

云南省绿色电力交易实施细则

(报审稿)

第一章 总则

第一条 为深入贯彻党中央、国务院关于碳达峰碳中和的战略部署，进一步落实《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）、《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》（国能发新能规〔2024〕67号）、《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号）、《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿色电力交易有关事项的通知》（发改体改〔2023〕75号）等文件要求，服务新型能源体系和新型电力系统建设，引导绿色电力消费，加快绿色能源发展，结合云南电力市场实际，制定本细则。

第二条 本细则所称绿色电力、可再生能源绿色电力证书、绿色电力交易按以下定义。

（一）绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所生产的全部

电量。

（二）可再生能源绿色电力证书（以下简称“绿证”）是指国家能源局对符合条件的可再生能源电量核发具有唯一代码标识的凭证，作为可再生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证，1个绿证对应1000千瓦时可再生能源电量。

（三）绿色电力交易是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的绿证，用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。初期，参与绿色电力交易的发电侧主体为风电、光伏发电项目，条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。

第三条 本细则适用于开展2025年及之后的云南省内绿色电力交易。

第二章 市场成员

第四条 云南省绿色电力交易的市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等。

第五条 发电企业范围为云南电力市场已注册，满足绿证核发条件的可再生能源发电企业。根据绿证类型，发电企业分为两类：核发可交易绿证的可再生能源发电企业；暂不核发可交易绿证，相应的绿证随电量直接无偿划转的存量常规水电（2023年1月1日（不含）之前投产的常规水电项目）。

第六条 电力用户为直接参与交易的市场化用户。

第七条 售电公司为云南电力市场注册的售电公司。

第八条 电网企业应为绿色电力交易提供公平的报装、计量、抄表、结算和收费等服务。电网企业对享受国家可再生能源补贴的绿电项目参与绿色电力交易所产生的溢价收益，按相关规定做好参与电力市场交易补贴项目绿证收益的补贴扣减。

第九条 昆明电力交易中心负责组织开展云南省绿色电力交易，向广州电力交易中心提供绿色电力交易相关数据，配合做好绿证核发、划转工作。

第十条 电力调度机构在确保电网安全的前提下，提供安全约束条件，开展安全校核，合理安排运行方式，执行绿色电力交易结果。

第三章 注册登记

第十一条 已注册的售电公司和电力用户可直接参与绿色电力交易，不需要提供额外的注册信息。

第十二条 发电企业应按照相关政策要求在国家可再生能源发电项目信息管理平台完成可再生能源发电项目建档立卡后，在国家绿证核发交易系统注册绿证账户。获得发电项目代码后，包括存量常规水电在内的发电企业需及时向电力交易机构提供绿电项目信息及绿电项目与交易单元的对应关系，经电力交易机构审核通过后可参与绿色电力交易，

存量常规水电项目与交易单元的对应关系主要用于开展电力交易溯源。发电企业对绿电项目信息及其与交易单元的对应关系的真实性和准确性负责。市场主体注册信息发生变更时，应及时向电力交易机构提出变更申请。

第十三条 落实绿证全覆盖等工作部署，鼓励可再生能源项目加快提升建档立卡比例，进一步加强行业精细化管理和服务，支撑绿色电力证书核发和交易等工作，充分发挥云南绿电价值。

第四章 交易组织

第一节 基本要求

第十四条 参与绿色电力交易的主体需满足云南省中长期电力市场的交易资格要求，按照省内相关电力市场细则执行。

第十五条 交易单元。市场初期，可再生能源发电企业以厂（交易电厂）为交易单元参与绿色电力交易；批发用户（参加批发交易的电力用户）以营销户号为交易单元参与绿色电力交易，零售用户（参加零售交易的电力用户）在交易时可选择按企业交易单元（统一社会信用代码）或营销户号交易单元参与绿色电力交易；售电公司以公司为交易单元参与绿色电力交易。具备条件后，可再生能源发电企业原则上以发电项目作为交易单元参与绿色电力交易。

第十六条 根据交易对象的差异，绿色电力交易可分为

批发侧绿色电力交易和零售侧绿色电力交易。

（一）批发侧绿色电力交易指批发交易用户（参加批发交易的电力用户和售电公司）与可再生能源发电企业之间开展的绿色电力交易。

（二）零售侧绿色电力交易指零售用户与售电公司之间开展的绿色电力交易。

第二节 批发侧绿色电力交易

第十七条 云南绿色电力交易现阶段主要包括直接交易和事前合同转让交易。

第十八条 交易周期。直接交易暂按年（多年）、月（多月）、日开展，合同转让交易暂按月开展。

第十九条 直接交易是指发电企业与售电公司、批发用户直接开展的绿色电力交易。

第二十条 事前合同转让交易包括发电合同、用电合同转让，绿证部分随电能量部分一并转让。

（1）发电合同转让交易是指可参与绿色电力交易的发电企业之间，对已持有的绿色电力交易合同进行相互转让的交易。其中，同一发电企业成交多笔绿色电力交易合同的，各笔绿色电力交易合同的出让电量，按照该笔绿色电力交易合同电量占该发电企业当月所有可出让绿色电力交易电量的比例，乘以该发电企业总出让绿色电力交易电量确定。电能量部分的出让价格为其所有可出让绿色电力交易电量的

加权平均价；绿证部分的出让价格为对应出让绿色电力交易合同的绿证价格。发电企业受让电量不得超过其剩余发电能力。

（2）用电合同转让交易是指批发用户、售电公司之间，对已持有的绿色电力交易合同进行相互转让的交易。其中，同一批发用户、售电公司成交多笔绿色电力交易合同的，各笔绿色电力交易合同的出让电量，按照该笔绿色电力交易合同电量占该批发用户、售电公司当月所有可出让绿色电力交易电量的比例，乘以该批发用户、售电公司总出让绿色电力交易电量确定。电能量部分的出让价格为其所有可出让绿色电力交易电量的加权平均价；绿证部分的出让价格为对应出让绿色电力交易合同的绿证价格。用电侧受让电量不得超过其剩余用电需求。

（3）当月度所有交易品种关闸后，每月采用双边协商和挂牌的方式，开展次月的合同电量（带分时曲线）转让交易。

（4）事前合同转让其他事项按照省内相关电力市场细则相关要求执行。

第二十一条 直接交易的交易方式

交易方式包括双边协商、挂牌等，后续根据市场需要进一步拓展交易方式，具体以电力交易机构的交易公告信息为准。

1. 双边协商交易

市场主体之间自主协商交易标的数量、价格等交易初步

意向，在绿电双边协商交易申报截止前，通过电力交易平台进行申报确认成交。申报数据经过合理性校验后，形成绿电双边交易预成交结果。交易双方可在规定时间内对绿电双边交易合同的电能量价格和绿证价格进行调整，由一方填报经双方协商一致，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。

2. 挂牌交易

市场主体通过电力交易平台，将需求绿电电量或者可供绿电电量的数量和价格（电能量价格、绿证价格）等信息对外发布要约，由另一方市场主体提出接受该要约的申请。挂牌交易规则：

（1）挂牌方申报挂牌电量、挂牌电能量价格、挂牌绿证价格。

（2）摘牌方根据挂牌信息，申报摘牌电量。当全部摘牌电量之和小于（或等于）全部挂牌电量时，摘牌电量全部成交，挂牌电量按等比例匹配摘牌电量进行成交；当全部摘牌电量之和大于全部挂牌电量时，挂牌电量全部成交，摘牌电量按等比例匹配挂牌电量进行成交。

（3）成交价格为挂牌价格（挂牌电能量价格、挂牌绿证价格）。

现阶段采用卖方挂牌，买方摘牌的方式组织交易。

第二十二条 交易申报。

1. 核发可交易绿证的可再生能源发电企业的绿色电力交易结算结果用于支撑绿证划转。存量常规水电按照省内相关电力市场细则要求及交易流程参与中长期交易，并据此开展电力交易溯源明确存量常规水电的电量流向，用于支撑存量常规水电绿证划转。

2. 参与交易的主体应在申报绿色电力交易电量的同时，分别申报绿色电力的电能量价格、绿证价格。

3. 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不小于零。

4. 交易电量、电能量价格等其他申报要求按照省内相关电力市场细则执行。

第二十三条 申报数据合理性校验。批发侧绿色电力交易与其他中长期电力交易共用上限，具体要求按照省内相关电力市场细则执行。

第二十四条 安全校核。电力交易机构在电力调度机构提供的安全约束条件下依据规则出清，形成无约束交易结果，提交至电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应在规定时限内返回安全校核结果，电力交易机构根据安全校核结果发布交易结果。经营主体对交易结果有异议的，应在规定时间内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构负责解释。现货运行期间，暂不开展校核。

第二十五条 除年度双边交易外，各类绿色电力交易不

再另行签订合同，以交易正式结果作为结算依据。

第三节 零售侧绿色电力交易

第二十六条 零售侧绿色电力交易通过零售用户向售电公司购买绿色电力零售套餐的方式开展。

第二十七条 相较于普通的电力零售套餐，绿色电力零售套餐的套餐参数增加绿电类型、绿色电力交易电量、绿证价格、是否允许售电公司直接调整溯源结果。

（一）绿电类型。现阶段，可选绿电类型包括“其他水电”（除存量常规水电外的其他水电）、“风电”、“光伏”。后续若其他类型绿电，如“生物质发电”、“地热能发电”等进入市场，经电力交易机构公告后，可选绿电类型相应增加。

（二）绿色电力交易电量。分别约定“其他水电”、“风电”、“光伏”等各类型绿电的电量，申报电量通过交易周期内实际用电量的一定比例的方式明确。申报最小单位为1%，分别约定“其他水电”、“风电”、“光伏”等各类型绿电的比例，绿电类型可多选，各约定比例不大于100%，不小于0，且所有比例加总不大于100%。

（三）绿证价格。申报值不小于零，最小单位为0.00001元/千瓦时。为防止价格风险，绿证价格应在合理区间范围内签订。

（四）是否允许售电公司直接调整溯源结果。若零售用

户选择“是”，则在零售市场溯源过程中，售电公司可直接调整该零售用户的溯源结果，无需零售用户确认；若零售用户选择“否”，则售电公司调整溯源结果后，需经零售用户确认后生效。

第二十八条 绿色电力零售套餐可通过标准套餐交易、定制套餐交易两种方式进行，交易流程按省内相关电力市场细则有关规定执行。

第二十九条 绿色电力交易零售匹配。售电公司在批发侧绿色电力交易后，需根据绿色电力零售合同约定，将常规批发侧绿色电力交易结果（含“其他水电”、“风电”、“光伏”等核发可交易绿证的各类发电企业的交易结果）匹配给零售用户。

第三十条 匹配遵循如下要求：

电力交易机构在交割月结束后、绿色电力交易结算前组织零售匹配，具体以电力交易机构的交易公告信息为准。匹配由售电公司依据绿色电力零售套餐约定开展，无需用户确认。

（一）交易电量匹配

售电公司按照营销户号，将交易合同逐笔匹配给签订了绿色电力零售套餐的零售用户，匹配满足：

$$\sum_{k=1}^L g_{k \text{ 其他水电匹配}} \leq G_{\text{其他水电合同}}$$

$$\sum_{k=1}^L g_{k \text{ 风电匹配}} \leq G_{\text{风电合同}}$$

$$\sum_{k=1}^L g_{k \text{ 光伏匹配}} \leq G_{\text{光伏合同}}$$

$$0 \leq \sum_{i=1}^{N_{\text{其他水电}}} g_{k,i \text{ 其他水电}} \leq Q_k \times \varepsilon_{k \text{ 其他水电}}$$

$$0 \leq \sum_{i=1}^{N_{\text{风电}}} g_{k,i \text{ 风电}} \leq Q_k \times \varepsilon_{k \text{ 风电}}$$

$$0 \leq \sum_{i=1}^{N_{\text{光伏}}} g_{k,i \text{ 光伏}} \leq Q_k \times \varepsilon_{k \text{ 光伏}}$$

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{其他水电}}} g_{k,i \text{ 其他水电}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{风电}}} g_{k,i \text{ 风电}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{光伏}}} g_{k,i \text{ 光伏}} \leq Q_k$$

$$p_{k \text{ 其他水电匹配}} \leq p_{k \text{ 其他水电约定}}$$

$$p_{k \text{ 风电匹配}} \leq p_{k \text{ 风电约定}}$$

$$p_{k \text{ 光伏匹配}} \leq p_{k \text{ 光伏约定}}$$

式中， L 为售电公司零售用户数量； $g_{k \text{ 其他水电匹配}}$ 为售电公司匹配给零售用户 k 的其他水电绿色电力交易电量； $G_{\text{其他水电合同}}$ 为售电公司在批发侧成交的其他水电绿色电力交易电量； $g_{k \text{ 风电匹配}}$ 为售电公司匹配给零售用户 k 的风电绿色电力交易电量； $G_{\text{风电合同}}$ 为售电公司在批发侧成交的风电

绿色电力交易电量； $g_{k\text{光伏匹配}}$ 为售电公司匹配给零售用户 k 的光伏绿色电力交易电量； $G_{\text{光伏合同}}$ 为售电公司在批发侧成交的光伏绿色电力交易电量； $N_{\text{其他水电}}$ 为售电公司向零售用户匹配的其他水电绿色电力交易合同数量； $g_{k,i\text{其他水电}}$ 为匹配给零售用户 k 的第 i 笔其他水电绿色电力交易电量； $N_{\text{风电}}$ 为售电公司向零售用户匹配的风电绿色电力交易合同数量； $g_{k,i\text{风电}}$ 为匹配给零售用户 k 的第 i 笔风电绿色电力交易电量； $N_{\text{光伏}}$ 为售电公司向零售用户匹配的光伏绿色电力交易合同数量； $g_{k,i\text{光伏}}$ 为匹配给零售用户 k 的第 i 笔光伏绿色电力交易电量； Q_k 为零售用户 k 的实际用电量，在每月零售用户结算前锁定，不随后续因零售用户抄表、计量差错等原因导致的电量差错引起的差错清算而调整； $\varepsilon_{k\text{其他水电}}$ 为零售用户 k 与售电公司约定的其他水电绿色电力交易电量占其实际用电量的比例； $\varepsilon_{k\text{风电}}$ 为零售用户 k 与售电公司约定的风电绿色电力交易电量占其实际用电量的比例； $\varepsilon_{k\text{光伏}}$ 为零售用户 k 与售电公司约定的光伏绿色电力交易电量占其实际用电量的比例。 $p_{k\text{其他水电匹配}}$ 为售电公司向零售用户 k 匹配的其他水电绿证价格； $p_{k\text{其他水电约定}}$ 为零售用户 k 与售电公司约定的其他水电绿证价格； $p_{k\text{风电匹配}}$ 为售电公司向零售用户 k 匹配的风电绿证价格； $p_{k\text{风电约定}}$ 为零售用户 k 与售电公司约定的风电绿证价格； $p_{k\text{光伏匹配}}$ 为售电公司向零售用户 k 匹配的光伏绿证价格； $p_{k\text{光伏约定}}$ 为零售用户 k 与售电公司约定的

光伏绿证价格。

若售电公司未按时匹配，则该售电公司的零售用户的其他水电、风电、光伏的绿色电力交易匹配电量均为 0。

（二）绿证价格匹配

绿色电力零售套餐约定绿证价格为上限价格，最终匹配给用户的绿证价格以交易电量匹配中售电公司与对应发电企业交易合同的绿证价格为准。

第三十一条 零售侧绿色电力交易匹配结果仅用于零售用户匹配电源属性判断以及绿证部分结算，零售用户电能量部分结算按照省内相关电力市场细则执行。

第五章 交易执行

第三十二条 云南省绿色电力交易合同通过电子合同的方式签订。电力交易机构通过电力交易平台出具的入市协议、交易公告、交易结果等视同为电子合同。

第三十三条 绿色电力交易是电力中长期交易的组成部分，在现货市场运行期间，绿色电力交易的电能量部分按照省内相关电力市场细则开展结算。

第三十四条 在保证电网安全运行的基础上，绿色电力交易优先安排，保证交易结果的优先执行。

第六章 结算

第三十五条 绿色电力交易结算按照“月结月清”的原则开展，绿色电力交易结算包含电能量部分结算和绿证部分

结算，两部分结算同步开展。电能量部分结算按照省内相关电力市场细则执行，绿证部分结算按照本实施细则执行。

第三十六条 绿色电力交易保持电网企业结算模式：根据电力交易机构出具的结算依据，电力用户向电网企业缴纳电能量部分结算费用和绿证部分结算费用；电网企业向发电企业支付相应费用；售电公司按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。电网企业承担电力用户欠费风险。

（一）绿证部分结算

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

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

其中， $p_{\text{绿电价格}}$ 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， $p_{\text{绿电价格}}$ 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； $q_{\text{绿电结算}}$ 为第*i*笔绿色电力交易绿证部分的结算电量， $q_{\text{绿电结算}}$ 按第*i*笔合同的电力用户的实际匹配用电量、发电企业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：

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

其中， $q_{\text{实际匹配用电量}}$ 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企业实际匹配上网电量，按照该笔交易电量占该发电企业当月总绿色电力交易电量比例乘以该发电企业总上网电量确定，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。

（二）其他要求

1. 绿证部分结算以电力用户、发电企业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。

2. 平价（低价）可再生能源项目参与绿色电力交易，绿证产生的附加收益归发电企业所有。享受补贴的可再生能源项目自主选择参与绿色电力交易时，高于项目所执行的煤电基准价的溢价收益，在国家可再生能源补贴发放时等额扣减。发电企业放弃补贴的，参与绿色电力交易的全部收益归发电企业所有。

3. 电力交易机构应向市场主体出具绿色电力交易结算依据，包含以下内容：

- (1) 电能量部分结算电量、价格、结算费用;
- (2) 绿证部分结算电量、价格、结算费用;
- (3) 电能量部分偏差结算费用。

第三十七条 结算流程

(1) 电能量部分结算: 按照省内相关电力市场细则要求开展结算。

(2) 绿证部分结算: 冻结电量日后 3 日, 获取绿色电力交易信息 (发电企业、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。

(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, 冻结电量 5 日绿色电力交易结算完毕后, 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。

第三十八条 绿证价格不参与输配电损耗计算，不执行峰谷分时电价政策。输配电价格、政府性基金及附加依据国家有关规定、相关市场规则执行。

第七章 存量常规水电

第三十九条 依据《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号），对存量常规水电，暂不核发可交易绿证，相应的绿证随电量直接无偿划转。从2023年1月的交易开始，通过电力交易溯源，明确存量常规水电项目的电量流向，作为已建档立卡的存量常规水电绿证划转的依据。

第四十条 电力交易溯源。原则上电力交易机构每年上半年基于上一年度的电力交易合同、结算依据等，对各类型发电、各类型用电进行全量溯源。本细则印发前历史年度的

电力交易溯源按需开展。现阶段，以月度为周期开展溯源，条件成熟后进一步探索将溯源周期调整为小时。

（一）批发市场溯源

1. 合同溯源

在发电侧，将优先发电整体作为一个单位进行溯源，其他发电上网电量以电厂为单位进行溯源。在用电侧，以跨省跨区受端省份为单位进行溯源，优先用电和代购电整体作为一个单位进行溯源，省内市场化部分以批发交易用户为单位进行溯源。用于溯源的交易合同具体分为以下几种类型：

（1）市场化电厂与批发交易用户的各类批发交易合同。根据交易出清规则能够确定购售双方匹配关系的，按照出清结果形成购售双方的对应关系以及对应匹配电量明确的合同，支撑后续溯源。交易出清规则不能确定购售双方匹配关系的，首先计算售方出清的电源成分（存量常规水电、其他水电、风电、光伏、煤电）及占比。购方出清电量与各类电源成分占比相乘得到购方应匹配的存量常规水电电量、其他水电电量、风电电量、光伏电量、煤电电量。按照存量常规水电、其他水电、风电、光伏、煤电五种类型，分别在售方、购方按电量从大到小的顺序排序，以匹配购方电量为目标，按照排序依次匹配，直至排在最后一位的购方匹配完成，形成购售双方的对应关系以及对应匹配电量明确的合同，支撑后续溯源。

2024 年及之前按照《云南电力市场燃煤发电交易实施办法》开展的煤电-清洁能源电量置换交易，根据置换结果，对批发交易用户的燃煤电量合同、清洁能源电量合同进行调整。煤电电量换出方等比例承接清洁能源电量换出方的各笔清洁能源电量合同，清洁能源电量换出方等比例承接煤电电量换出方的各笔煤电电量合同。

2025 年及之后的合同溯源，根据煤电-存量常规水电电量置换交易结果，对批发交易用户实际应承担的煤电电量、存量常规水电电量合同进行匹配。煤电电量换出方等比例承接存量常规水电电量换出方的各笔存量常规水电电量合同，存量常规水电电量换出方等比例承接煤电电量换出方的各笔煤电电量。用户侧煤电-存量常规水电电量置换按照省内相关电力市场细则要求及流程开展。

（2）市场化电厂的跨省跨区合同（含框架协议、市场化交易等各类分解到具体发电企业的电量）。

（3）市场化电厂保障优先用电和代购电的合同。若优先发电上网电量 < （优先用户用电量+代购电用电量），则溯源使用的清洁能源合同电量为电网企业成交的每笔电量与

$$\frac{\min(\sum \text{电网企业成交电量}, \text{优先用户用电量} + \text{代购电用电量} - \text{优先发电上网电量} - \sum \text{代购电用户应承担的燃煤电量} - \sum \text{优先认购交易结算电量})}{\sum \text{电网企业成交电量}} \text{的乘积};$$

煤电电量取代购电用户实际应承担的煤电电量合计值；绿色电力交易电量取优先用户、代购电用户优先认购交易结算电

量的合计值。若优先发电上网电量 $\geq$ （优先用户用电量+代购电用电量），则溯源使用的合同电量为 0。

（4）优先发电整体与优先用电和代购电整体的合同，合同电量通过优先发电上网电量，与优先用户用电量和代购电用电量的合计值取小得到。

（5）优先发电整体的跨省跨区合同，根据相应年度的云南电网优先发电计划安排、省内市场化交易规则等分解得到。

合同溯源按照煤电溯源、绿色电力交易溯源、存量常规水电交易溯源、其他清洁能源交易（主要指其他水电、风电、光伏等的清洁能源市场交易电量）溯源的顺序依次进行。

（1）煤电溯源

根据各用电侧主体实际应承担的煤电电量、各用电侧主体用电量（跨省跨区受端省份为实际送出电量，下同）扣减绿色电力交易结算电量后的剩余电量二者取小得到煤电溯源电量。其中，售电公司实际应承担的煤电电量为其代理的全部零售用户实际应承担煤电电量的合计值。

（2）绿色电力交易溯源

绿色电力交易溯源电量等于绿色电力交易结算电量。

（3）存量常规水电交易溯源

在发电侧，通过各笔存量常规水电交易合同电量占发电企业全部存量常规水电合同电量的比重，与发电企业上网电量相乘得到各笔合同匹配的上网电量。

在用电侧，通过各笔存量常规水电交易合同电量占用电侧主体全部存量常规水电合同电量的比重，与用电侧主体用电量扣减煤电溯源电量、绿色电力交易溯源电量后的剩余电量相乘得到各笔合同匹配的用电量。

根据合同电量、合同匹配的上网电量、合同匹配的用电量三者取小得到各笔存量常规水电交易合同的溯源电量。

（4）其他清洁能源交易溯源

在发电侧，通过各笔其他清洁能源交易合同电量占发电企业全部其他清洁能源交易合同电量的比重，与发电企业上网电量扣减绿色电力交易溯源后的剩余电量相乘，得到各笔合同匹配的上网电量。

在用电侧，通过各笔其他清洁能源交易合同电量占用电侧主体全部其他清洁能源交易合同电量的比重，与用电侧主体用电量扣减煤电溯源电量、绿色电力交易溯源电量、存量常规水电交易溯源电量后的剩余电量相乘得到各笔合同匹配的用电量。

根据合同电量、合同匹配的上网电量、合同匹配的用电量三者取小得到各笔其他清洁能源交易合同的溯源电量。

2. 平衡溯源

合同溯源后未被溯源的剩余上网电量和用电量，通过事后的平衡溯源明确对应匹配关系和匹配电量。发电侧，省内水火风光各类型发电企业上网电量扣减合同溯源电量后的

剩余电量纳入平衡溯源。用电侧，各类用电侧主体用电量扣减合同溯源电量后的剩余电量纳入平衡溯源。

首先计算发电侧剩余电量中的电源成分（存量常规水电、其他水电、风电、光伏、煤电）及占比。各用电侧主体剩余电量与各类电源成分占比相乘得到各用电侧主体应匹配的存量常规水电电量、其他水电电量、风电电量、光伏电量、煤电电量。

按照存量常规水电、其他水电、风电、光伏、煤电五种类型，分别在发电侧、用电侧按电量从大到小的顺序排序，以用电侧主体应匹配电量为目标，按照排序依次匹配，直至排在最后一位的用电侧主体匹配完成，形成发电企业与用电侧主体的对应关系以及对应匹配电量。

合同溯源和平衡溯源完成后，电力交易机构应对溯源数据进行校核，各发电侧主体溯源电量合计值应等于上网电量，各用电侧主体溯源电量合计值应等于用电量。校核通过后，电力交易机构应将校核通过后的存量常规水电的合同溯源电量和平衡溯源电量以特定信息的方式向涉及的特定主体发布。市场主体对溯源电量存在异议的，应当在结果发布5个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构在5个工作日内给予解释，逾期未提出异议的，视为无异议。据此得到批发市场溯源电量。

（二）零售市场溯源

批发市场溯源完成后，开展零售市场溯源。零售市场溯源按如下步骤进行：

1. 初始匹配

（1）先进行绿色电力交易匹配，匹配电量等于零售用户绿色电力交易结算电量。

（2）再进行煤电电量匹配。初始煤电电量匹配电量等于用户应承担的煤电电量占售电公司当月全部用户应承担的煤电电量的比重，与售电公司煤电溯源电量的乘积。若某零售用户的绿色电力交易结算电量与初始煤电电量匹配电量的合计值大于零售用户用电量，多余部分以零售用户用电量扣减零售用户绿色电力交易结算电量再扣减初始煤电电量匹配电量，与 0 二者取大为权重，等比例匹配给其他零售用户。

（3）最后进行其他电源成分匹配。以零售用户用电量扣减零售用户绿色电力交易结算电量再扣减零售用户煤电溯源电量的剩余电量，与 0 二者取大为权重，等比例承接售电公司除绿色电力交易溯源、煤电电量溯源外的其他电源成分的溯源电量。其中，存量常规水电溯源结果单独展示。

2. 调整匹配

在初始匹配结果的基础上，售电公司可选择两个及以上用户进行用户间匹配结果的调整，调整前后相关用户各类型电量合计值保持不变，且各用户各类型电量的合计值等于用

电量。若绿色电力零售套餐约定允许售电公司直接调整溯源结果，则调整匹配结果无需用户确认后直接生效；否则，调整匹配结果经所有相关用户确认后生效。绿色电力交易匹配电量不可调整。调整匹配由电力交易机构按需适时组织开展。

3. 交易单元匹配

首先，确定绿色电力交易匹配关系。绿色电力交易的匹配关系，与绿色电力交易结算时确定的匹配关系一致。

然后，确定其余电量匹配关系。初始匹配、调整匹配完成后，分不同的电源类型，在电厂侧、用电侧均按照电量从大到小排序，按照排序依次匹配，直至排在最后一位的用户匹配完成，形成各类电源与零售用户的对应关系以及对应匹配电量。

（三）发电项目匹配

电网公司向电力交易机构提供各存量常规水电发电项目的上网电量数据，电力交易机构与发电企业进行数据核对，发电企业对数据的准确性负责。

将存量常规水电交易单元与电力用户的溯源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，直至排在最后的发电项目上网电量匹配完成，形成存量常规水电发电项目与电力用户的对应关系，用于后续存量常规水电绿证划转。

对于发电项目匹配时，因项目未及时建档立卡等原因，

导致未完成发电项目匹配工作的，由电力交易机构按需适时补充组织发电项目匹配。

（四）计量差错清算

因计量差错导致的溯源电量事后异议处理，根据国家有关规定另行明确。

第八章 绿证管理

第四十一条 存量常规水电项目绿证管理。通过电力交易溯源明确的流向市场化用户的存量常规水电电量对应的绿证划转至相应市场化用户。通过电力交易溯源明确的流向优先用电用户和代购电用户的存量常规水电电量对应的绿证划转至省级绿证账户。

第四十二条 趸售用户、园区用户、增量配电网等购买绿色电力后，按照要求可将相应电量对应的绿证匹配至实际消费的用户，并及时将匹配结果提交至电力交易机构。

（一）电力交易机构依托电网企业档案数据进行趸售用户、园区用户、增量配电网的识别，经对应市场主体核实后确认身份标识。

（二）绿色电力交易结算完成后或者电力交易溯源完成后，趸售用户、园区用户、增量配电网等主体需按电力交易机构公告信息的相关要求，将匹配对象基础信息，匹配电量、用户实际用电量等提交至电力交易机构，用于后续绿证核发。匹配电量需小于等于用户实际用电量。趸售用户、园区用户、

增量配电网等主体对匹配对象的基础信息、匹配电量、用户实际用电量等信息准确性负责。

第四十三条 电力交易机构按月将绿色电力交易结果、结算依据等经广州电力交易中心同步至国家绿证核发交易系统，用于绿证划转。

第九章 市场服务

第四十四条 绿色电力交易电能量部分收费标准参照云南省中长期电力交易的交易服务费收费标准执行。

第四十五条 为实现绿色电力全生命周期的追踪溯源，电力交易机构需根据批发侧绿色电力交易及零售侧绿色电力交易数据、绿色电力交易结算数据等，整理形成购、售电主体对应关系明确，对应交易电量明确的数据，并将全业务环节信息通过区块链进行存储。

第十章 附则

第四十六条 本细则未尽事宜按照国家相关政策、省内相关电力市场细则以及南方区域绿色电力交易规则等规定执行。执行过程中，遇国家、南方区域相关政策调整的，按最新政策执行。

第四十七条 本细则自公布之日起施行。