

云南电力市场结算实施细则

(报审稿)

1. 总则

1.1. 制定目的

为指导云南电力现货市场结算工作,提高结算服务水平,构建规范、高效、透明的结算机制,保障中长期电能量交易与现货市场交易的有序衔接,依据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)及其配套文件、《国家发展改革委 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)、《电力中长期交易基本规则》(发改能源规〔2020〕889号)、《电力现货市场基本规则(试行)》(发改能源规〔2023〕1217号)、《电力市场运行基本规则》(发展改革委令2024年第20号)、《电力市场注册基本规则》(国能发监管规〔2024〕76号)、《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》(发改能源〔2024〕1123号)、《国家发展改革委国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》(发改体改规〔2021〕1595号)、《云南省进一步深化电力体制改革试点方案》(云发〔2016〕10号)、《南方区域电力市场运营规则》、《南方区域电力市场结算实施规则》和有关法律、法规、规定,结合云南电力市场建设经验和电力系统运行实际,制定本实施细则。

1.2. 适用范围

本细则适用于云南电力批发市场电能量交易结算，包括现货市场环境下的批发市场电能量交易结算及非现货市场环境下的批发市场电能量交易。涉及电力零售市场、需求响应和绿色电力交易等的交易结算，按照相关规定执行。云南燃煤市场的非现货期间的结算按照省内燃煤市场相关政策方案执行，现货期间的结算有最新要求的，从其规定执行。负荷聚合商、储能企业、虚拟电厂等同时存在发用电特性的新型主体，可根据其自身的购售电需求作为用电侧或发电侧参与省内电力市场的结算，相关要求可参照本细则执行。若省内有最新要求的，从其规定。

除特殊明确外，本细则所指交易中心（交易机构）均为昆明电力交易中心，电网企业均为云南电网公司，调度机构均为云南电力调度控制中心。

2. 市场结算主要权责

2.1. 发电企业主要权责

2.1.1. 按照规则参与市场交易，签订和履行交易合同，按规定完成电费结算、支付交易服务费等。

2.1.2. 现货结算期间在临时结算结果公示后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

2.1.3. 法律法规、政府部门规定的其他职责。

2.2. 售电公司主要权责

2.2.1. 按照市场规则参与市场交易，履行交易合同、与电网企业签订的结算合同，向电网企业支付或收取电费，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。

2.2.2. 按规定完成电费结算、支付交易服务费等。与电网企业签订零售结算协议的售电公司,与电网企业开展批零差额电费收付。

2.2.3. 按规定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、价格等信息,与用户签订零售合同,并履行合同规定的各项义务。现货结算期间在临时结算结果公示后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

2.2.4. 法律法规、政府部门规定的其他职责。

2.3. 市场用户主要权责

2.3.1. 按照规则参与市场交易,签订和履行交易合同,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。

2.3.2. 获取相关方履行合同的信息、资料及计量数据。

2.3.3. 按规定及时足额缴纳电能量电费、输配电费和政府性基金及附加、交易服务费等费用。

2.3.4. 现货结算期间在临时结算结果公示后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

2.3.5. 法律法规、政府部门规定的其他职责。

2.4. 电网企业主要权责

2.4.1. 提供输配电服务,无歧视向发用电等经营主体提供报装、计量、抄表、维修、收费等各类电网服务,按规定收取输配电费等。

2.4.2. 负责向电力交易机构提供每天24小时市场化机

组（或电厂）上网电量、历史上网电量、上网电价、市场用户每天 24 小时实际用电量和近三年历史用电量等结算准备数据。

2.4.3. 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，出具经营主体的电费账单，负责经营主体的电费结算及收付，承担电力用户侧欠费风险，及时向电力交易机构反馈市场电费缴付情况。

2.4.4. 法律法规、政府部门规定的其他职责。

2.5. 昆明电力交易中心主要权责

2.5.1. 参与拟定或根据授权拟定云南省电力市场结算细则，拟定市场结算操作性规范、指引等结算业务管理制度。

2.5.2. 负责按照本细则向经营主体出具电力市场结算依据。

2.5.3. 负责电力市场电能量电费计算，发布临时结算结果。

2.5.4. 负责计算运行补偿费用，启动补偿费用，负责将发电侧考核费用分摊到市场主体，列入结算依据。

2.5.5. 披露电力市场年度、月度、日结算电量电费等信息。

2.5.6. 建设和运维交易平台，负责结算功能开发、算法维护等工作。

2.5.7. 组织协调云南省内交易结算问题。

2.5.8. 参与协调跨区跨省交易结算问题。

2.5.9. 法律法规、政府部门规定的其他职责。

2.6. 云南电力调度控制中心主要权责

2.6.1. 负责配合区域市场运营机构向昆明电力交易中心提供日前及实时市场出清电量及出清价格、运行补偿费用和启动费用等结算所需基础数据，负责计算和提供发电侧考核费用。

2.6.2. 配合昆明电力交易中心开展省内市场化结算，参与协调省内市场交易结算问题。

2.6.3. 法律法规、政府部门规定的其他职责。

3. 现货市场环境下结算原则

3.1. 结算周期

3.1.1. 云南电力批发市场原则上采用“日清月结”的结算模式，电费计算周期为日，以小时为基本计算时段，出具日清分临时结算结果，以月度为周期出具结算依据，开展电费结算，根据需要开展退补清算。

3.2. 结算模式

3.2.1. 批发市场三部制电费采用国家电力现货市场基本规则第八十四条明确的方式二计算：中长期合同电量按中长期合同价格结算，并结算所在节点/分区与中长期结算参考点的现货价格差值，实际电量与中长期合同电量的偏差按现货市场价格结算。市场初期，省内中长期合约结算参考点为用户侧日前统一结算点。

3.2.2. 直接参与市场的电力用户、售电公司、代理购电用户等应平等参与现货交易，公平承担责任义务；推动代理购电用户、居民和农业用户的偏差电量分开核算，代理购

电用户偏差电量按照现货价格结算，为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益（含偏差电费），由全体工商业用户分摊或分享。

3.2.3. 按照经营主体“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”的原则，分科目对机组运行补偿电费、机组返还电费、市场不平衡资金等电费项独立记录，明确分摊（返还）方式。

3.2.4. 电力用户因销户、过户等触发非周期计费时，电网企业将按照代购电价的 1.2 倍进行预结算，待昆明电力交易中心发布月度正式结算依据后开展结算。

3.3. 结算价格

3.3.1. 发电侧现货市场结算电价为机组所在物理节点的节点电价，用户侧现货市场结算电价采用统一结算点电价进行结算，发、用电两侧每小时的节点电价等于该时段内每 15 分钟节点电价的算术平均值。

3.3.2. 市场化交易形成的价格包含了脱硫、脱销、除尘及超低排放电价，不再另行结算。

3.4. 结算依据管理

3.4.1. 结算依据内容

云南电力市场结算依据应包括以下内容：

- （1）实际结算电量；
- （2）各类中长期交易合同结算电量、电价和电费；
- （3）偏差电量、电价和电费；
- （4）分摊、返还、不平衡资金、环境溢价电费等；

3.4.2. 结算信息发布

结算依据明细按特定信息向经营主体发布，结算概况作为公开信息发布。

3.4.3. 结算单位

云南电力市场结算单位。其中：

- (1) 电量单位为兆瓦时，保留三位小数；
- (2) 电价单位为元/兆瓦时，保留两位小数；
- (3) 电费单位为元，保留两位小数。

4. 现货市场环境下结算流程

4.1. 结算数据准备

4.1.1. 中长期交易电量在现货日前市场开市前进行分解确认。具体包括：年度、月度、周、多日等为周期的中长期交易价格和分时电量，分时电量以 1 小时为时间间隔。

4.1.2. D-1 日获取 D 日的日前市场交易结果，运行日后 1 个自然日（D+1 日）获取 D 日实时市场交易结果。具体包括但不限于：发电侧的所有节点日前、实时市场出清上网电量、出清价格，用户侧各节点的出清价格，以 15 分钟为时间间隔；日前机组组合安排；必开、热电联产等特殊机组标签；启停及机组返还电费相关数据等。

4.1.3. 交易平台在获取运行日（D 日）的日前市场及实时市场出清数据后，计算形成日前市场和实时市场发用电两侧分时结算电价。

4.1.4. 南网总调和广州电力交易中心未直接提供现货出清电量和价格的电厂，可按以下方式处理：由云南电力调度控制中心按照交易单元向昆明电力交易中心提供日前发

电计划作为电厂的日前出清电量（其中，一个调度单元对应多个交易单元的，由电厂自行确定分解比例、调度机构按照其装机容量比例进行分配或平均分配至各交易单元），由云南电力调度控制中心向昆明电力交易中心提供电厂 220kV 母线挂接关系（其中，电厂检修期间按照其检修前的状态提供挂接关系），南网总调通过广州电力交易中心提供 220kV 母线节点现货出清价格，昆明电力交易中心通过挂接关系匹配得到电厂的现货出清价格（其中，一个交易单元挂接至多条母线的，取多条母线现货出清价格的算术平均值）。

4.1.5. 运行日后 2 个自然日内，电网企业以机组（或电厂）和计量点为最小单位，采集全部市场购电用户、机组（或电厂）的分时表码；运行日后 3 个自然日，电网企业以机组（或电厂）和计量点为最小单位，将运行日的市场化发电企业、市场购电用户每小时电量数据推送给交易平台，包括机组（或电厂）分时电量和用户计量点分时电量。

4.1.6. 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。

4.1.7. 发电企业分时电量提供的单位与《南方区域电力市场运行规则》对发电侧并网主体交易单元规定一致。

4.1.8. 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，拟合办法详见附件。

4.1.9. 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：

$$Q_{\text{代理购电市场化清洁},t} = \max[Q_{\text{市场化电厂},t} - (Q_{\text{市场化用户},t} + Q_{\text{西电协议},t} + Q_{\text{西电市场化},t} + Q_{\text{代理购电燃煤},t}), 0]$$

其中 $Q_{\text{市场化电厂},t}$ 为 t 时段市场化电厂总上网电量， $Q_{\text{市场化用户},t}$ 为 t 时段市场化用户总用电量， $Q_{\text{西电协议},t}$ 为 t 时段“网对网”西电东送协议实际送电量， $Q_{\text{西电市场化},t}$ 为 t 时段“网对网”西电东送市场化实际送电量， $Q_{\text{代理购电燃煤},t}$ 为 t 时段电网代理购电实际应采购的燃煤电量。

4.2. 日清分

4.2.1. 经营主体日清分数据准备完成后，交易中心在 2 个工作日内，生成经营主体日清分临时结果并向经营主体发布。

4.2.2. 经营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。

4.2.3. 交易中心根据反馈意见，对需调整的日清分临时结果进行重算。

4.3. 月结算

4.3.1. 电网企业每月 8 个自然日（M+8）内完成上月修正电量推送，每月 8 个自然日（M+8）内完成代购电量的推送。

4.3.2. 经营主体月结算数据准备完成后，交易中心在 5 个工作日内，出具经营主体上月月结算正式临时结果，并发布给经营主体和电网企业。

4.3.3. 电网企业和经营主体收到交易中心结算依据后，按合同约定开展电费结算。

4.3.4. 在日清分、月结算结果确认过程中，交易中心负责对经营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。

5. 现货市场环境下的批发市场结算

5.1. 用户侧结算

5.1.1. 用户侧统一结算点电价

用户侧日前统一结算点电价按照下式计算（采用用户侧日前统一结算点价格作为电厂的日前出清价格的电厂，其中标电量不纳入计算）：

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

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 小时的全部市场化机组（电厂）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。

用户侧实时统一结算点电价按照下式计算（采用用户侧实时统一结算点价格作为电厂的实时出清价格的电厂，其中标电量不纳入计算）：

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

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,

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

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

0);

$Q_{t, \text{西电东送实时}}$ 为“网对网”西电东送 t 小时的全部市场化机组（电厂）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。

5.1.2. 用户侧电能量电费结算

用户侧（售电公司和批发用户）电能量电费支出包含中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、分摊电费、返还电费等。计算公式如下：

$$C_{\text{支出}} = C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{分摊}} + C_{\text{返还}}$$

其中：

$C_{\text{支出}}$ 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；

$C_{\text{日前}}$ 为用户侧日前市场偏差电能量电费；

$C_{\text{实时}}$ 为用户侧实时市场偏差电能量电费；

$C_{\text{分摊}}$ 为用户的分摊电费，具体见第 6 章；

$C_{\text{返还}}$ 为用户的返还电费，具体见第 6 章。

5.1.3. 中长期合约全电量结算

用户侧中长期合约以小时为周期开展全电量结算，按照中长期净合约分时电量、中长期净合约分时价格（净合约综合价）计算中长期电能量电费。公式为：

$$C_{\text{中长期合约}} = \sum Q_{\text{中长期净合约},t} \times P_{\text{中长期净合约},t}$$

其中：

$C_{\text{中长期合约}}$ 为用户中长期电能量电费；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为用户 T 时段中长期净合约电量；

$P_{\text{中长期净合约},t}$ 为用户 T 时段中长期净合约综合价格。

5.1.4. 日前市场偏差结算

市场起步初期，日前市场出清采用发电侧单边报价模式，批发市场用户根据日前市场申报的分时电量（双边报价模式下为用户日前市场所出清的 T 时段电量）与中长期合约电量之间的差额，以日前市场统一结算点电价计算偏差电费。公式为：

$$C_{\text{日前}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期净合约},t}) \times P_{\text{日前统一},t}]$$

其中：

$C_{\text{日前}}$ 为用户日前市场偏差电能量电费支出；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户日前市场所申报的 T 时段需求电量（双边报价模式下，为用户日前市场所出清的 T 时段电量），已扣减

该时段需求侧响应中标容量折算的电量；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为用户 T 时段中长期净合约电量；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为用户日前市场 T 时段统一结算点电价。

5.1.5. 实时市场偏差结算

用户侧根据用户实际分时用电量与日前市场申报的分时电量之间的差额，以及实时市场统一结算点电价计算偏差电费。公式为：

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

其中：

$C_{\text{实时}}$ 为用户实时市场偏差电能量电费支出；

$Q_{\text{实时},t}$ 为用户实时市场 T 时段实际用电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户日前市场申报的 T 时段需求电量；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为用户实时市场 T 时段统一结算点电价。

5.2. 发电侧结算

5.2.1. 批发市场电费总收入

市场机组（或电厂）市场化电费总收入包含中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、跨省中长期合约阻塞电费、运行补偿电费、返还及考核电费、省间分摊或返还电费。计算公式如下：

$$R_{\text{收入}} = R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{跨省中长期合约阻塞}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{返还及考核}} + R_{\text{省间分摊或返还}}$$

其中：

$R_{\text{收入}}$ 为市场机组（或电厂）电费收入；

$R_{\text{中长期合约}}$ 为机组（或电厂）中长期合约电能量电费收入，

其中中长期合约包括省内中长期合约和跨省中长期合约；

$R_{\text{日前}}$ 为机组（或电厂）日前市场偏差电能量电费收入；

$R_{\text{实时}}$ 为机组（或电厂）实时市场偏差电能量电费收入；

$R_{\text{跨省中长期合约阻塞}}$ 为机组（或电厂）跨省中长期合约阻塞电费；

$R_{\text{补偿}}$ 为机组运行补偿等电费，具体见第 6 章；

$R_{\text{返还及考核}}$ 为机组日内临时非计划停运偏差费用返还、发电侧中长期交易偏差收益回收、不平衡资金等，具体见 6 章。

$R_{\text{省间分摊或返还}}$ 为承担跨省送电的机组（或电厂）的省间交易分摊或返还电费，包括：广州电力交易中心出具的跨区跨省不平衡结算资金和昆明电力交易中心出具的跨区跨省送电省内不平衡结算资金，具体见 6 章。

5.2.2. 中长期合约电费结算

发电侧按照机组（或电厂）中长期净合约分时电量、中长期净合约分时价格（净合约综合价）计算中长期合约电费。计算公式为：

$$R_{\text{中长期合约}} = \sum Q_{\text{中长期净合约},t} \times P_{\text{中长期净合约},t} + \sum [Q_{\text{省内中长期净合约},t} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{日前统一},t})]$$

其中：

$R_{\text{中长期合约}}$ 为机组（或电厂）中长期合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为机组（或电厂）T 时段中长期净合约电量，包含省内中长期合约和跨省中长期合约，电网企业代理购电纳入省内中长期合约结算；

$P_{\text{中长期净合约},t}$ 为机组（或电厂）T 时段中长期净合约综合价格。

$Q_{\text{省内中长期净合约},t}$ 为机组（或电厂）T 时段省内中长期净合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场机组（或电厂）所在节点的 T 时段结算电价；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为日前市场 T 时段统一结算点电价。

5.2.3. 日前市场偏差结算

机组（或电厂）根据日前市场出清电量与中长期合约电量之间的差额，以日前市场节点电价计算偏差电费。计算公式为：

$$R_{\text{日前}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期净合约},t}) \times P_{\text{日前},t}]$$

其中：

$R_{\text{日前}}$ 为机组（或电厂）日前市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为机组（或电厂）日前市场 T 时段出清电量，机组（或电厂）日前 T 时段出清电量由省内日前 $Q_{\text{省内日前},t}$ 和跨省日前 $Q_{\text{跨省日前},t}$ 组成，即： $Q_{\text{日前},t} = Q_{\text{省内日前},t} + Q_{\text{跨省日前},t}$ ；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为机组（或电厂）T 时段中长期净合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为机组（或电厂）所在节点日前市场 T 时段结算电价。

5.2.4. 实时市场偏差结算

发电侧根据机组（或电厂）实际分时上网电量与日前市场出清的分时电量之间的差额，以及实时市场节点电价计算偏差电费。公式为：

$$R_{\text{实时}} = \sum [(Q_{\text{上网},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

其中：

$R_{\text{实时}}$ 为机组（或电厂）实时市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{上网},t}$ 为机组（或电厂）实时市场 T 时段上网电量，机组（或电厂）实时 T 时段上网电量由省内上网 $Q_{\text{省内上网},t}$ 和跨省上网 $Q_{\text{跨省上网},t}$ 组成，即： $Q_{\text{上网},t} = Q_{\text{省内上网},t} + Q_{\text{跨省上网},t}$ ；

$P_{\text{实时},t}$ 为机组（或电厂）所在节点实时市场 T 时段结算价格。

5.2.5. 跨省中长期合约阻塞电费结算

发电侧跨省中长期合约阻塞电费按照机组（或电厂）各送电类别跨省中长期分时净合约电量，以机组（或电厂）日前市场节点电价和送出侧关口电价的差值结算，计算公式为：

$$R_{\text{跨省中长期合约阻塞}} = \sum [Q_{\text{跨省中长期净合约},t} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{日前送出侧关口},t})]$$

其中：

$R_{\text{跨省中长期合约阻塞}}$ 为机组（或电厂）各送电类别跨省中长期合约阻塞电费；

$Q_{\text{跨省中长期净合约},t}$ 为机组（或电厂）T 时段各送电类别跨省中长期分时净合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场机组（或电厂）所在节点的 T 时段结算电价；

$P_{\text{日前送出侧关口},t}$ 为日前市场 T 时段对应送电类别的云南送出侧关口电价。

6. 现货市场环境下分摊及返还电费

月度结算时，分摊及返还电费包括发电侧运行补偿电费和考核返还电费、用户侧偏差收益转移电费、用户侧中长期交易偏差收益回收、发电侧中长期交易偏差收益回收、市场

不平衡资金、分摊未付款项等电费。

6.1. 运行补偿电费、启动费用和考核返还电费

初期，云南电力市场系统运行补偿电费及启动费用仅考虑燃煤发电企业，结合市场发展，研究逐步将其他类型发电企业纳入补偿范围。

6.1.1 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和云南电力市场现货电能量交易实施细则相关规定计算。运行补偿费用计算后以月度为单位，由批发交易用户（含售电公司）以及代理购电按当月用电量比例分摊，可设置度电分摊上限，达到上限后，对各机组系统运行补偿进行等比例打折。上述代理购电承担的分摊费用纳入代理购电用户购电成本。

6.1.2 启动费用

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。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

6.1.3 考核返还费用

根据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明确的原则开展机组考核，由云南电力调度控制中心计算机组（电厂）考核费用，

由昆明电力交易中心将相关费用分摊（分享）给市场主体，列入结算依据。

6.2. 用户侧偏差收益转移

对于用户侧实时市场分时偏差电量进行事后计算判断，超出允许偏差范围的，将用户允许偏差外的实时市场与日前市场分时价格的价差收益作为用户偏差收益转移电费，并以月度为单位，按用电量比例返还给用户侧。允许偏差范围为实际分时电量 λ_0 及以内。

偏差收益计算公式如下：

$$\begin{aligned} &\text{当 } Q_{\text{申报},t} > Q_{\text{用电},t} \times (1 + \lambda_0), \text{ 且 } P_{\text{实时统一},t} > P_{\text{日前统一},t} \text{ 时,} \\ &C = \sum [Q_{\text{申报},t} - Q_{\text{用电},t} \times (1 + \lambda_0)] \times (P_{\text{实时统一},t} - P_{\text{日前统一},t}); \\ &\text{当 } Q_{\text{申报},t} < Q_{\text{用电},t} \times (1 - \lambda_0), \text{ 且 } P_{\text{实时统一},t} < P_{\text{日前统一},t} \text{ 时,} \\ &C = \sum [(Q_{\text{用电},t} \times (1 - \lambda_0) - Q_{\text{申报},t}) \times (P_{\text{日前统一},t} - P_{\text{实时统一},t})]。 \end{aligned}$$

其中：

C 为需转移的用户偏差收益；

$Q_{\text{用电},t}$ 为 T 时段用户实际用电量；

$Q_{\text{申报},t}$ 为日前市场申报的该时段需求电量，已扣减该时段需求侧响应中标容量折算电量；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场 T 时段统一结算点电价；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为日前市场 T 时段统一结算点电价；

λ_0 为允许的偏差比例。

6.3. 用户侧中长期交易偏差收益回收

按照国家和云南省有关电力中长期合同签订履约工作

的要求，对用户侧实施中长期交易偏差收益回收。

6.3.1 在中长期电量按合同价格结算、现货偏差电量按现货价格结算的基础上，用户侧的中长期成交电量应不小于其月度实际用电量的 $u\%$ 。不足电量部分，以月度为周期，按度电回收价格进行收益回收，具体计算公式如下：

$$P_{\text{度电回收价格}} = (P_{\text{d 月度偏差电量基准价}} - P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}) \times h。$$

其中：

$P_{\text{度电回收价格}}$ 为用户侧度电回收价格，该价格为负时置零；

$P_{\text{d 月度偏差电量基准价}}$ 为当月月度偏差电量基准价；

$P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}$ 为各批发交易用户的前日市场当月内所有统一结算点电价按对应时段市场总电量占比进行加权计算值；

h 为调整系数。

6.3.2 所有用电侧中长期交易偏差收益回收资金原则上由发电侧机组按其全月上网电量（当机组全月市场电量为负时，将其置 0）等比例分享。

6.3.3 月度结算结果发布以后，日前市场月度加权平均综合电价和收益回收电费不作调整。

6.4. 发电侧中长期交易偏差收益回收

按照国家和云南省有关电力中长期合同签订履约工作的要求，对发电侧实施中长期交易偏差收益回收。

6.4.1 在中长期电量按合同价格结算、现货偏差电量按现

货价格结算的基础上，机组（或电厂）的中长期成交电量应不小于其月度实际上网电量的 $u\%$ 。不足电量部分，以月度为周期，按度电回收价格进行收益回收，具体计算公式如下：

$$P_{\text{度电回收价格}} = (P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}} - P_{\text{d 月度偏差电量基准价}}) \times h。$$

其中：

$P_{\text{机组度电回收价格}}$ 为机组（或电厂）度电回收价格，该价格为负时置零；

$P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}$ 为日前市场当月内该机组（或电厂）所有节点电价按对应时段实际上网电量占比进行加权计算值；

$P_{\text{d 月度偏差电量基准价}}$ 为当月月度偏差电量基准价；

h 为调整系数。

6.4.2 机组（或电厂）中长期偏差收益回收电费以月度为单位，按用电量等比例返还给用户侧。

6.4.3 月度结算结果发布以后，机组（或电厂）日前市场月度加权平均综合电价和收益回收电费不作调整。

6.5. 市场不平衡资金

市场不平衡资金包括跨区跨省不平衡资金（省间分摊或返还电费）和省内不平衡资金。

6.5.1. 省间分摊或返还电费结算

具有跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）的机组（电厂）的省间交易分摊或返还电费包括跨省送电省间不平衡电费和跨省送电省内不平衡电费，即：

$$R_{\text{省间分摊或返还}} = R_{\text{跨省送电不平衡(省间)}} + R_{\text{跨省送电不平衡(省内)}}$$

其中：

$R_{\text{省间分摊或返还}}$ 为具有跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）的机组（电厂）的省间交易分摊或返还电费；

$R_{\text{跨省送电不平衡(省间)}}$ 为具有跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）的机组（电厂）的跨省送电省间不平衡电费，由广州电力交易中心向昆明电力交易中心提供；

$R_{\text{跨省送电不平衡(省内)}}$ 为具有跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）的机组（电厂）的跨省送电省内不平衡电费；

（1）跨省送电省间不平衡电费 $R_{\text{跨省送电不平衡(省间)}}$ 为送出侧关口价格与送出侧价格之间的差异产生的不平衡资金，根据广州电力交易中心出具的结算依据执行。

$$R_{\text{跨省送电不平衡(省间)},t} = R_{\text{跨省送电日前不平衡(省间)},t} \times Q_{\text{跨省日前},i,t} / Q_{\text{跨省日前},t} + R_{\text{跨省送电实时不平衡(省间)},t} \times Q_{\text{跨省实时},i,t} / Q_{\text{跨省实时},t}$$

上式中， $R_{\text{跨省送电日前不平衡(省间)},t}$ 为广州电力交易中心计算的所有“网对网”跨省送电类别 T 时段的送端日前市场分摊或分享的不平衡资金之和； $R_{\text{跨省送电实时不平衡(省间)},t}$ 为广州电力交易中心计算的所有“网对网”跨省送电类别 T 时段的送端实时市场分摊或分享的不平衡资金之和； $Q_{\text{跨省日前},i,t}$ 为分配给市场化机组（电厂）i 对应 T 时段的跨省送电日前电量，计算方式详见（2）跨省送电省内不平衡电费部分； $Q_{\text{跨省实时},i,t}$ 为分配给市场化机组（电厂）i 对应 T 时段的跨省送电实时电量，计算方式详见（2）跨省送电省内不平衡电费部分； $Q_{\text{跨省日前},t}$ 为所有“网对网”跨省送电类别 T 时段的日前出清电量之和；

$Q_{\text{跨省实时},t}$ 为所有“网对网”跨省送电类别 T 时段的实际送电量之和。

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。

（2）跨省送电省内不平衡电费

当跨省的合计结算电量超过具有跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）的全部机组（电厂）的合约电量时，超过部分的跨省送电省内不平衡电费由全部市场化发电企业，按上网电量扣除跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）后等比例承担。

$$R_{\text{跨省送电不平衡(省内)}i,t} = \sum [Q_{\text{跨省日前}i,t} \times (P_{\text{日前送出侧关口},t} - P_{\text{日前}i,t}) + (Q_{\text{跨省实时}i,t} - Q_{\text{跨省日前}i,t}) \times (P_{\text{实时送出侧关口},t} - P_{\text{实时}i,t})]$$

其中：

1) $Q_{\text{跨省日前}i,t}$ 按如下公式结算：

当 $Q_{\text{跨省日前},t} \leq Q_{\text{跨省中长期},t}$ 时，

$$Q_{\text{跨省日前}i,t} = (Q_{\text{跨省中长期}i,t} / Q_{\text{跨省中长期},t}) \times Q_{\text{跨省日前},t}$$

当 $Q_{\text{跨省日前},t} > Q_{\text{跨省中长期},t}$ 时，

$$Q_{\text{跨省日前 } i, t} = Q_{\text{跨省中长期 } i, t} + (Q_{\text{跨省日前, } t} - Q_{\text{跨省中长期, } t}) \times R_{\text{日前 } i, t}$$

$$R_{\text{日前 } i, t} = \max(Q_{\text{上网 } i, t} - Q_{\text{跨省中长期 } i, t}, 0) / \sum \max(Q_{\text{上网 } i, t} - Q_{\text{跨省中长期 } i, t}, 0)$$

2) $Q_{\text{跨省实时 } i, t}$ 按如下公式结算：

当 $Q_{\text{跨省实时, } t} \leq Q_{\text{跨省中长期, } t}$ 时，

$$Q_{\text{跨省实时 } i, t} = (Q_{\text{跨省中长期 } i, t} / Q_{\text{跨省中长期, } t}) \times Q_{\text{跨省实时, } t}$$

当 $Q_{\text{跨省实时, } t} > Q_{\text{跨省中长期, } t}$ 时，

$$Q_{\text{跨省实时 } i, t} = Q_{\text{跨省中长期 } i, t} + (Q_{\text{跨省实时, } t} - Q_{\text{跨省中长期, } t}) \times R_{\text{实时 } i, t}$$

$$R_{\text{实时 } i, t} = \max(Q_{\text{上网 } i, t} - Q_{\text{跨省中长期 } i, t}, 0) / \sum \max(Q_{\text{上网 } i, t} - Q_{\text{跨省中长期 } i, t}, 0)$$

上式中：

$R_{\text{跨省送电不平衡(省内) } i, t}$ 为市场化机组（电厂） i 对应的 T 时段的跨省送电省内不平衡电费；

$Q_{\text{跨省日前 } i, t}$ 为分配给市场化机组（电厂） i 对应的 T 时段的跨省送电日前电量；

$P_{\text{日前送出侧关口, } t}$ 为 T 时段云南所有跨省“网对网”送电类别日前送出侧关口电价按对应日前出清电量加权，得到的日前送出侧关口加权电价。

$P_{\text{日前 } i, t}$ 为日前市场机组（或电厂） i 所在节点的 T 时段结算电价；

$R_{\text{日前 } i, t}$ 为市场化机组（电厂）对应的 T 时段的跨省日前出清电量分配比例；

$Q_{\text{上网 } i, t}$ 为市场化机组（电厂） i 对应 T 时段的实际上网电量。 $Q_{\text{跨省实时 } i, t}$ 为分配给市场化机组（电厂） i 对应 T 时段的跨省实时结算电量；

$P_{\text{实时送出侧关口, } t}$ 为 T 时段云南所有跨省“网对网”送电类别

日前送出侧关口电价按对应实时结算电量加权，得到的实时送出侧关口加权电价。

$P_{\text{实时 } i, t}$ 为机组（或电厂） i 所在节点实时市场 T 时段结算价格；

$Q_{\text{跨省中长期 } i, t}$ 为具有跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）的机组（电厂） i 对应的 T 时段的跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）；

$Q_{\text{跨省中长期}, t}$ 为具有跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）的全部机组（电厂）对应的 T 时段的跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）。

6.5.2. 省内不平衡资金

省内不平衡资金具体包括市场发用电量不平衡偏差电费、现货市场部分阻塞盈余、计划与市场不平衡电费及四舍五入差额四个部分。

6.5.2.1 市场发用电量不平衡偏差电费

市场发用电量不平衡偏差电费由日前市场出清时用户申报结算电量与市场化机组（或电厂）省内日前出清电量不同引起，计算公式如下：

$$R_{\text{发用电量不平衡偏差}, t} = (Q_{\text{用户日前申报}, t} - Q_{\text{日前机组省内出清市场电量}, t}) \times (P_{\text{日前统一结算价}, t} - P_{\text{实时统一结算价}, t})$$

其中：

$Q_{\text{用户日前申报}, t}$ 为用户日前 T 时申报总电量，已扣除需求侧响应中标容量折算电量；

$Q_{\text{日前机组省内出清市场电量},t}$ 为直接参与交易的市场机组省内日前 T 时出清总市场电量；

$P_{\text{日前统一结算价},t}$ 为用户侧日前 T 时统一结算价；

$P_{\text{实时统一结算价},t}$ 为用户侧实时 T 时统一结算价。

市场发用电量不平衡偏差电费根据“按小时统计、按月分摊”的原则，由发电侧、用户侧按全月上网电量比例或全月用电量比例分摊或返还。

其中：

当 $P_{\text{发电日前加权},t} > P_{\text{发电实时加权},t}$ 且 $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t} > 0$ 时， $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t}$ 累计至用户侧分摊或分享；

当 $P_{\text{发电日前加权},t} > P_{\text{发电实时加权},t}$ 且 $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t} < 0$ 时， $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t}$ 累计至发电侧分摊或分享；

当 $P_{\text{发电日前加权},t} < P_{\text{发电实时加权},t}$ 且 $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t} < 0$ 时， $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t}$ 累计至用户侧分摊或分享；

当 $P_{\text{发电日前加权},t} < P_{\text{发电实时加权},t}$ 且 $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t} > 0$ 时， $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t}$ 累计至发电侧分摊或分享。

上式中，日前、实时加权平均电价根据机组日前市场电量按小时加权计算。

6.5.2.2 现货市场部分阻塞盈余

现货市场部分阻塞盈余等于市场盈余扣减发用不平衡电费和结算至优先发电企业的电费得到，其中市场盈余是指发电侧与用户侧因电量、电价差异在电费结算中所产生的不

平衡资金。计算公式如下：

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

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

其中： $C_{\text{跨省总费用}}$ 为参与跨区跨省交易的送出侧经营主体电量电费（扣除优先电厂承接的西电东送协议电费），根据广州电力交易中心出具的结算依据执行。

$Q_{\text{市场化电厂},t}$ 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， $\overline{LMP}_{t,\text{实时}}$ 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。

后续，根据优先发电计划安排及电网企业代理购电政策等边界，相应对现货市场部分阻塞盈余计算公式进行调整完善。

现货市场部分阻塞盈余以月度为周期，由市场化发电侧按上网电量比例分摊或分享。

6.5.2.3 计划与市场不平衡电费

计划与市场并存的情况下，存在市场化电厂实际上网电量与省内市场化用户用电量、西电东送实际送出电量不平衡的情况，其中不平衡资金主要为优先发电保障市场化电量的不平衡资金：

$$R_{\text{计划市场不平衡}} = \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T \left| \min (Q_{\text{市场化电厂},t} - Q_{\text{市场化用户},t} - Q_{\text{西电东送},t}, 0) \right| * (P_{\text{实时统一},t} - P_{\text{优先发电},t})$$

R 计划市场不平衡为计划与市场不平衡电费；

$Q_{\text{市场化电厂},t}$ 为市场化电厂 T 时段上网电量；

$Q_{\text{市场化用户},t}$ 为市场化用户 T 时段用电量；

$Q_{\text{西电东送},t}$ 为市场化电厂 T 时段“网对网”西电东送电量之和；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场 T 时段统一结算点电价；

$Q_{\text{优先发电承担西电实时},t}$ 为优先发电承担的西电东送 T 时段送电量，暂按照优先承接西电东送的中长期合约曲线确定，优先承接西电东送的日前电量也同时与实时电量保持一致，有最新要求的按最新要求执行；

$P_{\text{送出侧关口实时},t}$ 为送出侧关口实时 T 时段结算点电价；

$P_{\text{优先发电},t}$ 为 T 时段优先发电平均购电价格，由电网企业提供；

计划与市场并存引起的不平衡资金在核算完成后的下一次用户侧月度结算依据中，由批发交易用户（售电公司按其代理用户用电量之和）和代理购电按用电量比例进行分摊或分享，分摊或分享结果正式发布后不再调整，电网企业依据昆明电力交易中心出具的考核和不平衡资金结算依据开展结算。

6.5.2.4 四舍五入差额

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，按上网电量和用电量等比例由发电侧和用户侧共同分摊。

6.6. 分摊未付款项

当经营主体因破产或依法被撤销、解散、关闭等原因确定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，经能源监管机构和政府主管部门同意后，可采取费用分摊等处置措施，具体规定另行制定。

7. 现货期间的退补管理

7.1. 由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费退补调整的，正式结算清单发布后的6个月内，由交易中心根据电网企业推送的差错电量等结算准备数据，按照分小时的实时用户侧统一结算点电价清算有关经营主体的结算电费，正式结算清单发布后的6个月后，由电网企业按照分小时的实时用户侧统一结算点电价按月与市场主体进行结算。

7.2. 月度结算前发生的当月电量差错或政策调整退补，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。

7.3. 对于跨月电量差错退补事项，在月底结算时对相关用户或电厂差错电量按照分小时的实时市场用户侧统一结算点电价进行结算，清算退补金额在最近一次现货结算运行周期（一般以月为周期）中体现。

7.4. 用户电量发生差错，电网企业在确认差错及退补电量后3个工作日内发起退补工单，交易中心应按照规定开展退补结算。

7.5. 因市场交易和结算规则、电价政策等发生变化，需要调整电费的，由交易中心依照相应规则或政策开展电费退补。

8. 分时模式下计量与结算流程

8.1. 计量

8.1.1 电网企业按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，计算分小时计费电量，并将分小时计费电量数据提交昆明电力交易中心。对计费电量存在疑义时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，电网企业组织相关市场成员协商解决。

8.1.2 原则上 10 千伏及以上的专变电力用户应具备分小时计量条件，按实际分小时计费电量结算，具体具备条件的用户名单由电网企业确定并将相关标识交互至昆明电力交易中心。不具备分小时计量条件的用户待完成计量改造和运维后，电网企业认可且将相关信息交互至昆明电力交易中心后，方可用实际分小时计费电量进行结算。暂不具备分小时计量条件的用户，由电网企业按照典型曲线进行分解，形成用于结算的分小时计费电量。其中不具备分小时计量条件但具备峰谷分时计量条件的用户，按照峰谷时段电量占比分摊各时段小时电量。不具备分小时计量条件也不具备峰谷分时计量条件的用户，由电网企业按照典型曲线进行分解，形成用于结算的分小时计费电量。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，再减去可分小时计量的用户曲线，得到典型曲线，在年度交易前由电网企业公布。售

电公司分小时计费电量由全部代理零售用户的分小时计费电量累加得到。

8.1.3 分时计费电量数据确认

（一）在运行日后第 3 天（D+3 日），电网企业以电厂结算单元和计量点为最小单位，将运行日（D 日）的电厂、市场化用户（含电网企业代理购电用户分小时电量）每小时计费电量数据推送至云南电力交易系统，包括电厂分小时计费电量和用户计量点分小时计费电量。分小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结算。拟合规则及典型曲线由电网企业制定，年度交易前发布（电量数据拟合办法见附录）。发电企业、电力用户可登录云南电力交易平台查询数据，若对分小时计费电量数据存在疑义，及时向电网企业提出复核申请。

（二）电网企业根据经营主体反馈意见，对分时计费电量进行再次复核、确认及数据推送，并于 5 个工作日内将复核情况告知经营主体。

（三）原则上每月 8 日，完成上月经经营主体日分时计费电量数据冻结。

8.2. 结算流程

8.2.1 电力批发市场采用“日清月结”的结算模式，电费计算周期为日，以小时为基本计算时段，以月度为周期发布正式结算依据。

8.2.2 结算数据执行及发布

（一）每月上旬，昆明电力交易中心完成上月电力用户、

发电企业月度结算依据的发布及推送。

（二）经营主体日分时电量一经冻结，不得修改。若存在电量差错的，按照前期差错进行处理。

8.2.3 零售市场按照月度进行结算，零售用户根据所购套餐开展结算。

9. 分时模式下的批发市场结算

9.1. 用户侧结算

9.1.1 结算原则

（一）参加批发交易市场的电力用户按营销户号为单位进行结算，售电公司以公司为单位进行结算，电网企业代理购电按照批发用户结算原则参与分时结算。

（二）批发交易电量按照成交价格进行结算，偏差电量分为超用电量和少用电量分别结算。每天不同结算时段的偏差电量按清洁能源市场偏差电量基准价 $P_{dt\text{清洁}}$ 结算。

9.1.2 偏差电量分割计算

根据经营主体分时成交结果，以及用户实际分时计费电量，计算用户分时超用、少用电量。

9.1.3 交易结算

（一）日清分结算

1. 合约电量电费结算

用户该日 t 时段全部市场交易合约电量 $q_{\text{合约},t}$ 为 t 时段成交电量之和，即：

$$q_{\text{合约},t} = q_{\text{双边协商},t} + q_{\text{集中竞价},t} + q_{\text{连续挂牌},t} + q_{\text{挂牌},t} + q_{\text{事前转让},t}$$

上式中， $q_{\text{双边协商},t}$ 为用户 t 时段双边协商交易成交电量；

$q_{\text{集中竞价},t}$ 为用户 t 时段集中竞价交易成交电量； $q_{\text{连续挂牌},t}$ 为用户 t 时段连续挂牌交易成交电量； $q_{\text{挂牌},t}$ 为用户 t 时段挂牌交易成交电量； $q_{\text{事前转让},t}$ 为用户 t 时段事前合约转让交易成交电量。

用户 t 时段成交合约价格 $p_{\text{合约},t}$ 为：

$$p_{\text{合约},t} = (q_{\text{双边协商},t} \times p_{\text{双边协商},t} + q_{\text{集中竞价},t} \times p_{\text{集中竞价},t} + q_{\text{连续挂牌},t} \times p_{\text{连续挂牌},t} + q_{\text{挂牌},t} \times p_{\text{挂牌},t} + q_{\text{事前转让},t} \times p_{\text{事前转让},t}) / q_{\text{合约},t}$$

上式中， $p_{\text{双边协商},t}$ 为用户 t 时段双边协商交易成交价格； $p_{\text{集中竞价},t}$ 为用户 t 时段集中竞价交易成交价格； $p_{\text{连续挂牌},t}$ 为用户 t 时段连续挂牌交易成交价格； $p_{\text{挂牌},t}$ 为用户 t 时段挂牌交易成交价格； $p_{\text{事前转让},t}$ 为用户 t 时段事前合约转让交易成交价格。

用户 t 时段合约电费 $f_{\text{合约},t}$ 为：

$$f_{\text{合约},t} = p_{\text{合约},t} \times q_{\text{合约},t}$$

用户日合约电费 $f_{\text{日合约}}$ 为：

$$f_{\text{日合约}} = \sum_{t=1}^T f_{\text{合约},t}$$

其中， $T=24$ 。

2. 偏差电量电费结算

(1) 超用电量结算

结算时段 t 的超用电量 Δq_t^+ 为：

$$\Delta q_t^+ = \max(q_t - q_{\text{合约},t}, 0)$$

上式中， q_t 为 t 时段的计费电量。

结算时段 t 超用电量电费 Δf_t^+ 为：

$$\Delta f_t^+ = U1 \times P_{\text{dt清洁}} \times \Delta q_t^+$$

上式中， $P_{\text{dt清洁}}$ 为结算时段 t 的清洁能源市场偏差电量基准价。 $U1$ 为用户侧超用电量惩罚系数。

用户日超用电量电费 Δf^+ 为：

$$\Delta f^+ = \sum_{t=1}^T \Delta f_t^+$$

其中， $T=24$ 。

(2) 少用电量结算

结算时段 t 的少用电量 Δq_t^- 为：

$$\Delta q_t^- = \min(q_t - q_{\text{合约},t}, 0)$$

结算时段 t 少用电量电费 Δf_t^- 为：

$$\Delta f_t^- = U2 \times P_{dt\text{清洁}} \times \Delta q_t^-$$

上式中， $P_{dt\text{清洁}}$ 为结算时段 t 的清洁能源市场偏差电量基准价。 $U2$ 为用户侧少用电量惩罚系数。

用户日少用电量电费 Δf^- 为：

$$\Delta f^- = \sum_{t=1}^T \Delta f_t^-$$

其中， $T=24$ 。

3. 交易电费结算

用户日电能电费 $f_{\text{日电能}}$ 为：

$$f_{\text{日电能}} = f_{\text{日合约}} + \Delta f^+ + \Delta f^-$$

(二) 月电能电费结算

用户月电能电费 $f_{\text{月电能}}$ 为每日电能电费之和：

$$f_{\text{月电能}} = \sum f_{\text{日电能}}$$

9.1.4 批发交易用户月度电费结算

(一) 批发电力用户交易电费结算

批发用户结算的交易电费 $f_{\text{交易电费}}$ 为用户月电能电费 $f_{\text{月电能}}$ 、

未足额交易考核电费 $f_{\text{未足额交易}}$ 、分摊（分享）电费 $f_{\text{分摊（分享）}}$ 之和，即：

$$f_{\text{交易电费}} = f_{\text{月电能}} + f_{\text{未足额交易}} + f_{\text{分摊（分享）}}$$

其中，未足额交易考核电费 $f_{\text{未足额交易}}$ 计算方式详见省级有关部门有关中长期合同签订履约工作的规定；分摊（分享）电费 $f_{\text{分摊（分享）}}$ 包括市场不平衡资金分摊（分享）以及省级有关部门的相关政策中明确的分摊（分享）费用。（二）售电公司批发交易电费结算

售电公司月度结算的交易电费为：

$$f_{\text{售电公司批发交易}} = f_{\text{月电能}} + f_{\text{未足额交易}} + f_{\text{未与电网签约差错清算 差额}}$$

$f_{\text{未与电网签约差错清算 差额}}$ 为售电公司未与电网企业签订结算协议的，且售电公司仅在批发侧开展差错清算产生的批发交易差额电费。

9.1.5 批发交易用户月度电量差错清算

因计量或抄表差错等原因造成用户实际用电量与前期用于结算的用电量不一致时，结算清单发布后的6个月内，电网企业可对该结算清单提出差错处理申请，昆明电力交易中心按照电网企业提交的正确用电量计算差额电量，按照分时清洁能源偏差电量基准价进行差错清算。结算清单发布6个月后，由供电单位自行开展差错处理。批发交易用户按照差错时段的清洁能源偏差电量基准价进行差错更正。

9.1.6 实际发用电结束后，非现货期间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：

$$Q_{\text{代理购电市场化清洁},t} = Q_{\text{市场化电厂},t} - (Q_{\text{市场化用户},t} + Q_{\text{西电协议},t} + Q_{\text{西电市场化},t} + Q_{\text{代理购电燃煤},t})$$

其中 $Q_{\text{市场化电厂},t}$ 为 t 时段市场化电厂总上网电量, $Q_{\text{市场化用户},t}$ 为 t 时段市场化用户总用电量, $Q_{\text{西电协议},t}$ 为 t 时段“网对网”西电东送协议实际送电量, $Q_{\text{西电市场化},t}$ 为 t 时段“网对网”西电东送市场化实际送电量, $Q_{\text{代理购电燃煤},t}$ 为 t 时段电网代理购电实际应采购的燃煤电量。

(一) 当 $Q_{\text{代理购电市场化清洁},t} \geq 0$, 则 t 时段市场化电厂分配的西电东送协议电量 $Q_{\text{市场化电厂西电东送协议},t} = Q_{\text{西电协议},t}$, t 时段电网企业的代理购电市场化采购电量为 $Q_{\text{代理购电市场化清洁},t}$ 。

(二) 当 $Q_{\text{代理购电市场化清洁},t} < 0$ (表明优先发电保障完优先用电和电网代理购电还有剩余电量), 市场化电厂的西电东送协议分时电量确定如下:

① 若 $Q_{\text{代理购电市场化清洁},t} \leq -Q_{\text{西电协议},t}$, 则 $Q_{\text{市场化电厂西电东送协议},t} = 0$, 表明优先发电保障完优先用电、电网代理购电、西电东送协议计划电量后还有剩余电量供给市场化用户用电量, t 时段电网企业的代理购电市场化采购电量为 0;

② 若 $Q_{\text{代理购电市场化清洁},t} > -Q_{\text{西电协议},t}$, 则 $Q_{\text{市场化电厂西电东送协议},t} = Q_{\text{西电协议},t} + Q_{\text{代理购电市场化清洁},t}$ 。表明优先发电保障完优先用电、电网代理购电后, 还保障了一部分西电东送协议计划电量, t 时段电网企业的代理购电市场化采购电量为 0。

9.2. 发电侧结算

9.2.1 发电企业结算原则

(一) 发电企业按厂为单位进行结算。

(二) 进入市场的电厂，先进行预结算，待优先电量、西电东送电量事后调整确定后再进行正式结算和清算，电费多退少补。

(三) 机组如有新投调试电量，调试电量不参与市场化交易，按照调试电量相关价格政策执行，本实施细则中结算涉及的上网电量均不含调试电量。

9.2.2 优先发电价格按照省级有关部门确定的价格机制结算。跨区跨省交易电量价格按照广州电力交易中心出具的结算依据和省级有关部门确定的价格机制进行结算。

9.2.3 预结算

市场化电厂预结算电费 $F_{\text{结算(预)}}$ 为：

$$F_{\text{结算(预)}} = Q_{\text{合约(预)}} \times P_{\text{合约(预)}} + (Q_{\text{月度实际}} - Q_{\text{合约(预)}}) \times P_d$$

式中， P_d 为清洁能源市场偏差电量基准价。 $Q_{\text{月度实际}}$ 为电厂月度实际上网电量。预结算时使用的合约电量 $Q_{\text{合约(预)}}$ 为省内优先电量 $Q_{\text{省内优先(预)}}$ 、西电东送框架协议电量 $Q_{\text{西电框架(预)}}$ 、省内月度总交易电量（双边协商交易电量 $Q_{\text{双边协商}}$ 、集中竞价交易电量 $Q_{\text{集中竞价}}$ 、连续挂牌交易电量 $Q_{\text{连续挂牌}}$ 、挂牌交易电量 $Q_{\text{挂牌}}$ 、事前合约转让交易电量 $Q_{\text{事前转让}}$ ）、电网企业代理购电市场电量 $Q_{\text{事前电网代购}}$ 、西电东送市场化交易电量 $Q_{\text{西电市场化(预)}}$ 之和，即：

$$Q_{\text{合约(预)}} = Q_{\text{省内优先(预)}} + Q_{\text{西电框架(预)}} + Q_{\text{双边协商}} + Q_{\text{集中竞价}} + Q_{\text{连续挂牌}} + Q_{\text{挂牌}} \\ + Q_{\text{事前转让}} + Q_{\text{事前电网代购}} + Q_{\text{西电市场化(预)}}$$

合约电量价格 $P_{\text{合约(预)}}$ 为预结算时使用的合约电量的加权平均价：

$$P_{\text{合约(预)}} = (P_{\text{省内优先(预)}} \times Q_{\text{省内优先(预)}} + P_{\text{西电框架(预)}} \times Q_{\text{西电框架(预)}} + P_{\text{双边协商}} \times Q_{\text{双边协商}} + P_{\text{集中竞价}} \times Q_{\text{集中竞价}} + P_{\text{连续挂牌}} \times Q_{\text{连续挂牌}} + P_{\text{挂牌}} \times Q_{\text{挂牌}} + P_{\text{事前转让}} \times Q_{\text{事前转让}} + P_{\text{电网代购}} \times Q_{\text{电网代购}} + P_{\text{西电市场化(预)}} \times Q_{\text{西电市场化(预)}}) / Q_{\text{合约(预)}}$$

9.2.4 正式结算

(一) 日清分结算

1. 合约电量电费结算

电厂该日 t 时段交易合约电量 $Q_{\text{合约},t}$ 为 t 时段成交电量之和，即：

$$Q_{\text{合约},t} = Q_{\text{省内优先},t} + Q_{\text{西电框架},t} + Q_{\text{双边协商},t} + Q_{\text{集中竞价},t} + Q_{\text{连续挂牌},t} + Q_{\text{挂牌},t} + Q_{\text{事前转让},t} + Q_{\text{电网代购},t} + Q_{\text{西电市场化},t}$$

上式中， $Q_{\text{省内优先},t}$ 为电厂 t 时段省内优先电量； $Q_{\text{西电框架},t}$ 为电厂 t 时段西电东送框架协议电量； $Q_{\text{双边协商},t}$ 为电厂 t 时段双边协商交易成交电量； $Q_{\text{集中竞价},t}$ 为电厂 t 时段集中竞价交易成交电量； $Q_{\text{连续挂牌},t}$ 为电厂 t 时段连续挂牌交易成交电量； $Q_{\text{挂牌},t}$ 为电厂 t 时段挂牌交易成交电量； $Q_{\text{事前转让},t}$ 为电厂 t 时段事前合约转让交易成交电量； $Q_{\text{电网代购},t}$ 为电厂 t 时段成交的电网代购电量； $Q_{\text{西电市场化},t}$ 为电厂 t 时段西电东送市场化交易成交电量。

电厂 t 时段成交合约价格 $P_{\text{合约},t}$ 为：

$$P_{\text{合约},t} = (P_{\text{省内优先},t} \times Q_{\text{省内优先},t} + P_{\text{西电框架},t} \times Q_{\text{西电框架},t} + P_{\text{双边协商},t} \times Q_{\text{双边协商},t} + P_{\text{集中竞价},t} \times Q_{\text{集中竞价},t} + P_{\text{连续挂牌},t} \times Q_{\text{连续挂牌},t} + P_{\text{挂牌},t} \times Q_{\text{挂牌},t} + P_{\text{事前转让},t} \times Q_{\text{事前转让},t} + P_{\text{电网代购},t} \times Q_{\text{电网代购},t} + P_{\text{西电市场化},t} \times Q_{\text{西电市场化},t}) / Q_{\text{合约},t}$$

上式中， $P_{\text{省内优先},t}$ 为电厂 t 时段省内优先电电量成交价格； $P_{\text{西电框架},t}$ 为电厂 t 时段西电东送框架协议电量成交价格； $P_{\text{双边协商},t}$ 为电厂 t 时段双边协商交易成交价格； $P_{\text{集中竞价},t}$ 为电厂 t 时段集中竞价交易成交价格； $P_{\text{连续挂牌},t}$ 为电厂 t 时段连续挂牌交易成交价格； $P_{\text{挂牌},t}$ 为电厂 t 时段挂牌交易成交价格； $P_{\text{事前转让},t}$ 为电厂 t 时段事前合约转让交易成交价格； $P_{\text{电网代购},t}$ 为电厂 t 时段的电网代购电量成交价格； $P_{\text{西电市场化},t}$ 为电厂 t 时段西电东送市场化交易成交价格。

电厂 t 时段合约电费 $F_{\text{合约},t}$ 为：

$$F_{\text{合约},t} = P_{\text{合约},t} \times Q_{\text{合约},t}$$

电厂日合约电费 $F_{\text{日合约}}$ 为：

$$F_{\text{日合约}} = \sum_{t=1}^T F_{\text{合约},t}$$

其中， $T=24$ 。

偏差电量电费结算

(1) 超发电量结算

结算时段 t 的超发电量 ΔQ_t^+ 为：

$$\Delta Q_t^+ = \max(Q_t - Q_{\text{合约},t}, 0)$$

式中， Q_t 为电厂在该结算时段 t 的实际上网电量。

结算时段 t 超发电量电费 ΔF_t^+ 为：

$$\Delta F_t^+ = R1 \times P_{dt} \times \Delta Q_t^+$$

上式中， P_{dt} 为清洁能源市场偏差电量基准价 $P_{dt\text{清洁}}$ 。 $R1$ 为发电侧超发电量惩罚系数。

电厂日超发电量电费 ΔF^+ 为：

$$\Delta F^+ = \sum_{t=1}^T \Delta F_t^+$$

其中， $T=24$ 。

(2) 少发电量结算

结算时段 t 的少发电量 ΔQ_t^- 为：

$$\Delta Q_t^- = \min(Q_t - Q_{\text{合约},t}, 0)$$

结算时段 t 少发电量电费 ΔF_t^- 为：

$$\Delta F_t^- = R2 \times P_{dt} \times \Delta Q_t^-$$

上式中， P_{dt} 为清洁能源市场偏差电量基准价 $P_{dt\text{清洁}}$ 。 $R2$ 为发电侧少发电量惩罚系数。

电厂日少发电量电费 ΔF^- 为：

$$\Delta F^- = \sum_{t=1}^T \Delta F_t^-$$

其中， $T=24$ 。

3. 电能电费结算

电厂日电能电费 $F_{\text{日电能}}$ 为：

$$F_{\text{日电能}} = F_{\text{日合约}} + \Delta F^+ + \Delta F^-$$

(三) 月电能电费结算

电厂月电能电费 $F_{\text{月电能}}$ 为每日电能电费之和：

$$F_{\text{月电能}} = \sum F_{\text{日电能}}$$

9.2.5 电厂月度电费结算

电厂月度结算的交易电费 $F_{\text{月度电费(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{月度电费(正式)}} = F_{\text{月电能}} + F_{\text{未足额交易}} + F_{\text{分摊(分享)}}$$

上式中， $F_{\text{月电能}}$ 为电厂月度电能电费；未足额交易考核电费 $F_{\text{未足额交易}}$ 计算方式详见省级有关部门关于中长期合同签订履约工作的规定； $F_{\text{分摊(分享)}}$ 为市场不平衡资金分摊（分享）费用。

根据正式结算交易电费与预结算电费之差进行电费退补，退补金额 $F_{\text{退补}}$ 为：

$$F_{\text{退补}} = F_{\text{月度电费(正式)}} - F_{\text{结算(预)}}$$

9.2.6 差错清算

因计量或抄表差错等原因造成市场化电厂实际上网电量与正式结算的上网电量不一致时，清洁能源电厂（水电厂、风电场、光伏发电）差额电量采用分时清洁能源偏差电量基准价开展差错清算，烟煤无烟煤电厂、褐煤电厂差额电量分别采用烟煤无烟煤市场分时偏差电量基准价、褐煤市场分时偏差电量基准价开展差错清算。电厂正式结算清单发布后的6个月内，电网企业可对该结算清单提出差错处理申请，昆明电力交易中心按照电网企业提交的正确上网电量进行差错处理。电厂正式结算清单发布6个月后，由供电单位自行开展差错处理，按照电厂对应的分时偏差电量基准价进行差错更正。

10. 中长期市场不平衡资金机制

10.1 为维护电力市场成员各方权益，建立中长期市场

不平衡资金机制。昆明电力交易中心分别对不平衡资金按月进行归集。不平衡资金根据“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”原则进行分摊或分享。不平衡资金在月度核算完成后的下一次月度结算中分摊或分享，结算结果正式发布后不再调整，电网企业依据昆明电力交易中心出具的考核和不平衡资金结算依据开展结算。

10.2 中长期市场不平衡资金包括市场化发电企业的不平衡资金、市场化电力用户的不平衡资金、优先发电保障市场化电量的不平衡资金、其他原因产生的不平衡资金等。

市场化发电企业的不平衡资金。

（一）市场化发电企业纳入不平衡资金包括：

（1）发电企业的考核电费。

（2）其他原因产生的不平衡费用。

（二）市场化发电企业的不平衡资金在核算完成后的下一次电厂侧月度结算依据中，由直接参与市场化交易的发电企业按不平衡资金发生当月冻结的实际上网电量的比例进行分摊或分享。为确保分摊分享到位，由于不平衡资金计算期间发生销户、改类等原因导致无法结算的分摊分享费用，转入下一次分摊费用中进行分摊分享。

10.3 市场化电力用户的不平衡资金。

（一）市场化电力用户纳入不平衡资金包括：

（1）未交易零售用户偏差电量结算差额资金。

$$f_{\text{不平衡}}^{\text{未交易}} = (U_{\text{未交易零售}} - 1) \times P_d \times Q_{\text{未交易偏差}}$$

上式中，分时结算模式下， $Q_{\text{未交易偏差}}$ 为分时段偏差电量， P_d 为分时段 P_{dt} 清洁。

(2) 市场化电力用户（含代理购电用户）的考核电费。

(3) 其他原因产生的不平衡费用。

(二) 市场化电力用户的不平衡资金在核算完成后的下一次用户侧月度结算依据中，由参与市场化交易的电力用户（含电网企业代理购电用户）按不平衡资金发生当月冻结的实际用电量的比例进行分摊或分享。为确保分摊分享到位，由于不平衡资金计算期间发生销户、改类等原因导致无法结算的分摊分享费用，转入下一次分摊费用中进行分摊分享。

10.4 分时模式下优先发电保障市场化电量的不平衡资金为：

(1) 当 $Q_{\text{市场化用户},t} \leq Q_{\text{市场化电厂},t} < Q_{\text{市场化用户},t} + Q_{\text{西电市场化（事后）},t}$ 时：

$$f_{\text{市场电量不平衡}} = \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T \left\{ \left| \min (Q_{\text{市场化电厂},t} - Q_{\text{市场化用户},t} - Q_{\text{西电市场化（事后）},t}, 0) \right| \times (P_{dt\text{清洁}} - P_{\text{优先发电},t}) \right\}$$

$P_{\text{优先发电},t}$ 为 t 时段优先发电平均购电价格，由电网企业提供。

(2) 当 $Q_{\text{市场化电厂},t} < Q_{\text{市场化用户},t}$ 时：

$$f_{\text{市场电量不平衡}} = \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T \left| \min (Q_{\text{市场化电厂},t} - Q_{\text{市场化用户},t}, 0) \right| \times (P_{dt\text{清洁}} - P_{\text{优先发电},t}) + \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T Q_{\text{西电市场化（事后）},t} \times (P_{dt\text{清洁}} - P_{\text{优先发电},t})$$

优先发电保障市场化电量的不平衡资金在核算完成后的下一次电厂侧和用户侧月度结算依据中，由参与市场化交易的发电企业和电力用户（含电网企业代理购电用户）按不平衡资金发生当月冻结的实际用电量、实际上网电量的比例进行分摊或分享。为确保分摊分享到位，由于不平衡资金计算期间发生销户、改类等原因导致无法结算的分摊分享费用，转入下一次分摊费用中进行分摊分享。

10.5 中长期市场发用电盈余电费

中长期市场发用电盈余电费是指用户侧与发电侧因电量、电价差异在电费结算中所产生的不平衡资金，在电厂侧正式结算完成后开展，计算公式如下。

$$f_{\text{中长期市场发用电盈余电费}} = (f_{\text{交易电费}} + f_{\text{售电公司批发电费}}) - F_{\text{月度电费（正式）}} - F_{\text{西电东送电费}}$$

中长期市场发用电盈余电费的不平衡资金在核算完成后的下一次电厂侧和用户侧月度结算依据中，由参与市场化交易的发电企业和电力用户（含电网企业代理购电用户）按不平衡资金发生当月冻结的实际用电量、实际上网电量的比例进行分摊或分享。

11. 风险控制

11.1. 现货市场熔断机制

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，不进行现货结算，转为按照中长期模式开展结算。

(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。

11.2. 分时段结算风险防控机制

为保障中长期分时段交易结算平稳运行，在非现货运行日可建立分时段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）的月度综合偏差电费与月度各分时偏差电费之和的差值控制在 $\pm h\%$ （现货结算损益风险防控系数）范围内，对超过月度综合偏差电费 $h\%$ 的收益部分进行回收，并以此对各批发市场主体超过其月度综合偏差电费 $-h\%$ 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。

批发市场主体 i 月度综合偏差电费为：

$$C_{\text{月度综合偏差电费},i} = (Q_{\text{月度实际}} - Q_{\text{月度合约}}) \times P_{d\text{清洁}}$$

其中 $Q_{\text{月度实际}}$ 为批发市场主体月度实际上网电量或用电量；

$Q_{\text{月度合约}}$ 为批发市场主体月度中长期交易合约； $P_{d\text{清洁}}$ 为清洁能源市场月度偏差电量基准价。

批发市场主体 i 月度各分时偏差的电费之和：

$$C_{\text{月度分时偏差电费},i} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{合约},t}) \times P_{d\text{清洁}}$$

其中 $Q_{\text{实际},t}$ 为批发市场主体 t 时段的实际上网电量或用电量； $Q_{\text{合约},t}$ 为批发市场主体 t 时段的中长期交易合约； $P_{d\text{清洁}}$ 为清洁能源市场 t 时段的偏差电量基准价。

对任一批批发市场主体 i ，分时结算应回收或理论需补偿的电费计算为：

$$\Delta C_i = \max\{|C_{\text{月度分时偏差电费},i} - C_{\text{月度综合偏差电费},i}| - |C_{\text{月度综合偏差电费},i}| \times h\%, 0\}$$

(1) 计算批发市场主体回收的分时结算收益

在用户侧，若 $C_{\text{月度分时偏差电费},i} < C_{\text{月度综合偏差电费},i}$ ，则批发交易用户 i 应回收的分时收益为：

$$C_{\text{分时收益回收},i} = \Delta C_i$$

若 $C_{\text{月度分时偏差电费},i} \geq C_{\text{月度综合偏差电费},i}$ ，则批发交易用户（指批发用户和售电公司，下同） i 回收的分时收益为：

$$C_{\text{分时收益回收},i} = 0$$

在电厂侧，若 $C_{\text{月度分时偏差电费},j} > C_{\text{月度综合偏差电费},j}$ ，则电厂 j 应回收的分时收益为：

$$C_{\text{分时收益回收},j} = \Delta C_j$$

若 $C_{\text{月度分时偏差电费},j} \leq C_{\text{月度综合偏差电费},j}$ ，则电厂 j 回收的分时收益

为：

$$C_{\text{分时收益回收},j} = 0$$

全部批发市场主体的分时收益回收之和为：

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

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分时结算损失

在用户侧，若 $C_{\text{月度分时偏差电费},i} > C_{\text{月度综合偏差电费},i}$ ，则计算批发交易用户 i 的理论应补偿分时损失为：

$$C_{\text{分时损失应补偿},i} = \Delta C_i$$

若 $C_{\text{月度分时偏差电费},i} \leq C_{\text{月度综合偏差电费},i}$ ，则计算批发交易用户 i 的理论应补偿分时损失为：

$$C_{\text{分时损失应补偿},j} = 0$$

在电厂侧，若 $C_{\text{月度分时偏差电费},j} < C_{\text{月度综合偏差电费},j}$ ，则计算电厂 j 的理论应补偿分时损失为：

$$R_{\text{分时损失应补偿},j} = \Delta C_j$$

若 $C_{\text{月度分时偏差电费},j} \geq C_{\text{月度综合偏差电费},j}$ ，则计算电厂 j 的理论应补偿分时损失为：

$$R_{\text{分时损失实际补偿},j} = 0$$

全部批发市场主体的分时损失应补偿费用之和为：

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

批发交易用户 i 的实际补偿分时损失为：

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

电厂 j 的实际补偿分时损失为：

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

(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：

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

电厂 j 的剩余收益分享费用为：

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

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：

$$C_{\text{实际结算电费},i} = C_{\text{分时模式结算电费},i} + C_{\text{分时收益回收},i} - C_{\text{分时损失实际补偿},i} - C_{\text{分时剩余收益分享},i}$$

电厂 j 的实际结算电费为：

$$C_{\text{实际结算电费},j} = C_{\text{分时模式结算电费},j} - C_{\text{分时收益回收},j} + C_{\text{分时损失实际补偿},j} + C_{\text{分时剩余收益分享},j}$$

11.3. 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（包含具体科目由结算试运行方案明确）的最终计算结果与分时中长期模式（含合约电费、偏差电费），不考虑各项考核费用、分摊分享电费。将上述两者模式的电费差值控制在 $\pm k\%$ （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：

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

式中 $C_{\text{中长期模式电费}}$ 为市场主体按照分时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 $C_{\text{现货模式电费}} > C_{\text{中长期模式电费}}$ ，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：

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

12. 辅助服务市场结算

12.1. 总体要求

调频、备用等辅助服务费用按国家有关政策和辅助服务市场规则规定执行。

12.2. 职责分工

12.2.1. 初期，对于调频市场、黑启动市场、备用市场等辅助服务市场电费，暂由电力调度机构计算并出具机组辅助服务结算依据，发至省级电网企业，由省级电网企业开展结算；市场化需求响应，按照有关交易规则开展结算。

12.2.2. 条件具备时，由电力交易机构计算并出具电力辅助服务结算依据。

13. 附则

本细则与国家最新的政策、文件规定不符的，从其规定。

附录 1：术语定义

(1) 交易中心：除特指外，本细则所指交易中心均为昆明电力交易中心。

(2) 交易平台：指电力交易平台。

(3) 交易电量：是指根据交易细则对市场合约电量分解，形成对应交易日 24 时合约分时电量。

(4) 结算电费：市场用户、售电公司或发电企业支付或获取的电能量总电费，包含电能量电费、退补电费、分摊或返还电费等。

(5) 节点边际电价：指在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源的工作特点的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时所需要增加的边际成本，简称节点电价。节点电价由系统电能价格与阻塞价格两部分构成。

(6) 统一结算点电价：统一结算点是用于现货三部制结算的虚拟节点。

(7) 日前市场月度加权平均综合电价：指日前市场当月内所有统一结算点电价按对应时段市场用户总电量占比进行加权计算值。

(8) 实时市场月度加权平均综合电价：指实时市场当月内所有统一结算点电价按对应时段市场用户总用电量占比进行加权计算值。

(9) 结算合同：指省级电网企业与售电公司签订的明确结

算关系、结算计量点、结算周期等合同，或经营主体注册时签订的结算协议条款。

（10）机组返还电费：指根据《云南电力市场现货电能量交易实施细则》，当发电机组存在机组实时发电计划执行偏差、运行日限高限低等情形被考核且需要返还现货偏差结算收益的电费。

（11）批发市场用户：指售电公司和直接参与批发市场的电力用户，也称用户侧。

（12）电网企业：省级电网企业及其下属供电企业和增量配网企业。

（13）零售市场用户：指通过售电公司代理参与批发市场交易的电力用户。

（14）市场购电用户：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。

（15）电网代购用户：未直接从电力市场购电、由电网企业代理购电的用户。

（16）市场发用电量不平衡偏差电费：现货模式下，市场发电按日前市场出清电量结算，用户侧按日前申报电量结算，发用两侧结算电量存在不平衡，从而产生的偏差电费。

（17）中长期合约：是指以多年、年、月、周及日以上为周期的合约（含市场机组的电网代购市场电量）。

（18）净合约电量：是指交易后经营主体原有净合约电量与

交易电量的代数和。

（19）净合约综合价格：是指考虑电量交易和合同电量转让交易后经营主体持有的净合约量加权均价。

（20）电网代购市场电量：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。

附录 2：电量数据拟合办法

对于参与市场的用户，截至到 D+2 天 14:00 时，计量系统仍无法采集到其电表数据时，则由电网公司提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合规则如下：

一、当主表采集失败无电量数据时，如副表采集成功有电量数据，则所缺电量数据采用副表数据进行近似拟合。

二、当双表采集失败无电量数据时，且连续时间点内缺点数小于等于 2 小时，属非换表事件的取主表缺点区间内前后时间点的区间电量算术平均值做为电量拟合值，属换表事件的则按换表事件拟合处理。

三、当双表采集失败无电量数据时，且连续时间点内缺点数大于等于 3 个时，但不超过 D+1 日 0 点：

1、属于暂停、自停、停电的，若停电时间区间内存在度差，则度差值作为区间内第一个点的拟合电量，区间内其它点按 0 电量拟合处理；若无度差，则区间内所有点按 0 电量拟合处理。

2、属于非暂停、非自停、非停电的，根据同日期属性（详见附录一：日期属性说明）历史电量（以下简称“历史电量”）比例分摊区间总电量，如历史电量为 0，则取主表缺点总区间内前后时间点的小时电量算术平均值作为区间内所有点电量拟合值。

四、当双表采集失败无电量数据时，且连续时间点内缺

点数大于等于 3 个时，超过 D+1 日 0 点：

1、属于暂停、自停、停电的，若停电时间区间内存在度差，则度差值作为区间内第一个点的拟合电量，区间内其它点按 0 电量拟合处理；若无度差，则区间内所有点按 0 电量拟合处理。

2、属于非暂停、非自停、非停电，按历史电量拟合处理，若历史电量不存在，则使用近 7 天每小时的平均电量拟合。

五、由于台风、洪涝等原因无法及时获知用户实际现场是否正常用电情况，则以工作日、双休日、节假日的日期属性按以上规则进行拟合。

六、由于换表期间造成表码缺失，根据换表起止时间，将旧表止码替换为换表前最后一个整点表码，将新表起码替换为换表后第一个整点表码。

七、在存在相关营销工单情况下，计量系统根据营销工单中的现场截止表码替换相应时刻的表码数据，并将新表码推送至营销系统。（备注：目前计量系统支持替换表码的营销工单类型有：换表、销户、增容、减容、计量点新装、拆除、营销暂停、非永久性减容。）

八、针对用户每月 1 日 0 点的小时数据（包括：曲线表码、负荷记录表码），采用营销月结数据进行替换，确保小时累计电量与月度电量保持一致。因其他原因导致小时累计

电量与月度电量不一致，电网企业将参照用户实际用电典型曲线，按照用户月度电量开展处置。

九、经计算后的拟合电量需转换成拟合表码数据进行推送。转换原则：拟合表码=基准初始表码+（拟合电量/综合倍率）。如用户缺少基准初始表码依然推送拟合电量至营销。

十、按旬进行电量的区间修正。每月 3 日修正上一整月的表码数据，每月 13 日、23 日、M+3 日分别修正 1-10 日、11-20 日、21 日至月末最后一日的表码数据，，并将更新的表码数据推送至营销系统。

日期属性说明：

一、日期属性分为三种：工作日、双休日、国家法定节假日。其中节假日分为小长假（元旦、五一、清明、端午等）和大长假（春节、国庆）两类；每天内的时间区段定义为（D 日 1:00-D+1 日 0:00），即 D+1 号 0:00 点数据为定义为 D 号 24 点数据。

二、详细说明：

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，即 5 月 22 日（星期二）1:00-2:00 缺数，以 4 月份每个工作日 1:00-2:00 数的平均值进行拟合。

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；如：2018 年 6 月 9 日（周

六)2:00-3:00 缺数,则用 2018 年 5 月每个周六、日 2:00-3:00 数据的平均值进行拟合。

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、端午、中秋等)和大长假(春节、国庆)两类,小长假数据参照最近三个同类假期的数据均值拟合处理,大长假数据取上年同类假期数据均值拟合处理。无历史类比数据的参照上一个假期日数据均值拟合处理,均无参照按照则使用近 7 天每小时的平均电量拟合。

第一种情况:2018 年 6 月 17 日(端午)2:00-3:00 缺数,则取 2018 年元旦、清明、五一假期(3 个小长假)2:00-3:00 数据的平均值拟合处理。

第二种情况:2018 年 6 月 17 日(端午)2:00-3:00 缺数,若该用户在 2018 年 1 月 10 日后建档,则取 2018 年清明、五一假期(2 个小长假)2:00-3:00 数据的平均值拟合处理。若该用户在 2018 年 4 月 15 日后建档,则取 2018 年五一假期(1 个小长假)2:00-3:00 数据的平均值拟合处理。

第三种情况:2018 年 10 月 2 日(国庆)2:00-3:00 缺数,则用 2017 年 10 月国庆 7 天 2:00-3:00 数据的平均值拟合处理。

第四种情况:2018 年 10 月 2 日(国庆)2:00-3:00 缺数,若该用户 2018 年 1 月 1 日后才建档,不存在 2017 年国

庆 7 天的数据，则用 2018 年春节期间 2:00-3:00 数据的平均值拟合处理；若该用户 2018 年 5 月 1 日后才建档，不存在 2017 年国庆与 2018 年春节的数据，则用 2018 年中秋节期间 2:00-3:00 数据的平均值拟合处理。

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。

办法细节解释：

1、国家法定节假日：以每年国务院公开颁布的法定节假日为准，分为小长假（元旦、清明、五一、端午、中秋）和大长假（春节、国庆）两类。

2、现货数据发布（含拟合电量）取数优先级：主终端主表表码备终端主表表码主终端副表电量备终端副表电量主表的区间电量。

3、连续缺点数的判断范围遵循“前三后三”原则。以 D 日为例，连续缺点数判断范围从 D 日的 0 点往前推 3 个小时点（即：D-1 日 21 点），一直到 D 日 23:00 及往后顺推 3 个小时（即：D+1 日 2 点）截止。如：计量系统是按日推送数据至营销，如果用户在 1:00 缺数、2:00 不缺数，在考虑 1:00-2:00 间的拟合电量时，应从 1:00 往前追溯确定缺数点是否超过 3 个，以确定拟合电量的类型（平均值、历史电量

比例、历史电量等）。

4、使用历史电量数据进行拟合的（基础表码及小时电量增加异常标志，拟合中不参考有异常标志的数据），如历史电量不存在，使用近 7 天每小时的平均电量进行拟合，仍未能拟合成功的，则直接拟合为 0 电量。

5、（拟合）电量采用前时标记录电量时标，如：2 点表码-1 点表码=1 点（拟合）电量。拟合电量数应为连续缺点数(N)+1，如：某天 2:00 缺失 1 个表码，需要拟合 1:00-2:00 及 2:00-3:00 的 2 个电量；某天 2:00 和 3:00 缺失表码，则应同时拟合 1:00-2:00，2:00-3:00 和 3:00-4:00 的 3 个电量，以此类推。

附录 3：差错电量、穿越电量分摊方法

一、电厂差错电量

（一）换表期间造成电量损失

1. 现场配置主副表，更换主表期间造成的电量损失，以副表所计电量为准，根据换表起止时间将电量按照小时平均分摊。

2. 现场未配置主副表，以考核能耗用的计量装置所计电量为准，根据换表起止时间将电量按照小时平均分摊。

3. 无上述装置的，采用平均功率法计算损失电量进行追补，根据换表起止时间将电量按照小时平均分摊。

（二）计量装置故障造成电量差错

依据双方确认的故障时段及退补电量，按照签约时段进行小时电量平均分摊。

二、专变用户差错电量

（一）换表期间造成电量损失

1. 针对现场配置主副表的情况，更换主表期间造成的电量损失，以副表所计电量为准，根据换表起止时间将电量按照小时平均分摊。

2. 现场未配置主副表，以考核能耗用的计量装置所计电量为准，根据换表起止时间将电量按照小时平均分摊。

3. 无上述装置的，采用平均功率法计算损失电量进行追补，根据换表起止时间将电量按照小时平均分摊。

（二）计量装置故障造成电量差错

依据双方确认的故障时段及退补电量，采用小时电量平均分摊。

三、低压用户差错电量

（一）换表期间造成电量损失

采用平均功率法计算损失电量进行追补，根据换表起止时间将电量按照小时平均分摊。

（二）计量装置故障造成电量损失

依据双方确认的故障时段及退补电量，采用小时电量平均分摊。

四、穿越电量等客观因素

（一）在电力现货市场分时交易模式下，电厂按小时进行电量交割、出清价格和电费计算，当电厂因特殊网架结构、运行方式变化（主要指穿越电量）、生产特性（主要指光伏、风电及储能等周期性发电）等影响，将导致分时电量不可避免地会出现负电量等情形。最终造成分时累计电量与月度电量不相等的结果。具体处置规则如下：

1. 通过系统规则对电厂全月 720（或 744）个时点电量进行核查，当时点电量出现负电量时，按照“负电量置零”规则进行处理。

2. 以各时点分时电量作为分子、全月所有分时累计电量作为分母，计算各时点的电量比例（该比例为分数），生成当月日累计分时负荷曲线。

3. 月度修正以实际月度电量为基准，用月度电量乘以时

点电量比例得到各时点的实际分时电量（电量四舍五入保留 2 位小数）作为分时结算的依据。

4. 由于分时电量四舍五入等原因导致日累计电量与月度电量差异部分(7.44 度以内),分摊到当月最后一个电量非零时点上。

（二）在电力现货市场分时交易模式下，用户分时累计电量与月冻结电量因表码取值存在差异、计量精度存在允许误差、穿越电量、扣减关系等客观因素影响造成不相等的情况，为确保分时电量完整、准确，需对差异电量进行处置，具体处置规则如下：

1. 根据月度计算得出的线损电量，按照用户实际用电分时电量曲线，将线损电量分摊至各时点，即 q 修正后线损 $t = (q \text{ 修正前 } t / Q \text{ 分时总有功} \times Q \text{ 月度线损})$ ，其中， q 修正后的线损 t 指修正后的 t 时段线损电量， q 修正前 t 指修正前的 t 时段电量， Q 分时总有功指每小时总有功电量之和， Q 月度线损指月度变损电量。

2. 根据月度计算得出的变损电量，按照用户最后一个用电日的实际用电分时电量曲线，将变损电量分摊至最后一个用电日的各时点，即 q 修正后的变损 $t = (q \text{ 修正前 } t / Q \text{ 分时总有功} \times Q \text{ 月度变损})$ ，其中， q 修正后的变损 t 指修正后的 t 时段变损电量， q 修正前 t 指修正前的 t 时段电量， Q 分时总有功指每小时总有功电量之和， Q 月度变损指月度变损电量。

3. 开展分时累计电量与月冻结电量比对前，对时点负电量进行“置零”处理。

4. 参照用户实际用电分时曲线，按照用户月度电量对分时电量开展处置，即 q 修正后 $t = (q \text{ 修正前 } t \times 100 / Q \text{ 分时总有功} \times Q \text{ 比对差异}) / 100 + q \text{ 修正前 } t$ 。其中， q 修正后 t 指修正后的 t 时段电量， q 修正前 t 指修正前的 t 时段电量， Q 分时总有功指每小时总有功电量之和， Q 比对差异指分时累计电量与月冻结电量间的差值。

5. 若修正后的分时累计电量与月冻结电量仍存在差异，则把差异电量放置最后一个时点。

6. 若分时累计电量为 0，月冻结电量不为 0，则按照典型曲线进行差异处置。若分时累计电量不为 0，月冻结电量为 0，则分时电量均按 0 电量进行处置。

附录 4：结算参数取值

现货市场日结算试运行参数取值：

序号	参数名	参数取值
1	用户侧日前市场申报电量允许偏差比例 λ_0	0.1
2	中长期交易偏差考核成交比例 $u\%$	参照省内签约要求执行
3	中长期偏差调整系数 h	1
4	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）	市场初期，取当月中长期交易的 P_0 褐煤
5	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）	市场初期，取当月中长期交易的 P_0 烟煤无烟煤
8	分时段结算风险防控系数 $h\%$	经电力市场管理委员会审议确定后，报政府部门审定。
9	现货损益风险防控系数 $k\%$	经电力市场管理委员会审议后，报政府部门审定。或在结算试运行实施方案中予以明确，履行相应程序后实施。

备注：其他参数按照区域执行；政府主管部门有最新要求的，按最新要求执行。

中长期市场结算参数取值：

序号	参数名	参数取值
1	用户侧超用电量惩罚系数 U1	1
2	用户侧少用电量惩罚系数 U2	1
3	发电侧超发电量惩罚系数 R1	1
4	发电侧少发电量惩罚系数 R2	1
5	未交易零售用户超用电量 惩罚系数 U1 _{未交易零售}	1.5
6	未交易零售用户少用电量 惩罚系数 U2 _{未交易零售}	1

备注：上述参数如有变化，后续另行明确。