

关于征求《云南电力市场中长期交易实施细则》意见的函

省发改委、省工信委、省能源局：

为加快推进云南省电力市场建设，规范市场交易行为，按照《国家发展改革委 国家能源局关于印发 电力中长期交易基本规则（暂行）的通知》（发改能源〔2016〕2784号）（以下简称“基本规则”）的要求，昆明电力交易中心有限责任公司已完成了《云南电力市场中长期交易实施细则》（初稿）起草和征求市场成员意见的相关工作，经我办修改，形成了《云南电力市场中长期交易实施细则》（征求意见稿），现发送各单位征求意见。请认真研究，并于2017年3月15日14:00前将修改意见加盖单位公章反馈至我办，过时无反馈视为同意。

此件在我办门户网站同时公开，接受社会各界意见建议。

联系人：范立秋 联系电话：0871-63011555

传 真：0871-63011560 电子邮箱：fanlq@nea.gov.cn

国家能源局云南监管办公室

2017年3月13日

云南电力市场中长期交易实施细则（征求意见稿）

第一章 总则

第一条为规范云南电力市场中长期交易，实现电力交易的公开、公平、公正，促进云南电力市场的稳定、开放、竞争、协调发展，根据《国家发展改革委国家能源局关于印发 电力中长期交易基本规则（暂行）的通知》（发改能源〔2016〕2784号）第97条规定，结合云南电力系统的实际情况制订本实施细则。

第二条本实施细则适用于云南省内的电力直接交易（含跨境电力交易）、跨省跨区交易、合约电量转让交易等。

第三条本实施细则所称电力中长期交易，主要是指符合准入条件的发电企业、售电企业、电力用户和电网企业（在政府授权的情况下）等市场主体，通过自主协商、集中竞价等市场化方式，开展的以年、月、日为周期的电力交易。

省内优先发电计划电量和云南省政府与其他省（区、市）政府签订的协议电量（以下称框架协议内跨省跨区电量）为优先发电量，现阶段视为厂网双边交易电量，签订厂网间购售电合同，纳入电力中长期交易范畴，其全部电量交易、执行和结算均需符合本实施细则相关规定。辅助服务补偿（交易）机制纳入电力中长期交易范畴，执行本实施细则相关规定。

第四条电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的利益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条国家能源局云南监管办公室和省级电力管理部门根据职能依法履行云南省电力中长期交易监管职责。

第二章 市场成员

第六条市场成员包括各类发电企业、售电企业、电网企业、电力用户、电力交易机构、电力调度机构等，其中电力交易机构指昆明电力交易中心有限责任公司（以下简称昆明电力交易中心）；电力调度机构包括云南省内各级电力调度机构；发电企业、售电企业、电力用户、独立辅助服务提供者称为市场主体。条件成熟的境外发电企业、售电企业、电力用户可按照本实施细则参与交易。

各市场主体通过交易平台参与市场交易应符合云南电力市场交易相关规定，并对交易申报数据准确性、交易成交及结算结果负责。昆明电力交易中心根据有关政策适时建立市场主体信用评价体系。

第七条发电企业的权利和义务：

- (一) 按本实施细则参与电力市场交易，执行优先发电等合同，签订和履行市场化交易形成的购售电合同；
- (二) 获得公平的输电服务和电网接入服务；
- (三) 执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，按规定提供辅助服务；
- (四) 按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；
- (五) 法律法规规定的其他权利和义务。

第八条售电企业、电力用户的权利和义务：

- (一) 按本实施细则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同，提供直接交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息；
- (二) 获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等；
- (三) 按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；
- (四) 服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按调度机构要求安排用电；
- (五) 遵守省级电力管理部门有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理；
- (六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第九条独立辅助服务提供者的权利和义务按照《电力中长期交易基本规则（暂行）》执行。

第十条电网企业的权利和义务：

- (一) 保障输配电设施的安全稳定运行；
- (二) 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务；
- (三) 服从电力调度机构的统一调度，建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统；
- (四) 向市场主体提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务；
- (五) 按规定收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等；
- (六) 预测并确定优先购电用户的电量需求，按照省级电力管理部门确定的优先发电计划（含框架协议内的跨省跨区电量）与发电企业签订购售电合同，所签订的购售电合同须包括分月电量和电价等要素，鼓励签订带负荷曲线的购售电合同，执行厂网间购售电等合同；
- (七) 按政府定价向优先购电用户以及其他不参与市场交易的电力用户提供售电服务，签订和履行相应的供用电合同；
- (八) 按规定披露和提供信息；
- (九) 根据政府授权参与电力市场中长期交易；
- (十) 法律法规规定的其他权利和义务；

(十一) 拥有配电网的售电企业参照电网企业要求执行。

第十一条昆明电力交易中心的权利和义务：

- (一) 组织各类交易，负责交易平台建设与运维；
- (二) 拟定相应电力交易实施办法；
- (三) 编制交易计划；
- (四) 负责市场主体的注册管理；
- (五) 提供电力交易结算依据（包括但不限于全部电量电费、辅助服务费及输电服务等）及相关服务；
- (六) 监视和分析市场运行情况；
- (七) 建设、运营和维护电力市场交易技术支持系统；
- (八) 配合国家能源局云南监管办公室和省级电力管理部门对本实施细则进行分析评估，提出修改建议；
- (九) 按规定披露和发布信息；
- (十) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条电力调度机构的权利和义务：

- (一) 负责安全校核；
- (二) 按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，确保电网安全；
- (三) 向昆明电力交易中心提供安全约束条件和基础数据，配合昆明电力交易中心履行市场运营职能；
- (四) 合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行（因电网原因发生非停或非计划检修造成实际执行与交易结果偏差时，由电力调度机构所在电网企业承担相应的经济责任）；
- (五) 按规定披露和提供电网运行的相关信息；
- (六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场准入与退出

第十三条参加市场交易的电力用户、售电企业、发电企业、经政府授权的电网企业以及独立辅助服务提供者，应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的发电企业（电网企业保留的调峰调频电厂除外）、电力用户经法人单位授权，可参与相应电力交易。

第十四条电力直接交易的市场准入条件：

(一) 发电企业准入条件

1. 依法取得核准和备案文件，取得电力业务许可证（发电类）；
2. 符合国家产业政策，国家规定的环保设施正常投运且达到环保标准要求；
3. 并网自备电厂在公平承担发电企业社会责任、承担国家依法合规设立的政府性基金以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴、支付系统备用费后，可作为合格的市场主体参与市场交易；

4.与云南电网并网运行的境外发电企业，须取得电力调度机构并网调度意见，并按要求履行发电企业相关义务，方可进入云南电力市场交易。

（二）电力用户准入条件

1.符合国家产业政策，单位能耗、环保排放达到国家标准的全部专变工业用户（执行大工业电价的电量）全部参与电力市场化交易。其他用户按照电力市场开放的政策参与市场化交易，执行本实施细则；

2.一产用电，三产中的重要公用事业、公益性服务行业用户、以及居民生活用户等优先购电用户，暂不参与市场化交易；

3.拥有自备电厂的用户应当按规定承担国家政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费；

4.符合电网接入规范，满足电网安全技术要求。

（三）售电企业的准入条件按照《云南省售电侧改革实施方案》（云电改办〔2017〕1号）有关规定执行

第十五条独立辅助服务提供者的准入条件按照《电力中长期交易基本规则（暂行）》执行。

第十六条市场主体的准入与退出管理细则由昆明电力交易中心另行编制，国家能源局云南监管办公室和省级电力管理部门负责审定发布。发电企业、电力用户等市场主体参与电力市场交易，参照《售电公司准入与退出管理办法》（发改经体〔2016〕2120号）有关规定履行注册、承诺、公示、备案等相关手续。

自愿参与市场交易的电力用户原则上全部电量进入市场，取消目录电价，不得随意退出市场；符合准入条件但未选择参与直接交易的电力用户，可向售电企业（包括保底供电企业）购电；不符合准入条件的电力用户由所在地供电企业按目录电价提供供电服务。

参与跨省跨区直接交易的市场主体可以在任何交易机构注册，注册后可以自由选择平台开展交易。允许省外电力市场主体到昆明电力交易中心参与电力交易，执行本实施细则；云南省内发电企业和售电公司可在其他电力交易机构参与以用户、售电公司为购电主体的市场化交易。各电力交易机构对注册信息共享，无需重复注册。昆明电力交易中心根据市场主体注册情况和参与交易的省外市场主体情况，按月汇总形成自主交易市场主体目录，向国家能源局云南监管办公室、省级政府有关部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过“信用中国”网站和昆明电力交易中心网站向社会公布。

第十七条市场主体变更注册或者撤销注册，应当按照本实施细则的规定，向昆明电力交易中心提出变更或撤销注册申请；经公示后，方可变更或者撤销注册。对已完成注册的市场主体不能继续满足市场准入条件时，经国家能源局云南监管办公室核实予以撤销注册。被撤销注册的市场主体，昆明电力交易中心对其有关注册信息和交易数据予以备份，至少保留1年。市场主体可向昆明电力交易中心提出数据查询申请，经审核通过后获得相关数据。

第十八条市场主体进入市场后又自愿退出市场的或被强制退出的，由省政府或者省政府指定的部门向社会公示，原则上3年内不得参与电力市场交易。退出市场的电力用户可向售电企业（包括保底供电企业）购电。

第十九条市场主体被强制退出或者自愿退出市场的，按合同约定和本实施细则承担相应违约责任，电力调度机构不再继续执行涉及的合同电量。

第四章 交易品种、周期和方式

第二十条交易品种包括电力直接交易（含跨境电量交易，下同）、跨省跨区电量交易、合约电量转让交易，以及辅助服务（交易）机制等。

具备条件时可开展分时（如峰谷平）电量交易，鼓励双边协商交易约定电力交易（调度）曲线。

跨省跨区电量交易按以下方式执行：政府间框架协议内电量按照优先发电合同执行；框架协议外跨省跨区送电以双边协商、集中竞价、挂牌等方式组织交易。

合约电量转让交易主要包括优先发电合同电量、直接交易电量、跨省跨区交易电量等合约电量的转让交易。

发电企业之间以及电力用户之间可以签订电量互保协议，一方因特殊原因无法履行双边合同电量时，经电力调度机构安全校核通过后，由另一方代发（代用）部分或全部电量，在事后补充转让交易合同，并报昆明电力交易中心。

第二十一条电力中长期交易主要按照年度、月度和日开展。有特殊需求时，也可以按照其他周期开展交易，必要时还可开展临时交易。

第二十二条电力中长期交易可采取双边协商、集中竞价、挂牌等方式进行。

（一）双边协商交易指市场主体之间自主协商交易电量（电力）、电价，形成双边协商交易初步意向后，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

（二）集中竞价交易指市场主体通过电力交易平台申报电量、电价，昆明电力交易中心考虑安全约束进行市场出清，经电力调度机构安全校核后，确定最终的成交对象、成交电量（辅助服务）与成交价格等；鼓励按峰、平、谷段电量（或按标准负荷曲线）进行集中竞价。

（三）挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

第二十三条具有直接交易资格的发电企业、电力用户和售电公司可以参与框架协议外跨省跨区电量交易，发电企业和电力用户也可以委托售电企业代理参与框架协议外跨省跨区电量交易，由市场主体自主决定。

电网企业、发电企业、售电企业可以代理小水电企业、风电企业等参与框架协议外跨省跨区电量交易，由市场主体自主决定。

保留在电网企业内部且没有核定上网电价的发电企业不参与跨省跨区交易。

第二十四条为优先吸纳清洁能源，市场化交易组织中，原则上应由清洁能源电厂优先成交。

第二十五条拥有优先发电合同电量、直接交易电量、跨省跨区交易电量等的发电企业，拥有直接交易电量、跨省跨区交易电量的电力用户和售电企业可以参与合约转让交易。直接交易电量、跨省跨区交易电量转让交易的受让方应符合市场准入条件。

享有优先发电政策的热电联产机组“以热定电”电量、余热余压余气优先发电电量、火电机组优先发电电量不得转让，可再生能源调峰机组优先发电电量可以进行转让。

第五章 价格机制

第二十六条电力中长期交易的成交价格由市场主体通过自主协商等市场化方式形成，第三方不得干预；省内优先发电计划电量和框架协议内跨省跨区电量随着政府定价的放开采取市场化定价方式。

第二十七条电力中长期交易中输配电价、相关的政府性基金及附加、交叉补贴等按国家的有关规定执行。

第二十八条跨省跨区输电价格按照价格主管部门有关规定执行。

第二十九条双边交易价格按照双方合同约定执行；集中竞价交易根据双方申报价格确定；挂牌交易价格以挂牌价格结算。

集中竞价采用价差定价的方式撮合成交；

价差 = 购电申报价（上网侧） - 售电申报价

售电成交价 = 售电申报价 + 价差 $\times k_1$

购电成交价 = 购电申报价 - 价差 $\times k_2$

其中， k_1 、 k_2 为价差分配比例， $0 \leq k_1 \leq 1$ ， $0 \leq k_2 \leq 1$ ， $k_1 + k_2 \leq 1$ 。 k_1 、 k_2 定为 0.1，购电成交价和售电成交价之间的剩余价差收益纳入结算平衡机制。

按价差从大到小的顺序确定成交对象、成交电量、成交价格，价差为负不能成交。价差相同时，按以下原则成交：

一个售电主体（售电主体指符合准入条件的电厂，下同）与多个购电主体（购电主体指符合准入条件的电力用户和售电公司，下同）价差相同，当售电主体申报电量大于（或等于）购电主体申报电量之和时，按购电主体申报电量成交；当售电主体申报电量小于购电主体申报电量之和时，购电主体按照申报电量比例分配售电主体申报电量。

一个购电主体与多个售电主体价差相同，当购电主体申报电量大于（或等于）售电主体申报电量之和时，按售电主体申报电量成交；当购电主体申报电量小于售电主体申报电量之和时，售电主体按照申报电量比例分配购电主体申报电量。

多个购电主体与多个售电主体价差相同，当售电主体申报电量之和大于（或等于）购电主体申报电量之和时，售电主体按申报电量比例分配购电主体申报电量；当购电主体申报电量之和大于售电主体申报电量之和时，购电主体按申报电量比例分配售电主体申报电量。

第三十条框架协议内跨省跨区送电量、送出价格由送受两省（区、市）政府协商确定。框架协议外跨省跨区送出价格通过双边协商、集中竞价、挂牌等方式形成。跨省跨区电量交易的电厂侧结算价格由受电侧落地价格扣减输配电价、线损电价倒推确定。输电损耗在输电价格中已明确包含的，不再单独或者另外收取；跨省跨区电量交易输电费用及网损按照实际计量的物理量结算。

第三十一条合约转让交易价格为合约电量的出让或买入价格，不影响出让方原有合约的价格和结算。省内合同电量转让、回购，以及跨省跨区合同电量回购不收取输电费和网损。跨省跨区合同电量转让应当按潮流实际情况考虑输电费和网损。

第三十二条双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价交易和挂牌交易（增量挂牌交易除外）中，为避免市场操纵及恶性竞争，根据市场实际供求关系设定申报价格上下限。最低限价暂定为 0.13 元/千瓦时，最高限价暂定为 0.42 元/千瓦时；增量挂牌交易不设限价。

第六章 交易组织

第一节 交易时序安排

第三十三条每年年底组织开展年度交易，遵循以下顺序：

（一）预测省内优先购电量。省内优先购电量包括省内优先购电用户用电量和符合市场准入条件但未进入市场参与交易的用户用电量。

（二）确定框架协议内跨省跨区电量。为落实国家能源战略，确保清洁能源送出，政府间签订的框架协议内跨省跨

区送电量安排优先发电计划。

(三) 确定电厂优先发电计划。根据省内优先购电量和框架协议内跨省跨区电量规模，省级电力管理部门结合电网安全、供需形势、电源结构等，科学安排电厂优先发电计划，保障清洁能源发电、调节性电源发电优先上网。

(四) 开展年度双边交易，包括省内年度双边交易和跨省跨区年度双边交易。

(五) 昆明电力交易中心在年度双边交易结束后，应根据经安全校核后的交易结果，于12月底前将优先发电计划、年度双边交易的结果进行汇总，发布年度汇总后的交易结果和分项交易结果。电力调度机构应按该交易结果合理安排电网运行方式，保障交易结果的执行。

第三十四条开展月度交易时遵循以下顺序：在年度合同分解到月的基础上，首先开展月度双边交易，其次开展月度集中竞价交易（挂牌交易视同集中竞价交易，下同）。

第三十五条在落实国家指令性计划和政府间协议送电的前提下，年度、月度交易时，优先开展省内交易，保障省内电力电量平衡，富余发电能力再参与跨省跨区交易。在电力供应紧张的情况下，对于已签订的合同可予以执行或者协商合同另一方回购。

第三十六条日前电量交易在工作日开市，市场买卖双方进行次日发用电量申报交易（节假日在前一个工作日进行申报交易）。

第三十七条合约转让交易原则上在合约电量执行后，以月度为周期组织开展，解决市场主体的合约执行偏差。目前，在电厂间以合约协商转让交易、同一发电集团合约转让交易的方式组织交易。根据市场发展，逐步扩大参与交易的市场主体范围，调整交易品种和交易周期。

第二节 年度优先发电合同签订

第三十八条根据确定的省内优先发电计划电量，在每年年度双边交易开始前签订厂网间年度优先发电购售电合同，约定年度电量规模及分月计划、交易价格等，鼓励约定发电曲线。

第三十九条根据确定的框架协议内跨省跨区电量优先发电（含年度以上优先发电购售电合同），电网企业和相关发电企业在每年年度双边交易开始前协商签订购售电合同（含补充协议），约定年度电量规模及分月计划、送受电曲线、交易价格等，纳入送、受电省优先发电计划，并优先安排输电通道。

第四十条电网企业和有关发电企业应于每年12月25日前签订上述优先发电购售电合同，并报送昆明电力交易中心。

第三节 年度双边交易

第四十一条每年12月初，昆明电力交易中心应通过交易平台发布次年度双边交易相关市场信息，包括但不限于：

- (一) 次年关键输电通道可用输送能力情况；
- (二) 次年可直接交易电量需求预测；
- (三) 次年跨省跨区可交易电量需求预测（或由广州电力交易中心发布）；
- (四) 次年各电厂可发电量上限。

第四十二条年度双边交易主要开展省内直接交易、跨省跨区交易。

第四十三条市场主体经过双边协商分别形成年度双边省内直接交易、年度双边跨省跨区交易意向协议，并在年度双边交易闭市前，通过交易平台向昆明电力交易中心交意向协议。年度双边交易的意向协议应当提供月度分解电量和价格。

第四十四条昆明电力交易中心在年度双边交易闭市后第1个工作日将所有双边交易意向提交相关电力调度机构进行

安全校核，电力调度机构应当在5个工作日之内将校核结果返回昆明电力交易中心。

第四十五条昆明电力交易中心在电力调度机构返回安全校核结果后，于下1个工作日发布年度双边交易初始成交结果。

市场主体对初始成交结果有异议的，应当在结果发布当日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当日给予解释。当日不提出的视为无意见。

初始成交结果确认后，由交易平台自动生成年度双边直接交易、年度双边跨省跨区交易成交信息，相关市场主体应当在成交信息发布后10个工作日内，签订书面合同报送昆明电力交易中心，具备签订电子合同条件时，应签订电子合同，不再签订书面合同。交易双方签订年度交易双边合同时，不得自行更改经调度机构安全校核后形成的初始成交结果。

第四十六条电力调度机构在月度集中竞价交易开始前，根据电网实际运行情况，对电厂年度双边合同的次月电量进行安全复核，并以月度安全复核后的电量作为最终成交结果。

第四十七条电厂双边合同电量不超过按装机等比例原则所分配的电力外送通道平均送电能力。

第四节 月度双边交易

第四十八条每月中上旬，昆明电力交易中心通过交易平台发布次月双边交易相关市场信息，包括但不限于：

- (一) 次月关键输电通道可用输送能力情况；
- (二) 次月可直接交易电量需求预测；
- (三) 次月跨省跨区可交易电量需求预测（或由广州电力交易中心发布）；
- (四) 次月各电厂可发电量上限。

第四十九条月度双边交易自开市至闭市原则上不超过5个工作日。月度双边交易主要开展省内直接交易、跨省跨区交易。

第五十条市场主体经过双边协商分别形成月度双边省内直接交易、月度双边跨省跨区交易的意向协议，并且在月度双边交易市场闭市前，通过交易平台向昆明电力交易中心提交意向协议（包含互保协议）。

第五十一条昆明电力交易中心在闭市后1个工作日将所有双边交易意向提交相关电力调度机构进行安全校核，电力调度机构应在1个工作日之内将校核结果返回昆明电力交易中心。

第五十二条昆明电力交易中心在电力调度机构返回安全校核结果后，于下1个工作日发布月度双边交易结果。

市场主体对交易结果有异议的，应在结果发布当日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当日给予解释。当日不提出的视为无意见。

第五节 月度集中竞价交易

第五十三条每月中下旬，昆明电力交易中心通过交易平台发布次月集中竞价相关市场信息，包括但不限于：

- (一) 次月关键输电通道可用输送能力情况；
- (二) 次月集中竞价可直接交易电量需求预测；
- (三) 次月集中竞价跨省跨区可交易电量需求预测（或由广州电力交易中心发布）；
- (四) 次月各电厂剩余可发电量上限。

第五十四条月度集中竞价交易主要开展省内直接交易和跨省跨区交易。每类集中竞价交易自开市至闭市原则上不超过2个工作日。

第五十五条月度集中竞价交易开始后，发电企业、售电企业和电力用户通过交易平台申报电量、电价。交易平台对申报数据进行确认，并以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。市场主体对所申报的数据负责。

第五十六条报价结束后，交易平台考虑安全约束自动生成初始交易结果，由昆明电力交易中心在当日提交电力调度机构。电力调度机构应在1个工作日内完成安全校核，返回昆明电力交易中心形成最终交易结果。昆明电力交易中心在收到安全校核结果的下1个工作日，通过交易平台向市场主体发布最终交易结果和安全校核说明。

第五十七条昆明电力交易中心在各类月度交易结束后，应当根据经安全校核后的交易结果，对年度分月结果和月度交易结果进行汇总，并于每月月底前发布汇总后的交易结果。

第六节 日前集中竞价交易

第五十八条日前集中竞价交易在工作日开市，开展省内电量交易。

第五十九条满足日计量要求的市场化用户自愿向昆明电力交易中心提出日前电量交易资格申请，核实通过方可参与。售电企业只能代理有日前电量交易资格的用户参与日前电量交易。

第六十条开市前，昆明电力交易中心通过交易平台发布次日各电厂可发电量上限。

日前集中竞价交易开始后，发电企业、售电企业和电力用户通过交易平台申报次日发用电量、电价（节假日在前一个工作日进行申报交易）。交易平台对申报数据进行确认，并以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。电力用户次日用电需求超出日前电量交易申报基准值的部分，方可参与日前电量交易。用户日计量数据能够采集时，用户日前增量申报基准值=[用户月度交易总成交量（含年度合同分月电量）-月度交易累计完成电量]/本月剩余天数。用户日计量数据无法按时采集时，用户日前增量申报基准值=[用户月度交易总成交量（含年度合同分月电量）]/本月天数。

第六十一条报价结束后，交易平台考虑安全约束自动生成初始交易结果，由昆明电力交易中心在当日12时前提交电力调度机构。电力调度机构应在当日17时前完成安全校核，返回昆明电力交易中心形成最终交易结果。昆明电力交易中心在收到安全校核结果后，当日18时前通过交易平台向市场主体发布最终交易结果和安全校核说明。

第七节 月度合约转让交易

第六十二条每月中下旬，昆明电力交易中心通过交易平台发布上月交易计划执行情况及执行偏差责任认定。

第六十三条电厂月度上网电量结完月度所有合约电量（含各类交易电量和优先发电电量）后仍有剩余电量则为超发电量。如因上网电量不足，造成月度交易电量未完成，则为少发电量。月度合约转让交易在有超发和少发电量的市场化电厂间开展，依次开展合约协商转让交易、同一发电集团合约转让交易。

第六十四条合约协商转让交易是由有超发电量的市场化电厂与少发电量的市场化电厂自愿协商进行合约转让交易，优先转让自身原因少发电量。

成交价格由交易双方协商确定，买入合约价格等于卖出合约价格。

第六十五条合约协商转让交易结束后，对隶属于同一发电集团的少发电量和超发电量进行合约转让交易，优先转让自身原因少发电量。

当集团少发电量小于超发电量时，少发电量全部成交，按超发电量的比例分配各超发电厂的成交电量；当集团少发电量大于等于超发电量时，超发电量全部成交，按少发电量的比例分配各少发电厂的成交电量。

少发电量市场化电厂的合约出让成交价格为自身各类月度交易成交量（不包含年度、月度双边协商的合约电量）的加权平均价，超发电量市场化电厂合约承接价格等于合约出让成交价格。

第八节 临时交易与紧急支援交易

第六十六条云南省清洁能源消纳存在临时性困难，且跨省跨区受电省（区、市）具备消纳条件时，或受电省（区、市）需要紧急支援交易时，由昆明电力交易中心协同广州电力交易中心，按跨省跨区交易相关规则组织跨省跨区临时交易和紧急支援。

根据市场主体需求，必要时可按照月度集中竞价规则开展省内临时交易。

第七章 安全校核和交易执行

第一节 安全校核

第六十七条电力调度机构负责各种交易的安全校核工作。直接交易和合同调整必须通过电力调度机构安全校核。涉及跨省跨区的交易，须提交相关电力调度机构共同进行安全校核，各级调度机构均有为电力交易机构提供电力交易（涉及本电力调度机构调度范围的）安全校核服务的义务。安全校核的主要内容包括但不限于：通道阻塞管理、机组辅助服务限制等内容。

第六十八条为保障系统整体的备用和调频调峰能力，在各类市场交易开始前，电力调度机构可以根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，折算得出各机组的电量上限，对参与市场交易的机组发电利用小时数提出限制建议。

第六十九条电力调度机构在各类市场交易开始前应当按照规定及时提供关键通道输电能力、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由昆明电力交易中心予以公布。

第七十条安全校核应在规定的期限内完成。安全校核未通过时，电力调度机构需出具书面解释，由昆明电力交易中心予以公布。

第七十一条安全校核未通过时，对于双边协商交易，按等比例原则进行削减；对于集中竞价交易，按价格优先原则进行削减，价格相同时按发电侧节能低碳电力调度的优先级进行削减。对于约定电力交易曲线的，最后进行削减。

电厂双边交易合同电量不超过装机等比例原则所分配的电力外送通道平均送电能力。

日前交易校核中，电力调度机构还需综合考虑系统需求、次日电厂发电能力、电厂月度交易电量等情况进行校核。

第二节 交易计划执行与认定

第七十二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，并在事后向国家能源局云南监管办公室和省级电力管理部门书面报告事件经过。紧急情况导致的经济损失，有明确责任主体的，由相关责任主体承担经济责任。

第七十三条昆明电力交易中心根据各年度合同中约定的月度电量分解安排和各类月度交易成交结果，形成发电企业的月度交易计划，包括优先发电和各类交易电量。电力调度机构应当合理安排电网运行方式并保障执行。

第七十四条电力调度机构负责执行月度交易计划，向昆明电力交易中心提交实际执行结果，并说明与交易计划产生偏差的原因。昆明电力交易中心每日跟踪和公布月度交易计划执行进度情况，并对交易执行结果及偏差责任进行认定，作为结算考核依据。市场主体对月度交易计划执行提出异议时，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。

第七十五条电力调度机构基于电力系统实际，在保障电网安全的前提下，根据交易计划形成调度计划，合理安排电网运行方式，保证交易计划的有效执行。

未约定交易曲线的电力直接交易电量以及优先发电合同，由电力调度机构根据系统运行需要安排机组的调度计划。一般应保证各电厂月度交易计划完成进度相当，并考虑电网和电厂检修计划、电厂来水特性等因素，适当调整部分电厂的前期完成进度。

对于电力直接交易合同约定交易曲线的，其中发电企业部分合同约定了交易曲线的，电力调度机构根据系统运行需要，运行前安排无交易曲线合约的发电曲线，与合同约定曲线叠加形成次日发电计划；发电企业全部合同约定了交易曲线的，按合同约定曲线形成次日发电计划。

第八章 合约电量偏差处理

第七十六条电力调度机构在实际调度过程中考虑保障系统安全、优先吸纳清洁能源、减少系统弃水等因素，启动清洁能源交易机制，可适当调整相关发电企业交易计划，安排火电厂、有调节能力的水电厂等电厂少发，造成的相关不平衡电量结算首先由市场主体通过事后合约转让交易解决，事后合约转让交易后还有不平衡电量的，按月度平衡机制处理。

第七十七条月度平衡机制包括不平衡电量转让交易和月度上、下调服务。

（一）不平衡电量转让交易

月度合约转让交易结束后，对市场化电厂剩余少发电量（保障系统安全和平抑负荷波动需要）和市场化电厂的剩余超发电量进行不平衡电量转让交易。当少发电量小于超发电量时，按超发电量的比例分配各超发电厂的成交电量。当少发电量大于等于超发电量时，按少发电量的比例分配各少发电厂的成交电量。

不平衡电量转让交易结束后，仍有超发或少发电量的电厂，超发电量按上调服务价格机制结算，少发电量根据调度机构认定的偏差电量性质，按下调服务和相应的结算价格机制处理。

（二）上、下调服务

1. 上调服务

昆明电力交易中心依据月度集中撮合交易发电侧的平均成交价、最低成交价，公布月度上调服务的最高价和最低价。

月度交易结束后，电厂申报次月上调服务价格，申报价格限定在月度上调服务的最高价和最低价之间，电厂上调服务的申报价格作为调度机构安排发电计划的依据之一。

进行不平衡电量转让交易后仍存在的超发电量，按其上调服务申报价格结算；未参与申报上调服务的电厂，进行不平衡电量转让交易后仍存在的超发电量，按上调服务的最低价进行结算。

2. 下调服务

电厂少发电量由调度机构进行事后认定，因系统原因产生的少发电量计入下调服务，因自身原因产生的少发电量不计入下调服务。电厂不平衡电量转让交易结束后，剩余下调服务电量根据结算平衡机制资金盈余情况，按月进行补偿。补偿金额不超过0.03元/千瓦时。

第九章 辅助服务

第七十八条辅助服务按照国家能源局南方监管局《关于印发 南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则（修订稿）及 南方区域发电厂并网运行管理实施细则（修订稿）的通知》（南方监能市场〔2015〕118号）执行；待条件成熟后，将相关辅助服务类别引入市场竞争。

第七十九条按照优先吸纳清洁能源发电的政策要求，目前，省内火电发电小时数已严重不足。为保障系统安全稳定运行，根据云南电力市场实际情况，建立火电长期备用服务机制，支持火电机组正常维护。

第八十条火电长期备用服务的资金根据“谁受益、谁承担”的原则进行分摊，资金来源于结算平衡机制的剩余资金及电厂分摊资金。具体为：大朝山电厂共分摊4389万元，按月平均提取；2004年以前投产的110千伏及以上电压等级并网不参加市场化的总调调度、省调调度、省地共调水电厂（除大朝山、漫湾、以礼河电厂）上网结算电量按0.02元/千瓦时分摊；市场化水电厂、风电场、光伏电厂上网电量（除调试电量）按0.01元/千瓦时分摊。

第八十一条火电长期备用服务的结算原则：除保障电网安全稳定运行所需的火电机组容量、火电机组市场化电量等效容量外的火电机组容量，进行长期备用服务结算。每台火电机组月度长期备用结算费用=每台火电机组月度长期备用结算容量×（月度长期备用容量总金额/月度火电机组长期备用结算总容量）。

第八十二条火电机组长期备用状态的启停确认原则：结合机组保养技术，对半年以上未运行的机组安排一次启停，进行备用状态确认。期间，按最低稳燃技术出力安排机组发电，对应电量纳入优先发电量保障范畴。长期备用状态的确认由调度机构认定。

第十章 计量与结算

第一节 计量

第八十三条电网企业应当根据市场运行需要为市场主体安装符合技术规范的计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。

第八十四条同一计量点应当安装相同型号、相同规格、相同精度的主、副电能表各一套，主、副表应有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。电力用户可根据实际情况配置必要的计量装置。

第八十五条电网企业应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，并提交昆明电力交易中心。当出现计量数据不可用时，由电能计量检测单位确认并出具报告，结算电量由昆明电力交易中心组织相关市场主体协商解决。

第二节 结算

第八十六条昆明电力交易中心负责向市场主体出具结算依据（包括跨省跨区电量交易），市场主体根据相关规则进行资金结算。在广州电力交易中心交易平台开展的交易由广州电力交易中心向昆明电力交易中心出具结算依据，昆明电力交易中心再向相关市场主体出具结算依据；合约电量转让交易由昆明电力交易中心分别向出让方和受让方出具结算依据。

第八十七条发电企业以交易周期内的实际上网电量作为计费依据，电力用户或售电企业以交易周期内的实际用电量作为计费依据，根据各类交易的成交价格 and 成交电量进行电费结算，按日核算，月结月清。

第八十八条市场化用户以户号为单位进行电费结算，结算步骤：

（一）日前电量交易电量、偏差电量结算

根据日前电量交易各日的实际结算电量和成交价格，按日计算日前电量交易电量电费和偏差电费。

用户次日实际用电量扣减日前电量交易申报基准值后，若大于日前电量交易成交电量，日前电量交易结算电量即为日前电量交易成交电量，其余用电量计入月度交易用电量。

未完成的日前电量交易成交电量，超过日前电量交易成交电量3%的部分，按0.03元/千瓦时的价格支付偏差电费，3%以内的部分免除偏差电费。

（二）年度双边合同分月电量、月度双边协商交易成交电量结算

用户月度用电量扣减日前交易累计结算电量后用于结算双边交易电量。并将用户月度交易用电量按双边合同成交电量等比例分配给每个双边合同独立结算。

用户和电厂均完成的双边合同电量部分按照合同约定价格结算，用户完成电量大于电厂完成电量的，用户多完成的部分按上年度统调电厂平均上网结算价格的1.1倍与月度集中撮合交易电厂最高成交价格中的较大值结算。

由于系统安全原因导致电厂的双边协商成交电量未完成的部分电量，该部分电量按合同价格对用户进行结算。

（三）月度集中交易电量、偏差电量结算

用户月度集中交易成交电量包括月度集中撮合交易成交电量、月度挂牌交易成交电量。用户月度用电量扣减日前交易累计结算电量、双边交易结算电量后用于结算月度集中交易电量。

用户实际完成的集中交易电量按照集中交易加权平均价格结算，当用户有超用电量时，超用电量按上年度统调电厂平均上网结算价格的1.2倍与月度集中撮合交易电厂最高成交价格中的较大值结算。

当用户月度集中交易成交电量未完成时，少用电量超过月度交易成交电量3%的部分按0.03元/千瓦时的价格支付偏差电费，3%以内的部分免除偏差电费。

由于电网发生非停或非计划检修导致用户未完成的交易电量免除考核。

第八十九条售电公司代理用户的结算办法：

年度双边合同分月电量、月度双边协商交易成交电量结算与直接参与交易用户一致。

日前电量交易（或月度交易）实际结算电量确定方法与直接参与交易用户一致，日前交易实际结算电量的结算价格为售电公司代理用户参与日交易成交电量对应成交价格，月度交易实际结算电量的结算价格为售电公司最终分配给代理用户月度成交电量的成交价格。

日前电量交易（或月度交易）偏差电量及其结算价格确定方法与直接参与交易用户一致，用户自身承担少用电量偏差电费的90%，售电公司承担10%。

第九十条市场化电厂以厂为单位进行结算,结算步骤：

（一）日前交易电量结算和偏差电量结算

根据日前电量交易各日的实际结算电量和成交价格，按日计算日前电量交易电量电费和偏差电费。

当电厂次日实际发电量大于日前电量交易成交电量时，超出的电量计入月度交易发电量，无偏差电量结算费用。

电厂次日实际发电量若小于日前电量交易成交电量，未完成的日前电量交易成交电量超过日前电量交易成交电量3%的部分按0.03元/千瓦时的价格支付偏差电费，3%以内的部分免除偏差电费。

由于系统需要少发电量（下调服务电量）不支付偏差电费，根据结算平衡机制资金盈余情况，下调服务电量暂不补偿，月度统一补偿。

（二）年度双边合同分月电量、月度双边协商交易成交电量结算

电厂月度发电量扣减日前交易累计结算电量后用于结算双边交易电量，并将电厂月度交易发电量按双边合同成交电量等比例分配给每个双边合同独立结算。

用户和电厂均完成的双边合同电量部分按照合同约定价格结算，电厂完成电量大于用户完成电量的，电厂多完成的部分按月度集中撮合交易最低成交价的0.9倍结算。

由于系统安全原因导致电厂的双边协商成交电量未完成的部分电量，该部分电量根据结算平衡机制资金盈余情况，按照不超过0.03元/千瓦时的价格补偿电厂。

由于系统安全原因导致用户的双边协商成交电量未完成的部分电量，该部分电量按电厂上调服务报价对电厂结算。

（三）月度集中交易电量结算和负偏差电量结算

电厂月度集中交易包括：省内市场电量集中撮合交易、省内市场电量挂牌交易、框架协议外跨省跨区电量交易、月度合约转让交易、不平衡电量转让交易。

电厂月度发电量扣减日前交易累计结算电量、双边交易结算电量后用于结算月度集中交易电量。

电厂实际完成的集中交易电量按照集中交易加权平均价格结算，当电厂有超发电量时，无偏差电费。当电厂月度集中交易成交电量未完成时，少发电量超过月度交易成交电量3%的部分，进行偏差责任认定，因系统需要导致的少发电量（即下调服务电量），根据结算平衡机制资金盈余情况，按月度统一补偿，不超过0.03元/千瓦时；因自身原因导致的少发电量，按0.03元/千瓦时的价格支付偏差电费，3%以内的部分免除偏差电费。

（四）优先发电量结算

电厂月度发电量扣减日前交易累计结算电量、双边交易结算电量、集中交易结算电量后用于优先发电量结算。

根据各电厂月度分配优先发电量总量和各类优先发电量加权平均价格，计算优先发电量电费。优先发电量结算不计算偏差电费。

（五）月度正偏差电量电费结算。

第九十一条电厂优先发电量结算后还有超发电量的，视为月度正偏差电量。调度机构认定的火电上调服务电量按国家批复上网电价结算；其他上调服务电量参与了上调服务报价的按上调服务报价计算偏差电费，未参加上调服务报价的，按月度集中撮合交易电厂侧最低成交价的价格计算偏差电费。优先购电用户用电量和无交易成交电量的市场化用户用电量按目录电价和月度实际用电量进行结算。市场化交易结算原则上应在次月25日前完成，市场主体可通过电力交易平台查询相关结算数据。市场主体接收电费结算依据后，应进行核对确认，如有异议在3个工作日内通知昆明电力交易中心，逾期则视同没有异议。

第九十二条各市场主体暂时保持与电网企业的电费结算和支付方式不变，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险，保障交易电费资金安全。

直接参与交易的用户和售电公司代理用户交易成交后须分阶段缴纳交易电量用电电费，交易用电电费=成交电量×（成交价格+该户号最高用电电压等级输配电价+线损电价+基金）。在用电月15日前缴纳交易电量用电电费的50%，待电力交易中心出具交易月实际结算单后，缴纳剩余电费。

第九十三条电力用户各电压等级市场化电量按照对应各电压等级实际抄表电量的比例进行划分，各分时段市场化用电量按照实际抄表峰、平、谷电量比例进行划分。电力用户市场化交易电量均按照交易中成交价格进行电费结算。市场化交易结算中，电力用户市场化价格结算的结算电费仅为电度电费。基本电价、功率因数调整、基金及附加仍按国家现行电价政策执行。

第九十四条电网企业应将市场化交易结算结果的执行情况反馈昆明电力交易中心，电网企业与用户的结算需在次月30日前完成，对发电企业的结算需在次月5日前完成。市场主体不按时缴纳电费、保证金、交易费等费用的，将暂停交易资格，并按相关规定处理。

第九十五条根据集中竞价交易的价差收益、市场主体未完成交易电量的考核电费、以及交易中可明确的其他不平衡收益建立结算平衡机制。

第九十六条根据结算平衡机制的建立，月度计提平衡资金。平衡资金用于补偿因系统原因造成市场化电厂的少发电量（即下调服务电量）、因保障系统安全需要的火电超发电量、火电长期备用资金以及其他政府明确的用途。

第十一章 信息披露

第九十七条市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众发布的数据和信息，公开信息是指向所有市场主体公开提供的数据和信息，私有信息是指特定的市场主体有权访问且不得向其他市场主体公布的数据和信息。

第九十八条市场主体应当遵循及时、真实、准确、完整的原则，披露电力市场信息。

昆明电力交易中心、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露公众信息和公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息。

昆明电力交易中心负责市场信息的发布和管理，会同电力调度机构及时向市场主体发布相关市场信息，包括但不限于：

- (一) 市场需求侧信息；
- (二) 市场发电侧信息（含优先发电计划电量、市场化电厂发电能力）；
- (三) 市场可竞价电量；
- (四) 省内电网阻塞管理信息；
- (五) 外送直流通道能力及交流联络线运行控制要求；
- (六) 交易事项及时间安排；
- (七) 市场总体成交情况（含各交易品种成交电量、平均价格、最高价格、最低价格）及成交明细（相关市场主体的申报价格、申报电量、成交价格、成交电量）；
- (八) 本细则要求公开的其他信息。

第九十九条在确保安全的基础上，电力市场信息主要通过电力市场交易平台、昆明电力交易中心门户网站和微信公众号等进行披露。

昆明电力交易中心负责管理和维护电力市场交易平台、昆明电力交易中心门户网站和微信公众号，为其他市场主体通过交易平台和其门户网站披露有关信息提供便利，各类市场成员按规定通过电力市场交易平台、昆明电力交易中心门户网站披露有关信息，并对所披露信息的准确性、及时性和真实性负责。

第一百条市场主体如对披露的相关信息有异议及疑问，可向昆明电力交易中心、电力调度机构提出，由昆明电力交易中心、电力调度机构负责解释。

第一百零一条昆明电力交易中心在每月的25日前，将上月交易信息和执行情况报国家能源局云南监管办公室、省级电力管理部门。

第一百零二条国家能源局云南监管办公室、省级电力管理部门、电力市场主体不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第一百零三条国家能源局云南监管办公室会同省级电力管理部门适时制定云南省电力市场信息披露管理办法。

第十二章 组织实施与风险防控

第一百零四条昆明电力交易中心按照本实施细则为市场成员提供公开透明规范的电力交易服务，组织开展云南省内的电力直接交易（含跨境电力交易）、跨省跨区的电力交易、合约电量转让交易等，负责市场交易平台的建设、运营和管理；负责市场主体的注册和管理；提供结算依据；披露和发布市场信息等。

第一百零五条发生以下争议时，可通过双方协商、市场管理委员会组织协调等方式解决。协调未能解决的，按照国家有关法律法规处理。

- (一) 注册或注销市场主体资格的争议；
- (二) 市场主体按照规则行使权利和履行义务的争议；
- (三) 市场交易、计量、考核和结算的争议；
- (四) 其他方面的争议。

第一百零六条市场主体扰乱市场秩序，出现下列违规行为的，由国家能源局云南监管办公室、电力管理部门、价格主管部门按照《行政处罚法》、《中华人民共和国电力法》、《电力监管条例》以及《电力市场监管办法》等法律法规调查处理：

- (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) 其他严重违反本实施细则的行为。

第一百零七条昆明电力交易中心可向售电企业收取交易保证金，并开通保证金专用银行账户，确保市场交易电费结算安全，收取标准为：售电公司核定资产总额的10%，低于200万元的按200万元收取，高于2000万元的按2000万元收取。保证金主要用于保证市场交易电费的正常支付，国家能源局云南监管办公室将加强对保证金账户和资金使用情况的监管；待市场主体信用评级体系建立后，交易保证金与市场主体信用评级等级进行挂钩。

第一百零八条任何单位和个人不得非法干预市场正常运行，当出现以下情况时，昆明电力交易中心和电力调度机构要及时向国家能源局云南监管办公室和省级电力管理机构报告，经批准后可采取措施对市场进行干预或终止市场交易。

- (一) 发生市场主体滥用市场力、串谋及其他严重违约、不能履约等，导致市场秩序受到严重扰乱；
- (二) 交易平台发生故障，导致交易无法正常进行；
- (三) 云南电力系统发生重大事故；
- (四) 云南电力系统调频、调峰容量及无功容量无法满足电力系统安全稳定运行要求，一次能源供应、用电需求与预期发生较大偏差；
- (五) 其他影响电力系统安全运行事件或不可抗力事件发生时；

紧急情况下，昆明电力交易中心和电力调度机构可以在报告的同时采取干预市场或中止市场运行的措施。

第一百零九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。

第十三章 附则

第一百一十条本实施细则原则上在有效期内不进行修订。但本实施细则涉及到的控制性指标，如交易最高、最低限价，上调、下调服务限价，价差分配比例，偏差考核阈值，偏差电量结算标准，火电长期备用标准，保证金收取标准等，可每年进行一次修订。修订程序为：

- (一) 由昆明电力交易中心按照市场成员建议提出修订意见；
- (二) 云南电力市场管理委员会组织市场成员研究讨论；
- (三) 上报国家能源局云南监管办公室和省级电力管理部门，由国家能源局云南监管办公室会同省级电力管理部门进行修订。

第一百一十一条本实施细则由国家能源局云南监管办公室负责解释。

第一百一十二条本实施细则自公布之日起实施，有效期至2019年12月31日。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/105771.html>