

南方区域电力市场云南电力现货市场

2024 年第四季度现货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 年第四季度现货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。

云南电力现货市场 2024 年第四季度结算试运行具体时间安排，根据南方区域第四季度现货结算试运行安排确定。

（二）参与主体

结算试运行市场主体参与范围：参与市场化交易的发电企业、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。配建新型储能与所属经营主体视为一体参与；独立新型储能项目根据发用电特性，可作为发电企业或电力用户参与。

（三）交易品种

中长期市场包括交易周期为日的双边协商交易、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。

（四）交易参数

本次结算试运行期间，未明确的电力市场试运行相关参数按照《南方区域电力市场 2024 年四季度结算试运行实施方案》执行。

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，扣减电网企业提供的优先电厂保障西电东送电量，得到可分配市场化电厂的省间中长期计划曲线，再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。

为与目前中长期模式保持衔接,月度实际发用电结束后,昆明电力交易中心按照云南省优先发用电计划文件及分时段交易结算衔接相关文件要求,以月度为周期对全月的西电东送电量进行事后分配,形成月分日的西电东送事后分配电量。其中,在现货结算试运行日期间,该日的西电东送事后分配电量不作为交易及结算依据;在当月的剩余日期间,该日的西电东送事后分配电量则作为月度的结算依据。

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交易,日交易不进行调度校核,市场主体在 D-2 日参加 D 日的日分时电量交易、在 D-1 日参加 D 日的日合约双边转让交易。日合约转让交易在发电企业之间(现货结算试运行初期,不同煤种属性的燃煤电厂之间、清洁能源电厂合约转让至燃煤电厂暂不开展,待条件成熟后组织开展)、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)。日合约转让交易中,当燃煤

电厂为合约出让方，清洁能源电厂为合约受让方时，日合约转让交易的分时交易价格锚定 D 日的清洁能源市场上调服务基准价 $P_{0t_{\text{清洁}}}$ 。其中现货市场运行初期西电东送电量、绿电交易合约电量暂不参与 D 日日合约转让交易，待条件成熟后组织开展。

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，若出现分摊比例为负时取 0，用以开展中长期分时结算和分时损益控制。

开展现货运行月份，继续按中长期分时结算模式和不分时结算模式开展全月的电力用户未成交煤电电量事后调整，若出现燃煤事后分摊比例为负时取 0。

现货结算试运行日区间，为确保《云南省燃煤发电市场化改革实施方案（试行）》（云发改价格〔2022〕1354 号）有效执行，批发交易用户（含售电公司、电网企业代理购电）在时段上的中长期少购和超购燃煤电量、燃煤电厂在时段上的中长期少发电量，以中长期燃煤市场和清洁能源市场价差进行燃煤费用调整。其中，现货结算试运行区间开展燃煤事后费用调整原则如下：

月度发用电结束后，高耗能批发交易用户（含售电公司、

电网企业代理购电)在结算试运行日时段 t 的超购或少购燃煤电量按照 $(P_{dt \text{ 烟煤无烟煤}} - P_{dt \text{ 清洁}})$ 调整费用,非高耗能批发交易用户(含售电公司、电网企业代理购电)在结算试运行日时段 t 的超购或少购燃煤电量按照 $(P_{dt \text{ 褐煤}} - P_{dt \text{ 清洁}})$ 调整费用,调整电费纳入其批发购电成本(售电公司按照代理高耗能用户和非高耗能用户分别开展);

月度发用电结束后,烟煤无烟煤电厂时段 t 省内合约存在的少发电量按照 $(P_{dt \text{ 烟煤无烟煤}} - P_{dt \text{ 清洁}})$ 调整电费、烟煤无烟煤电厂时段 t 转让至清洁能源电厂的合约电量按照 $(P_{dt \text{ 烟煤无烟煤}} - P_{0t \text{ 清洁}})$ 调整电费;褐煤电厂时段 t 省内合约存在少发电量按照 $(P_{dt \text{ 褐煤}} - P_{dt \text{ 清洁}})$ 调整电费、褐煤电厂时段 t 转让至清洁能源电厂的合约电量按照 $(P_{dt \text{ 褐煤}} - P_{0t \text{ 清洁}})$ 调整电费,其中燃煤电厂省内合约少发电量= $\min(\max(\text{上网电量}-\text{电厂承接西电计划电量}, 0)-\text{省内中长期合约电量}, 0)$,电厂承接西电计划电量取 D-2 日分配的西电计划电量。同时燃煤电厂继续按照下文明确的运行补偿机制执行。

燃煤事后调整电费以单个运行日为单位,归集该运行日各时段高耗能批发交易用户(含售电公司、电网企业代理购电)、烟煤无烟煤电厂侧燃煤调整费用合计后,本次优先用于补偿该运行日烟煤无烟煤电厂的运行补偿电费,剩余部分由该运行日烟煤无烟煤电厂省内合约存在的超发电量(若无超发电量则取上网电量)进行等比例分摊或分享,其中烟煤无烟煤电厂省内合约存在的超发电量= $\max(\max(\text{上网电量}-\text{电厂承接西电计划电量}, 0)-\text{省内中长期合约电量}, 0)$,

电厂承接西电计划电量取 D-2 日分配的西电计划电量；归集该运行日各时段的非高耗能批发交易用户（含售电公司、电网企业代理购电）、褐煤电厂侧燃煤调整费用合计后，本次优先用于补偿该运行日褐煤电厂的运行补偿电费，剩余部分由该运行日褐煤电厂超发电量（若无超发电量则取上网电量）进行等比例分摊或分享。

三、现货交易组织

按照日前申报、日前和实时出清及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“网对网”西电东送 t 小时的所有市场化机组日前出清电量之和； $Q_{t, \text{西电东送}}$ 为具有“网对网”西电东送电量（含跨省优先发电计划）的全部市场化机组（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）的市场化机组（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，

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

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

0)；

$Q_{t, \text{西电东送实时}}$ 为“网对网”西电东送 t 小时的所有市场化机组实时出清电量之和； $Q_{t, \text{西电东送}}$ 为具有“网对网”西电东送电量（含跨省优先发电计划）的全部市场化机组（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）的市场化机组（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

中长期合约阻塞电费的计算按照现货环境下的云南电

力市场结算实施细则（试运行 1.0 版）中明确的方式执行，省内中长期合约阻塞电费计算汇总后，由直接参与交易的市场机组按试运行期间的省内中长期合约电量等比例分摊（分享）；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

分摊及返还电费计算中长期交易偏差收益回收（若现货结算试运行按自然月开展，以结算试运行区间内全部结算运行日为周期计算；若现货结算试运行周期跨自然月，则以单个自然月内所有试运行日为周期分别计算）、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、启动费用及发电侧考核费用等科目。

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由批发市场用户侧主体进行分摊分享。

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。

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

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

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

运行补偿电费按照南方区域电力市场现货电能量交易实施细则相关规定计算。运行补偿费用本次以运行日为单位，按照上文“燃煤市场与现货市场衔接”小节中明确的处理方式，由对应燃煤市场事后调整费用进行补偿。

6. 启动费用计算

启动费用按照南方区域电力市场现货电能量交易实施细则和云南电力市场现货电能量交易实施细则相关规定计算。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。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. 发电侧考核费用

根据南方区域电力市场现货电能量交易实施细则（V2.0 版）明确的原则开展机组考核，并进行限高、限低、新能源现货市场考核模拟结算，不纳入正式电费结算。

8. 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中长期模式不变。其中开展零售侧疏导时，售电公司继续按照中长期分时交易模式开展的月度自主成交和事后分配确定的燃煤电量和电价开展分摊电价计算和燃煤成本费用疏导。

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分时电量交易，交割日（D 日）的日分时电量交易在 D 日前 2 个自然日组织完成。日分时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。日分时电量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，市场主体可参加 D 日分时电量交易，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。

34. D-2 日，昆明电力交易中心将省间中长期“网对网”

送出侧交易结果发至云南电网公司，云南电网公司按规则（详见附件）计算并提供优先电厂保障西电东送电量，昆明电力交易中心据此计算可分配给市场化电厂的西电东送电量。

4. D-1 日，市场主体可参加 D 日的日合约转让交易。

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-1 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-1 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

信息披露相关内容及时间要求按照《南方区域电力市场信息披露实施细则（试行 V3.0）》以及南方区域电力现货市场结算试运行实施方案执行。

（三）现货市场日前申报

D-1 日 12:30 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

现货市场出清相关要求按照南方区域电力现货市场结算试运行实施方案执行。

（五）市场结算

日清分结算：

1. D+1 自然日内，昆明电力交易中心完成日清分档案准备。

2. D+4 自然日内，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 自然日内，广州电力交易中心推送跨省跨区日清分临时结果（如遇周末、法定节假日，相关日清分临时结果顺延至节后第一个工作日集中发布）。

4. 广州电力交易中心推送跨省跨区日清分临时结果后的 2 个自然日内，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。

月结算：

云南电力市场运营机构，按照中长期模式下交易结算时序开展月度结算，并向国家能源局派出机构和政府主管部门汇报结算试运行结算情况。

若结算试运行期间出现特殊情况的，市场运营机构须向国家能源局派出机构和政府主管部门进行汇报，并根据相关部门明确的方式处理执行。

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

当出现对于影响电力系统运行和现货市场运行的异常情形，可视异常持续时长由电力调度机构发起，经报总调同意后触发现货市场熔断并发布公告，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）日前市场环节预计 23:00 以前无法完成出清，或实时市场持续 120 分钟及以上无法完成出清。

（2）发生因自然灾害等不可抗力因素导致网络拓扑发生重大变化。

（3）云南省发展和改革委员会、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。若现货结算试运行以整个自然月为周期开展，现货结算损益风险防控机制在月度发用电结束后，以整个结算试运行区间内全部结算运行日为周期进行计算；若现货结算试运行周期跨自然月开展，现货结算损益风险防控机制在各自然月月度发用电结束后，以单个自然月内所有试运行日为周期，分周期分段汇总进行计算。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、中长期合约阻塞分摊分享电费、事后燃煤调整和剩余分摊分享电费，分摊及返还，其中分摊及返还不含计划与市场不平衡电费、运行补偿电费、启动费用）的最终计算结果与不分时中长期模式（含合约电费、偏差电费、事后燃煤调整电费（仅批发市场的用户侧考虑此项），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，并以此对各批发市场主体超过其中长期模式电费 $-k\%$ 的损失部分，按照其应补偿损失部分占市场所有应补偿损失之和的比例进行补偿，若补偿后仍有剩余则由全体批发市场主体分享，具体计算方式为：

对任一批发市场主体 x ，现货结算应回收或理论需补偿的电费计算为：

$$\Delta C_x = \max\{|C_{\text{现货模式电费}} - C_{\text{中长期模式电费}}| - |C_{\text{中长期模式电费}}| \times k\%, 0\}$$

式中 $C_{\text{中长期模式电费}}$ 为市场主体按照中长期模式结算的电费，
 $C_{\text{现货模式电费}}$ 为市场主体按照现货模式结算的电费。

(1) 计算批发市场主体回收的现货收益

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

$$C_{\text{现货收益回收},i} = \Delta C_i$$

若 $C_{\text{现货模式电费},i} \geq C_{\text{中长期模式电费},i}$ ，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 $R_{\text{现货模式电费},j} > R_{\text{中长期模式电费},j}$ ，则电厂 j 应回收的现货收益为：

$$R_{\text{现货收益回收},j} = \Delta C_j$$

若 $R_{\text{现货模式电费},j} \leq R_{\text{中长期模式电费},j}$ ，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 $C_{\text{现货模式电费},i} > C_{\text{中长期模式电费},i}$ ，则计算批发交易用户 i 的理论应补偿现货损失为：

$$C_{\text{现货损失应补偿},i} = \Delta C_i$$

若 $C_{\text{现货模式电费},i} \leq C_{\text{中长期模式电费},i}$ ，则计算批发交易用户 i 的理论应补偿现货损失为：

$$C_{\text{现货损失应补偿},i} = 0$$

在电厂侧，若 $R_{\text{现货模式电费},i} < R_{\text{中长期模式电费},i}$ ，则计算电厂 j 的理论应补偿现货损失为：

$$R_{\text{现货损失应补偿},j} = \Delta C_j$$

若 $R_{\text{现货模式电费},j} \geq R_{\text{中长期模式电费},j}$ ，则计算电厂 j 的理论应补偿现货损失为：

$$R_{\text{现货损失实际补偿},j} = 0$$

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：

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

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

本方案内容若存在未尽事宜的，以南方区域结算试运行方案为准。

附件：代理购电日前申报机制及优先承接西电东送测算

一、日前申报机制

代理购电在日前市场按照运行日预测需市场化采购电量曲线进行全电量日前申报。

$$Q_{\text{电网代购日前申报},t} = \max(Q_{\text{代理购电工商业用电量},t} + Q_{\text{优先用电},t} - Q_{\text{优先发电},t} - Q_{\text{调试期电量},t}, 0)$$

其中， $Q_{\text{电网代购日前申报},t}$ 为t时段的电网企业代理购电日前市场申报电量， $Q_{\text{代理购电工商业用电量},t}$ 为t时段代理购电工商业预测用电量， $Q_{\text{优先用电},t}$ 为t时段优先用户预测用电量， $Q_{\text{优先发电},t}$ 为t时段优先电厂预测上网电量， $Q_{\text{调试期电量},t}$ 为t时段发电机组和独立新型储能调试运行期上网电量，预测的时段电量参考典型曲线分解月度预测电量、历史电量等方法综合测算。

二、优先承接西电东送电量确定

事前预测优先承接西电东送电量根据“网对网”西电东送电量、优先发用电量、代理购电工商业用电量进行测算。

$$Q_{\text{优先电厂承接西电东送}} = \min \left[\max(Q_{\text{优先发电}} + Q_{\text{调试期电量}} - Q_{\text{优先用电}} - Q_{\text{代理购电工商业用电量}}, 0), Q_{\text{西电东送}} \right]$$

其中， $Q_{\text{优先电厂承接西电东送}}$ 为优先电厂承接西电东送电量。优先电厂承接西电东送曲线与“网对网”送出侧计划曲线保持一致。优先发电承担西电日前与实时电量暂按照优先承接西电东送的中长期合约曲线确定，有最新要求的按最新要求执行。

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	688 元/MWh
2	电能量申报价格下限	0 元/MWh
3	市场出清价格上限	1032 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 $P_{d \text{ 褐煤}}$ （日清分临时结算时暂取褐煤月度市场交易均价，月度正式结算时采用 $P_{d \text{ 褐煤}}$ ）
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 $P_{d \text{ 烟煤无烟煤}}$ （日清分临时结算时暂取烟煤无烟煤月度市场交易均价，月度正式结算时采用 $P_{d \text{ 烟煤无烟煤}}$ ）
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。