售合同，提供增值服务，并履行合同规定的各项义务；

（二） 在交易平台完成电子合同签订与备案，并在交易平台上填写并确认零售结算方式、价格等信息，将零售合同上传至交易系统，在结算核对单公布后审核确认本企业结算结果并

反馈意见；

(三) 依法依规披露和提供信息，在政府指定网站上公布公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报；

(四) 按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供代理零售用户的交易合同及电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息，获得电力交易、输配电服务和代理零售用户历史用电负荷（或典型用电负荷）等相关信息，承担用户信息保密义务；

(五) 获得电网企业的电费结算服务；

(六) 同意电力交易机构对其公司及公司从业人员满足注册条件的信息、证明材料对外公布，以及对其持续满足注册条件开展的动态管理；

(七) 不得干涉用户自由选择售电公司的权利；

(八) 按规定提交市场履约保函、保险；

(九) 依法依规履行清洁能源消纳责任；

(十) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

(十一) 拥有配电网运营权的售电公司拥有和承担配电区域内与电网企业相同的权利和义务，承担配电区域内电费收取和结算业务，按国家有关规定和合同约定履行配电区域内保底供电服务和普遍服务；

(十二) 向电网企业获取或者开具相应种类的增值税发票；

(十三) 法律法规规定的其他权利和义务。

第七条 储能电站的权利和义务

(一) 按规则参与电能量、辅助服务等电力现货市场、辅助服务市场交易，签订和履行各类电力交易合同，按规定完成电费结算；

(二) 获得公平的输电服务和电网接入服务；

(三) 服从电力调度机构的统一调度，按调度指令和合同约定提供充、放电服务和辅助服务；

(四) 按规定披露和提供信息，获得电能量和辅助服务交易相关信息；

(五) 具备满足参与市场交易要求的技术支持手段；

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 电网企业的权利和义务

(一) 保障电网及输配电设施的安全稳定运行；

(二) 根据电力现货市场价格信号反映的阻塞情况，加强电网建设；

(三) 为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收付费等服务；

(四) 建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统，服从电力调度机构的统一调度；

(五) 负责经营主体的计量工作，为市场结算提供数据支撑；

(六) 负责电量结算相关的关口计量装置的定期校验，并

在关口计量装置故障时出具电量退补证明；

(七) 负责向交易机构提供市场主体每天分时段（15 分钟）实际发、用电量等结算准备数据；

(八) 依法依规提供相关市场信息，并承担保密义务；向市场运营机构提供支撑现货市场交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性；

(九) 收取输配电费用，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算；

(十) 根据电力交易机构出具的结算依据，按照政府性基金及附加等政策要求，出具市场主体的电费账单，负责市场主体的电费结算及收付，负责零售用户电费账单解释，及时向电力交易机构反馈市场电费缴付情况；

(十一) 在结算结果公布后及时处理市场主体反馈意见并确认市场主体结算数据；

(十二) 保障居民(含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户)、农业用电供应，执行现行目录销售电价政策，单独预测居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线；

(十三) 向符合规定的工商业用户提供代理购电服务；

(十四) 依法依规履行清洁能源消纳责任；

(十五) 向其他市场主体获取或者开具相应种类的增值税发票；

(十六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 电力交易机构的权利和义务

(一) 负责市场注册、信息变更和注销、市场申报、中长期交易组织、合同管理和省内电力交易结算工作，配合北京电力交易中心开展跨区、跨省电力交易结算工作；

(二) 配合电力调度机构组织电力现货市场、辅助服务市场交易，负责市场申报、结算和信息披露；

(三) 提供电力交易结算依据及相关服务，按照规定收取交易服务费；

(四) 负责计算电力市场总体的省间偏差费用、结构平衡费用、退补电费的需要分摊及返还费用，负责计算各市场主体的电能量电费、退补电费及应承担的分摊及返还费用，发布结算核对单；

(五) 建设、运营和维护青海电力交易平台和相关配套系统；

(六) 按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，承担保密义务。提供信息发布平台，为市场主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑市场化交易及服务需求的数据等；制定信息披露标准格式，及时开放数据接口；

(七) 配合国家能源局西北监管局和省政府电力管理部门对市场规则进行分析评估，提出修改建议；

(八) 按职责监测和分析市场运行情况，记录经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违纪行为，依法依规干预市场，建立落实市场风险防范机制，并向国家能源局西北监管局和省政府电力管理部门及时报告；

(九) 会同电力调度机构对市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查；

(十) 配合青海电力市场管理委员会相关工作；

(十一) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电力调度机构的权利和义务

(一) 组织电力现货市场、辅助服务市场交易，负责安全校核、市场监测和风险控制，按调度规程实施电力调度，负责青海电力系统电力实时平衡，保障电网安全稳定运行；

(二) 合理安排电网运行方式，负责现货电能量市场以及辅助服务市场的市场出清、交易执行，保障电力市场正常运行；

(三) 拟定现货电能量市场以及辅助服务交易规则和电网运行管理制度，配合拟定电力中长期交易实施细则。按规则建设、运行和维护电力现货市场和辅助服务技术支持系统；

(四) 按照信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关数据按照国家网络安全有关规定与电力交易机构进行数据交互，承担保密义务；

(五) 向电力交易机构提供安全约束边界和必开机组组合、

必开机组发电量需求、影响限额的停电检修、关键通道可用输电容量等数据，配合电力交易机构履行市场运营职能；

（六） 向电力交易机构提供现货市场 96 点出清电量及出清价格、机组启停次数、必开及供热等特殊机组标签、机组考核及补偿费用、辅助服务补偿费用及分摊结果等基本结算数据；

（七） 配合国家能源局派出机构、省有关主管部门开展市场分析和运营监控，履行相应市场风险防范职责，依法依规实施市场干预，并向国家能源局派出机构、省有关主管部门报告，按照规则规定实施的市场干预予以免责；

（八） 会同电力交易机构对市场规则进行分析评估，提出修改建议；

（九） 会同电力交易机构对市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查；

（十） 配合青海电力市场管理委员会相关工作；

（十一） 法律法规规定的其他权利和义务。

第四章 市场注册、变更和注销

第一节 基本条件

第十一条 经营主体应当是财务独立核算、能够独立承担民事责任的企业、经法人单位授权的内部核算主体、个体工商户、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体，提供有效身份证明证件及相关注册材料，可办理市场注册业务；

若存在较严重的不良信用记录或者曾作出虚假承诺等情形的经营主体，在修复后方可办理市场注册业务。

第十二条 发电企业

（一）依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得、按规定时限正在办理或者豁免电力业务许可证（发电类）；

（二）已与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统；

（三）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求；

（四）并网自备电厂取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为经营主体直接参与电力市场交易。

第十三条 电力用户

（一）工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易，暂未从电力市场购电的工商业用户由电网企业代理购电；

（二）符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，与电网企业签订正式供用电协议（合同）；

（三）拥有燃煤自备电厂的用户应按规定承担国家政府性基金及附加、政策性交叉补贴；

（四）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足市场计量和结算的要求，直接参与市场交易的用户具备电量分时计量与数据传输条件，数据准确性与可靠性应能满足市场交易要求。

第十四条 售电公司

售电企业（公司）按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）（以下简称《售电公司管理办法》）规定执行，如有新规的从其规定。

第十五条 新型储能企业

（一）与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统；

（二）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求；

（三）满足最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电时间等对应的技术条件，暂定为充电功率在10MW及以上、持续充电时间在2小时及以上；

（四）配建储能与所属经营主体视为一体，具备独立计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度。具有法人资格时，可选择转为独立储能项目，作为市场主体直接参与电力市场交易。

第十六条 虚拟电厂

（一）与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统；

（二）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求；

（三）具备聚合可调节负荷以及分布式电源、新型储能等

资源的能力；

(四) 具备对聚合资源的调节或控制能力，拥有具备信息处理、运行监控、业务管理、计量监管、控制执行等功能的软硬件系统；

(五) 聚合范围、调节性能等条件应满足相关规则规定。

第二节 市场注册

第十七条 经营主体参与电力市场交易，应当符合基本条件，在电力交易机构办理市场注册。

第十八条 经营主体市场注册按照申请、承诺、审查、公布、生效的流程办理。市场主体应提交身份认证、联系方式等信息以及相关支撑性材料，签订入市协议等。售电企业市场注册条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行。

第十九条 电力交易机构收到经营主体提交的市场注册申请和注册材料后，在5个工作日内进行完整性审查。对于市场注册材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第二十条 市场注册审查通过的发电企业、电力用户、新型储能企业原则上无需公布，注册手续直接生效。市场注册审查通过的售电企业，电力交易机构通过电力交易平台将其满足注册条件的信息及材料向社会公布，公布期为5个工作日，公布期满无异议，注册手续自动生效。

第二十一条 电力交易机构将市场注册生效的经营主体纳入经营主体目录，实行动态管理，按照信息披露要求向社会公

布，按照国家能源局西北监管局和省政府主管部门要求进行备案。

第二十二条 对于新投产的发电企业、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。

第二十三条 电网企业代理购电用户转市场化交易后，次月起直接参与电力现货市场交易，电网企业代理购电相应终止。

第二十四条 具有多重主体身份的经营主体，应当按经营主体类别分别进行注册。

第二十五条 当国家政策调整或者交易规则变化导致市场注册信息发生变化时，电力交易机构应按照全国统一的原则组织经营主体重新注册或补充完善注册信息。

第三节 信息变更

第二十六条 经营主体市场注册信息发生变化后，应在 5 个工作日内向首次注册的电力交易机构提出信息变更申请。

第二十七条 经营主体市场注册信息变更按照申请、承诺、审查、公布、生效的流程办理。经营主体应提交变更信息以及

相关支撑性材料，若办理信息变更时其他注册信息或支撑性材料已过有效期，需要同步进行更新。售电企业市场注册信息变更条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行。

第二十八条 信息变更主要包含以下内容：

（一）经营主体身份名称变更、法定代表人（或负责人）更换；

（二）公司股东、股权结构的重大变化，因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人发生变化等；

（三）电力业务许可证变更、延续等；

（四）发电企业机组并网投运、经营权变化引起的机组转让、机组关停退役、机组调度关系调整、机组自备公用性质转换、机组进入及退出商业运营、机组容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等；

（五）新型储能企业主体经营权变化引起的储能项目（单元）转让、储能单元容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等；

（六）售电企业、虚拟电厂（含负荷聚合商）资产总额发生影响年度代理电量规模或调节能力的变化、企业高级或中级职称的专业人员变更、配电网运营资质变化、业务范围变更等。

第二十九条 电力交易机构收到经营主体提交的变更申请和变更材料后，在5个工作日内进行完整性审查。对于变更材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第三十条 经营主体市场注册信息发生变化未按规定时间进行变更，并造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担相应责任。

第三十一条 经营主体在市场注册信息变更期间可正常参与市场交易。

第四节 市场注销

第三十二条 经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销。售电公司市场注销条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行。

第三十三条 经营主体有下列正当理由之一的，可申请注销：

（一）经营主体宣告破产，或虽未破产但被地方政府主管部门关停或主动拆除，不再发电或者用电；

（二）因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体非自身原因无法继续参加市场的情况；

（三）因电网网架调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的电力市场进入条件；

（四）经营主体所有机组关停退役的；

（五）经营主体不再属于工商业用电性质的。

第三十四条 经营主体申请注销，应当符合正当理由，向首次注册的电力交易机构提出市场注销申请。发电企业、售电企业应至少提前 45 个工作日提出。

第三十五条 经营主体申请注销按照申请、声明、审查、公布、生效的流程办理。经营主体应提交注销申请、合同处理完毕声明以及相关支撑材料。

第三十六条 电力交易机构收到市场主体提交的注销申请和注销材料后，在 5 个工作日内进行审查。对于注销材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第三十七条 电力交易机构每年开展经营主体持续满足注册条件核验，发现符合正当理由退出电力市场交易或工商营业执照注销、吊销且未申请市场注销的，予以自动注销处理，并报国家能源局西北监管局和省政府主管部门备案。售电企业持续满足注册条件核验按照《售电公司管理办法》规定执行。

第三十八条 经营主体自动注销由电力交易机构发起，按照公布、生效的流程办理。售电企业退出电力市场交易条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行。

第三十九条 对于即将市场注销的经营主体，其所有已签订但未履行的市场交易合同，原则上通过自主协商等方式在下一个合同履行月之前的 10 个工作日内完成处理。因市场交易合同各方造成的损失由退市的经营主体承担，或自行通过司法程序解决。

第四十条 电力交易机构应通过电力交易平台，将经营主体市场注销信息向社会公布，公布期为 10 个工作日，公布期满无异议，在电力交易平台中予以注销，保留其历史信息 5 年。

第四十一条 已市场注销的经营主体再次参与电力市场交易，应在电力交易机构重新办理市场注册。

第五章 现货市场电能量交易基本原则

第一节 市场主体及参与方式

第四十二条 市场主体

现阶段，参与现货电能量市场的发电侧市场主体包含统调的燃煤火电机组、新能源场站（直流配套电源除外）；用户侧市场主体包括售电公司、批发用户和电网企业代理购电用户；新型市场主体包括储能电站和虚拟电厂。

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市场出清与结算；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市场出清与结算。

第四十三条 参与方式

现阶段，燃煤火电机组以“报量报价”的方式参与现货电能量市场；准入市场的新能源场站（除扶贫、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、金太阳及暂不具备申报发电曲线预测的其他新能源场站等）按照“报量报价”的方式参与现货电能量市场，同时申报运行日发电预测曲线；具备申报运行日发电预测曲线的扶贫、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、金太阳等新能源按照“报量不报价”的方式参与现货电能量市场，以价格接受者全电量优先出清；暂不具备申报运行日发电预测曲线的新能源按照“不报量不报价”以价格接受者参与出清；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，申报量价、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；批发用户、售电公司、电网企业代理购电用户以“不报量不报价”的方式参与现货电能量市场，接受现货市场价格。

第二节 市场衔接机制

第四十四条 计划与市场的衔接

参与现货电能量市场的发电侧市场主体，其签订的优先发电合约或保障利用小时内电量，按照合约约定的曲线或保障利用小时内电量参与现货市场偏差结算。未参与现货电能量市场的优先发电电源，优先用于保障居民、农业用电，作为现货市场出清的边界条件。

第四十五条 电网企业代理购电与现货电能量市场的衔接

电网企业负责预测代理购电用户分时段用电量及居民、农业用电量和典型曲线，并通过技术支持系统发布。电网企业代

理购电用户以价格接受者的方式参与现货电能量市场，电网企业代理购电用户实际用电量与中长期合约电量的偏差，按实时市场月度加权均价结算。

第四十六条 中长期与现货电能量市场的衔接机制

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。

(1) 省内中长期与现货电能量市场的衔接

省内中长期交易以稳定供需、规避风险为原则，形成中长期差价合约，合约应约定每日结算用的中长期交易分解曲线或分解曲线形成方式，分解曲线不作物理执行，仅作为现货电能量市场全电量集中竞价优化后的结算依据。现货市场运行日的前2日（D-2），各市场主体（含代理购电）形成运行日的中长期交易分解曲线，由电力交易机构推送给电力调度机构和市场主体。

(2) 省间中长期与现货电能量市场的衔接

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中长期交易。省间中长期交易形成的送受电曲线，作为现货电能量市场组织的边界条件。

第四十七条 省间与省内现货市场的衔接

省间电力现货交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买方成交结果作为受端关口电源。

日前省内和省间现货市场采取“分别报价、分别出清”的组织方式，在日前省内现货电能量市场预出清结束后，11:00前发布各机组次日发电预计划曲线和富余发电能力曲线，作为参与省间现货市场的边界条件。市场经营主体依据省内日前电能量市场的预出清结果，参照自身各时段的富余发电能力，自愿参与省间现货市场。

省间日内现货交易确定的最新跨省区联络线计划作为省内实时电能量交易的边界条件。省内火电机组、新能源发电企业依据省内实时电能量市场滚动出清结果，参照自身各时段的富余发电能力，自愿参与省间现货市场。

发电机组在省间日前和日内现货交易结果以及跨省区联络线计划调整，作为省内现货电能量市场出清的边界条件。

第四十八条 辅助服务与现货电能量市场的衔接

（1）省内调频辅助服务与现货电能量市场的衔接

调频辅助服务市场开展后，与现货电能量市场分开独立运行，调频辅助服务市场优先于现货电能量市场出清。

（2）省内调峰辅助服务与现货电能量市场的衔接

现货市场运行期间，综合考虑电源灵活性改造情况、电网调峰能力、清洁能源消纳等因素，在现货电能量市场内推动省内调峰服务。为适应新型电力系统发展，激励燃煤机组在现货电能量市场中保留深度调节能力，自主申报时考虑低负荷运行后的最小可调出力，最小可调出力优先出清，不参与市场定价。

现货市场连续结算试运行后，不再开展省内调峰辅助服务。

（3）西北区域各类辅助服务与现货电能量市场的衔接

在省间日前电力现货市场交易出清后，仍存在富余新能源时，参与西北区域各类辅助服务市场，根据西北区域各类辅助服务市场出清结果修改联络线计划，作为省内现货市场出清的边界条件。

第六章 日前电能量市场交易组织

第一节 组织方式及交易时间

第四十九条 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。参与市场的发电机组在日前电能量市场中申报运行日的报价信息。电力调度机构综合考虑统调负荷预测、母线负荷预测、跨省跨区联络线计划曲线、新能源发电预测、非市场机组出力曲线（含未直接参与市场交易、仅接受市场价格的机组出力曲线，下同）、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以同等报价下新能源优先消纳为原则，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。

日前电能量市场出清结果不作为结算依据，仅为市场主体

提供价格信号，引导用户根据电力供需形势主动调整用电行为，优化用电结构，实现削峰填谷。

第五十条 运行日（D）为执行日前电能量市场交易计划的自然日，每 15 分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有 96 个交易出清时段。竞价日为运行日前一日（D-1），竞价日内发电企业进行申报，并通过日前电能量市场出清形成运行日的交易结果。

第二节 机组参数

第五十一条 机组运行参数

由市场主体向市场运营机构提供的并网机组运行参数，应与并网调度协议保持一致，作为现货市场计算出清默认参数。机组运行参数如需变更，需要通过运行参数变更管理流程进行更改。

（一）发电机组额定有功功率（新能源场站为全厂额定有功功率），单位为 MW；

（二）发电机组最小可调出力（仅限火电，取并网调度协议与已核定/已认定的灵活性改造最小稳定技术出力的较小值），单位为 MW；

（三）发电机组有功功率调节速率，单位为 MW/分钟；

（四）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；

（五）发电机组厂用电率（火电为每台机组的厂用电率，

其余电厂为全厂厂用电率），单位为百分数；

（六）发电机组冷态启动时间，单位为小时；

（七）发电机组温态启动时间，单位为小时；

（八）发电机组热态启动时间，单位为小时；

（九）冷态/温态/热态三组典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小可调出力期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

（十）典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最小可调出力解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

（十一）最小连续开机/停机时间，表示机组开机/停机后，距离下一次停机/开机至少需要连续运行的时间，单位为 15 分钟。最小连续开机时间申报范围为 0-72 小时，最小连续停机时间申报范围为 0-24 小时；

（十二）储能电站最大充、放电功率，单位为 MW；

（十三）储能电站最大、最小允许荷电状态（SOC），单位为 MWh；

（十四）储能电站的充、放电效率；

（十五）市场运营机构所需的其他参数。

其中，非市场机组的运行参数作为编制日前发电计划的默认参数，市场机组的运行参数作为现货电能量市场交易出清的默认参数。

第五十二条 缺省申报参数

机组缺省申报参数指参与现货电能量市场交易的发电机组需在市场注册时提供的默认报价参数，若发电机组未按时在现货电能量市场中进行申报，则采用默认报价参数进行出清。

现阶段，机组缺省申报参数包括电能量缺省报价、缺省启动费用，申报要求与交易申报环节的相同。

第五十三条 核定参数

核定参数是指参与现货电能量交易的发电机组的启动费用上限、电能量申报价格上下限以及核定成本，作为现货电能量市场申报、出清、结算及市场监测的依据。由省政府电力管理部门会同国家能源局西北监管局，结合青海实际情况对核定参数进行明确。

（一） 机组启动费用上限。启动费用上限包括冷态/稳态/热态启动费用上限，单位为元/次。发电机组在日前现货市场中申报的冷态/稳态/热态启动费用上限不能超过相应状态的核定启动费用上限范围。

（二） 申报/出清价格上下限。通过综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场申报/出清价格上下限值。

（三） 核定成本：指基于发电机组的发电成本核定的发电成本价格（单值）或发电成本曲线。核定成本用于计算发电机组运行补偿费用、市场力检测与缓解等环节。

第三节 日前机组运行边界条件准备

第五十四条 风光新能源场站发电预测

竞价日（D-1 日）7:00 前，各风电、光伏新能源场站上传次日的 96 点发电预测曲线。为保障运行日电网安全和电力平衡，日前机组组合制定采用调度主站预测的各新能源场站功率预测曲线作为出力上限约束。

第五十五条 发电机组状态约束

竞价日 7:30 前，电力调度机构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，确定运行日其调管范围内机组的 96 点状态，作为日前电能量市场出清的边界条件。

机组状态分为可用、不可用两类。处于可用状态的机组，相应时段内按照本规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。

（一）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。运行日存在调试时段的机组运行日全天均视为调试状态。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。

（二）不可用状态：包括机组检修、临时检修及其他情况。

机组检修：按照所属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，机组状态为不可用状态。发电设备检修工期不包含检修后的调试阶段，检修后按要

求申报调试计划，发电机组检修计划变更以所属电力调度机构批复的检修单为准。

其他情况：机组不满足发电调度管理并网要求的相关规定时，视为不可用状态。

第五十六条 发电机组出力上下限约束

竞价日 7:30 前，电力调度机构根据机组的额定有功功率、检修和调试（试验）批复等情况，确定运行日其调管范围内机组的 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，火电机组的出力上下限分别为该机组的额定有功功率、最小可调出力；新能源场站的出力上限为其申报的发电预测出力，出力下限为 0。

第五十七条 发电机组一次能源供应约束

燃煤电厂厂内存煤可用天数低于 7 天时，视为发电机组存在一次能源供应约束，相关电厂各台机组均按照申报价格上限作为报价参与现货电能量市场出清，但不参与市场定价。

第五十八条 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开机运行条件，竞价日 7:30 前，该机组需在电力交易平台申报运行日精确到 15 分钟时段的最早可并网时间。若机组未及时申报，则按照日前现货交易出清结果发布时间，往后顺延该机组的冷态/温态/热态启动时间后，计算得到该机组最早可并网时间。

第五十九条 新建机组调试

新建的非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。

新建的市场机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，视为非市场机组；完成满负荷试运行当天至参与电力现货市场交易期间，在确保电网安全和电力供应的前提下，按照固定出力安排运行。

第六十条 在运机组试验（调试）

竞价日前三天（D-3），需要在运行日调试的在运机组，通过调度技术支持系统向电力调度机构报送运行日调试时段内每15分钟的试验调试计划，由电力调度机构审核同意后生效。

因机组自身原因处于调试状态的，包括机组因自身改造、检修而进行调试的，在运行日全天各时段均固定出力，调试时段的出力为经电力调度机构审核同意的出力，在确保电网安全供应的基础上，在现货电能量市场中优先出清、接受价格。非调试时段，在确保电网安全和电力供应的前提下，原则上按固定出力安排，在现货电能量市场中优先出清、接受价格，并不予以成本补偿。

因系统原因处于调试状态的，包括系统因输变电设备改造、检修需要机组配合调试的，在相应的调试时段固定出力，调试时段的出力为经电力调度机构安排的出力，在确保电网安全供

应的基础上，在现货电能量市场中优先出清、接受价格。非调试阶段按照电能量报价信息参与日前电能量市场出清。

若机组在竞价日前三天（D-3）未申报相应的调试计划，在日前电能量市场出清过程中对其调试计划不予考虑，按照其电能量报价信息参与日前电能量市场出清。

第六十一条 供热机组供热计划

竞价日（D-1）7:30 前，供热电厂应通过调度技术支持系统向电力调度机构申报运行日的供热的机组名称以及编号。

第四节 日前电网运行边界条件准备

第六十二条 日负荷预测包括统调负荷预测、母线负荷预测。

（一） 统调负荷预测：

统调负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的统调负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构负责开展运行日全省的日统调负荷预测，预测时需综合考虑但不仅限于以下因素：历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、各地区供电企业负荷预测、节假日或社会重大事件影响、需求侧响应及有序用电等情况。

（二） 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 110kV 母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、地方

电出力预测、需求侧响应及有序用电等因素，预测运行日辖区范围内的母线负荷。如各供电企业提交的母线负荷预测之和与统调负荷预测存在偏差，则由技术支持系统以各节点的负荷预测值为比例分摊偏差。

第六十三条 省间联络线计划

电力调度机构根据省间联络线预计划以及正式计划，分别开展省内日前电能量市场的预出清以及正式出清。其中，省间联络线预计划曲线作为省内日前电能量市场预出清的边界条件；省间电力现货市场交易以及西北跨省辅助服务市场交易所形成的正式省间联络线计划，作为日前现货电能量市场正式出清的边界条件。

电力调度机构根据国调中心、西北网调发布的运行日省间联络线计划，在调度技术支持系统中对运行日省间联络线计划进行维护。

第六十四条 备用约束

电力调度机构综合考虑负荷短期内大幅变化、新能源出力波动、主要故障预想、重要保供电要求等情况下的系统运行需要，制定电网运行备用要求。日前电能量市场出清结果需同时满足D日的各类备用要求。特殊时期，电力调度机构可根据系统安全运行需要和电力保供应要求，调整备用约束限值。

第六十五条 输变电设备检修计划

电力调度机构基于月度输变电设备检修计划以及临时检修

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。

第六十六条 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。

第六十七条 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，提出调管范围内的电网安全约束，作为现货市场优化出清的边界条件。各级电力调度机构安全约束条件存在相互影响的情况时，应相互通报并协调一致。

电网安全约束边界条件包括但不限于线路极限功率、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。

（一） 线路极限功率和断面极限功率

出现以下情况时，电力调度机构可设置线路极限功率、断面极限功率：

（1）因系统安全约束，需要将线路、断面潮流控制在指定值以内；

（2）因保供电或防范极端自然灾害，需要提高安全裕度将线路、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。

（二）发电机组（群）必开约束

出现以下情况时，设置机组（群）必开约束：

（1）因系统安全约束，需要提前开机的机组，以及必须维持运行状态的机组；

（2）因保供电、保供热、保民生、防范极端自然灾害或政府要求，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组；

（3）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；

（4）其他保障电网安全和电力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，通知其调管范围内的必开约束信息。对于出清过程中为满足安全校核要求需增加开出、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约束信息。必开约束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。

（三）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）不具备并网条件的机组；

- (3) 能源监管机构、政府主管部门下达的停机要求；
- (4) 已纳入政府当年关停计划的机组；
- (5) 其他情况需要停机的机组。

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，并在现货电能量市场出清中将必停机组设置为不可用状态。接到停机指令的机组，应尽快做好停机准备，按时安全停机。

(四) 发电机组（群）出力上下限约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置发电机组（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、防范极端自然灾害或政府要求，需要提高安全裕度将出力控制在上下限值以内的发电机组（群）；

(3) 根据电网安全运行要求或可再生能源消纳需求，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）。

第六十八条 非市场机组发电计划编制

(一) 根据政策要求优先发电的新能源场站：根据场站申报的次日 96 点发电预测曲线，在满足系统安全和电力平衡的基

础上，作为现货电能量市场组织的边界条件，保障优先消纳。

（二）水电机组：综合来水情况、水利枢纽安全以及上下游灌溉、航运、民生用水等综合需求，考虑电厂发电能力，经优化校核后优先安排发电。编制机组发电计划时，应避免机组振动区安排发电。

（三）自备电厂：按照优先满足自备生产所需电量的原则，由自备电厂根据自身生产所需申报 96 点发电计划曲线。

（四）燃气电厂：综合燃气供气情况、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次日 96 点发电计划曲线。

第五节 事前信息发布和交易申报

第六十九条 事前信息发布

竞价日（D-1）9:30 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）文件要求，通过信息披露平台发布日前电能量市场事前信息，包括市场边界信息、市场参数信息和市场预测信息。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可靠性机组组合出清。

市场边界信息：包括电网安全运行的主要约束条件、输电通道可用容量、关键输电断面及线路传输限额、必开必停机组组合及原因、非市场机组出力曲线、备用要求、抽蓄电站蓄水水位、参与市场新能源总出力预测等。

市场参数信息：包括市场出清模块算法及运行参数、价格限值、约束松弛惩罚因子等。

市场预测信息：包括系统负荷预测、外来（外送）电交易计划、可再生能源出力预测，水电发电计划预测等。

第七十条 交易申报

现货电能量市场为每日均运行的市场，各市场主体需每日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。

竞价日（D-1）10:00 前，所有市场机组（新能源为场站）须通过电力交易平台完成日前电能量交易申报。若未按时申报，则按照缺省报价信息参与市场出清。

（一）火电机组申报

火电机组申报交易信息主要包括：机组启动费用（元/次）、机组运行上下限（MW）、电能量报价（元/MWh）。

启动费用：发电机组启动费用指发电机组从冷态/温态/热态启动时所分别需要的费用。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。发电机组在日前电能量市场中申报的冷/温/热态启动费用不能超过核定启动费用上下限范围。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。

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。若火电机组未

按时在现货电能量市场中进行申报，则采用默认报价参数进行出清，最大发电能力取发电机组额定有功功率，最小发电能力取发电机组最小可调出力。

电能量报价：机组运行在不同出力区间时机组微增电能量的价格，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。燃煤机组报价需满足以下要求：

- （1）第一个报价段出力起点为机组的最小可调出力；
- （2）最后一个报价段出力终点为机组的额定有功功率；
- （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）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%。每个报价段的价格均不可超过核定的申报价格上限、下限。报价应包含环保电价（含脱硫、脱硝、除尘以及超低排放电价），市场化电量对应的环保电价不再另行结算。

（二） 新能源场站申报

竞价日（D-1）7:00 前，所有新能源场站在新能源监测与调度系统中上传运行日 96 点发电预测曲线。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。

竞价日（D-1）10:00 前，参与现货交易的报量报价的新能源场站（含配建储能）还需通过电力交易平台申报电能量报价（元/MWh），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。新能源场站报价需满足以下要求：

（1）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）报价曲线必须随出力增加单调非递减；

（3）每个报价段出力跨度不能低于装机额定有功功率的 10%；

（4）每个报价段的价格均不可超过核定的申报价格上限、下限。

配建储能与新能源场站在同一个计量点下的，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。

（三） 储能电站申报

报量报价储能电站：

报量报价参与现货交易的储能电站通过电力交易平台申报电能量报价（元/MWh），充电和放电可分别最多申报 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。储能电站报价需满足以下要求：

(1) 充电功率以负值表示，第一段出力区间起点为额定充电功率，最后一段出力区间终点为 0；放电功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定放电功率；

(2) 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；

(3) 报价曲线必须随出力增加单调非递减；

(4) 每个充电报价段的出力跨度不能低于储能额定充电功率的 10%，每个放电报价段出力跨度不能低于储能额定放电功率的 10%，出力区间不得跨越充电、放电功率；

(5) 每个报价段的价格均不可超过核定的申报价格上限、下限。

报量报价储能电站可自主选择申报运行日结束时刻期望达到的荷电状态 (SOC)。电力调度机构可结合运行日系统安全需要指定运行日结束时刻的荷电状态期望值。

报量不报价储能电站：

报量不报价参与现货交易的储能电站通过电力交易平台自主决策申报满足 SOC 校核的充放电曲线 (MW)、存储电量状态 SOC 等，作为边界条件纳入现货市场出清，并作为现货市场价格接受者。

电力调度机构按照储能电站出清信息安排储能运行，在发生危及电力系统安全或电网供需平衡等事件时，储能电站应接受电力调度机构统一直接调用。

（四） 虚拟电厂申报

报量不报价虚拟电厂，申报次日 96 点用电曲线。

报量报价虚拟电厂申报用电负荷上下限以及用电电力-价格曲线，按照“负发电”模式参与现货市场出清，形成次日用电计划曲线。具备上网能力的虚拟电厂，自主决策申报负荷状态下的量价曲线和发电状态下的量价曲线，以及发电运行出力上下限和负荷运行用电上下限，作为全天 24 小时参与现货市场的出清依据。

虚拟电厂通过电力交易平台申报电能量报价（元/MWh）时，用电和放电可分别最多申报 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。虚拟电厂报价需满足以下要求：

（1）用电功率以负值表示，第一段出力区间起点为额定用电功率，最后一段出力区间终点为 0；放电功率以正值表示，最后一段出力区间终点为额定放电功率；

（2）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；

（3）报价曲线必须随出力增加单调非递减；

(4) 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%，出力区间不得跨越用电、放电功率；

(5) 每个报价段的价格均不可超过核定的申报价格上限、下限。

第七十一条 省间日前电能量市场申报

竞价日（D-1）11:30 前，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，按照《省间电力现货交易规则（试行）》要求，在电力交易平台申报分时“电力-价格曲线”。

竞价日（D-1）11:45 前，电力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。

第七十二条 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，由电力交易平台根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过将不允许提交。市场主体提交申报信息后，由市场运营机构对申报信息进行审核及处理。若发电机组逾时未申报报价信息，以缺省信息参与市场出清。

第六节 日前市场出清

第七十三条 日前电能量市场预出清

竞价日（D-1）11:00 前，电力调度机构将运行日 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，通过带安全约束的机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，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。详细的安全约束的机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）模型见附件。

第七十四条 日前电能量市场的预出清过程如下：

（一） 采用安全约束机组组合（SCUC）程序计算运行日的96点机组开机组合。

（二） 采用安全约束经济调度（SCED）程序计算运行日的96点机组出力曲线以及分时节点电价以及用户侧加权平均电价。

（三） 对运行日的机组开机组合、机组出力曲线进行交流潮流安全校核，若不满足交流潮流安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行上述第一步至第三步的计算过程，直至满足交流潮流安全约束，得到日前电能量市场的预出清结果。

第七十五条 省间日前电能量市场出清

竞价日（D-1）12:30前，国调中心和网调组织省间日前现货交易集中出清，形成考虑安全约束的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电力调度机构和市场主体。

第七十六条 西北区域各类辅助服务市场出清

竞价日（D-1）15:30 前，电力调度机构根据省内富余新能源出力，按照西北区域各类辅助服务市场的相关要求，完成次日数据申报。

竞价日（D-1）16:30 前，西北分中心组织开展区域内各类辅助服务交易，并将交易结果和省间联络线正式计划下发至相关电力调度机构和发电企业，作为日前电能量市场正式出清的边界条件。

第七节 特殊机组日前电能量市场出清机制

第七十七条 同报价出清原则

当新能源场站与火电燃煤机组、新型经营主体报价相同时，优先出清顺序为：新能源、新型经营主体、火电燃煤机组。当新能源报价相同时，按照该交易时段各类新能源场站同报价段有效申报容量比例（最后一段有效申报容量上限为短期功率预测值）分配中标出力；当新型经营主体报价相同时，按照该交易时段各类新型经营主体场站同报价段有效申报容量比例分配中标出力；当火电燃煤机组报价相同时，按照该交易时段各类火电燃煤机组同报价段有效申报容量比例分配中标出力。

第七十八条 必开约束机组

必开约束机组在必开约束时段内应为运行状态，必开最小

可调出力及以下部分优先出清，不参与市场定价；必开最小可调出力以上的发电容量根据发电机组的报价参与优化出清。现阶段，因省外保供原因的必开约束机组暂不补偿启动费用。

第七十九条 供热机组

申报了运行日供热计划的供热机组，在供热时段内的机组状态为开机，不参与优化。当供热电厂申报的运行日供热机组方式影响电网安全稳定运行或现货市场正常运转时，电力调度机构根据各发电企业报送的供热机组最小方式，按照优先保障民生供热的原则对申报的供热机组进行合理调减。

第八十条 调试（试验）机组

（一） 调试阶段的新建机组

调试阶段的非市场机组按照调试需求安排发电，作为电能量市场出清的边界条件。

调试阶段的市场机组按照调试需求安排发电，作为现货电能量市场出清的边界条件。在完成满负荷试运行至参与现货市场交易期间，在满足系统安全的基础上，该台机组作为固定出力机组，不参与市场优化，不参与市场定价，作为价格接受者。

（二） 调试（试验）的在运机组

申报了运行日调试（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，不参与市场优化，不参与市场定价。

对于因机组自身原因的调试（试验）机组，在调试时段内，

在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等基本需要的前提下，调试时段内该台发电机组的发电出力为其申报的调试（试验）出力曲线，非调试时段内原则上该台机组固定出力，不参与市场优化。若机组的调试（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发电出力曲线进行调整。在运行日全天的交易时段内，因机组自身原因的调试（试验）机组均不参与市场定价，作为市场价格接受者。

对于因系统原因的调试（试验）机组，在调试时段内，机组的发电出力为电力调度机构所安排的调试出力，调试时段内机组出力不参与优化，机组不参与市场定价。在非调试时段内，按照机组在日前电能量市场中申报的量价信息，根据市场规则参与优化出清和市场定价。

第八十一条 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，按照其电能量报价参与市场出清，确定其发电出力。

某交易时段中，若最小连续开机时间内机组仅中标最小可调出力，该时段内该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

第八十二条 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可

调出力期间，发电出力为其对应状态下的典型开机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。机组发电出力达到最小可调出力之后，从下一个交易时段开始，按照其电能量报价参与日前电能量市场竞价出清。

第八十三条 一次能源供应约束的火电机组

存在一次能源供应约束的火电机组在日前电能量市场中，按照申报价格上限参与市场竞价出清，在全天的交易时段内均不参与市场定价，作为市场价格接受者。

第八节 日前电能量市场安全校核

第八十四条 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等情况。

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。

第八十五条 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。

（一）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。

（二）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。

第九节 交易结果发布

第八十六条 日前电能量预出清结果发布

竞价日（D-1）11:00 前，电力调度机构将日前电能量市场预出清结果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。

第八十七条 日前电能量市场正式出清结果发布

竞价日（D-1）22:00 前，电力调度机构根据下发的联络线正式计划以及发电机组省间现货、省间辅助服务市场交易结果等最新边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）一体化程序计算得到省内日前电能量市场正式出清结果。通过信息披露平台发布市场出清信息，包括各时段出清电价、出清电量、备用容量、输电断面约束及阻塞情况等。

第八十八条 日前交易公有信息发布

日前交易公有信息为全省所有节点各时段的节点电价、用户侧加权平均电价，用于日前电能量市场正式出清计算的省间联络线 96 点功率曲线，以及日前电能量市场出清的概况信息。

第八十九条 日前交易发电企业私有信息发布

发电企业私有信息具体包括：

- (一) 运行日的机组开机组合；
- (二) 运行日发电机组各时段的中标电量；
- (三) 运行日发电机组各时段的电价。

第九十条 日前市场用户侧加权平均电价发布

日前市场用户侧加权平均电价根据第一百三十一条所述方法进行计算，作为公有信息向全部市场主体发布。

第九十一条 日前调度计划

日前电能量市场原则上基于竞价日（D-1）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。

若电网运行边界条件在运行日之前发生变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳，电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件，基于发电机组的日前报价，采用日前电能量市场的出清算法，对运行日的发电调度计划（包含机组开机组合以及机组出力计划）进行调整，以保证电力供应平衡、电网安全运行以及清洁能源消纳，同时通过电力交易平台向相关市场成员发布相关信息，并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。日前电能量市场形成的成交结果和价格不进行调整。

主要边界条件变化情况包括但不限于：

- （一） 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；
- （二） 发生机组非计划停运（含出力受限）情况；
- （三） 发电机组检修计划延期或调整；
- （四） 送受电因电网故障、送受端电源故障、清洁能源消纳等原因出现计划外调整；
- （五） 水电或新能源出力较预测发生较大变化；
- （六） 电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期；
- （七） 电网关键输变电设备检修因前序检修工作未按期进行或存在物资到货、设备缺陷、机组跳闸等因素，导致运行日计划检修无法开展；
- （八） 政府临时下达的保电或环保要求等。

第七章 实时电能量市场交易组织

第一节 组织方式及时间

第九十二条 电力调度机构基于日前电能量市场封存发电机组申报信息，综合考虑超短期负荷预测、新能源超短期功率预测、最新联络线计划和省间日前及日内交易结果正式出清结果、最新的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，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。

第九十三条 市场运营机构按 15 分钟为一个交易周期组织实时电能量市场交易出清，提前 15 分钟滚动计算未来 2 小时实时电能量交易结果。

第二节 实时发电机组物理运行参数变化

第九十四条 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电力调度机构的技术支持系统向所属电力调度机构进行报送，经所属电力调度机构审核同意确认后生效。主要包括以下信息：

- （一） 开机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从并网至最小可调出力）；
- （二） 停机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从当前出力至解列）；
- （三） 最新的预计并网/解列时间；
- （四） 机组出力上/下限变化情况；
- （五） 调试（试验）机组出力变化情况；
- （六） 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；
- （七） 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。

第三节 实时机组运行边界条件准备

第九十五条 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可调出力。

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。

第九十六条 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。

第九十七条 发电机组出力上/下限约束

新能源场站出力上限为新能源场站上报的超短期功率预测，数据缺失时选择调度主站的新能源发电能力预测，调度主站新能源预测数据缺失时采用日前申报的预测信息。

电力调度机构根据发电机组的额定有功功率、检修和调试（试验）批复等情况，确定火电机组出力上下限约束，作为实时电能量市场出清的边界条件。正常情况下，火电机组的出力上下限分别为该机组的额定有功功率、最小可调出力。

第九十八条 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。

第九十九条 发电机组调试及试验计划执行

原则上，发电机组调试及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：因发电机组自身要求、电力电量平衡或电网安全稳定约束要求调整调试。

第一百条 热电联产供热计划执行

电力调度机构以发电机组申报的供热计划为基础，根据申报信息确定供热机组电力负荷的上下限。

第一百〇一条 发电机组一次能源供应约束

存在一次能源供应约束的机组在实时电能量市场中，按照申报价格上限参与市场优化出清，相关要求与第五十七条一致。

第四节 实时电网运行边界准备

第一百〇二条 超短期负荷预测

包括超短期统调负荷预测和超短期母线负荷预测。

超短期统调负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 1 至 4 小时统调负荷需求。电力调度机构根据实际情况对超短期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、用户用电需求、节假日或社会大事件影响等情况。

超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 1 至 4 小时 110kV 母线节点负荷需求。电力调度机构综合气象因

素、工作日类型、节假日影响等因素，基于历史相似日预测母线负荷。

第一百〇三条 省间市场交易结果及联络线计划

发电机组在省间日前和日内现货交易结果、西北区域辅助交易结果，以及跨省区联络线计划调整，作为实时电能量市场出清的边界条件。

第一百〇四条 发电机组及输变电设备检修执行

电力调度机构基于发电机组及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，执行发输变电设备停、送电操作，并做好相应记录。

第一百〇五条 运行备用

电网实时运行应满足运行备用要求，若发生变化，需以更新后的运行备用要求作为边界条件，调整机组组合。

当运行备用容量无法满足要求时，实时控制原则如下：

（一） 若青海电网系统备用容量无法满足要求，在西北电网全网备用容量满足要求以及送电通道不受限制的前提下，电力调度机构向西北网调申请备用支援。

（二） 若青海电网系统备用容量无法满足要求，且西北分中心无法提供支援时，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。

（三） 发生机组跳闸、直流闭锁等事故后，应立即调出系

统备用，尽快恢复系统频率，控制联络线输送功率及系统备用在规定范围内。

第一百〇六条 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日前市场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、电网保供期间、恶劣天气预警期间，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，须将安全稳定断面的限值留出一定的控制裕度。原则上，电力调度机构按照在断面极限值基础上扣除一定比例后的限值作为实时控制要求，并视实际运行情况对断面裕度做适当调整。

第一百〇七条 非市场机组发电计划调整

非市场化新能源场站，根据消纳需求动态调整实时发电计划，原则上优先消纳。

自备电厂、燃气电厂等其余非市场机组实时发电计划原则上按照日前发电计划执行。

水电机组，针对水电机组实时运行情况，综合考虑实时电力供需平衡、电网安全约束条件以及新能源超短期出力预测情况对水电机组的实时发电出力进行调整。

第五节 省间日内现货市场申报

第一百〇八条 T-110 分钟前（交易时段起始时刻为 T，下同），省内火电机组、水电机组和新能源场站根据电力调度机构下发的最新发电计划计算富余发电能力，按照《省间电力现货交易规则（试行）》要求，申报省间日内交易时段内的“电力-价格”曲线。T-90 分钟前，电力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。

第六节 省间日内现货市场出清

第一百〇九条 T-60 分钟前，国调中心、网调组织省间日内现货交易集中出清，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电力调度机构及市场主体。

第一百一十条 实时电能量市场出清

电力调度机构以 15 分钟为周期，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，以全网发电成本最小化为目标，采用安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，滚动优化未来 2 小时机组出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划、节点电价和用户侧加权平均电价等信息。

第一百一十一条 实时电能量市场出清过程

实时电能量市场出清数学模型与日前安全约束经济调度（SCED）模型一致，出清计算过程如下：

（一） 在实时开机组合基础上，采用安全约束经济调度（SCED）程序计算发电机组的实时出力计划。

（二） 对实时电能量市场优化计算时间窗口内的机组出力曲线进行交流潮流安全校核，若不满足交流潮流安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行 SCED 计算，直至满足交流潮流安全约束，得到实时电能量市场的出清结果。

第七节 特殊机组实时电能量市场出清机制

第一百一十二条 同报价出清原则

当新能源场站与火电燃煤机组、新型经营主体报价相同时，同等条件下的优先出清顺序为：新能源场站、新型经营主体、火电。当新能源报价相同时，按照该交易时段各类新能源场站同报价段有效申报容量比例（最后一段有效申报容量上限为超短期功率预测值）分配中标出力。新型经营主体报价相同时，按照该交易时段各类新型经营主体同报价段有效申报容量比例分配中标出力；火电燃煤机组报价相同时，按照该交易时段各类火电燃煤机组同报价段有效申报容量比例分配中标出力。

第一百一十三条 必开约束机组

在日前电能量市场中必开约束的发电机组，在实时电能量市场中的相应时段同样视为必开约束机组。实时市场因电网安全、故障处理等原因需必开的机组，在日前市场必开约束的基

基础上，调整必开约束机组。必开约束机组在实时电能量市场中的出清机制与日前电能量市场中必开约束机组的出清机制一致。

第一百一十四条 供热机组

在日前电能量市场中申报了运行日供热计划的供热机组，在实时电能量市场中同样视为供热机组。供热电力负荷下限优先出清，不参与市场定价；供热电力负荷下限至供热电力负荷上限之间的发电容量，根据机组申报的电能量价格参与优化出清，出清机制与日前电能量市场中供热机组出清机制一致。

日前确定的供热机组在日内原则上不允许更换，当机组在实时运行中发生故障或非计划停运而不具备供热条件时，发电厂可向电力调度机构申请更换供热机组，经许可后可进行更换，更换后的供热机组按照本条的规定参与实时电能量市场出清，原供热机组恢复为常规机组参与实时电能量市场出清。

第一百一十五条 调试（试验）机组

（一） 调试阶段的新建机组

调试阶段的新建机组在实时电能量市场中按照调试需求安排发电，出清机制与日前电能量市场中调试阶段的新建机组出清机制一致。

（二） 试验（调试）的在运机组

在日前电能量市场中申报了运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在实时电能量市场中同样视为调试（试验）机组，出清机制与日前电能量市场中试验（调试）的在运机组出清机

制一致。

第一百一十六条 最小连续开机时间内机组

最小连续开机时间内机组在实时电能量市场中的出清机制与日前电能量市场中最小连续开机时间内机组出清机制一致。

第一百一十七条 处于开/停机过程中的机组

处于开/停机过程中的机组与日前市场出清方式一致，处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最小可调出力期间不参与优化，作为市场价格接受者，发电出力为其实时报送的开机曲线。机组发电出力达到最小可调出力之后，从下一个交易时段开始，按照其电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

处于停机状态的发电机组，在机组从最小可调出力降功率至与电网解列期间不参与优化，作为市场价格接受者，发电出力为其实时报送的停机曲线。

第一百一十八条 一次能源供应约束的火电机组

在日前电能量市场中存在一次能源供应约束的火电机组，在实时电能量市场中同样视为存在一次能源供应约束，出清机制与日前电能量市场一致。

第一百一十九条 发生故障而要求调整出力计划的机组

若发电机组在实时运行中发生故障，并且需要对机组出力进行调整时，在故障处理的时段内，机组出力固定为机组申报并经电力调度机构同意的发电出力值，相应时段内该台机组不

参与市场定价，作为市场价格接受者，期间正常结算。

故障处理结束后，从下一个交易时段开始，按照机组电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

第一百二十条 应急新增开机机组

应急新增开机机组指在日前电能量市场中未被列入机组开机组合，在日前调度计划编制环节或实时运行调整环节，由电力调度机构安排新增开机的机组。

实时电能量市场中，应急新增开机机组根据其电能量报价参与市场优化出清。某交易时段，若应急新增开机机组仅中标最小可调出力，则不参与市场定价；若最小可调出力之上的发电容量中标，则可参与市场定价。应急新增开机启动补偿原则与列入机组开机组合的机组一致。

第一百二十一条 临时新增停机机组

临时新增停机机组指在日前电能量市场中被列入机组开机组合，在日前调度计划编制环节或实时运行调整环节，由电力调度机构安排新增停机的机组。

原则上，在日前电能量市场中已经中标列入机组组合的机组，不在日前调度计划编制环节或实时运行调整环节安排停机。若由于电网安全需要安排已中标机组停机的，分以下两种情况处理：

（一） 机组在竞价日（D-1）处于开机状态，在日前电能量市场出清结果中机组开机状态保持不变，被列入机组组合，

在日前调度计划编制环节或实时运行调整环节安排停机。此种情况下，机组按照调度指令停机。

(二) 机组在竞价日(D-1)处于停机状态，在日前电能量市场出清结果中机组变为开机状态，被列入机组组合，在日前调度计划编制环节或实时运行调整环节安排停机。此种情况下，若调度计划重新下发机组时已经完成点火工作，则机组按照调度指令停机，并按照申报的启动费用获得补偿；若调度计划重新下发时机组未完成点火工作，则机组按照调度计划停机，不获得启动费用补偿。机组完成点火工作的时间，以调度台同意机组点火的时间为准。

第八节 实时电能量市场安全校核

第一百二十二条 电力调度机构根据最新的电网运行状态、跨省联络线计划、超短期负荷预测、新能源超短期功率预测，针对实时电能量市场出清结果开展安全校核，校核方法与日前电能量市场一致。

第九节 实时电能量市场出清结果发布

第一百二十三条 实时电能量市场出清结果发布

电力调度机构将实时电能量市场每15分钟出清的发电计划通过技术支持系统下发至各发电机组。发电企业需严格执行实时发电计划，实时电能量市场价格以15分钟为单位计算发布。实时运行中每15分钟发布实时市场的临时结果，次日发布运行日实时市场的正式结果，包括各时段出清电价、出清电量、备

用容量、输电断面约束及阻塞情况等。实时运行结束后 1 日内发布市场运行信息，包括实际负荷、系统备用信息，重要通道实际输电情况、实际运行输电断面约束情况及其影子价格情况、联络线潮流，输变电设备检修计划执行情况、发电机组检修计划执行情况，非市场机组实际出力曲线等。

第一百二十四条 实时运行调整

电网实时运行应按照系统运行有关规定，保留合理的调频、调峰、调压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。当机组进行实时运行调整时（含因机组自身原因进行的运行调整），期间产生的上网电量，按结算规则进行正常结算。

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，并通过电力交易平台向市场成员发布。

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：

- （一） 电力系统发生事故可能影响电网安全时；
- （二） 系统频率或电压超过规定范围时；
- （三） 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；

(四) 输变电设备过载或超出稳定限额时；

(五) 继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；

(六) 气候、水情、新能源发生极端变化可能对电网安全造成影响时；

(七) 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；

(八) 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：

(一) 改变机组的发电计划；

(二) 让发电机组投入或者退出运行；

(三) 调整设备停复役计划；

(四) 调整省间联络线的送受电计划；

(五) 采取错峰限电方式控制负荷；

(六) 暂停实时电能量市场交易；

(七) 电力调度机构认为有效的其他手段。

实时运行过程中机组或用户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，电力调度机构应对机组、用户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相应机组、用户实施强制退出调度运行，

由此造成的偏差由机组、用户自行承担。

第八章 市场偏差处理机制

第一节 发电侧执行偏差考核制度

第一百二十五条 机组日内临时非计划停运考核

出现以下情况之一时，可认定为机组日内临时非计划停运：

（一） 机组在日前电能量市场中纳入机组组合，因自身原因发生临时跳闸，影响运行日的开机运行；

（二） 机组在日前电能量市场中纳入机组组合，因自身原因未按照日前电能量市场中出清的并网时间或电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网；

（三） 机组在日前调度计划环节被安排开机，因自身原因未按照电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网。

机组非停期间产生的上网电量，按偏差结算规则有关规定进行正常结算。机组非计划停运考核按照西北区域“两个细则”中非计划停运管理部分执行，且下一次开机所产生的启动费用不予补偿。

第一百二十六条 机组（场站）实时发电计划执行偏差考核

新版西北区域“两个细则”将新能源功率预测纳入考核后，机组（场站）实时发电计划执行偏差考核在省内现货市场不再执行，按照西北区域“两个细则”中新能源功率预测管理与并

网主体日发电计划曲线管理规定执行。

第一百二十七条 供热机组申报供热流量曲线偏差率考核

调峰能力纳入两个细则考核后，省内现货市场不再执行供热机组申报供热流量曲线偏差率考核，按西北区域“两个细则”中并网主体调峰管理规定执行。

第二节 发电机组运行补偿机制

第一百二十八条 发电机组运行补偿场景

当出现下述情况时，可能造成发电机组在现货电能量市场中的收益不能覆盖发电机组产生的运行成本费用（含最小可调出力成本）或发电机组的电能量报价费用。

（一）当发电机组出力达到出力上下限约束限值时，机组未参与市场定价，现货市场价格可能低于机组成本（或报价）；

（二）当发电机组出力达到有功功率调节速率约束限值时，机组未参与市场定价，现货市场价格可能低于机组成本（或报价）；

（三）由于电力平衡原因或电力系统安全原因临时增加发电机组出力或临时安排发电机组开机，现货市场价格可能低于机组成本（或报价）；

（四）由于电力平衡原因或电力系统安全原因临时压减发电机组出力或临时安排发电机组停机，造成发电机组在现货市场中利益受损；

（五）调频机组根据 AGC 指令动作，造成发电机组在现货市场中利益受损；

（六）其他可能的情况。

第一百二十九条 发电机组运行成本费用计算

（一）当机组核定成本价格为单值时的计算方式

在 t 时段内，发电机组 i 的运行成本费用按照下式计算：

$$R_{\text{运行(核定)},i,t} = Q_{i,t,\text{实际}} \times C_{\text{核定成本},i}$$

其中：

$R_{\text{运行(核定)},i,t}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的核定运行成本费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的实际上网电量；

$C_{\text{核定成本},i}$ 表示发电机组 i 的核定成本价格（单值）。

（二）当机组核定成本为曲线时的计算方式

在 t 时段内，发电机组 i 的运行成本费用按照下式计算：

$$R_{\text{运行(核定)},i,t} = (1 - d_i) \times \int_0^{Q_{i,t,\text{实际(发电)}}} C_{\text{核定成本},i} dQ$$

$$Q_{i,t,\text{实际(发电)}} = \frac{Q_{i,t,\text{实际}}}{(1 - d_i)}$$

其中：

$R_{\text{运行(核定)},i,t}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的核定运行成本费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的实际上网电量；

$Q_{i,t,\text{实际(发电)}}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的发电量；

$C_{\text{核定成本},i}$ 表示发电机组 i 的核定成本曲线；

d_i 表示发电机组 i 的厂用电率。

(三) 当机组成本暂未核定时

市场初期，当发电机组暂未核定其发电成本（曲线），则按照燃煤机组基准上网电价计算发电机组运行成本费用：

$$R_{\text{运行(核定)},i,t} = Q_{i,t,\text{实际}} \times P_{\text{基准},i}$$

其中：

$R_{\text{运行(核定)},i,t}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的核定运行成本费用；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的实际上网电量；

$P_{\text{基准},i}$ 表示燃煤机组基准上网电价。

第一百三十条 发电机组报价费用计算

在 t 时段内，发电机组 i 的报价费用按照下式计算：

$$R_{\text{运行(报价)},i,t} = (1 - d_i) \times \int_0^{P_{i,t,\text{实际(发电)}}} C_{\text{报价曲线},i} dQ \times 0.25$$

$$P_{i,t,\text{实际(发电)}} = \frac{Q_{i,t,\text{实际}}}{(1 - d_i) \times 0.25}$$

其中：

$R_{\text{运行(报价)},i,t}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的报价运行费用；

$Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的实际上网电量；

$p_{i,t,实际(发电)}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的发电负荷；

$C_{报价曲线,i}$ 表示发电机组 i 的报价曲线（第一个报价点出力以下的容量部分对应报价按照第一个点报价进行填补）；

d_i 表示发电机组 i 的厂用电率。

第一百三十一条 发电机组现货电能量市场收益计算

在 t 时段内，发电机组 i 的现货电能量市场收益按照下式计算：

$$R_{收益,i,t} = Q_{i,t,实际} \times P_{i,t,实时}$$

其中：

$R_{收益,i,t}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的现货电能量市场收益；

$Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在 t 时段的实际上网电量；

$P_{i,t,实时}$ 表示 t 时段机组 i 所在节点的实时电能量市场结算价格。

第一百三十二条 发电机组运行补偿费用计算

当机组运行出现第一百二十八条所述情况时，分别计算统计时段内发电机组的运行成本及其在现货电能量市场中的收益，机组运行成本取核定运行成本和报价运行成本的最小值。当发电机组生产运行所产生的成本费用与发电机组在现货电能量市

场中的收益之差大于零时，需将省内现货偏差电量对应的成本差额纳入发电机组的运行补偿费用。

$$R_{\text{运行},i} = \sum_t^{T_{\text{运行}}} \min(R_{\text{运行(核定)},i,t}, R_{\text{报价},i,t})$$

$$R_{\text{收益},i} = \sum_t^{T_{\text{运行}}} R_{\text{收益},i,t}$$

当 $R_{\text{运行},i} - R_{\text{收益},i} > 0$ 时：

$$R_{\text{补偿},i} = \max \left[\left(Q_{i,\text{实际}} - Q_{i,\text{中长期}} - Q_{i,\text{省间现货}} \right) \times \frac{R_{\text{运行},i} - R_{\text{收益},i}}{Q_{i,\text{实际}}}, 0 \right]$$

其中：

$R_{\text{运行},i}$ 表示发电机组 i 在统计时段内的总运行成本费用，取各时段核定运行成本和报价运行成本最小值之和；

$R_{\text{收益},i}$ 表示发电机组 i 在统计时段内的现货电能量市场总收益；

$T_{\text{运行}}$ 表示发电机组运行补偿的统计时段数，取 $N \times 96$ ， N 为非零整数 N ， N 由政府相关部门进行明确，如有变化将及时公布调整；

$R_{\text{补偿},i}$ 表示发电机组 i 在统计时段内的总运行补偿费用；

$Q_{i,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在统计时段内的实际上网电量；

$Q_{i,\text{中长期}}$ 表示发电机组 i 在统计时段内的中长期分解电量；

$Q_{i, \text{省间现货}}$ 表示发电机组 i 在统计时段内的省间现货交易电量。

第三节 独立储能调用补偿机制

第一百三十三条 当电网出现供应紧张、上级调度或其他特殊运行情况时，储能电站由电力调度机构统一调度进行二次优化，若调用期间储能电站实时市场放电价格低于最近一个月储能放电加权均价或储能电站实时市场充电价格高于最近一个月储能充电加权均价，则给予运行成本补偿；反之不给予运行成本补偿。

$$R_{\text{储能运行补偿},i} = R_{\text{储能放电运行补偿},i} + R_{\text{储能充电运行补偿},i}$$

当 $P_{\text{放电加权}} - P_{\text{实时},i,t} > 0$ 时：

$$R_{\text{储能放电运行补偿},i} = \sum_t^T [Q_{\text{放电电量},i,t} \times (P_{\text{放电加权}} - P_{\text{实时},i,t})]$$

当 $P_{\text{实时},i,t} - P_{\text{充电加权}} > 0$ 时：

$$R_{\text{储能充电运行补偿},i} = \sum_t^T [Q_{\text{充电电量},i,t} \times (P_{\text{实时},i,t} - P_{\text{充电加权}})]$$

其中：

$R_{\text{储能运行补偿},i}$ 为独立储能 i 在当日调用期间获得的补偿费用；

$R_{\text{储能放电运行补偿},i}$ 为独立储能 i 在当日调用放电期间获得的补偿费用；

$R_{\text{储能充电运行补偿},i}$ 为独立储能 i 在当日调用充电期间获得的补

偿费用；

$Q_{\text{放电电量},i,t}$ 为独立储能 i 在 t 时段的调用期间实际放电电量，非应急调用时取 0；

$Q_{\text{充电电量},i,t}$ 为独立储能 i 在 t 时段的调用期间实际充电电量，非应急调用时取 0；

$P_{\text{实时},i,t}$ 为独立储能 i 所在节点实时市场在 t 时段的出清电价；

$P_{\text{放电加权}}$ 为独立储能最近一个月的放电加权均价；

$P_{\text{充电加权}}$ 为独立储能最近一个月的充电加权均价。

市场初期，储能电站运行补偿费用日清月结，按月由市场化机组和用户按发电量和用电量比例分摊。

第九章 价格机制

第一百三十四条 日前电能量市场定价

发用双方均采用“单结算”模式，日前电能量市场出清得到的市场价格仅作为政府、市场运营机构和市场主体对现货电能量市场进行分析的参考，不作结算。

（一）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，发电侧以机组所在节点的日前节点电价作为相应时段的出清价格。

（二）用户侧定价

用户侧采用每 15 分钟的日前加权平均电价作为相应时段的

出清价格，由每 15 分钟的机组日前电能量市场总电费除以机组日前电能量市场总电量得到。计算公式为：

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

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

$Q_{m,t, \text{日前}}$ 表示机组 m 第 t 时段的日前出清总上网电量；

$LMP_{m,t, \text{日前}}$ 表示机组 m 第 t 时段的日前出清价格。

第一百三十五条 实时电能量市场定价

现阶段，发用双方均采用“单结算”模式，按实时电能量市场出清得到的市场价格，按现货结算规则进行结算。

（一）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，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。

（二）用户侧定价

用户侧采用每 15 分钟的实时加权平均电价作为相应时段的出清价格，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。

第十章 计量管理

第一节 基本要求

第一百三十六条 关口计量装置管理目的是保证电能量值的准确性、溯源性，保障电能计量装置安全可靠运行，为电力市场有序规范、公平公正开展，保障市场成员合法权益提供支撑。

第一百三十七条 关口计量装置管理要求

关口计量装置管理以电网企业、发电企业、拥有配电网运营权的售电公司管理为基础，以统一归口管理为原则开展。

(一) 电网企业应建立电能计量技术管理体系，负责所辖电网电能计量装置监督和管理的工作。电网企业应设置所属电网计量装置的技术管理机构，负责电网企业所有关口计量点的技术管理。

(二) 发电企业负责管理本企业内部考核用电能计量装置的日常维护，并配合电网企业管理与本企业有关的市场结算用电能计量装置。

(三) 拥有配电网运营权的售电公司负责所辖用户电能计量及采集装置的日常运维工作，并配合省级电网企业开展本企

业所辖用户结算电量的信息采集、传输、存储。

第一百三十八条 电能计量采集管理信息系统管理要求

为适应电力现货等市场深化建设需要，省级电网企业应建立统一、规范的电能计量采集管理信息系统。系统应满足以下要求：

（一） 电能计量采集管理信息系统采集范围应涵盖所有涉及市场结算的关口计量装置。采集数据应满足现货市场交易结算数据需求。

（二） 电能计量采集管理信息系统应保证数据的唯一性，所有数据均来源于现场运行的关口计量装置。原始计量数据不得修改。

（三） 电能计量采集管理信息系统应具有完善的数据校验功能。

（四） 电能计量采集管理信息系统应具有稳定可靠的数据传输通道，包括关口计量装置与电能计量采集管理信息系统之间、电能计量采集管理信息系统与外部系统传输接口之间。

（五） 电能计量采集管理信息系统应有应急或灾备系统，保障系统运行出现故障后，能够迅速恢复并正常运行。

第二节 职责分工

第一百三十九条 电网企业、拥有配电网运营权的售电公司负责本企业所辖用户电能计量及采集装置的日常运维，按照电力市场结算要求，定期将电力用户关口电能计量点计量装置

记录的电量数据，传送给电力交易机构，作为结算基础数据。电网企业负责将发电企业、省级电网之间、电网企业与拥有配电网运营权售电公司之间的关口电能计量点计量装置记录的电量数据，传送给电力交易机构，作为结算基础数据。辅助服务通过调度技术支持系统等计量，由电力调度机构按照结算要求统计辅助服务提供和使用情况。

第一百四十条 电网企业

（一） 贯彻执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理的有关规定；负责制订所辖电网电能计量管理的各项规章制度、技术规范并督促实施；

（二） 组织制定所辖电网电能计量标准建设规划及电能计量标准的管理；

（三） 组织制定市场结算及考核电力系统经济技术指标计量点的电能计量装置的配置、更新与发展规划；

（四） 组织对所辖电网内电力建设工程、发电厂并网、分布式电源及增量配电网接入有关电能计量方式的确定、设计方案审查、并网验收等工作；

（五） 组织开展电能计量器具的检定、修理和其他计量测试工作；负责电能计量装置现场检验及抽检工作；

（六） 负责电能计量采集管理信息系统的建设、运行与管理；

（七） 组织对所辖电网电能计量装置运行质量的监督、对

电量计量重大故障、差错和窃电案件的调查与处理；

(八) 组织对所辖电网电能计量业务管理的统计、分析、报表等工作。

第一百四十一条 发电企业

(一) 发电企业应负责本企业电能计量装置的管理工作；

(二) 执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理有关规定，执行本企业电能计量的各项规章制度；

(三) 配合电网企业做好本企业涉及的市场结算用的关口计量装置的验收、现场检验、故障处理等工作；

(四) 配合电网企业做好本企业关口计量装置接入电能计量采集管理信息系统，并做好日常运行维护工作。

第一百四十二条 拥有配电网运营权的售电公司

(一) 拥有配电网运营权的售电公司负责本企业所辖用户电能计量装置的管理工作；

(二) 执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理有关规定，执行本企业电能计量的各项规章制度；

(三) 配合电网企业做好本企业涉及的市场结算用的关口计量装置的验收、现场检验、故障处理等工作；

(四) 配合电网企业做好本企业关口及所辖用户计量装置接入电能计量采集管理信息系统，并做好日常运行维护工作。

第三节 关口计量装置管理

第一百四十三条 关口计量点设置

发电企业、拥有配电网运营权的售电公司根据市场运行需要，按照《中华人民共和国合同法》、《电能计量装置技术管理规程》等国家和行业规程规范要求，向电网企业提出关口计量点的设置申请。电网企业根据申请，在产权分界点处设置关口电能计量点，作为贸易结算计量点。

火电、水电机组在主变高压侧增加设置关口计量点，风电、光伏按照项目分期增加设置关口计量点，作为分机组（分期）电量分劈计量点。火电、水电单机上网电量按分劈计量点所计电量占贸易结算电量的比例计算，风电、光伏单期上网电量按计量表计直接分劈电量或按分劈计量点所计量电量占贸易结算电量的比例计算。参与贸易结算、电量分劈的关口计量点、电量计算公式等内容应在相关合同、协议中给予明确。

新增关口计量点时，由发电企业、拥有配电网运营权的售电公司向电网企业提交相关设计方案，并完成施工，经电网企业验收合格后方可投运。

第一百四十四条 关口计量装置配置要求

计量单机容量 100MW 及以上的发电机组上网贸易结算电量的电能计量装置和电网企业之间购销电量的 110kV 及以上的电能计量装置，原则上同一计量点应安装同型号、同规格、同精度的主、副电能表各一套。上网计量点对端的辅助(备用)计量点，应配置与主计量点准确度等级和规格相同的电能计量装置。结算电量以贸易结算计量点主表数据为依据；若主表出现异常，

则以副表数据为准。如果贸易结算计量点主、副表均异常，则按对方主表数据确定；对方主表异常，则按对方副表数据为准。对其他异常情况，双方在充分协商的基础上，可根据失压记录、失压计时等设备提供的信息，确定异常期内的电量。对于用户侧，同一计量点安装至少一具符合技术要求的电能计量设备。当计量数据缺失时，按照电量数据拟合办法对缺失数据进行拟合，并作为电网企业的结算依据。当出现计量数据错误时，由有资质的电能计量检测中心确认并出具报告，差错电量处理办法按相关规定执行。

电能计量装置精度的选择以供电容量及被计量对象的重要程度为基础，按照 DL448-2016 规程要求配置。现场计量装置时钟以北斗或 GPS 标准时钟为基准，实现自动对时。

计量装置应具备约定时刻冻结电能量数据，最小冻结间隔不大于 15 分钟。冻结内容及标识应符合 DL/T645-2007 及其备案文件要求。存储的电能量数据至少保存 10 年。

第一百四十五条 关口计量装置运行管理

新建、改（扩）建关口计量装置投运后，产权单位应建立相应的运行档案并及时维护。新建、改（扩）建关口计量装置应在投运后 1 个月内，进行首次现场检验（投运时间以首次抄见电量时间为准）。

现场关口电能计量装置由相关责任部门和人员负责日常维护，保证其封印、接线、外观结构完好，不受人为损坏。发现

异常时应及时报送产权单位和运维单位进行消缺处理。

关口计量装置产权单位应定期开展电能计量装置配置情况、修调前检验及监督抽检结果、故障差错情况等统计分析，评价电能计量装置配置水平和运行质量，为制定、实施电能计量装置改造计划提供依据。

市场主体对关口计量装置计量电量有异议时，可向关口计量装置产权单位提出申请，由产权单位组织相关方共同向有资质的计量检定机构提出检验申请。如果检定合格，检定费用由提出单位承担；如果检定误差超过允许范围时，由产权单位承担检定费用。差错电量按检定结果进行更正。

第四节 计量数据异常处理

第一百四十六条 计量数据异常处理

电能计量装置是电能量计量数据的唯一来源。市场结算用的关口计量数据，原则上应由电能计量采集管理信息系统自动采集。自动采集数据不完整时，由电能计量采集管理信息系统根据拟合规则补全。当计量装置故障等问题导致计量表计示值不可用时，计量装置管理机构依据相关规则出具电量更正报告，由交易机构组织相关市场主体确认后进行电量追退补。

对于暂不具备实现自动采集的发电企业，按照市场规则要求的周期，由该发电企业提供相应关口计量点的计量数据。各相关发电企业应设专人负责严格按时抄表，及时报送关口计量数据。相关发电企业应在不多于一个电费结算周期内完成计量

装置的改造，实现计量数据的自动采集。

第一百四十七条 入市、退市电力用户电能示值的确认

新进入准入目录的电力用户应在办理注册环节时，与代理售电公司（如果有）、电网企业共同对该用户下所有参与交易的关口计量点电能示值进行确认，并将结果作为结算起始电能示值的参考值录入算费系统。

申请退出交易的电力用户，应在提交市场注销申请时，与代理售电公司（如果有）、电网企业共同对该用户下所有参与交易的关口计量点电能示值进行确认，并将结果作为结算终止电能示值的参考值录入算费系统。

第五节 封印管理

第一百四十八条 关口计量装置使用的封印样式和编号方式等由电网企业按照省级市场监管部门相关要求订制及管理。

关口点计量装置变更时，在现场工作结束后应对关口计量装置实施封印，记录封印编号，由各方代表在记录中签名确认。相关各方均应做好关口计量装置封印维护和管理，任何一方不得无故擅自开启封印，确保封印完好。

第六节 数据模拟规则

第一百四十九条 发电侧电量采集补全算法

对于参与市场的发电机组，截至 D+3 日零点新一代用电信息采集系统仍无法采集到其电表数据，则参考新一代用电信息采集系统对需提供的电能表数据进行拟合后用于电量计算，并

对拟合数据做出明确标示，拟合数据单独保存，原始数据不做更改。拟合规则约定如下：

（一） 主副表拟合：

当发电侧关口点主表采集数据缺失时，则相关时段电量数据采用该关口点副表数据进行近似拟合，拟合时以副表同一时段电量值进行计算后，补全至主表所缺数据点。若主、副表均采集失败或无副表时，则继续使用下一条拟合规则。

（二） 缺点拟合：

1. 某关口计量点示值曲线首尾点缺失时，若对应的日冻结电能示值采集成功，则优先按照日冻结电能示值数据替代；

2. 当某关口计量点示值曲线采集异常或失败点数小于等于 3 个点时，按该计量点异常或失败区间前后时间点的电能示值差值的算术平均值进行拟合。

3. 当某关口计量点示值曲线采集异常或连续失败点数大于 3 个且小于 1 天（自然天）时，参考新一代用电信息采集系统根据调度功率数据积分得到每个测量单元的 15 分钟频度电量数据，通过积分的电量数据，结合 SCADA 测量单元与发电厂采集表计的对应关系，拟合得到发电厂表计示值曲线数据。

4. 当某关口计量点停运或示值曲线采集异常或失败超过 1 天（自然天）时，由抄表人员抄读电能表首尾点电能示值后，再按照上述拟合原则完成剩余示值曲线的拟合。

（三） 在账单核对修正期内重新获得电能表实际示值的，

应用实际示值替换拟合数据重新进行电量计算。月度账单发布后重新获得电能表实际示值的，按照电量追补原则进行处理。

第一百五十五条 用户侧电量采集补全算法

对于参与市场的电力用户，截至 D+3 日零点新一代用电信息采集系统仍无法采集到其电能表数据，参考新一代用电信息采集系统对需提供的电能表数据进行拟合后用于电量计算，拟合数据均单独保存，原始数据不做更改。拟合规则约定如下：

（一） 主副表拟合：

当用电侧计量点主表采集数据缺失时，则相关时段采用该计量点副表数据进行近似拟合，拟合时以副表同一时段电量值进行计算后，补全至主表所缺数据点。若主、副表均采集失败或无副表时，则继续使用下一条拟合规则。

（二） 缺点拟合：

情况一：当用电侧计量点示值曲线采集异常或失败点数小于等于 3 个点时，按该计量点异常或失败区间前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

情况二：当用电侧计量点示值曲线采集异常或连续失败点数大于 3 个且小于 1 天（自然天）时，通过提取历史曲线特征，将空值电量按照历史曲线特征进行分配，填补空缺值。

情况三：当某用电侧计量点示值曲线采集异常或连续失败点数大于 1 天（自然天）时：

方法一：读取该计量点 D+1 日和 D 日日冻结示值，按该计

量点前 7 个运行日同一时间段的示值曲线变化量的平均值，对异常或失败部分进行拟合。

方法二：若无法获取该计量点 D+1 日和 D 日日冻结示值时，取同比同属性日期的电能示值曲线数据进行近似拟合。按时间属性，日期暂定分为三种：工作日、双休日、国家法定节假日（节假日分为小长假（元旦、五一、清明等）和大长假（春节、国庆）两类），具体拟合规则如下：

（1）如果缺点时间段区间在工作日内，按上一个月份工作日数据的平均值拟合处理。

（2）如果缺点时间段区间在双休日内，按上一个月份双休日区间数据的平均值拟合处理。

（3）如果缺点时间段区间在法定节假日内，按最近一个同类型节假日区间数据拟合处理。其中：节假日分为小长假（元旦、五一、清明等）和大长假（春节、国庆）两类，小长假数据参照最近三个假期的数据均值拟合处理，大长假数据取同一假期上年数据均值拟合处理。无历史类比数据的参照上一个假期日数据拟合处理，无上一假期日数据参考上一日数据拟合处理。

（4）缺点时间段区间在横跨工作日/双休日和法定节假日时间段内，则先将该区间段按工作日/双休日和法定节假日分开，再分别按上述工作日/双休日、去年法定节假日的数据拟合处理。

情况四：对于暂停、减容等长期不带电的电能表由抄表人

员核验确认后在用电信息采集系统完成不带电标识，如有缺点情况，则用最近采集到的电能示值或营销暂停凭证按未用电进行拟合，对应数据推送时需包含暂停标识。

(三) 在账单核对修正期内重新获得电能表实际示值的，应用实际示值替换拟合数据重新进行电量计算。月度账单发布后重新获得电能表实际示值的，按照电量追补原则进行处理。

第一百五十一条 电能表更换期间的电能示值拟合和补全

新一代用电信息采集系统同时采集换表当日新、旧两只电能表的电能示值。换表过程中缺失的曲线示值按照拟合规则进行补全，并参与正常电费结算。

第十一章 市场结算

第一节 结算原则

第一百五十二条 结算周期

电力现货市场采用“日清月结”的结算模式，电费计算周期为日，出具日清算核对单，以月度为周期发布正式结算依据，开展电费结算。发、用侧均以 15 分钟为基本计算时段。

第一百五十三条 结算模式

电能量电费采用“单结算”模式，有量差或价差模式：

量差结算：中长期市场根据合同约定的分时曲线和分时价格对中长期合约电量做全电量结算。

实时市场根据实际上网电量（或实际用电量）与中长期合

约电量的差值做偏差结算，偏差结算价格为实时市场价格。

价差模式：实时市场根据实际上网电量（或实际用电量）和实时市场价格对实际上网电量（或实际用电量）做全电量结算。

中长期市场根据实时市场价格与中长期合约分时价格的差值做偏差结算，偏差结算电量为中长期合约电量。

市场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。

省间短期交易包括省间现货交易、西北辅助服务交易等，省间各类短期按省间现货同原则执行。西北辅助服务市场结算按照西北区域各类辅助服务市场相关规定对市场主体进行补偿及分摊。

跨省辅助服务市场结算按照西北区域各类辅助服务市场相关规定对市场主体进行补偿及分摊。

第二节 结算电价

第一百五十四条 发电侧现货市场结算电价为机组所在节点的实时节点电价，优发电量根据政府批复的上网电价结算；用户侧现货市场结算电价采用统一分时电价，为实时加权平均电价；储能电站实际充电、放电量按照实时节点电价结算；暂不具备分时计量条件的分布式、分散式及其他新能源项目，按电力现货市场月度均价结算。

第三节 结算流程

第一百五十五条 结算数据准备

中长期交易电量按照现货市场电能量交易规定，在日前市场开市前进行分解，具体包括：年度、月度、周等为周期的中长期交易价格和分时电量。

运行日提前 1 日（D-1 日）完成日前市场出清，运行日（D 日）完成实时市场出清。D-1 日获取 D 日的日前市场交易结果，D+1 日获取现货实时市场出清结果。具体包括：日前、实时市场机组出清上网电量、出清价格；分时节点电价、实时加权平均电价；日前机组组合安排；必开、热电联产等特殊机组标签等。

运行日后第 2 天（D+2 日），电网企业以计量点为最小单位，采集全部市场主体的分时表码；在运行日后第 3 天（D+3 日），电网企业将运行日（D 日）发电侧、市场购电用户、独立储能每 15 分钟电量数据推送给交易平台。分时计量数据采集失败时，由电网企业提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合办法详见计量管理。

第一百五十六条 日清算

运行日后第 4 天（D+4 日），交易平台计算运行日（D 日）的结算电费；运行日后第 5 天（D+5 日），经审核后发布日清算核对单。具体包括：各市场主体当日不同交易类型的结算电量、电价、电费，当月累计电量电费情况。

市场主体在日清算核对单发布后，对结算电量、电价、电费进行确认，在 1 个工作日内反馈意见，在规定时间内无反馈的视同确认无异议。

交易机构根据各方处理意见，每旬对当月需调整的日清算核对单进行重算，并重新发布已重算的日清算临结算时结果。

第一百五十七条 月结算

电网企业每月第 5 个工作日内完成全月修正电量、电网企业代理购电电量推送；交易机构每月第 7 个工作日根据上一月日清算结果、零售市场结算结果以及历史月份的退补结算结果，出具上月月度结算核对单，并发布给市场主体查询确认。具体包括：各市场主体当月累计结算电量、电价、电费，考核及补偿费用，分摊及返还等费用明细。

市场主体在月度结算核对单发布后，对结算数据进行确认，在 2 个工作日内反馈意见，无反馈的视同确认无异议。

交易机构于每月第 10 个工作日内形成上一月的月结算正式结算结果，并发布至电网企业和相关市场主体。

电网企业和市场主体收到交易机构结算依据后，按本规则和合同约定完成电费收支。

在日清、月结结果确认过程中，交易机构负责对市场主体市场结算电费异常进行处理，电网企业负责对电量异常进行处理。

第四节 发电侧电能量电费结算

第一百五十八条 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（包括省间中长期合同电费、省内中长期合同电费、电网企业代理购电合同电费）、中长期合约阻塞电费、省间现货市场电能量电费、省内现货市场电能量电费、计量偏差电费、考核费用、补偿费用、分摊及返还费用。计算公式如下：

$$R_{\text{发电侧}} = R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{中长期合约阻塞}} + R_{\text{省间现货}} + R_{\text{省内现货}} + R_{\text{计量偏差电费}} - R_{\text{考核}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{分摊及返还}}$$

$R_{\text{发电侧}}$ 为机组电能量电费总收入；

$R_{\text{中长期合约}}$ 为机组中长期合约电能量电费收入；

$R_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为机组中长期合约阻塞电费；

$R_{\text{省间现货}}$ 为机组省间现货市场电能量电费收入；

$R_{\text{省内现货}}$ 为机组省内现货市场电能量电费收入；

$R_{\text{计量偏差电费}}$ 为发电机组月度计量偏差电费；

$R_{\text{考核}}$ 为机组考核费用；

$R_{\text{补偿}}$ 为机组的启动及运行补偿等费用；

$R_{\text{分摊及返还}}$ 为机组承担的分摊及返还费用。

（1）中长期合约电费结算

根据发电机组中长期合约分时电量与对应的合约电价，计算机组中长期合约电费。公式为：

$$R_{\text{中长期合约}} = \sum (Q_{\text{合约 } i, t} \times P_{\text{合约 } i, t})$$

其中：

$Q_{\text{合约}i,t}$ 为机组中长期合约 i 在 t 时段的分解电量；

$P_{\text{合约}i,t}$ 为机组中长期合约 i 在 t 时段的电价。

(2) 中长期合约阻塞电费结算

根据发电机组中长期合约分时电量，以及机组所在节点实时市场出清电价和中长期结算参考点电价的差值进行计算。公式为：

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

其中：

$R_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为机组中长期合约阻塞电费；

$Q_{\text{合约}i,t}$ 为机组中长期合约 i 在 t 时段的分解电量，包括省间省内中长期市场化合约、优先发电合约；

$P_{\text{实时},t}$ 为实时市场机组所在节点的 t 时段出清电价；

$P_{\text{结算参考点}i,t}$ 为机组中长期合约 i 在 t 时段的中长期结算参考点电价。

市场初期，统一选取实时加权平均电价作为中长期结算参考点电价。各机组的中长期合约阻塞电费分别单独计算后统筹处理，按日统计、按月返还，暂由省内现货市场化机组按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）。

(3) 省间现货市场电费结算

根据发电机组省间（包含日前和日内）现货市场中标电量

和出清电价计算省间现货电费。公式为：

$$R_{\text{省间现货}} = \sum (Q_{\text{省间日前},t} \times P_{\text{省间日前},t}) + \sum (Q_{\text{省间日内},t} \times P_{\text{省间日内},t})$$

其中：

$R_{\text{省间现货}}$ 为机组省间现货电能量电费收入；

$Q_{\text{省间日前},t}$ 为机组 t 时段省间日前市场中标电量；

$P_{\text{省间日前},t}$ 为 t 时段省间日前市场出清电价；

$Q_{\text{省间日内},t}$ 为机组 t 时段省间日内市场中标电量；

$P_{\text{省间日内},t}$ 为 t 时段省间日内市场出清电价。

(4) 省内现货市场电费结算

根据发电机组实际分时上网电量与中长期合约分时电量之间的差值，以实时市场出清电价计算偏差电费，若机组同时在省间现货市场中标，则同时扣除省间现货市场中标电量。公式为：

$$R_{\text{省内现货}} = \sum [(Q_{\text{上网},t} - Q_{\text{中长期合约},t} - Q_{\text{省间现货},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

其中：

$R_{\text{省内现货}}$ 为机组省内现货电能量电费；

$Q_{\text{上网},t}$ 为机组 t 时段上网电量；

$Q_{\text{中长期合约},t}$ 为机组 t 时段的中长期合约总分解电量；

$Q_{\text{省间现货},t}$ 为机组 t 时段日内省间市场中标电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为机组所在节点实时市场 t 时段出清电价。

(5) 发电侧计量偏差电费结算

根据发电机组月度结算电量与累计分时段计量电量之差，

和发电侧月度实时出清电量加权均价计算发电侧计量偏差电费。
公式为：

$$R_{\text{计量偏差电费}} = Q_{\text{计量偏差电量}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

其中：

$Q_{\text{计量偏差电量}}$ 为发电机组月度结算电量与累计分时段计量电量之差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为省内现货市场发电侧月度实时出清电量加权均价。

（6）考核费用结算

发电机组考核费用包括机组日内临时非计划停运考核、机组实时发电计划执行偏差考核，以及供热机组申报供热流量曲线偏差率考核，考核判定及计算方式详见发电侧执行偏差考核制度。

（一）日内临时非计划停运考核费用

机组日内临时非计划停运考核费用按照西北区域“两个细则”收取并处理。

（二）实时发电计划执行偏差考核费用和供热机组申报供热流量曲线偏差率考核费用

机组实时发电计划执行偏差考核费用，以及供热机组申报供热流量曲线偏差率考核费用按时段统计、按月结算、按月返还，优先用于机组运行补偿，剩余费用按月度用电量比例返还给全部市场用户及电网企业代理购电用户。

新能源功率预测、机组 AGC 执行偏差和调峰能力纳入两个细则考核后，实时发电计划执行偏差考核费用和供热机组申报供热流量曲线偏差率考核不再执行。

（7）补偿费用结算

发电机组补偿费用包括启动补偿、运行补偿。公式为：

$$R_{\text{补偿}} = R_{\text{启动补偿}} + R_{\text{运行补偿}}$$

（一）启动补偿费用

在运行日内，发电机组从停机状态变为开机状态，计为一次启动，每次启动均计算相应的启动费用。发电机组在运行日的启动费用根据其在日前市场申报的启动费用进行计算。公式为：

$$R_{\text{启动补偿}} = \sum P_{\text{启动}, i}$$

其中：

$R_{\text{启动补偿}}$ 为机组当月总启动补偿费用；

$P_{\text{启动}, i}$ 为机组当月第 i 次启动对应的启动费用报价。

发电机组实际的启动状态（冷态/温态/热态）根据调度自动化系统记录的停机时间信息进行认定，机组启动时对应的停机时间为调度自动化系统中所记录的从上一次解列到本次并网之间的时间。

当停机时间 < 热态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的热态启动费用；

当热态启动停机时间 ≤ 停机时间 ≤ 温态启动停机时间时，

启动费用为发电机组在日前市场中申报的温态启动费用；

当停机时间>温态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的冷态启动费用。

机组启动补偿费用按日统计、按月结算、按月分摊，总费用分摊方式：日前市场开停机优化调整的部分，全部由所有批发市场用户及电网企业代理购电用户承担；实时开停机优化调整部分，由新能源企业承担。新能源企业间按月度上网电量比例分摊，用户间按月度实际用电量比例分摊。

（二）机组运行补偿费用

机组运行补偿费用按结算时段统计、按月结算、按月分摊，优先由机组考核费用提供，剩余部分由所有批发市场用户及电网企业代理购电用户根据月度用电量比例进行分摊。

第一百五十九条 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、省间现货市场电能量电费、计量偏差电费、考核费用、补偿费用、分摊及返还费用。计算公式如下：

$$R_{\text{发电侧}} = R_{\text{省内现货全电量}} + R_{\text{中长期差价合约}} + R_{\text{省间现货}} + R_{\text{计量偏差电费}} - R_{\text{考核}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{分摊及返还}}$$

$R_{\text{发电侧}}$ 为机组电能量电费总收入；

$R_{\text{省内现货全电量}}$ 为机组省内现货市场全电量电费；

$R_{\text{中长期差价合约}}$ 为机组中长期差价合约电费；

$R_{\text{省间现货}}$ 为机组省间现货市场电能量电费；

(1) 省内现货全电量电费结算

根据发电机组实际分时上网电量和实际市场出清电价，计算机组省内实时全电量电费。公式为：

$$R_{\text{省内现货全电量}} = \sum [(Q_{\text{上网},i,t} - Q_{\text{省间现货},i,t}) \times P_{\text{实时},i,t}]$$

其中：

$R_{\text{省内现货全电量}}$ 为机组省内现货市场全电量电费；

$Q_{\text{上网},t}$ 为机组 t 时段上网电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为机组所在节点实时市场 t 时段出清电价。

(2) 中长期差价合约电费结算

根据发电机组中长期合约分时电量，以及对应的中长期合同价格与中长期结算参考点的现货价格差值，计算中长期差价合约电费。公式为：

$$R_{\text{中长期差价合约}} = \sum [Q_{\text{合约},i,t} \times (P_{\text{合约},i,t} - P_{\text{结算参考点},i,t})]$$

其中：

$R_{\text{中长期差价合约}}$ 为机组中长期差价合约电费；

$Q_{\text{合约},i,t}$ 为机组中长期合约 i 在 t 时段的分解电量；

$P_{\text{合约},i,t}$ 为机组中长期合约 i 在 t 时段的电价；

$P_{\text{结算参考点},i,t}$ 为机组中长期合约 i 在 t 时段的中长期结算参考点电价。

市场初期，统一选取实时加权平均电价作为中长期结算参考点电价。

(3) 省间现货市场电费结算

根据发电机组省间（包含日前和日内）现货市场中标电量和出清电价计算省间现货电费。公式为：

$$R_{\text{省间现货}} = \sum (Q_{\text{省间日前},t} \times P_{\text{省间日前},t}) + \sum (Q_{\text{省间日内},t} \times P_{\text{省间日内},t})$$

其中：

$R_{\text{省间现货}}$ 为机组省间现货电能量电费收入；

$Q_{\text{省间日前},t}$ 为机组 t 时段省间日前市场中标电量；

$P_{\text{省间日前},t}$ 为 t 时段省间日前市场出清电价；

$Q_{\text{省间日内},t}$ 为机组 t 时段省间日内市场中标电量；

$P_{\text{省间日内},t}$ 为 t 时段省间日内市场出清电价。

（4）发电侧计量偏差电费结算

根据发电机组月度结算电量与累计分时段计量电量之差，和发电侧月度实时出清电量加权均价计算发电侧计量偏差电费。公式为：

$$R_{\text{计量偏差电费}} = Q_{\text{计量偏差电量}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

其中：

$Q_{\text{计量偏差电量}}$ 为发电机组月度结算电量与累计分时段计量电量之差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为省内现货市场发电侧月度实时出清电量加权均价。

（5）考核费用结算

发电机组考核费用包括机组日内临时非计划停运考核、机组实时发电计划执行偏差考核，以及供热机组申报供热流量曲

线偏差率考核，考核判定及计算方式详见发电侧执行偏差考核制度。

（一）日内临时非计划停运考核费用

机组日内临时非计划停运考核费用按照西北区域“两个细则”收取并处理。

（二）实时发电计划执行偏差考核费用和供热机组申报供热流量曲线偏差率考核费用

机组实时发电计划执行偏差考核费用，以及供热机组申报供热流量曲线偏差率考核费用按时段统计、按月结算、按月返还，优先用于机组运行补偿，剩余费用按月度用电量比例返还给全部市场用户及电网企业代理购电用户。

新能源功率预测、机组 AGC 执行偏差和调峰能力纳入两个细则考核后，实时发电计划执行偏差考核费用和供热机组申报供热流量曲线偏差率考核不再执行。

（6）补偿费用结算

发电机组补偿费用包括启动补偿、运行补偿。公式为：

$$R_{\text{补偿}} = R_{\text{启动补偿}} + R_{\text{运行补偿}}$$

（一）启动补偿费用

在运行日内，发电机组从停机状态变为开机状态，计为一次启动，每次启动均计算相应的启动费用。发电机组在运行日的启动费用根据其在日前市场申报的启动费用进行计算。公式为：

$$R_{\text{启动补偿}} = \sum P_{\text{启动},i}$$

其中：

$R_{\text{启动补偿}}$ 为机组当月总启动补偿费用；

$P_{\text{启动},i}$ 为机组当月第 i 次启动对应的启动费用报价。

发电机组实际的启动状态（冷态/温态/热态）根据调度自动化系统记录的停机时间信息进行认定，机组启动时对应的停机时间为调度自动化系统中所记录的从上一次解列到本次并网之间的时间。

当停机时间 < 热态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的热态启动费用；

当热态启动停机时间 ≤ 停机时间 ≤ 温态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的温态启动费用；

当停机时间 > 温态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的冷态启动费用。

机组启动补偿费用按日统计、按月结算、按月分摊，总费用分摊方式：日前市场开停机优化调整的部分，全部由所有批发市场用户及电网企业代理购电用户承担；实时开停机优化调整部分，由新能源企业承担。新能源企业间按月度上网电量比例分摊，用户间按月度实际用电量比例分摊。

（二）机组运行补偿费用

机组运行补偿费用按结算时段统计、按月结算、按月分摊，优先由机组考核费用提供，剩余部分由所有批发市场用户及电

网企业代理购电用户根据月度用电量比例进行分摊。

第五节 用户侧电能量电费结算

第一百六十条 量差模式下，用户侧电能量电费支出包含中长期合约电能量电费、中长期合约阻塞电费、现货市场电能量电费、计量偏差电费、分摊及返还费用。计算公式如下：

$$C_{\text{用户}} = C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{中长期合约阻塞}} + C_{\text{现货}} + C_{\text{计量偏差电费}} + C_{\text{分摊及返还}}$$

其中：

$C_{\text{用户}}$ 为用户侧电费支出；

$C_{\text{中长期合约}}$ 为用户侧中长期合约电能量电费；

$C_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为用户侧中长期合约阻塞电费；

$C_{\text{现货}}$ 为用户侧现货市场电能量电费；

$C_{\text{计量偏差电费}}$ 为用户侧月度结算的计量偏差电费；

$C_{\text{分摊及返还}}$ 为用户侧承担的分摊及返还费用。

(1) 中长期合约电费结算

根据用户侧中长期合约分时电量与对应的合约电价，计算中长期合约电能量电费。公式为：

$$C_{\text{中长期合约}} = \sum (Q_{\text{合约 } i, t} \times P_{\text{合约 } i, t})$$

其中：

$C_{\text{中长期合约}}$ 为用户侧中长期合约电能量电费；

$Q_{\text{合约 } i, t}$ 为用户侧中长期合约 i 在 t 时段的分解电量；

$P_{\text{合约 } i, t}$ 为用户侧中长期合约 i 在 t 时段的电价。

(2) 中长期合约阻塞电费结算

根据用户侧省内中长期合约分时电量，以及实时加权平均电价和中长期结算参考点电价的差值进行计算。公式为：

$$C_{\text{中长期合约阻塞}} = \sum [Q_{\text{省内中长期合约 } i, t} \times (P_{\text{实时统一}, t} - P_{\text{结算参考点 } i, t})]$$

其中：

$C_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为用户侧中长期合约阻塞电费；

$Q_{\text{省内中长期合约 } i, t}$ 为用户侧省内中长期合约 i 在 t 时段的分解电量；

$P_{\text{实时统一}, t}$ 为 t 时段的实时加权平均电价；

$P_{\text{结算参考点 } i, t}$ 为用户侧省内中长期合约 i 在 t 时段的中长期结算参考点电价。

(3) 现货市场电能量电费结算

根据用户侧实际分时用电量与中长期合约电量之间的差值，以实时加权平均电价计算偏差电费。公式为：

$$C_{\text{实时}} = \sum [(Q_{\text{实时}, t} - Q_{\text{合约}, t}) \times P_{\text{实时统一}, t}]$$

其中：

$C_{\text{实时}}$ 为用户侧实时市场偏差电能量电费支出；

$Q_{\text{实时}, t}$ 为用户侧实时市场 t 时段实际用电量；

$Q_{\text{合约}, t}$ 为用户侧 t 时段中长期合约结算电量；

$P_{\text{实时统一}, t}$ 为 t 时段的实时加权平均电价。

在代理购电用户具备现货分时偏差结算的条件之前，根据月度偏差总电量和发电侧月度实时出清电量加权均价，计算现货市场偏差电能量电费。公式为：

$$C_{\text{月度偏差电费}} = (Q_{\text{月度实际用电}} - Q_{\text{合约}}) \times P_{\text{实时月度加权}}$$

其中：

$C_{\text{月度偏差电费}}$ 为代理购电用户现货市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{月度实际用电}}$ 为代理购电用户月度实际用电量；

$Q_{\text{合约}}$ 为代理购电用户签订的中长期合约总量（含除外购电外的分摊电量）；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为发电侧月度实时出清电量加权均价。

（4）用户侧计量偏差电费结算

用户侧日清电量根据每日采集示数计算，不计算变损、线损，因变损、线损电量以及拟合规则等原因造成用户侧日清累计电量与实际月度结算电量的月度偏差电量，按照发电侧月度实时出清电量加权均价计算用户侧计量偏差电费。公式为：

$$C_{\text{计量偏差电费}} = Q_{\text{计量偏差电量}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

其中：

$Q_{\text{计量偏差电量}}$ 为用户侧月度市场化交易结算电量与累计分时段计量电量之差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为用户侧月度实时出清电量加权均价。

第一百六十一条 价差模式下，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、计量偏差电费、分摊及返还费用。计算公式如下：

$$C_{\text{用户}} = C_{\text{现货全电量}} + C_{\text{中长期差价合约}} + C_{\text{计量偏差电费}} + C_{\text{分摊及返还}}$$

其中：

$C_{\text{用户}}$ 为用户侧电费支出；

$C_{\text{现货全电量}}$ 为用户侧现货市场全电量电费；

$C_{\text{中长期差价合约}}$ 为用户侧中长期差价合约电费；

$C_{\text{计量偏差电费}}$ 为用户侧月度结算的计量偏差电费；

$C_{\text{分摊及返还}}$ 为用户侧承担的分摊及返还费用。

(1) 现货全电量电费结算

根据用户侧实时分时用电量与实时加权平均电价，计算实时全电量电费。公式为：

$$C_{\text{现货全电量}} = \sum (Q_{\text{实时},i,t} \times P_{\text{实时统一},t})$$

其中：

$C_{\text{现货全电量}}$ 为用户侧现货市场全电量电费；

$Q_{\text{实时},t}$ 为用户侧实时市场在 t 时段的实际用电量；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为用户在 t 时段的实时加权平均电价。

在代理购电用户具备现货分时结算的条件之前，根据月度实际用电量和发电侧月度实时出清电量加权均价，计算现货市场全电量电费。公式为：

$$C_{\text{月度现货全电量}} = Q_{\text{月度实际用电}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

其中：

$C_{\text{月度现货全电量}}$ 为代理购电用户月度现货市场全电量电费；

$Q_{\text{月度实际用电}}$ 为代理购电用户月度实际用电量（扣除分摊电量）；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为发电侧月度实时出清电量加权均价。

(2) 中长期差价合约电费结算

根据用户侧中长期合约分时电量，以及对应的中长期合同价格和中长期结算参考点的现货价格差值进行计算。公式为：

$$C_{\text{中长期差价合约}} = \sum [Q_{\text{合约},i,t} \times (P_{\text{合约},i,t} - P_{\text{结算参考点},i,t})]$$

其中：

$C_{\text{中长期差价合约}}$ 为用户侧中长期差价合约电费；

$Q_{\text{合约},i,t}$ 为用户侧中长期合约 i 在 t 时段的分解电量；

$P_{\text{合约},i,t}$ 为用户侧中长期合约 i 在 t 时段的电价；

$P_{\text{结算参考点},i,t}$ 为用户侧省内中长期合约 i 在 t 时段的中长期结算参考点电价。

在代理购电用户具备现货分时结算的条件之前，根据月度中长期合约电量，以及月度中长期合约价格和发电侧月度实时出清电量加权均价的差值，计算中长期差价合约电费。公式为：

$$C_{\text{月度中长期差价合约}} = Q_{\text{月度合约}} \times (P_{\text{月度合约}} - P_{\text{实时月度加权}})$$

$C_{\text{月度中长期差价合约}}$ 为代理购电用户月度中长期差价合约电费；

$Q_{\text{月度合约}}$ 为代理购电用户签订的月度中长期合约总量；

$P_{\text{月度合约}}$ 为代理购电用户签订的月度中长期合约价格；

(3) 用户侧计量偏差电费结算

用户侧日清电量根据每日采集示数计算，不计算变损、线损，因变损、线损电量以及拟合规则等原因造成用户侧日清累计电量与实际月度结算电量的月度偏差电量，按照发电侧月度实时出清电量加权均价计算用户侧计量偏差电费。公式为：

$$C_{\text{计量偏差电费}} = Q_{\text{计量偏差电量}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

其中：

$Q_{\text{计量偏差电量}}$ 为用户侧月度市场化交易结算电量与累计分时段计量电量之差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为用户侧月度实时出清电量加权均价。

第六节 储能电站电能量电费结算

第一百六十二条 储能电站实际充电、放电电量按照实时节点电价结算。

第一百六十三条 储能电站电能量电费包括省内现货电能量市场电费、计量偏差电费、执行偏差考核费用。计算公式如下：

$$R_{\text{储能电能量}} = R_{\text{省内现货}} + R_{\text{计量偏差电费}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{执行偏差考核}}$$

第一百六十四条 省内现货市场电费结算

储能电站充、放电电量执行发电侧结算电价。公式为：

$$R_{\text{省内现货}} = \sum [Q_{\text{放电电量},t} \times P_{\text{实时},t}] + \sum [-Q_{\text{充电电量},t} \times P_{\text{实时},t}]$$

其中：

$Q_{\text{放电电量},t}$ 为储能电站 t 时段的放电出清电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为储能电站所在节点实时市场 t 时段的出清价格；

$Q_{\text{充电电量},t}$ 为储能电站 t 时段的充电出清电量。

第一百六十五条 储能电站计量偏差电费结算

根据储能电站月度充、放电结算电量与累计分时段充、放电计量电量之差，分别和储能月度充、放电均价计算独立储能

计量偏差电费。公式为：

$$R_{\text{计量偏差电费}} = Q_{\text{充电计量偏差电量}} \times P_{\text{充电月度加权}} + Q_{\text{放电计量偏差电量}} \times P_{\text{放电月度加权}}$$

其中：

$Q_{\text{充电计量偏差电量}}$ 为储能电站月度充电结算电量与累计分时段充电计量电量之差；

$Q_{\text{放电计量偏差电量}}$ 为储能电站月度放电结算电量与累计分时段放电计量电量之差；

$P_{\text{充电月度加权}}$ 为省内现货市场储能电站月度充电加权均价；

$P_{\text{放电月度加权}}$ 为省内现货市场储能电站月度放电加权均价。

第一百六十六条 当电网出现供应紧张或其他特殊运行情况时，储能电站由电力调度机构统一调度进行二次优化时，储能电站补偿费用详见独立储能调运补偿机制。

第一百六十七条 执行偏差考核费用

初期，储能电站暂不执行偏差考核。

第七节 退补管理

第一百六十八条 电费退补原则

因市场交易结算规则、电价政策调整、政府有关部门新政策出台或者因市场主体适用的电价类别变化等原因，导致电费需要调整的，由交易机构依照有关电价政策文件出具电费退补明细，电网企业负责按照明细进行电费退补。

由于历史发用电量计量差错、调度出清结果变更等原因需要进行电费退补调整的，经利益相关方共同确认后，由交易机

构根据修正电量等结算准备数据，重新计算有关市场主体的结算电费。电量差错退补调整追溯期原则上不超过 12 个月，由交易机构依照发现差错月市场主体现货市场月度平均电价开展电费退补，纳入计量平衡费用。

因市场主体主观原因造成电量差错的，追退补调整按照《电力法》《供电营业规则》等法规执行。

第一百六十九条 电费退补方法

月度结算前出现的电量差错或政策调整追补，根据电网企业推送的修正电量，按日重新计算后并入当月结算依据。按以下原则纳入当月结算出单。

（一） 月度结算前，若某市场主体月度的差错电量能够详细分解到结算时段，则按每时段重新计算市场主体实时偏差结算结果。

（二） 月度结算前，若某市场主体月度的差错电量无法详细分解到结算时段，则按累计差错电量和该市场主体现货市场月度平均电价计算市场主体累计偏差结算结果。

月度结算出单后出现的电量差错或政策调整追补，仅对相关市场主体差错电量按照改市场主体现货市场月度平均电价进行偏差电能量结算，累计到下一个结算月进行追补。

第八节 分摊及返还费用

第一百七十条 月度结算时，由于省间交易、电费退补、分摊未付款项、四舍五入差额等因素，造成不同类型的分摊及

返还费用。

第一百七十一条 省间外送偏差损益费用

发电机组月度省间实际外送电量与外送合约偏差，在实时运行中发电侧按照现货价格结算，在月度省间结算时按省间交易价格进行结算，从而产生的省间外送偏差损益费用。计算公式为：

$$R_{\text{省间外送偏差损益}} = R_{\text{省间外送合约偏差}} - \left(\sum Q_{\text{省间外送偏差分时},t} \times P_{\text{实时统一},t} + Q_{\text{省间外送偏差非分时}} \times P_{\text{实时月度加权}} \right)$$
$$R_{\text{省间外送合约偏差}} = R_{\text{省间外送合约实际结算}} - R_{\text{省间外送合约}}$$

其中：

$Q_{\text{省间外送偏差分时},t}$ 为具备分时结算条件的省间外送中长期交易在 t 时段的实际执行电量与该交易序列在 t 时段的总合约电量的偏差部分，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$Q_{\text{省间外送偏差非分时}}$ 为不具备分时结算条件的省间外送中长期交易月度实际执行电量与该交易月度合约总电量的偏差部分，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场 t 时段实时加权平均电价；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为发电侧月度实时出清电量加权平均电价；

$R_{\text{省间外送合约实际结算}}$ 为该省间交易序列实际结算电能量电费；

$R_{\text{省间外送合约}}$ 为发电企业当月省间中长期合约电费。

省间外送偏差损益费用按月分摊或返还，由发电企业按当月省间合约电量比例承担。

第一百七十二条 分摊损益费用

省间中长期、短期交易外购以及玛尔挡、羊曲留青电量等无法清分到省内经营主体的分摊电量，在实时运行中用户侧按照现货价格结算，在月度结算时按分摊电量交易价格进行结算，从而产生的分摊损益费用。计算公式为：

$$R_{\text{分摊损益}} = \left(\sum Q_{\text{分摊分时},t} \times P_{\text{实时统一},t} + Q_{\text{分摊非分时}} \times P_{\text{实时月度加权}} \right) - R_{\text{分摊电量}}$$

其中：

$R_{\text{分摊电量}}$ 为无法清分至用户侧市场经营主体的分摊电量月度总电费（省间中长期、短期交易外购以及玛尔挡、羊曲留青电量等）。

$Q_{\text{分摊分时},t}$ 为 t 时段具备分时结算条件的分摊电量（省间中长期、短期交易外购以及玛尔挡、羊曲留青电量等）；

$Q_{\text{省间外购非分时}}$ 为不具备分时结算条件的月度总分摊电量（省间中长期、短期交易外购以及玛尔挡、羊曲留青电量等）；

分摊损益费用按月分摊或返还，由全体工商业用户按月度用电量比例承担。

第一百七十三条 省间外送损益费用

由于月内开展的各类短期交易无法清分至各经营主体，省外按省间价格结算，在省内按现货市场价格结算，从而产生的省间外送损益费用。计算公式为：

$$R_{\text{省间外送损益}} = Q_{\text{省间外送}} \times (P_{\text{省间外送结算}} - P_{\text{实时月度均价}})$$

其中：

$Q_{\text{省间外送}}$ 为无法清分至发电侧经营主体的省间外送电量；

$P_{\text{省间外送结算}}$ 为无法清分至经营主体的省间外送电量结算均价；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为发电侧月度实时出清电量加权平均电价。

省间外送损益费用按月分摊或返还，由参与现货市场机组按月度实际上网电量比例分摊。

第一百七十四条 省间中长期外购电量通过摘牌方式向省内用户售出的电量，因省间“据实结算”产生的偏差费用，按如下原则进行处理。

（一）通过摘牌方式与用户签约的省间外购交易，当整笔省间外购电交易实际结算电量小于挂牌出售的外购合约电量时，经营主体应承担的偏差费用按如下公式计算。

$$R_{\text{省间外购结算偏差}} = \left(Q_{\text{摘牌外购合约}} - Q_{\text{摘牌外购实际}} \right) \times \left(P_{\text{摘牌外购合约}} - P_{\text{实时月度均价}} \right)$$

其中，

$Q_{\text{摘牌外购合约}}$ 为市场化用户当月摘牌的省间中长期外购合约总电量；

$Q_{\text{摘牌外购实际}}$ 为市场化用户当月摘牌的省间中长期外购合约对应的实际结算电量。

$P_{\text{摘牌外购合约}}$ 为市场化用户当月摘牌的省间中长期外购合约均价；

省间外购结算偏差费用按月分摊或返还，由全体工商业用户按当月摘牌合约电量比例承担。

（二）当整笔省间外购电交易实际结算电量大于挂牌出售的外购合同电量时，偏差电量按分摊损益费用处理。

第一百七十五条 结构平衡费用

结构平衡费用，是由于计划和市场双轨、发用两侧偏差结算价格差异等原因，导致市场化发、用之间存在的偏差费用。

(一) 月度总优先发电大于优先购电时，计算公式为：

$$R_{\text{结构平衡}} = \sum \left[\left(\Delta Q_{\text{批发市场用户,t}} + \Delta Q_{\text{独立储能充电,t}} - \Delta Q_{\text{现货发电,t}} - \Delta Q_{\text{独立储能放电,t}} \right) \times \left(P_{\text{实时统一,t}} - P_{\text{计划}} \right) \right] + R_{\text{省间外送偏差}} - R_{\text{省间外购偏差}} + R_{\text{代理购电用户偏差}} - R_{\text{非现货发电合约偏差}} + \left(Q_{\text{用户总计量偏差电量}} - Q_{\text{发电总计量偏差电量}} - Q_{\text{储能总计量偏差电量}} \right) \times \left(P_{\text{实时月度加权}} - P_{\text{计划}} \right)$$

式中：

$$R_{\text{省间外送偏差}} = Q_{\text{省间外送偏差非分时}} \times \left(P_{\text{实时月度加权}} - P_{\text{计划}} \right) + \sum \left[Q_{\text{省间外送偏差分时,t}} \times \left(P_{\text{实时统一,t}} - P_{\text{计划}} \right) \right]$$

$$R_{\text{省间外购偏差}} = Q_{\text{省间外购偏差非分时}} \times \left(P_{\text{实时月度加权}} - P_{\text{计划}} \right) + \sum \left[Q_{\text{省间外购偏差分时,t}} \times \left(P_{\text{实时统一,t}} - P_{\text{计划}} \right) \right]$$

$$R_{\text{代理购电用户偏差}} = Q_{\text{代理购电用户偏差}} \times \left(P_{\text{实时月度加权}} - P_{\text{计划}} \right)$$

$$R_{\text{非现货发电合约偏差}} = Q_{\text{非现货发电合约偏差非分时}} \times \left(P_{\text{非现货发电合约偏差非分时}} - P_{\text{计划}} \right) + \sum \left[Q_{\text{非现货发电合约偏差分时,t}} \times \left(P_{\text{非现货发电合约偏差分时,t}} - P_{\text{计划}} \right) \right]$$

其中：

$R_{\text{结构平衡}}$ 为市场结构平衡费用；

$\Delta Q_{\text{批发市场用户},t}$ 为 t 时段参与现货市场结算的批发市场用户的省内总现货偏差电量；

$\Delta Q_{\text{独立储能充电},t}$ 为 t 时段参与现货市场结算的独立储能的总充电量；

$\Delta Q_{\text{现货发电},t}$ 为 t 时段市场参与现货市场结算的发电机组的省内总现货偏差电量；

$\Delta Q_{\text{独立储能放电},t}$ 为 t 时段参与现货市场结算的独立储能的总放电量；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场 t 时段实时加权平均电价；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为发电侧月度实时出清电量加权平均电价；

$P_{\text{计划}}$ 为月度发电侧全部优先发电部分按照价格由低到高匹配居民农业及代理购电用户后剩余部分电量的加权平均电价（月度总优先发电大于优先购电）；

$Q_{\text{用户总计量偏差电量}}$ 、 $Q_{\text{发电总计量偏差电量}}$ 、 $Q_{\text{储能总计量偏差电量}}$ 为用户侧、发电侧、储能电站月度总计量偏差电量；

$R_{\text{省间外送偏差}}$ 为省间外送合约偏差电量对市场结构平衡费用

的影响；

$Q_{\text{省间外送偏差分时},t}$ 为具备分时结算条件的省间外送中长期交易在 t 时段的实际执行电量与该交易序列在 t 时段的总合约电量的偏差部分，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$Q_{\text{省间外送偏差非分时}}$ 为不具备分时结算条件的省间外送中长期交易月度实际执行电量与该交易月度合约总电量的偏差部分，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$R_{\text{省间外购偏差}}$ 为省间外购电量对市场结构平衡费用的影响；

$Q_{\text{省间外购分时},t}$ 为具备分时结算条件的省间外购现货、中长期、应急调度等在 t 时段的总电量，购电量为正数；

$Q_{\text{省间外购非分时}}$ 为不具备分时结算条件的省间外购现货、中长期、应急调度等的月度的总电量，购电量为正数；

$R_{\text{代理购电用户偏差}}$ 为电网企业代理购电用户的省内月度总现货偏差电量对市场结构平衡费用的影响；

$Q_{\text{代理购电用户偏差}}$ 为电网企业代理购电用户的省内月度总现货偏差电量；

$R_{\text{非现货发电合约偏差}}$ 为未参与现货市场的发电机组合约偏差电量对市场结构平衡费用的影响；

$Q_{\text{非现货发电合约偏差分时},t}$ 为具备分时结算条件的未参与现货市场的发电机组在 t 时段的总合约偏差电量；

$P_{\text{非现货发电合约偏差分时},t}$ 为具备分时结算条件的未参与现货市场的发电机组在 t 时段的合约偏差电量的结算价格。

$Q_{\text{非现货发电合约偏差非分时}}$ 为不具备分时结算条件的未参与现货市场的发电机组的月度总合约偏差电量；

$P_{\text{非现货发电合约偏差非分时}}$ 为不具备分时结算条件的未参与现货市场的发电机组的月度合约偏差电量的结算价格。

（二）月度总优先发电小于优先购电时，计算公式为：

$$R_{\text{结构平衡}} = R_{\text{市场化售电费}} - R_{\text{市场化购电费}} - R_{\text{省间外送偏差损益}} \\ - R_{\text{分摊损益}} - R_{\text{省间外送损益}} - R_{\text{省间外购结算偏差}}$$

式中：

$$R_{\text{市场化售电费}} = R_{\text{批发用户、售电公司电费}} + R_{\text{代理购电电费}} + \\ R_{\text{储能充电电费}} + R_{\text{省间外送电量电费}}$$

$$R_{\text{市场化购电费}} = R_{\text{市场化机组电费}} - R_{\text{市场化机组匹配优购电量电费}} + R_{\text{储能放电电费}} + R_{\text{省间外购电量电费}}$$

其中：

$R_{\text{市场化售电费}}$ 由市场化用户用电电费、独立储能的充电电费和省间外送电费构成；

$R_{\text{市场化购电费}}$ 由市场化机组扣减匹配优购电量后的电费、独立储能的放电电费和省间外购电费构成；

$R_{\text{批发用户、售电公司电费}}$ 为批发用户和售电公司的月度用电电费；

$R_{\text{代理购电电费}}$ 为电网企业代理购电用户的月度用电电费；

$R_{\text{储能充电电费}}$ 为独立储能的月度充电电费；

$R_{\text{省间外送电量电费}}$ 为月度实际省间外送电量电费；

$R_{\text{市场化机组电费}}$ 为市场化机组月度发电电费；

$R_{\text{市场化机组匹配优购电量电费}}$ 为市场化机组月度匹配优购电量部分的合约电费；

$R_{\text{储能放电电费}}$ 为独立储能的月度放电电费；

$R_{\text{省间外购电量电费}}$ 为月度实际省间外购电量电费。

市场结构费用按时段统计、按月分摊或返还，由所有市场

化机组和全体工商业用户按月度上网电量、用电量比例承担。

第一百七十六条 市场调节费用

(一) 机组中长期超额收益回收费用

当机组中长期合约分时电量的 $1-K_1$ 倍大于实际分时上网电量时，超额电量产生的收益按该机组对应时段中长期合约电价和实时节点电价的差价的 λ_1 倍进行回收（差价为负时不回收）。计算公式如下：

$$Q_{\text{机组实际},t} < Q_{\text{机组中长期},t} \times (1 - K_1) \text{ 时, 且 } P_{\text{机组中长期},t} >$$

$P_{\text{机组实时},t}$ 时：

$$R_{\text{机组中长期超额收益}} = \sum \left\{ \left[Q_{\text{机组中长期},t} \times (1 - K_1) - Q_{\text{机组实际},t} \right] \times \left(P_{\text{机组中长期},t} - P_{\text{机组实时},t} \right) \times \lambda_1 \right\}$$

其中：

$R_{\text{机组中长期超额收益}}$ 为机组中长期超额收益回收费用；

$Q_{\text{机组实际},t}$ 为机组在 t 时段的实际上网电量；

$Q_{\text{机组中长期},t}$ 为机组在年度、月度、月内中长期交易中分解到 t 时段的净合约电量；

$P_{\text{机组实时},t}$ 为机组在 t 时段的实时节点电价；

$P_{\text{机组中长期},t}$ 为机组在 t 时段的中长期合约电价，若该时刻无

中长期合约及因尾差造成的异常数据（分时点合约价格高于我省中长期最高申报限价、低于 0 元/千瓦时以及未形成合约价格），则取同类型市场主体当日分时点合约均价；

K_1 为机组中长期超额电量参数， λ_1 为机组中长期超额回收参数， K_1 、 λ_1 分别暂取 5%、1.0，具体取值由政府相关部门进行明确，如有变化将及时进行公布调整。

当前，新能源可持续发展价格结算机制电量与新能源配建储能与独立储能电量不参与机组中长期超额收益回收，参与现货电能量市场的配建储能在配建储能出清放电时段对联合运行的新能源场站不进行回收，不参与现货电能量市场的配建储能在统一调用放电时段对联合运行的新能源场站不进行回收。机组中长期超额收益回收费用日清月结，由所有批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度用电量比例分享。

（二）机组中长期缺额收益回收费用

当机组中长期合约分时电量的 $1+K_2$ 倍小于实际分时上网电量时，缺额电量产生的收益按该机组对应时段实时节点电价和中长期合约电价的差价的 λ_2 倍进行回收（差价为负时不回收）。计算公式如下：

$Q_{\text{机组实际},t} > Q_{\text{机组中长期},t} \times (1 + K_2)$ 时，且 $P_{\text{机组中长期},t} <$

$P_{\text{机组实时},t}$ 时：

$$R_{\text{机组中长期缺额收益}} = \sum \left\{ \left[Q_{\text{机组实际},t} - Q_{\text{机组中长期},t} \times (1 + K_2) \right] \times \left(P_{\text{机组实时},t} - P_{\text{机组中长期},t} \right) \times \lambda_2 \right\}$$

其中：

$R_{\text{机组中长期缺额收益}}$ 为机组中长期缺额收益回收费用；

$Q_{\text{机组实际},t}$ 为机组在 t 时段的实际上网电量；

$Q_{\text{机组中长期},t}$ 为机组在年度、月度、月内中长期交易中分解到 t 时段的净合约电量；

$P_{\text{机组实时},t}$ 为机组在 t 时段的实时节点电价；

$P_{\text{机组中长期},t}$ 为机组在 t 时段的中长期合约电价，若该时刻无中长期合约及因尾差造成的异常数据（分时点合约价格高于我省中长期最高申报限价、低于 0 元/千瓦时以及未形成合约价格），则取同类型市场主体当日分时点合约均价；

K_2 为机组中长期缺额电量参数， λ_2 为机组中长期缺额回收参数， K_2 、 λ_2 分别暂取 10%、0.9，具体取值由政府相关部门进行明确，如有变化将及时进行公布调整。

当前，新能源可持续发展价格结算机制电量与新能源配建储能与独立储能电量不参与机组中长期缺额收益回收参与，现货电能量市场的配建储能在配建储能出清放电时段对联合运行的新能源场站不进行回收，不参与现货电能量市场的配建储能在统一调用放电时段对联合运行的新能源场站不进行回收。机组中长期缺额收益回收费用日清月结，由所有批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度用电量比例分享。

(三) 用户中长期超额收益回收费用

当批发市场用户中长期合约分时电量的 $1-K_3$ 倍大于实际分时用电量时，超额电量产生的收益按该用户对应时段实时加权平均电价和中长期合约电价的差价的 λ_3 倍进行回收（差价为负时不回收）。计算公式如下：

$Q_{\text{用户实际},t} < Q_{\text{用户中长期},t} \times (1 - K_3)$ 时，且 $P_{\text{用户中长期},t} < P_{\text{用户实时},t}$ 时：

$$R_{\text{用户中长期超额收益}} = \sum \left\{ \left[Q_{\text{用户中长期},t} \times (1 - K_3) - Q_{\text{用户实际},t} \right] \times (P_{\text{用户实时},t} - P_{\text{用户中长期},t}) \times \lambda_3 \right\}$$

其中：

$R_{\text{用户中长期超额收益}}$ 为批发市场用户中长期超额收益回收费用；

$Q_{\text{用户实际},t}$ 为批发市场用户在 t 时段的实际用电量；

$Q_{\text{用户中长期},t}$ 为批发市场用户在年度、月度、月内中长期交易中分解到 t 时段的净合约电量；

$P_{\text{用户实时},t}$ 为 t 时段的实时加权平均电价；

$P_{\text{用户中长期},t}$ 为批发市场用户在 t 时段的中长期合约电价，若该时刻无中长期合约及因尾差造成的异常数据（分时点合约价格高于我省中长期最高申报限价、低于 0 元/千瓦时以及未形成合约价格），则取用户侧在该时段的月度合约均价；

K_3 为用户中长期超额电量参数， λ_3 为用户中长期超额回收参数， K_3 、 λ_3 分别暂取 5%、1.0，具体取值由政府相关部门进行明确，如有变化将及时进行公布调整。

用户中长期超额收益回收费用日清月结，由市场化机组按月度上网电量比例分享。

（四）用户中长期缺额收益回收费用

当批发市场用户中长期合约分时电量的 $1+K_4$ 倍小于实际分时用电量时，缺额电量产生的收益按该用户对应时段中长期合约电价和实时加权平均电价的差价的 λ_4 倍进行回收（差价为负时不回收）。计算公式如下：

$Q_{\text{用户实际},t} > Q_{\text{用户中长期},t} \times (1 + K_4)$ 时，且 $P_{\text{用户中长期},t} >$

$P_{\text{用户实时},t}$ 时:

$$R_{\text{用户中长期缺额收益}} = \sum \left\{ \left[Q_{\text{用户实际},t} - Q_{\text{用户中长期},t} \times (1 + K_4) \right] \times \left(P_{\text{用户中长期},t} - P_{\text{用户实时},t} \right) \times \lambda_4 \right\}$$

其中:

$R_{\text{用户中长期缺额收益}}$ 为批发市场用户中长期缺额收益回收费用;

$Q_{\text{用户实际},t}$ 为批发市场用户在 t 时段的实际用电量;

$Q_{\text{用户中长期},t}$ 为批发市场用户在年度、月度、月内中长期交易中分解到 t 时段的净合约电量;

$P_{\text{用户实时},t}$ 为 t 时段的实时加权平均电价;

$P_{\text{用户中长期},t}$ 为批发市场用户在 t 时段的中长期合约电价, 若该时刻无中长期合约及因尾差造成的异常数据(分时点合约价格高于我省中长期最高申报限价、低于 0 元/千瓦时以及未形成合约价格), 则取用户侧在该时段的月度合约均价;

K_4 为用户中长期缺额参数, λ_4 为用户中长期缺额回收参数, K_4 、 λ_4 分别暂取 5%、1.0, 具体取值由政府相关部门进行明确, 如有变化将及时进行公布调整。

用户中长期超额收益回收费用日清月结, 由市场化机组按月度上网电量比例分享。

(五) 市场超额收益返还费用

市场超额收益的计算方式以及分摊返还原则详见事后监管机制。

第一百七十七条 其他分摊及返还费用

因退补电费引起的发电侧与用电侧退补电费差额，该差额电费以月度为单位，按用电量比例由批发市场用户及电网企业代理购电用户分摊。

当市场主体无法及时支付结算款项，且市场应急资金等风险防范机制已无法发挥作用时，该款项以月度为单位，按用电量比例由批发市场用户及电网企业代理购电用户分摊。

在结算过程中，因四舍五入导致的不平衡电费以月度为单位，按用电量比例由批发市场用户及电网企业代理购电用户分摊。

第九节 电费结算流程

第一百七十八条 市场交易电费由电网企业负责结算，其中用户用电费由所在地区供电企业（含增量配网企业）收取；发电企业上网电费按其购售电合同关系由省级电网企业结算；售电公司费用由省级电网企业结算。

第一百七十九条 电费发行

现阶段，市场主体电能量电费结算纳入电网企业购售电结算，管理流程分别如下：

对于发电企业和售电公司，电网企业收到交易中心出具的

结算依据后，按购售电合同或结算合同执行，不迟于每月第 12 个工作日内出具电费账单。

对于市场购电用户，电网企业收到交易机构出具的结算依据后，累加输配电价、辅助服务费用、政府性基金及附加等电费项，不迟于每月第 12 个工作日内出具电费账单。电网企业代理购电用户参照市场购电用户执行。

第一百八十条 市场购电用户电费发行过程中，营销—交易数据交互规则如下：

1. 交易机构清分后的用户电量（现货电量+中长期合约电量）应等于电网企业每月 1 日推送的用户全月总电量，包括全月均为现货或均为中长期的情形。

2. 交易机构清分的量、价、费数据，应符合量价费的运算逻辑，即“电量×电价=电费”。

3. 计量结算采用统一度量单位。原则上，电量单位为兆瓦时、保留三位小数或千瓦时、保留整数；电费单位为元，保留两位小数；电价单位为元/兆瓦时、保留三位小数或元/千瓦时、保留六位小数。

4. 现货运行期内，交易机构对中长期合约电量及现货实时电量的处理方式如下：

①电网企业以营销系统内立户的客户为单位推送 96 点电量数据，交易机构需根据市场主体与营销户号的映射关系汇总市场主体电量参与竞价，由售电公司代理的零售用户还应将市场

主体电量汇总至售电公司。

②一个结算周期内，若现货连续运行，各主体结算时应有唯一的现货电价和中长期合约电价；若现货不连续运行，产生多个现货电价和中长期合约电价，交易机构需将现货电价和中长期合约电价进行加权处理，最终清分传递加权均价及合计电量。

5. 现货运行期内，交易机构将每个市场主体结算的中长期合约结算信息以及现货结算信息、计量偏差结算信息和相关市场运营费用以线上交互方式传递至电网企业，电网企业相应将各项结算费用拆分到市场主体下的每户中，处理方式如下：

①现货及计量偏差电量、电费由市场主体拆分到户：

每户的现货电量=市场主体下每户月度结算电量/该主体下全部客户月度结算电量之和*交易机构结算该主体的现货电量。

每户的计量偏差电量=市场主体下每户月度结算电量/该主体下全部客户月度结算电量之和*交易机构结算该主体的计量偏差电量。

每户的现货电费=每户的现货电量/主体下所有用户分摊现货电量之和*交易机构结算该主体的现货电费。

每户的计量偏差电费=每户的计量偏差电量/主体下所有用户分摊计量偏差电量之和*交易机构结算该主体的计量偏差电费。

②现货期间的中长期合约电量、电费由市场主体拆分到户：

每户现货期间的中长期合约电量=主体下每户的结算电量-

分摊到每户的现货电量-分摊到每户的计量偏差电量。

每户现货期间的中长期合约电费=每户现货期间的中长期合约电量/交易机构结算该主体现货期间的中长期合约电量之和*交易结构结算该主体中长期合约电费。

同时需将现货期间的中长期合约电量、电费拆分到峰平谷时段，原则为按照每户月结峰平谷各时段电量占该户月结总电量比例分摊到对应时段。

③结算月的中长期合约电量、电费处理原则，分为现货全月运行与现货非全月运行两种情况：

现货全月连续运行时：

全月中长期各时段合约电量=分摊到户的现货期间各时段中长期合约电量

全月中长期各时段电费=分摊到户的现货期间各时段中长期电费

现货非全月运行时：

全月中长期各时段合约电量=分摊到户的现货期间各时段中长期合约电量 + (全月各时段结算电量 - 现货期间各时段的用电量)

全月中长期各时段电费=分摊到户的现货期间各时段中长期电费 + (全月各时段结算电量 - 现货期间各时段的用电量) × 当月非现货期交易均价。

全月中长期加权均价：全月中长期各时段合约电费/全月中

长期各时段合约电量。

在全月中长期加权均价的基础上，执行政府规定的分时电价政策。

④一户有多个计量点，拆分到计量点原则：

计量点各时段中长期合约电量拆分方式：按照各计量点各时段电量占该户对应时段结算电量的比例，分摊该户对应时段的中长期合约电量。

计量点现货电量、电费拆分方式：**计量点现货电量=计量点结算电量减去分摊至计量点的中长期合约电量。现货电费按照计量点结算电量比例分摊至计量点。**

⑤市场运营费用由市场主体拆分到户：

每户的用电量占主体总用电量的比重将市场运营相关费用拆分到每户。以代理服务费为例，分摊到户的代理费=各户月结电量/主体下各户月结电量之和*交易结算该主体代理费。其他费用逻辑相同。

⑥以上拆分过程中，由于保留小数位的因素，在从市场主体拆分到户时，电量、电费产生的尾差将调平在市场主体下用电量最大的用电户中，当最大电量的用电户存在多户相同时，调平在最大客户编号的客户；在从户拆分到计量点峰平谷时段时，电量、电费产生的尾差将调平在平时段。

第一百八十一条 电费收付

各市场主体收到结算单后，在法规、政策文件或合同约定

的期限内完成电费收付。

第一百八十二条 电费催缴

如果市场主体未在法规、政策文件或合同约定的期限内完成电费支付，由电网企业负责以书面、电子邮件等形式送达电费催缴通知单等形式进行催缴。

如售电公司未及时足额缴纳电费，电网企业可按有关程序使用其提交的结算保函等信用担保物。

第一百八十三条 发票催交

市场主体未在法规、政策文件或合同约定的期限内提交发票的，由电网企业书面催交；逾期仍未提供的，由交易机构定期进行通报。

第十节 其他事项

第一百八十四条 违章用电

用户窃电或违章用电，相关退补电量不纳入市场结算范畴，由电网企业按照有关规定开展电费结算。

第一百八十五条 计量故障

用户计量设备故障且不配合修复的，在电网企业发出故障通知书的规定期限（3日）后，电网企业按照电量拟合规则提供分时拟合电量，其实际用电量（含计量电量和退补电量）与拟合电量之间的电量差额不纳入市场化退补结算范畴，由电网企业按照该用户现货市场月度平均电价按照代理购电用户电价的1.5倍开展电费结算。

第一百八十六条 用户过户

对于市场购电用户之间的过户，用户间电量以月为最小间隔单位，从双方签名确认过户后的次日 00:00 起，计量电量并入过户后的新用户开展结算。

第十二章 信息披露

第一百八十七条 信息披露应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。

第一百八十八条 按照信息公开范围，市场信息分为公众信息、公开信息、特定信息三类。

（一）公众信息：是指向社会公众披露的信息；

（二）公开信息：是指向有关市场成员披露的信息；

（三）特定信息：是指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。

电力交易机构会同电力调度机构应准确、及时、完整披露现货、辅助服务市场有关信息，具体披露内容按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）文件执行。

第十三章 市场力行为管理

第一节 市场力检测与缓解

第一百八十九条 为避免具有市场力的发电企业操纵市场价格，由市场运营机构对全网市场主体开展市场力检测。通过

采用事前及事后市场力监管机制，判断市场主体是否具备市场力，若具备市场力且造成市场出清价格偏离合理范围，则采取相应缓解措施，保障市场出清价格在合理水平范围内。

市场力监管机制包括事前基于考虑容量控制的市场力抑制机制（以下简称“事前监管”）以及事后基于价格影响测试的市场力抑制机制（以下简称“事后监管”）。

（一）事前监管机制应用于日前电能量市场正式出清之前，是常设型市场力监管机制，对日前市场一定范围的各竞价容量电能量报价实施监管；日内按照监管后的价格开展实时市场出清。

（二）事后监管机制应用于实时电能量市场出清之后，是触发型市场力监管机制，在达到触发条件时，实施基于价格影响测试的市场力监管。

第二节 事前监管机制

第一百九十条 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。

（一）事前监管参考价格对比：

当日前市场出清后，供需比范围内若某电源类型（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

现货市场供需比	事前监测参考价格
现货市场供需比 ≥ 1.5	182 元/兆瓦时
$1.3 \leq \text{现货市场供需比} < 1.5$	313 元/兆瓦时
$1.1 \leq \text{现货市场供需比} < 1.3$	426 元/兆瓦时

（二）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。当前对储能电站暂不进行市场力监测及报价替换。

表 2 市场供需比及触发市场力替换基准价格

现货市场供需比	基准价格
---------	------

现货市场供需比 ≥ 1.5	149 元/兆瓦时
$1.3 \leq$ 现货市场供需比 < 1.5	256 元/兆瓦时
$1.1 \leq$ 现货市场供需比 < 1.3	349 元/兆瓦时

第三节 事后监管机制

第一百九十一条 实时电能量市场出清后，根据市场出清均价判断是否达到触发事后监管的条件，若达到，则计算所有市场主体的价格影响贡献率，贡献率为正的市场主体将被判定为行使市场力，回收其市场超额收益并返还给市场化用户。

事后监管包括当日监管和历史监管两项工作。当日监管是指测算当日市场超额收益并分摊返还的机制；历史监管是指测算包括前 7 天（包括当日）市场超额收益并分摊返还的机制。

事后监测参考价格按政府相关部门核定值执行，市场监管初期，事后监测参考价格为前 10 天（不含当日）实时市场高峰时段（7:00-9:00，17:00-23:00）出清电价的算数平均值。事后监测参考价格计算公式如下：

$$RP_D^{\text{post}} = \frac{\sum_{d=D-10}^{D-1} PP_d}{10}$$

$$PP_d = \frac{\sum_{t \in T_{\text{高峰}}} \overline{LMP}_{t, \text{实时}}}{T_{\text{高峰}}}$$

其中， RP_D^{post} 为运行日 D 的事后监测参考价格； PP_d 为运行

日 d 的实时电能量市场高峰时段出清电价平均值； $\overline{LMP}_{t, \text{实时}}$ 为第 t 个时段的用户侧实时加权平均电价； $T_{\text{高峰}}$ 为电力系统高峰时段对应的交易时段数。

实时电能量市场出清后，首先对当日监管程序的触发条件进行判断，若市场出清均价高于事后监测参考价格的触发倍数 λ^{TD} ，则启动当日监管程序。市场监管初期，当日监管程序中的市场出清均价取当日高峰时段用户侧各时段实时加权平均电价的算数平均值。

具备条件时，事后监测参考价格基于历史一定周期内各时段出清边际机组所属发电类型的事前监测参考价格按照历史各时段实时市场出清结果加权计算。同时若当日监管程序未触发，则进一步对历史监管程序的触发条件进行判断，若出清日前 7 天（包括当日）的各时段用户侧实时加权平均电价的算数平均值高于基准价 RP_D^{post} 的触发倍数 λ^{TW} ，则启动历史监管程序。

当日市场触发倍数 λ^{TD} 、前 7 天市场触发倍数 λ^{TW} （设置按日最小供需比调整机制）视青海现货电能量市场实际运行情况，由政府相关部门对该值予以明确。

当日监管程序的具体实施步骤如下：

（一） 价格影响测试

达到事后监管触发条件时，即启动监管，以发电集团为对象，面向所有发电集团开展价格影响测试。对发电集团 j 进行价格影响测试时，需将其所有机组的报价替换为事后基准报价，

并对市场重新出清计算，得到替换后发电集团的分时段发电节点电价算术平均值 $\bar{P}_{j,t}^{AVE}$ ；对比当日实际市场分时段节点电价算术平均值 P_t^{AVE} ，测算发电集团 j 的价格影响贡献率 w_j ：

$$w_j = \max \left(\frac{\sum_{t=1}^T (P_t^{AVE} - \bar{P}_{j,t}^{AVE})}{\sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^n (P_t^{AVE} - \bar{P}_{j,t}^{AVE})}, 0 \right)$$

其中， n 表示市场发电集团的个数， t 表示交易时段， T 表示交易总时段数。

事后基准电价初步设计为同类型主体的平均申报均价，容量分段比例采取装机容量的标么均值：

$$P_0^{\frac{q}{P_{\max}}} = P_M^{\frac{q}{P_{\max}}}$$

式中， $\frac{q}{P_{\max}}$ 表示基准电价 P_0 对应的容量占装机容量的比例， $\bar{P}_M$ 表示同类型主体的平均申报均价。

(二) 市场超额收益

重新出清后的全市场分时段节点电价算术平均值 $\bar{P}_t^{AVE}$ ，此时市场超额收益 ΔR 可表示为：

$$\Delta R = \sum_{t=1}^T G_t (P_t^{AVE} - \bar{P}_t^{AVE})$$

其中， G_t 为 t 时段的全网发电侧现货结算电量。

(三) 市场超额收益分摊

依据发电集团 j 的价格影响贡献率，该发电集团应分摊的

市场超额收益 ΔR_j 为：

$$\Delta R_j = \mu \times \Delta R \times w_j$$

其中， μ 表示市场超额收益分摊系数。 μ 的取值视青海现货电能量市场实际运行情况，由政府相关部门予以明确。

（四） 超额收益返还

将市场超额收益，按照市场化用户的交易电量比例进行返还。

$$\Delta R_g = \mu \times \Delta R \times \frac{Q_g}{Q}$$

其中， ΔR_g 表示市场化用户 g 的返还费用， Q_g 表示市场化用户 g 在实时电能量市场的日交易电量，通过对分时段用电量累加计算得到； Q 则表示所有市场化用户 Q_g 的总和。

第十四章 特殊情况处置机制市场干预

第一节 市场干预条件

第一百九十二条 市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

第一百九十三条 现货市场运行过程中发生下列情形之一的，由能源监管机构和省级政府价格有关主管部门根据职责作出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托市场运营机构实施市场干预：

(1) 电力供应严重不足时。

(2) 电力市场未按照规则运行和管理时。

(3) 电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时。

(4) 电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果时。

(5) 市场价格达到价格限值且触发管控条件时。

(6) 其他认为需要进行市场干预的情形。

第一百九十四条 现货市场运行过程中出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告能源监管机构和省级政府主管部门：

(1) 电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏，严重危及电网安全时。

(2) 因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全风险较大时。

(3) 电力市场技术支持系统发生重大故障，导致无法按照市场规则进行出清和调度时。

(4) 其他认为需要进行市场干预的情形。

第二节 市场干预内容

第一百九十五条 市场运营机构须按要求记录干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议，并尽快向能源监管机

构和省级政府价格有关主管部门备案。

第一百九十六条 市场运营机构应公布市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令 第 599 号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

第一百九十七条 市场干预期间的干预触发条件、干预规则等由能源监管机构和省级政府价格有关主管部门制定。若干预期间机组总发电收入低于核定的总发电成本（包括调用停机机组的启动成本），应按照核定的总发电成本对机组进行结算。

第一百九十八条 当采用价格管制的方式干预市场时，管制定价的制定应综合考虑市场供需情况、电力稀缺价值以及机组变动成本等因素，定期根据市场运行情况更新、调整计算方法，并同步建立与结算联动的机制。

第一百九十九条 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，不安排单一故障导致电网稳定破坏、导致一般及以上电力安全事故、导致重大不良影响的用户停电事件和超过设计能力和运行规定的运行方式。根据保供电等级要求，原则上保持保供电区域的电网全接线运行，不新增发输变电检修工作并减少设备操作，不安排对电网安全有影响的涉网试验和设备启动，不安排操作量大、施工作业复杂、大型机械作业的检修工作。

第二百条 自然灾害影响期处理机制

干旱、大风、沙尘暴、暴雨、冰灾、霜冻和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 and 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、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。

为增强电网抵御极端灾害的能力，保障电网安全运行，电力调度机构可视系统运行需要设置灾害影响区域的火电机组为必开机组，由此造成其他区域的火电机组存在燃料供应约束时，相应机组可设置为必停机组。灾害发生过后，在系统安全风险可控的情况下，电力调度机构解除必开设置。雨雪冰冻灾害风险或山火风险生效期间，电力调度机构可根据系统运行需要，将对灾害影响区域有网络支撑或能配合发挥融冰作用的机组设置为必开机组。

第二百零一条 价格异常阶段处理机制

当出现水库大幅调整、极端自然灾害、严重电网事故、燃煤机组存煤告警等极端异常条件导致出清价格明显偏离正常水平时，市场运营机构汇报省发展和改革委员会、省能源局及西北能监局，由政府价格主管部门综合研判，采取不限于调整结算方式，暂时中断市场等手段，并及时向市场经营主体公布。

第二百零二条 电力供不应求时段处理机制

在日前、实时电能量市场组织环节，当预测部分时段存在电力供不应求情况且未达到启动市场中止的条件时，则根据相

关规定启动有序用电方案，直至电力供应满足要求，并根据调整后的负荷预测数据进行市场出清。

第二百〇三条 特殊管控要求处理机制

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，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，作为价格接受者不参与市场定价。

第三节 市场熔断

第二百〇四条 为及时有效消除异常情况对电网及现货市场影响，保证电力系统安全稳定运行，在市场干预与中止前，若出现以下情况，触发实时电能量市场熔断机制，并在 2 小时内向市场发布原因和触发时间，熔断时长不超过 24 小时：

（1）技术支持系统电源故障或系统异常、网络异常等情形影响实时现货系统正常运行，已持续 15 分钟以上，且短时难以恢复；

（2）发生重大自然灾害、极端天气、突发事件可能影响电力供应或电网安全；

（3）火电机组受阻严重、火电开机容量不足、重大电源故障等情况造成长时间电力供不应求；

(4) 黄河水位或流量的大幅波动，可能影响电力供应或电网安全；

(5) 外送通道故障、重大电网故障等情况导致网络拓扑发生重大变化；

(6) 联络线潮流连续同向不合格 3 次（时长 45 分钟），且无恢复趋势；

(7) 实时电能量市场调节能力无法满足电网实际变化需要；

(8) 按照上级调度机构事故处理、保电力供应等情形要求；

(9) 电网主备调切换；

(10) 调度机构为保证电网安全运行需要触发熔断机制的其它情形。

第二百〇五条 在市场熔断期间，以确保电网安全稳定运行为目标，对调度设备进行运行状态调整，以调度机构下发的指令为实时电能量市场出清结果，相应时段火电机组的节点电价调整为其出力所在容量段的报价，新能源企业的实时电价调整为所有火电机组节点电价的加权平均值。

第四节 市场中止和恢复

第二百〇六条 当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由能源监管机构和省级政府主管部门做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由能源

监管机构和省级政府主管部门做出是否中止市场的决定并发布。

第二百〇七条 市场中止条件

（一）供需紧张：当面临严重供不应求情况时，政府主管部门及能源监管机构可依照相关规定和程序暂停市场交易，组织实施有序用电方案。当出现沙尘暴、地震、暴雨、山洪等重大自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时，政府主管部门、能源监管机构可依照相关规定和程序暂停市场交易，临时实施发用电计划管理。

（二）市场运营异常：有下列情形之一的，能源监管机构会同政府主管部门可做出中止电力市场的决定，并向电力市场成员公布中止原因：

（1）电力市场未按照规则运行和管理的；

（2）电力市场交易规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的；

（3）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；

（4）因不可抗力不能竞价交易的；

（5）电力市场发生严重异常情况的；

（6）能源监管机构认为需要中止市场的其他情况。

（三）影响电网安全运行的突发情况：当出现如下情况时，市场运营机构应根据能源监管机构与省级政府主管部门的委托，按照安全第一的原则处理事故和安排电力系统运行，必要可以

中止电力现货市场交易，并尽快报告政府主管部门及能源监管机构：

（1）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；

（2）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；

（3）因沙尘暴、地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时；

（4）电力市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障，导致现货市场交易无法正常组织时；

（5）出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

第二百〇八条 市场中止处理措施

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，综合考虑运行日统调负荷预测、新能源预测、省间交易结果、联络线计划等边界条件，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状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。在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。

第二百〇九条 当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经能源监管机构和省级政府主管部门同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

第五节 争议处理

第二百一十条 经营主体之间、经营主体与市场运营机构之间、经营主体与电网企业之间因参与电力现货市场发生争议的，包括准入、交易、出清、调度、计量、考核、合同履行、结算等方面可先通过市场管理委员会调解，也可向能源监管机构、省级政府主管部门申请行政调解。调解不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第二百一十一条 市场成员应按照规定时间提出争议调解申请：

（一）对于出清价格、结算依据中的电量或金额有争议的，应在市场运营机构给出查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

（二）对于结算凭证中的电量或金额有争议的，应在电网企业给出结算查询回复后 10 个工作日内以书面方式提出。

（三）对于其他争议，市场主体应在事件发生之日起 2 年内提出。

第二百一十二条 市场成员有义务为能源监管机构、省级政府主管部门提供争议处理所需的数据和材料。承担调解工作的相关人员应遵守保密规定，不得泄露因调解工作知悉的商业秘密。

第十五章 风险防控

第一节 基本要求

第二百一十三条 建立健全电力市场风险防控机制，防范市场风险，保障电力系统安全 and 市场平稳运行，维护经营主体合法权益和社会公共利益。

第二百一十四条 市场运营机构在能源监管机构、省级政府主管部门指导下，履行市场风险防控职责，市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

第二节 风险分类

第二百一十五条 电力市场风险类型包括：

（一）电力供需风险，指电力供应与需求大幅波动、超出

正常预测偏差范围，影响电力系统供需平衡的风险。

（二）市场价格异常风险，指部分时段或局部地区市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（三）电力系统安全运行风险，指电力系统在运行中承受扰动时，无法承受住扰动引起的暂态过程并过渡到一个可接受的运行工况，或者在新的运行工况下，各种约束条件不能得到满足的风险。

（四）电力市场技术支持系统风险，指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，影响市场正常运行的风险。

（五）网络安全风险，指因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其中数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

（六）履约风险，指经营主体签订的批发、零售合同，由于经营主体失信、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行，影响市场结算工作正常开展的风险。

第三节 风险防控与处置

第二百一十六条 市场风险监测以事前、事中为主。市场运营机构按照能源监管机构、省级政府主管部门要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测。

第二百一十七条 市场运营机构按照有关程序对市场风险

进行预警，并报告能源监管机构、省级政府主管部门。

第二百一十八条 市场运营机构负责编制各类风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经能源监管机构、省级政府主管部门审定后执行。

第二百一十九条 市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案，在事中、事后采取相应的措施进行处置，尽可能减小风险造成的后果，并按要求披露市场风险处置情况。

第十六章 免责声明

第二百二十条 市场主体在参与青海电力现货市场之前务必详尽地了解本规则相关条款，并了解自主做出报价和独立承担电力市场结算的风险。

第二百二十一条 由于国家有关法律、法规、规章、政策、细则的改变、紧急措施的出台等导致市场主体所承担的风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

第二百二十二条 当出现自然灾害、重大电源或电网故障、电网安全约束等不可抗力时，电网企业为保障电网安全运行及电力有序供应而采取相关措施，导致市场主体所承担的风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

第二百二十三条 在发、输电设备停送电期间，为保障电网实时电力平衡导致实际停送电时间与计划时间不一致，使市场主体承担的风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

第二百二十四条 由于通信系统繁忙、通信通道检修、现货市场技术支持系统故障、数据采集与监视控制系统故障等原因导致调度指令传达出现延迟、中断或数据错误，或电力调度机构无法按规则执行现货电能量市场出清结果，由此造成的市场风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

第二百二十五条 由于黑客攻击、病毒破坏、非法登录等风险，给市场主体造成的损失，市场运营机构及电网企业不承担责任。

第二百二十六条 市场主体因自身运作原因，包括新能源场站预测数据的上传、市场主体申报价格等，导致其所承担的风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

第二百二十七条 因不可抗力引发电网企业所属发输变电设备异常或故障，造成市场主体利益损失的，市场运营机构及电网企业不承担责任。

第十七章 附则

第二百二十八条 本规则由青海省能源局、国家能源局西北监管局负责解释。

第二百二十九条 本规则自发布之日起施行。

附件 1

术语定义

1. 批发市场主体：目前包括发电企业、售电公司、批发用户。
2. 发电企业：是指符合市场注册条件的电力生产企业。
3. 售电公司：是指符合市场注册条件，提供售电服务或配售电服务的企业。
4. 电力用户：分为大用户和一般用户，大用户是指进入青海省电力现货市场直接交易目录，可自主选择参与批发市场交易或零售市场交易的电力用户，参与市场方式只能二选一；一般用户是指中小型电力用户，只能参与零售市场，须通过一家售电公司购电。
5. 批发市场用户：指直接参与批发市场交易的电力用户、售电公司等。
6. 零售市场用户：指通过售电公司参与零售市场交易的电力用户。
7. 电网企业代理购电用户：指由电网企业代理的暂未直接从电力市场购电的工商业用户。
8. 市场购电用户：指直接从电力市场购电（直接向发电企业或售电公司购电）的用户。
9. 电力交易平台：指青海省电力交易平台。
10. 市场准入：指符合政府相关规定和本规则所规定的条件，

通过准入流程，获得进入青海电力市场的资格。

11. 分时计量：以 15 分钟为 1 个时段对电量进行计量。

12. 电能计量点：各市场主体间包括电网企业之间、电网企业与发电企业之间、电网企业与电力用户之间、电网企业与拥有配电网运营权的售电公司之间、拥有配电网运营权的售电公司与其供电范围内用户之间、发电企业发电单元进行电能量结算、考核的计量点。

13. 电能计量装置：由计量用电能表、电压互感器（或专用二次绕组）、电流互感器（或专用二次绕组）及其二次回路相连接组成的用于计量电能的装置，包括电能计量柜（箱、屏）、关口电能量采集终端。电能量采集终端是安装在电能计量点的电能量采集设备，具有按一定规约对电能表数据进行采集、处理、分时存储、长时间保存和远方传输等功能。

14. 采集成功：关口计量点电能表电能示值（包括日电量示值和曲线电量示值）正常传输至电能计量采集管理信息系统，且数据完整、准确。

15. 采集异常：关口计量点电能表电能示值（包括日电量示值和曲线电量示值）采集正常，但与现场电能表计量示值不一致，或者曲线不完整的。

16. 采集失败：关口计量点电能表、采集终端对电能计量采集管理信息系统命令无响应的。

17. AGC 单元：AGC 单元是以 AGC 装置为单位进行划分，一

个 AGC 单元指电厂一套 AGC 装置所控制的所有机组的总称。

18. 调频里程：调频里程指某段时间内 AGC 单元响应 AGC 控制指令的调频里程之和。其中，AGC 单元每次响应 AGC 控制指令的调频里程是指其响应 AGC 控制指令结束时的实际功率与响应指令时的初始功率之差的绝对值。总调频里程计算公式为：

$$D = \sum_{i=1}^n D_i$$

式中， D_i 为 AGC 单元第 i 次的调频里程，单位为兆瓦， n 为调节次数。

19. 电能量电费：批发用户、零售用户、电网企业代理购电用户、售电公司及发电企业在现货市场和中长期交易市场中以电能量为交易标的物的电费。

20. 节点电价：指在满足当前输电网络约束条件和各类其他资源工作特点的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时所需要增加的边际成本。

21. 实时加权平均电价：现阶段，用户侧采用实时加权平均电价作为相应时段的结算价格，即对实时电能量市场发电侧的实时节点电价按各节点出清上网电量进行加权平均计算得出。

22. 现货市场月度平均电价：等于市场主体当月现货市场偏差电费之和除以现货市场偏差电量之和。

23. 零售合同：指售电公司与其代理市场用户签订的明确量、价、费等权责的合同统称。

24. 结算合同：指电网企业与售电公司、电力用户签订的明确结算关系、结算计量点、结算周期等合同，或市场主体注册时签订的结算协议条款。

25. 日期：本规则所指的“日清算”时间和“月结算”时间为自然日，实际操作中以交易机构发布的结算日期为准。

26. 中长期合约：是指以多年、年、月、周及日以上为周期的合约（含发电机组的电网企业代理购电市场电量、保障性收购电量、省间中长期交易电量）。

27. 电网企业代理购电市场电量：指发电企业通过参与电力批发交易或作为市场价格接受者、对应电网企业代理购电用户的市场化电量。

28. 机组考核费用：当存在供热机组申报供热流量曲线偏差率、机组日内临时非计划停运、机组实时发电计划执行偏差等情形对机组进行考核产生的费用。

29. 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，单位为万元/次，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。

30. 机组运行补偿费用：指机组因自身运行约束未参与市场定价，或因系统原因临时增减出力、开停机等原因等情形对机组运行成本进行补偿产生的费用。

31. 省间外送执行偏差费用：由于省间外送电量的偏差，在发电侧按照实时市场价格结算，在月度省间结算时按省间偏差结算价格结算，从而产生的费用偏差。

32. 结构平衡费用：指在计划和市场双轨制下，由于居民、农业等非市场化用户用电量与政府定价上网电量不匹配，导致市场化发、用之间存在的偏差费用。

33. 市场调节费用：包括机组中长期超额收益回收费用、中长期缺额收益回收费用、用户中长期超额收益回收费用、用户中长期缺额收益回收费用、市场超额收益返还费用。其中：机组中长期超额收益回收费用是对机组在中长期交易中签约过多导致超额电量在现货市场产生的收益进行回收；机组中长期缺额收益回收费用是对机组在中长期交易中签约不足导致缺额电量在现货市场产生的收益进行回收；用户中长期超额收益回收费用是对批发市场用户在中长期交易中签约过多导致超额电量在现货市场产生的收益进行回收；用户中长期缺额收益回收费用是对批发市场用户在中长期交易中签约不足导致缺额电量在现货市场产生的收益进行回收；市场超额收益返还费用是对被判定为行使市场力的市场主体相关市场超额收益进行回收。

34. 电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。

35. 统调负荷：指青海省省内省调直调电厂发电负荷、地调电厂发电负荷与同一时间点电网跨区联络线的负荷（联络线输入为正、输出为负）之和。

36. 母线负荷：指青海省内 110kV 变电站的母线下网负荷。

37. 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。

38. 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容量。

39. 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，制定分时段的机组启停计划。

40. 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出力计划。

41. 运行日（D）：为实际执行日前电能量市场交易计划的自然日，每 15 分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有 96 个交易出清时段。

42. 竞价日（D-1）：指运行日（D）的前一日。

43. 日前电能量市场：运行日提前 1 日（D-1 日）进行的决定运行日（D 日）机组组合状态和发电出力计划的电能量交易市场。

44. 实时电能量市场：运行日（D 日）进行的决定（D 日）未来 15 分钟最终调度机组出力计划的电能量交易市场。

45. 市场机组：指获得现货电能量市场直接交易资格的发电机组。

46. 非市场机组：指未获得现货电能量市场直接交易资格的发电机组。

47. 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。

48. 单结算模式：日前出清结果不进行财务结算，发用双方按实时现货价格对实际发用电曲线与中长期分解曲线的偏差电量进行结算。

49. 安全校核：电力调度机构对检修计划、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平衡的过程。现货电能量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以及电力电量平衡要求。

50. 必开机组、必停机组：由政府主管部门确定，在市场出清时明确设置为运行或停运状态的机组（群）。当存在电网安全运行要求时，电力调度机构可设置部分发电机组在某些时段并网发电或配合停机。

51. 最小连续开机时间：表示机组启动并网后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间。

52. 最小连续停机时间：表示机组竞价停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间。

53. 最小技术出力：非供热火电机组及供热火电机组非供热期按照机组额定有功功率的 50%确定，供热机组供热期按照国家能源局西北监管局核准的最小运行方式确定。

54. 最小可调出力：指发电机组在不影响机组安全运行、民生供热的前提下，机组申报的可调出力下限，应小于最小技术出力。

55. 市场力：市场成员操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。

56. 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的用电负荷的效果。

附件 2

安全约束机组组合 (SCUC) 模型

1. 目标函数:

日前电能量市场出清 SCUC 的目标函数如下所示:

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-]$$

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, 考虑 96 个时段;

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力;

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用, 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; 机组启动费用 $C_{i,t}^U$ 是与机组停机时间有关的函数, 以表示机组在不同状态 (冷态/温态/热态) 下的启动费用。

M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子;

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量; NL 为线路总数;

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量; NS 为断面总数。

2. 约束条件:

(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：

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的输出， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

（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容量备用。

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：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max} \geq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + R_t^U$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态， $\alpha_{i,t} = 0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t} = 1$ 表示机组开机； $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在时段 t 的最大出力； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。

（3）系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

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

其中， $P_{i,t}^{\min}$ 为机组 i 在时段 t 的最小出力； R_t^D 为时段 t 的系

统负备用容量要求。

(4) 系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力总和与下调能力总和需满足实际运行的上调、下调旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min\{\Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t}\} \geq \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min\{\Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min}\} \geq \Delta SR_t^D$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率； $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小出力； ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。

(5) 特殊机组状态约束

1) 算法和人工判断确定为必开机组的，应处于开机状态：

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

其中， I_{s1} 指的是必开机组的全集。

2) 算法和人工判断确定为必停机组的，应处于关机状态： $\alpha_{i,t} = 0, \forall i \in I_{s2}$

其中， I_{s2} 指的是必停机组的全集。

(6) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

对于必开机组，在其必开时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 1$ ，若有最低出力要求，则上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 取为对应时段的必开最低出力。

(7) 机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

(8) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，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 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率。

(9) 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：

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

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

(10) 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：

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

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

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下：

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

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

(11) 电厂电量约束

部分受限于一次能源供应约束电厂，其在日前电能量市场的中标电量应满足该电厂电量上限约束。

$$0 \leq \frac{1}{4} \sum_{i \in j} \sum_{t=1}^{T_0} P_{i,t} \leq Q_j^{\max}$$

其中， $T_0=96$ 为D日的总时段数， $Q_j^{\max}$ 为电厂j在D日的电量上限。

(12) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， $P_l^{\max}$ 为线路l的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组i所在节点对线路l的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线j所在节点对线路l的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点k对线路l的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点k在时段t的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路l的正、反向潮流松弛变量。

(13) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

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

其中， $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别为断面s的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组i所在节点对断面s的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 为

联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子；
 G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

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， $C_{i,t,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(14) AGC 约束

AGC 约束当全网 AGC 约束无法满足时，默认罚因子为 30000。

附件 3

安全约束经济调度 (SCED) 模型

1. 目标函数:

日前和实时电能量市场出清 SCED 的目标函数如下所示:

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-]$$

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, 考虑 96 个时段;

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的输出;

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 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;

M 为用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子;

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量; NL 为线路总数;

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量; NS 为断面总数。

2. 约束条件:

(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:

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

其中， $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）， NT 为联络线总数， D_t 为时段 t 的系统负荷。

（2）系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力总和与下调能力总和需满足实际运行的上调、下调旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min\{\Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t}\} \geq \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min\{\Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min}\} \geq \Delta SR_t^D$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率； $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小出力； ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。

（3）机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

对于必开机组，在其必开时段内，要求 $\alpha_{i,t} = 1$ ，若有最低出力要求，则上式中 $P_{i,t}^{\min}$ 取为对应时段的必开最低出力。

（4）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

其中， $P_{j,t}^{\max}$ 、 $P_{j,t}^{\min}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

(5) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，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 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率。

(6) 电厂电量约束

部分受限于一次能源供应约束电厂，其在日前电能量市场的中标电量应满足该电厂电量上限约束。

$$0 \leq \frac{1}{4} \sum_{i \in j} \sum_{t=1}^{T_0} P_{i,t} \leq Q_j^{\max}$$

其中， $T_0=96$ 为 D 日的总时段数， $Q_j^{\max}$ 为电厂 j 在 D 日的电量上限。

(7) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， $P_l^{\max}$ 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节

点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(8) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

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

其中， $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

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， $C_{i,t,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

(9) AGC 约束

AGC 约束当全网 AGC 约束无法满足时，默认罚因子为 30000。

附件 4

节点电价 (LMP) 模型

日前和实时 SCED 计算完毕后, 求解得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子, 则节点 k 在时段 t 的节点电价为:

$$LMP_{k,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L (\tau_{l,t}^{\max} - \tau_{l,t}^{\min}) G_{l-k} - \sum_{s=1}^S (\tau_{s,t}^{\max} - \tau_{s,t}^{\min}) G_{s-k}$$

其中:

$LMP_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的节点电价;

λ_t 为时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子;

$\tau_{l,t}^{\min}$ 为支路 l 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子, 当支路潮流越限时, 该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子;

$\tau_{l,t}^{\max}$ 为支路 l 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子, 当支路潮流越限时, 该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子;

G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子;

$\tau_{s,t}^{\min}$ 为断面 s 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子, 当支路潮流越限时, 该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子;

$\tau_{s,t}^{\max}$ 为断面 s 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子, 当支路潮流越限时, 该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子;

G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。

附件 5

约束条件松弛条件

当优化算法在满足约束条件下找不到可行解时，会根据特定的松弛条件对某些约束进行松弛化处理，以保证系统能够得到可行解。技术支持系统采用罚因子法对下列约束进行松弛化处理，罚因子可以理解为一台虚拟机组按照罚因子所对应的报价提供出力，以满足约束条件。

1. 电量平衡约束

当所有可调机组的最小允许出力之和仍然大于系统负荷需求时，电量平衡约束无法满足，默认的罚因子为 10000000。

当所有可调机组的最大允许出力之和仍然小于系统负荷需求时，电量平衡约束同样无法满足，默认罚因子为 10000000。

2. AGC 约束

当全网 AGC 约束无法满足时，默认罚因子为 30000。

3. 备用约束

当全网备用约束无法满足时，默认罚因子为 1000。

4. 断面稳定限额约束

当断面稳定限额约束无法满足时，默认罚因子为 1500。

5. 线路稳定限额约束

当线路稳定限额约束无法满足时，默认罚因子为 1500。

6. N-1 稳定限额约束

当 N-1 情况下线路限额约束无法满足时，默认罚因子为

1500。