

# 云南电力市场交易组织管理办法

## 第一章 总则

第一条 为规范云南电力市场交易，构建主体多元、竞争充分、开放有序的市场结构和市场体系，保障市场成员合法权益，促进电力市场健康发展，根据《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《云南电力中长期交易实施细则》（云监能发〔2022〕267号）及有关法律、法规规定，结合云南电力市场实际，制定本办法。

第二条 本办法所称枯水期指每年1—4月、12月，平水期指每年5月、11月，汛期指每年6—10月，所称年、月、日均为自然年、自然月、自然日。

第三条 市场成员应尊重市场，遵守规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的合法权益，未严格执行相关规则 and 规定导致的损失由市场主体自行承担。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第四条 本办法适用于未开展云南省电力现货市场结算试运行期间，现货市场环境下中长期批发电力市场交易按照云南省现货市场相关规则执行。

第五条 电力市场中长期分时段交易是指将每日分为若干个时段，以每个时段的电量为交易标的，组织发电侧与批发交易用户按时段开展电力中长期交易，各市场主体自由确

定各时段需交易电量，由各时段的交易结果形成中长期合同曲线。电力市场中长期分时段交易暂将每日分为 24 个时段，每小时为一个时段。

## 第二章 市场主体

第六条 市场主体准入范围具体由云南省能源局明确。

第七条 符合准入范围的发电企业完成市场注册后参与批发交易；符合准入范围的电力用户完成市场注册后，可参加批发交易或零售交易；电网企业完成市场注册后，参加代理购电交易；符合准入范围的售电公司完成市场注册后，可同时参加批发交易和零售交易。

第八条 参加电力市场交易（含批发交易、零售交易）的电力用户全部电量须通过批发交易或零售交易购买，且不得同时参加批发交易和零售交易。未备案或未成交实际用电量均视为超用电量，按相应的电力市场化偏差价格机制开展结算。

第九条 参加电力市场交易的电力用户，允许在合同期满的下一个年度，按照准入条件选择参加批发交易或零售交易。

第十条 参加批发交易的电力用户，以下简称“批发用户”；参加零售交易的电力用户，以下简称“零售用户”；批发用户和售电公司，以下简称“批发交易用户”；电网企业代理工商业用户参与市场购电时，按照批发用户管理。

### 第三章 交易组织

#### 第一节 基本要求

第十一条 交易资格。完成市场准入的发电企业、电力用户、售电公司还应满足如下条件方能参与电力市场交易：

（一）按时足额缴纳交易服务费、履约保函（保险）等相关费用；

（二）未因不良市场行为导致交易受限；

（三）满足电力市场信用管理有关要求；

（四）具备参与电力市场交易的技术条件要求；

（五）符合电力市场交易相关政策要求。

第十二条 交易单元。风电、光伏、水电、燃煤电厂以厂为交易单元进行交易，电力用户以营销户号为交易单元进行交易，电网企业以公司为交易单元进行代理购电交易，售电公司以公司为交易单元进行交易。

第十三条 云南电力市场交易按照年（多年）、月（多月）、日开展。

第十四条 交割时段。参加批发交易的市场主体应签订分时段的电力中长期合同（包括省内市场化交易电量、西电东送协议计划电量和市场化电量、市场化电厂保障优先用电和代理购电电量），以1小时为最小签约时段（每日24个时段，00:00—01:00为第一个时段）。其中水电厂、火电厂和风电场的签约时段不受限制；光伏电厂的签约时段为06:00—20:00。

## 第十五条 交易电量

(一) 发电企业所有申报电量、成交电量均为上网侧电量。如云南省能源局确定的优先发电计划为发电负荷，则按电厂上年度平均厂用电率折算至上网侧，发电结束后按照当月实际厂用电率将发电侧负荷折算至上网侧进行结算。

(二) 电力用户、售电公司和电网企业所有申报电量、成交电量均为用电侧电量。

(三) 交易申报电量最小单位为 0.0001 万千瓦时。

(四) 单笔交易申报约束。双边协商交易单笔合同月度申报电量不小于 10 万千瓦时，日申报电量不小于 0.1 万千瓦时。连续挂牌交易单笔申报电量应不小于最低电量约束，剩余电量低于最低电量约束时全部电量应一次性挂单。其中，集中竞价交易的最低电量约束为 0.1 万千瓦时、月度连续挂牌交易和日连续挂牌交易的最低电量约束为 1 万千瓦时。

## 第十六条 交易价格

(一) 所有申报价格、成交价格均为上网侧绝对价格(含税)。

(二) 交易申报价格的最小单位为 0.00001 元/千瓦时，其中集中竞价、连续挂牌交易申报价格的最小单位为 0.0001 元/千瓦时。

(三) 分时价格。发、用两侧市场主体，全部合同电量均须明确分时电量和分时价格，优先发电计划、跨区跨省交易计划分时要求按照有关规定执行。

## 第十七条 清洁能源市场上调服务基准价

根据每日各个时段清洁能源市场中年度分月交易和月度交易的成交量价情况，计算得到每日各时段的清洁能源市场上调服务基准价  $P_{0t_{\text{清洁}}}$ 。分时段  $P_{0t_{\text{清洁}}}$  计算公式为：

$$P_{0t_{\text{清洁}}} = \frac{\sum_{j=1}^{N_{\text{批发交易用户}}} (P_{j_{\text{双边协商},t}} \times Q_{j_{\text{双边协商},t}} + P_{j_{\text{集中竞价},t}} \times Q_{j_{\text{集中竞价},t}} + P_{j_{\text{连续挂牌},t}} \times Q_{j_{\text{连续挂牌},t}})}{\sum_{j=1}^{N_{\text{批发交易用户}}} (Q_{j_{\text{双边协商},t}} + Q_{j_{\text{集中竞价},t}} + Q_{j_{\text{连续挂牌},t}})}$$

上式中， $Q_{j_{\text{双边协商},t}}$  为批发交易用户  $j$  在  $t$  时段的清洁能源双边协商交易成交电量， $P_{j_{\text{双边协商},t}}$  为批发交易用户  $j$  在  $t$  时段的清洁能源双边协商交易成交价格； $Q_{j_{\text{集中竞价},t}}$  为批发交易用户  $j$  在  $t$  时段的清洁能源集中竞价交易成交电量， $P_{j_{\text{集中竞价},t}}$  为批发交易用户  $j$  在  $t$  时段的清洁能源集中竞价交易成交价格； $Q_{j_{\text{连续挂牌},t}}$  为批发交易用户  $j$  在  $t$  时段的清洁能源连续挂牌交易成交电量， $P_{j_{\text{连续挂牌},t}}$  为批发交易用户  $j$  在  $t$  时段的清洁能源连续挂牌交易成交价格； $N_{\text{批发交易用户}}$  为参与市场化交易的批发交易用户总数。

根据  $P_{0t_{\text{清洁}}}$  计算月度加权均价后可得到清洁能源市场月度上调服务基准价均值  $P_0$ 。昆明电力交易中心在交易结束、相关交易价格全部确定后计算并发布上调服务基准价，为市场主体提供参考。原则上，月度上调服务基准价  $P_0$  以月底最后一个工作日发布值为准，发布后不再进行调整，如确需调整的应说明调整理由，并向云南省发展和改革委员会（简称“云南省发改委”）、云南省能源局、国家能源局云南监管办公室（简称“云南能源监管办”）报备。

## 第十八条 清洁能源市场偏差电量基准价

根据每日各时段清洁能源市场的所有成交量价情况（含日交易），计算得到每日各时段的清洁能源市场偏差电量基准价  $P_{dt \text{ 清洁}}$ ，作为分时段偏差电量的结算价格。分时段  $P_{dt \text{ 清洁}}$  计算公式为：

$$P_{dt \text{ 清洁}} = \frac{\sum_{j=1}^{N_{\text{批发交易用户}}} (p'_{j \text{ 双边协商}_t} \times q'_{j \text{ 双边协商}_t} + p'_{j \text{ 集中竞价}_t} \times q'_{j \text{ 集中竞价}_t} + p'_{j \text{ 连续挂牌}_t} \times q'_{j \text{ 连续挂牌}_t})}{\sum_{j=1}^{N_{\text{批发交易用户}}} (q'_{j \text{ 双边协商}_t} + q'_{j \text{ 集中竞价}_t} + q'_{j \text{ 连续挂牌}_t})}$$

上式中，上标'表示批发交易用户在清洁能源市场中含日交易的所有成交量价情况。

根据  $P_{dt \text{ 清洁}}$  计算月度加权均价后可得到月度偏差电量基准价均值  $P_d$ 。昆明电力交易中心在相关交易结束、相关交易价格全部确定后计算并发布偏差电量基准价。原则上，月度偏差电量基准价均值  $P_d$  以电量交割月最后一个工作日发布为准，发布后不再进行调整，如确需调整的应说明调整理由，并向云南省发改委、云南省能源局、云南能源监管办报备。

## 第十九条 清洁能源市场集中竞价交易均价

清洁能源市场分时集中竞价交易均价  $P_{t \text{ 竞价}}$  由年度分月交易、月度交易中通过集中竞价交易方式成交的分时合同电量、分时电价加权计算形成。根据  $P_{t \text{ 竞价}}$  计算月度加权均价后可得到月度集中竞价交易均价  $P_{\text{竞价}}$ ，发布后不再进行调整，如确需调整的应说明调整理由，并向云南省发改委、云南省能

源局、云南能源监管办报备。

## 第二节 申报数据合理性校验

第二十条 电力调度机构应加强对电网月度运行方式的披露，明确重点电站发电能力，发电企业根据电力调度机构披露发电能力、通道输电能力分配值和自身预测（最大发电能力）申报交易电量。

第二十一条 发电企业应按要求向电力调度机构申报电厂发电能力，经电力调度机构审核通过的发电能力，作为中长期分时交易安全校核边界条件。

第二十二条 为降低市场操纵风险，保障电力中长期合同有效履约，市场主体所有申报数据均应通过发电能力、用电需求等合理性校验。发电能力、用电需求分月设置，发电企业实时获取其发电能力参与交易，累计可成交电量不得超过其最大发电能力；批发交易用户实时获取其用电需求参与交易，累计可成交电量不得超过其最大用电需求。售电公司用电需求为其在电力交易平台中对应月份所有正式签约电力用户用电需求之和，开展年度批发交易时包含零售关系“预建立”电力用户用电需求之和。电网企业用电需求为其自行预测需要通过市场化采购的电量规模。

第二十三条 发电企业申报中长期分时交易电量时，应自主考虑好中长期交易分时申报电量与经审核通过的发电能力有效衔接。

第二十四条 发电能力默认值。发电能力默认值为综合历

史发电量、一次能源预测等信息确定的可以大概率完成的发电能力：

（一）水电厂、风电场、光伏电厂发电能力默认值按其历史前3年对应月份月度上网电量的平均值确定。

（二）火电厂发电能力默认值按其可调装机容量、上年度平均厂用电率计算确定。

（三）如发电企业投产时间不足3年，则相应参数（上网电量或平均利用小时数）根据历史同期对应月份月度平均值确定。如当月无历史同期值，则相应参数采用省级电力调度机构披露的同类型发电厂同期月度平均利用小时数确定。

**第二十五条 发电能力调整。**发电企业可在每月最后1个工作日内通过云南电力交易平台申请调整次月发电能力。调整后的发电能力如不超过其历史前3年对应月份上网电量最大值则自动生效。如需进一步增加，则应提供来水预测、新投增容等相关书面材料，经昆明电力交易中心确认后生效，如材料不详或理由不足则不予通过。发电能力调减时，不得低于其优先发电计划电量、当前已成交电量、尚未发布成交结果但已申报成功电量之和。

**第二十六条 发电能力调整风险控制。**发电企业在月内可申请调增当月发电能力不超过2次。发电企业调整后发电能力超过其历史前3年对应月份上网电量最大值的，应同时做出诚信交易承诺。发电企业发电能力预测偏差值和预测准确率纳入其交易行为信用评价。发电企业（火电企业除外）



发电能力预测偏差值超过 0.5 亿千瓦时且超过自身上网电量 3%的，应通过书面方式说明原因，出现上述情况且无正当理由累计 2 次及以上的，即时暂停该发电企业调整发电能力权限 3 个月。发电能力预测偏差值和预测准确率计算方法如下：

$$\text{发电能力预测偏差值} = |\text{发电能力} - \text{上网电量}|$$

$$\text{发电能力预测准确率} = \left( 1 - \frac{\text{发电能力预测偏差值}}{\text{上网电量}} \right) \times 100\%$$

**第二十七条 用电需求默认值。**电力用户用电需求默认值为该用户上年度对应月份用电量，如暂无用电量的，取有用电量数据的历史最近一年对应月份用电量。售电公司用电需求默认值为其在电力交易平台中对应月份所有正式签约零售用户用电需求默认值之和。电网企业代理购电的用电需求由电网企业根据代理购电有关规定合理确定。

**第二十八条 用电需求调整。**电力用户可在每月最后一个工作日前通过云南电力交易平台调整次月用电需求。批发用户的用电需求自行负责调整，零售用户的用电需求由其签约售电公司负责调整。调整后的用电需求如不超过其历史前 24 个月月度用电量最大值则自动生效。如需进一步增加，则应提供供电单位受理的该用户扩容、升压改造文件或用户投产计划等相关书面材料，经昆明电力交易中心确认后生效，如材料不详或理由不足则不予通过。用电需求调减时，不得低于其当前已成交电量、尚未发布成交结果但已申报成功电量之和。如月内实际用电量已超过当前用电需求，电力用户

可申请进一步调增当月用电需求 2 次。对拟新增投产但暂无营销户号的电力用户，在提供项目规划、审批、用电报装、双方签约零售协议等相关书面材料后，可调整增加售电公司的用电需求。

**第二十九条 用电需求调整风险控制。**电力用户调整后用电需求超过其历史 24 个月月度用电量最大值的，应同时做出诚信交易承诺。批发交易用户用电需求预测偏差值和预测准确率纳入其交易行为信用评价，零售用户用电需求预测偏差值和预测准确率纳入其签约售电公司评价指标。批发交易用户用电需求预测偏差值超过 0.2 亿千瓦时且超过自身用电量 3% 的，应书面说明原因，出现上述情况且无正当理由累计 2 次及以上的，即时暂停该批发用户或售电公司（含其全部签约零售用户）用电需求调整权限 3 个月。用电需求预测偏差值和预测准确率计算方法与发电能力相同。

**第三十条 申报数据合理性校验。**所有申报数据在申报阶段均应通过合理性校验。

（一）发电能力校验。发电企业申报电量不得超过其发电能力扣减优先发电计划电量、当前已成交电量、尚未发布成交结果但已申报成功电量后的剩余发电能力。

（二）用电需求校验。批发交易用户申报电量不得超过其用电需求扣减当前已成交电量、尚未发布成交结果但已申报成功电量后的剩余用电需求。可根据供需形势，对年度、月度的用电需求进行限制。

**第三十一条 日电量交易能力约束。**日电量交易中发电企业可申报电量不得超过其月度最大发电能力扣减当月优先发电计划电量、已成交电量后的剩余电量除以当月剩余天数，并不超过其当日可调装机容量满发电量。日电量交易中批发交易用户可申报电量不得超过其月度用电需求扣减当月已成交电量后的剩余电量除以当月剩余天数。

**第三十二条 西电东送月度交易能力约束。**组织跨区跨省电力市场交易时，发电企业申报电量和成交电量不得超过其发电能力扣减优先发电计划电量、当前已成交电量、尚未发布成交结果但已申报成功电量等之后的剩余发电能力。

### **第三节 交易组织**

**第三十三条 优先发电计划。**根据本办法中的中长期交易时段划分，通过购售双方协商，确定省内优先发电计划、西电东送协议计划，实现优先发电与市场的衔接。云南电网公司根据云南省能源局确定的优先发电计划安排原则，在省内市场化交易组织前，与相关发电企业就省内优先计划、西电东送框架协议计划签订中长期交易合同并明确分时段电量，通过云南电力交易平台进行备案，作为省内市场化交易边界。发用电执行结束后，按照优先发电计划明确的有关原则进行调整，以调整后的结果进行结算。

#### **第三十四条 分时段双边交易**

以双边协商交易方式形成的电力中长期合同，由交易双方在规定时间内自主协商确定分时段电量、电价。

### 第三十五条 分时段集中交易

集中交易包括集中竞价、连续挂牌（滚动撮合），按照 D1 时段（0:00–24:00）、D2 时段（9:00–12:00、17:00–22:00）、D3 时段（7:00–9:00、12:00–17:00、22:00–23:00）、D4 时段（06:00–20:00）分别组织。光伏电厂仅能参与 D4 时段集中交易。不同时段组织的集中交易，市场主体成交电量按照每日每小时平均分配到交易对应时段，其中，D4 时段交易按照光伏发电典型曲线分解到交易时段，光伏发电典型曲线在年度交易前由电力调度机构公布。集中交易申报和成交的价格为加权平均价。

第三十六条 云南电力市场中，定期开市的交易包括年度（多年）交易和月度（多月）交易；连续开市的交易包括日交易。

### 第三十七条 年度（多年）交易组织

（一）原则上每年年底组织开展次年年度交易，交易标的为次年分月日分时电量，采用双边协商和集中交易方式开展，交易主体为具备交易资格的发电企业、批发交易用户。

（二）市场主体存在多年交易需求的，可向昆明电力交易中心申请以双边协商方式进行合同备案。多年交易时，市场主体的年度发电能力和年度用电需求与次年年度交易规定一致。

（三）年度集中竞价交易采用高低匹配价格形成机制。

（四）昆明电力交易中心汇总每类交易的年度预成交电

量提交电力调度机构进行安全校核。

（五）年度交易形成预出清结果，在后续相应月度交易时，与该月的月度交易统一形成正式成交结果。

（六）年度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时间安排的通知、交易调整时间的通知为准。

### 第三十八条 月度（多月）交易组织

（一）每月组织开展次月或年度内剩余月份电量交易，交易标的为次月及之后某几个月的日分时电量，可采用双边协商和集中交易方式开展，交易主体为具备交易资格的发电企业、批发交易用户。

（二）月度双边交易。某交割月的双边协商交易可持续开展，直至交割前一个月的双边协商交易关闸日。双边协商交易的双方可在规定时间内对双边交易合同价格进行调整，由一方填报经双方协商一致后的合同价格，另一方确认后生效。若未填报或未经确认，则继续执行原交易合同价格。

（三）月度集中交易。集中交易仅开展次月电能量交易，直至集中交易关闸日，集中竞价交易采用高低匹配价格形成机制。集中竞价交易、连续挂牌交易联合开展时，前序集中竞价交易未成交申报数据自动转入连续挂牌交易，视为连续挂牌交易开始时的同一时间申报。

（四）昆明电力交易中心汇总每类交易的预成交量（含年度分月预出清结果），提交电力调度机构进行安全校

核。安全校核通过后发布月度正式成交结果。

（五）月度（多月）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时间安排的通知、交易调整时间的通知为准。

### 第三十九条 日交易组织

（一）日交易标的为日分时电量。交割日（D日）的日电量交易一般在（D-1）日组织，若（D-1）日为节假日，则提前到最近的一个工作日组织。现货结算试运行期间，D日的日电量交易可提前到（D-2）日组织，若（D-2）日为节假日，则提前到最近的一个工作日组织。

（四）日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。其中，双边协商交易由市场主体双方申报并确认；集中竞价交易采用高低匹配价格形成机制。集中竞价交易、连续挂牌交易联合开展时，前序集中竞价交易未成交申报数据自动转入连续挂牌交易，视为连续挂牌交易开始时的同一时间申报。

（五）昆明电力交易中心汇总每类交易的预成交电量，提交电力调度机构进行安全校核。

（六）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时间安排的通知、交易调整时间的通知为准。

### 第四十条 电网企业代理购电

（一）电网企业代理购电按照国家和云南省关于电网企

业代理购电有关规定执行。

（二）电网企业代理购电交易时，电网企业应根据本办法中的中长期交易时段划分确定分时曲线。

#### 第四十一条 新能源电厂交易方式

（一）新能源电厂（含风电场、光伏电厂，下同）划分为存量新能源电厂和新增新能源电厂，新增新能源电厂的具体范围或名单由省级有关部门明确。

（二）存量新能源电厂全部上网电量自主参与市场化交易，省级有关部门另有明确的除外。

（三）新增新能源电厂上网电量通过自主交易方式参与市场，具体由省级有关部门明确。

（四）新能源电厂也可按照绿色电力交易有关规则参与市场。

#### 第四十二条 燃煤电厂交易方式

燃煤电厂参与电力市场交易方式按照政府有关政策规定另行制定。

#### 第四十三条 绿色电力交易

绿色电力交易按照《南方区域绿色电力交易规则》及国家、云南省有关政策规定组织开展。

### 第四节 偏差电量处理机制

#### 第四十四条 事前合约转让交易

当月度所有交易品种关闸后，每月采用双边协商交易方式，开展次月已成交电量（带分时曲线）的事前合约转让交

易。

（一）发电企业可申请对预计无法完成的合约进行出让。其中，各时段出让电量不得超过该时段合约电量之和，出让价格为该时段其所有可出让电量的加权平均价。发电企业受让电量不得超过其剩余发电能力。

（二）批发交易用户可申请对预计无法完成的合约进行出让。各时段可出让电量不得超过该时段合约电量之和，出让价格为该时段其所有可出让电量的加权平均价。批发交易用户受让电量不得超过其剩余用电需求。

（三）事前合约转让交易在发电企业之间，批发交易用户之间开展，成交价格为合约出让价格。

（四）事前合约转让交易的电量、电价均基于交易组织时的市场情况确定，成交结果发布后，不再进行调整，如确需调整的应同时说明调整理由，由昆明电力交易中心向云南省能源局、云南能源监管办报备。

#### 第四十五条 偏差电量交易

分时段结算时，暂不开展事后偏差电量交易；未开展分时段结算时，事后偏差电量交易按如下原则开展：

（一）发用电结束后，采用双边协商交易、挂牌交易等方式开展自主偏差电量交易。采用挂牌交易方式开展偏差电量交易时，挂牌方为存在少发电量的发电企业和存在少用电量的批发交易用户，摘牌方为存在超发电量的发电企业和存在超用电量的批发交易用户。



(二) 偏差电量交易的交易主体为存在偏差电量的发电企业、存在偏差电量的批发交易用户。偏差电量交易仅在清洁能源发电企业之间、批发交易用户之间开展。

(三) 偏差电量交易的交易标的为发电企业、批发交易用户的月度偏差电量。

(四) 批发交易用户和清洁能源发电企业偏差电量交易的成交价格为偏差电量基准价 $P_d$ 。

(五) 偏差电量交易的电量、电价均基于交易组织时的市场情况确定，成交结果发布后，不再进行调整，如确需调整的应同时说明调整理由，由昆明电力交易中心向云南省能源局、云南能源监管办报备。

**第四十六条** 发用电结束后，按如下顺序进行电量调整和偏差处理：

(一) 发电侧执行顺序

1. 优先计划电量调整。按照省级有关部门确定的优先发电计划事后调整原则，对优先计划电量进行调整。

2. 西电东送市场化交易电量调整。以广州电力交易中心发布的明确到具体发电企业的跨区跨省市场化交易结果作为相关发电企业西电东送市场化交易电量。

3. 西电东送协议计划电量调整。根据省级有关部门确定的西电东送协议计划事后调整原则确定西电东送协议计划电量，再按照省级有关部门确定的分配原则分配至相应的市场化电厂，形成各电厂的实结电量曲线。

4. “网对网”西电东送市场化交易电量调整。根据广州电力交易中心最终出具的结算依据中确定的“网对网”方式送电市场化结算电量，按照清洁能源市场化电厂各时段超发电量等比例分配对应时段“网对网”结算电量，分配电量不大于电厂自身超发电量；不开展分时结算时，按照清洁能源市场化电厂偏差电量交易前的月度超发电量等比例分配“网对网”月度结算电量，分配电量不大于电厂自身月度超发电量。若省级有关部门另行明确分配原则的从其规定。

5. 开展日分时偏差电量分割计算，并据此开展偏差电费结算。未开展分时段结算时，开展月度偏差电量分割计算后组织偏差电量交易，再开展偏差电费结算。

## （二）用电侧执行顺序

1. 开展日分时偏差电量分割计算。

2. 开展偏差电费结算。

未开展分时段结算时的用电侧执行顺序为：

1. 开展月度偏差电量分割计算，并据此组织偏差电量交易。

2. 开展偏差电费结算。

## 第五节 跨境电力市场交易机制

**第四十七条** 为落实国家和云南省关于面向南亚东南亚跨境电力合作交易平台建设的要求，积极鼓励境外主体参与云南电力市场。根据跨境市场发展需要，可另行制定跨境电力市场交易方案，报云南能源监管办、省级有关部门批准

后组织实施。

**第四十八条** 与云南电网有电气连接的境外电网、发电企业、电力用户或相关企业，在满足所在国家（地区）相关法律法规和政策规定的前提下，可按照中华人民共和国对外贸易相关的法律法规和云南电力市场有关规定注册成为市场主体，通过与云南省内具有跨境电力贸易资质的企业建立购售电关系，参与云南电力市场交易。

**第四十九条** 跨境市场主体参与云南电力市场交易时，可按照双边协商、集中交易等方式开展，交易价格通过市场机制形成。

## **第四章 校核与执行**

### **第一节 安全校核**

**第五十条** 各类交易应当通过电力调度机构安全校核。安全校核的主要内容包括：通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制、电力电量平衡等内容。

**第五十一条** 跨境市场主体参与云南电力市场交易时，电力调度机构仅对调管范围内的联络线、电厂等开展安全校核。

**第五十二条** 电力调度机构应当及时向昆明电力交易中心提供或者更新各断面（设备）、各路径可用输电容量，以及交易在不同断面、路径上的分布系数，并通过交易平台发布必开机组组合和发电量需求、影响断面（设备）限额变化的停电检修、新能源电厂典型日曲线等内容。

**第五十三条** 昆明电力交易中心按交易周期汇总全部预成交电量提交电力调度机构进行安全校核。

（一）年度（多年）交易结束后，昆明电力交易中心汇总每类交易的预成交电量，提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在 5 个工作日内返回安全校核结果，由昆明电力交易中心发布。

（二）月度（多月）直接交易结束后，昆明电力交易中心汇总次月每类交易的预成交电量，提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在 2 个工作日内返回安全校核结果，由昆明电力交易中心发布。

（三）每月发电侧事前合约转让交易结束后，昆明电力交易中心汇总发电企业事前合约转让交易的预成交电量，提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构在 1 个工作日内返回安全校核结果，由昆明电力交易中心发布。安全校核未通过的电量继续由合约出让方承接。

（四）日交易结束后，昆明电力交易中心汇总每类交易预成交电量提交电力调度机构进行安全校核。原则上电力调度机构应在当日 17:00 前返回安全校核结果，由昆明电力交易中心发布。

**第五十四条** 安全校核未通过时，电力调度机构应给出未通过的具体原因。如预成交电量超过交易前电力调度机构提供的断面（设备）、路径可用输电容量，通道输电能力限制原因导致安全校核不通过的，电力调度机构可对该越限的

断面（设备）、路径进行安全校核，明确需要削减的电量规模，由电力交易机构按等效装机容量等比例、通道充分利用的原则削减到具体电厂；其他原因导致的安全校核不通过的，电力调度机构应明确具体市场化电厂需要削减的电量规模。

**第五十五条** 昆明电力交易中心根据各电厂需要削减的电量规模，按各时段成交电量占比分配削减电量的原则进行交易合同削减。先由未通过安全校核的市场主体在规定时间内填写双边协商交易预成交电量削减方案，削减方案涉及到的市场主体在规定时间内全部完成确认后，按削减方案确定削减电量规模；再按成交时间倒序原则，成交时间相同时，按照等比例原则削减的方式确定需要削减的电量规模；再按各时段成交电量占比同步进行交易合同削减。另外削减电量时（含双边协商交易预成交电量、集中交易预成交电量），对合同另一方按原合同曲线进行同步削减形成新的交易合同。双边协商交易合同削减后，若市场主体双方一致同意转为结算合约模式，则安全校核部分的电量可转为结算合约，纳入合约电量电费结算。

**第五十六条** 安全校核应当在规定的期限内完成。安全校核未通过时，电力调度机构须出具书面解释，由昆明电力交易中心予以公布。

**第五十七条** 市场主体对安全校核结果存在异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向昆明电力交易中心提出，由昆

明电力交易中心会同电力调度机构在 1 个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，视为无异议。

## 第二节 交易执行

**第五十八条** 昆明电力交易中心汇总省内市场成员参与各类交易合同（含优先发电合同、市场交易合同），形成省内发电企业的月度交易计划，并依据月内交易，进行更新和调整。电力调度机构应当根据经安全校核后的（含调整后的）交易计划以及清洁能源消纳需求、保电力供应安全要求，合理安排电网运行方式和机组开机方式。

**第五十九条** 昆明电力交易中心定期跟踪和公布月度（含月内交易调整后的）交易计划完成进度情况。市场主体对交易计划完成进度提出异议时，电力调度机构负责出具说明，昆明电力交易中心负责公布相关信息。

**第六十条** 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，事后向云南能源监管办、云南省能源局报告事件经过，并向市场主体进行相关信息披露。

## 第五章 市场风险防控

**第六十一条** 市场主体扰乱市场秩序，出现下列违规行为的，由云南能源监管办、云南省能源局、云南省发改委按照《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国价格法》《电力监管条例》等法律法规调查处理，并纳入市场主体交易行为信用评价：

（一）提供虚假材料或以其他欺骗手段进行市场注册。

(二) 滥用市场力，恶意串通、操纵市场。

(三) 不按时结算，侵害其他市场主体利益。

(四) 昆明电力交易中心、电力调度机构对市场主体有歧视行为。

(五) 提供虚假信息或违规发布信息。

(六) 其他严重违反本办法的行为。

**第六十二条** 电力交易机构、电力调度机构应根据有关规定履行市场运营、市场监控和风险防控等职责，加强对市场运营情况的监控分析，及时向云南省能源局、云南能源监管办报告市场运行中出现的不当行为并提出处理措施建议，采取有效措施防范市场风险。

**第六十三条** 当出现以下情况时，昆明电力交易中心、电力调度机构可依法依规采取市场干预措施：

(一) 电力系统内发生重大事故危及电网安全的；

(二) 发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；

(三) 市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；

(四) 因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；

(五) 云南能源监管办作出暂停市场交易决定的；

(六) 市场发生其他严重异常情况的。

**第六十四条** 昆明电力交易中心、电力调度机构应当详细记录市场干预期间的有关情况，并报告云南能源监管办、云南

省能源局。

**第六十五条** 云南电力市场中止期间，电力调度机构应按照调度规程进行调度运行管理。

**第六十六条** 为充分发挥云南电力市场管理委员会的议事协调作用，切实维护市场稳定运行，保障市场主体的合法权益，在不违反本办法及有关法律法规的前提下，市场主体可向云南电力市场管理委员会提出需要协调解决的有关事项，经云南电力市场管理委员会讨论通过，并报告云南省能源局、云南能源监管办执行。云南电力市场管理委员会应健全重大事项决策流程和表决机制，确保议事程序公开透明、公平合理。

## **第六章 附则**

**第六十七条** 本办法自 2024 年 1 月 1 日起施行。本办法与国家最新的政策、文件规定不符的，从其规定。