

云南省发展和改革委员会 文件 云南省能源局

云发改能源〔2019〕1119号

云南省发展和改革委员会 云南省能源局

关于印发 2020 年云南电力市场化 交易实施方案的通知

各州（市）发展改革委、工业和信息化委、能源局，云南电网有限责任公司、昆明电力交易中心有限责任公司，有关企业：

现将《2020年云南电力市场化交易实施方案》印发给你们，请遵照执行。

附件：2020年云南电力市场化交易实施方案

云南省发展和改革委员会



云南省能源局

2019年12月20日



云南省发展和改革委员会办公室

2019年12月23日印发



2020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、《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 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。

第三条 本方案适用于省内所有发电企业、电网企业、用电企业、售电公司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、境外发电企业、电网企业、用电企业在具备条件时，依据有关跨省跨区、跨境交易规则或有关政策参与市场交易。

第四条 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、售电公司、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。

第五条 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。

第六条 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

第七条 市场成员包括各类发电企业、售电公司、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。

第八条 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。

第九条 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，参与需求响应，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。

第十一条 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规则；根据交易方案和有关规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，负责交易系统建设与运维；

(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规则进行分析评估，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

第十三条 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》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。

第十四条 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），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”）。

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。

第十五条 枯、平水期（1 至 5 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。汛期（6 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。

第十六条 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。

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。

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。

第十七条 市场化用户退出市场后，由电网企业下属供电企业或拥有配电网运营权的售电公司承担保底供应责任。保底供应价格按照《云南省发展和改革委员会关于退出电力市场用户执行保底供应价格有关事项的通知》（云发改价格

[2019] 730号) 执行。

第十八条 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。

第十九条 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系统信息的互联互通，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。

第二十一条 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。

第二十二条 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。

第二十三条 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。在防范交易风险的前提下，建立中小电力零售用户缴纳信用保证金参与交易的机制、进一步简化注册入市流程。

第二十四条 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、县调调管的电厂 2020 年暂不收取交易服务费。

第二十五条 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》。

第三节 零售服务

第二十六条 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。

第二十七条 经双方协商一致，任何一方均可在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）在交易系统中确认，签订书面合同的，应通过交易系统上传向交易中心备案。

根据市场发展条件，售电公司也可以采取挂牌交易的方式，将电力零售套餐在交易系统中进行挂牌，由用户进行摘牌成交后形成电子合同，双方建立零售服务关系。

第二十八条 零售服务关系建立、变更或解除，均按自然月生效。

第二十九条 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》。

第四章 交易组织

第一节 交易周期和交易方式

第三十条 云南电力市场以年、月、日为周期开展交易。

第三十一条 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。按照市场机制形成的电量均纳入电力直接交易统计范围。

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。

第三十二条 云南电力市场交易方式包括双边协商、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割时段、交易电量、价格，形成双边协商初步意向，在交易时间内通过交易系统进行申报和确认，并经校核成交。

连续挂牌是指市场主体通过交易系统申报电量、价格等信息，交易系统在买卖申报结束后进行集中撮合，或在申报同时进行逐笔连续撮合，并经校核成交。

自主挂牌是指由挂牌方通过交易系统提出购电、售电电量和价格等信息，或由交易中心统一进行挂牌，摘牌方通过交易系统接受挂牌方的要约，并经校核成交。

第二节 交易基本要求

第三十三条 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，为含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价、含税的价格。

第三十四条 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，优先发电量包括预分配计划和正式分配计划。

第三十五条 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。

第三十六条 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。

第三十七条 电厂所有电力交易申报、成交、结算电量均为上网侧电量。如果省级电力主管部门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

第三十八条 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。

第三十九条 每月月末，双方协商一致后可在交易系统中对次月双边合同电量交易价格进行调整。

第四十条 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价格为

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)。

第四十一条 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。

第四十二条 具备峰谷分时计费条件的一般工商业用户，注册进入市场后执行峰谷分时电价，市场化交易形成的成交电价为平时段电价，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%（其中独立价区用户峰谷浮动标准按照地方政策执行），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。

第四十三条 上调服务基准价格

上调服务基准价格为省内月度（包括年度分月）电力直接交易电量加权平均成交价。上调服务基准价格在本方案中应用于市场交易、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。

第四十四条 利用价格杠杆促进弃水电量消纳试点等政府优先协调交易电量的价格机制按照政府有关政策执行，且不纳入上调服务基准价格统计。

第四节 交易组织

第四十五条 清洁能源电厂市场交易组织

清洁能源电厂可自主参与各类交易周期和交易方式，保障清洁能源优先消纳。

第四十六条 小水电市场交易组织

为减少小水电参与市场难度，小水电除了可自主参与市场化交易外，还可以选择售电公司代理交易或交易中心统一挂牌交易等三种方式中的一种进入市场参与交易。上年末小水电选择确定交易方式，交易方式一旦选定，全年不得更改。

（一）自主交易。小水电自主参与各类交易周期和交易方式，成交电量和价格自主通过市场竞争形成。

（二）售电公司代理交易。售电公司代理小水电全年的全部上网电量，代理小水电的电量总和不得超过售电公司服务用户的用电需求。

（三）交易中心统一挂牌交易。交易中心汇总参与统一挂牌交易小水电的电量信息，确定分月电量比例。交易中心将年度总电量、分月电量比例统一挂牌，挂牌价格为月度上

调服务基准价格，自主交易的电力用户和售电公司摘牌。电力用户、售电公司的成交电量为年度电量，分月电量比例与挂牌比例一致，成交价格等于挂牌价格。

第四十七条 火电市场交易组织

火电交易组织包括调节电量统一挂牌交易、自主参与市场化交易、缺口电量统一挂牌交易、备用能力申报等。

（一）调节电量统一挂牌交易。为保障电力电量平衡，火电 2020 年安排 85 亿千瓦时的调节电量发电，年度按照装机容量等比例分配至各火电厂。月度交易前，交易中心会同调度机构统筹考虑供需情况、电网安全稳定运行、优化开机方式等情况确定火电调节电量月度计划并公布，交易中心将火电调节电量统一进行挂牌交易，挂牌价格为月度上调服务基准价格。售电公司、用户自主摘牌成交，成交价格等于挂牌价格。

（二）火电自主参与市场化交易。为优先保障清洁能源消纳，火电仅在清洁能源发电能力不足的月度可参与月度交易和日交易，有关交易要求由交易中心在月度信息披露中明确。火电自主交易电量价格由市场机制形成。

（三）缺口电量统一挂牌交易。为保障市场化电量供需平衡，交易中心会同调度机构统筹考虑供需情况、电网安全稳定运行、优化开机方式等情况确定火电缺口电量预调度需求并公布，交易中心将缺口电量预调度需求统一进行挂牌交易，挂牌价格为月度上调服务基准价格 $\times K$ ，其中 K 为缺口

电量价格调整系数，计算方式为：

$$K = 1 + \frac{\text{缺口电量统一挂牌交易成交电量}}{\text{月度直接交易成交总电量}}$$

K 上限为 1.2。

售电公司、用户自主摘牌成交，成交价格等于挂牌价格。

（四）火电备用能力申报。

每月月度交易结束后，火电厂按机组申报备用能力和备用调节价格。

火电备用能力。备用能力为火电厂总发电能力扣减优先发电计划电量、调节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，保障电力供应。

火电备用价格。备用调节价格申报设置上下限，下限为 0，上限为 0.1 元/千瓦时。缺省备用能力为 0，缺省备用调节价格为 0.1 元/千瓦时。申报的备用调节价格仅作为实际补偿调节价格的计算基准，实际补偿的调节价格按照系统平衡调节资金有关机制执行。

备用能力和备用调节价格申报结束后，优先对开机机组和有开机计划的机组进行排序，其次对其他机组进行排序，排序分轮次进行。每一轮次提取各火电厂备用调节价格最低的机组备用能力，按照备用调节价格从低到高的顺序进行排序，形成本轮次备用能力调用序位表，剩余机组备用能力继续进行下一轮次排序。申报备用调节价格相同时，综合考虑

能耗等因素按照随机排序方式确定顺序。备用能力调用序位表作为系统出现平衡缺口时调度发电调用火电的依据。

第四十八条 交易组织具体方式详见《云南电力市场交易组织》。

第五节 交易校核与执行

第四十九条 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。

第五十条 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，电厂月度连续挂牌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。

第五十一条 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。

第五十二条 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。

第五十三条 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。

第五十四条 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。

第五十五条 月度实际发用电结束后，根据实际送电量和优先发用电执行情况，按优先发用电计划文件中明确的原

则调整市场化电厂实际分配的西电东送框架协议内电量。

第六节 地州区域内电力交易

第五十六条 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批准后组织实施。

第五十七条 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。

第五十八条 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 系统平衡调节资金提取

第五十九条 建立系统平衡调节资金机制，按下列原则分为三类提取系统平衡调节资金：

（一）电厂固定提取部分。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，对清洁能源电厂按月提取资金纳入系统平衡调节资

金统筹管理，提取标准为：

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2020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。市场交易结算中的各类偏差考核电费扣减偏差补偿电费后如有结余，结余部分纳入系统平衡调节资金统筹管理，偏差考核电费主要包括用户超用和少用电量偏差考核电费、电厂超发和少发电量偏差考核电费、价格风险控制机制提取资金等，偏差补偿电费主要为因系统原因少发电量补偿电费。

（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，年度清算，按照省级电力主管部门有关规定在发电侧统筹平衡使用。

第二节 火电发电价格调节机制

第六十条 考虑火电燃料及实际运行成本，通过建立火电发电价格调节机制，对满足条件的火电发电量给予发电调节价格，提高火电发电积极性和发电能力，保障电网安全稳定运行和电力可靠供应。火电发电调节价格费用由系统平衡

调节资金支付。

第六十一条 火电完成的革命老区电量电能价格为上调服务基准价与 0.235 元/千瓦时取大值，除电能价格外，给予发电调节价格，补偿标准为我省燃煤发电基准价与电能价格的差值。

第六十二条 火电完成的供热电量电能价格为上调服务基准价与 0.235 元/千瓦时取大值，除电能价格外，在 1 至 6 月、11 至 12 月发电给予发电调节价格，补偿标准为我省燃煤发电基准价与电能价格的差值。

第六十三条 火电完成的调节电量，电能价格为上调服务基准价，除电能价格外，给予发电调节价格，补偿标准为我省燃煤发电基准价与电能价格的差值。如电煤供需情况发生重大变化，由省级电力主管部门适时启动调节电量电煤补贴政策。

第六十四条 火电除自身原因外的超发电量为电厂实际完成的缺口电量，除电能价格外，给予发电调节价格。

当超发电量未承接西电东送网对网市场化交易增量时，其中缺口电量统一挂牌交易成交部分结算的电能价格为挂牌交易成交价格，调节价格参考值为电厂申报的备用调节价格，其余部分电能价格为上调服务基准价格，调节价格参考值为电厂申报的备用调节价格。

当超发电量承接西电东送网对网市场化交易增量时，结算价格中电能价格为承接的西电东送网对网市场化交易增

量价格，调节价格参考值为“上调服务基准价格+申报的备用调节价格-承接的西电东送网对网市场化交易增量价格”。

火电结算的缺口电量调节价格根据系统平衡调节资金实际情况，参考缺口电量调节价格参考值进行结算，且火电结算的电能价格加上发电调节价格不超过我省燃煤发电基准价，否则相应调减发电调节价格。

第六十五条 火电厂自主交易电量以及自身原因超发的电量无发电调节价格。

第三节 火电长期备用补偿机制

第六十六条 为支持火电企业长期备用设备维护，提高备用保障能力，积极完成交易计划和系统发电安排，保障我省长期电力供应，建立火电长期备用补偿机制，对火电月度长期备用能力给予补偿。

第六十七条 火电月度长期备用能力为装机容量折算的上网电量扣除实际上网电量。因自身原因未完成月度调节电量计划超过3%的火电厂全年月度长期备用能力为0，不给予月度长期备用补偿。因自身原因未完成月度缺口电量计划的火电厂，扣减其月度长期备用能力。

第六十八条 火电长期备用能力补偿按月度进行预结算，支付标准根据系统平衡调节资金情况确定，年度清算。

第四节 系统平衡调节资金支付

第六十九条 系统平衡调节资金按月度根据提取情况进

行结算，年度统筹清算。月度进行结算支付的系统平衡调节资金（以下简称“月度结算系统平衡调节资金”）为电厂固定提取部分。为及时支付月度结算系统平衡调节资金，可先进行月度预结算支付，再进行月度正式结算支付。峰谷电价差额收益部分在年度清算，按照省级电力主管部门有关规定在发电侧统筹平衡使用。

第七十条 月度结算系统平衡调节资金，按照以下原则和流程进行结算支付：

（一）将月度结算系统平衡调节资金的 20%，用于支付火电长期备用补偿，按照各火电厂月度长期备用能力等比例支付。如当月执行电煤补贴政策，则相应调整火电长期备用补偿机制。

（二）火电厂按要求完成的革命老区电量、涉热量、调节电量、缺口电量，给予发电调节价格补偿，其中缺口电量按照火电缺口电量调节价格参考值与 0.03 元/千瓦时取小值作为月度结算价格。

（三）支付发电调节价格补偿时，如月度结算系统平衡调节资金不足，则各类电量调节价格等比例调减后进行支付，不足部分先做挂账处理；如有结余，继续按上述顺序清算支付本年度前期挂账资金，仍有剩余资金统筹全年平衡使用。

第七十一条 年度结束后对全年各月度结算系统调节资金进行清算。年度结算系统平衡调节资金包括全年累计的电厂固定提取部分、偏差提取部分，年度结算系统平衡调节资

金清算原则和支付顺序如下：

（一）月度结算系统平衡调节资金的 20%已支付火电长期备用补偿保持不变。

（二）支付全年革命老区电量、热电联产电量、调节电量发电调节价格补偿。如年度结算系统平衡调节资金不足时，则各电厂等比例调减补偿标准。根据年度清算的发电调节价格补偿与全年月度已支付的发电调节价格补偿进行差额退补。

（三）支付火电缺口电量调节价格补偿。如年度结算系统平衡调节资金足够，补偿标准为火电缺口电量调节价格参考值，且火电缺口电量电能价格和调节价格之和不超过我省燃煤发电基准价；如系统平衡调节资金不足，等比例调减火电缺口电量调节价格参考值后进行补偿。其中电能价格为缺口电量统一挂牌交易成交价格的缺口电量，其电能价格中的“上调服务基准价格×（缺口电量价格调整系数 K -1）”部分视为调节价格，统筹进行调节价格补偿结算。根据年度清算的发电调节价格补偿与全年月度已支付的发电调节价格补偿进行差额退补。

（四）清算支付全部调节价格补偿后仍有结余资金，按照火电厂全年长期备用能力等比例支付长期备用补偿，且全年支付火电长期备用补偿资金不超过 $\min[\max(20 \text{ 亿元}-\text{调节价格费用}, \text{年度结算系统平衡调节资金}/2)]$ ，年度结算系统平衡调节资金-调节价格费用]。火电厂因自身原因未完成月

度调节电量计划的，全年不给予长期备用补偿。

(五) 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。

(六) 省级电力主管部门明确的其他用途。

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 电厂、跨区跨省交易送受端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）实际电量。电厂以交易周期内的实际上网电量作为计费依据，电力用户或售电公司以交易周期内的实际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）按电厂为单位对发电企业结算，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% 的免考核阈值，超过免考核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、免责或补偿，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中，政府优先协调交易电量首先进行结算，其次再对其他合约电量进行结算，包括优先发电计划电量、年度分月交易电量、月度交易电量等，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。政府优先协调交易电量结算和考核的机制和其他合约电量相同。

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，电量偏差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% 的免考核阈值，超过免考核阈值的电量根据责任界定进行考核、免责或补偿。超发电量电网企业按照月度上调服务基准价格进行结算，电厂侧按照月度上调服务基准价格的 0.8 倍结算。结算价差即上调服务基准价格的 0.2 倍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、调节电量、月度自主交易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。

火电优先发电计划电量、调节电量未完成的电量偏差，

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、系统原因未完成的调节电量偏差年度平衡，自身原因未完成的调节电量不滚动调整。

火电月度自主交易电量未完成的电量偏差，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，电量偏差根据责任界定，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%的免考核阈值，超过免考核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、调节电量与自主交易电量之和，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，不给予发电调节价格，合约转让后仍有自身原因超发电量的，按照上调服务基准价格结算；因电力供应紧张或系统安全运行需要调用的电量为缺口电量，按照缺口电量电能价格和发电调节价格机制结算。

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，电网企业按照月度上调服务基准价格的 0.8 倍与电厂进行结算。

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）按户号为单位结算，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、系统平衡调节资金提取费用等。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、系统平衡调节资金提取费用按市场化方式结算；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% 的免考核阈值，超过免考核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% 的免考核阈值，超过免考核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。

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系统查询相关结算数据。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。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电量偏差并进行责任界定，并据此开展事后合约转让交易。

（五）交易中心进行正式结算。

（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。对于欠费的电力用户，交易中心将公布

电网企业提供的欠费电力用户名单，并纳入信用管理体系。

第八十二条 结算具体规定详见《云南电力市场计量与结算》。

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系统、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系统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》。

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）成交价格与上调服务基准价格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）价格在上调服务基准价格 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）成交价格与上调服务基准价格 0.8 倍的差值的 50%。每月向双边协商直接交易电量（明细）成交价格在上调服务基准价格 1.2 倍以上的清洁能源电厂收取，收取标准为电厂双边协商直接交易电量（明细）成交价格与上调服务基准价格 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。政府优先协调交易电量不纳入价格风险控制机制。

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、市场监管部门按照《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) 交易系统发生故障，导致交易无法正常进行；

(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 本方案包括附件《云南电力市场主体准入和退出管理》《云南电力市场主体信用管理》《云南电力市场交易组织》《云南电力市场计量和结算》《云南电力市场零售服务》《云南电力市场信息披露》。

第九十九条 本方案由省级电力主管部门、昆明电力交易中心负责解释。

- 附件：
1. 云南电力市场主体准入和退出管理
 2. 云南电力市场主体信用管理
 3. 云南电力市场交易组织
 4. 云南电力市场计量和结算
 5. 云南电力市场零售服务
 6. 云南电力市场信息披露

附件 1

云南电力市场主体准入和退出管理

第一章 总则

第一条 为规范电力市场主体的准入和退出，健全市场秩序，根据《云南省进一步深化电力体制改革试点方案》（云发〔2016〕10号）等相关文件，结合工作实际，按照依法依规、开放高效、优质服务、加强监管的原则，制定本方案。

第二条 云南电力市场主体准入采取注册制。市场主体根据准入条件，履行注册、承诺、公示、备案等程序，纳入市场主体目录。本方案所称市场主体指电力用户、发电企业、售电公司。

第三条 昆明电力交易中心（以下简称“交易中心”）负责市场主体准入、退出和相关管理工作，及时向社会发布电力市场准入和退出相关信息，动态维护市场主体目录，并根据工作情况向省级电力主管部门报告。

第二章 市场准入

第四条 符合准入条件的市场主体，均可在电力交易系统内提交注册申请，并提交相应注册资料。发电企业、电力用户和售电企业等市场主体需在电力交易中心完成注册成为

合格市场主体后方可参与市场交易。

第五条 市场主体应对提交材料的真实性、有效性、合规性和完备性负责，充分熟知参与电力市场交易应承担的责任和可能发生的风险，承诺严格遵守相关文件规定、市场规则和交易中的相关要求。

第六条 市场主体由法定代表人或授权代理人办理和开展云南电力市场相关业务，包括办理市场准入退出，参与市场交易，开展交易结算，零售服务关系确立变更解除等全流程业务。企业法定代表人或授权代理人所作出的任何电力交易相关行为均代表市场主体自主意愿，市场主体应承担由此产生的全部责任。

第一节 发电企业准入

第七条 依据国家及省级电力主管部门政策文件要求，发电企业准入条件为：

（一）参与电力市场的发电企业应当具有法人资格，工商营业执照真实有效。

（二）信用良好，未因严重违法失信行为被政府有关部门或社会组织列入联合惩戒“黑名单”。

（三）符合省级电力主管部门确定的有序放开发电计划范围。

（四）除依法豁免外，均应依法取得电力业务许可证（发电类）。

(五) 与云南电网并网运行的境外发电企业准入不需满足本条第一、四款，但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。

(六) 内部核算的发电企业经法人单位授权，也可提出注册申请。当内部核算的发电企业申请进入和参与市场时，需承诺已完成参与市场所需的内部授权和管理流程。

第八条 进入市场的并网自备电厂应满足国家并网发电相关安全规定、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，取得电力业务许可证。经省级电力主管部门确定后，具备以上条件的并网自备电厂可作为合格的市场主体参与市场交易。

第九条 符合省级电力主管部门确定的有序放开用电计划范围的发电企业均应到交易中心注册。同时，交易中心可根据获取的相关发电企业信息，形成发电企业目录，用于市场相关业务开展。

第十条 申请。符合准入范围和条件的发电企业在电力交易系统内向交易中心提出申请，提交相关注册材料，并按流程填报电厂和机组相关基础信息。

第十一条 核验。交易中心应于收到注册申请 7 个工作日内对资料进行核验，并将审核结果反馈至申请方。资料核验通过的发电企业与交易中心签订入市协议。

第十二条 发电企业注册申请通过后按规定程序纳入市

市场主体目录。交易中心将发电企业目录在电力交易系统中进行公开并动态维护，将发电企业的注册情况按规定报省级电力主管部门备案。

第二节 电力用户准入

第十三条 依据国家及省级电力主管部门政策文件要求，电力用户准入条件为：

（一）参与电力市场的电力用户应当具有法人资格，工商营业执照真实有效。

（二）信用良好，未因严重违法失信行为被政府有关部门或社会组织列入联合惩戒“黑名单”。

（三）符合省级电力主管部门确定的有序放开用电计划范围。

（四）符合国家和云南省产业政策及节能环保要求，各级政府发文明确的落后产能、环保不达标、违规建设项目不得参与。

（五）符合电网接入规范，属于正式用电，用电档案完整，满足相应的电能计量和结算要求，与电网企业签订了正式供用电协议或合同。

（六）内部核算的电力用户经法人单位授权，也可提出注册申请。当内部核算的电力用户申请进入和参与市场时，需承诺已完成参与市场所需的内部授权和管理流程。

第十四条 重要公用事业、公益性服务行业电力用户，

包括党政机关、学校、医院、公共交通、金融、通信、邮政、铁路、机场、市政照明、供水、供气、供热等涉及社会生活基本需求，或提供公共产品和服务的部门和单位，按照政府放开经营性用电有关政策执行。

第十五条 自愿参与市场交易的用户全部电量进入市场，用电价格通过市场机制形成，取消目录电价，不得随意退出市场。

第十六条 申请。符合准入范围和条件、自愿参与市场交易的电力用户在电力交易系统内提出申请，提交相关注册材料，并按流程填报基础信息。

第十七条 初核。供电企业、配售电企业确认和核验用户用电相关信息（包括用电户号、用电户名、计量点号、结算户名、行业分类、电压等级、用电性质和类别、计量条件、抄表周期、电价类别等信息）。初核工作应于7个工作日内完成，不能完成的载明原因。

第十八条 复核。交易中心应于7个工作日内对资料进行核验，并将核验结果反馈至申请方。资料核验通过的用户与交易中心签订入市协议。

第十九条 电力用户注册申请通过后按规定程序纳入市场主体目录，自次月1日起其用电价格通过市场机制形成。交易中心将电力用户目录在电力交易系统中进行长期公开并动态维护，按规定将电力用户的注册情况上报省级电力主管部门和能源监管机构备案。

第三节 售电公司准入

第二十条 依据国家及省级电力主管部门政策文件要求，售电公司的准入条件为：

（一）依照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。

（二）资产总额不得低于2千万元人民币。资产总额在2千万至1亿元人民币的，可以从事年售电量6至30亿千瓦时的售电业务，资产总额在1亿元至2亿元人民币的，可以从事年售电量30至60亿千瓦时的售电业务；资产总额在2亿元人民币以上的，不限制其售电量。资产证明材料需提供具备资质的会计师事务所出具的审计报告、验资报告等能够证明企业资产的文件，或开户银行出具的实收资本证明，文件落款时间不得超过一个月。

（三）拥有10名及以上在职专业人员，需提供在职专业人员社保缴纳证明或用人单位人员就业（录用）登记表，若存在无法提供社保缴纳证明或用人单位人员就业（录用）登记表的专业人员，可提供任职任命文件，任命人数最多不超过3个。在职人员须掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，有三年及以上工作经验。在职人员电力方面专业人员比例不低于30%。至少拥有一名高级职称和三名中级职称的专业管理人员，拥有电力方面中高级职称的专业管理人员至少两名。

(四) 应具有与售电规模相适应的固定经营场所及电力市场技术支持系统需要的信息系统和客户服务平台，能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能。

(五) 无不良信用记录，并按照规定要求做出信用承诺，确保诚实守信经营。

(六) 需提供企业资质和主要业绩说明，尤其是售电行业相关的能够体现公司实力的主要资质和业绩，包括电力市场、电力工程设计和施工、电能管理、节能管理、需求侧管理。

第二十一条 拥有配电网运营权的售电公司除满足上述准入条件外，还须具备以下条件：

(一) 拥有配电网运营权的售电公司的注册资本不低于其总资产的 20%。

(二) 按照有关规定取得电力业务许可证（供电类）。

(三) 增加与从事配电业务相适应的专业技术人员、营销人员、财务人员等，不少于 20 人，其中至少拥有两名电力方面高级职称和五名电力方面中级职称的专业管理人员。

(四) 生产运行负责人、技术负责人、安全负责人应具有五年以上与配电业务相适应的经历，具有电力方面中级及以上专业技术任职资格或者岗位培训合格证书。

(五) 具有健全有效的安全生产组织和制度，按照相关法律法规规定开展安全培训工作，配备安全监督人员。

(六) 具有与承担配电业务相适应的机具设备和维修人员。对外委托有资质的承装（修、试）队伍的，要承担监管责任。

(七) 具有与配电业务相匹配并符合调度标准要求的场地设备和人员。

(八) 承诺履行电力社会普遍服务、保底服务义务。

第二十二条 “一注册”。由交易中心负责售电公司注册服务。符合准入条件的售电公司向交易中心提交注册资料办理注册。

第二十三条 交易中心应于7个工作日内对资料进行审核，并将审核结果反馈至申请方。资料核验通过的售电公司与交易中心签订入市协议，待公示通过后生效。

第二十四条 “一承诺”。售电公司办理注册时，应按固定格式签署信用承诺书，并向电力交易中心提交以下资料，包括但不限于：入市协议及信用承诺书、企业营业执照、法定代表人身份证明、企业基本情况、资产证明、从业人员相关资料（名单、身份证、职称证书、任职文件、劳动合同备案登记表）、经营场所证明、设备信息、企业对授权代理人的授权许可资料及其身份证明等。拥有配电网运营权的售电公司还需提供：电力业务许可证（供电类）。

第二十五条 “一公示”。交易中心通过电力交易中心对外网站、“信用中国（云南）”等网站，每月末将售电公司满足准入条件的信息、材料和信用承诺书向社会公示，公示

期为 1 个月。

第二十六条 公示期满无异议的售电公司，注册手续自动生效。交易中心将公示期满无异议的售电公司纳入自主交易市场主体目录，实行动态管理并通过电力交易中心对外网站向社会公布。

第二十七条 “三备案”。电力交易中心按月汇总售电公司注册情况向省级电力主管部门、能源监管机构和政府引入的第三方征信机构备案，并通过“信用中国（云南）”网站、电力交易中心对外网站向社会公布。

第三章 准入管理

第二十八条 为提升系统使用安全性和提高交易组织效率，参与批发市场的市场主体还应办理数字安全证书和电子签章、交易服务费账户、完善发票开票信息、履行信用保证等。参与零售市场的市场主体应确立零售服务关系。

第二十九条 经营方可以申请进入市场，按照下列流程开展注册工作：

（一）经营方在交易系统内提出申请，提交相关注册材料，并按流程填报基础信息。

（二）提供产权方同意经营方以该用电户号进入市场的相关资料，包括：授权经营方使用该用电户号的文件、签订的入市协议等。

第三十条 经营方完成注册后，可作为市场主体参与批

发市场或零售市场。当产权方变更时，暂停经营方的市场资格，待取得新的产权方认可和同意后恢复市场资格。期间，所有未了结的合约仍由经营方履行完毕。

第三十一条 异议及疑义处理。

（一）公示期间存异议的售电公司，注册暂不生效，暂不纳入自主交易市场主体目录。售电公司应主动整改、消除异议，重新提交补充材料申请再次公示；经两次公示仍存在异议的，暂不纳入目录，交易中心提请省级电力主管部门核实处理。

（二）市场主体纳入目录后，其他市场主体对其准入存在异议的，应以书面形式向交易中心提出，存疑方应主动消除异议，并向交易中心提供相应证明材料，必要时省级电力主管部门或交易中心可组织进行实地调查。确不符合准入条件的，交易中心暂停其市场资格，待该市场主体妥善处理好相关事宜后移出市场主体目录，市场主体自行承担由此导致的相关后果和影响。

（三）在市场主体准入和后续参与电力市场过程中，交易中心对市场主体准入条件及参与市场其他情况有疑义的，可以书面去函、约见座谈、电话沟通等形式向市场主体确认，市场主体应按交易中心要求办理。逾期未办理的，将其纳入市场主体信用管理和记入市场负面行为清单。

交易中心可以根据政策要求、准入核查和业务开展需要，对市场主体准入条件和参与市场情况实施动态管理，不

满足准入条件的将记入交易行为信用评价。

第四章 信息变更

第三十二条 市场主体统一社会信用代码、营销编号、企业产权人等重大注册信息发生变化的，需重新补充注册资料。

第三十三条 售电公司在业务范围、公司股东、股权结构、配电网资质等有重要注册信息发生变化的，属于重大注册信息变更，应再次履行承诺、公示程序。

第三十四条 市场主体开展业务的法定代表人和授权代理人等重大信息发生变化的，应在5个工作日内向交易中心申请变更。

第三十五条 如因市场主体注册填报信息不一致影响交易秩序，自行承担相关后果及影响，同时交易中心将其行为纳入市场主体信用管理和记入市场负面行为清单，情节严重的，提请纳入涉电力领域失信联合惩戒对象名单（以下简称“黑名单”）或涉电力领域诚信状况重点关注名单（以下简称“重点关注名单”）。

第三十六条 市场主体注册时的相关信息发生变化时，影响市场交易相关业务的应即时向交易中心申请变更，其他信息变化应在5个工作日内提出，未及时申请变更的，纳入市场主体信用管理。重大注册信息发生变化但未在5个工作日内及时变更的，纳入市场主体信用管理和记入市场负面行为

清单，根据严重程度和影响程度，由交易中心上报省级电力主管部门和能源监管机构，提请纳入“重点关注名单”。情节严重的，提请纳入“黑名单”。

第五章 市场退出

第一节 市场主体自愿退出

第三十七条 依据国家及省级电力主管部门政策文件要求，市场主体一经注册，3年内不得随意退出市场。确需退出的，需提前30个工作日在交易平台中向交易中心提交自愿退市申请。

第三十八条 市场主体申请退出之前应将所有已签订的购售电合同、已达成交易的电量等相关合约和交易履行完毕或转让，处理好后续事宜。

第三十九条 交易中心收到市场主体退市申请之日起，核实其应履行的市场义务、交易费用缴纳、合同履行、结算执行等情况后，交易中心为满足注销条件的市场主体办理注销手续，通过电力交易系统等向社会公开，进行动态公开和维护。

其中，收到售电公司自愿退出申请后，交易中心通过交易中心网站向社会公示，公示期10个工作日，公示期满无异议的，自动退出市场并注销注册。交易中心汇总自愿退市且公示期满无异议的售电公司，向省级电力主管部门、能源

监管机构和政府引入的第三方征信机构备案，并通过“信用云南”和交易平台网站向社会公布。

第四十条 市场主体自愿退出市场的，原则上3年内不得参与电力市场交易。电力用户再次参与市场交易前，由电网企业下属供电企业或拥有配电网运营权的售电公司承担保底供应责任，保底供应价格按照《云南省发展和改革委员会关于退出电力市场用户执行保底供应价格有关事项的通知》（云发改价格〔2019〕730号）执行。若价格主管部门出台相关政策随当期价格政策执行。

第二节 市场主体强制退出

第四十一条 市场主体有下列情形之一的，应强制退出市场，并撤销注册：

（一）隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场；

（二）严重违反市场交易规则，不服从电力调度指令；

（三）企业违反信用承诺或信用评价降低为不适合继续参与市场交易的；

（四）被政府有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为做出处理，并被纳入“黑名单”的；

（五）省级电力主管部门、能源监管机构及交易中心认定的其他情况。

第四十二条 交易中心获取市场主体强制退出情形后，

应及时向省级电力主管部门和能源监管机构报告，提请省级电力主管部门和能源监管机构对其强制退出。

第四十三条 省级电力主管部门、能源监管机构确定市场主体符合强制退出条件后，通过政府网站、“信用云南”网站和交易中心对外网站向社会公示，公示期 10 个工作日。公示期满无异议的，方可对该市场主体强制退出。

第四十四条 发电企业、电力用户被强制退市的，必须按妥善处理好相关事宜。售电公司被强制退出的，其所有已签订但尚未履行的购售电合同由省级电力主管部门征求合同购售电各方意愿，通过电力交易中心转让给其他售电公司或交由电网企业保底供应，并处理好其他相关事宜。

第四十五条 被强制退出市场的市场主体 3 年内不得再进入市场，其法人、单位和机构情况上报省级电力主管部门和能源监管机构提请记入社会信用体系。电力用户再次参与市场交易前，由电网企业下属供电企业或拥有配电网运营权的售电公司承担保底供应责任，保底供应价格按照《云南省发展和改革委员会关于退出电力市场用户执行保底供应价格有关事项的通知》（云发改价格〔2019〕730 号）执行。若价格主管部门出台相关政策随当期价格政策执行。

第三节 市场主体自然退出

第四十六条 当市场主体发生以下情形时，待市场合约全部交割完成后，由交易中心确认市场主体自然退出：

- （一）破产、解散的，依法被撤销、解散、关闭的；
- （二）确认发电企业不再发电，电力用户不再用电（在当地供电部门已销户）；
- （三）因市场规则、国家和省级政策发生重大调整导致原有市场主体非自身原因无法继续参加市场的情况；
- （四）发电企业、电力用户的发用电实际情况无法满足市场准入条件的。

第四十七条 交易中心通过信息系统或其他途径获取上述情形后，为该市场主体注销注册，从市场主体目录中移除。

第六章 异议处理

第四十八条 交易中心应通过官方网站、交易系统、客户服务电话等方式建立市场主体咨询和意见反馈途径，收集市场主体意见建议。

第四十九条 当市场主体存在相关事项的异议时，可申请由交易中心进行协调处理。市场主体应通过交易系统向交易中心提交书面申请，说明事情经过。交易中心在收到市场主体书面申请 3 个工作日内，应明确答复市场主体是否予以处理。

第五十条 交易中心协调处理市场异议以及开展相应市场管理工作时，可采用书面问询、电话问询、约见座谈、上门沟通等方式进行，并可根据业务需要邀请电力、法律、经济等方面专业人士参与提供专业意见。

第五十一条 交易中心可根据掌握的基本情况和正常的认知范围内对有关事项进行市场内处理，包括暂停市场交易资格、暂停交易权限、市场内通报、记入交易行为信用评价和市场负面行为清单等，并根据情况形成记录。不能协调解决、但确有必要的，交易中心可将有关情况向省级电力主管部门和能源监管机构报备。

第五十二条 经过交易中心协调处理后，市场主体仍对相关市场存在异议的，可提请市场管理管理委员会或省级电力主管部门组织协调。仍未能解决的，可按照国家有关法律、法规处理。

第七章 附则

第五十三条 国家和省级电力主管部门对市场主体准入和退出管理制度和提出新要求时，按照相关规定执行。

附件 2

云南电力市场主体信用管理

第一章 总则

第一条 为了更好服务于社会和行业信用体系建设，持续提升市场风险控制能力，确保电力市场平稳有序，依据《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）、《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）、《关于印发能源行业市场主体信用评价工作管理办法（试行）的通知》（国能发资质〔2017〕37号）、《云南省电力体制改革工作领导小组办公室关于印发云南省售电侧改革实施方案的通知》（云电改办〔2017〕1号）及有关规定，制定本方案。

第二条 坚持依法依规、客观公正、公开透明、及时准确的原则，以事实和客观证据为评价依据，服务于市场主体、确保市场公平、强化风险防控。

第三条 信用评价机制与负面行为观察机制协同识别交易行为信用风险，以评价等级为标准筛查存在风险的市场主体，借助交易信用保证机制提升其信用风险防控能力。同时，通过信用风险预警及信用奖惩机制实现对交易行为信用风

险的有效管控。

第四条 本方案适用于所有参与云南电力市场的发电企业、电力用户和售电公司等市场主体。昆明电力交易中心（以下简称“交易中心”）负责对市场主体开展信用管理工作。

第二章 信用管理信息采集

第五条 交易中心负责对信用管理相关数据进行采集与管理，市场主体有义务及时向交易中心报送与电力交易密切相关的财务信息等必要数据。

第六条 交易中心可通过以下方式获取市场主体信用信息，并不断拓展信息来源渠道，应用于信用评价机制与负面行为观察机制。

（一）从交易系统获取云南电力交易过程中形成的成交结果、结算单等相关交易数据，信用评级以信息采集时已正式发布的交易相关数据为准；

（二）从电网企业、电力调度机构获取的电力交易履约情况等相关信息；

（三）与省级信用信息共享平台、省级电力主管部门规定和认可的相关信息平台等渠道交互的市场主体信用信息；

（四）市场主体参与电力市场过程中违反市场规则 and 规定发生的负面行为；

（五）市场主体根据实际情况向交易中心反馈的市场主体负面行为，市场主体需提供真实有效合法的依据，并通

过书面形式向交易中心正式提出，交易中心可通过实地调查等多种方式进行核查比对，市场主体应给予配合；

（六）从政府部门、司法部门等依法获取的相关信息；

（七）经政府部门或市场主体授权查询的非公开的公共信用信息；

（八）其他依法获取的信息。

第七条 交易中心负责做好电力交易相关数据的存储，确保信用管理基础数据和信息可查询、可追溯，接受市场主体的监督与质询，相关数据存档期不少于三年。

第三章 交易行为信用评价机制

第八条 按照本方案工作要求，交易中心组织开展云南电力市场交易行为信用评价工作，并结合负面行为观察机制形成评价结果，定时报送省级电力主管部门和能源监管机构。

第九条 交易中心以月度为周期开展云南电力市场交易行为信用评价工作，评价数据采用该周期内的交易行为相关数据，本方案中有特殊规定的除外。

第十条 云南电力市场交易行为信用评价指标分为售电公司、发电企业、批发用户和零售用户四类，主要如下（详见附件 1 至 4），云南电力市场交易行为信用评价指标分值为 1000 分。

市场主体类别	指标细项
售电公司	履约意愿（信用记录、基础管理、人员结构） 履约能力（经济往来、信用保证、服务能力、

	经营能力、交易能力、市场规模) 履约表现 (合约履行、客户服务、负面行为)
发电企业	履约意愿 (信用记录、基础管理) 履约能力 (经济往来) 履约表现 (合约执行、负面行为)
批发用户	履约意愿 (信用记录、基础管理) 履约能力 (经济往来、交易能力) 履约表现 (合约执行、负面行为)
零售用户	履约意愿 (信用记录、基础管理) 履约能力 (经济往来) 履约表现 (合约执行、负面行为)

第十一条 评价等级执行“三等五级制”，具体等级分为：AAA、AA、A、B、C。其中AAA级表示信用很好，AA级表示信用好，A级表示信用较好，B级表示信用一般，C级表示信用差。其中，除AAA和C等级外，评价等级间的分值差额三等分向上取整后分别用“+”或“-”表示略高于或略低于本等级。等级与评分对应关系如下所示：

等级	评分
AAA	[900,1000]
AA+	[867,900)
AA	[833,866)
AA-	[800,832)
A+	[735,800)
A	[668,734)
A-	[600,667)
B+	[551,600)

B	[500,551)
B-	[450,500)
C	[0,450)

第十二条 若售电公司尚未开展业务，则其信用评级直接评定为 B+。

第十三条 云南电力市场交易行为信用评价工作按照如下步骤开展：

（一）参评材料提交。售电公司每年 6 月 30 日前提交上一会计年度的财务决算审计报告，用于评价指标中财务能力涉及指标的计算。逾期未按要求提交的，涉及指标以最低分计。

（二）评价结果计算。按照本方案，交易中心每月度结束后开始归集评价样本数据，以交易单元为评价基本单元计算评价得分，按市场主体准入时登记的企业统一社会信用代码取最低评价得分归并形成企业评价结果。不能产生当期信用评价指标取值时，以上一评价周期的数据为准。其中，本方案有明确规定的指标除外。

（三）评价结果公示。交易中心将形成的评价结果通过电力交易系统、交易中心网站等渠道对市场主体和社会公示，公示时间为 5 个工作日。

（四）评价异议申诉。对评价结果存异议的市场主体，可在公示期内以书面形式向交易中心提出异议申诉，逾期未提出视为无异议。交易中心核实申诉内容后，及时答复提出

异议申诉的市场主体，并根据核实情况，修正评价结果或驳回其异议申诉。

（五）评价结果发布。公示期满且无异议，评价结果自动生效，已生效的评价结果原则上不再进行更改。交易中心及时将生效的评价结果和工作开展情况向市场主体发布，同时报送省级电力主管部门、能源监管机构。并将结果交互应用至云南省信用信息共享平台，在“信用云南”网站公布。

第十四条 交易中心按照公有信息与私有信息的分类方式在不同范围内发布信用评价结果，具体范围如下。

（一）面向社会公布市场主体评级结果，提供历史评级结果查询。

（二）面向市场成员提供各市场主体的评级结果、历史评级、指标得分等信息。

（三）各市场主体可查询自身的评级结果、指标得分、评价报告、历史评级、负面行为等详细评价信息。

第十五条 信用评价结果可应用于以下：

（一）可作为交易中心对市场主体进行信用风险预警及信用奖惩的依据。

（二）可作为市场主体提供信用保证额度的依据。

（三）可作为电力交易新业务、新品种试点或推广顺序的依据。

（四）按照规定可作为能源监管机构对市场主体进行分类监管的依据。

第四章 市场负面行为观察机制

第十六条 交易中心根据采集的负面行为信息，按照负面行为清单及其标准实时记录和发布市场主体的负面行为。并按照负面行为清单对应扣分分值，作用于信用评价，共同形成信用评价结果。

第十七条 云南电力市场负面行为清单包括禁止类事项和限制类事项，限制类事项分为严重和一般。云南电力市场负面行为分值为 300 分，禁止类事项扣除 300 分，严重类事项扣除 100 分，一般类事项扣除 30 分。

序号	类型	负面行为
1	禁止	企业被实施联合惩戒
2		不满足准入条件且在交易中心发出整改通知后拒不整改或处于市场禁入
3		违反信用承诺、市场规则且在交易中心发出整改通知后拒不整改
4	严重	受到行政或司法处罚，情节严重
5		准入资格严重异常
6		严重违反信用承诺
7		重大不良经济往来
8		严重违反市场规则
9	一般	准入资格异常
10		违反信用承诺
11		违反市场规则
12		不良经济往来

第十八条 云南电力市场负面行为的类型按照以下方式
进行认定。

1、从行政、司法部门获取的，或通过省级信用信息共享平台、省级电力主管部门规定和认可的相关信息平台获取的负面行为，按照其要求直接认定为对应类型的负面行为。

2、市场运行过程中发现或由市场主体反馈的禁止类负面行为，经交易中心核实后，上报省级电力主管部门或能源监管机构进行认定。

3、市场运行过程中发现或由市场主体反馈的限制类负面行为，可由交易中心核实后直接进行认定。

第十九条 触发市场负面行为清单后产生的相关影响，由市场主体自行承担。负面行为一经认定，开始在最近的评价周期内扣分，并持续作用于后续的评价周期，直至市场主体完成信用修复为止。

第二十条 涉及市场负面行为需要整改的，整改期限原则上为1个月。政府相关部门或交易中心对整改期限有具体要求的，按具体要求执行。

第五章 交易信用保证机制

第二十一条 交易信用保证机制与信用评价结果挂钩，用于提高市场主体参与电力市场过程中的风险防控能力，保障全体市场主体权益。

第二十二条 按照“谁交易、谁履行”的原则，进场交易的售电公司、发电企业和电力用户均应履行相应的信用保证。售电公司采用信用保证额度申报检测制，即根据可用信

用保证额度限制其交易申报行为；发电企业和电力用户采用信用保证定额制，即根据其评价等级和评价周期内平均月发、用电量缴纳固定额度的信用保证。

第二十三条 市场主体履行信用保证的方式由市场主体自行选择，交易中心接受的有效保证方式为：按照交易中心保证金相关管理规定缴纳的现金；由国有商业银行或全国性股份制商业银行（云南省境内具有分行或支行）出具的不可撤销、见索即付型履约保函。其中，发电企业与电力用户只能采用现金的方式缴纳信用保证。

第二十四条 售电公司的信用评价等级与交易信用保证额度中的信用额度系数挂钩。交易中心可根据市场运行情况和指标稳定性适时调整信用额度系数。具体如下：

等级	信用额度系数	备注
AAA	2	等级通过“+”、“-”微调时，“+”在本等级额度系数的基础上上浮20%，“-”在本等级额度系数的基础上下浮20%。其中，暂未获得评价的主体，信用额度系数暂按A等级计。
AA	1.4	
A	0.85	
B	0.3	
C	——	

第二十五条 尚无信用评价结果的新注册售电公司，其信用额度系数暂按0.36执行，待其具有信用评价结果后，按信用评价结果执行其信用额度系数。

第二十六条 根据售电公司的生效评级结果，其在电力

交易申报过程中检测其可用信用保证额度，具体方式如下：

(一) 可用信用保证额度=有效信用保证额度—累计冻结信用保证额度

1、有效信用保证额度=市场主体提供的有效信用保证品额度×信用额度系数。

2、累计冻结信用保证额度。交易电量成交后，按照风险敞口额度，以月为周期、市场为单位，逐一累计并冻结相应的信用保证额度。

(二) 市场主体参与当月任一市场交易时，可用信用保证额度需大于风险敞口额度，若可用信用保证额度不足，超出额度部分的电量不能申报。

(三) 风险敞口额度=偏差风险敞口额+价格风险敞口额。

1. 偏差风险敞口额

市场主体近 12 个月的月度偏差电费和月度总成交电量由近及远记为 F1、F2……F12 和 Q1、Q2……Q12，该市场申报电量记为 Q_s 。

偏差风险敞口额= $\max\{\text{avg}(F4/Q4, F5/Q5, \dots, F12/Q12), \max(F1/Q1, F2/Q2, F3/Q3)\} \times Q_s$ 。

其中，月度偏差电费=当月负偏差电费+超用电量偏差考核电费。

2. 价格风险敞口额

上年度同期上调服务基准价记为 P_n ，调整系数记为 R ，售电公司该市场申报电量的加权平均价记为 P_s 。

$$\text{价格风险敞口额} = \max(P_s - P_n \times R, 0) \times Q_s。$$

其中， R 取值为 1.05，交易中心后期可根据云南电力市场的运行情况对 R 进行动态调整。

第二十七条 信用保证额的释放。

1. 偏差风险敞口额。该月市场交易结算完毕后，市场主体未发生与相关履约纠纷，释放该部分冻结额度。

2. 价格风险敞口额。该月市场所有事前交易结束后，释放该部分冻结额度。

第二十八条 信用评价等级为 B+ 及以下的发电企业和电力用户根据其评价等级和评价周期内平均月发、用电量缴纳固定额度的信用保证，其最小缴纳额度为 1 万元人民币。

$$\text{固定信用保证额度} = Q \times 0.05 \text{ 元/kWh} \times \text{定额保证系数}。$$

其中， Q 为评价周期内平均月发、用电量，定额保证系数如下表。

评价等级	B+	B	B-	C
定额保证系数	1	1.5	2	2.5

第二十九条 发电企业与电力用户需在信用评价结果发布后的 10 个工作日内足额缴纳信用保证，否则将形成欠缴信用保证记录。

第三十条 售电公司需履行的最低信用保证额度为 50

万，最高信用保证额度为 2000 万；电力用户和发电企业不设最低信用保证额度，最高信用保证额度为 2000 万。市场主体履行的信用保证额度达到 2000 万时，其参与市场交易规模不受信用保证额度条件所限。

第三十一条 市场主体满足下列条件，可退还其提交的信用保证品。

（一）市场主体完成相关退出手续，退出云南电力市场。

（二）在满足信用保证额度的条件下，市场主体可申请退还其部分信用保证品。其中，履约保函退还需按整份受理。

（三）履约保函到期。

（四）市场主体暂不参与交易，经申请并在最终结算后 1 个月内未收到往来方相关异议的。

（五）发电企业和电力用户在最新的评价周期内获得 A-及以上的评价等级。

第三十二条 交易中心在电力交易系统、交易中心网站、公众号、APP 等渠道发布市场主体交易信用保证履行情况。市场主体可通过电力交易系统、APP 等渠道查询本企业信用保证额度及运行状态。

第六章 信用风险预警及信用奖惩机制

第三十三条 交易中心根据评价结果，对信用风险采取措施进行预警，具体如下：

（一）评价结果为 A-等级及以下，对该市场主体发出书

面预警，提醒其关注自身评价情况。

(二) 评价结果为 B+ 等级及以下，进行交易失信行为公众曝光，向全市场进行预警。

第三十四条 交易中心依据评级结果定期向公众发布“交易行为信用红黑名单”，构建激励守信、惩戒失信的电力交易环境，具体如下：

(一) “交易行为信用红名单”发布交易过程中守信表现良好的市场主体，分为售电公司、发电企业、批发用户和零售用户四个名单。前期只发布售电公司名单，随着交易行为信用体系的完善，交易中心将适时发布其他市场主体的名单。

(二) “交易行为信用红名单”入围标准为本评价周期的信用评级为“AAA”，且信用评分排名前十，若信用评分相同，则对比上一评价周期的评分，得分高者入围，若上一评价周期评分相同，则同时入围。

(三) “交易行为信用黑名单”曝光交易过程中存在重大失信行为的市场主体，分为售电公司、发电企业、批发用户和零售用户四个名单。

(四) “交易行为信用黑名单”列入标准为本评价周期的信用评级为“B”及以下。

(五) 列入“交易行为信用黑名单”市场主体，暂停交易资格，直至其信用评级恢复为 B+ 等级及以上为止。

第三十五条 交易中心根据评价结果及负面行为情况，

对市场主体开展失信惩戒，具体如下：

（一）市场主体评价结果为 C 等级时，交易中心将其列入云南电力市场重点关注名单，通知其整改。若在整改期内因相同原因未提升评价等级，视为拒不整改，交易中心按照电力行业严重违法失信“黑名单”管理要求，报送省级电力主管部门。经省级电力主管部门认定纳入电力行业严重违法失信“黑名单”的市场主体，强制其退出市场。

（二）对省级电力主管部门或能源监管机构认定的负面行为进行惩戒，若相关部门有处置要求的，从其要求。除此之外，交易中心按照以下方式进行惩戒：

1、连续存在限制类负面行为且扣分超过信用评价负面行为指标扣分上限的，每期评价等级下调一级。

2、交易中心对省级电力主管部门或能源监管机构认定的禁止类负面行为进行公众曝光。

3、被省级电力主管部门或能源监管机构认定为禁止类负面行为的，交易中心按照要求通知其整改，逾期未整改到位的，启动强制退市流程。

（三）市场主体被有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为做出处理，并被纳入严重失信主体“黑名单”的，交易中心按照联合惩戒要求进行惩戒。

第七章 市场信用修复

第三十六条 市场主体可对交易行为信用评价等级进行

修复。

(一) 市场主体可对照交易信用评价的评定标准和市场负面行为清单的认定标准，提升信用评价对应的指标，修复市场负面行为，提升交易行为信用评价等级。

(二) 交易中心按照电力行业严重违法失信“黑名单”管理要求，报送省级电力主管部门或能源监管机构的企业，在未被最终认定之前，若在后续评价过程中，相关市场主体评价等级提升，消除了其负面行为的相关影响，交易中心可将相关情况报送省级电力主管部门，作为最终认定的补充材料。

第三十七条 存在负面行为的市场主体，可按照以下方式修复其负面行为记录。

(一) 参与市场过程中触发并记录的负面行为，市场主体更正其负面行为并消除影响后，可向交易中心书面提出修复申请，并提供相应证明材料。经交易中心核实后，可修复其负面行为记录。

(二) 经省级电力主管部门或能源监管机构认定、交互获取的负面行为，依从于信息交互最终结果，交互信息提供方确认并消除记录后，可修复其负面行为记录。

第三十八条 交易中心提出，经省级电力主管部门认定纳入“黑名单”的市场主体，在其消除影响、不满足纳入条件后，交易中心可按照电力行业“重点关注名单”和“黑名单”移出管理要求，向省级电力主管部门报送有关情况。

附件 1: 云南电力市场交易行为信用评价指标 (售电公司)

一级指标	二级指标	内容	标准分	评分标准
履约意愿	信用记录	企业守信是否保持或向好发展。	80	信用记录得分=连续守信得分*连续守信占比+云南省企业信用分*2%。 1. 连续守信得分。近六期评价连续获得 AAA 等级，得 80 分；近六期评价连续获得 AA 等级及以上，得 50 分；上次评级为 A 等级及以上得 20 分。 2. 云南省企业信用分使用省信用信息共享平台交互结果。 3. 若该售电公司的云南省企业信用分可获取，则连续守信占比取 0.75。若该售电公司的云南省企业信用分无法获取，则云南省企业信用分取 0，连续守信占比取 1。
	基础管理	注册资料、交易中心备案信息等相关资料、信息是否准确；相关信息发生变化时是否及时更新。	50	未按交易中心通知要求进行自身注册档案信息维护的，不得分。已按要求维护自身注册档案信息，但注册档案信息存在错漏的，扣除 25 分。同时，每个错漏信息点再扣除 0.5 分。
	人员结构	企业拥有专业技术人才的情况。	30	1. 独立售电公司：人才比例=(人才当量*数量)/1.2。 2. 配售电公司：人才比例=(人才当量*数量)/2.2。 3. 人才比例>2，得 30 分；2≥人才比例≥1，按 30 至 18 分线性得分。人才比例小于 1，该项不得分。 4. 人才当量暂按正高级 1、副高级 0.6、中级 0.2 计入。
履约能力	经济往来	市场主体参与电力市场过程中，应支付电费、服务费等参与电力市场产生相关费用的支付情况。	50	应付账款付款率=1-欠费/应付账款。若应付账款付款率不高于 50%，此项不得分。若应付账款付款率高于 50%，按照应付账款付款率线型计分。若存在两个及以上账务月欠费的情况，此项不得分。其中，数据来源为经确认的欠费数据。

一级指标	二级指标	内容	标准分	评分标准
	信用保证	可用信用保证占用情况。	30	信用保证占用率=当月冻结额度/生效额度。 占用率按百分位得分，大于等于 80%得 10 分；大于等于 60%小于 80%得 15 分；小于 60%得 30 分。若生效额度为 0，则此项不得分。
	服务能力	售电公司服务电力用户的能力。	60	1. 服务用户解约率=未到期解除数/服务用户总数。根据 1-解约率，按 30 线性计分。 2. 售电公司服务客户的相关注册档案信息存在错漏的，每发现一个信息点，扣除 0.5 分，扣分上限 30 分。 3. 若服务用户总数为 0，则此项不得分。
	经营能力	售电公司的财务概况。	50	随机选择资产负债率、速动比率、总资产周转率、营运资本周转率等财报数值根据其代表向好程度由高到底计算百分位。按照百分位得分，大于等于 80%得 50 分；大于等于 60%小于 80%得 30 分；小于 60%得 20 分。
	交易能力	负荷预测管理能力。	70	准确需求偏差率= $Abs(1-\sum QSi/\sum QXi)*K1+(\sum Abs(1-QSi/QXi))*k2/n$ 。 其中，QSi 为售电公司第 i 个代理服务用户的实际用电量；QXi 为售电公司第 i 个代理服务用户申报的准确需求；n 为售电公司代理服务用户数；K1 与 K2 为调节系数，均取 50%，交易中心后期可根据云南电力市场的运行情况对 K1、K2 进行动态调整。 偏差率小于 10%，得满分；偏差率大于等于 10%且小于 100%，按 70 分线性计算得分。若准确需求值为 0，此项不得分。
	市场规模	售电公司零售市场服务范围、主体数量和购售电量。	80	售电公司服务地市和区县数量由高到低排序、售电公司月度售电量由大到小排序、售电公司月度服务用户数由大到小排序，分别按百分位计算得分后取算术平均。其中，百分位得分规则如下：大于等于 80%得 80 分，大于等于 60%且小于 80%得 60 分，大于等于 40%且小于 60%得 40 分，小于 40%得 25 分。
履约表现	合约履行	市场参与过程中的市场参与水	200	1. 事前偏差率= $Abs(1-事前月度总成交电量/实际用电量)$ ，记为 R1；

一级指标	二级指标	内容	标准分	评分标准
		平和交易结果的履约情况。		<p>2. 事后偏差率=$\min((\text{负偏差电量}+\text{正偏差电量})/\text{实际用电量}, 1)$，记为 R2，其中，3%免考核电量不参与计算；</p> <p>3. 双边偏差率=$1-\text{Min}(\text{月度双边总成交量}/\text{实际用电量}, 1)$，记为 R3；</p> <p>4. 日交易偏差率=$\text{月度日前交易偏差之和}/\text{月度日前交易成交量之和}$，记为 R4，其中，3%免考核电量不参与计算；</p> <p>$1-R1$、$1-R2$、$1-R3$ 和 $1-R4$ 按成交量计算加权平均，记为 R_s，按下述方式计算得分：</p> <p>R_s 大于 99%得 200 分，大于等于 80%小于等于 99%按 80 到 200 分线性计算得分，大于等于 60%且小于等于 80%按 30 到 80 分线性计算得分，小于等于 60%按 30 分线性得分。</p> <p>其中，若月度总成交量或实际用电量为 0，则该项不得分。</p>
	负面行为	售电公司市场参与过程中触发负面行为的情况。	300	根据市场主体负面行为记录、按照负面行为清单标准累计计算扣分值，扣分上限不超过 300 分。

附件 2: 云南电力市场交易行为信用评价指标 (发电企业)

一级指标	二级指标	内容	标准分	评分标准
履约意愿	信用记录	企业守信是否保持或向好发展。	100	信用记录得分=连续守信得分*连续守信占比+云南省企业信用分*4%。 1. 连续守信得分。近六期评价连续获得 AAA 等级, 得 100 分; 近六期评价连续获得 AA 等级及以上, 得 70 分; 上次评级为 A 等级及以上得 30 分。 2. 云南省企业信用分使用省信用信息共享平台交互结果。 3. 若该发电企业的云南省企业信用分可获取, 则连续守信占比取 0.6。若该发电企业的云南省企业信用分无法获取, 则云南省企业信用分取 0, 连续守信占比取 1。
	基础管理	注册资料、交易中心备案信息等相关资料、信息是否准确; 相关信息发生变化时是否及时更新。	100	未按交易中心通知要求进行自身注册档案信息维护的, 不得分。已按要求维护自身注册档案信息, 但注册档案信息存在错漏的, 扣除 50 分。同时, 每个错漏信息点再扣除 0.5 分。
履约能力	经济往来	市场主体参与电力市场过程中, 产生相关费用的支付情况。	100	应付账款付款率=1-欠费/应付账款。若应付账款付款率不高于 50%, 此项不得分。若应付账款付款率高于 50%, 按照应付账款付款率线型计分。若存在两个及以上账务月欠费的情况, 此项不得分。 其中, 数据来源为经确认的欠费数据。
履约表现	合约履行	市场参与过程中的市场参与水平和交易结果的履约情况。	400	1. 事前偏差率=Abs (1-事前月度总成交电量/上网电量), 记为 R1。 2. 事后偏差率=min((自身原因负偏差电量+超发电量)/上网电量, 1), 记为 R2。 3. 双边偏差率=1-Min (上网电量/月度双边总成交电量, 1), 记为 R3。 4. 日交易偏差率=月度日前交易自身原因负偏差偏差之和/月度日前交易成交电量之和, 记为 R4。 1-R1、1-R2、1-R3 和 1-R4 按成交量计算加权平均, 记为 Rs, 按下述方式计算得分: Rs 大于 99%得 400 分, 大于等于 80%小于等于 99%按 160 到 400 分线性计算得分, 大于等

一级指标	二级指标	内容	标准分	评分标准
				于 60%且小于等于 80%按 60 到 160 分线性计算得分，小于等于 60%按 60 分线性得分。其中，若交易规则明确本月不参加市场化交易的电厂，本项得满分。在上网电量为 0 的情况下，若自身原因负偏差电量为 0，则该项得满分，若自身负偏差不为 0，则该项得 0 分。
	负面行为	市场参与过程中触发负面行为的情况	300	根据市场主体负面行为记录、按照负面行为清单标准累计计算扣分值，扣分上限不超过 300 分。

附件 3: 云南电力市场交易行为信用评价指标 (批发用户)

一级指标	二级指标	内容	标准分	评分标准
履约意愿	信用记录	企业守信是否保持或向好发展	100	信用记录得分=连续守信得分*连续守信占比+云南省企业信用分*4%。 1. 连续守信得分。近六期评价连续获得 AAA 等级, 得 100 分; 近六期评价连续获得 AA 等级及以上, 得 70 分; 上次评级为 A 等级及以上得 30 分。 2. 云南省企业信用分使用省信用信息共享平台交互结果。 3. 若该用户的云南省企业信用分可获取, 则连续守信占比取 0.6。若该售电公司的云南省企业信用分无法获取, 则云南省企业信用分取 0, 连续守信占比取 1。
	基础管理	注册资料、交易中心备案信息等相关资料、信息是否准确; 相关信息发生变化时是否及时更新。	100	未按交易中心通知要求进行自身注册档案信息维护的, 不得分。已按要求维护自身注册档案信息, 但注册档案信息存在错漏或的, 扣除 50 分。同时, 每个错漏信息点再扣除 0.5 分。
履约能力	经济往来	市场主体参与电力市场过程中, 应支付电费、服务费等参与电力市场产生相关费用的支付情况	350	应付账款付款率=1-欠费/应付账款。若应付账款付款率不高于 50%, 此项不得分。若应付账款付款率高于 50%, 按照应付账款付款率线型计分。若存在两个及以上账务月欠费的情况, 此项不得分。 其中, 数据来源为经确认的欠费数据。
	交易能力	负荷预测管理能力	50	准确需求偏差率=Abs (1-实际用电/准确需求值)。偏差率小于 10%, 得满分; 偏差率大于等于 10%且小于 100%, 按 50 分线性计算得分。若实际用电量与准确需求均为 0, 此项得满分; 若准确需求为 0, 实际用电量不为 0, 则此项不得分。

一级指标	二级指标	内容	标准分	评分标准
履约表现	合约执行	市场参与过程中的市场参与水平和交易结果的履约情况。	100	<p>1. 事前偏差率=$Abs(1-事前月度总成交量/实际用电量)$，记为 R1；</p> <p>2. 事后偏差率=$min((负偏差电量+正偏差电量)/实际用电量, 1)$，记为 R2，其中，3%免考核电量不参与计算；</p> <p>3. 双边偏差率=$1-Min(实际用电量/月度双边总成交量, 1)$，记为 R3；</p> <p>4. 日交易偏差率=月度日前交易偏差之和/月度日前交易成交量之和，记为 R4，其中，3%免考核电量不参与计算；</p> <p>1-R1、1-R2、1-R3 和 1-R4 按成交量计算加权平均，记为 Rs，按下述方式计算得分： Rs 大于 99%得 100 分，大于等于 80%小于等于 99%按 50 到 80 分线性计算得分，大于等于 60%且小于等于 80%按 10 到 50 分线性计算得分，小于等于 60%按 10 分线性得分。 其中，若月度总成交量与实际用电量其中一项为 0，则该项不得分，若两项均为 0，则该项得满分。</p>
	负面行为	市场参与过程中触发负面行为的情况	300	根据市场主体负面行为记录、按照负面行为清单标准累计计算扣分值，扣分上限不超过 300 分。

附件 4：云南电力市场交易行为信用评价指标（零售用户）

一级指标	二级指标	内容	标准分	评分标准
履约意愿	信用记录	企业守信是否保持或向好发展	100	信用记录得分=连续守信得分*连续守信占比+云南省企业信用分*4%。 1. 连续守信得分。近六期评价连续获得 AAA 等级，得 100 分；近六期评价连续获得 AA 等级及以上，得 70 分；上次评级为 A 等级及以上得 30 分。 2. 云南省企业信用分使用省信用信息共享平台交互结果。 3. 若该用户的云南省企业信用分可获取，则连续守信占比取 0.6。若该售电公司的云南省企业信用分无法获取，则云南省企业信用分取 0，连续守信占比取 1。
	基础管理	注册资料、交易中心备案信息等相关资料、信息是否准确；相关信息发生变化时是否及时更新。	100	未按交易中心通知要求进行自身注册档案信息维护的，不得分。已按要求维护自身注册档案信息，但注册档案信息存在错漏的，扣除 50 分。同时，每个错漏信息点再扣除 0.5 分。
履约能力	经济往来	市场主体参与电力市场过程中，应支付电费、服务费等相关费用的支付情况	350	应付账款付款率=1-欠费/应付账款。若应付账款付款率不高于 50%，此项不得分。若应付账款付款率高于 50%，按照应付账款付款率线型计分。若存在两个及以上账务月欠费的情况，此项不得分。 其中，数据来源为经确认的欠费数据。
履约表现	合约履行	合约履行情况	150	近六个月解除未到期零售服务关系次数记为 n，按 $(2^n - 1) * 5$ 计算扣除分值，扣分上限 100 分。
	负面行为	市场参与过程中触发负面行为的情况	300	根据市场主体负面行为记录、按照负面行为清单标准累计计算扣分值，扣分上限不超过 300 分。

附件 5: 云南电力市场售电公司负面行为清单

类型	序号	负面行为	行为描述
禁止	1	企业被实施联合惩戒	1. 因严重违法失信行为被政府有关部门或社会组织列入联合惩戒“黑名单”。 2. 其他按照联合惩戒要求, 被实施联合惩戒的。
	2	不满足准入条件且拒不整改或处于市场禁入处罚	1. 售电公司的基础信息变化以至于不满足准入条件, 情节严重或经交易机构提醒拒不整改的。 2. 被省级电力主管部门和能源监管机构给予电力市场禁入处罚, 仍在禁入期内。 3. 隐瞒有关情况或以提供虚假申请材料的方式违法违规进入市场, 经交易中心提醒拒不整改的。 4. 企业工商登记经营状态异常, 为“注销”“吊销已注销”, 经交易机构提醒仍不主动提出退市申请的。 5. 其他不满足准入条件且拒不整改或处于市场禁入处罚的。
	3	违反信用承诺、市场规则且拒不整改	1. 售电公司的资产规模与经营电量规模不匹配, 情节严重或经交易机构提醒拒不整改的。 2. 政府有关部门明确以各种形式逃缴、拒缴和拖欠政府性基金或政策性交叉补贴, 并被有关部门认定为情节严重或拒不整改的。 3. 未承担保密义务, 违规泄露用户信息, 情节严重或经交易机构提醒拒不整改的。 4. 欠缴电力交易服务费金额超过 10 万元人民币或连续 6 个月欠缴, 经交易中心提醒拒不缴纳的。 5. 其他扰乱电力市场, 对市场运营造成影响或对第三方造成损害的行为, 情节严重或经交易机构提醒仍不整改的。
严重	4	受到行政或司法处罚, 情节严重	1. 因严重违法失信行为被政府有关部门或社会组织列入诚信状况重点关注名单。 2. 企业高管被纳入“黑名单”。 3. 其他受到影响市场准入资格, 与市场化交易、履约、服务相关的行政或司法处罚, 情节严重且各级政府明确发文要求整改的。

类型	序号	负面行为	行为描述
	5	准入资格严重异常	<ol style="list-style-type: none"> 1. 隐瞒有关情况或以提供虚假申请材料的方式违法违规进入市场，经交易中心提醒后逾期未整改完毕，但可提供合理情况说明与承诺整改日期的。 2. 企业工商登记经营状态为“注销”或“吊销已注销”。 3. 售电公司资产总额低于 2000 万元，且在交易中心发出警示后拒不整改的。 4. 售电公司配电网运营权资质、股权关系、企业法定代表人等重大信息变更，经交易中心提醒逾期未申请变更的。 5. 售电公司人员信息、经营场所信息到期/变更后，经交易中心提醒逾期未申请变更的。 6. 其他准入资格严重异常的行为。
	6	严重违反信用承诺	<ol style="list-style-type: none"> 1. 售电公司的资产规模与经营电量规模不匹配，经交易中心提醒后逾期未整改完毕，但可提供合理情况说明与承诺整改日期的。 2. 其他严重违反信用承诺的行为。
	7	重大不良经济往来	<ol style="list-style-type: none"> 1. 政府有关部门明确以各种形式逃缴、拒缴和拖欠政府性基金或政策性交叉补贴的。 2. 欠缴电力交易服务费，数额超过 1 万元，或连续 3 个月不缴纳的。 3. 市场成员来函提出其欠缴市场成员相关费用，举证属实的，交易中心发出函件提醒后 10 个工作日内仍未补缴。 4. 其他重大不良经济往来。

类型	序号	负面行为	行为描述
	8	严重违反市场规则	<ol style="list-style-type: none"> 1. 市场主体反映售电公司未承担保密义务，并经司法判决、仲裁结果，省级电力主管部门或交易机构认定的。 2. 售电公司未在规定期限内报送年度经营情况（包括资产情况、运营情况、基本业务开展情况等），超过 30 个工作日仍不报送的。 3. 用户书面反映售电公司未告知其相关市场政策和信息，售电公司不能够明确证明其确向用户告知的，超过 3 个月仍不能妥善处理的。 4. 市场主体反映服务、信息传递或交易服务过程中因售电公司原因导致服务用户利益受到损害，并经司法判决、仲裁结果，省级电力主管部门或交易机构认定的。 5. 经司法判决、仲裁结果、省级电力主管部门或交易机构认定，存在不正当竞争、相互串通、隐瞒相关信息拓展业务等行为，损害其他主体利益的。 6. 经司法判决、仲裁结果、省级电力主管部门或交易机构认定，售电公司确未履行市场合同约定义务的。 7. 经司法判决、仲裁结果、省级电力主管部门或交易机构认定，售电公司未经用户授权、同意或许可的情况下，私自与用户建立、变更、解除零售服务关系的。。 8. 经司法判决、仲裁结果、省级电力主管部门或交易机构认定，存在虚假交易的。 9. 经能源监管机构、省级电力主管部门认定或售电公司自身提出存在履约风险、履约能力不足的。 10. 双边履约率连续三个月低于 60%，并被交易中心认定为扰乱市场行为的。 11. 通过故意捏造虚构事实的方式，向交易中心反馈其他市场主体的虚假负面行为，对其他市场主体权益造成损害的。 13. 其他扰乱电力市场，对市场运营造成影响或对第三方造成损害行为的。
一般	9	准入资格异常	<ol style="list-style-type: none"> 1. 企业经营状态为“吊销未注销”或“迁出”。 2. 售电公司配电网运营权资质、股权关系、企业法定代表人等重大信息变更，经交易中心提醒 5 个工作日内，未进行变更且未向交易中心书面回复并承诺限期申请变更的。 3. 售电公司人员信息、经营场所信息到期/变更后，经交易中心提醒 5 个工作日内，未进行变更且未向交易中心书面回复并承诺限期申请变更的。 4. 售电公司资产总额低于 2000 万元，在交易中心发出警示后逾期未整改完毕，但可提供合理情况说明与承诺整

类型	序号	负面行为	行为描述
			改日期的。 5. 其他准入资格异常的行为。
	10	违反信用承诺	1. 售电公司的资产规模与经营电量规模不匹配，经交易中心提醒，5个工作日内未向交易中心书面回复并承诺限期整改的。 2. 其他违反信用承诺的行为。
	11	违反市场规则	1. 售电公司未在规定期限内报送年度经营情况（包括资产情况、运营情况、基本业务开展情况等）。 2. 未在交易中心要求时限内回复问询函等相关函件。 3. 授权代理人发生变化的，经交易中心提醒，未在5个工作日内向交易中心申请变更。 4. 用户书面反映售电公司未告知其相关市场政策和信息，售电公司不能够明确证明其确向用户告知的。 5. 双边履约率低于60%，并被交易中心认定为扰乱市场行为的。 6. 其他违反市场规则的行为。
	12	不良经济往来	1. 市场成员来函提出其欠缴市场成员相关费用，举证属实的。 2. 欠缴电力交易服务费，数额超过100元。 3. 其他不良经济往来行为。

附件 6：云南电力市场发电企业负面行为清单

类型	序号	负面行为	行为描述
禁止	1	企业被实施联合惩戒	1. 因严重违法失信行为被政府有关部门或社会组织列入联合惩戒“黑名单”。 2. 其他按照联合惩戒要求，被实施联合惩戒的。
	2	不满足准入条件且拒不整改或处于市场禁入处罚	1. 隐瞒有关情况或以提供虚假申请材料的方式违法违规进入市场，经交易中心提醒拒不整改的。 2. 不能取得电力业务许可证（发电类）。 3. 违反进入市场时的信用承诺，情节严重或经交易机构提醒拒不整改的。 4. 被省级电力主管部门和能源监管机构给予电力市场禁入处罚，仍在禁入期内。 5. 企业工商登记经营状态异常，为“注销”“吊销已注销”，经交易机构提醒仍不主动提出退市申请的。 6. 其他不满足准入条件且拒不整改或处于市场禁入处罚的。
	3	违反信用承诺、市场规则且拒不整改	1. 属于符合准入条件的企业自备电厂，政府部门明确未足额缴纳政府性基金及政策性交叉补贴，经政府部门认定情节严重或拒不整改的。 2. 未执行调度并网协议，不服从调度管理，经调度机构认定为情节严重或拒不整改的。 3. 欠缴系统平衡调节资金，超过 6 个月不缴纳的。 4. 欠缴电力交易服务费金额超过 10 万元人民币或连续 6 个月欠缴，经交易中心提醒拒不缴纳的。 5. 其他扰乱电力市场，对市场运营造成影响或对第三方造成损害的行为，经交易机构提醒仍不整改的。
严重	4	受到行政或司法处罚，情节严重	1. 因严重违法失信行为被政府有关部门或社会组织列入诚信状况重点关注名单。 2. 因国家规定的环保设置不能正常投运，或者达不到环保标准要求，各级政府明确发文要求整改。 3. 企业高管被纳入“黑名单”。 4. 其他受到影响市场准入资格，与市场化交易、履约相关的行政或司法处罚，情节严重且各级政府明确发文要求整改。

类型	序号	负面行为	行为描述
	5	准入资格严重异常	<ol style="list-style-type: none"> 1. 隐瞒有关情况或以提供虚假申请材料的方式违法违规进入市场，经交易中心提醒后逾期未整改完毕，但可提供合理情况说明与承诺整改日期的。 2. 尚未取得电力业务许可证（发电类），但承诺电力业务许可证（发电类）正在办理中，注册 2 年内仍未办理取得。 3. 企业工商登记经营状态为“注销”或“吊销已注销”。 4. 电力业务许可证（发电类）过期，经交易中心提醒逾期未更新的。 5. 办理电力业务许可证后未在交易系统变更，经交易中心提醒逾期未变更的。 6. 发电企业工商登记名称、企业法定代表人等重大注册信息发生变化，经交易中心提醒逾期未申请变更的。 7. 其他准入资格严重异常的。
	6	严重违反信用承诺	<ol style="list-style-type: none"> 1. 违反进入市场时的信用承诺，情节严重。 2. 其他严重违反信用承诺的。
	7	重大不良经济往来	<ol style="list-style-type: none"> 1. 自备电厂未按规定承担国家政府性基金及附加、政策性交叉补贴等相关费用，各级政府和电网公司明确发文要求补缴。 2. 市场成员来函提出其欠缴市场主体相关费用，举证属实的，交易中心发出函件提醒后 10 个工作日内仍未补缴。 3. 欠缴电力交易服务费，数额超过 1 万元，或连续 3 个月不缴纳的。 4. 欠缴系统平衡调节资金，超过 3 个月不缴纳的。 5. 其他重大不良经济往来。
	8	严重违反市场规则	<ol style="list-style-type: none"> 1. 未执行调度并网协议，不服从调度管理，被调度机构处罚，并来函要求交易中心进行联合惩戒的。 2. 经司法判决、仲裁结果、省级电力主管部门或交易机构认定，发电企业确未履行市场合同约定义务的。 3. 经能源监管机构、省级电力主管部门认定或发电企业自身提出存在履约风险、履约能力不足的。 4. 双边履约率连续三个月低于 60%，并被交易中心认定为扰乱市场行为的。 5. 连续 3 个月出现自身原因负偏差电量的，并被交易中心认定为扰乱市场行为的。 6. 通过故意捏造虚构事实的方式，向交易中心反馈其他市场主体的虚假负面行为，对其他市场主体权益造成损害的。 7. 未在交易中心规定时间足额缴纳信用保证，且在信用评价开始前未补缴的。 8. 其他扰乱电力市场，对市场运营造成影响或对第三方造成损害的行为。
一般	9	准入资格异	<ol style="list-style-type: none"> 1. 尚未取得电力业务许可证（发电类），但承诺电力业务许可证（发电类）正在办理中，注册 1 年内仍未办理取得。

类型	序号	负面行为	行为描述
		常	2. 企业经营状态为“吊销未注销”或“迁出”。 3. 发电企业工商登记名称、企业法定代表人等重大注册信息发生变化的，经交易中心提醒 5 个工作日内，未进行变更且未向交易中心书面回复并承诺限期申请变更的。 4. 授权代理人发生变化的，经交易中心提醒，未在 5 个工作日内向交易中心申请变更。 5. 电力业务许可证（发电类）过期，经交易中心提醒 5 个工作日内，未申请变更且未向交易中心书面回复并承诺限期变更的。 6. 办理电力业务许可证后未在交易系统变更，经交易中心提醒 5 个工作日内，未申请变更且未向交易中心书面回复并承诺限期变更的。 7. 其他准入资格异常的。
	10	违反信用承诺	1. 违反进入市场时的信用承诺的。 2. 其他违反信用承诺的。
	11	违反市场规则	1. 未执行调度并网协议，不服从调度管理，被调度机构处罚并由调度机构来函要求惩戒，但认定情节较轻的。 3. 未在交易中心要求时限内回复问询函等相关函件。 4. 双边履约率低于 60%，并被交易中心认定为扰乱市场行为的。 5. 其他违反市场规则的。
	12	不良经济往来	1. 市场主体来函提出发电企业欠缴市场主体相关费用，举证属实的。 2. 欠缴电力交易服务费，数额超过 100 元。 3. 欠缴系统平衡调节资金，超过 1 个月不缴纳的。 4. 其他不良经济往来。

附件 7：云南电力市场电力用户负面行为清单

类型	编号	负面行为	行为描述
禁止	1	企业被实施联合惩戒	1. 因严重违法失信行为被政府有关部门或社会组织列入联合惩戒“黑名单”。 2. 其他按照联合惩戒要求，被实施联合惩戒的。
	2	不满足准入条件且拒不整改或处于市场禁入处罚	1. 隐瞒有关情况或以提供虚假申请材料的方式违法违规进入市场，经交易中心提醒拒不整改的。 2. 企业工商登记经营状态异常，为“注销”“吊销已注销”，经交易机构提醒仍不整改。 3. 属于需淘汰的落后产能或环保整改不达标，各级政府发文明确要求关闭的。 4. 被省级电力主管部门和能源监管机构给予电力市场禁入处罚，仍在禁入期内。 5. 其他不满足准入条件且拒不整改或处于市场禁入处罚的。
	3	违反信用承诺、市场规则且拒不整改	1. 政府有关部门明确存在违约用电、窃电或者破坏电力设施行为，且认定为情节严重或拒不整改的。 2. 政府有关部门明确存在用电安全隐患等影响电力安全稳定运行或威胁人身安全的行为，且认定为情节严重或拒不整改的。 3. 政府有关部门明确以各种形式逃缴、拒缴和拖欠政府性基金或政策性交叉补贴，且认定为情节严重或拒不整改的。 4. 违反进入市场时的信用承诺，情节严重，且经交易机构提醒仍不整改的。 5. 欠缴电力交易服务费金额超过 10 万元人民币或连续 6 个月欠缴，经交易中心提醒拒不缴纳的。 6. 欠缴系统平衡调节资金，超过 6 个月不缴纳的。 7. 其他扰乱电力市场，对市场运营造成影响或对第三方造成损害的行为，经交易机构提醒仍不整改的。
严重	4	受到行政或司法处罚，情节严重	1. 因严重违法失信行为被政府有关部门或社会组织列入诚信状况重点关注名单。 2. 属于落后产能或环保不达标，各级政府明确发文要求整改。 3. 产品和工艺属于淘汰类、限制类，各级政府明确发文要求整改。 4. 受到相关行政处罚和法律处罚，各级政府明确发文要求整改。 5. 企业高管被纳入“黑名单”。 6. 其他受到影响市场准入资格，与市场化交易、履约相关的行政或司法处罚，情节严重且各级政府明确发文要求整改。

类型	编号	负面行为	行为描述
	5	准入资格严重异常	<ol style="list-style-type: none"> 1. 隐瞒有关情况或以提供虚假申请材料的方式违法违规进入市场，经交易中心提醒后逾期未整改完毕，但可提供合理情况说明与承诺整改日期的。 2. 企业工商登记经营状态为“注销”“吊销已注销”。 3. 工商登记名称、企业产权人等重大注册信息发生变化的，经交易中心提醒逾期未申请变更的。 4. 其他准入资格严重异常的。
	6	严重违反信用承诺	<ol style="list-style-type: none"> 1. 违反进入市场时的信用承诺，情节严重。 2. 其他严重违反信用承诺的。
	7	重大不良经济往来	<ol style="list-style-type: none"> 1. 政府有关部门明确以各种形式逃缴、拒缴和拖欠政府性基金或政策性交叉补贴。 2. 拥有自备电厂用户未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等相关费用，各级政府和电网公司明确发文要求补缴。 3. 市场成员提出其欠缴电费、代理服务费等，举证属实，交易中心按照市场成员要求发出函件提醒后 10 个工作日内仍未补缴。 4. 欠缴电力交易服务费，数额超过 1 万元，或超过 3 个月不缴纳的。 5. 欠缴系统平衡调节资金，超过 3 个月不缴纳的。 6. 其他重大不良经济往来。

类型	编号	负面行为	行为描述
	8	严重违反市场规则	<ol style="list-style-type: none"> 1. 政府有关部门明确存在违约用电、窃电或者破坏电力设施行为。 2. 政府有关部门明确存在用电安全隐患等影响电力安全稳定运行或威胁人身安全的行为。 3. 经司法判决、仲裁结果、省级电力主管部门或交易机构认定，用户确未履行市场合同约定义务的。 4. 经司法判决、仲裁结果、省级电力主管部门或交易机构认定，用户未经售电公司授权、同意或许可的情况下，私自与售电公司建立、变更、解除零售服务关系的。 5. 经能源监管机构、省级电力主管部门认定或电力用户自身提出存在履约风险、履约能力不足的。 6. 经司法判决、仲裁结果、省级电力主管部门或交易机构认定，存在不正当竞争、相互串通等行为，损害其他主体利益。 7. 经司法判决、仲裁结果、省级电力主管部门或交易机构认定，存在虚假交易的。 8. 双边履约率连续三个月低于 60%，并被交易中心认定为扰乱市场行为的。 9. 企业（被）授权关系异常，严重影响市场参与或交易组织的。 10. 通过故意捏造虚构事实的方式，向交易中心反馈其他市场主体的虚假负面行为，对其他市场主体权益造成损害的。 11. 未在交易中心规定时间前足额缴纳信用保证，且在信用评价开始前未补缴的。 12. 其他扰乱电力市场，对市场运营造成影响或对第三方造成损害的行为。
一般	9	准入资格异常	<ol style="list-style-type: none"> 1. 企业经营状态为“吊销未注销”或“迁出”。 2. 工商名称、企业产权人、授权代理人等重大注册信息发生变化的，经交易中心提醒，5个工作日内，未进行变更且未向交易中心书面回复并承诺限期申请变更的。 3. 其他准入资格异常的。
	10	违反信用承诺	<ol style="list-style-type: none"> 1. 违反进入市场时的信用承诺。 2. 其他违反信用承诺的。
	11	违反市场规则	<ol style="list-style-type: none"> 1. 未在交易中心要求时限内回复问询函等相关函件。 2. 双边履约率低于 60%，并被交易中心认定为扰乱市场行为的。 3. 其他违反市场规则的。

类型	编号	负面行为	行为描述
	12	不良经济往来	1. 市场成员提出其欠缴电费、代理服务等，举证属实的。 2. 欠缴电力交易服务费，数额超过 100 元。 3. 欠缴系统平衡调节资金，超过 1 个月不缴纳的。 4. 其他不良经济往来。

附件3

云南电力市场交易组织

第一章 总则

第一条 为规范云南电力市场交易组织，结合工作实际，制定本方案。

第二章 交易方式

第二条 云南电力市场以年、月、日为周期开展交易。

第三条 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。

第四条 云南电力市场主要采用双边协商、连续挂牌、自主挂牌等交易方式组织各类交易。

第五条 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系统进行申报和确认，并经校核成交。双边协商主要用于电力直

接交易和合约转让交易。

第六条 连续挂牌是指市场主体通过交易系统申报电量、价格等信息，交易系统对买卖双方的申报逐笔连续配对，并经校核成交。连续挂牌交易包括信息公示、集中撮合阶段和连续挂牌阶段，可根据需要，仅组织开展集中撮合阶段或连续挂牌阶段。连续挂牌主要用于电力直接交易。

（一）集中撮合阶段

根据申报时间内所有购售电主体有效申报的电量和价格，计算购电主体与售电主体价差， $\text{价差} = \text{购电申报价} - \text{售电申报价}$ 。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：

一个售电主体与多个购电主体价差相同：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，购电主体按申报电量全部成交，售电主体按购电主体申报电量之和成交；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等比例分配售电主体申报电量进行成交，售电主体按申报电量成交。

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，售电主体按申报电量全部成交，购电主体按售电主体申报电量之和成交；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等比例分配购电主体申报电量进行成

交，购电主体按申报电量成交。

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等比例分配购电主体申报电量之和进行成交，购电主体按申报电量全部成交；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等比例分配售电主体申报电量之和进行成交，售电主体按申报电量全部成交。

（二）连续挂牌阶段

连续挂牌阶段在集中撮合阶段的交易结果发布后开展，也可单独开展。如在集中撮合阶段之后开展，则集中撮合阶段未成交申报数据自动进入连续挂牌阶段，视为同一时间申报。连续挂牌阶段交易成交与申报同时进行，当买卖任一方申报数据发生变动时，即时按价格优先、时间优先原则进行成交匹配。申报时间以交易系统服务器接受到申报数据时间为准。

购电主体申报价格大于等于售电主体申报价格时成交。

售电主体按照申报价格从低到高顺序成交，申报价格相同时按照申报时间从先到后顺序成交，申报价格及申报时间相同时按照申报电量等比例成交。

购电主体按照申报价格从高到低顺序成交，申报价格相同时按照申报时间从先到后顺序成交，申报价格及申报时间相同时按照申报电量等比例成交。

（三）成交价格

买卖双方成交价格为交易双方申报价格的算术平均值。

第七条 自主挂牌是指买卖双方通过交易系统提出购电、售电或合约转让的电量和价格等申请信息,双方申报电量和价格。自主挂牌交易主要用于交易中心统一挂牌和合约转让交易。

交易中心统一挂牌时,摘牌方只申报电量,不申报价格,全部摘牌视为同一时间申报,当摘牌电量之和小于等于挂牌电量时,摘牌电量全部成交;当摘牌电量之和大于挂牌电量时,按摘牌电量等比例成交,成交价格为挂牌价格。

合约转让交易时,当任何一方申报数据发生变动时,交易系统根据价格优先、时间优先原则匹配成交,成交价格为合约出让方挂牌价格。申报时间以交易系统服务器接收到申报数据时间为准。

电厂侧合约转让交易成交规则:当合约出让方申报价格大于等于合约受让方申报价格时成交,成交价格为合约出让方申报价格。合约出让方按申报价格从高到低顺序成交,合约受让方按申报价格从低到高顺序成交,当申报价格相同时按照申报时间从先到后顺序成交,申报价格及申报时间相同时按照申报电量等比例成交。

用户侧(含电力用户、售电公司)合约转让交易成交规则:当合约出让方申报价格小于等于合约受让方申报价格时成交,成交价格为合约出让方申报价格。合约出让方按申报

价格从低到高顺序成交，合约受让方按申报价格从高到低顺序成交，当申报价格相同时按照申报时间从先到后顺序成交，申报价格及申报时间相同时按照申报电量等比例成交。

第三章 交易要求

第一节 基本要求

第八条 交易资格

完成市场准入的发电企业、电力用户、售电公司还需满足如下条件方能参与电力市场化交易：

（一）按时足额缴纳交易服务费、电费、系统平衡调节资金等费用；

（二）未因不良交易（履约）行为受限；

（三）满足电力市场信用管理有关要求；

（四）具备参与市场化交易的技术条件要求；

（五）符合电力市场交易相关政策要求。

第九条 交易单位

发电企业以厂为单位进行交易，电力用户以营销户号为单位进行交易，售电公司以公司为单位进行交易。

第十条 交割时段

日前电量交易的交割时段为自然日，其他交易的交割时段为自然月。

第十一条 交易电量

(一) 电厂所有交易申报、成交均为上网侧电量。如果省级电力主管部门确定的优先发电计划为发电负荷，则按该厂上年实际平均厂用电率折算至上网侧。

(二) 电力用户、售电公司所有交易申报、成交均为用电侧电量。

(三) 电力直接交易申报电量的最小单位为 0.1 万千瓦时，合约转让交易申报电量的最小单位为 0.0001 万千瓦时。

(四) 单笔交易申报约束。双边协商交易单笔合同（分月）申报电量不小于 10 万千瓦时。连续挂牌交易的集中撮合阶段电厂、售电公司可申报电量段数不高于 3 段，电力用户可申报电量段数为 1 段。连续挂牌交易的连续挂牌阶段单笔申报电量不小于最低电量约束，低于最低电量约束的只能全部电量一次性挂单。其中，月度连续挂牌的最低电量约束为 10 万千瓦时，日前电量交易的最低电量约束为 1 万千瓦时。

第十二条 交易价格

(一) 所有交易申报、成交交易价格均为上网侧的绝对价格，为含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价、含税的价格。

(二) 电力直接交易申报价格的最小单位为 0.001 元/千瓦时，合约转让交易申报价格的最小单位为 0.00001 元/千瓦时。

(三) 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，对连续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。

（四）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，峰时段电价上浮 50%、谷时段电价下浮 50%，确定峰、谷时段电价（其中独立价区用户峰谷浮动标准按照地方政策执行）。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。

第二节 交易约束

第十三条 发电能力

为促进发电企业合理交易，减小预测偏差风险，进一步提高合同履约率，根据交易开展进程分段设置合理的发电能力，发电企业累计可成交电量需满足发电能力的约束。发电企业的发电能力分为保证能力和准确能力两类。其中保证能力是综合历史发电量、一次能源预测等信息确定的可以大概率保证完成的分月发电能力，原则上一旦确定不再变化；准确能力是在月前根据次月一次能源供应、检修计划等最新信息确定的相对准确的发电能力，准确能力随月度交易信息披露公布，交易组织过程中可根据实际情况对电厂准确能力进行合理调整。发电企业在交易过程中，实时获取最新的发电

能力开展交易。

第十四条 电厂保证能力认定

(一) 水电厂保证能力按前3年电厂同期各厂月度平均利用小时数的80%确定。

(二) 风电、光伏等新能源电厂保证能力按前3年电厂同期月度最大利用小时数对应电量的80%确定。

(三) 如电厂投产时间不足3年，则相应参数（上网电量或平均利用小时数）采用历史同期月度值确定。如当月无历史同期值，则相应参数采用省级调度机构披露的同期、同类型（水电、风电、光伏）电厂月度平均利用小时数确定。

(四) 如由于调试、设备长时间停运等原因导致部分参数偏差较大的电厂，经电厂申请后可进行调整。

(五) 火电厂保证能力结合火电存煤量和来煤计划、系统整体供需形势确定，默认值为0，原则上不超过其当前存煤量对应可发电量的2倍。

第十五条 电厂准确能力认定

(一) 由省级电力主管部门确定大型年调节以上水库各关键节点时期内（枯水期末、平水期末、丰水期末、年末等）水位控制目标。

(二) 用于计算水电准确能力的月度预计天然来水原则上不高于多年同期平均来水水平。

(三) 对于具有年及以上调节性能水库或上游具有年及以上调节性能水库的水电厂，枯水期及平水期以全网清洁能

源充分消纳且统调火电充分调减为前提，考虑系统平衡需求，以省级电力主管部门确定的枯水期及平水期末水位为目标，每月在交易信息披露时确认下月末控制水位，综合考虑天然来水和月度水位控制目标确定电厂准确能力。丰水期综合考虑期末控制水位和各月预计天然来水确定电厂准确能力。

（四）其他水电厂综合考虑来水预测、发电设备和电网设备检修等因素确定准确能力。其中，对于具有季调节性能的水电考虑需要拉水时，由调度机构明确水位控制目标。

（五）火电厂综合考虑电厂存煤、来煤计划以及系统整体供需情况确定准确能力。月度信息披露时公布次月全部火电厂最大可成交电量的总量约束，优先满足火电优先发电计划电量和调节电量。

（六）风电、光伏电厂原则上按不超过前3年同期各厂月度平均利用小时数来确定准确能力，新投产风电、光伏电厂原则上按不超过同一地区已投产同类型电厂月度平均利用小时数确定准确能力。按照优先发用电计划相关文件，风电、光伏电厂6-10月全部上网电量为优先发电量，不参加市场化交易。

（七）新投电厂参照同一地区或同一流域已投产同类型电厂确定准确能力。

（八）准确能力认定时还需综合考虑过去3年同期上网电量、弃水（风、光）电量，电网、发电机组的检修和断面潮流约束等信息。

第十六条 用电需求

为促进用电企业合理交易，减小预测偏差风险，保障合同履约率，在交易过程中设置合理的用电需求约束。电力用户、售电公司在交易过程中，实时获取最新的用电需求约束开展交易。电力用户的用电需求默认值为该用户上年度对应月份用电量。

第十七条 用电需求调整

（一）电力用户可在每月最后一个工作日前通过交易系统调整次月用电需求，如调整比例、电量过大，则需要通过交易中心审核后方能生效。售电公司服务用户的用电需求由售电公司进行调整。

（二）售电公司的用电需求为该售电公司服务的全部用户用电需求之和。

（三）电力用户、售电公司用电需求的准确率纳入市场主体评价机制。售电公司所服务用户用电需求的准确率纳入该售电公司评价指标。

第十八条 电厂优先发电计划

交易中心根据省级电力主管部门确定的优先发用电计划安排原则，安排电厂分月优先发电计划，分为年度预分配、月度调整分配和最终分配三个阶段。

（一）年度预分配。交易中心在上年末根据西电东送年度分月计划、优先发用电量预测等信息，根据优先发用电计划分配原则，将优先发电计划按月分配给相关电厂，作为月

度交易信息披露发布前的电力直接交易的约束边界条件。

(二) 月度调整分配。交易中心根据西电东送月度计划、月度优先发用电平衡等信息，在年度预分配的基础上，根据优先发用电计划分配原则，对当月优先发电计划进行适当调整，并在月度交易信息披露中发布，作为月度交易信息披露发布后的电力直接交易的约束边界条件。如最终下达的西电东送月度正式计划与信息披露时采用的月度计划不一致，则按正式计划进行调整。

(三) 最终分配。月度发电执行完成后，交易中心根据西电东送结算单，按照优先发用电计划分配原则，对月度优先发电计划电量进行调整，形成最终分配电量，作为优先发用电计划的结算依据。

第十九条 电力直接交易能力约束

电厂电力直接交易申报电量不能超过其发电能力扣减优先发电计划分配电量、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能力。其中，月度信息披露发布前的发电能力为保证能力，月度信息披露发布后的发电能力为准确能力。

电力用户、售电公司电力直接交易申报电量不能超过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的电量后的剩余需求。

第二十条 合约转让交易能力约束

(一) 电厂侧事前合约转让交易能力约束

合约出让方的可出让电量包括两类，第一类是电厂由于不可抗力等因素预计无法完成的合约电量，由电厂向交易中心提出申请，经交易中心认定后可进行转让；第二类是月度连续挂牌交易中电厂被校核的电量。合约出让方申报的转让电量不得超过其最大可转让电量。

合约受让方的最大可受让电量不得超过其剩余能力 \times 受让系数 C ($0 \leq C \leq 1$)，受让系数暂取 0.5，交易中心可根据需要进行调整。

(二) 用户侧事前合约转让交易能力约束

电力用户、售电公司由于不可抗力等因素预计无法完成的合约电量，可在规定时间内向交易中心提出申请，经交易中心认定后可进行转让。合约出让方申报的转让电量不得超过其最大可转让电量。

合约受让方的最大可受让电量不得超过其剩余需求。

(三) 电厂侧事后合约转让交易能力约束

合约出让方的最大可出让电量为其可转让的少发电量。合约受让方的最大可受让电量为其超发电量。

(四) 用户侧事后合约转让交易能力约束

合约出让方的最大可出让电量为其可转让的少用电量。合约受让方的最大可受让电量为其超用电量。

第二十一条 西电东送月内交易能力约束

在交割月的月内组织跨省跨区电力市场化交易时，电厂的最大可申报电量不能超过该月剩余时段内预计的发电能

力扣减当月尚未完成的合约电量后的剩余能力。

第四章 电力直接交易

第一节 双边协商交易

第二十二條 交易主体

具备交易资格的清洁能源电厂、火电厂、电力用户、售电公司。

第二十三條 交易标的物

交易组织时间之后某个月的发用电量，可以同时开展未来多个月的电量交易。

第二十四條 交割时段

交易时确定的未来某个自然月。

第二十五條 交易时间

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。

第二十六條 双边协商方式

（一）线下协商

买卖双方自主联系、商定双边协商交易的交割时段、电量、价格等相关事项，形成双边交易意向。

（二）线上协商

市场主体通过交易系统的信息公示模块公布自身的要约信息，选择合适的交易对象，然后买卖双方自主商定双边

交易的交割时段、电量、价格等相关事项，形成双边交易意向。

第二十七条 双边协商交易组织流程

(一) 电力交易系统开放双边协商交易市场。

(二) 交易信息公示，包括但不限于联系方式、交割时段、交易电量、交易价格等信息。

(三) 交易双方可通过线下协商确定交割时段、交易电量以及交易价格；也可通过交易系统信息公示模块进行线上协商，确定交割时段、交易电量以及交易价格。

(四) 在交易时间内，一方在交易系统中申报、修改次月或者本年度后续多个月度的双边协商交易电量、电价，另一方进行确认。

(五) 在每月的双边协商交易关闸日，关闭次月的双边协商交易申报，后续其他月度的双边协商交易可继续申报、修改。

(六) 对次月的双边协商交易电量进行用户侧的合理性复核，对超过用电需求的申报电量进行削减。由电力用户或售电公司在规定时间内填报电量削减方案，方案中被削减电厂在规定时间内全部完成确认后，按削减方案进行电量削减，否则按照等比例原则削减对应电厂的次月双边协商交易电量。

(七) 调度机构对次月的双边协商交易电量进行电厂侧校核。对被校核的电量，由电厂在规定时间内填报电量削减

方案，方案中被削减电力用户、售电公司在规定时间内全部完成确认后，按削减方案进行电量削减，否则按照等比例原则削减对应电力用户、售电公司的次月双边协商交易电量。

（八）调度机构校核后的电量为双边协商交易最终成交结果，作为执行和结算依据，由交易中心统一发布。

（九）交易中心开放双边协商交易价格调整模块，由一方填报经双方协商一致后的合约价格，另一方进行确认生效。若未填报或未经确认，则执行交易合同中原价格。双边交易价格调整开始和结束时间以交易中心信息披露为准。

第二十八条 双边交易合同解约

存在以下情况的，可对已签订的双边交易合同进行解约：

（一）双边交易合同双方协商一致，可向交易中心申请解约。

（二）因双边交易合同履行率低，导致取消双边交易权限需要解约的，由交易中心通知合同双方后进行解约。

（三）双边交易合同一方由于客观原因，无法完成交易电量确实需要解约，但合同另一（多）方不同意的，可向交易中心申请调解，由交易中心出具最终的协调结果。

非不可抗力造成的双边交易合同无故解约，纳入市场主体评价机制。

第二节 连续挂牌交易

第二十九条 交易主体

具备交易资格的清洁能源电厂、火电厂、电力用户、售电公司。

第三十条 交易标的物

交易组织时间之后某个月的发用电量，可以同时开展未来多个月的电量交易。

第三十一条 交割时段

交易时确定的未来某个自然月。

第三十二条 交易时间

在月度交易信息披露之后开展，至连续挂牌交易关闸日。

第三十三条 连续挂牌交易组织流程

（一）电力交易系统开放连续挂牌交易市场。

（二）交易信息公示。在信息公示时间内，有需求的买方和卖方在交易系统中公示挂牌电量、电价，挂牌电量上限为月度准确能力或用电需求扣减前序交易成交电量后的剩余电量，电价受最高、最低限价的约束。公示的电量作为连续挂牌交易的成交上限，公示的电价仅作为参考。未参与公示的市场主体无法参与后续连续挂牌交易。根据实际运行情况，交易中心可不组织交易信息公示。

（三）集中撮合申报阶段。在交易时间内买卖双方申报交易电量、价格。成交价格为双方申报价格的算术平均值。

（四）集中撮合成交结果发布阶段。集中撮合结束后，通过交易系统撮合并发布交易成交结果。成交价格为双方申报价格的算术平均值。

(五) 连续挂牌阶段。集中撮合交易结果发布后，开启连续挂牌阶段，买卖双方同时下单，每单一量一价。在交易过程中可随时新增申报或撤销未成交申报，当申报数据发生变动时，按连续挂牌交易规则即时匹配成交。成交价格为双方申报价格的算术平均值。

(六) 调度校核。连续挂牌交易关闸后交易中心将连续挂牌交易电厂侧成交结果提交调度机构进行校核。调度机构校核未通过的电量可参与电厂侧事前合约转让交易。调度校核不影响用户侧成交结果。

第三节 日前电量交易

第三十四条 交易主体

具备交易资格的清洁能源电厂，交割时段有开机计划的火电厂。

满足日计量要求的用户自愿向交易中心提出日电量交易申请，审核通过方可参与；售电公司服务用户有日电量交易资格时，才能参与日电量交易。

第三十五条 交易标的物

下一个自然日的发用电量，若遇节假日则可交易多个自然日的电量，具体以交易中心信息披露为准。

第三十六条 交割时段

交易时确定的某个自然日。

第三十七条 交易时间

工作日开展。

第三十八条 交易方式

日前电量交易采用连续挂牌交易方式。交易中心可根据需要，按集中撮合、连续挂牌两个环节均组织交易，或选取其中一个环节组织交易。

（一）集中撮合申报阶段。在交易时间内买卖双方申报交易电量、价格。

（二）集中撮合成交结果发布阶段。集中撮合结束后，通过交易系统撮合并发布交易成交结果。成交价格为双方申报价格的算术平均值。

（三）连续挂牌阶段。集中撮合交易结果发布后，开启连续挂牌阶段，买卖双方同时下单，每单一量一价。当剩余能力（需求）大于1万千瓦时（含），每段申报电量必须大于1万千瓦时（含）；当剩余能力（需求）小于1万千瓦时，全部能力（需求）仅能单段申报。在交易过程中可随时新增申报或撤销未成交申报，当申报数据发生变动时，按连续挂牌交易规则即时匹配成交。成交价格为双方申报价格的算术平均值。

第三十九条 交易约束

日前交易电厂能力按照电厂月度发电能力、已成交电量及本月累计上网电量等滚动计算。

电力用户、售电公司月度累计可成交的日交易电量不得超过其月度准确需求扣减当月已成交电量后的剩余电量。

第四十条 调度校核

日前电量交易结束后，将电厂侧交易结果送调度机构校核，校核结果作为调度机构执行依据，不影响用户侧成交结果。

第四节 火电市场交易

第四十一条 火电参与市场的交易方式包括调节电量统一挂牌、自主参与市场化交易、缺口电量统一挂牌、备用能力申报等。

第四十二条 调节电量统一挂牌交易。为保障电力电量平衡，2020年安排85亿千瓦时的火电调节电量，年度按照装机容量等比例分配至各火电厂。月度交易前，交易中心会同调度机构统筹考虑供需情况、电网安全稳定运行、优化开机方式等情况确定火电调节电量月度计划并通过信息披露公布。交易中心将次月火电调节电量进行统一挂牌，挂牌价格为月度上调服务基准价格。售电公司、用户自主摘牌成交，成交价格等于挂牌价格。

第四十三条 火电自主参与市场化交易。为优先保障清洁能源消纳，火电厂仅在清洁能源发电能力不足的月度可参与月度交易和日交易，有关交易要求交易中心在月度信息披露中明确。火电自主交易电量价格由市场机制形成。

(一) 缺口电量统一挂牌交易。为保障市场化电量供需平衡，交易中心会同调度机构统筹考虑供需情况、电网安全

稳定运行、优化开机方式等情况确定火电缺口电量预调度计划并公布。交易中心将次月火电缺口电量进行统一挂牌，挂牌价格为月度上调服务基准价格×K，其中K为缺口电量价格调整系数，计算方式为：

$$K = 1 + \frac{\text{缺口电量统一挂牌交易成交电量}}{\text{月度直接交易成交总电量}}$$

K 上限为 1.2。

售电公司、用户自主摘牌成交，成交价格等于挂牌价格。

第四十四条 每月月度交易结束后，火电厂按机组申报备用能力和备用调节价格。

火电备用能力。备用能力为火电厂总发电能力扣减优先发电计划电量、调节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，保障电力供应。被调用的火电发电量即为缺口电量。

火电备用价格。备用调节价格申报设置上下限，下限为零，上限为 0.1 元/千瓦时。缺省备用能力为零，缺省备用调节价格为 0.1 元/千瓦时。申报的备用调节价格仅作为实际补偿调节价格的计算基准，实际补偿的调节价格按照系统平衡调节资金有关机制执行。

备用能力和备用调节价格申报结束后，优先对开机机组和有开机计划的机组进行排序，其次对其他机组进行排序，排序分轮次进行。每一轮次提取各火电厂备用调节价格最低

的机组备用能力，按照备用调节价格从低到高的顺序进行排序，形成本轮次备用能力调用序位表，剩余机组备用能力继续进行下一轮次排序。申报备用调节价格相同时，综合考虑能耗等因素按照随机排序方式确定顺序。备用能力调用序位表作为系统出现平衡缺口时调度发电调用火电缺口电量的依据。

第五节 小水电市场交易

第四十五条 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 110 千伏及以上电压等级并网运行公用水电厂简称小水电。小水电可选择自主交易、售电公司代理交易、交易中心统一挂牌交易中的一种进入市场参与交易。上年末小水电确定交易方式，交易方式一旦选定，全年不得更改。

第四十六条 自主交易。小水电自主参与电力直接交易、合约转让交易，成交电量和价格通过市场竞争形成。

第四十七条 售电公司代理交易。售电公司代理小水电全年的全部上网电量，代理小水电的电量总和不得超过售电公司的用电需求。具体交易流程如下：

（一）售电公司与小水电签订代理协议，确定全年分月的电量和价格，此成交电量和价格作为售电公司的购电成交合约，参与后续的事前合约转让交易、零售电量预分配。售

电公司的用电需求优先扣除代理的小水电上网电量后，剩余电量方可参与其他交易。

(二) 待月度发用电结束后，售电公司该月与小水电的最终成交电量调整为小水电实际上网电量。售电公司按实际成交的电量进行事后合约转让交易、零售电量最终分配。

第四十八条 交易中心统一挂牌交易。交易中心汇总参与统一挂牌交易小水电的电量信息，确定分月电量比例，组织自主挂牌交易。交易中心将年度总电量、分月电量比例统一挂牌，挂牌价格为月度上调服务基准价格，自主交易的电力用户和售电公司摘牌。当电力用户、售电公司摘牌电量之和小于等于挂牌年度总电量时，按申报摘牌电量进行成交；当电力用户、售电公司摘牌电量之和大于挂牌年度总电量时，按申报摘牌电量等比例分配挂牌年度总电量进行成交。电力用户、售电公司的成交电量为年度电量，分月电量比例与挂牌比例一致，成交价格等于挂牌价格。

第六节 西电东送网对网交易

第四十九条 广州电力交易中心确定西电东送网对网交易电量规模后，交易中心按照省级电力主管部门确定的承接电厂范围、分配原则直接分配或组织自主挂牌交易。

第五十条 西电东送网对网自主挂牌交易组织流程：

- (一) 交易中心将网对网交易电量和价格进行统一挂牌。
- (二) 省级电力主管部门确定的承接电厂申报摘牌电量。

(三) 交易成交。当电厂申报摘牌电量之和小于等于挂牌电量时，按申报摘牌电量成交；当电厂申报摘牌电量之和大于挂牌电量时，按申报摘牌电量等比例分配挂牌电量进行成交。成交价格等于挂牌价格。

第五章 合约转让交易

第一节 事前合约转让交易

第五十一条 交易方式

采用双边协商方式开展事前合约转让交易。

第五十二条 交易主体

具备交易资格的电厂。

具备交易资格的电力用户、售电公司。

事前合约转让交易仅在电厂与电厂、电力用户（售电公司）与电力用户（售电公司）之间开展。

第五十三条 交易标的物

次月可转让的合约电量。

第五十四条 交割时段

交易组织时间的下一个自然月（次月）。

第五十五条 交易时间

月度电力直接交易结束后。

第五十六条 电厂侧事前合约转让交易

(一) 在事前合约转让市场中，同一电厂只能是合约出

让方或受让方中的一种。如电厂具有可以出让的合约电量，则为出让方，否则为受让方。

(二) 电厂可以出让的合约包括两类：

1. 月度连续挂牌交易中被调度校核的电量，转让价格为该电厂在月度连续挂牌交易中的成交均价。

2. 由于不可抗力等无法预见的原因，导致电厂无法继续执行合约，经电厂申请，交易中心认定后，对无法完成的合约电量可进行转让。清洁能源电厂可转让电量为该电厂月度除政府协调电量外的电力直接交易电量、除水电调节电量外的优先电量，价格为电厂月度所有可转让电量的加权平均价格。火电厂可转让电量为月度自主交易电量，转让价格为电厂月度所有自主交易电量的加权平均价格。

(三) 调度校核

调度机构对电厂的事前合约转让电量进行校核，校核未通过的电量继续由合约出让方承接。

第五十七条 用户侧事前合约转让交易

(一) 在事前合约转让市场中，同一电力用户、售电公司只能是合约出让方或受让方中的一种。如具有可以出让的合约电量，则为出让方，否则为受让方。

(二) 由于不可抗力等无法预见的原因，导致电力用户或售电公司无法继续执行合约，经电力用户或售电公司申请，交易中心认定后，对无法完成的除政府协调电量外的月度电力直接交易电量可进行转让，转让价格为该电力用户或售电

公司月度所有可转让电量的加权平均价格。

第五十八条 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，不再进行更改、清算等操作。

第二节 事后合约转让交易

第五十九条 交易方式

可采用双边协商、自主挂牌交易方式开展事后合约转让交易，减少发电、用电的偏差。

第六十条 交易主体

优先计划执行调整后，仍然存在偏差电量的清洁能源电厂；存在月度自主交易电量偏差的火电厂。

存在偏差电量的电力用户、售电公司。

事后合约转让交易仅在电厂与电厂、电力用户（售电公司）与电力用户（售电公司）之间开展。

第六十一条 交易标的物

可转让的月度偏差电量。

第六十二条 交易时间

事后合约转让在发、用电月结束、优先计划执行调整后开展。

第六十三条 电厂侧事后合约转让交易

（一）合约受让方为有正偏差电量（超发）的电厂，合约出让方为有负偏差电量（少发）的电厂。其中，清洁能源

电厂的调节电量不纳入负偏差电量计算，火电厂只能转让月度自主交易电量负偏差电量和自身原因超发电量。

(二) 事后合约转让交易成交价格为合约出让方在进行事后合约转让交易时计算的负偏差电量事前交易的加权平均价格。

(三) 电厂侧合约转让交易成交规则：当合约出让方申报价格大于等于合约受让方申报价格时成交，成交价格为合约出让方申报价格。合约出让方按申报价格从高到低顺序成交，合约受让方按申报价格从低到高顺序成交，当申报价格相同时按照申报时间从先到后顺序成交，申报价格及申报时间相同时按照申报电量等比例成交。

(四) 事后合约转让交易时，优先转让自身原因偏差电量，其次转让系统原因偏差电量，最后转让免责和免考核电量。

第六十四条 用户侧事后合约转让交易

(一) 合约受让方为有正偏差电量（超用）的电力用户、售电公司，合约出让方为有负偏差电量（少用）的电力用户、售电公司。

(二) 事后合约转让交易成交价格为合约出让方在进行事后合约转让交易时计算的负偏差电量事前交易的加权平均价格。

(三) 用户侧合约转让交易成交规则：当合约出让方申报价格小于等于合约受让方申报价格时成交，成交价格为合

约出让方申报价格。合约出让方按申报价格从低到高顺序成交，合约受让方按申报价格从高到低顺序成交，当申报价格相同时按照申报时间从先到后顺序成交，申报价格及申报时间相同时按照申报电量等比例成交。

第六十五条 事后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，不再进行更改、清算等操作。

第六章 交易校核与执行

第一节 交易校核

第六十六条 交易组织阶段，交易中心考虑电厂、电力用户、售电公司的发电能力、用电需求对申报和成交电量进行校核。调度机构考虑网络安全约束、电网调峰调频约束、检修计划等因素的变化可对电厂准确能力进行动态调整，作为电厂后续申报和成交的约束条件。

第六十七条 调度机构校核原则。

（一）网络约束校核。交易系统根据调度机构提供的电厂安全约束能力进行市场出清，形成满足电厂安全约束能力的交易出清结果并提交调度机构进行校核。

（二）电网调峰调频校核。为确保云南电网异步联网下的安全稳定运行，调度机构根据月度运行方式安排、电力供需平衡分析预测、市场化交易计划、电网调峰调频需要等，

对市场化交易结果进行校核，对不满足电网调峰调频需要的交易电量进行削减。

（三）水电梯级水量匹配校核。对满足网络约束的交易结果进行梯级水量匹配校核。当下游电站交易结果超出上游来水对应发电能力时，削减下游电站交易电量。

（四）火电校核。在出现系统全面弃水风险、火电交易电量过大，系统难以平衡等情况下，可对火电交易电量进行校核。若未开机火电厂成交电量低于最小开机电量（一般为单台机组按稳燃出力运行7天电量），可对其交易电量进行校核。

第六十八条 校核流程

交易结束后，由交易中心分批次将交易电量提交调度机构进行校核。

（一）每月双边交易关闸后，交易中心将次月双边交易电量提交调度机构进行校核，形成双边交易成交结果。

（二）每月连续挂牌交易关闸后，交易中心将连续挂牌交易电量提交调度机构进行校核，校核通过的电量作为调度机构执行依据，未通过的电量可参与事前合约转让交易进行出让。

第二节 交易执行

第六十九条 交易中心根据调度校核结果形成电厂交割时段的交易计划（含优先发电计划等全部合约）。调度机构

应当合理安排电网运行方式并保障执行。

第七十条 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，调度机构负责出具说明，交易中心负责公布相关信息。

第七十一条 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。

第七十二条 电力系统发生故障或其他情况，如对市场化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，调度机构应将相关情况及影响及时通报交易中心。

第七十三条 除按上述条款外，火电电量执行和界定还应考虑以下要求：

（一）交易中心汇总当月经调度机构校核的火电市场化电量、调节电量、优先发电计划、缺口电量调用计划，形成当月火电交易计划送调度机构执行，调度机构据此安排各火电实际发电。

（二）实际执行过程中，当全网清洁能源消纳困难或系

统实际需求小于预期等原因需要调减火电出力时，在满足电网安全稳定运行和电力可靠供应要求下，按照火电缺口电量、市场化电量、调节电量的顺序调减。其中，缺口电量按照备用能力调用序位表倒序调减。当系统实际需求超出预期需要增加火电出力时，在满足电网安全稳定运行和电力可靠供应要求下，调度机构考虑电网和机组实际情况，根据备用能力调用序位表顺序继续调用火电备用能力，并可超额调用，超额调用部分也视为缺口电量，按照缺口电量价格机制结算。

第七章 执行偏差调整

第七十四条 发用电结束后，按省内电量、西电东送电量、调节电量的顺序，对交易电量进行偏差调整。

第七十五条 省内电量调整

（一）根据省级电力主管部门明确的合同范围，按照电力用户、售电公司月度实际用电量，按双方（多方）自主协商、合同电量等比例等原则，在用电结束后对相应合同电量进行调整，调整结果作为结算依据。

（二）省级电力主管部门要求调整的。

第七十六条 西电东送电量调整

（一）月度实际发用电结束后，根据实际送电量和优先发用电执行情况，按优先发用电计划文件中明确的原则调整市场化电厂实际分配的西电东送框架协议内电量。

（二）“点对网”交易：以广州电力交易中心发布的跨

省跨区交易结果作为电厂“点对网”交易电量，参与事前合约转让等交易，并作为调度执行依据。月度发电执行完成后，按广州电力交易中心最终出具的结算单中分割确定的电量，按交易电量等比例原则对电厂“点对网”交易电量进行调整，据此开展事后合约转让交易和最终结算。

（三）“网对网”交易：交易中心根据“网对网”交易总量，按省级电力主管部门确定的承接电厂、分配原则直接分配或组织自主挂牌交易，并提交调度机构作为执行依据。月度发电执行完成后，以广州电力交易中心最终出具的结算单中分割确定的“网对网”交易结算电量，对电厂“网对网”交易电量进行调整。通过自主挂牌方式进行交易的，按交易电量等比例原则对电厂“网对网”交易电量进行调整，据此开展事后合约转让交易和最终结算。通过直接分配方式进行交易的，按照省级电力主管部门确定的承接电厂、其他市场化清洁能源电厂、火电厂的顺序依次承接，根据超发电量等比例原则进行分配，据此开展事后合约转让交易和最终结算。如当月存在多个“网对网”交易，则按照价格由低到高的顺序进行调整。

（四）省级电力主管部门要求调整的。

第七十七条 水电调节电量调整

（一）市场化电厂整体超发时，根据调节电厂的超发电量情况调增水电调节电量计划，调增的调节电量计划最大不超过该电厂超发电量。

(二) 市场化电厂整体少发时，根据调节电厂的少发电量情况调减水电调节电量计划，调减的调节电量计划最大不超过该电厂少发电量。

(三) 省级电力主管部门明确要求调整的。

第七十八条 省内、西电东送、水电调节等电量调整后，电厂所有合约电量与实际发电量存在偏差时，通过事后合约转让交易减少偏差。当电力用户、售电公司所有合约电量与实际用电量存在偏差时，通过事后合约转让交易减少偏差。

附件 4

云南电力市场零售服务

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）及配套文件精神，建立规范的云南电力市场零售服务体系，依据《云南省电力体制改革工作领导小组办公室关于印发云南省售电侧改革实施方案的通知》（云电改办〔2017〕1号）以及相关法律、法规、规章，按照开放高效、优质服务、管理有序的原则，结合工作实际，制定本方案。

第二条 本方案所称零售服务是指售电公司向电力用户售电，在约定服务周期内所提供相关服务的总称。

第三条 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，双方应共同遵守市场规则和约定事项，履行各自义务，服从昆明电力交易中心（以下简称“交易中心”）管理。

第四条 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。

第五条 任何各方不得干预电力用户自由选择售电公司的权利。

第二章 零售服务关系的确立

第六条 零售服务关系确立是指电力用户自愿选择通过售电公司购电，并协商一致，符合市场规则的确立行为。

第七条 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。

根据市场发展条件，售电公司也可以采取挂牌交易的方式，将电力零售套餐在电力交易系统中进行挂牌，由用户进行摘牌成交后形成电子合同，双方建立零售服务关系。

第八条 零售服务确立的周期不低于三个月，以自然月为起止。零售服务关系确立，自双方合同约定后续某自然月1日起生效。

第九条 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。

第三章 零售服务关系的变更

第十条 零售服务关系变更是指除零售服务关系终止以外的任何变更行为。

第十一条 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变更，变更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。

第十二条 零售服务关系变更后，自双方约定后续某自然月1日起生效，生效前仍按原零售服务合同约定履行各自义务。

第四章 零售服务关系的终止

第十三条 零售服务关系终止是指零售服务周期自然到期或不影响其他市场主体权益，未违反市场规则，并协商一致的终止行为。

第十四条 零售服务关系经双方协商一致，可在电力交易系统内提前终止，但终止行为不应影响其他市场主体权益，未违反市场规则，满足零售服务期限不低于三个月的要求。

第十五条 零售服务关系自然终止的，自双方约定的到期自然月自动终止，双方不需在电力交易系统中作任何确认。电力用户未及时选择售电公司建立新的零售服务关系或未参与批发市场的，其用电量将按照交易规则确定的价格机制结算。

第十六条 零售服务关系协商一致终止的，任何一方均可在电力交易系统内发起零售服务关系终止，终止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。

第十七条 零售服务关系终止后，自双方约定后续某自然月 1 日起生效，生效前仍按原零售服务合同约定履行各自义务。

第五章 零售市场电量预分配

第十八条 售电公司在月度交易成交结果公布后，须将月度各类交易成交电量（简称合约电量）预分给对应的零售服务关系用户。

第十九条 预分配时，售电公司给用户预分配的价格和电量应当满足如下约束条件：

（一）售电公司给所有用户预分配的加权平均价等于售电公司月度合约电量的加权平均价。

（二）售电公司给所有用户预分配的电量之和等于售电公司月度合约电量。

（三）售电公司自主分配给用户的预分价格不得高于售电公司月度合约电量价格（组成明细）的最高值，不得低于售电公司月度合约电量价格（组成明细）的最低值。

第二十条 售电公司未在规定时间内预分配电量的，交易系统按以下原则自动分配：

月度合约电量的预分电量默认为平均分配，预分价格默认为月度合约电量的加权平均价。

第六章 零售市场电量终分配

第二十一条 各售电公司须动态跟踪对应的零售服务关系用户的用电情况，在合约转让交易结束后的一个工作日内按户号在交易系统中分配用户最终成交电量和结算价格，交易中心按最终分配成交电量和结算价格对用户进行结算和考核，分配规则如下：

所有服务用户分配成交电量之和应等于售电公司月度合约电量；分配给用户的结算价格不得高于月度合约电量（组成明细）的最高值，不得低于售电公司月度合约电量（组成明细）的最低值。

售电公司服务用户个数为 n ，所有用户分配的结算价格应满足如下条件：

$$\sum_{i=1}^{i=n} \left\{ \begin{array}{l} \min(\text{用户}i\text{月度用电量}-\text{用户}i\text{日交易累计结算电量}, \\ \text{用户}i\text{最终分配成交电量}) \times \text{用户}i\text{分配结算价格} \end{array} \right\} \\ = \min(\text{所有服务用户月度用电量}-\text{所有服务用户日交易累计} \\ \text{结算总电量}, \text{售电公司月度交易成交电量}) \times P_s$$

第二十二条 若售电公司未按要求填报各用户按户号最终分配的月度成交电量和结算价格，则默认为按用户用电量大小等比例分配成交电量，结算价格为售电公司月度合约电量的加权平均价。

第二十三条 售电公司日交易成交的电量在交易当日24:00前应全部分配至具备日交易资格的用户，用户分配价格均为售电公司日交易电量成交均价；若售电公司未在规定时间内分配电量，则默认为平均分配至具备日交易资格的用户，交易中心据此对用户进行结算和考核。

第七章 零售市场的干预

第二十四条 当零售市场中存在下列情形时，市场主体可以书面形式向交易中心提出意见和建议。经核实情况属实的，由交易中心纳入市场主体信用管理，记入市场负面行为清单，同时根据具体情况和影响程度向省级电力主管部门和能源监管机构报告，提请将其纳入涉电力领域诚信状况重点关注名单（以下简称“重点关注名单”）。

（一）用户或售电公司认为对方无权或越权建立零售服务关系的。

（二）售电公司或用户认为对方拒不履行其他零售服务合同约定义务的。

（三）售电公司或电力用户提供虚假信息、隐瞒有关情况建立零售服务关系的。

第二十五条 在开展业务时，售电公司应对电力用户全面、如实、客观的介绍进入电力市场的相关政策、市场规则，以及自身业务情况。如有市场主体以书面形式反映售电公司在零售市场中恶性竞争、隐瞒相关信息拓展业务、虚假宣传或未向电力用户尽到充分告知义务等方面情况的，经核实情况属实的，交易中心将违规方纳入市场主体信用管理和记入市场负面行为清单，并根据具体情况和影响程度向省级电力主管部门和能源监管机构报告，提请将其纳入“重点关注名单”。

第二十六条 零售服务关系建立不满三个月确需终止的，经双方协商一致可终止零售服务关系，但该行为将纳入市场主体信用管理。

第二十七条 一年内，市场主体三次及以上提前终止零售服务关系，其相关行为将纳入市场主体信用管理，记入市场负面行为清单，并向公众公告。

第二十八条 任何一方因自身原因导致合同无法履行的，交易机构可根据司法判决、仲裁结果、省级电力主管部门和能源监管机构处理意见，强制终止零售服务关系，并纳入市场主体信用管理和记入市场负面行为清单。

第二十九条 在交易过程中，售电公司的资产规模不满足售电量所对应的资产要求时，售电公司应于10个工作日内提交有效的资产证明，逾期不提交，交易中心暂停售电公司交易资格，同时根据情形向省级电力主管部门和能源监管机构报告，提请将其纳入涉电力领域失信联合惩戒对象名单（即“黑名单”）。

附件 5

云南电力市场计量与结算

第一章 总则

第一条 为规范云南电力市场计量与结算，结合工作实际，制定本方案。

第二章 计量

第二条 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。

第三条 电厂、跨区跨省交易送受端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。当日电量数据缺失，在五个工作日内由供电单位（发电企业）上报缺失数据。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。

第三章 结算总体原则

第六条 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相关规则对市场主体进行结算并向相关市场主体出具结算依据。

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

第七条 交易中心根据各市场主体的实际电量以及交易成交结果（成交价格 and 成交电量），按照“按日核算，月结月清”的原则进行电费结算，并向市场主体出具电费结算依

据。

第八条 市场化交易结算工作原则上应在次月 25 日前完成，市场主体可通过电力交易系统查询相关结算数据。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。

第九条 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。

第四章 用户(售电公司)结算

第一节 用户（售电公司）电能电费和偏差电费结算

第十条 用户结算原则

（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）按户号为单位结算，首先进行日交易电量结算，再进行月度合约电量结算。

（二）用户的电费分为电能电费、偏差电费、输配电费、线损电费、基金及附加、系统平衡调节资金提取费用等。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、系统平衡调节资金提取费用按市场化方式结算。线损电

费按用户实际用电量与线损电价计算，其中线损电价=基准值×综合线损率/(1-综合线损率)，以用户实际结算电能价格为基准值计算。

(三) 具备峰谷分时计费条件的一般工商业用户，注册进入市场后执行峰谷分时电价，市场化交易形成的成交电价为平时段电价，峰时段电价上浮 50%、谷时段电价下浮 50% (其中独立价区用户峰谷浮动标准按照地方政策执行)，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。

第十一条 事后合约转让电量分割计算

根据日交易、双边协商、连续挂牌、统一挂牌和事前合约转让的交易成交结果，以及营销系统中抄录确认的用户实际用电量，计算用户月度正负偏差电量，作为事后合约转让电量的约束条件之一。营销系统中抄录确认的用户实际用电量在交易系统中锁定后不得变更，作为后续市场化结算计费依据。

第十二条 日交易电量电能电费和偏差电费结算

日交易电量结算设置少用电量 3%的免考核阈值。

日交易电量电费结算包括日交易合约电量电能电费、日

交易偏差电量电费的结算。

(一) 第 n 天日交易合约电量电能电费 $f_{n \text{ 日前合约}}$ 为：

$$f_{n \text{ 日前合约}} = p_{n \text{ 日前合约}} \times \min(q_{n \text{ 日前合约}}, q_{n \text{ 日前实际}})$$

式中 $p_{n \text{ 日前合约}}$ 为用户第 n 天日交易合约价格， $q_{n \text{ 日前合约}}$ 为用户第 n 天日交易成交电量， $q_{n \text{ 日前实际}}$ 为用户第 n 天实际用电量。

(二) 第 n 天日交易偏差电费计算如下：

第 n 天日交易负偏差电量 $\Delta q_{n \text{ 日前}}^-$ 为：

$$\Delta q_{n \text{ 日前}}^- = \begin{cases} 0 & q_{n \text{ 日前实际}} \geq q_{n \text{ 日前合约}} \\ |q_{n \text{ 日前实际}} - q_{n \text{ 日前合约}}| & q_{n \text{ 日前实际}} < q_{n \text{ 日前合约}} \end{cases}$$

第 n 天日交易负偏差电费 $\Delta f_{n \text{ 日前}}^-$ 为：

$$\Delta f_{n \text{ 日前}}^- = \begin{cases} 0 & \Delta q_{n \text{ 日前}}^- \leq q_{n \text{ 日前合约}} \times 3\% \\ p_{\text{日前偏差}} \times (\Delta q_{n \text{ 日前}}^- - q_{n \text{ 日前合约}} \times 3\%) & \Delta q_{n \text{ 日前}}^- > q_{n \text{ 日前合约}} \times 3\% \end{cases}$$

式中用户日交易偏差电量考核价格 $p_{\text{日前偏差}}$ 为 0.03 元/千瓦时。

(三) 用户月度日交易电费 $f_{\text{日前结算}}$ 为：

$$f_{\text{日前结算}} = \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} (f_{n \text{ 日前合约}} + \Delta f_{n \text{ 日前}}^-)$$

式中 $N_{\text{月度}}$ 为当月总天数。

用户日交易月度累计结算电量 $q_{\text{日前结算}}$ 为：

$$q_{\text{日前结算}} = \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} (q_{n \text{ 日前合约}} - \Delta q_{n \text{ 日前}}^-)$$

用户日交易月度累计负偏差考核电费 $\Delta f_{\text{日交易考核}}^-$ 为：

$$\Delta f_{\text{日交易考核}}^{-} = \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} \Delta f_{n\text{日前}}^{-}$$

第十三条 月度合约电量电能电费和偏差电费结算

月度合约电量结算设置少用电量 3%的免考核阈值。

月度合约电量电费结算包括月度合约电量电能电费、月度偏差电量电费的结算。

(一) 用户月度合约电量电能电费结算

用户月度合约电量 $q_{\text{月度合约}}$ 为月度省内交易电量之和,即

$$q_{\text{月度合约}} = q_{\text{双边协商}} + q_{\text{连续挂牌}} + q_{\text{统一挂牌}} + q_{\text{事前转让}} + q_{\text{事后转让}}$$

用户月度合约电量价格 $p_{\text{月度合约}}$ 为:

$$p_{\text{月度合约}} = \left(p_{\text{双边协商}} \times q_{\text{双边协商}} + p_{\text{连续挂牌}} \times q_{\text{连续挂牌}} + p_{\text{统一挂牌}} \times q_{\text{统一挂牌}} + p_{\text{事前转让}} \times q_{\text{事前转让}} + p_{\text{事后转让}} \times q_{\text{事后转让}} \right) / q_{\text{月度合约}}$$

执行峰谷分时电价的一般工商业用户,上式中 $p_{\text{月度合约}}$ 按照分时电价政策浮动。

用户月度合约电量电能电费 $f_{\text{月度合约}}$ 为:

$$f_{\text{月度合约}} = p_{\text{月度合约}} \times \min(q_{\text{月度合约}}, q_{\text{月度实际}} - q_{\text{日前结算}})$$

式中 $q_{\text{月度实际}}$ 为用户月度实际用电量。

(二) 用户月度偏差电费结算

$$\textcircled{1} q_{\text{月度实际}} - q_{\text{日前结算}} \leq q_{\text{月度合约}}$$

用户月度正偏差电费 $\Delta f_{\text{月度}}^{+} = 0$

用户月度负偏差电量 $\Delta q_{\text{月度}}^{-}$ 为:

$$\Delta q_{\text{月度}}^{-} = \left| q_{\text{月度实际}} - q_{\text{日前结算}} - q_{\text{月度合约}} \right|$$

用户月度负偏差考核电费 $\Delta f_{\text{月度}}^-$ 为：

$$\Delta f_{\text{月度}}^- = \begin{cases} 0 & \Delta q_{\text{月度}}^- \leq q_{\text{月度合约}} \times 3\% \\ p_{\text{月度自身}} \times \Delta q_{\text{月度自身}}^- & \Delta q_{\text{月度}}^- > q_{\text{月度合约}} \times 3\% \end{cases}$$

式中用户原因负偏差电量考核标准 $p_{\text{月度自身}}$ 为：

$$p_{\text{月度自身}} = 0.03 + \max(p_{\text{月度合约}} - p_{\text{上调}}, 0)$$

上式中 $P_{\text{上调}}$ 为上调服务基准价格（参见电厂结算部分），执行峰谷分时电价的一般工商业用户，上式中 $p_{\text{月度合约}}$ 和 $P_{\text{上调}}$ 采用平时段价格。

用户自身原因负偏差电量 $\Delta q_{\text{月度自身}}^-$ 为：

$$\Delta q_{\text{月度自身}}^- = \max(\Delta q_{\text{月度}}^- - q_{\text{月度合约}} \times 3\% - \Delta q_{\text{月度免责}}^-, 0)$$

用户负偏差免责电量 $\Delta q_{\text{月度免责}}^-$ 根据用户偏差认定情况确定。

② $q_{\text{月度实际}} - q_{\text{日前结算}} > q_{\text{月度合约}}$

用户月度负偏差电量 $\Delta q_{\text{月度}}^- = 0$ ，用户月度负偏差考核电费 $\Delta f_{\text{月度}}^- = 0$ 。

用户月度正偏差电量 $\Delta q_{\text{月度}}^+$ 为：

$$\Delta q_{\text{月度}}^+ = q_{\text{月度实际}} - q_{\text{日前结算}} - q_{\text{月度合约}}$$

用户月度正偏差电费 $\Delta f_{\text{月度}}^+$ 为：

$$\Delta f_{\text{月度}}^+ = p_{\text{月度}}^+ \times \Delta q_{\text{月度}}^+$$

用户月度正偏差价格 $p_{\text{月度}}^+$ 为：

$$p_{\text{月度}}^+ = P_{\text{上调}} \times c_{\text{超用}}$$

式中 $c_{\text{超用}}$ 为超用价格弹性系数， $c_{\text{超用}} = 1.2$ 。执行分时电

价的一般工商业用户，上式中 $P_{\text{上调}}$ 按照分时电价政策浮动。

用户月度正偏差电费 $\Delta f_{\text{月度}}^+$ 中，用户超用偏差考核电费 $\Delta f_{\text{月度考核}}^+$ 纳入系统平衡调节资金，其值为：

$$\Delta f_{\text{月度考核}}^+ = P_{\text{上调}} \times (c_{\text{超用}} - 1) \times \Delta q_{\text{月度}}^+$$

(三) 日交易用户月度负偏差额外考核电费计算

为防止用户虚报日交易电量导致月度电量不能完成，影响系统电力电量平衡，干扰市场价格，对日交易用户月度负偏差进行额外考核。

日交易用户月度负偏差额外考核 $\Delta f_{\text{日交易月度考核}}^-$ 为：

$$\Delta f_{\text{日交易月度考核}}^- = \max \left| p_{\text{月度合约}} - \frac{\sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} p_{n\text{日前合约}} \times q_{n\text{日前合约}}}{\sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} q_{n\text{日前合约}}}, 0 \right| \times \min \left| \Delta q_{\text{月度自身}}^-, \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} q_{n\text{日前合约}} \right|$$

(四) 用户结算电能电费和偏差电费

用户结算电能电费和偏差电费为用户日交易电量电能电费和偏差电费、用户月度合约电量电能电费、用户月度正偏差电量电费、用户月度负偏差考核电费、日交易用户月度负偏差额外考核电费之和。

用户结算电能电费和偏差电费 $f_{\text{结算}}$ 为：

$$f_{\text{结算}} = f_{\text{日前结算}} + f_{\text{月度合约}} + \Delta f_{\text{月度}}^+ + \Delta f_{\text{月度}}^- + \Delta f_{\text{日交易月度考核}}^-$$

第十四条 用户差错处理

因计量或抄表差错等原因造成用户实际用电量与前期用于结算的用电量不一致时,在结算清单发布后的6个月内,供电单位对该结算清单提出差错处理申请,交易中心审核通过后,不改变差错月份月度交易成交结果,按照上述结算规则进行前期差错处理,并在后续最近一次电费结算时一同进行差错电费退补。结算清单发布后6个月内未提出差错处理申请的,视同对该结算清单无争议,针对该结算清单不再开展差错处理。

第十五条 用户偏差认定

由于不可抗力因素、国家相关政策调整以及经供电单位认定的因电网企业临时停电、故障停电、有序用电应急错峰、计量装置故障造成用户产生的偏差电量免除偏差考核费用。用户申请偏差电量免责的,应在事后合约转让交易结束后通过交易系统提交免责申请及相关证明材料。其中不可抗力指不能预见、不能避免并不能克服的客观情况,包括:火山爆发、龙卷风、海啸、暴风雪、泥石流、山体滑坡、水灾、火灾、超设计标准的地震、台风、雷电、雾闪等,以及核辐射、战争、瘟疫、骚乱等。

以下情况不予办理免责申请:

(一) 用户因安全、环保等不达标、或违法违规经营导致整改关停;

(二) 用户自身设备运维不到位导致设备跳闸、停产、

减产；

(三) 用户因产品市场不景气或生产组织不力而减产、停产；

(四) 用户欠费被供电部门依法采取停电催收；

(五) 用户申报不切实际或自身申报错误；

(六) 其他未提及的“非不可抗拒”原因。

第十六条 退市用户结算

市场化用户退出市场后，由电网企业下属供电企业或拥有配电网运营权的售电公司承担保底供应责任。保底供应价格按照《云南省发展和改革委员会关于退出电力市场用户执行保底供应价格有关事项的通知》（云发改价格〔2019〕730号）执行。

第二节 用户（售电公司）系统平衡调节资金结算

第十七条 用户（售电公司）系统平衡调节资金包括偏差提取部分和峰谷电价差额收益部分。

第十八条 偏差提取部分。市场交易结算中的各类偏差考核电费扣减偏差补偿电费后如有结余，结余部分纳入系统平衡调节资金统筹管理，偏差考核电费主要包括用户超用和少用电量偏差考核电费、电厂超发和少发电量偏差考核电费、价格风险控制机制提取资金等，偏差补偿电费主要为因系统原因少发电量补偿电费。其中：

(一) 用户偏差电量考核电费 $f_{\text{偏差电量考核}}$ 为：

$$f_{\text{偏差电量考核}} = \Delta f_{\text{日交易考核}}^{-} + \Delta f_{\text{月度考核}}^{+} + \Delta f_{\text{月度}}^{-} + \Delta f_{\text{日交易月度考核}}^{-}$$

式中 $\Delta f_{\text{日交易考核}}^{-}$ 为用户日交易月度累计负偏差考核电费， $\Delta f_{\text{月度考核}}^{+}$ 为用户超用偏差考核电费， $\Delta f_{\text{月度}}^{-}$ 为用户月度负偏差考核电费， $\Delta f_{\text{日交易月度考核}}^{-}$ 为日交易用户月度负偏差额外考核电费。

(二) 用户（售电公司）价格风险控制机制提取资金为：

$$f_{\text{价格风险控制}} = \sum_{j=1}^{J_{\text{用户（售电公司）}}} \left[\max(0.8 \times P_{\text{上调}} - p_{j\text{双边明细}}, 0) \times q_{j\text{双边明细}} \times 50\% \right]$$

式中 $P_{\text{上调}}$ 为上调服务基准价格， $p_{j\text{双边明细}}$ 为双边协商直接交易的市场化用户（售电公司）第 j 条双边协商直接交易明细的价格， $q_{j\text{双边明细}}$ 为双边协商直接交易的市场化用户（售电公司）第 j 条双边协商直接交易明细的电量。 $J_{\text{用户（售电公司）}}$ 为双边协商直接交易的市场化用户（售电公司）双边协商直接交易明细的总条数。政府优先协调交易电量不纳入价格风险控制机制。

售电公司价格风险控制机制提取资金由其代理用户分摊。售电公司应在规定时间内将价格风险控制机制提取资金分配给其代理的用户。

第十九条 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，年度清算，按照省级电力主管部门有关规定在发电侧统筹平衡使用。

第五章 清洁能源电厂结算

第一节 清洁能源电厂电能电费和偏差电费结算

第二十条 电厂结算原则

(一) 按厂为单位进行结算。

(二) 进入市场的电厂，先进行预结算，待偏差电量责任认定、合约转让交易结束后再进行正式结算和清算，电费多退少补。

(三) 清洁能源电厂月度合约电量结算顺序为：

1.政府优先协调交易电量。

2.其他月度合约电量，包括优先发电计划电量、双边协商交易电量、连续挂牌交易电量、统一挂牌交易电量、事前合约转让电量、事后合约转让电量、省间交易电量等。其他月度合约电量结算不分顺序，按照各类月度合约电量的加权平均价格结算。

(四) 优先发电计划为发电侧负荷的，按月度实际的厂用电率折算至上网电量进行结算。

(五) 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，本方案中结算涉及的上网电量均不含调试电量。

第二十一条 上调服务基准价格

上调服务基准价格 $P_{\text{上调}}$ 为省内月度（包括年度分月）电

力直接交易的加权平均成交价，即：

$$P_{\text{上调}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{电厂}}} (P_{i\text{双边协商}} \times Q_{i\text{双边协商}} + P_{i\text{连续挂牌}} \times Q_{i\text{连续挂牌}})}{\sum_{i=1}^{N_{\text{电厂}}} (Q_{i\text{双边协商}} + Q_{i\text{连续挂牌}})}$$

$Q_{i\text{双边协商}}$ 为电厂*i*双边协商分月交易成交电量， $P_{i\text{双边协商}}$ 为电厂*i*双边协商分月交易价格， $Q_{i\text{连续挂牌}}$ 为电厂*i*连续挂牌交易电量， $P_{i\text{连续挂牌}}$ 为电厂*i*连续挂牌交易价格， $N_{\text{电厂}}$ 为市场化交易电厂总个数。政府优先协调交易电量和价格不纳入上调服务基准价格计算。

第二十二条 优先发电价格根据优先发电电量类型确定，其中：风电场和光伏电厂保居民电能替代电量价格为连续挂牌交易集中撮合阶段电厂侧加权平均成交价格；具有年调节能力及以上水库的水电厂调节电量、框架协议内西电东送计划分配电量价格为西电东送框架协议送出价格扣减输配电价、线损电价倒推确定的价格；其他政策性电量价格按省级电力主管部门政策执行。

第二十三条 预结算

市场化电厂预结算电费 $F_{\text{结算(预)}}$ 为：

$$F_{\text{结算(预)}} = \frac{P_{\text{月度合约(预)}} \times Q_{\text{月度合约(预)}} + \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} (P_{n\text{日前合约}} \times Q_{n\text{日前合约}})}{Q_{\text{月度合约(预)}} + \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} Q_{n\text{日前合约}}} \times Q_{\text{月度实际}}$$

式中 $Q_{n\text{日前合约}}$ 为第*n*天日交易电量， $P_{n\text{日前合约}}$ 为第*n*天日

交易价格， $N_{\text{月度}}$ 为月度总天数。 $Q_{\text{月度实际}}$ 为月度电厂实际上网电量。预结算时使用的月度合约电量 $Q_{\text{月度合约(预)}}$ 为月度省内交易电量(预安排的政府优先协调交易电量 $Q_{\text{政府协调(预)}}$ 、双边协商分月电量 $Q_{\text{双边协商}}$ 、连续挂牌交易电量 $Q_{\text{连续挂牌}}$ 、统一挂牌交易电量 $Q_{\text{统一挂牌}}$ 、事前合约转让交易电量 $Q_{\text{事前转让}}$ 、事后合约转让交易电量 $Q_{\text{事后转让(预)}}$)，月度省间交易电量 $Q_{\text{省间(预)}}$ ，月度优先发电计划电量 $Q_{\text{优先(预)}}$ 之和，即：

$$Q_{\text{月度合约(预)}} = Q_{\text{政府协调(预)}} + Q_{\text{双边协商}} + Q_{\text{连续挂牌}} + Q_{\text{统一挂牌}} + Q_{\text{事前转让}} + Q_{\text{事后转让(预)}} + Q_{\text{省间(预)}} + Q_{\text{优先(预)}}$$

预结算尚未开展事后合约转让交易，则取 $Q_{\text{事后转让(预)}} = 0$ 。

月度合约电量价格 $P_{\text{月度合约(预)}}$ 为预结算时使用的月度合约电量的加权平均价：

$$P_{\text{月度合约(预)}} = (P_{\text{政府协调(预)}} \times Q_{\text{政府协调(预)}} + P_{\text{双边协商}} \times Q_{\text{双边协商}} + P_{\text{连续挂牌}} \times Q_{\text{连续挂牌}} + P_{\text{统一挂牌}} \times Q_{\text{统一挂牌}} + P_{\text{事前转让}} \times Q_{\text{事前转让}} + P_{\text{事后转让(预)}} \times Q_{\text{事后转让(预)}} + P_{\text{省间(预)}} \times Q_{\text{省间(预)}} + P_{\text{优先(预)}} \times Q_{\text{优先(预)}}) / Q_{\text{月度合约(预)}}$$

预结算尚未开展事后合约转让交易，则取 $P_{\text{事后转让(预)}} = 0$ 。

第二十四条 事后合约转让电量分割计算

根据日交易、双边协商、连续挂牌、统一挂牌、事前合约转让、省间交易、政府优先协调交易电量，优先电量等结果，以及营销系统中抄录确认的电厂实际上网电量，计算电厂月度正负偏差电量，作为事后合约转让电量的约束条件之一。营销系统中抄录确认的电厂上网电量在交易系统中锁定

后不得变更，作为后续市场化结算计费依据。

第二十五条 正式结算

(一) 日交易电量正式结算电费

1. 第 n 天日交易正式结算合约电费 $F_{n \text{ 日前合约 (正式)}}$ 为：

$$F_{n \text{ 日前合约 (正式)}} = P_{n \text{ 日前合约}} \times \min(Q_{n \text{ 日前合约}}, Q_{n \text{ 日前实际}})$$

2. 第 n 天日交易偏差电费

电厂第 n 天实际上网电量 $Q_{n \text{ 日前实际}}$ 大于等于日电量交易成交电量 $Q_{n \text{ 日前合约}}$ 时，日交易无偏差电量。超出部分计入月度电量结算。

电厂第 n 天实际上网电量 $Q_{n \text{ 日前实际}}$ 小于日电量交易成交电量 $Q_{n \text{ 日前合约}}$ 时，未完成的交易电量视为日交易负偏差电量。在日前成交电量 3% 以内（含）的偏差电量免考核；超过 3% 的偏差电量提交调度机构进行偏差原因认定，由于电厂自身原因偏差电量 $\Delta Q_{n \text{ 日前自身}}^-$ 按 $P_{n \text{ 日前自身}} = 0.03$ 元/千瓦时的价格进行考核，由于系统原因少发电量（下调服务电量） $\Delta Q_{n \text{ 日前系统}}^-$ 按照 $P_{n \text{ 日前系统}} = 0.03$ 元/千瓦时补偿，系统平衡调节资金偏差提取部分不足时根据实际情况确定补偿标准，即：

第 n 天日交易负偏差电费 $\Delta F_{n \text{ 日前 (正式)}}^-$ 为：

$$\textcircled{1} Q_{n \text{ 日前实际}} \geq Q_{n \text{ 日前合约}}$$

$$\Delta F_{n \text{ 日前 (正式)}}^- = 0$$

$$\textcircled{2} Q_{n \text{ 日前实际}} < Q_{n \text{ 日前合约}}$$

第 n 天日交易负偏差电量

$$\begin{aligned}\Delta Q_{n\text{日前(正式)}}^- &= |Q_{n\text{日前实际}} - Q_{n\text{日前合约}}| \\ &= \Delta Q_{n\text{日前自身}}^- + \Delta Q_{n\text{日前系统}}^- + Q_{n\text{日前合约}} \times 3\%\end{aligned}$$

第 n 天日交易负偏差电费 $\Delta F_{n\text{日前(正式)}}^-$ 为：

$$\Delta F_{n\text{日前(正式)}}^- = P_{\text{日前自身}} \times \Delta Q_{n\text{日前自身}}^- + P_{\text{日前系统}} \times \Delta Q_{n\text{日前系统}}^-$$

式中 $P_{\text{日前自身}} = -0.03$ 元/千瓦时, $P_{\text{日前系统}} = 0.03$ 元/千瓦时
(系统平衡调节资金偏差提取部分不足时根据实际情况确定补偿标准)。

3. 月度日电量交易正式结算电费

月度日交易正式结算电费 $F_{\text{日前结算(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{日前结算(正式)}} = \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} (F_{n\text{日前合约(正式)}} + \Delta F_{n\text{日前(正式)}}^-)$$

式中 $N_{\text{月度}}$ 为当月总天数。

4. 月度日交易结算电量 $Q_{\text{月度日前}}$ 为：

$$Q_{\text{月度日前}} = \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} \min(Q_{n\text{日前合约}}, Q_{n\text{日前实际}})$$

5. 日交易月度累计负偏差考核电费 $\Delta F_{\text{日交易考核}}^-$ 为：

$$\Delta F_{\text{日交易考核}}^- = \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} \Delta F_{n\text{日前(正式)}}^-$$

(二) 政府优先协调交易电量正式结算合约电费

当月完成的政府优先协调交易电量 $Q_{\text{完成政府协调(正式)}}$ 为：

$$Q_{\text{完成政府协调(正式)}} = \begin{cases} Q_{\text{月度实际}} - Q_{\text{月度日前}} & Q_{\text{政府协调(正式)}} \geq Q_{\text{月度实际}} - Q_{\text{月度日前}} \\ Q_{\text{政府协调(正式)}} & Q_{\text{政府协调(正式)}} < Q_{\text{月度实际}} - Q_{\text{月度日前}} \end{cases}$$

式中, $Q_{\text{政府协调(正式)}}$ 为正式确定的政府优先协调交易电量。

政府优先协调交易电量正式结算合约电费 $F_{\text{政府协调 (正式)}}$ 为：

$$F_{\text{政府协调 (正式)}} = P_{\text{政府协调 (正式)}} \times Q_{\text{完成政府协调 (正式)}}$$

式中， $P_{\text{政府协调 (正式)}}$ 为正式确定的政府优先协调交易电量价格。

政府优先协调交易电量负偏差电量 $\Delta Q_{\text{政府协调 (正式)}}^-$ 为：

$$\Delta Q_{\text{政府协调 (正式)}}^- = Q_{\text{政府协调 (正式)}} - Q_{\text{完成政府协调 (正式)}}$$

$\Delta Q_{\text{政府协调 (正式)}}^-$ 并入其他月度合约电量进行后续结算。

(三) 其他月度合约电量正式结算合约电费

政府优先协调交易电量正式结算后，对其他月度合约电量进行正式结算。

正式结算时使用的其他月度合约电量 $Q_{\text{其他月度合约 (正式)}}$ 为：

$$Q_{\text{其他月度合约 (正式)}} = \Delta Q_{\text{政府协调 (正式)}}^- + Q_{\text{双边协商}} + Q_{\text{连续挂牌}} + Q_{\text{统一挂牌}} \\ + Q_{\text{事前转让}} + Q_{\text{事后转让 (正式)}} + Q_{\text{省间 (正式)}} + Q_{\text{优先 (正式)}}$$

其他月度合约电量价格 $P_{\text{其他月度合约 (正式)}}$ 为其他月度合约电量的加权平均价：

$$P_{\text{其他月度合约 (正式)}} = \left(\Delta Q_{\text{政府协调 (正式)}}^- \times P_{\text{政府协调 (正式)}} + P_{\text{双边协商}} \times Q_{\text{双边协商}} \right. \\ \left. + P_{\text{连续挂牌}} \times Q_{\text{连续挂牌}} + P_{\text{统一挂牌}} \times Q_{\text{统一挂牌}} \right. \\ \left. + P_{\text{事前转让}} \times Q_{\text{事前转让}} + P_{\text{事后转让 (正式)}} \times Q_{\text{事后转让 (正式)}} \right. \\ \left. + P_{\text{省间 (正式)}} \times Q_{\text{省间 (正式)}} + P_{\text{优先 (正式)}} \times Q_{\text{优先 (正式)}} \right) \\ / Q_{\text{其他月度合约 (正式)}}$$

其他月度合约结算电量 $Q_{\text{完成其他月度合约 (正式)}}$ 为：

$$Q_{\text{完成其他月度合约(正式)}} = \min(Q_{\text{其他月度合约(正式)}}, \\ Q_{\text{月度实际}} - Q_{\text{月度日前}} - Q_{\text{完成政府协调(正式)}})$$

其他月度合约电量正式结算合约电费 $F_{\text{其他月度合约(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{其他月度合约(正式)}} = P_{\text{其他月度合约(正式)}} \times Q_{\text{完成其他月度合约(正式)}}$$

(四) 月度合约电量正式结算偏差电费

正式结算的正偏差电量 $\Delta Q_{\text{月度(正式)}}^+$ 为：

$$\Delta Q_{\text{月度(正式)}}^+ = \max[Q_{\text{月度实际}} - Q_{\text{月度日前}} - Q_{\text{完成政府协调(正式)}} \\ - Q_{\text{其他月度合约(正式)}}, 0]$$

正式结算的负偏差电量 $\Delta Q_{\text{月度(正式)}}^-$ 为：

$$\Delta Q_{\text{月度(正式)}}^- = Q_{\text{其他月度合约(正式)}} - Q_{\text{完成其他月度合约(正式)}}$$

根据偏差责任认定，负偏差电量 $\Delta Q_{\text{月度(正式)}}^-$ 分为月度免考核电量 $\Delta Q_{\text{月度免考核(正式)}}^-$ 、月度免责电量 $\Delta Q_{\text{月度免责(正式)}}^-$ 、月度系统原因少发电量 $\Delta Q_{\text{月度系统(正式)}}^-$ 、月度自身原因少发电量 $\Delta Q_{\text{月度自身(正式)}}^-$ ，且满足：

$$\Delta Q_{\text{月度(正式)}}^- = \Delta Q_{\text{月度免考核(正式)}}^- + \Delta Q_{\text{月度免责(正式)}}^- + \Delta Q_{\text{月度系统(正式)}}^- \\ + \Delta Q_{\text{月度自身(正式)}}^-$$

月度合约正式结算负偏差电费 $\Delta F_{\text{月度(正式)}}^-$ 为：

$$\Delta F_{\text{月度(正式)}}^- = P_{\text{月度系统}} \times \Delta Q_{\text{月度系统(正式)}}^- + P_{\text{月度自身}} \times \Delta Q_{\text{月度自身(正式)}}^-$$

式中 $P_{\text{月度自身}} = -[0.03 + \max(P_{\text{上调}} - P_{\text{其他月度合约(正式)}}, 0)]$ 元/千瓦时， $P_{\text{月度系统}} = 0.03$ 元/千瓦时（系统平衡调节资金偏差提取部分不足时根据实际情况确定补偿标准）。其中电厂自身原因负偏差考核电费纳入系统平衡调节资金，其值为：

$$\Delta F_{\text{月度考核(正式)}}^{-} = |P_{\text{月度自身}} \times \Delta Q_{\text{月度自身(正式)}}^{-}|$$

超发电量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的 0.8 倍结算。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。

电厂正式结算月度电量正偏差电费 $\Delta F_{\text{月度(正式)}}^{+}$ 为：

$$\Delta F_{\text{月度(正式)}}^{+} = P_{\text{月度(正)}}^{+} \times \Delta Q_{\text{月度(正式)}}^{+}$$

正式结算正偏差价格 $P_{\text{月度(正式)}}^{+}$ 为：

$$P_{\text{月度(正式)}}^{+} = P_{\text{上调}} \times 0.8$$

超发偏差考核电费 $\Delta F_{\text{月度考核(正式)}}^{+}$ 纳入系统平衡调节资金，其值为：

$$\Delta F_{\text{月度考核(正式)}}^{+} = P_{\text{上调}} \times \Delta Q_{\text{月度(正式)}}^{+} \times 0.2$$

正式结算电费为 $F_{\text{结算(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{结算(正式)}} = F_{\text{日前结算(正式)}} + F_{\text{政府协调(正式)}} + F_{\text{其他月度合约(正式)}} \\ + \Delta F_{\text{月度(正式)}}^{-} + \Delta F_{\text{月度(正式)}}^{+}$$

根据正式结算电费与预结算电费之差进行电费退补，退补金额 $F_{\text{退补}}$ 为：

$$F_{\text{退补}} = F_{\text{结算(正式)}} - F_{\text{结算(预)}}$$

第二十六条 差错清算

根据电费计算正确值与错误值之间的差值进行差错清算，并在后续电费结算时一同进行差错电费退补。

第二十七条 偏差认定

(一) 日电量责任认定

调度机构记录日交易电量少发原因，在月度结算时进行认定。

(二) 月电量责任认定

事后合约转让电量分割计算得到的偏差电量提交调度机构进行偏差认定。

电厂月度负偏差电量小于等于月度合约电量 $Q_{\text{月度合约(正式)}}$ 的3%的部分免考核， $Q_{\text{月度合约(正式)}}$ 为：

$$Q_{\text{月度合约(正式)}} = Q_{\text{政府协调(正式)}} + Q_{\text{双边协商}} + Q_{\text{连续挂牌}} + Q_{\text{统一挂牌}} \\ + Q_{\text{事前转让}} + Q_{\text{省间(正式)}} + Q_{\text{优先(正式)}}$$

连续挂牌交易成交结果和调度校核结果的差值电量中未完成部分免考核。

电厂月度负偏差电量 $\Delta Q_{\text{月度}}^-$ 大于月度合约电量 $Q_{\text{月度合约(正式)}}$ 的3%的，事后合约转让前由调度机构进行原因认定，分为系统原因负偏差电量 $\Delta Q_{\text{月度系统}}^-$ 、自身原因负偏差电量 $\Delta Q_{\text{月度自身}}^-$ 和免责负偏差电量。所有免责负偏差电量之和记为 $\Delta Q_{\text{月度免责}}^-$ 。因保障系统安全、优先消纳清洁能源、减少系统弃水等原因造成的负偏差电量认定为系统原因；因来水、来风、来光、来煤不足，自身设备故障，违法、违规、违反国家有关政策，经营不善等自身原因造成的负偏差电量认定为自身原因；因第三方原因（如不可抗力、不可预见的政策调整等）导致电厂无法完成月度交易计划的负偏差电量认定

为免责。

其中水电厂负偏差原因认定还需结合以下原则：

根据月度实际来水情况测算电厂实际发电能力 T_0 。假设电厂月度交易成交电量为 T_1 ，日电量交易累计结算电量为 T_2 ；电厂月度实际发电量为 T 。

(1) 当 $T < (T_1 + T_2) < T_0$ 时， $[(T_1 + T_2) - T]$ 为系统运行需要导致的少发电量，即下调服务电量。

(2) 当 $T < T_0 < (T_1 + T_2)$ 时， $[(T_1 + T_2) - T_0]$ 为因电厂自身原因导致的少发电量， $T_0 - T$ 为系统运行需要导致的少发电量，即下调服务电量。

第二节 电厂系统平衡调节资金结算

第二十八条 电厂系统平衡调节资金包括固定提取部分、偏差提取部分。

第二十九条 固定提取部分。电厂系统平衡调节资金固定提取部分提取标准：

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 2020 年暂不提取；大朝山电厂全年提取 2572 万元，按月平均提取。

第三十条 偏差提取部分。市场交易结算中的各类偏差考核电费扣减偏差补偿电费后如有结余，结余部分纳入系统平衡调节资金统筹管理，偏差考核电费主要包括用户超用和少用电量偏差考核电费、电厂超发和少发电量偏差考核电费、价格风险控制机制提取资金等，偏差补偿电费主要为因系统原因少发电量补偿电费。其中：

(一) 电厂偏差电量考核电费 $F_{\text{偏差电量考核}}$ 为：

$$F_{\text{偏差电量考核}} = \Delta F_{\text{日交易考核}}^{-} + \Delta F_{\text{月度考核(正式)}}^{+} + \Delta F_{\text{月度考核(正式)}}^{-}$$

$\Delta F_{\text{日交易考核}}^{-}$ 为日交易月度累计负偏差考核电费， $\Delta F_{\text{月度考核(正式)}}^{+}$ 为超发偏差考核电费， $\Delta F_{\text{月度考核(正式)}}^{-}$ 为月度负偏差考核电费。

(二) 市场化清洁能源电厂价格风险控制机制提取资金 $F_{\text{价格风险控制}}$ 为：

$$F_{\text{价格风险控制}} = \sum_{j=1}^{J_{\text{电厂}}} \left[\max(P_{j\text{双边明细}} - 1.2 \times P_{\text{上调}}, 0) \times Q_{j\text{双边明细}} \times 50\% \right]$$

式中 $P_{\text{上调}}$ 为上调服务基准价格。 $P_{j\text{双边明细}}$ 为电厂第 j 条双边协商直接交易明细的价格。 $Q_{j\text{双边明细}}$ 为电厂第 j 条双边协商直接交易明细的电量。 $J_{\text{电厂}}$ 为该电厂双边协商直接交易明细的总条数。政府优先协调交易电量不纳入价格风险控制机制。

第六章 火电厂结算

第一节 火电厂结算原则

第三十一条 火电电费包括电能电费、偏差电费、调节价格电费、长期备用补偿费用。

第三十二条 火电上网电量结算顺序为日交易电量、优先发电计划电量、调节电量、月度自主交易电量、缺口电量、自身原因超发电量。

第三十三条 电能电费为火电厂实际完成的日交易电量、优先发电计划电量、调节电量、月度自主交易电量、缺口电量、自身原因超发电量与其对应的电能价格的乘积。电能电费由电网企业按规定向火电厂支付。

第三十四条 少发偏差电费为因自身原因未完成的自主交易电量负偏差的考核电费。少发偏差电费纳入系统平衡调节资金统一管理。

第三十五条 火电厂调节电量记为 $Q_{\text{调节}}$ ，价格为 $P_{\text{调节}}$ 。火电厂月度自主交易电量记为 $Q_{\text{市场化}}$ ，加权平均价为 $P_{\text{市场化}}$ 。火电厂缺口电量记为 $Q_{\text{缺口}}$ ，价格为 $P_{\text{缺口}}$ 。火电厂自身原因超发电量记为 $Q_{\text{自身超发}}$ ，价格为 $P_{\text{自身超发}}$ 。优先计划电量中，确保电网安全稳定需要的火电发电电量（以下简称“保安全电量”）记为 $Q_{\text{保安全}}$ ，价格为 $P_{\text{保安全}}$ ；供气需要的热电联产火电发电电量（以下简称“热电联产电量”）记为 $Q_{\text{热电联产}}$ ，价格为 $P_{\text{热电联产}}$ ；

革命老区火电发电电量（以下简称“革命老区电量”）记为 $Q_{\text{革命老区}}$ ，价格为 $P_{\text{革命老区}}$ 。火电申报的备用能力为 $Q_{\text{备用调节申报}}$ ，备用调节价格为 $P_{\text{备用调节申报}}$ 。火电厂月度实际上网电量记为 $Q_{\text{月度实际}}$ 。我省燃煤发电基准价为 $P_{\text{燃煤基准}}$ 。

第二节 火电电能电费和偏差电费结算

第三十六条 火电厂预结算

火电厂预结算电费 $F_{\text{结算(预)}}$ 为：

$$F_{\text{结算(预)}} = \frac{P_{\text{月度合约(预)}} \times Q_{\text{月度(预)}} + \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} (P_{n\text{日前合约}} \times Q_{n\text{日前合约}})}{Q_{\text{月度合约(预)}} + \sum_{n=1}^{N_{\text{月度}}} Q_{n\text{日前合约}}} \times Q_{\text{月度实际}}$$

式中 $Q_{n\text{日前合约}}$ 为火电厂第 n 天日交易电量， $P_{n\text{日前合约}}$ 为火电厂第 n 天日交易价格， $N_{\text{月度}}$ 为月度总天数。 $Q_{\text{月度实际}}$ 为月度火电厂实际上网电量。预结算时使用的月度合约电量 $Q_{\text{月度合约(预)}}$ 为保安全电量 $Q_{\text{保安全(预)}}$ 、热电联产电量 $Q_{\text{热电联产(预)}}$ 、革命老区电量 $Q_{\text{革命老区(预)}}$ 、调节电量 $Q_{\text{调节(预)}}$ 、市场化电量 $Q_{\text{市场化(预)}}$ 之和，即：

$$Q_{\text{月度合约(预)}} = Q_{\text{保安全(预)}} + Q_{\text{热电联产(预)}} + Q_{\text{革命老区(预)}} + Q_{\text{调节(预)}} + Q_{\text{市场化(预)}}$$

月度电量价格 $P_{\text{月度合约(预)}}$ 为预结算时使用的月度电量的加权平均价：

$$P_{\text{月度合约(预)}} = \frac{(P_{\text{保安全(预)}} \times Q_{\text{保安全(预)}} + P_{\text{热电联产(预)}} \times Q_{\text{热电联产(预)}} + P_{\text{革命老区(预)}} \times Q_{\text{革命老区(预)}} + P_{\text{调节(预)}} \times Q_{\text{调节(预)}} + P_{\text{市场化(预)}} \times Q_{\text{市场化(预)}})}{Q_{\text{月度合约(预)}}$$

第三十七条 火电厂正式结算

(一) 正式结算时根据事后合约转让交易成交结果开展正式结算。

(二) 火电厂日电量电费结算参照清洁能源电厂执行。

(三) 火电厂正式结算优先电量电费 $F_{\text{优先(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{优先(正式)}} = P_{\text{优先(正式)}} \times Q_{\text{完成优先(正式)}}$$

式中实际完成的优先电量 $Q_{\text{完成优先(正式)}}$ 为：

$$Q_{\text{完成优先(正式)}} = \min(Q_{\text{优先(正式)}}, Q_{\text{月度实际}} - Q_{\text{月度日前}})$$

式中 $Q_{\text{月度日前}}$ 为火电厂月度日交易结算电量； $Q_{\text{优先(正式)}}$ 可为 $Q_{\text{保安全}}$ 、 $Q_{\text{热电联产}}$ 或 $Q_{\text{革命老区}}$ ，对应 $P_{\text{优先(正式)}}$ 为 $P_{\text{保安全}}$ 、 $P_{\text{热电联产}}$ 或 $P_{\text{革命老区}}$ 。其中， $P_{\text{保安全}}$ 为政府批复上网电价； $P_{\text{热电联产}}$ 和 $P_{\text{革命老区}}$ 为上调服务基准价格和 0.235 元/千瓦时中的较大值。

(四) 火电厂正式结算调节电量电费 $F_{\text{调节(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{调节(正式)}} = P_{\text{调节(正式)}} \times Q_{\text{完成调节(正式)}}$$

式中 $P_{\text{调节(正式)}}$ 为上调服务基准价格，实际完成的调节电量 $Q_{\text{完成调节(正式)}}$ 为：

$$Q_{\text{完成调节(正式)}} = \min(Q_{\text{调节(正式)}}, Q_{\text{月度实际}} - Q_{\text{月度日前}} - Q_{\text{完成优先(正式)}})$$

(五) 火电厂正式结算月度自主交易电量电费 $F_{\text{市场化(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{市场化(正式)}} = P_{\text{市场化(正式)}} \times Q_{\text{完成市场化(正式)}}$$

火电厂自主交易价格 $P_{\text{市场化(正式)}}$ 为：

$$P_{\text{市场化(正式)}} = \frac{P_{\text{双边交易}} \times Q_{\text{双边交易}} + P_{\text{连续挂牌}} \times Q_{\text{连续挂牌}} + P_{\text{事前转让}} \times Q_{\text{事前转让}} + P_{\text{事后转让}} \times Q_{\text{事后转让}}}{Q_{\text{市场化(正式)}}$$

$$Q_{\text{市场化(正式)}} = Q_{\text{双边协商}} + Q_{\text{连续挂牌}} + Q_{\text{事前转让}} + Q_{\text{事后转让}}$$

$Q_{\text{双边交易}}$ 为火电厂双边协商交易电量， $P_{\text{双边交易}}$ 为火电厂双边协商交易价格； $Q_{\text{连续挂牌}}$ 为火电厂连续挂牌交易电量， $P_{\text{连续挂牌}}$ 为火电厂连续挂牌交易价格； $Q_{\text{事前转让}}$ 为火电厂事前合约转让交易电量， $P_{\text{事前转让}}$ 为火电厂事前合约转让交易价格； $Q_{\text{事后转让}}$ 为火电厂事后合约转让交易电量， $P_{\text{事后转让}}$ 为火电厂事后合约转让交易价格。

火电厂实际完成的月度自主交易电量 $Q_{\text{完成市场化(正式)}}$ 为：

$$Q_{\text{完成市场化(正式)}} = \min(Q_{\text{市场化(正式)}}, Q_{\text{月度实际}} - Q_{\text{月度日前}} - Q_{\text{完成优先(正式)}} - Q_{\text{完成调节(正式)}})$$

(六) 结完上面的部分后，超发电量 $Q_{\text{月度超发(正式)}}$ 为：

$$Q_{\text{月度超发(正式)}} = Q_{\text{月度实际}} - Q_{\text{月度日前}} - Q_{\text{完成优先(正式)}} - Q_{\text{完成调节(正式)}} - Q_{\text{完成市场化(正式)}}$$

$Q_{\text{月度超发(正式)}}$ 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 $Q_{\text{自身超发(正式)}}$ ；因电力供应紧张或系统安全运行需要调用的电量为缺口电量 $Q_{\text{缺口(正式)}}$ 。 $Q_{\text{缺口(正式)}}$ 以及 $Q_{\text{自身超发(正式)}}$ 满足：

$$Q_{\text{月度超发(正式)}} = Q_{\text{自身超发(正式)}} + Q_{\text{缺口(正式)}}$$

1.火电厂正式结算缺口电量电费 $F_{\text{缺口(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{缺口(正式)}} = P_{\text{缺口(正式)}} \times Q_{\text{缺口(正式)}}$$

当超发电量未承接西电东送网对网市场化交易增量时，其中缺口电量统一挂牌交易成交部分结算的电能价格

$P_{\text{缺口(正式)}}$ 为挂牌交易成交价格，其余部分电能价格为上调服务基准价格。

当超发电量承接西电东送网对网市场化交易增量时，结算价格中电能价格 $P_{\text{缺口(正式)}}$ 为承接的西电东送网对网市场化交易增量价格。

2.火电厂正式结算自身原因超发电量电费 $F_{\text{自身超发(正式)}}$ 为：

$$F_{\text{自身超发(正式)}} = P_{\text{自身超发(正式)}} \times Q_{\text{自身超发(正式)}}$$

式中 $P_{\text{自身超发(正式)}}$ 为上调服务基准价格。

第三十八条 月度优先发电计划电量、调节电量少发电量不进行考核，月度自主交易电量少发电量按照有关规定进行责任界定，并参照清洁能源电厂的标准进行负偏差考核。月度自主交易电量少发电量 $\Delta Q_{\text{市场化(正式)}}^-$ 为：

$$\Delta Q_{\text{市场化(正式)}}^- = Q_{\text{市场化(正式)}} - Q_{\text{完成市场化(正式)}}$$

第三节 火电发电调节价格电费和长期备用补偿费用

第三十九条 火电发电调节价格电费由系统平衡调节资金支付。

第四十条 火电完成的革命老区电量给予发电调节价格，对应的调节价格 $P_{\text{革命老区调节}}$ 为：

$$P_{\text{革命老区调节}} = P_{\text{燃煤基准}} - \text{Max}(P_{\text{上调}}, 0.235)$$

第四十一条 1至6月、11至12月，火电完成的热电联产电量给予发电调节价格，对应的调节价格 $P_{\text{热电联产调节}}$ 为：

$$P_{\text{热电联产调节}} = P_{\text{燃煤基准}} - \text{Max} (P_{\text{上调}}, 0.235)$$

第四十二条 火电厂完成的调节电量，给予发电调节价格，调节价格 $P_{\text{调节电量调节}}$ 为：

$$P_{\text{调节电量调节}} = P_{\text{燃煤基准}} - P_{\text{上调}}$$

如电煤供需情况发生重大变化，由省级电力主管部门适时启动调节电量电煤补贴政策。

第四十三条 火电实际调用的缺口电量，给予发电调节价格。

(1) 当超发电量未承接西电东送网对网市场化交易增量时，调节价格参考值 $P_{\text{缺口调节参考}}$ 为电厂申报的备用调节价格。

发电调节价格月度预结算价格 $P_{\text{缺口调节(预)}}$ 为火电厂申报的备用调节价格 $P_{\text{备用调节申报}}$ 和 0.03 元/千瓦时取小值，即：

$$P_{\text{缺口调节(预)}} = \min (0.03, P_{\text{备用调节申报}})$$

(2) 当超发电量承接西电东送网对网市场化交易增量时，调节价格参考值 $P_{\text{缺口调节参考}}$ 为：

$$P_{\text{缺口调节参考}} = \max (P_{\text{上调}} + P_{\text{备用调节申报}} - P_{\text{西电增量}}, 0)$$

发电调节价格月度预结算价格 $P_{\text{缺口调节(预)}}$ 为：

$$P_{\text{缺口调节(预)}} = \min [0.03, \max (P_{\text{上调}} + P_{\text{备用调节申报}} - P_{\text{西电增量}}, 0)]$$

火电结算的电能价格加上发电调节价格不超过我省燃煤发电基准价，否则相应调减发电调节价格。

第四十四条 火电厂自主交易电量以及自身原因超发的电量无发电调节价格。

第四十五条 对火电月度长期备用能力给予补偿。火电月度长期备用能力为装机容量折算的上网电量扣除实际上网电量。因自身原因未完成月度调节电量计划超过3%的火电厂全年月度长期备用能力为0，不给予月度长期备用补偿。因自身原因未完成月度缺口电量计划的火电厂，扣减其月度长期备用能力。

第四十六条 系统平衡调节资金按月度根据提取情况进行结算，年度统筹清算。月度进行结算支付的系统平衡调节资金（以下简称“月度结算系统平衡调节资金”）为电厂固定提取部分。为及时支付月度结算系统平衡调节资金，可先进行月度预结算支付，再进行月度正式结算支付。峰谷电价差额收益部分在年度清算，按照省级电力主管部门有关规定在发电侧统筹平衡使用。

第四十七条 月度结算系统平衡调节资金 $F_{\text{月度结算}}$ 为当月电厂系统平衡调节资金固定提取部分总额。 $F_{\text{月度结算}}$ 按照以下原则和流程进行月度正式结算支付：

（一） $F_{\text{月度结算}}$ 的20%，用于支付火电长期备用补偿费用，按照各火电厂月度长期备用能力等比例支付。如当月执行电煤补贴政策，则相应调整月度火电长期备用补偿费用机制。

（二）火电厂按要求完成的革命老区电量、热电联产电量、调节电量和缺口电量，给予发电调节价格补偿。

可以使用的资金 $F_{\text{月度调节可结算}}$ 为：

$$F_{\text{月度调节可结算}} = F_{\text{月度结算}} - F_{\text{月度长备总额}}$$

式中 $F_{\text{月度长备总额}}$ 为（一）中结算支付的长期备用补偿总额。

当月应支付的资金 $F_{\text{应支付}}$ 为：

$$F_{\text{待支付}} = P_{\text{革命老区调节}} \sum_{i=1}^{N_{\text{革命老区}}} Q_{i\text{革命老区}} + P_{\text{热电联产调节}} \sum_{j=1}^{N_{\text{热电联产}}} Q_{j\text{热电联产}} + P_{\text{调节电量调节}} \sum_{k=1}^{N_{\text{调节电量}}} Q_{k\text{调节电量}} + P_{\text{缺口调节(预)}} \sum_{m=1}^{N_{\text{缺口}}} Q_{m\text{缺口}}$$

式中 $Q_{i\text{完成革命老区(正式)}}$ 为火电厂 i 当月革命老区电量完成电量, $N_{\text{革命老区}}$ 为当月有革命老区电量完成电量的火电厂数量; $Q_{j\text{完成热电联产(正式)}}$ 为火电厂 j 当月热电联产电量完成电量, $N_{\text{热电联产}}$ 为当月有热电联产电量完成电量的火电厂数量; $Q_{k\text{完成调节电量(正式)}}$ 为火电厂 k 当月调节电量完成电量, $N_{\text{调节电量}}$ 为当月有调节电量完成电量的火电厂数量; $Q_{m\text{缺口(正式)}}$ 为火电厂 m 当月缺口电量, $N_{\text{缺口}}$ 为当月有缺口电量的火电厂数量, $P_{\text{缺口调节(预)}}$ 为火电厂 m 发电调节价格月度预结算价格。

当月实际资金支付比例 $R_{\text{月度调节}}$ 为：

$$R_{\text{月度调节}} = \min \left(1, \frac{F_{\text{月度调节可结算}}}{F_{\text{应支付}}} \right)$$

当月应支付的革命老区电量发电调节价格补偿 $F_{\text{革命老区调节}}$ 为：

$$F_{\text{革命老区调节}} = P_{\text{革命老区调节}} \times Q_{\text{完成革命老区(正式)}}$$

当月实际支付的革命老区电量发电调节价格补偿

$F_{\text{革命老区调节(月度)}}$ 为：

$$F_{\text{革命老区调节(月度)}} = F_{\text{革命老区调节}} \times R_{\text{月度调节}}$$

当月应支付的热电联产电量发电调节价格补偿 $F_{\text{热电联产调节}}$ 为：

$$F_{\text{热电联产调节}} = P_{\text{热电联产调节}} \times Q_{\text{完成热电联产(正式)}}$$

当月实际支付的热电联产电量发电调节价格补偿 $F_{\text{热电联产调节(月度)}}$ 为：

$$F_{\text{热电联产调节(月度)}} = F_{\text{热电联产调节}} \times R_{\text{月度调节}}$$

当月应支付的调节电量发电调节价格补偿 $F_{\text{调节电量调节}}$ 为：

$$F_{\text{调节电量调节}} = P_{\text{调节电量调节}} \times Q_{\text{完成调节(正式)}}$$

当月实际支付的调节电量发电调节价格补偿 $F_{\text{调节电量调节(月度)}}$ 为：

$$F_{\text{调节电量调节(月度)}} = F_{\text{调节电量调节}} \times R_{\text{月度调节}}$$

当月应支付的缺口电量发电调节价格补偿 $F_{\text{缺口调节}}$ 为：

$$F_{\text{缺口调节}} = P_{\text{缺口调节(预)}} \times Q_{\text{缺口(正式)}}$$

当月实际支付的缺口电量发电调节价格补偿 $F_{\text{缺口调节(月度)}}$ 为：

$$F_{\text{缺口调节(月度)}} = F_{\text{缺口调节}} \times R_{\text{月度调节}}$$

(三) 按以上顺序支付时，如 $\frac{F_{\text{月度调节可结算}}}{F_{\text{待支付}}}$ 小于 1，则欠付

革命老区电量发电调节价格补偿 $F_{\text{欠付革命老区调节}}$ 、欠付热电联产电量发电调节价格补偿 $F_{\text{欠付热电联产调节}}$ 、欠付调节电量发电调节价格补偿 $F_{\text{欠付调节电量调节}}$ 、欠付缺口电量发电调节价格补

偿 $F_{\text{欠付缺口调节}}$ 先做挂账处理：

$$F_{\text{欠付革命老区调节}} = F_{\text{革命老区调节}} - F_{\text{革命老区调节(月度)}}$$

$$F_{\text{欠付热电联产调节}} = F_{\text{热电联产调节}} - F_{\text{热电联产调节(月度)}}$$

$$F_{\text{欠付调节电量调节}} = F_{\text{调节电量调节}} - F_{\text{调节电量调节(月度)}}$$

$$F_{\text{欠付缺口调节}} = F_{\text{缺口调节}} - F_{\text{缺口调节(月度)}}$$

如 $\frac{F_{\text{月度调节可结算}}}{F_{\text{待支付}}}$ 大于 1，继续按上述顺序清算支付本年度前

期挂账资金，仍有剩余资金统筹全年平衡使用。

第四十八条 年度结束后，对年度清算系统平衡调节资金 $F_{\text{年度清算}}$ 进行清算， $F_{\text{年度清算}}$ 为：

$$F_{\text{年度清算}} = F_{\text{年度结算}} - \sum_{i=1}^{12} F_{i\text{月度长备总额}}$$

式中 $F_{i\text{月度长备总额}}$ 为 i 月结算时实际支付的长期备用补偿总额。

年度结算系统平衡调节资金 $F_{\text{年度结算}}$ 为：

$$F_{\text{年度结算}} = \sum_{i=1}^{12} (F_{i\text{月度结算}} + F_{i\text{月度偏差提取}})$$

$F_{i\text{月度结算}}$ 为 i 月月度结算系统平衡调节资金； $F_{i\text{月度偏差提取}}$ 为 i 月电厂和用户（售电公司）系统平衡调节资金偏差提取部分总额。

清算原则和流程如下：

（一）月度结算系统平衡调节资金的 20% 已支付火电长期备用补偿保持不变。

（二）支付本年度革命老区电量、热电联产电量、调节

电量发电调节价格补偿。按清算比例 $R_{\text{年度(优先+调节)}}$ 清算支付， $R_{\text{年度(优先+调节)}}$ 为：

$$R_{\text{年度(优先+调节)}} = \min \left(1, \frac{F_{\text{年度清算}}}{\sum_{i=1}^{12} (F_{i\text{革命老区调节总额}} + F_{i\text{热电联产调节总额}} + F_{i\text{调节电量调节总额}})} \right)$$

式中 $F_{i\text{革命老区调节总额}}$ 为 i 月全市场应支付的革命老区电量发电调节价格补偿总额； $F_{i\text{热电联产调节总额}}$ 为 i 月全市场应支付的热电联产电量发电调节价格补偿总额； $F_{i\text{调节电量调节总额}}$ 为 i 月全市场应支付的调节电量发电调节价格补偿总额。

1. 年度应支付的革命老区电量发电调节价格补偿 $F_{\text{年度革命老区调节}}$ 为：

$$F_{\text{年度革命老区调节}} = R_{\text{年度(优先+调节)}} \times \sum_{i=1}^{12} F_{i\text{革命老区调节}}$$

$F_{i\text{革命老区调节}}$ 为 i 月应支付的革命老区电量发电调节价格补偿。

年度清算后应退补的革命老区电量发电调节价格补偿 $\Delta F_{\text{年度革命老区调节}}$ 为：

$$\Delta F_{\text{年度革命老区调节}} = F_{\text{年度革命老区调节}} - \sum_{i=1}^{12} F_{i\text{革命老区调节(月度)}}$$

$F_{i\text{革命老区调节(月度)}}$ 为 i 月实际支付的革命老区电量发电调节价格补偿。

2. 年度应支付的热电联产电量发电调节价格补偿 $F_{\text{年度热电联产调节}}$ 为：

$$F_{\text{年度热电联产调节}} = R_{\text{年度(优先+调节)}} \times \sum_{i=1}^{12} F_{i\text{热电联产调节}}$$

F_i 热电联产调节为 i 月应支付的热电联产电量发电调节价格补偿。

年度清算后应退补的热电联产电量发电调节价格补偿 ΔF 年度热电联产调节 为：

$$\Delta F_{\text{年度热电联产调节}} = F_{\text{年度热电联产调节}} - \sum_{i=1}^{12} F_i \text{热电联产调节 (月度)}$$

F_i 热电联产调节 (月度) 为 i 月实际支付的热电联产电量发电调节价格补偿。

3. 年度应支付的调节电量发电调节价格补偿 $F_{\text{年度调节电量调节}}$ 为：

$$F_{\text{年度调节电量调节}} = R_{\text{年度 (优先+调节)}} \times \sum_{i=1}^{12} F_i \text{调节电量调节}$$

F_i 调节电量调节为 i 月火电厂应支付的调节电量发电调节价格补偿。

年度清算后应退补的调节电量发电调节价格补偿 $\Delta F_{\text{年度调节电量调节}}$ 为：

$$\Delta F_{\text{年度调节电量调节}} = F_{\text{年度调节电量调节}} - \sum_{i=1}^{12} F_i \text{调节电量调节 (月度)}$$

F_i 调节电量调节 (月度) 为 i 月实际支付的调节电量发电调节价格补偿。

(三) 支付本年度缺口电量发电调节价格补偿。按清算比例 $R_{\text{年度缺口}}$ 清算支付, $R_{\text{年度缺口}}$ 为：

$$R_{\text{年度缺口}} = \min \left(1, \frac{F_{\text{年度清算}} - F_{\text{年度革命老区调节总额}} - F_{\text{年度热电联产调节总额}} - F_{\text{年度调节电量调节总额}} + F_{\text{缺口挂牌差价}}}{F_{\text{年度缺口调节参考总额}}} \right)$$

式中 $F_{\text{年度革命老区调节总额}}$ 为全年全市场应支付的革命老区电量发电调节价格补偿总额； $F_{\text{年度热电联产调节总额}}$ 为全年全市场应支付的热电联产电量发电调节价格补偿总额； $F_{\text{年度调节电量调节总额}}$ 为全年全市场应支付的调节电量发电调节价格补偿总额； $F_{\text{年度缺口挂牌差价}}$ 为年度累计的缺口电量统一挂牌价格和上调服务基准价格之间的差价，与按缺口电量统一挂牌交易成交价格结算的电量的乘积。即 $F_{\text{年度缺口挂牌差价}}$ 为：

$$F_{\text{年度缺口挂牌差价}} = \sum_{i=1}^{12} P_{i\text{上调}} \times (K_i - 1) \times Q_{i\text{缺口结算}}$$

$P_{i\text{上调}}$ 为 i 月的上调服务基准价格； K_i 为 i 月的缺口电量价格调整系数； $Q_{i\text{缺口结算}}$ 为 i 月按缺口电量统一挂牌交易成交价格结算的电量。

$F_{\text{年度缺口调节参考总额}}$ 为全年全市场缺口电量发电调节价格补偿参考值总额：

$$F_{\text{年度缺口调节参考总额}} = \sum_{i=1}^{12} \sum_{m=1}^{N_{i\text{缺口}}} F_{im\text{缺口调节参考}}$$

$F_{im\text{缺口调节参考}}$ 为 m 电厂 i 月缺口电量发电调节价格补偿参考值， $N_{i\text{缺口}}$ 为 i 月有缺口电量的火电厂数量。

$$F_{im\text{缺口调节参考}} = P_{im\text{缺口调节参考}} \times Q_{im\text{缺口}} (\text{正式})$$

m 电厂年度应支付的缺口电量发电调节价格补偿 $F_{m\text{年度缺口调节}}$ 为：

$$F_{m\text{年度缺口调节}} = R_{\text{年度缺口}} \times \sum_{i=1}^{12} F_{im\text{缺口调节参考}} - \sum_{i=1}^{12} F_{im\text{缺口挂牌差价}}$$

F_{im} 缺口挂牌差价 为 m 电厂 i 月按缺口电量统一挂牌交易成交价格结算的电量，与缺口电量统一挂牌价格和上调服务基准价格之间差价的乘积。

m 电厂年度清算后应退补的缺口电量发电调节价格补偿 ΔF_m 年度缺口调节 为：

$$\Delta F_m \text{年度缺口调节} = F_m \text{年度缺口调节} - \sum_{i=1}^{12} F_{im} \text{缺口调节 (月度)}$$

F_{im} 缺口调节 (月度) 为 m 电厂 i 月实际支付的缺口电量发电调节价格补偿。

火电结算的电能价格加上发电调节价格不超过我省燃煤发电基准价，否则相应调减发电调节价格。

清算支付全部调节价格补偿后仍有结余资金，按照火电厂全年长期备用能力等比例支付长期备用补偿，且全年支付火电长期备用补偿资金不超过 $\min[\max(20 \text{ 亿元} - \text{调节价格费用}, \text{年度结算系统平衡调节资金}/2)]$ ，年度结算系统平衡调节资金-调节价格费用]。

(四) 火电厂因自身原因未完成月度调节电量计划超过 3% 的，全年不给予长期备用补偿。

(五) 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。

(六) 省级电力主管部门明确的其他用途。

第七章 电费支付

第四十九条 结算依据

交易中心负责向市场主体出具结算依据，市场主体按此结算依据进行电费结算、支付。

（一）电厂结算依据

交易中心按照电厂结算步骤出具电厂电费明细单，包括：本月电量预结算电费、火电长期备用电费、系统平衡调节资金提取费用以及上月清算电费等。

（二）用户结算依据

直接进入市场化交易的用户和售电公司服务用户，交易中心按照购电主体结算步骤出具用户侧电费明细单，主要包含电能电费、偏差电费、输配电费、线损电费、基本电费、力调电费、政府性基金及附加、系统平衡调节资金提取费用等。

（三）售电公司结算依据

交易中心按照购电主体结算步骤出具售电公司收支明细单，主要包含成交电价、与用户合同类型、与服务用户之间的收益明细。

第五十条 电费支付

（一）电厂电费支付

电厂与电网企业维持现有的电费支付方式。

（二）用户电费支付

用户交易成功后，直接进入市场化交易的用户和售电公司服务用户须缴纳交易电量用电电费，交易电量用电电费=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 10 日前缴纳交易电量用电电费的 20%，在用电月 15 日前再缴 30%（也可选择 15 日前一次性缴纳 50%），待交易中心出具交易月实际结算单后，用户缴纳剩余电费。

用户结算单，市场化电费金额为电度电费和功率因数调整电费，基本电费、政府性基金仍按国家现行电价政策执行。参与市场化交易的用户欠交电费的，交易中心将公布电网企业提供的欠费电力用户名单，并纳入信用管理体系。

（三）售电公司电费支付

售电公司依据交易中心出具的结算依据与服务用户开展服务收益的结算和支付。

第五十一条 票据开具

电网企业依据交易中心出具的结算单向直接参与交易用户和售电公司服务用户收取电费，开具电费发票。

附件 6

云南电力市场信息披露

第一章 总则

第一条 为促进云南电力市场交易公开透明，规范各类市场成员的信息披露行为，保障电力交易的公开、公平、公正，维护电力市场秩序，根据《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）及其相关配套文件、《电力企业信息披露规定》（原电监会第14号令），制定本方案。

第二条 本方案适用于电力交易中心、电力调度机构、发电企业、用电企业、售电公司，独立辅助服务提供者等所有市场成员参与电力市场及其相关活动的信息披露工作，其中电力交易中心指昆明电力交易中心，电力调度机构指各级电力调度机构。

第三条 电力市场信息披露应遵循真实、及时、完整、透明的原则。所有市场成员均应按规定披露信息，并对所提供信息的正确性负责。电力交易中心负责对市场信息进行管理和发布。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。

第二章 信息分类

第四条 按照信息的保密要求和公开范围，市场信息分为公众信息、公开信息、私有信息、交换信息和监管信息五大类。

（一）公众信息

公众信息是指经省级电力主管部门、国家能源局云南监管办公室批准，向社会公众公布的数据和信息，包括但不限于：

1.各类电力交易适用的法律、法规、电力行业规程、管理规定、电力交易工作流程、管理办法及相关政策文件等。

2.国家批准的燃煤机组标杆上网电价、国家批准的可再生能源发电企业上网电量价格、补贴价格等；目录销售电价格、输配电价格、各类政府性基金及附加、其他电力交易相关收费标准等。

3.市场概况，包括市场主体名单及其变动情况。

4.分年、月披露的市场运行概况。

5.需要单独进行披露的重大事项。

（二）公开信息

公开信息是指所有市场主体均可获得的数据和信息，包括但不限于：

1.市场主体的基本信息及信用等级评价信息。

2.电力电量供需形势，包括年度、月度电力电量需求预

测、可再生能源负荷预测和电网阻塞管理信息。

3.交易电量预测情况，市场主体交易计划安排、分解和执行情况，各类交易的成交电量和成交价格。

4.由本办法其他条款规定属于公开信息的市场信息。

（三）私有信息

私有信息是指只有特定的市场主体及相关电力交易中心、电力调度机构才可获得的数据和信息，包括但不限于：

1.发电机组的机组特性参数、性能指标，电力用户用电特性参数和指标。

2.各市场主体的申报电量和申报价格、成交价格、结算信息等。

（四）交换信息

交换信息是指电力交易中心、电力调度机构之间为维持电力系统正常运行和电力市场正常运转所交换的数据和信息，包括但不限于市场运行信息等。

只有相关电力交易中心、电力调度机构有权获得交换信息。

（五）监管信息

监管信息是指具有电力市场监管职能的政府部门或第三方监管机构在开展电力监管业务活动时，要求市场成员提供的信息及其自身对外发布的监管活动信息。

第五条 按照信息的内容和主要用途，电力交易平台上

的市场信息分为交易信息、市场运营信息、服务信息等三大类。

（一） 交易信息

交易信息是指电力交易产生的信息，包括通过电力交易平台向市场主体发布的交易组织信息、交易结果信息、交易执行信息等信息。交易信息以公开信息、私有信息和交换信息为主。

（二） 市场运营信息

市场运营信息是指电力交易中心按照市场运营需求，定期通过电力交易平台向市场主体发布的相关市场信息。市场运营信息以公众信息和公开信息为主。

（三） 服务信息

服务信息是指电力交易中心为市场主体提供优质高效的电力交易服务而披露的信息，主要包括但不限于以下内容：

1. 电力交易的服务渠道，包括市场主体培训信息、电力交易服务热线电话 4008909191 等。
2. 市场主体的准入、退出、电力交易结算等关键业务的业务流程、时间计划、责任部门、服务电话等信息；
3. 电力交易中心就市场主体关注问题的反馈和回复等。

第三章 市场主体信息披露

第六条 电网企业应当披露的信息，包含但不限于：

(一) 电网结构情况，电网规划情况，发电机组、电力用户并网接入情况；

(二) 政府批准的输配电价、上网目录电价、销售目录电价及其他收费标准，电费结算信息；

(三) 供电服务信息，包括提供服务能力，保底服务、普遍服务信息，停电、限电公告，故障抢修处理情况等。

第七条 电力调度机构应当披露的信息，包含但不限于：

(一) 关键输电通道潮流极限情况，关键设备检修计划等电网运行相关信息；

(二) 发电设备利用情况，发电能力，调度发电计划和检修计划；

(三) 存在安全约束时，提供限制市场交易的具体输配电线路或输电设备名称、限制容量、限制依据、约束时段等；

(四) 其他影响交易计划执行的事件；

(五) 交易计划执行情况和偏差原因；

(六) 系统运行对市场化交易有影响的相关情况。

第八条 发电企业应当向电力交易中心披露的信息，包含但不限于：

(一) 注册信息及其变更情况；

(二) 机组技术信息；

(三) 与市场化交易有关的机组运行信息，如来水、来煤、发电能力、发电量、上网电量、检修、故障、改造、热电联产情况等；

- (四) 与发电成本相关信息；
- (五) 其他对交易履约有影响的事件。

第九条 售电公司、用电企业等市场主体应当向电力交易中心披露的信息，包括但不限于：

- (一) 注册信息及其变更情况；
- (二) 用电信息（包括用电装接容量、生产能力、用电需求预测等）；
- (三) 其他对交易履约有影响的事件。

第十条 独立辅助服务提供者应当向电力交易中心披露的信息，包括但不限于：

- (一) 注册信息及其变更情况；
- (二) 辅助服务设备信息（包括容量、需求预测等）；
- (三) 其他对交易履约有影响的事件。

第十一条 电力交易中心应当披露如下信息：

- (一) 已注册市场主体的基本信息；
- (二) 交易规则及交易组织计划；
- (三) 市场供需信息、市场竞价信息及成交信息；
- (四) 交易计划与执行情况，市场运行情况；
- (五) 交易结算情况；
- (六) 市场主体交易行为信用评价；
- (七) 经授权发布的市场干预信息；
- (八) 省级电力主管部门、国家能源局云南监管办公室要求披露的其他信息。

第四章 市场交易信息披露

第十二条 电力交易中心应在电力交易开始前、交易过程中、交易结束后及时批露市场运行所需的相关信息。

(一) 交易开始前批露的信息至少应包含以下内容：

1. 市场需求侧信息，包括省内、西电东送、境外用电预测；
2. 市场发电侧信息，包括优先发电计划电量、市场化电厂发电能力预测；
3. 市场可竞价电量预测；
4. 电网阻塞管理信息；
5. 外送直流通道能力及交流联络线运行控制要求；
6. 交易事项及时间安排。

(二) 交易过程中，交易前批露的信息发生变化，并影响市场主体参与交易和申报的，应及时进行批露；同一交易周期组织多个交易品种的，应分别批露每个交易品种的交易情况，包括总体申报电量、总体成交电量、申报和成交平均价格、最高价格、最低价格、申报户数、成交户数等统计信息。

(三) 交易结束后，应当对各类交易结果进行汇总后在交易月报中发布。

第十三条 市场主体申报电量和电价、成交电价为私有信息，电力交易中心仅向当事市场主体批露。

第五章 披露方式和管理

第十四条 根据电力市场交易的需要，各类市场成员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。电力交易中心配合电力市场监管部门收集相关信息，开展电力市场监管分析。

第十五条 在确保安全的基础上，电力市场信息主要通过下列方式进行信息披露：

- （一） 电力市场交易平台、企业的门户网站；
- （二） 报刊、广播、电视等媒体；
- （三） 信息发布会；
- （四） 公文、公告、简报；
- （五） 微信公众号、APP 等移动应用服务；
- （六） 便于及时披露信息的其他方式。

第十六条 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。

第十七条 市场主体的注册信息发生变更的，应当自变更之日起 10 个工作日内更新。

第十八条 电力交易中心依据有关法律和规定向有监管职责的政府部门提供所需信息。

第十九条 除本办法明确的披露内容外，经市场管理委员会讨论通过，省级电力主管部门可以根据市场运行要求增加披露信息。

第二十条 任何单位和个人不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。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。

第二十一条 市场成员如对披露的相关信息有异议及疑问，可向电力交易中心、电力调度机构提出，由电力交易中心、电力调度机构负责解释，仍有争议的，由省级电力主管部门、国家能源局云南监管办公室协调和裁决。