

省内 7 个实施细则补充修订条款

(报审稿)

一、《云南电力中长期交易实施细则》补充修订条款

(一)、原第四十四条修订为：

第四十四条第一段第(一)点中“发电合同”统一修订为“省内发电合同”，“出让价格为其所有可出让电量的加权平均价”修订为“出让价格为其所有可出让省内发电合同电量的加权平均价”；第(二)点中“用电合同”统一修订为“省内用电合同”，“出让价格为其所有可出让电量的加权平均价”修订为“出让价格为其所有可出让省内用电合同电量的加权平均价”。

(二)、原第六十一条、六十二条修订为：

第六十一条中“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} 清洁。”修订为：“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批发用户与水电、新能源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} 清洁。”

第六十二条中“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} 清洁，

作为分时段偏差电量的结算价格。”修订为：“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中批发用户与水电、新能源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。”

（三）、原第八十七条修订为：

第八十七条中“...各时段合约转让价格为出让方各时段已有合同的加权均价。”修订为“...各时段合约转让价格为出让方各时段已有省内合同的加权均价。”；“...判定为反向交易，该交易成交后将同时扣减发电企业和批发交易用户约定形成的合约电量数（不超过发电企业和批发交易用户该时段已有合约），”修订为“...判定为反向交易，该交易成交后将同时扣减发电企业和批发交易用户约定形成的合约电量数（不超过发电企业和批发交易用户该时段已有省内合约）”。

（四）、原第九十四条第（二）点修订为：

第（二）点第一段修订为：发电企业可在每月最后1个工作日内通过电力交易平台申请调整次月发电能力，也可在月内申请调整当月发电能力。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、气象条件、新投增容以及诚信交易承诺等相关书面材料，经电力交易机构确认后生效。

第（二）点第二段修订为：发电企业发电能力调增时，

调增后的发电能力不得超过其调整月度的装机容量（发电企业需扣除检修等不可用容量）满发电量。发电能力调减时，调减后的发电能力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，最小不得小于 0。

第（二）点第三段删除“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。”

（五）、原第九十六条修订为：

第九十六条 日（多日）净合同量上限计算。发电企业日（多日）净合同电量不得超过其当日装机容量（发电企业需扣除检修等不可用容量）满发电量，且对应月度累计成交净合同量不超过其月度最大发电能力。发电交易单元日（多日）净合同量下限为 0。批发交易用户日（多日）净合同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。周（多周）的净合同上限根据各日净合同量上限确定。

（六）、原第九十八条修订为：

第九十八条中 **K** 取值调整为“1.2”。

二、《云南电力市场结算实施细则（V2.0 版）》补充修订条款

（一）、原细则中的现货环境下发电侧结算主体统一描述为“市场化电厂（机组）”

(二)、原 1.2.条修订为:

1.2. 适用范围

“本细则适用于....., 现货期间的结算有最新要求的, 从其规定执行。独立储能、虚拟电厂等同时存在发用电特性的新型经营主体, 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, 相关要求按照本细则执行, 若省内有最新要求的, 从其规定。”

(三)、原 3.2.4 条后新增 3.2.5 条:

3.2.5. 新型经营主体在日前市场和实时市场的出清曲线, 根据发用电特性将出清结果拆分为发电出清曲线和用电出清曲线, 其中出清结果的正电量部分视为发电出清结果, 出清结果的负电量部分取反后视为用电出清结果, 分别作为发电企业和电力用户参与结算。

(四)、原 3.3.1 条修订为:

原 3.3.1 条中新增“新型经营主体现货市场结算电价为其所在物理节点的节点电价。”

(五)、原 3.4.3 条修订为:

原 3.4.3 条中“(2) 电价单位为元/兆瓦时, 保留两位小数”, 修订为“(2) 电价单位为元/兆瓦时, 保留三位小数”。

(六)、原 4.1.5 条修订为:

原 4.1.5 条中“自然日”统一调整为“工作日”

(七)、原 4.2.3 条后新增 4.2.4、4.2.5 条:

4.2.4. 每月底前三个自然日时自动转为按照自然日管控。

4.2.5. 日清分修正结算数据准备完成后，交易中心在 2 个自然日内，开展现货结算日的经营主体日清分重算，向经营主体发布重算后的日清分正式结果。

(八)、原 4.3.1 条修订为：

4.3.1. 电网企业每月 4 个自然日 (M+4) 内完成上月修正电量推送，每月 6 个自然日 (M+6) 内完成代购电量的推送。

(九)、原 4.3.2 条修订为：

原 4.3.2 条中“工作日”修订为：“自然日”；“月结算正式临时结果”修订为“月结算临时结果”

(十)、原 5.1.1 条修订为：

原 5.1.1 条中用户侧日前统一结算点电价按照下式计算修订为：“用户侧日前统一结算点电价按照下式计算（新型经营主体出清电量和节点电价纳入计算）”； $Q_{m,t,日前}$ 定义修订为：

“ $Q_{m,t,日前}$ 表示发电侧市场化电厂（机组）m 在第 t 小时的日前中标电量，其中对于新型经营主体放电量为正值、充电量为负值”；用户侧实时统一结算点电价按照下式计算修订为：

“用户侧实时统一结算点电价按照下式计算（新型经营主体出清电量和节点电价纳入计算）”； $Q_{m,t,实时}$ 定义修订为：“ $Q_{m,t,实时}$ 表示发电侧市场化电厂（机组）m 在第 t 小时的实际上网电量，其中对于新型经营主体放电量为正值、充电量为负值”；

$Q_{m,t,西电东送实时}$ 定义修订为表示发电侧市场化电厂（机组）m 第 t

小时的“网对网”西电东送实际外送电量。

(十一)、原 5.1.3 条中新增：

对于新型经营主体的充电单元，计算公式为：

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

其中：

$R_{\text{中长期合约(充电)}}$ 为新型经营主体充电单元中长期合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期合约(充电)},t}$ 为新型经营主体充电单元 t 时段中长期合约电量，包含省内中长期合约和跨省中长期合约（若有），电网企业代理购电纳入省内中长期合约结算；

$P_{\text{中长期合约(充电)},t}$ 为新型经营主体充电单元 t 时段中长期合约价格。

$Q_{\text{省内中长期合约(充电)},t}$ 为新型经营主体充电单元 t 时段省内中长期合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场新型经营主体充电单元所在节点的 T 时段结算电价；

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

(十二)、原 5.1.4 条修订为：

原 5.1.4 日前市场偏差结算第一段新增“(新型经营主体用电单元以所在节点日前电价计算偏差电费)”； $Q_{\text{日前},t}$ 定义修订为：“ $Q_{\text{日前},t}$ 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)”； $P_{\text{日前统一},t}$ 定义修订为：“ $P_{\text{日前统一},t}$ 为用户日前市场 T 时段统一结

算点电价，对于新型经营主体用电单元，取其所在节点日前电价。”

(十三)、原 5.1.5 条修订为：

原 5.1.5 实时市场偏差结算第一段新增“(新型经营主体用电单元以所在节点实时电价计算偏差电费)”; $P_{\text{实时统一},t}$ 定义修订为：“ $P_{\text{实时统一},t}$ 为用户实时市场 T 时段统一结算点电价，对于新型经营主体用电单元，取其所在节点实时电价。”

(十四)、原 5.2.2 条新增：

对于新型经营主体放电单元，计算公式为：

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

其中：

$R_{\text{中长期合约(放电)}}$ 为新型经营主体放电单元中长期合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期合约(放电)},t}$ 为新型经营主体放电单元 t 时段中长期合约电量，包含省内中长期合约和跨省中长期合约（若有），电网企业代理购电纳入省内中长期合约结算；

$P_{\text{中长期合约(放电)},t}$ 为新型经营主体放电单元 t 时段中长期合约价格。

$Q_{\text{省内中长期合约(放电)},t}$ 为新型经营主体放电单元 t 时段省内中长期合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为新型经营主体放电单元所在节点的 T 时段结算电价；

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

(十五)、原 5.2.5 条修订为：

原 5.2.5.跨省中长期合约阻塞电费结算第一段中“送出侧关口电价”修订为：“送出侧关口电价（扣减省内输电价、竞价分享空间及政府明确的其他提取价格）”

(十六)、原 6.1 条修订为：

运行补偿电费、启动费用和考核返还电费按照区域和省内现货电能量交易实施细则规定执行，由云南电网公司或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。

(十七)、原 6.2. 用户侧偏差收益转移、6.4 发电侧中长期交易偏差收益回收、6.5.2.3 计划与市场不平衡电费中分摊分享方式统一修订为：

按当月批发交易用户（含售电公司）用电量以及电网代理购电电量等比例分摊或分享，分摊分享时若未取到当月电网代理购电电量数据则取上月电网代理购电电量数据进行分摊分享

(十八)、原 6.2 条中 $Q_{\text{申报},t}$ 定义修订为：“ $Q_{\text{申报},t}$ 为日前市场申报的该时段需求电量”。

(十九)、原 6.5.1 条第（1）点修订为：

“（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。若广州电力交易中心单独结算了跨省中长期交易电量在购售双方所在关口

与中长期结算参考点的日前现货价格差值费用，则该部分费用以月度为单位，按市场化电厂（机组）具有的跨省中长期合约电量等比例进行分摊或分享，跨省送电省间不平衡电费中扣除该部分费用后再按以下方式进行分摊或分享。”

（二十）、原 6.5.2.1 条修订为：

原 6.5.2.1 市场发用电量不平衡偏差电费中 $Q_{\text{用户日前申报},t}$ 修订为：“ $Q_{\text{用户日前申报},t}$ 为用户日前 T 时申报总电量”；分摊分享方式修订为：“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，由当月发电侧市场化电厂（机组）上网电量或用户侧批发交易用户（含售电公司）用电量以及电网代理购电量等比例分摊分享，分摊分享时若未取到当月电网代理购电量数据则取上月电网代理购电量数据进行分摊分享。”

（二十一）、原 6.5.2.2 条中最后一段修订为：

现货市场部分阻塞盈余以月度为周期，由发电侧市场化电厂（机组）按当月上网电量比例分摊或分享。

（二十二）、原 6.5.2.3 条中最后一段修订为：

计划与市场并存引起的不平衡资金由用户侧批发交易用户（含售电公司）当月用电量以及电网代理购电量等比例分摊或分享，分摊分享时若未取到当月电网代理购电量数据则取上月电网代理购电量数据进行分摊分享，分摊分享结果在核算完成后纳入下一次用户侧月度结算依据中，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不平衡资金结算依据开展结算。

(二十三)、原 6.5.2.4 条修订为：

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，按当月发电侧市场化电厂（机组）上网电量和用户侧批发交易用户（含售电公司）用电量以及电网代理购电电量等比例共同分摊分享，分摊分享时若未取到当月电网代理购电电量数据则取上月电网代理购电电量数据进行分摊分享。

(二十四)、原 8.1.2 条修订为：

原 8.1.2 条中“暂不具备分小时计量条件的用户”修订为：“暂不具备分小时计量条件的低压分布式光伏购电户、低压用户”；“再减去可分小时计量的用户曲线，得到典型曲线”修订为：“再减去可分小时计量的用户曲线，得到低压用户典型曲线”；新增：“电网企业可根据上年度集中式光伏电站曲线测算形成低压分布式光伏购电户典型曲线。”；删除“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。”

(二十五)、原附录 2 第三、四、十条修订为：

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 个小时，且采集到电表止码数据：

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 或为空，则使用近 7 天每小时的平均电量拟合。如近 7 天电量为 0 或为空，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 个小时，未采集到电表止码数据，缺点数按 0 电量拟合处理。

十二、按旬、月进行电量的区间修正。每月 15 日、25 日分别修正 1-10 日、11-20 日的表码数据，每月 3 日修正上一整月的表码数据，并将更新的表码数据推送至营销系统。

（二十六）、原附录 2 中第六条后新增第七、八条：

七、暂不具备分小时计量条件的低压分布式光伏购电户、低压用户，由电网企业按照典型曲线通过日冻结表码计算的日电量进行分解，形成用于结算的小时电量。

八、总分关系市场化用户，一般工商业用户不具备装表计量条件的，当父表具备小时计量条件且父表日电量大于子表日电量时，子表电量由电网企业按照父表的当日用电曲线进行分解，通过父表小时电量减去对应子表小时电量形成一般工商业用户小时电量。

（二十七）、原附录 2 中日期属性说明中第二点修订为：

原详细说明中示例年份更新为 2025 年。

(二十八)、原附录 3 中第四条中第(一)点第 4 小点后新增第 5、6 小点:

5. 燃煤电厂按机组发电量比例测算各分机组上网电量的,电厂分时累计电量与月度电量一致的,各分机组结算电量以机组分时累计取整电量为准,不再依据月度分机组电量进行修正。

6. 对于用户月内产生的穿越电量,依据穿越双方确认的穿越时段及电量,参照用户上月同一时段实际用电分时曲线,将分时电量分摊到本月产生穿越电量的各个时点上。如果用户上月对应时段各时点电量均为 0,则依据双方确认的穿越时段及电量,平均分摊至每小时。

三、《云南绿色电力交易实施细则》补充修订条款

(一)、新增第十四条:

第十四条 强化新能源上网电价市场化改革与绿证政策协同,纳入可持续发展价格结算机制的电量,不重复获得绿证收益,具体按照省级相关政府主管部门要求执行。

(二)、原第二十三条第(三)项修订为:

第二十三条 (三) 绿证价格申报的最小单位为 0.01 元/MWh。核发可交易绿证的发电企业绿证价格申报值大于零。

(三)、新增第三十七条:

第三十七条 绿证部分结算:

（一）发电项目电量分割

绿证部分结算以发电项目为单元开展，根据省内绿色电力交易发电企业的交易单元和发电项目之间的对应关系，进行交易合同分割并用于结算。具体方式如下：

（1）若省内绿色电力交易发电企业的交易单元对应多个发电项目，即“对多”关系，则以发电项目上网电量为权重，逐笔对交易单元的省内绿电合同进行拆分，形成发电项目层级的绿电合同。即若某发电企业的交易单元对应 n 个发电项目， $Q_{i\text{上网}}$ 为发电项目 i 的上网电量， $q_{\text{绿电合同}}$ 为发电企业的交易单元的某笔绿电交易成交电量，则该笔绿电交易成交电量分割给发电项目 i 的合同电量 $q_{i\text{绿电合同（分割）}}$ 为：

$$q_{i\text{绿电合同（分割）}} = q_{\text{绿电合同}} \times \frac{Q_{i\text{上网}}}{\sum_{i=1}^n Q_{i\text{上网}}}$$

（2）若省内绿色电力交易发电企业的交易单元对应一个发电项目，即“对一”关系，则发电项目直接承接交易单元的各笔绿电合同。

（四）、原第三十五条（一）绿证部分结算中，“发电企业”修改为“发电项目”：

发电项目、批发用户、零售用户绿证部分结算费用 $f_{\text{绿证价格}}$ 为：

$$f_{\text{绿证价格}} = \sum_{i=1}^M p_{i\text{绿证价格}} \times q_{i\text{绿电结算}}$$

其中， $p_{i\text{绿证价格}}$ 为市场主体当月第 i 笔绿色电力交易约定的绿证价格，批发用户为其自行参与的绿色电力交易的绿证

价格，零售用户为售电公司向其匹配的批发侧绿色电力交易的绿证价格， $p_{i\text{绿证价格}}$ 含月度绿色电力交易和日前绿色电力交易；M 为市场主体当月参与绿色电力交易的笔数； $q_{i\text{绿电结算}}$ 为第 i 笔绿色电力交易绿证部分的结算电量， $q_{i\text{绿电结算}}$ 按第 i 笔合同的电力用户的实际匹配用电量、发电项目的实际匹配上网电量以及双方之间的合同电量三者取小确定。计算方式为：

$$q_{i\text{绿电结算}} = \min(q_{i\text{实际匹配用电量}}, q_{i\text{实际匹配上网电量}}, q_{i\text{绿电合约}})$$

其中， $q_{i\text{实际匹配用电量}}$ 为第 i 笔绿色电力交易对应的用户实际匹配用电量，按照该笔交易电量占该电力用户当月总绿色电力交易电量比例，乘以该用户总用电量确定，以兆瓦时为单位取整数； $q_{i\text{实际匹配上网电量}}$ 为第 i 笔绿色电力交易对应的发电项目实际匹配上网电量，按照该笔交易电量占该发电项目当月总绿色电力交易电量比例乘以该发电项目总上网电量确定，以兆瓦时为单位取整数； $q_{i\text{绿电合约}}$ 为第 i 笔绿色电力交易的交易电量，批发用户为其自行参与的绿色电力交易，零售用户为售电公司向其匹配的绿色电力交易，均以兆瓦时为单位取整数。跨省跨区绿色电力交易的绿证部分结算与省内绿色电力交易的绿证部分结算优先级相同，按照结算时跨省跨区、省内绿色电力交易电量各自占比计算应匹配的用电量或上网电量。

（五）、在原第三十五条（二）其他要求中，第 1 点的“发电企业”修改为“发电项目”

1. 绿证部分结算以电力用户、发电项目每月冻结电量版本为准，不随后续发用电计量数据调整而调整。因计量差错导致的绿证部分结算调整，根据国家有关规定另行明确。

新增第 4 点：

4. 电网企业应及时将发电项目的上网电量信息，以及营销户号与发电项目对应映射关系提供给电力交易机构，用于绿证部分结算。

（六）、原三十六条第（2）项修改为：

（2）绿证部分结算：获取发电项目上网电量信息后 3 个工作日，获取绿色电力交易信息（发电企业、发电项目、批发用户、零售用户），合同双方发用电量信息，按照绿证部分结算规则核算，并推送至电网营销系统并入电费进行后续资金结算。

（七）、删除原第三十六条第（3）点：

删除（3）电厂侧发电项目绿色电力交易匹配

核发可交易绿证的可再生能源发电企业，按照电力交易机构公告，发电企业需根据发电企业交易单元与发电项目的映射关系，结合各发电项目的实际上网电量情况，将同一交易单元结算的每笔绿色电力交易结算电量、电费匹配至各发电项目（发电企业、电力用户的结算对应关系应与交易对应关系保持一致），匹配电量不超过发电项目的上网电量。

具备条件后，可由电网企业直接将可再生能源发电企业

营销档案与发电项目之间的映射关系、各发电项目的上网电量数据提供给电力交易机构。电力交易机构将同一交易单元结算的每笔绿色电力交易结算电量按照从大到小的顺序排序，交易单元映射各发电项目按照上网电量从大到小的顺序排序，按照排序依次匹配，直至排在最后的那笔绿色电力交易结算电量匹配完成，形成发电项目与电力用户的绿色电力交易结算结果。

发电企业对匹配的正确性负责，若因发电企业匹配等原因导致电力用户无法获得绿证，发电企业应将对应绿证价格费用退还电力用户，并根据双方合同约定给予交易对手方相应补偿。

四、《云南电力市场交易信用管理实施细则（V2.0版）》补充修订条款

（一）、原第六条修订为：

第六条 本细则适用于所有参与云南电力市场的发电企业、电力用户、售电公司等经营主体。**新型储能企业放电时视同发电市场主体，充用电时视同电力用户。虚拟电厂（含负荷聚合商）按照售电公司参评。**根据市场发展情况，昆明电力交易中心持续优化信用评价指标及信用管理相关机制，报原审定机构审定后执行。

（二）、原第十八条修订为：

第十八条 在半年度评级的周期内，经营主体被认定为

存在负面行为时，信用评级时进行相应累计扣分。被认定为“一般”类事项评级扣 150 分/次，被认定为“严重”类事项评级扣 300 分/次，被认定为“禁止”类事项评级得 0 分。未签订《云南电力市场成员自律公约》（以下简称《公约》）的售电公司，在半年度评级结果的算术平均分基础上扣 100 分。若违反《公约》中条款，并经市场管理委员会认定一次扣 25 分，扣分上限为 50 分。若同一事项既违反《公约》又触发负面行为，取大值进行扣分。

（三）、原《附件 4：云南电力市场售电公司负面行为清单》中“严重类→5 严重违反电力市场相关法律法规与规则、破坏市场秩序→第 10 点”修订为：

10.售电公司未能按昆明电力交易中心书面提醒要求按时足额缴纳履约保函、保险等履约保障凭证，超过补缴时限 10 个工作日且履约保函（保险）额度仍持续不满足要求。

（四）、原《附件 4：云南电力市场售电公司负面行为清单》中“一般类→8 违反市场规则、破坏市场秩序”增加一条：

11.售电公司未能按昆明电力交易中心书面提醒要求按时足额缴纳履约保函、保险等履约保障凭证，超过补缴时限 3 个工作日且履约保函（保险）额度仍持续不满足要求。

五、《云南电力市场售电公司履约保函（保险）管理实施细则（V2.0 版）》补充修订条款

（一）、原第二十三条修订为：

第二十三条 昆明电力交易中心发出补缴通知提醒后，售电公司仍未按时足额缴纳履约保函（保险）的，对其实施以下措施：

（一）超过补缴通知要求的补缴时限未足额补缴，且期间履约保函（保险）额度持续不足的，提请云南省能源局和国家能源局云南监管办公室同意后，纳入交易信用管理；

（二）超过补缴通知要求补缴时限 10 个工作日，仍未足额补缴且期间履约保函（保险）额度持续不足的，交易中心暂停其交易权限至少 1 个月。同时启动负面行为认定，提请云南省能源局和国家能源局云南监管办公室认定其严重类负面行为。由国家能源局云南监管办公室下发监管意见书，下发监管意见书后且拒不整改的，启动强制退市程序。

（二）、原第三十三条后中新增：

第三十四条 履约保函保险全额索赔后，仍然不能覆盖售电公司亏损时，相关情况上报云南能源监管办公室、云南能源主管部门，提出处置方案，经市场管理委员会审议通过，报政府审定后执行。

六、《云南电力零售市场实施细则（V2.0 版）》补充修订条款

（一）、原第四条修订为：

第四条 零售用户。选择进入零售市场的电力用户为零售用户。按月将零售用户分为交易零售用户和未交易零售用户。购买了电力零售套餐的零售用户为交易零售用户，未购

买电力零售套餐的零售用户为未交易零售用户。独立储能充电时不可视为零售用户参与市场交易。

(二)、原第二十八条修订为：

第二十八条 逐日盯市风险测算。每个工作日，昆明电力交易中心根据最新的批发交易、零售交易数据，滚动测算当月与电网结算售电公司批零价差收益 $S_{\text{逐日价差收益}}$ 。 $S_{\text{逐日价差收益}}$ 测算算法为：

$$S_{\text{逐日价差收益}} = S_{\text{零售收入测算}} - S_{\text{批发成本测算}}$$

式中， $S_{\text{零售收入测算}}$ 为售电公司零售收入测算值，计算方式为：

$$S_{\text{零售收入测算}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{零售}}} (1 - K_{\text{燃煤比例}}^i) \times (P_{\text{零售清洁}}^i \times Q_{\text{零售}}^i) + K_{\text{燃煤比例}}^i \times (P_{\text{零售燃煤}}^i \times Q_{\text{零售}}^i)$$

式中， $N_{\text{零售}}$ 为交割月向售电公司购买了符合本细则套餐参数要求的电力零售套餐，且经所属电网企业确认所属供电区域交割月可结算的零售用户数量， $P_{\text{零售清洁}}^i$ 为第 i 笔套餐的清洁能源电量交易价格，若套餐为联动市场基准价类型，测算时取清洁能源市场月度上调服务基准价作为基准价，若套餐为联动售电公司折价类型，测算时取该售电公司清洁能源市场中长期交易均价作为基准价； $P_{\text{零售燃煤}}^i$ 为第 i 笔套餐的燃煤电量交易价格，若套餐为联动市场基准价类型，测算时取燃煤市场月度上调服务基准价（区分褐煤、烟煤无烟煤）作为基准价，若套餐为联动售电公司折价类型，测算时取该售电公司燃煤市场中长期交易均价作为基准价。 $K_{\text{燃煤比例}}^i$ 为月度信息披露时公布的用户月度高耗能燃煤比例或者非高耗能燃煤

比例， $q_{\text{零售}}^i$ 为电力用户 i 零售交易电量，若交易电量为 0 或未填写交易电量，则取零售用户对应月份的用电需求值。测算 $p_{\text{零售燃煤}}^i$ 时，根据套餐成交的交易单元（统一社会信用代码或营销户号）是否包含高耗能户号来决定是否取月度高耗能燃煤比例、燃煤市场月度上调服务基准价（烟煤无烟煤）。

非现货结算期间， $s_{\text{批发成本测算}}$ 为售电公司批发购电成本测算值计算方式为：

$$S_{\text{批发成本测算}} = S_{\text{批发成本测算（非现货）}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{零售}}} Q_{\text{零售}}^i}{Q_{\text{能力}}} [P_{\text{批发交易}} \times Q_{\text{批发交易}} + U1 \times P_0 \times Q_{\text{超用测算}} + U2 \times P_0 \times Q_{\text{少用测算}}]$$

式中， $Q_{\text{能力}}$ 为售电公司当月月度交易能力， $Q_{\text{批发交易}}$ 为售电公司当月批发市场成交电量（含年度交易、月度交易、日前交易等）， $P_{\text{批发交易}}$ 为售电公司当月批发市场成交电量均价（不包括燃煤电量交易）， P_0 为清洁能源市场月度上调服务基准价， $U1$ 为售电公司超用电量惩罚系数， $U2$ 为售电公司少用电量惩罚系数。

$Q_{\text{超用测算}}$ 为售电公司超用电量测算值，计算方式为：

$$Q_{\text{超用测算}} = \max(Q_{\text{能力}} - Q_{\text{批发交易}}, 0)$$

$Q_{\text{少用测算}}$ 为售电公司少用电量测算值，计算方式为：

$$Q_{\text{少用测算}} = \min(Q_{\text{能力}} - Q_{\text{批发交易}}, 0)$$

现货结算期间， $s_{\text{批发成本测算}}$ 为售电公司批发购电成本测算值，计算方式为：

$$S_{\text{批发成本测算}} = \max \left\{ \left(\sum_{D=1}^D \sum_{t=1}^T S_{D\text{日测算}, t} \right) \div D \times M, S_{\text{批发成本测算（非现货）}} \right\},$$

其中, $S_{D\text{日测算}, t} = P_{D\text{日中长期}, t} \times Q_{D\text{日中长期}, t} + (Q_{D\text{日日前}, t} - Q_{D\text{日中长期}, t}) \times P_{D\text{日日前}, t}$

M 为开展现货结算月份的天数, D 为 M 月开展现货结算的天数, $S_{D\text{日测算}, t}$ 为售电公司 D 日 t 时的批发成本测算值, $P_{D\text{日中长期}, t}$ 为售电公司 D 日 t 时的中长期合同加权均价, $Q_{D\text{日中长期}, t}$ 为售电公司 D 日 t 时的中长期合同电量, $Q_{D\text{日日前}, t}$ 为售电公司 D 日 t 时的日前出清电量, $P_{D\text{日日前}, t}$ 为用户侧 D 日 t 时的日前出清均价。

七、《云南电力市场现货电能量交易实施细则(V2.0 版)》 补充修订条款

(一)、1.4.1 发电侧参与现货方式

“省内燃煤机组、具有较好调节性能的市场化水电以及试点参与优化出清的风电、光伏原则上采用报量报价的方式参与现货出清；其他市场化水电、风电、光伏等交易单元采用报量不报价的方式参与现货出清。

根据现货市场试运行情况，逐步实现更多市场化水电、风电、光伏等交易单元报量报价参与现货市场优化出清。为鼓励更多清洁能源发电单元积极参与现货市场优化，发挥市场资源配置作用，优先保障报量报价清洁能源市场化消纳。”修订为：“省内火电机组报量报价参与现货出清。省内 220kV 及以上的清洁能源电厂原则上报量报价参与现货出清，其中，进入商业运营的 220kV 及以上风电、光伏全部报量报价参与现货出清；逐步扩大 220kV 及以上报量报价水电范围，区域

现货市场正式运行前，力争实现 220kV 及以上清洁能源电厂全部报量报价参与现货出清；纳入试点的 110kV 及以下电压等级的市场化电厂报量报价参与现货出清，其他电厂报量不报价参与出清。

根据现货市场运行需要、机制优化、参数调整等，持续完善市场主体报量报价参与现货市场的范围。”

（二）、1.4.3 新型主体参与现货方式

新增：“在电力供应紧张、调峰或断面调控困难等时段，电力调度机构可根据系统运行需要要求独立储能按照报量报价方式参与，并于竞价日（D-1 日）12:00 前以私有信息披露。”

（三）、3 引用文件

新增：“电力市场运营基本规则、电力现货市场基本规则、电力辅助服务市场基本规则、国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知（发改价格〔2025〕136 号）。”

（四）、5.3 调频辅助服务市场、深度调峰机制与现货市场的衔接

“开展云南电网调频辅助服务市场出清、调峰辅助服务市场出清。”修订为：“开展云南电网调频辅助服务市场出清，并按照区域现货市场规定开展深度调峰安排。”

（五）、5.4 跨省备用辅助服务市场与现货市场的衔接

该部分内容全部删除，修订为“按照《南方区域电力现货市场连续结算试运行实施方案》要求，连续结算试运行期

间，暂不开展跨省电力备用辅助服务市场。”

(六)、5.5 新能源机制电价与现货市场的衔接

该部分为新增内容：“落实国家 136 号文要求，推动新能源公平参与实时市场，加快实现自愿参与日前市场，具体根据南方区域电力现货市场运行情况统一安排。”

(七)、6.10 日前电能量市场定价

“... 每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。”修订为：“...，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》的计算方式，确定该节点每小时的平均节点电价。”

(八)、7.7 实时电能量市场定价

“... 每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。”修订为：“... 每小时内 4 个 15 分钟的节点电价按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》的计算方式，确定该节点每小时的平均节点电价。”