

南方区域电力市场云南电力现货市场

2024 年一季度短周期结算试运行实施方案

(报审稿)

为贯彻落实国家和南方区域电力市场建设要求，稳妥有序推进云南电力现货市场结算试运行，按照南方区域电力市场建设工作安排，结合云南电力市场实际情况，制定南方区域电力市场云南电力现货市场 2024 年一季度短周期结算试运行实施方案。

一、总体要求

(一) 总体安排

将整月划分为商业结算试运行日和剩余日两个区间，分别独立组织交易和结算。其中：

商业结算试运行日区间内，按照现货环境下的云南电力市场规则体系（试运行 1.0 版），组织现货环境下中长期交易和现货交易并开展批发市场结算。

剩余日区间内，按照现行云南电力市场中长期分时段交易结算规则，组织中长期交易并开展批发市场分时段结算（含年度、月度）。月度上调服务基准价、偏差电量基准价、集中竞价交易均价按中长期分时段交易相关规则，以月度为周期计算，不剔除结算试运行日数据。

电量划分。将月度总电量划分为商业结算试运行部分和剩余日非现货环境下省内中长期分时段交易结算电量部分。

(二) 参与主体

结算试运行市场主体参与范围：参与中长期交易的发电企业、售电公司及批发电力用户、电网企业代理购电用户。零售用户通过售电公司代理参与。

(三) 交易品种

中长期市场包括交易周期为日（多日）的双边协商交易、集中竞价和连续挂牌交易。现货市场包括日前市场和实时市场。

二、中长期交易组织

(一) 中长期交易曲线分解

1. 优先发电计划分解

在商业结算试运行日省内市场化交易组织前，昆明电力交易中心根据广州电力交易中心提供的“网对网”送出侧计划曲线，分配市场化电厂的省间中长期计划电量，将曲线按照各市场化电厂的省间中长期月度计划电量等比例分配至具体电厂。

2. 西电东送市场化交易曲线确定

以广州电力交易中心发布的到具体发电企业的跨区跨省市场化日分时交易曲线，作为相关发电企业西电东送市场化分时段交易电量。

3. 省内市场化中长期合同

省内市场化中长期合同为省内中长期分时交易合同。

(二) 现货环境下中长期交易

商业结算试运行区间内，按照现货环境下云南中长期市

场相关规则（试运行 1.0 版），按日滚动组织开展当月后续日（多日）交易，日（多日）交易不进行调度校核，市场主体可在 D-2 日（如 D-2 日为节假日则提前到最近的一个工作日）关闸前参加 D 日的日分时电量交易、日合约双边转让交易。日合约转让交易在发电企业之间、批发交易用户之间开展，各时段可转让电量不得超过该时段合约电量之和，出让价格为该时段可出让电量的加权均价（日合约转让交易电量受分时能力约束）。其中发电企业西电东送合同电量不参与 D 日日合约转让交易。

商业结算试运行区间内，不再组织开展现行中长期模式下的日交易。商业结算试运行区间内的日（多日）交易时间等具体交易事项，以发布的信息披露或交易通知为准。

（三）燃煤市场与现货市场衔接

非现货结算试运行日区间，用户侧燃煤发电分摊比例计算及电量分摊仍按现行方式，并剔除结算试运行日燃煤发电数据。现货结算试运行日区间，开展燃煤电厂运行补偿电费结算，不再进行燃煤事后分配。

三、现货交易组织

按照日前申报、日前及实时出清和出清结果执行的全流程开展试结算日的现货交易。

1. 日前交易申报

采用发电侧报量报价和报量不报价、用电侧报量不报价的申报方式申报。结算试运行期间，发用电侧均需要参与日前申报。对于发电侧市场主体，迟报、漏报或不报者均采用

默认申报值作为申报信息；对于用电侧市场主体，迟报、漏报或不报者默认日前申报量默认申报值。当没有默认申报值时，市场主体的日前申报值为零。

2. 市场出清及调度执行

商业结算试运行日，以试运行当日的电网预测信息和实际运行情况作为边界条件，依据《云南电力市场现货电能量交易实施细则（试运行 1.0 版）》进行日前与实时市场出清，出清结果作为实际发电安排依据执行。非运行日，执行现行调度计划安排模式。

报量不报价的电厂作为价格接受者参与现货市场，由调度机构将该部分电厂的日前（实时）出清曲线以及出清价格提供至昆明电力交易中心。

3. 用户侧统一结算点电价计算

依据《云南电力市场现货电能量交易实施细则（试运行 1.0 版）》等规则，现阶段，用户侧定价方法采用日前统一结算价和实时统一结算价。

用户侧日前统一电价按照下式计算：

$$\overline{LMP}_{t, \text{日前}} = \frac{\sum_{m \in \text{市场机组}} [(Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{西电东送日前}}) \times LMP_{m,t, \text{日前}}]}{\sum_{m \in \text{市场机组}} (Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{西电东送日前}})}$$

其中， $\overline{LMP}_{t, \text{日前}}$ 表示第 t 小时的日前用户侧统一电价； $Q_{m,t, \text{日前}}$ 表示市场机组 m 在第 t 小时的日前中标电量； $Q_{m,t, \text{西电东送日前}}$ 表示市场机组 m 第 t 小时的“网对网”西电东送日前电量； $LMP_{m,t, \text{日前}}$ 表示第 t 小时市场机组 m 所在节点的日前结算价格，即第 t 小时内每 15 分钟日前节点电价的算术平均值； $\sum_{m \in \text{市场机组}}$ 表示

对所有市场机组求和。

当 $Q_{t, \text{西电东送日前}} \leq Q_{t, \text{西电东送}}$ 时,

$$Q_{m,t, \text{西电东送日前}} = (Q_{m,t, \text{西电东送}} / Q_{t, \text{西电东送}}) \times Q_{t, \text{西电东送日前}}$$

当 $Q_{t, \text{西电东送日前}} > Q_{t, \text{西电东送}}$ 时,

$$Q_{m,t, \text{西电东送日前}} = Q_{m,t, \text{西电东送}} + (Q_{t, \text{西电东送日前}} - Q_{t, \text{西电东送}}) \times R_{\text{日前}m,t};$$

$$R_{\text{日前}m,t} = \max(Q_{m,t, \text{上网}} - Q_{m,t, \text{西电东送}}, 0) / \sum_{m \in \text{市场机组}} \max(Q_{m,t, \text{上网}} - Q_{m,t, \text{西电东送}}, 0);$$

$Q_{t, \text{西电东送日前}}$ 为所有“网对网”西电东送 t 小时的日前出清电量之和； $Q_{t, \text{西电东送}}$ 为具有“网对网”西电东送电量（含跨省优先发电计划）的全部机组（电厂）对应的 t 小时的“网对网”西电东送中长期合约电量； $Q_{m,t, \text{西电东送}}$ 为具有“网对网”西电东送电量（含跨省优先发电计划）的机组（电厂）m 对应的 t 小时的“网对网”西电东送中长期合约电量； $R_{\text{日前}m,t}$ 为市场化机组（电厂）m 对应的 t 小时的“网对网”西电东送日前出清电量分配比例； $Q_{m,t, \text{上网}}$ 为市场化机组（电厂）m 对应 t 小时的实际上网电量。

用户侧实时统一电价按照下式计算：

$$\overline{LMP}_{t, \text{实时}} = \frac{\sum_{m \in \text{市场机组}} [(Q_{m,t, \text{实时}} - Q_{m,t, \text{西电东送实时}}) \times LMP_{m,t, \text{实时}}]}{\sum_{m \in \text{市场机组}} (Q_{m,t, \text{实时}} - Q_{m,t, \text{西电东送实时}})}$$

其中， $\overline{LMP}_{t, \text{实时}}$ 表示第 t 小时的实时用户侧统一电价； $Q_{m,t, \text{实时}}$ 表示市场机组 m 在第 t 小时的实时中标电量； $Q_{m,t, \text{西电东送实时}}$ 表示市场机组 m 第 t 小时的“网对网”西电东送实时电量；

$LMP_{m,t, \text{实时}}$ 表示第 t 小时市场机组 m 所在节点的实时结算价格，即第 t 小时内每 15 分钟实时节点电价的算术平均值； $\sum_{m \in \text{市场机组}}$ 表示对所有市场机组求和。

当 $Q_{t, \text{西电东送实时}} \leq Q_{t, \text{西电东送}}$ 时，

$$Q_{m,t, \text{西电东送实时}} = (Q_{m,t, \text{西电东送}} / Q_{t, \text{西电东送}}) \times Q_{t, \text{西电东送实时}}$$

当 $Q_{t, \text{西电东送实时}} > Q_{t, \text{西电东送}}$ 时，

$$Q_{m,t, \text{西电东送实时}} = Q_{m,t, \text{西电东送}} + (Q_{t, \text{西电东送实时}} - Q_{t, \text{西电东送}}) \times R_{\text{实时}m,t};$$

$$R_{\text{实时}m,t} = \max(Q_{m,t, \text{上网}} - Q_{m,t, \text{西电东送}}, 0) / \sum_{m \in \text{市场机组}} \max(Q_{m,t, \text{上网}} - Q_{m,t, \text{西电东送}}, 0);$$

$Q_{t, \text{西电东送实时}}$ 为所有“网对网”西电东送 t 小时的实时出清电量之和； $Q_{t, \text{西电东送}}$ 为具有“网对网”西电东送电量（含跨省优先发电计划）的全部机组（电厂）对应的 t 小时的“网对网”西电东送中长期合约电量； $Q_{m,t, \text{西电东送}}$ 为具有“网对网”西电东送电量（含跨省优先发电计划）的机组（电厂）m 对应的 t 小时的“网对网”西电东送中长期合约电量； $R_{\text{实时}m,t}$ 为市场化机组（电厂）m 对应的 t 小时的“网对网”西电东送实时出清电量分配比例； $Q_{m,t, \text{上网}}$ 为市场化机组（电厂）m 对应 t 小时的实际上网电量。

四、交易结算

（一）批发市场结算

商业结算试运行日 D 日，根据日前、实时市场的成交结果及现货环境下中长期交易分解电量按照《云南电力市场现货结算实施细则（试运行 1.0 版）》开展结算，其中对结算

方式和科目作如下安排。

1. 日清分

按照《云南电力市场现货结算实施细则(试运行 1.0 版)》，开展现货日清算。

2. 月结算

全月电费由商业结算试运行区间内电费和剩余日区间内电费两部分组成，由昆明电力交易中心出具结算依据。

3. 中长期合约阻塞电费

省内中长期合约阻塞电费单独结算至机组（或电厂）；跨省中长期合约阻塞电费单独结算至具有跨省送电中长期合约的机组（或电厂）。

4. 分摊及返还电费科目

分摊及返还电费仅计算中长期交易偏差收益回收（以运行日为周期计算）、用户偏差收益转移电费、省间分摊或返还电费、市场发用电量不平衡偏差电费、现货部分阻塞盈余、计划与市场不平衡电费、运行补偿电费及启动费用等 8 个科目，均按照运行日进行分摊或分享。

其中，计划与市场不平衡电费在核算完成后的下一次现货试结算中分摊分享。

现货部分阻塞盈余方面，因优先发电与优先用电曲线不匹配，存在计划与市场不平衡电费，需扣除现货市场部分阻塞盈余中应结算至优先发电企业的电费部分，具体计算公式如下。

$$R_{\text{现货市场部分阻塞盈余}} = (C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{跨省总费用}}) - (R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{中长期合约阻塞}} + R_{\text{省间分摊或返还}}) - R_{\text{发用电量不平衡偏差}} - R_{\text{结算至优先发电企业的电费}}$$

$$R_{\text{结算至优先发电企业电费}} = \sum_t^N [\min(Q_{\text{市场化电厂},t} - Q_{\text{西电东送},t} - Q_{\text{市场化用户},t}, 0) \times \overline{LMP}_{t,\text{实时}}]$$

其中， $\overline{LMP}_{t,\text{实时}}$ 为 t 时段实时用户侧统一电价，N 表示在运行日内各时段的集合；其余参数详见第六节电网企业代理购电结算部分。

5. 运行补偿电费

当燃煤发电机组每小时生产运行所产生的成本费用（或发电机组报价费用）与发电机组在现货电能量市场中的收益之差大于零时，根据两者之差及现货正偏差结算电量占小时总上网电量的比例按试运行日计算发电机组系统运行补偿费用，在市场结算环节对相关补偿费用进行补偿。

机组每小时现货正偏差结算电量按照机组上网电量扣减年度、月度、日中长期交易成交电量（包括省间和省内，且均含电网代理购电成交电量）统计，现货正偏差结算电量小于 0 时按 0 计算。

结算试运行期间，燃煤发电企业不再按照南方区域“两个细则”的相关规定计算启停调峰补偿、冷备用补偿费用。

①发电机组运行成本费用计算

在第 t 小时，发电机组 i 的运行成本费用按照下式计算：

$$R_{op_cost,i,t} = \max\{[Q_{i,t,\text{实际}} \times C_{\text{核定成本},i} - (1 - \beta_{i,t}) \times P_{i,\min} \times C_{\text{核定成本},i} \times (1 - d_i) \times 1h], 0\}$$

其中， $R_{op_cost,i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的机组运行成本

费用； $Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量； $C_{\text{核定成本},i}$ 为发电机组 i 的核定平均发电成本价格（单值）； $P_{i,\min}$ 表示发电机组 i 的最小稳定技术出力； d_i 表示发电机组 i 的厂用电率； $1h$ 表示时长为 1 小时；

$\beta_{i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时最小技术出力成本补偿系数。发电机组在第 t 小时内的八个现货交易时段中（包括日前电能量市场的四个交易时段以及实时电能量市场的四个交易时段）出现下述情况时，第 t 小时的最小稳定技术出力成本不纳入全天运行补偿费用的计算范围， $\beta_{i,t}$ 取值为 0，未出现下述情况时取值为 1。

I. 热电联产机组处于供热状态时段；

II. 非系统运行原因调试机组调试时段；

III. 非系统运行原因必开机组运行日内所有小时。

②发电机组报价电费计算

$$R_{op_offer,i,t} = (1 - d_i) \times \left[\frac{\min(P_{i,t,\text{实际(发电)}}, P_{i,\min})}{P_{i,\min}} \times C_i^{\text{pmin}} \times \beta_{i,t} + \int_{P_{i,\min}}^{\max(P_{i,t,\text{实际(发电)}}, P_{i,\min})} C_{offer,i} dP \right] \times 1h$$

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

其中， $R_{op_offer,i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的报价费用； $Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量； $Q_{i,t,\text{实际(发电)}}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际发电量； $P_{i,t,\text{实际(发电)}}$ 表示发电机组 i 实际发电量 $Q_{i,t,\text{实际(发电)}}$ 对应的平均发电负荷，数值上等于 $Q_{i,t,\text{实际(发电)}}$ ；

$P_{i,\min}$ 表示发电机组 i 的最小稳定技术出力； d_i 表示发电机组 i 的厂用电率； C_i^{pmin} 为机组申报的最小稳定技术出力费用； $1h$ 表示 1 小时； $C_{\text{offer},i}$ 表示发电机组 i 的报价曲线，报价曲线对应的机组出力范围为最小稳定技术出力至额定有功功率。当发电机组 i 在第 t 小时的实际发电量对应的平均发电负荷（数值上等于实际发电量）大于机组的额定有功功率时，超出额定有功功率部分的报价值等于发电机组的最后一段报价，并以此计算报价曲线的积分值。

③发电机组现货电能量市场收益计算

在第 t 小时，发电机组 i 的现货电能量市场收益按照下式计算：

$$R_{i,t} = Q_{i,t,\text{日前}} \times LMP_{i,t,\text{日前}} + (Q_{i,t,\text{实际}} - Q_{i,t,\text{日前}}) \times LMP_{i,t,\text{实时}}$$

其中， $R_{i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的现货电能量市场收益；

$Q_{i,t,\text{日前}}$ 表示发电机组 i 第 t 小时的日前中标电量； $LMP_{i,t,\text{日前}}$ 表示第 t 小时内机组 i 所在节点的日前结算价格（每 15 分钟日前节点价格的算术平均值）； $Q_{i,t,\text{实际}}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量； $LMP_{i,t,\text{实时}}$ 表示第 t 小时内机组 i 所在节点的实时结算价格（每 15 分钟实时节点价格的算术平均值）。

④发电机组运行补偿费用计算

发电机组运行补偿费用以小时为单位进行计算，具体步骤如下：

$$R_{\text{op_compensate},i} = \sum_t^{t \in N} R_{\text{op_compensate},i,t}$$

$$R_{op_compensate,i,t} = \max\{[\min(R_{op_cost,i,t}, R_{op_offer,i,t}) - R_{i,t}] \times m_{i,t}, 0\}$$

$$m_{i,t} = \min\{1, \max[(1 - Q_{i,t,中长期} / Q_{i,t,实际}), 0]\}$$

其中， $R_{op_compensate,i}$ 表示发电机组 i 在运行日内应获得的运行补偿费用， $R_{op_compensate,i,t}$ 表示发电机组 i 在运行日时刻 t 应获得的预先补偿费用； $m_{i,t}$ 表示发电机组 i 在运行日时刻 t 的补偿系数，按小时计算； $Q_{i,t,中长期}$ 表示发电机组 i 在运行日时刻 t 的年度、月度、日中长期合约电量； $Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在运行日时刻 t 的实际上网电量，当 $Q_{i,t,实际}=0$ 时，打折系数 $m_{i,t}$ 直接置零； N 表示发电机组 i 在运行日内纳入运行补偿费用计算时段的集合，需扣除不纳入计算范围情形的时段。

⑤不纳入运行补偿费用计算范围的情形

当出现下述情况时，相关时段不纳入运行补偿费用的计算范围。

当发电机组 i 在第 t 小时内，八个现货交易时段中（包括日前电能量市场的四个交易时段以及实时电能量市场的四个交易时段），若有一个及以上交易时段出现如下情形，则第 t 小时的相关费用不纳入运行补偿费用的计算范围。

当热电联产机组处于供热电力负荷下限时；

当发电机组在运行日内存在非系统运行原因的调试（试验）时段时；

当发电机组在运行日被设置为非系统运行原因必开机组时；

当发电机组因非系统运行原因发生限低时；

当发电机组因非系统运行原因发生限高时；

当发电机组由于自身原因发生非计划停运（包括未按照电力调度机构要求的时间并网）或发电机组出现临时故障需要固定出力时；

当发电机组实时发电计划执行偏差率不满足要求时；

当机组处于一次能源约束时。

⑥运行补偿电费分摊

运行补偿费用以运行日为单位，由批发交易用户（含售电公司）以及代理购电用户运行日实际用电量等比例分摊。上述代理购电用户承担的分摊费用纳入代理购电用户购电成本。

6. 启动费用计算

在运行日内，燃煤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。发电机组的实际并网时间在运行日内时，根据相应的启动费用计算该运行日的启动补偿费用。

燃煤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 $\leq$ 停机时间 $\leq$ 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。

若发电机组在运行日内出现一次以上的启动过程，根据每一次启动的实际停机时间信息计算相应的启动费用。因系统运行原因突破最小连续停机时间约束的机组，按照机组申报的启动费用的给定倍数计算启动补偿费用。

发电机组 i 的启动成本费用按照下式计算：

$$R_{\text{启动补偿},i} = k_i \times \sum_{u=1}^U R_{\text{op_cost},i,u} \times \mu_{i,u}$$

$$k_i = \min\{1, \max[(1 - Q_{i,\text{中长期}} / Q_{i,\text{实际}}), 0]\}$$

k_i 表示发电机组 i 在运行日内的补偿系数，按日计算； U 表示发电机组 i 在运行日内纳入运行补偿费用计算的总启动次数； $R_{\text{op_cost},i,u}$ 表示发电机组 i 在运行日内第 u 次启动对应的启动费用； $\mu_{i,u}$ 表示发电机组 i 的启动补偿系数，当发电机组 i 第 u 次启动突破最小连续停机时间时， $\mu_{i,u}$ 取值为 μ_0 （ $\mu_0=1.1$ ），未突破最小连续停机时间时， $\mu_{i,u}$ 取值为 1；当 $Q_{i,\text{实际}}=0$ 时，打折系数 k_i 直接置零。

当燃煤发电机组出现下述情况时，机组在运行日产生的启动费用不纳入启动补偿费用的计算范围：

发电机组申报了运行日的供热计划；

发电机组申报了非系统运行原因调试（试验）计划；

机组上一次停机属于机组在日前电能量市场中标且纳入机组组合，因自身原因发生的临时跳闸停运；

发电机组在运行日由于非系统运行原因必须开机运行。

启动费用以月度为单位，由售电公司（含直接参与批发市场的电力用户）以及代理购电用户按当月用电量比例分摊。上述代理购电用户承担的分摊费用纳入代理购电用户购电成本。

7. 跨省送电省间不平衡电费及省间收益调节电费

若跨省送电日清分临时结果中未将跨省不平衡资金拆分成日前市场不平衡资金和实时市场不平衡资金两个部分，则按照分配给市场化机组（或电厂）对应时段的跨省送电实时电量等比例承担，即：

$$R_{\text{跨省送电不平衡(省间)}i,t} = R_{\text{跨省送电不平衡(省间)},t} \times Q_{\text{跨省实时}i,t} / Q_{\text{跨省实时},t}$$

省间收益调节电费（如有），按照分配给市场化机组（或电厂）的跨省送电实时电量等比例承担。若 $Q_{\text{跨省实时},t}$ 为 0，则按照分配给市场化机组（或电厂）对应时段的跨省中长期合约电量等比例承担。

（二）零售市场结算

零售市场结算方式、燃煤成本零售侧疏导维持现行模式不变。

五、交易结算流程

（一）现货环境下中长期交易

1. 昆明电力交易中心按日滚动组织开展商业结算试运行日的日前电量交易，交割日（D 日）的日（多日）交易应

在不迟于 D 日前 2 个自然日组织完成。日（多日）电量交易可采用双边协商交易、集中竞价交易、连续挂牌交易等方式开展，或选择其中一种交易方式开展。日（多日）交易时间等具体交易事项以昆明电力交易中心发布的信息披露或交易通知为准。

2. D-2 日 14:30 前，市场主体可参加 D 日交易（如 D-2 为节假日则提前到最近的一个工作日），确定 D 日的省内中长期合同小时电量，形成交易量价曲线。

3. D-2 日，广州电力交易中心根据南网总调反馈的安全校核结果，对跨省优先发电计划进行调整，叠加相应的市场化交易电量后，并将省间中长期“网对网”送出侧交易结果发至昆明电力交易中心。

4. D-2 日，云南电网公司提供优先电厂保障西电东送电量和可分配给市场化电厂的西电东送电量。

5. 昆明电力交易中心按照相关规定，对省间中长期“网对网”送出侧交易结果分解至现货交易单元，D-2 日昆明电力交易中心将分解结果报送广州电力交易中心，同时以私有信息向市场主体披露，相关结果作为开展三部制结算依据。

6. 各市场主体 D-2 日确定的跨省中长期合约曲线、省内中长期交易曲线（含电网代购电）作为最终结算依据，在事后结算阶段不作调整。

（二）信息披露

D-1 日 12:00 前，云南中调配合南网总调完成现货市场出清边界条件准备，发送有关信息至电力交易机构，由交易

机构在 12:00 前发布至市场主体。

（三）现货市场日前申报

D-1 日 13:00 前，昆明电力交易中心协助广州电力交易中心组织云南市场主体在交易系统完成日前申报。

（四）现货市场出清

1. D-1 日 20:30 前，云南中调配合南网总调完成现货市场日前出清，形成日前发电调度计划及云南送广东计划等并下发执行，同时将日前出清结果发送交易机构，由交易机构审核通过后发布至市场主体。

2. D 日 T-15 分钟，南网总调基于日前出清的开机组合（SCUC）及最新的电网运行状态、超短期负荷预测、超短期新能源预测的基础上滚动优化 T 时刻起未来 2 小时的机组出力（SCED），形成各发电机组需要实际执行的发电计划、实时节点电价和云南送广东联络线计划等信息，并下发执行。

3. D+1 日，交易机构发布实时交易结果。

（五）市场结算

日清分结算：

1. D+1 工作日 12:00 前，昆明电力交易中心完成日清分档案准备。

2. D+4 工作日 10:00 前，电网企业推送参与电力交易的所有发电企业、电力用户 D 日分时电量。

3. D+4 工作日 17:00 前，广州电力交易中心推送云南送出“网对网”实际分时送电量。

4. D+6 工作日 17:00 前，昆明电力交易中心发布日清分

临时结算结果并推送云南电网公司。市场主体在日清分临时结算结果发布后，对日清分临时结果进行确认，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。

5.M月底前，云南电力市场运营机构向政府主管部门汇报结算试运行预结算情况，并经主管部门同意后开展正式结算。

月结算：

按照中长期模式下交易结算时序开展月度结算。

月度信息披露：

商业结算试运行结束后，市场运营机构及时披露本次调电期间商业结算试运行整体情况。

六、电网企业代理购电及不具备分时计量条件用户处理

本方案中的电网企业代理购电量含电网企业购买市场化电厂电量保障优先用户及一般工商业代理购电部分，下同。

1. 电网企业代理购电交易组织

电网企业按照中长期分时交易规则，通过挂牌方式参与代理购电交易。

2. 电网企业代理购电结算

实际发用电结束后，电网企业的代理购电市场化采购电量结算曲线可按照以下公式计算确定：

$$Q_{\text{电网代购},t} = \max(Q_{\text{市场化电厂},t} - Q_{\text{西电东送},t} - Q_{\text{市场化用户},t}, 0)$$

其中， $Q_{\text{电网代购},t}$ 为 t 时段的电网企业代理购电市场化采购电量， $Q_{\text{市场化电厂},t}$ 为 t 时段全部市场化电厂的上网电量之和，

$Q_{\text{西电东送},t}$ 为 t 时段全部市场化电厂承接的云南省“网对网”西电东送电量之和（由广州电力交易中心提供，包括西电东送框架协议电量和西电东送市场化电量）， $Q_{\text{市场化用户},t}$ 为 t 时段云南省电力市场化用户用电量之和。

商业结算试运行期间，电网企业代理购电参照批发交易用户的结算方式，开展现货三部制结算，在工商业代理购电用户、居民农业等优先用户无法单独分拆用电曲线时，工商业代理购电用户、居民农业等优先用户偏差电费按规则统一结算、按电量比例分摊，其中工商业代理购电用户所对应的偏差电费由工商业代理购电用户直接承担，居民农业等优先用户对应的偏差电费由全体工商业用户分摊。

3. 不具备分时计量条件用户处理

不具备分时计量条件的用户，由电网企业按照典型曲线进行分解，形成用于结算的分时计费电量。电网企业可根据上年统调发电曲线减去西电东送及送境外曲线，再减去可计量的市场化用户曲线，得到典型曲线，在商业结算试运行前由电网企业公布。

七、风险控制

1. 现货市场申报

为降低现货结算试运行风险，避免现货市场产生较大偏差电量，对于日用电量在 100 万千瓦时及以上的电力用户，市场运营机构须及时提醒告知其参与现货结算试运行申报，及时提醒电力用户根据实际用电需求与负荷预测参与现货市场申报。

2. 熔断机制

当出现以下情况，昆明电力交易中心上报云南省能源局和国家能源局云南监管办公室同意后，该日不进行现货商业结算，转为按照现行中长期市场交易规则开展结算。

（1）发生台风、山火、强降雨等极端自然灾害气候或重大电源、电网故障等突发事件严重影响电力供应或电网安全或造成电力市场无法运行。

（2）技术支持系统发生故障无法支撑开展现货结算试运行。

（3）电力市场交易发生恶意串通操作行为严重影响交易结果。

（4）因现货环境下配套实施细则、技术支持系统等问题导致市场主体出现较大范围的巨额盈亏。

（5）云南省能源局和国家能源局云南监管办公室认为需要中止结算试运行的其他情形。

3. 现货结算损益风险防控机制

在现货市场结算试运行初期，为防范现货市场结算试运行期间市场主体的结算风险，保障市场由中长期模式平稳过渡到现货模式，建立现货结算损益风险防控机制，将各批发市场主体（指电厂、售电公司、批发交易用户及电网企业代理购电，下同）结算试运行期间的现货模式结算电费（含三部制、阻塞、分摊及返还等科目（不含计划与不平衡电费）的最终计算结果）与不分时中长期模式（不考虑各项考核费用、分摊分享电费）电费差值控制在 $\pm k\%$ （现货结算损益风

险防控系数)范围内,对超过中长期模式电费 k%的收益部分进行回收,并以此对超过中长期模式电费-k%的损失部分按损失比例进行补偿,若补偿后仍有剩余则由全体批发市场主体分享,现货结算损益风险防控机制以运行日为周期进行计算。具体计算方式为:

(1) 计算批发市场主体回收的现货收益

在用户侧,若 $C_{\text{现货模式电费},i} < C_{\text{中长期模式电费},i} \times (1-k\%)$, 则批发交易用户 i 应回收的现货收益为:

$$C_{\text{现货收益回收},i} = C_{\text{中长期模式电费},i} \times (1-k\%) - C_{\text{现货模式电费},i}$$

式中 $C_{\text{中长期模式电费},i}$ 为批发交易用户 i 按照中长期模式结算的电费, $C_{\text{现货模式电费},i}$ 为批发交易用户 i 按照现货模式结算的电费。

若 $C_{\text{现货模式电费},i} \geq C_{\text{中长期模式电费},i} \times (1-k\%)$, 则批发交易用户 (指批发用户和售电公司,下同) i 回收的现货收益为:

$$C_{\text{现货收益回收},i} = 0$$

在电厂侧,若 $R_{\text{现货模式电费},j} \geq R_{\text{中长期模式电费},j} \times (1+k\%)$, 则电厂 j 应回收的现货收益为:

$$R_{\text{现货收益回收},j} = R_{\text{现货模式电费},j} - R_{\text{中长期模式电费},j} \times (1+k\%)$$

式中 $R_{\text{中长期模式电费},j}$ 为电厂 j 按照中长期模式结算的电费, $R_{\text{现货模式电费},j}$ 为电厂 j 按照现货模式结算的电费。

若 $R_{\text{现货模式电费},j} \leq R_{\text{中长期模式电费},j} \times (1+k\%)$, 则电厂 j 回收的现货收益为:

$$R_{\text{现货收益回收},j} = 0$$

全部批发市场主体的现货收益回收之和为:

$$F_{\text{现货收益回收,sum}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{用户}}} C_{\text{现货收益回收},i} + \sum_{j=1}^{N_{\text{电厂}}} R_{\text{现货收益回收},j}$$

其中， $N_{\text{用户}}$ 为批发交易用户总数， $N_{\text{电厂}}$ 为电厂总数。

(2) 计算批发市场主体的实际补偿现货损失

在用户侧，若 $C_{\text{现货模式电费},i} > C_{\text{中长期模式电费},i} \times (1+k\%)$ ，则计算批发交易用户 i 的应补偿现货损失为：

$$C_{\text{现货损失应补偿},i} = C_{\text{现货模式电费},i} - C_{\text{中长期模式电费},i} \times (1+k\%)$$

若 $C_{\text{现货模式电费},i} \leq C_{\text{中长期模式电费},i} \times (1+k\%)$ ，则计算批发交易用户 i 的应补偿现货损失为：

$$C_{\text{现货损失应补偿},i} = 0$$

在电厂侧，若 $R_{\text{现货模式电费},j} < R_{\text{中长期模式电费},j} \times (1-k\%)$ ，则计算电厂 j 的应补偿现货损失为：

$$R_{\text{现货损失应补偿},j} = R_{\text{中长期模式电费},j} \times (1-k\%) - R_{\text{现货模式电费},j}$$

若 $R_{\text{现货模式电费},j} \geq R_{\text{中长期模式电费},j} \times (1-k\%)$ ，则计算电厂 j 的应补偿现货损失为：

$$R_{\text{现货损失实际补偿},j} = 0$$

全部批发市场主体的现货损失应补偿费用之和为：

$$F_{\text{现货损失应补偿,sum}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{用户}}} C_{\text{现货损失应补偿},i} + \sum_{j=1}^{N_{\text{电厂}}} R_{\text{现货损失应补偿},j}$$

批发交易用户 i 的实际补偿现货损失为：

$$C_{\text{现货损失实际补偿},i} = C_{\text{现货损失应补偿},i} \times \min\left(\frac{F_{\text{现货收益回收,sum}}}{F_{\text{现货损失应补偿,sum}}}, 1\right)$$

电厂 j 的实际补偿现货损失为：

$$R_{\text{现货损失实际补偿},j} = R_{\text{现货损失应补偿},j} \times \min\left(\frac{F_{\text{现货收益回收,sum}}}{F_{\text{现货损失应补偿,sum}}}, 1\right)$$

(3) 计算批发市场主体 i 的剩余收益分享费用

批发交易用户 i 的剩余收益分享费用为：

$$C_{\text{现货剩余收益分享},i} = \max(F_{\text{现货收益回收,sum}} - F_{\text{现货损失应补偿,sum}}, 0) \times \frac{Q_{\text{实际用电量},i}}{\sum_{i=1}^{N_{\text{用户}}} Q_{\text{实际用电量},i} + \sum_{i=j}^{N_{\text{电厂}}} Q_{\text{实际上网电量},j}}$$

电厂 j 的剩余收益分享费用为：

$$R_{\text{现货剩余收益分享},j} = \max(F_{\text{现货收益回收,sum}} - F_{\text{现货损失应补偿,sum}}, 0) \times \frac{Q_{\text{实际上网电量},j}}{\sum_{i=1}^{N_{\text{用户}}} Q_{\text{实际用电量},i} + \sum_{i=j}^{N_{\text{电厂}}} Q_{\text{实际上网电量},j}}$$

其中， $Q_{\text{实际用电量},i}$ 为批发交易用户 i 结算试运行期间的实际用电量，售电公司的 $Q_{\text{实际用电量},i}$ 为其代理的所有零售用户结算试运行期间实际用电量之和。 $Q_{\text{实际上网电量},j}$ 为电厂 j 结算试运行期间的实际上网电量。

(4) 计算批发市场主体的实际结算电费

批发交易用户 i 的实际结算电费为：

$$C_{\text{实际结算电费},i} = C_{\text{现货模式结算电费},i} + C_{\text{现货收益回收},i} - C_{\text{现货损失实际补偿},i} - C_{\text{现货剩余收益分享},i}$$

电厂 j 的实际结算电费为：

$$R_{\text{实际结算电费},j} = R_{\text{现货模式结算电费},j} - R_{\text{现货收益回收},j} + R_{\text{现货损失实际补偿},j} + R_{\text{现货剩余收益分享},j}$$

八、其他

本方案内容与南方区域结算试运行方案不符的，以南方区域结算试运行方案为准。

附录：结算试运行参数取值

现货市场日结算试运行参数取值：

序号	参数名	参数取值
1	电能量申报价格上限	710 元/MWh
2	电能量申报价格下限	0 元/MWh
3	市场出清价格上限	800 元/MWh
4	市场出清价格下限	0 元/MWh
6	用户侧日前市场申报电量允许偏差比例 λ_0	0.1
8	中长期交易偏差考核成交比例 $u\%$	95%
9	中长期交易偏差考核允许偏差 $v\%$	5%
10	中长期偏差调整系数 h	1
11	褐煤发电机组 i 的核定平均发电成本价格 $C_{\text{核定成本},i}$ （单值）	取当月中长期交易的 $Pd_{\text{褐煤}}$
12	烟煤无烟煤发电机组 i 的核定平均发电成本价格 $C_{\text{核定成本},i}$ （单值）	取当月中长期交易的 $Pd_{\text{烟煤无烟煤}}$
13	现货结算损益风险防控系数 $k\%$	5%

备注：其他参数按照区域执行；附录参数与南方区域结算试运行方案不符的，按照南方区域结算试运行方案执行。