

2019年云南电力市场化交易实施方案

第一章 总则

第一条 为贯彻落实《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、《电力中长期交易基本规则（暂行）》（发改能源〔2016〕2784号）、《国家发展改革委 国家能源局关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》（发改运行〔2018〕1027号）、《云南省进一步深化电力体制改革试点方案》（云发〔2016〕10号）等电力体制改革文件精神，进一步完善我省电力市场结构和市场体系，促进我省电力市场稳定发展，做强做优我省能源产业，在总结近年来我省电力市场建设经验的基础上，结合我省电力系统运行实际，制定本方案。

第二条 本方案名称为《2019年云南电力市场化交易实施方案》，以下简称方案或交易方案。以本方案为基础制定的相关配套实施细则，包括但不限于：《云南电力市场主体准入和退出管理实施细则》《云南电力市场主体信用管理实施细则》《云南电力市场交易组织实施细则》《云南电力市场计量和结算实施细则》《云南电力市场零售服务实施细则》《云南电力市场信息披露实施细则》。配套实施细则属于本方案的内容范畴，与本方案具有相同效力。在执行过程中，如相关配套实施细则执行条款需优化和调整，但未涉及交易

方案变化的，由昆明电力交易中心向省级电力主管部门报备后执行。

第三条 我省电力市场化交易坚持有利于电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，不断提高电力系统运行效率；坚持有利于营造公平、开放的市场环境，发挥市场在资源配置中的决定性作用；坚持加强政府监管职能，更好发挥政府作用，保障有效竞争和市场秩序；坚持节能减排和清洁能源优先上网，促进清洁能源生产和消纳，鼓励用电增长，进一步将我省清洁能源优势转化为经济发展优势，有力支撑我省绿色能源牌战略。

第四条 本方案适用于省内所有发电企业、电网企业、用电企业、售电企业以及并入云南电网统一调度运行的境外电厂，在省外电力交易中心注册通过的售电公司自愿到昆明电力交易中心交易的，需向昆明电力交易中心提供注册资料并报备，省外发电企业、用电企业在具备条件时，依据有关跨省跨区交易规则或有关省区政府协商一致的意见与省内市场主体开展交易。

第五条 本方案所称电力(电量)交易，主要是指符合准入条件的发电企业、售电企业、电力用户等市场主体，通过自主协商、集中竞争等市场化方式，以电量为标的，开展的以年、月等为周期的中长期电力交易，以及以日为周期的短期电力交易。

优先发电计划电量现阶段视为厂网双边交易电量，电网

企业按照优先发电相关规定统一收购，纳入电力交易范畴执行。

第六条 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。

第七条 省级电力主管部门负责全省电力市场化交易管理工作，并与国家能源局云南监管办公室在各自职责范围内参与和监管电力市场化工作。

第二章 市场成员

第八条 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（以下简称交易中心）；电力调度机构包括各级电力调度机构。

第九条 发电企业的权利和义务：

（一）按本方案参与电力市场化交易，执行优先发电计划，签订和履行市场化交易形成的购售电合同，对自身市场行为负责；

（二）获得公平的输电服务、电网接入服务和电力交易服务，按规定缴纳交易服务费；

（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，获得市场化交易和输配

电服务等相关信息；

(五) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 售电企业（售电公司）、电力用户的权利和义务：

(一) 按本方案参与电力市场化交易，签订和履行交易有关合同，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，对自身市场行为负责；

(二) 获得公平的输配电服务、电网接入服务和电力交易服务，按规定支付和缴纳购电费、输配电费、政府性基金及附加、交易服务费等；

(三) 按规定披露和提供信息，获得市场化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) 遵守省级电力主管部门有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错避峰，提高电能利用效率，促进电力资源优化配置，保障用电秩序；

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 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，执行优先发用电计划；

(七) 按政府定价向优先购电用户以及其他不参与市场化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化交易；

(十) 配电网运营企业在配电区域内的供电业务参照上述条款执行；

(十一) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 交易中心的权利和义务：

(一) 按职责起草云南电力市场化交易实施方案和有关实施细则；根据交易方案和有关实施细则制定和发布相关业务指南、业务流程、管理办法；

(二) 组织各类电力交易，负责交易平台建设与运维；

(三) 负责市场主体的注册管理；

(四) 负责向市场主体培训宣贯交易方案及相关规定，

指导市场主体参与市场化交易；

（五）编制交易计划；

（六）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；

（七）监视和分析市场运行情况；

（八）配合省级电力主管部门和国家能源局云南监管办公室对交易方案和有关实施细则进行分析评估，提出修改建议；

（九）负责市场信息管理，按规定披露和发布信息；

（十）按照相关规定开展市场主体交易行为信用评价工作；

（十一）按照相关规定收取交易服务费；

（十二）法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 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）向交易中心提供安全约束条件和基础数据，配合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；

（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 市场管理

第一节 市场准入与退出

第十四条 交易中心按照《云南省售电侧改革实施方案》（云电改办〔2017〕1号）、《云南电力市场主体准入和退出管理实施细则》等规定对发电企业、售电公司、电力用户等市场主体的准入和退出进行管理。

第十五条 发电企业分为优先电厂和市场化电厂。

市场化电厂指纳入省调电力电量平衡的风电场、光伏电站、火电厂，2004年1月1日后投产由总调、省调、省地共调并网运行公用水电厂（以该电厂第一台机组投运时间为准，下同），由于一般工商业放开参与市场化交易，除保山、文山、怒江、迪庆、丽江、德宏、临沧（沧源、永德、镇康）等七个电价体系相对独立的州市外，其他州市地调、县调调管的110kV及以上电压等级并网运行公用水电厂（以下简称“小水电”）为市场化电厂。

优先电厂指电价体系相对独立的州市地调、县调调管的并网运行公用电厂，非独立价区州市地调、县调调管的35kV及以下电压等级并网运行公用电厂和110kV及以上电压等级并网运行公用非水电厂，2004年1月1日前已投产的总调、省调、省地共调并网运行公用水电厂（调管关系以本文发布日期为准），以及光伏扶贫项目等按照省级电力主管部门有关文件规定不参与市场化交易的电厂。

新投电厂按上述原则划分电厂类别。

优先电厂按本方案参与辅助服务，暂不参与电力市场化交易，发电上网电量由电网企业根据优先发电相关政策统一收购。市场化电厂优先发电计划按照省级电力主管部门有关规定执行。根据地州区域电力市场的建立以及优先购电用户进一步放开参与市场化交易，相应进一步放开优先电厂参与市场化交易。

市场化电厂必须在交易中心进行注册，按本方案参与电力市场化交易。市场化电厂除了优先发电计划电量外，其余电量全部通过市场化竞争获得，新投运机组自进入商业运行起，优先发电计划电量以外的电量全部视为市场化电量。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。

第十六条 1至4月以及11至12月风电、光伏电厂不安排保居民电能替代电量，需参与市场化交易。5至10月风电、光伏电厂全部上网电量均安排为保障居民电能替代电量，不参与市场化交易，按照月度连续挂牌交易集中撮合阶段成交均价结算。

1至6月、11至12月，火电均可参加市场化交易。7至10月，火电仅涉热机组供气所需电量可参与市场化交易。

第十七条 用电企业分为优先购电用户和市场化用户。

优先购电用户主要包括一产用电，三产中的重要公用事业、公益性服务行业用户、居民生活用户等，优先购电用户

由电网企业统一购电，按照政府定价向优先购电用户保障供电。

市场化用户指符合国家产业政策、环保安全、节能减排要求并已在交易中心注册的执行大工业电价用户和 315kVA 及以上的一般工商业专变用户，同时，支持其他一般工商业用户参与电力市场化交易。其中执行大工业电价用户和 315kVA 及以上的一般工商业专变用户可以选择直接参与市场化交易或由售电公司代理参与市场化交易，其他一般工商业用户由售电公司代理参与市场化交易。

已注册参与市场化交易的大工业用户其同一户号下的一般工商业用电量默认纳入市场化电量管理，按照本方案参与交易和结算，不再执行政府定价。符合市场准入条件但未在交易中心注册的用户暂由电网企业按照政府定价承担保底供电服务。

省级电力主管部门在有序放开发用电计划等相关政策中明确的优先购电用户，在履行相关注册程序通过后，纳入市场化用户管理，按照本方案参与市场化交易。

符合准入条件的用户一旦注册进入电力市场，三年内不能退出市场，无论是否有交易成交电量，全部用电量均按本方案由市场机制定价，不再执行目录电价。

第十八条 市场化用户退出市场后，由电网企业下属供电企业和拥有配电网运营权的售电公司承担保底供电责任。其中自愿退出市场用户的保底供电价格在电力用户缴纳输

配电价的基础上，电度电价以居民生活“一户一表”统一电价（不含政府性基金和附加）为基准的1.2倍执行；强制退出市场用户的保底供电价格在电力用户缴纳输配电价的基础上，电度电价以居民生活“一户一表”统一电价（不含政府性基金和附加）为基准的1.5倍执行；政府性基金及附加按照相应用电类别标准征收。若价格主管部门出台相关政策随当期价格政策执行。

第十九条 售电公司按照相关规定在交易中心注册通过后，可按照本方案和有关实施细则参与电力市场化交易购电，并向用户提供市场化交易零售服务。

第二十条 地方电力公司完成厂网分开、确定输配电价格后其供电用户可参与云南电力市场化交易。地方电力、配电公司应积极进行计量、营销等技术支持系统的建设或改造，实现与交易中心交易平台信息的互联互通，实现地区市场主体的统一注册管理、交易和结算。

第二节 市场主体信用管理

第二十一条 市场主体信用管理的目的

开展市场主体信用管理的目的在于规范市场主体依法合规经营，持续提升市场信用风险控制能力，积极维护电力市场健康、稳定。

第二十二条 市场主体信用管理的原则

（一）服务市场主体。通过建立电力市场主体信用管理

体系，着力维护各类市场主体的合法权益，提升市场服务体验。

（二）确保市场公平。各类市场主体权利平等、规则平等，维护公平竞争的市场秩序。

（三）强化风险控制。高度关注市场潜在的风险因素，持续提升市场信用风险管理和控制能力。

第二十三条 交易中心根据市场主体信用评价和诚信记录，相应对市场主体的市场资格、交易业务权限、信用保证额度等进行调整。

第二十四条 云南电力市场采取缴纳信用保证金和履约保函的方式履行交易信用保证。市场主体需履行的信用保证额度与市场主体信用评价机制、市场负面行为观察机制挂钩。

第二十五条 电费、交易服务费、保证金（履约保函）、系统平衡调节资金等费用未按时缴清的市场主体，不得参与市场化交易。其中地调、县调调管的 110kV 市场化电厂 2019 年暂不收取交易服务费。

第二十六条 云南电力市场主体信用管理体系包括市场主体信用评价机制、负面行为观察机制和交易信用保证机制。市场主体信用管理具体规定详见《云南电力市场主体信用管理实施细则》。

第三节 零售服务

第二十七条 零售服务关系确立的双方，售电公司和电力用户均必须是在交易中心注册并纳入目录的市场主体。任何单位和个人不得干预用户自由选择售电公司的权利。在一个零售服务关系周期内，电力用户只可与一家售电公司建立零售服务关系。零售服务关系一经确定，电力用户全部电量通过该售电公司购买。零售服务确立的周期不低于三个月。

第二十八条 经双方协商一致，任何一方均可在电力交易系统内发起零售服务关系确立，确立以电子或书面合同方式，由双方法定代表人（授权代理人）在电力交易系统中确认，签订书面合同的，应通过电力交易系统上传向交易中心备案。

第二十九条 零售服务关系建立、变更或解除后，自双方合同约定后续某自然月1日起生效。

第三十条 售电公司与电力用户之间零售服务及有关电力交易活动要求详见《云南电力市场零售服务实施细则》。

第四章 交易组织

第一节 交易周期和组织方式

第三十一条 云南电力市场以年、月、日为周期开展交易。

第三十二条 云南电力市场交易分为电力直接交易、合

约转让交易。

电力直接交易是指符合准入条件的电力用户、售电公司与发电企业，按照自愿参与、自主协商的原则直接进行的购售电交易，电网企业按规定提供输配电服务。

合约转让交易是指在发电企业之间、电力用户（售电公司）之间，对双方持有的电力合约互相进行转让的交易方式。

第三十三条 云南电力市场交易组织方式包括双边协商、集中撮合、连续挂牌和自主挂牌等方式。

双边协商是指市场主体之间自主协商交易电量、价格，形成双边协商初步意向，在规定时间内通过交易平台进行申报和确认，并经校核成交。

集中撮合是指市场主体均通过交易平台申报电量、价格等信息，申报结束后交易平台对买卖申报进行撮合，并经校核成交。

连续挂牌是指市场主体均通过交易平台申报电量、价格等信息，交易平台对买卖申报逐笔连续撮合，并经校核成交。

自主挂牌是指由挂牌方通过交易平台提出购电、售电或合约转让合同的电量和价格等申请信息，摘牌方通过交易平台接受挂牌方的要约，并经校核成交。

第三十四条 交易组织具体方式详见《云南电力市场交易组织实施细则》。

第二节 交易基本要求

第三十五条 市场化电厂以厂为单位进行交易申报，申报电价和成交电价为上网侧的绝对价格，为含环保电价、含税的价格。

第三十六条 各电厂在某交易环节申报电量不超过发电能力扣减已成交电量和优先发电量。未开机火电厂（当月计划开机电厂除外）增加申报最小开机电量，一般不低于单台机组按稳燃出力运行7天电量。若未开机火电厂成交电量低于申报的最小开机电量，则不成交。

第三十七条 市场化用户以户号为单位进行交易申报，售电公司以公司为单位进行交易申报，申报电价和成交电价为电厂上网侧的绝对价格。

第三十八条 电力直接交易申报电量的最小单位为0.1万千瓦时，且双边协商交易单笔合同申报的月度电量不小于10万千瓦时，申报电价的最小单位为0.001元/千瓦时；合约转让交易申报电量的最小单位为0.0001万千瓦时，申报电价的最小单位为0.00001元/千瓦时。

第三十九条 电厂所有电力交易申报、成交、结算电量均为上网侧电量。如果政府确定的优先发电计划为发电侧负荷，则在交易申报扣减发电能力时，按该厂上年实际平均厂用电率折算至上网侧，发电结束后应按照实际厂用电率将发电侧负荷折算至上网侧进行结算。

第三节 价格机制

第四十条 电力直接交易的成交价格由市场主体通过自主协商、集中竞争等市场化方式形成，第三方不得干预；合约转让交易成交价格为转让的合约电量原成交价格；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。

第四十一条 每月月末，双方协商一致后可在交易平台中对次月双边合同电量交易价格进行调整，价格调整的幅度不超过市场均价的 5%。

第四十二条 电力交易中输配电价（包括省内、跨省跨区）、相关的政府性基金与附加、交叉补贴等按国家和价格主管部门的有关规定执行。线损电价以用户实际结算的电能为基准值，按照国家和价格主管部门规定的综合线损率计算，即线损电价=基准值×综合线损率/(1-综合线损率)。

第四十三条 双边协商交易不进行限价。为保证有序竞争和市场稳定，考虑供需关系，对集中撮合、连续挂牌、自主挂牌等集中竞争方式的电力直接交易设置申报最低限价和最高限价，最低限价为 0.15 元/千瓦时，最高限价为 0.42 元/千瓦时。

第四十四条 执行峰谷分时电价的一般工商业用户，注册进入市场后继续执行峰谷分时电价，市场化交易形成的上网电价为平时段电价，考虑到用电高峰需要火电等具有调节

能力的电厂调峰，按照平稳过渡原则，在全面推行实施现货市场交易前，根据用电时段，暂定峰时段电价上浮 50%、谷时段电价下浮 50%，确定峰、谷时段电价，结算时根据峰、平、谷时段用电量，分别计算各时段电费。执行峰谷分时电价产生的差额收益，纳入系统平衡调节资金，在发电侧统筹平衡使用，年度清算。

执行大工业电价的市场化用户维持目前模式，市场化交易形成的价格为全时段价格。

第四十五条 上调服务基准价格

上调服务基准价格即市场均价，为省内月度（包括年度分月）电力直接交易电量加权平均成交价。上调服务基准价格（市场均价）在本方案中广泛应用于市场交易、结算、考核、市场管控等机制中。交易中心在月度直接交易结束、相关直接交易价格均确定后计算并发布月度上调服务基准价格，且在交易组织过程中及时发布市场均价统计值，为市场主体提供参考。

第四十六条 利用富余水电支持水电铝材一体化发展的价格机制按照政府有关政策执行。

第四节 交易校核与执行

第四十七条 为防止市场主体虚报、误报电量，保证电力市场运营平稳，交易中心对市场主体的交易申报电量进行合理性校核，参照发电能力设置电厂交易电量申报上限，参

照历史用电情况设置用户（售电公司）交易电量申报上限。

第四十八条 双边交易申报电量提交调度机构安全校核后形成电厂双边交易成交结果，用户侧根据电厂侧校核情况同步削减双边交易申报电量形成双边交易成交结果，双方成交电量即调度校核结果，作为调度执行和交易中心结算依据。连续挂牌等集中交易关闸后即形成成交结果，作为交易中心结算依据，交易中心将电厂成交结果提交给调度机构进行校核，校核通过的电量为调度校核结果，作为调度执行依据，用户侧集中交易成交结果的执行和结算不受电厂校核的影响，电厂集中交易被校核的电量可参与合约转让交易进行出让。电厂侧事前合约转让交易关闸后形成初始成交结果，交易中心将电厂初始成交结果提交给调度机构进行校核，校核通过的电量为电厂成交结果。

第四十九条 交易中心根据调度机构安全校核后的电厂月度优先计划电量、年度交易分月电量和各类月度交易电量，形成电厂的月度交易计划。电力调度机构基于电力系统实际，综合考虑电网安全稳定运行要求、全网电力持续可靠供应需要、清洁能源消纳要求、电网和电厂检修计划、清洁能源特性等因素，保证交易计划的公平、公正及有效执行。

第五十条 根据清洁能源发电能力和消纳情况，交易中心在月度信息披露中发布火电可交易规模，作为火电参与市场化交易的校核依据之一，火电已成交电量如已达到可交易规模，火电不得参与后续交易申报。

第五十一条 电力调度机构负责根据交易计划形成调度计划并执行，公布实际执行结果，向市场主体说明与交易计划产生偏差的原因，对交易计划执行结果及偏差责任进行认定并提交交易中心。交易中心每日跟踪月度交易计划实际进度情况，并以电力调度机构提供的交易执行结果及偏差责任认定情况作为结算考核依据。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，交易中心负责公布相关信息。

第五十二条 电力系统发生故障或其他情况，如对交易计划执行影响较大且无法通过后续调整、优化确保交易计划完成时，电力调度机构应将相关情况及影响及时通报交易中心。

第五节 地州区域内电力交易

第五十三条 在德宏、怒江等送出受阻且电价体系相对独立的地区，为充分消纳地区水电，鼓励地区工业企业生产用电，促进地方经济发展，交易中心根据地区实际情况、地方政府政策以及本方案相关规定探索建立地区电力市场，报省级电力主管部门发布后组织实施。

第五十四条 地区电力市场参与的主体为地区内地调/县调调度的并网运行公用中小水电和市场准入用户。地区内市场准入用户原则上优先参与地区电力市场，有电量缺额再参与全省电力市场。

第五十五条 组织地区电力市场按照双边协商、集中竞争等方式开展，鼓励交易电价与用电量大小、增长幅度、工业产品价格等进行联动，双方互利共赢。

第五章 辅助服务

第一节 系统平衡调节资金

第五十六条 建立系统平衡调节资金机制：

（一）促进清洁能源消纳。为保障清洁能源优先消纳，特别是汛期火电发电空间极大压缩，最大程度减少了清洁能源弃能，对清洁能源电厂收取资金纳入系统平衡调节资金统筹管理。

（二）市场交易结算中的各类偏差考核电费纳入系统平衡调节资金统筹管理。

（三）一般工商业参与市场化交易继续执行峰谷电价产生的差额收益，纳入系统平衡调节资金统筹管理。

第五十七条 系统平衡调节资金按下列原则分为三类提取：

（一）固定提取部分：

2004年以前投产的110千伏及以上电压等级并网不参与市场化的总调调度、省调调度、省地共调并网运行公用水电厂（除大朝山、漫湾、以礼河电厂）上网电量按照0.02元/千瓦时提取；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/千瓦时提取,其中地调、县调调度的 110kV 市场化电厂 2019 年暂不提取;大朝山电厂全年提取 2572 万元,按月平均提取。

(二) 偏差提取部分:包括用户超用和少用偏差电量考核电费、电厂超发和少发偏差电量考核电费、价格风险控制机制提取资金、退市用户的保底供电价格高于原目录电价的偏差电费等。

(三) 峰谷电价差额收益部分:一般工商业参与市场化交易继续执行峰谷电价产生的差额收益。

第五十八条 系统平衡调节资金峰谷电价差额收益部分,年度在发电侧统筹平衡使用,月度暂不进行结算。系统平衡调节资金固定提取部分和偏差提取部分全年统筹,按照以下顺序支付使用:

(一) 支付系统原因电厂少发电量补偿。

(二) 支付火电调节价格费用。

(三) 支付火电长期备用补偿费用。

第五十九条 年度结余的固定提取部分和偏差提取部分系统平衡调节资金按照固定提取部分各电厂全年缴纳资金的比例返还给各电厂。

第二节 火电调节价格机制

第六十条 考虑火电燃料及实际运行成本,通过建立火电调节价格机制,对火电参与市场化交易并完成的电量给予

调节价格，合理补偿发电成本，以支持火电企业与清洁能源电厂同台竞价、避免市场价格不合理上涨，保障电网安全稳定运行和电力可靠供应。火电市场化电量调节价格费用由系统平衡调节资金支付。

第六十一条 火电市场化电量调节价格申报

1至6月、11至12月月度交易开始前各火电申报次月市场化电量调节价格，每个火电厂申报一个市场化电量调节价格。市场化电量调节价格申报设置上下限，下限为零，上限为0.1008元/千瓦时。缺省市场化电量调节价格为零。

主汛期（7-10月）市场化电量调节价格为零，不进行申报。

第六十二条 交易中心按照火电申报的市场化电量调节价格从低到高的顺序进行排序，申报调节价格相同的火电厂，交易平台综合考虑能耗等因素按照随机排序确定其序位，形成火电市场化电量调节价格排序表，作为市场化电量校核依据，排序靠前的优先成交。

第六十三条 备用能力为火电厂实际发电能力扣减优先发电计划电量和市场化交易成交电量后剩余发电能力，在电力供应相对紧张或电网安全稳定运行需要时，可调用火电备用能力发电，平衡系统缺口，保障省内电力供应。被调用的火电发电量称为平衡缺口电量。

第六十四条 1至6月、11至12月月度交易结束后火电厂在交易平台申报备用能力，同时申报备用调节价格。

火电厂备用能力可分段申报，分段数不大于机组台数，每段申报一个备用能力和一个备用调节价格，每段申报的备用调节价格不得相同。每段备用能力不低于最小开机电量。

备用调节价格申报设置上下限，下限为零，上限为 0.1008 元/千瓦时。缺省备用能力为零。缺省备用调节价格为 0.1008 元/千瓦时。

7 至 10 月月度交易结束后火电厂在交易平台申报备用能力，不申报备用调节价格，备用调节价格为零。

第六十五条 1 至 6 月、11 至 12 月备用能力和备用调节价格申报结束后，交易平台按照各火电（分段）申报的备用调节价格从低到高的顺序对火电申报的（分段）备用能力进行排序，形成缺口电量调用序位表。申报备用调节价格相同时，由交易平台综合考虑能耗等因素按照随机排序方式确定顺序。

第六十六条 调度机构、交易中心根据月度电量平衡情况预测平衡缺口电量需求，并按照缺口电量调用序位表确定缺口电量调用计划，火电厂按照交易中心公布的缺口电量调用计划提前做好发电准备。实际调用的缺口电量根据系统需要可以大于电厂申报的备用能力。参照近年中小水电购电价格，缺口电量电能价格为市场均价与 0.235 元/千瓦时取大值，火电完成的缺口电量结算时除电能价格外，可获得其申报的调节价格。缺口电量调节价格费用由系统平衡调节资金支付。

第六十七条 火电革命老区电量、供热电量、备用确认电量三类优先电量电能价格参照近年中小水电购电价格，为市场均价与 0.235 元/千瓦时取大值，除电能价格外，在 1 至 6 月、11 至 12 月发电给予调节价格。为支持革命老区发展，电厂完成的革命老区电量调节价格为当月全网结算的市场化电量调节价格和缺口电量调节价格的最大值，如当月没有市场化电量和缺口电量，调节价格为全年各月结算的市场化调节价格和缺口电量调节价格的最大值的算术平均值。为体现公平性，提高供热电量、备用确认电量电厂发电积极性，保障电力可靠供应和电网安全稳定运行，电厂完成的供热电量、备用确认电量调节价格为当月全网结算的市场化电量调节价格和缺口电量调节价格的加权平均价，如当月没有市场化电量和缺口电量时，调节价格为全年全网结算的市场化调节价格和缺口电量调节价格的加权平均价。

7 至 10 月火电革命老区电量、供热电量、备用确认电量三类优先电量发电调节价格为零。

三类优先电量调节价格费用由系统平衡调节资金支付。

第六十八条 火电获得调节价格各类电量（包括优先电量、市场化电量、缺口电量）结算时如电能价格与调节价格之和超过 0.336 元/千瓦时，则相应调减火电结算的调节价格。

第三节 火电长期备用补偿

第六十九条 为支持火电企业长期备用设备维护，保障我省长期电力供应，建立火电长期备用补偿机制。火电长期备用能力由系统平衡调节资金给予补偿。

第七十条 每月按以下原则确定月度火电长期备用能力：

（一）如火电厂在申报的备用能力范围内完成了调度安排的缺口电量，火电长期备用能力=火电申报的备用能力—平衡缺口电量—自身原因超发电量+因系统原因少发电量。

（二）如火电厂由于自身原因未能完成缺口电量调用计划，当实际完成缺口电量低于申报备用能力的 60%时，认定为虚假申报备用能力，当月该火电厂可获补偿的长期备用能力为零；当实际完成缺口电量大于等于申报备用能力的 60%时，当月该火电厂长期备用能力=（火电申报备用能力—平衡缺口电量）×实际完成缺口电量/火电申报备用能力。

第七十一条 火电长期备用能力度电补偿标准全年各月相同，月度根据系统平衡调节资金情况进行预结算，年度进行清算。

月度预结算时，根据月度可用于结算支付的系统平衡调节资金，优先结算支付火电调节价格费用，但最少支付系统平衡调节资金的 20%、最多支付系统平衡调节资金的 50%给火电长期补偿费用，火电调节价格费用未足额支付的月度先

挂账，后续系统平衡调节资金有结余的月度再对调节价格挂账资金进行逐步清算。

年度清算时，全年系统平衡调节资金支付电厂少发电量补偿后剩余资金为火电可结算资金。当火电可结算资金小于等于 20 亿元时，优先全额支付火电调节价格费用后，剩余资金全部用于支付火电长期备用补偿。当火电可结算资金大于 20 亿元时，优先全额支付火电调节价格费用后，剩余资金中支付火电长期备用补偿的资金为 $\min(\max(20 \text{ 亿元} - \text{调节价格费用}, \text{火电可结算资金}/2))$ ，火电可结算资金 - 调节价格费用)，支付火电长期备用补偿后如仍有结余，结余资金按照各清洁能源电厂固定提取部分系统平衡调节资金大小等比例退还各电厂。

第六章 计量和结算

第一节 计量

第七十二条 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，并按照相关计量运维。

第七十三条 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。

第七十四条 电网企业负责计量系统的规划和建设，为结算数据的采集、传输提供技术支持，确保能够自动、准确、及时采集发、用电企业计量相关数据。

第七十五条 电网企业按照电力市场结算要求定期抄录电厂（机组）和电力用户电能计量装置数据，并提交交易中心。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，结算电量由交易中心组织相关市场主体协商解决。

第二节 结算

第七十六条 昆明电力交易中心负责向市场主体出具结算依据，其中跨省跨区电量交易结算依据由广州电力交易中心负责向昆明电力交易中心出具，昆明电力交易中心根据本方案和相关实施细则对市场主体进行结算，并向相关市场主体出具结算依据。

第七十七条 电网企业负责市场主体交易周期内实际结算电量的确认，按期向交易中心提供电厂和电力用户交易周期内（月、日）实际结算电量。电厂以交易周期内的实际结算上网电量作为计费依据，电力用户或售电公司以交易周期内的实际结算用电量作为计费依据，电费按日核算，月结月清。

第七十八条 电厂结算

(一) 按电厂为单元对发电企业结算，首先进行日交易电量结算，再进行月度合约电量结算。

(二) 电厂的电费分为电能电费、偏差电费、系统平衡调节资金提取费用等。

(三) 日结算

电厂日交易电量按日进行结算，根据电厂日计量数据，完成的日交易电量按照成交价格结算，日少发电量设置 3% 的免责阈值，超过免责阈值的进行责任界定并根据电厂类别参照月度结算规则进行考核或补偿，超发电量进入月度结算。

(四) 月度结算

1. 清洁能源电厂结算

清洁能源电厂各类月度合约电量，包括优先发电计划电量、年度分月交易电量、月度交易电量，结算不分顺序，结算价格按照各类月度合约电量的加权平均价格结算。

清洁能源电厂优先发电计划电量（按规定调整后的电量计划）月结月清，偏差电量不在月度间进行滚动调整。

清洁能源电厂月度少发电量设置 3% 的免责阈值，超过免责阈值的电量根据责任界定进行考核或补偿。超发电量电网企业按照月度上调服务基准价格进行结算，其中电厂侧结算价格按照月度上调服务基准价格乘以成交比结算，成交比

为电厂全月所有电量计划加上非自身原因超发电量后与实际上网电量的比值，具体计算方式详见《云南电力市场计量与结算实施细则》，成交比设置上限值为 1，下限值为 0.8；上调服务基准价格与电厂侧结算价格的价差部分为超发电量偏差考核电费，纳入系统平衡调节资金统筹管理。

2.火电厂结算

火电厂各类月度合约电量，按照优先发电计划电量、市场化电量的顺序进行结算，分别确定优先发电计划电量和市场化电量未完成的电量偏差。

火电优先发电计划未完成的电量偏差，不参与事后合约转让交易，不进行补偿，不进行考核。其中革命老区电量偏差年度平衡，其他电量不滚动调整。

火电市场化电量未完成的偏差电量，可参与事后合约转让交易，事后合约转让交易后仍有偏差的，偏差电量根据责任界定，因保障清洁能源优先消纳等原因导致的少发电量偏差不进行补偿也不进行考核，因电厂自身原因导致的少发电量偏差设置 3%的免责阈值，超过免责阈值的电量进行考核。

如电厂上网电量大于优先发电计划电量与市场化电量之和，超发电量由调度机构对超发原因进行界定，因电厂自身经营、试验、设备维护、运行控制偏差等原因超发的，为自身原因超发电量，自身原因超发电量可参与事后合约转让交易，合约转让交易电量按照交易价格结算，不给予调节价格，合约转让后仍有自身原因超发电量的，按照月度上调基

准价格结算；因电力供应紧张或系统安全运行需要调用的电量为平衡缺口电量，按照缺口电量电能价格和调节价格机制结算。

3.未注册市场化电厂结算

市场化电厂未及时注册参与交易的，则交易电量视为 0，全部上网电量（调试电量除外）均为超发电量，且超发电量成交比按 0.8 结算。

第七十九条 用户结算

（一）符合准入条件用户一旦注册成功，用电量均按市场机制定价。用户（包括售电公司服务用户）按户号为单元结算，首先进行日交易电量结算，再进行月度合约电量结算。

（二）用户的电费包括但不限于电能电费、偏差电费、输配电费、线损电费、基金及附加、基本电费、力调电费等。其中，输配电费、基金及附加、基本电费、力调电费根据用户实际用电情况与政府核定价格标准计算；电能电费、偏差电费按市场化方式结算；线损电费按用户实际用电量与线损电价计算。

（三）日结算

用户日交易电量按日进行结算，根据用户日计量数据，完成的日交易电量按照成交价格结算，日少用电量设置 3% 的免责阈值，超过免责阈值的根据责任界定进行考核或免责，超用电量进入月度结算。

（四）月度结算

市场化用户各类月度（包括年度分月）电量合约结算不分顺序，结算价格按照各类电量的加权平均价格结算。少用电量设置 3%的免责阈值，超过免责阈值的根据责任界定进行考核或免责。超用电量按照月度上调服务基准价格的 1.2 倍结算，其中上调服务基准价格的 0.2 倍为超用电量偏差考核电费，纳入系统平衡调节资金统筹管理。

（五）当售电公司服务用户存在少用电量偏差电费时，用户自身承担少用电量偏差电费的 90%，售电公司承担该用户少用电量偏差电费的 10%。交易中心按照用户少用电量偏差电费的 100%向用户出具结算依据，电网企业按结算依据向用户收费，用户少用电量偏差电费的 10%由售电公司支付给其服务用户。

第八十条 市场化交易结算工作原则上应在次月二十五日前完成，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，如有异议在结算依据发布后 3 个工作日内通知交易中心，逾期则视同没有异议。结算工作按如下流程开展：

（一）实时获取交易结果；

（二）按日获取参加日交易的市场主体的每日实际发、用电量；按月获取市场主体的月度实际发、用电量；

（三）交易中心计算电厂的月度预结算结果，每月十五日前完成。电网企业根据预结算依据及时支付电厂月度预结算电费；

(四) 根据实际发、用电量情况计算市场主体偏差电量并进行责任界定，并据此开展事后合约转让交易。每月二十日前完成；

(五) 交易中心进行正式结算。每月二十五日前完成；

(六) 交易中心根据正式结算结果，每月出具月度结算依据，经电网企业（供电企业）和市场主体确认无误后发布至电网企业（供电企业）和市场主体；

(七) 电网企业（供电企业）和市场主体根据电费结算依据，按照合同约定或法律法规的规定完成电费收支；

(八) 由于政府电价调整或其他原因造成的电费偏差和差错应及时进行清算和退补。

第八十一条 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。电网企业按照交易中心出具的结算依据向各市场主体结算电费，并承担电力用户侧欠费风险，保障交易电费资金安全。

第八十二条 结算具体规定详见《云南电力市场结算实施细则》。

第七章 信息披露

第八十三条 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。

第八十四条 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。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。

第八十五条 省级电力主管部门、国家能源局云南监管办公室对信息提供和披露情况实施监管。

第八十六条 根据电力市场交易的需要，各类市场成员应按照电力交易中心的要求披露应披露的信息，由电力交易中心统一管理和发布，发布信息应真实、准确、及时、完整。

第八十七条 交易中心负责市场信息的统一管理。在确保安全的基础上，电力市场信息主要通过电力交易平台、交易中心门户网站和微信公众号等渠道进行披露。交易中心应为市场主体通过交易平台等渠道披露有关信息提供便利，各类市场成员按规定披露有关信息，并对所披露信息的准确性、及时性和真实性负责。

第八十八条 任何单位和个人不得泄露影响公平竞争和涉及市场主体隐私的相关信息。因信息泄露造成的市场波动和市场主体损失的，由省级电力主管部门、国家能源局云南监管办公室等组织调查并追究责任。

第八十九条 市场成员如对披露的相关信息有异议及疑问，可向交易中心、电力调度机构提出，由交易中心、电力调度机构负责解释。

第九十条 信息披露具体内容和要求详见《云南电力市场信息披露实施细则》。

第八章 争议处理与市场管控

第九十一条 发生以下争议时，可通过双方协商、市场管理委员会或省级电力主管部门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) 市场化交易、计量、考核和结算的争议；
- (四) 其他方面的争议。

第九十二条 本年度月度用电量累计出现 3 个月低于其双边协商交易电量 80%，或累计出现 2 个月低于其双边协商交易电量 60%的用户和售电公司，不允许参加本年度后续月度双边协商交易，已签订的双边合同作废处理，并自行承担合同违约责任。

第九十三条 为保证云南电力市场平稳运行，防止市场主体恶意报价扰乱市场秩序，建立价格风险控制机制。

对双边协商直接交易（明细）成交价格与市场均价偏离较大的清洁能源电厂、用户（售电公司）收取系统平衡调节资金，引导市场主体理性参与市场。每月向双边协商直接交易电量（明细）价格在市场均价 0.8 倍以下用户（售电公司）收取，收取标准为用户（售电公司）双边协商直接交易电量

(明细) 成交价格与市场均价 0.8 倍的差值的 50%。每月向双边协商直接交易电量 (明细) 成交价格在市场均价 1.2 倍以上的水电、风电、光伏电厂收取, 收取标准为电厂双边协商直接交易电量 (明细) 成交价格与市场均价 1.2 倍的差值的 50%。其中售电公司收取金额由其代理用户分摊。

对于火电参与市场交易申报价格明显低于其发电成本和市场均价的, 火电须进行情况说明, 并由交易中心将其交易价格情况提交政府有关部门作为后续其发电成本测算依据。

第九十四条 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、电力主管部门、价格主管部门按照《行政处罚法》、《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国价格法》、《中华人民共和国反垄断法》、《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, 并纳入市场主体信用评价:

- (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) 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) 其他严重违反本方案的行为。

第九十五条 当市场出现以下重大异常情况时, 交易中心和电力调度机构要及时向省级电力主管部门和国家能源

局云南监管办公室报告，经批准后可采取措施对市场进行干预或终止市场化交易。

（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）用户侧月度总体成交电量低于用电需求的 50%；

（三）交易平台发生故障，导致交易无法正常运行；

（四）云南电力系统发生重大事故，严重影响到交易执行及系统安全时；

（五）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；

（六）其他影响电力系统安全稳定运行事件或不可抗力事件发生时。

第九十六条 紧急情况下，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。

第九十七条 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。

第九章 附则

第九十八条 本方案及相关配套实施细则由省级电力主管部门、昆明电力交易中心负责解释。