

湖南省电力中长期市场实施细则

（征求意见稿）

目 录

第一章 总 则	1
第二章 市场成员	3
第一节 经营主体注册	3
第二节 市场成员权利	5
第三节 市场成员义务	7
第三章 交易品种及交易方式	11
第一节 交易品种	11
第二节 交易方式	12
第四章 价格机制	15
第五章 批发交易组织	19
第一节 基本要求	19
第二节 交易约束与出清	26
第三节 年度双边协商交易	28
第四节 年度集中竞价交易	28
第五节 月度双边协商交易	29
第六节 月度集中竞价交易	30
第七节 月度挂牌交易	31
第八节 月内（多日）交易	32
第九节 合同转让交易	33
第十节 绿色电力交易	36

第六章 中长期市场与现货市场衔接机制	38
第一节 曲线分解机制	39
第二节 电量约束机制	40
第三节 现货市场未运行期间偏差处理机制	40
第七章 交易校核	41
第八章 合同管理	43
第一节 合同签订	43
第二节 合同执行	46
第九章 计量与结算	49
第一节 计 量	49
第二节 结 算	51
第十章 信息披露	53
第十一章 风险防范及争议处理	54
第十二章 市场技术支持系统	57
第十三章 法律责任	62
第十四章 附则	62
附件 1 名词解释	63
附件 2 出清算法	66
附件 3 预挂牌招标交易机制	76

第一章 总 则

第一条 为进一步规范湖南省电力中长期交易行为，依法保护电力市场成员的合法权益，保证湖南电力市场的统一、开放、竞争、有序，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、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委令2024年第20号）、《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）等文件和有关法律法规规定，结合湖南实际，制定本实施细则。

第二条 本实施细则适用于湖南省电力中长期交易市场的注册、交易、执行、结算、信息披露和监督管理。

第三条 本实施细则所称电力中长期市场是指已完成市场注册的经营主体开展电力中长期交易的市场。电力中长期交易是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、月内（含旬、周、多日）等不同时间维度的交易。

执行政府定价的优先发电电量视为厂网双边交易电量，签订厂网间购售电合同，相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴，其全部电量交易、执行和结算均需遵守本实施细则。

第四条 电力中长期交易市场分为电力批发市场和电力零售

市场。

电力批发交易是指售电公司、电力用户、新型经营主体以及代理购电电网企业等通过市场化方式直接向发电企业购电的电力交易活动的总称。

电力零售交易是指电力用户（以下简称“零售用户”）通过市场化方式直接向售电公司购电的电力交易活动的总称。

电网企业代理购电是指未直接参与市场交易（直接向发电企业或售电公司购电，下同）的电力用户由电网企业通过市场化方式代理购电的电力交易活动的总称。

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、损害其他经营主体的合法权益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第六条 市场运营机构应按照统一标准开展市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等工作。电网企业应在市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等环节，按照统一标准与电力交易机构动态交互信息。

第七条 促进跨省跨区电力中长期交易（以下简称“跨省跨区交易”）与湖南省电力中长期交易（以下简称“省内交易”）相互耦合，在经济责任、价格形成机制等方面动态衔接。

第八条 国家能源局湖南监管办公室（以下简称“湖南能源监管办”）会同湖南省发展和改革委员会（以下简称“省发展改革委”）

委”）、湖南省能源局（以下简称“省能源局”）依法依规组织制定交易规则，根据相关职能依法履行电力中长期交易监管职责。

第二章 市场成员

第一节 经营主体注册

第九条 市场成员包括经营主体、市场运营机构和电网企业（含省级电网企业、地方电网企业、增量配电网企业，下同），其中：

经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）和新型经营主体（含储能企业、聚合商、虚拟电厂和智能微电网等）。

市场运营机构包括湖南电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）、国网湖南省电力有限公司电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）。

电网企业按照国家有关规定对暂未直接参与电力市场交易的用户实施代理购电时，可视为市场经营主体。

第十条 湖南省电力市场实行注册制度，电力交易机构具体负责电力市场注册管理工作。经营主体应当按照国家有关规定和《湖南省电力市场注册实施细则》要求，在电力交易平台办理市场注册、变更与注销，并进行实名认证。经营主体在履行市场注册程序后，参与电力中长期市场。

第十一条 工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易。直接参与电力中长期市场的电力用户全部电量可通过批发市场或零售市场购买，但不得同时参与批发市场和零售市场。暂未直接参与电力中长期市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，允许在次月选择直接参加批发市场或零售市场。

工商业用户实施分类注册管理。10kV 及以上供电电压等级电力用户，可以选择批发交易或零售交易；10kV 以下供电电压等级电力用户，通过零售交易购电，或由电网企业代理购电。

零售用户通过零售交易购电时，在同一个合同周期内，只能向一家售电公司购电，签订零售合同，每次只能选择一种套餐，且全部工商业电量通过该售电公司购买。

第十二条 分布式电源经营主体中，10kV 及以上电压等级的分布式电源原则上作为独立经营主体参与湖南电力市场；10kV 以下电压等级的分布式电源采用聚合方式参与湖南电力市场，也可接受市场形成的价格。

独立新型储能、抽水蓄能企业、新型经营主体（包含虚拟电厂和聚合商）及其被聚合资源参与电力市场化交易，均应履行注册手续。

第十三条 发电企业按规定以增项方式取得售电营业资格并完成售电注册手续后，可作为售电经营主体参与交易，但在集中竞价交易中只能以发电或售电一种经营主体身份参与交易。

第十四条 参与电力市场交易的新投产发电机组并网前应在电力交易机构办理市场注册。

第十五条 湖南电力市场管理委员会按照国家有关规定建立，作为独立于电力交易机构的自治性议事协调机制，对湖南电力市场成员实施自律管理。

第二节 市场成员权利

第十六条 发电企业权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的电网接入服务和输配电服务；

（四）法律法规规定的其他权利。

第十七条 售电公司权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）具有配电网运营权的售电公司应获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四）获得签约电力用户合同期内用电负荷等信息，根据电

力用户授权获得其历史用电负荷信息；

（五）法律法规规定的其他权利。

第十八条 电力用户权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，与发电企业签订电力中长期交易合同，或与售电公司签订电力零售合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四）法律法规规定的其他权利。

第十九条 新型经营主体的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四）获得签约分散资源的相关信息；

（五）法律法规规定的其他权利。

第二十条 其他经营主体根据参与的市场交易类型，享受与上述经营主体同等的权利，并需满足参与电力市场的技术条件。

第二十一条 电网企业权利主要包括：

（一）收取输配电费，代收电费和政府性基金及附加等；

（二）对于逾期仍未全额付款的售电公司，向电力交易机构提出履约保函、保证金或其他结算担保品的使用申请；

（三）按照信息披露有关规定获得市场信息；

（四）法律法规规定的其他权利。

第三节 市场成员义务

第二十二条 发电企业的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

（二）签订并执行并网调度协议、购售电合同，服从电力调度机构的统一调度，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等；

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（四）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（五）法律法规规定的其他义务。

第二十三条 售电公司的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

（二）为签订零售合同的电力用户提供售电服务及约定的增值服务；

（三）按照市场规则，向电力市场运营机构提供签约的零售

电力用户交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，在交易平台上公示其向电力用户提供的所有零售套餐，承担电力用户信息保密义务；

（四）具有配电网运营权的售电公司提供相应的配电服务，服从电力调度机构的统一调度，遵守电力负荷管理等相关规定，开展配电区域内电费结算和收取业务；

（五）按照规定向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品；

（六）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（七）依法依规履行可再生能源消纳责任；

（八）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（九）法律法规规定的其他义务。

第二十四条 电力用户的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算，按规定支付电费；

（二）按照市场规则向电力市场运营机构提供交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息；

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（四）依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务；

（五）法律法规规定的其他义务。

第二十五条 新型经营主体的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

（二）资源聚合类新型经营主体与分散资源签订零售合同（或聚合服务合同），在电力交易平台建立零售服务或聚合服务关系，履行合同规定的各项义务；

（三）按照市场规则向电力市场运营机构提供合同周期内签约分散资源的交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，承担信息保密义务；

（四）按照市场规则向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品；

（五）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（六）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（七）聚合负荷侧资源的新型经营主体，应依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务；

（八）法律法规规定的其他义务。

第二十六条 电力调度机构的义务主要包括：

（一）合理安排电网运行方式，开展安全校核，按照调度规程实施电力调度，依法依规执行电力市场交易结果；

（二）向电力交易机构提供支撑电力市场注册、交易、结算和市场服务所需的相关信息，保证数据信息交互的准确性和及时性；

- (三)依法依规提供相关市场信息,执行信息披露有关规定;
- (四)配合开展电力中长期市场分析和运营监控;
- (五)法律法规规定的其他义务。

第二十七条 电力交易机构的义务主要包括:

- (一)电力市场注册和管理,汇总电力中长期交易合同;
- (二)电力交易平台建设、运营和管理;
- (三)组织电力中长期交易,提供结算依据及服务;
- (四)执行信息披露有关规定,提供信息披露平台,承担信息保密义务;
- (五)开展市场运营监测和分析,依法依规执行市场干预措施,并向经营主体公布干预原因,防控市场风险;
- (六)向湖南能源监管办、省能源局及时报告经营主体违规行为,并配合调查;
- (七)法律法规规定的其他义务。

第二十八条 电网企业的义务主要包括:

- (一)保障输变电设备正常运行,建设、运行、维护和管理电网相关配套系统,服从电力调度机构的统一调度;
- (二)加强电网建设,为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入、报装、计量、抄表、收付费等服务;
- (三)依法依规提供相关市场信息,执行信息披露有关规定,承担信息保密义务;

（四）负责电费结算，按期向经营主体出具电费账单；

（五）分别预测居民、农业用户和代理购电用户的用电量规模及负荷曲线，向符合规定的工商业用户提供代理购电服务；

（六）法律法规规定的其他义务。

第三章 交易品种及交易方式

第一节 交易品种

第二十九条 电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，灵活开展合同转让交易、合同回购交易、绿色电力交易等其他交易。根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

（一）电能量交易是指发电企业与电力用户、售电公司、新型经营主体、代理购电电网企业等通过双边协商、集中交易等方式达成的电力电量、电价的购售电交易。

（二）合同转让交易是指合同的购售一方将未履行的合同全部或部分通过市场化方式转让给购售双方之外的第三方的交易。

（三）合同回购交易是指经合同各方协商一致，售方回购或购方回退未履行的部分交易合同。

（四）绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值（以下简称“绿电环境价值”）为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿

色电力证书（以下简称“绿证”）。

第三十条 绿电交易主要包括跨省跨区绿电交易（含跨电网经营区绿电交易）、省内绿电交易，其中：

跨省跨区绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力交易平台向湖南省外的发电企业购买绿色电力的交易。跨电网经营区绿电交易是指由电力用户或售电公司向跨电网经营区的发电企业购买绿色电力的交易。

省内绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力直接交易的方式向计入湖南省内发电企业购买绿色电力的交易。

第三十一条 中长期交易按每天 24 小时划分为 24 个时段，以每个时段的电量作为交易标的物。

第三十二条 根据交易标的物执行周期不同，电力中长期交易包括数年、年度、月度、月内等不同交割周期的电能量交易。数年、年度、月度交易定期开市，条件成熟后可连续开市；月内交易按日连续开市。

数年交易以 1 年以上的电量作为交易标的物，年度交易以次年年度内的电量作为交易标的物，月度交易以次月、年内剩余月份的电量或特定月份的电量作为交易标的物，月内交易以月内剩余天数的电量或者特定天数的电量作为交易标的物。交易分时电量、电价应通过约定或竞争形成。

第二节 交易方式

第三十三条 根据交易方式不同，电力中长期交易包括集中交易和双边协商交易，其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易、挂牌交易等

双边协商交易适用于各类交易品种，零售市场交易一般采用双边协商交易。

第三十四条 以双边协商和滚动撮合形式开展的电力中长期交易鼓励连续开市，以集中竞价交易形式开展的电力中长期交易应当实现定期开市。双边协商交易在交易申报截止时间前均可提交或者修改。

第三十五条 双边协商交易、集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易的出清算法详情见附件 2 出清算法。

第三十六条 同一经营主体可以选择买入或卖出电量，但在同一交易序列同一时段只能选择买入或卖出一种行为。

为降低市场操纵风险，中长期各批次的各时段交易中，发电企业某一时段申报卖出电量与已持有的中长期合同分解至该时段的净卖出电量之和，折合电力不得超出装机容量；发电企业各个时段申报卖出电量之和与各批次交易各个时段已净卖出电量之和，不得超出交易月份交易电量上限。发电侧某一时段申报买入电量，不得超出已持有的各批次中长期合同分解至该时段的净卖出电量之和。燃煤发电企业某一时段全月累计买入电量之和，不得超出各批次交易该时段全月累计卖出电量之和的一定比例。

单一售电公司及其关联售电公司在同一交易月份中中长期各批次的交易电量之和在当月中长期各批次交易电量总量中占比不得超过 20%（不含电网企业代理购电电量）。

中长期各批次的各时段交易中，用户侧某一时段申报卖出电量不得超出各批次交易净买入电量分解至该时段的买入电量之和；用户侧某一时段全月累计卖出电量之和，不得超出各批次交易该时段全月累计买入电量之和的一定比例，具体比例在交易方案或公告中明确。

第三十七条 在优先安排跨区跨省优先发电计划前提下，可由电网企业代理发电企业和电力用户参与跨区跨省交易。电网企业可代理未进入市场的居民、农业用户和保留在电网内部的发电企业参与跨区跨省交易。电网企业、售电公司可以代理小水电、风电等参与跨区跨省售电交易。

电网企业负责跨区跨省购入国家指令性计划电量和政府间协议电量，按照先增量、后存量原则，分类放开跨省跨区优先发电计划，推动将国家送电计划、政府间送电协议转化为政府授权的中长期合同。

第三十八条 跨区跨省购电应坚持能源资源优化利用，充分考虑湖南发电能力，促进湖南可再生能源的科学发展和充分利用。

具备条件时，应逐步向省外经营主体开放湖南电力市场。跨区跨省输电通道有剩余输电容量时，鼓励省外经营主体与省内火

电企业进行合同电量转让交易，促进大范围资源优化配置。

湖南可再生能源发电受限、弃风弃水弃光时，可由市场运营机构按有关规定组织通过市场交易、跨区跨省互济等方式，开展送出售电交易。

第四章 价格机制

第三十九条 湖南省价格主管部门会同能源、电力运行主管部门、电力监管机构组织制定湖南省电力市场价格结算实施细则。

第四十条 除执行政府定价的电量外，电力中长期市场的成交价格应当由经营主体通过市场形成，第三方不得干预。

第四十一条 中长期合同电价可签订固定价格，也可签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制，具体在交易公告中明确。

第四十二条 对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段，由 24 个分时段交易形成分时段价格；对电网代理购电用户，由省价格主管部门根据现货市场价格水平，统筹优化峰谷时段划分和价格浮动比例。

第四十三条 因电网安全约束必须开启的机组，约束上电量超出其合同电量（含优先发电合同、市场交易合同）部分的价格机制，在《湖南省电力市场结算实施细则》中明确。

第四十四条 市场交易价格在“分时段交易基准价+上下浮动”范围内形成。发电企业、批发市场用户、售电公司、电网企业等参与市场交易时，基于“分时段交易基准价+上下浮动”范围申报价格，达成市场交易价格。逐步推动月内等较短周期的电力中长期交易限价与现货交易限价贴近。

为避免市场操纵及恶性竞争，由省价格主管部门会同省能源局、湖南能源监管办对分时段申报价格和出清价格设置上、下限，电力市场管理委员会、相关经营主体可提出建议。

第四十五条 燃煤发电上网价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第四十六条 新能源上网电价全部由市场形成。风电、太阳能发电上网电量全部进入电力市场，通过市场交易形成上网价格。新能源项目可报量报价参与市场电力市场，也可接受市场形成的价格。

第四十七条 绿电交易价格由电能量价格与绿电环境价值组成，并在交易中分别明确。绿电环境价值不纳入峰谷分时电价机制以及力调电费等计算，具体按照国家有关政策规定执行。

第四十八条 用户电价由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。

其中，上网价格包含电力中长期市场价格及电力现货市场价格，电网企业代理购电用户上网电价由代理购电价格确定；上网

环节线损费用、系统运行费用、输配电价、政府性基金及附加按政府有关规定执行。

零售市场用户市场交易价格由用户与售电公司协商或签订零售套餐确定。

第四十九条 已直接参与市场交易（不含已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易的用户）在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户，拥有燃煤发电自备电厂、由电网企业代理购电的用户，暂不能直接参与市场交易而由电网企业代理购电的高耗能用户，用电价格由电网企业代理购电上网电价的 1.5 倍、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。

已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易的电力用户，由电网企业代理购电时，其用电价格由电网企业代理购电上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。

完成市场注册且已开展交易的电力用户，合同期满后未签订新的交易合同但发生实际用电时，参加批发交易的用户按照规则进行偏差结算，参加零售交易的用户结算时执行 1.5 倍代理购电上网电价。电力用户合同期满变更零售业务绑定关系，因电网企业、电力交易机构未及时完成业务流程而实际发生用电时，其用电价格由电网企业代理购电上网电价、上网环节线损费用、输配

电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。

第五十条 跨省跨区交易价格由市场形成，相关价格机制按照国家发展改革委、国家能源局有关规定执行。

第五十一条 双边协商交易价格按照双方合同约定执行。集中竞价交易可采用统一边际出清或者高低匹配价格形成机制，电力用户按照价格优先、时间优先进行排序，发电企业按照价格优先、时间优先、环保优先进行排序。滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制，按照价格优先、时间优先进行排序。挂牌交易采用一方挂牌，另一方摘牌成交的价格形成机制。

第五十二条 合同转让交易价格为合同电量的出让或买入价格，不影响出让方原有合同的价格和结算。跨区跨省合同转让按国家相关政策执行。省内合同电量转让、回购，以及跨省跨区合同回购不收取输电费和网损。

第五十三条 由增量配电网企业供电的电力用户直接参与市场交易时，应完成市场注册，暂按以下价格机制：

（一）与所在增量配电网企业签订协议，事先约定计量、电量、电价与结算等相关事宜。

（二）根据电力交易机构出具的结算依据，增量配电网企业分别与电力用户、省级电网企业开展结算。

（三）配电价格实行最高限价管理，配电价格最高限价标准为电力用户接入电压等级对应的省级电网输配电价减去增量配

电网接入电压等级对应的省级电网输配电价。招标方式确定投资主体的配电网，配电价格在最高限价水平内通过招标方式形成；非招标方式确定投资主体的配电网，配电价格由增量配电网企业在最高限价水平内自主确定。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

第五十四条 电力交易平台功能、电力市场运营机构人员配置（包括交易组织、交易结算、市场注册、运营监测、技术保障等人员）应满足电力中长期市场按日连续运营要求。

第五十五条 电力交易机构按月发布交易日历，明确各类交易申报、出清等时间或时间安排原则。

第五十六条 交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向经营主体发布，公告内容包括：交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易执行时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、参与交易经营主体名单、电力供需形势预测、保障居民、农业优先用电需求、电网企业代理购电需求、优先发电计划、市场化发电企业可交易电量、跨区跨省送入可交易电量、电网运行与输送能力、其他准备信息等。

第五十七条 每年 11 月底前，省发展改革委综合考虑售电公司和批发市场电力用户的市场电量、电网企业代理购电电量、

保障居民、农业优先用电等需求，确定并下达次年度电力供需平衡方案，安排年度跨区跨省优先购电计划、省内优先发用电计划及市场交易电量规模。

年度优先发电计划应与年度优先用电计划相匹配，低价电源优先用于保障居民、农业用电。为落实国家能源战略，跨区跨省送受电中的国家指令性计划、政府间协议电量可列为优先发电。居民、农业用电作为优先用电，由电网企业保障供应。

根据年度发用电量预测，优先发电电量有剩余的，可纳入省内市场交易电量规模；不足部分，由电网企业通过市场化方式采购。

第五十八条 各类交易组织基本流程：

（一）交易准备。按照职责分工，市场运营机构开展电力电量平衡分析、电网输送能力分析、检修计划编制，根据批发市场电力用户、售电公司用电需求、电网企业保障居民、农业优先用电和代理购电需求，编制交易组织方案和市场交易公告。原则上，按照跨区跨省送受电中的国家指令性计划、政府间协议非燃煤火电电量、非市场化电源、统调水电、非水可再生能源、政府间协议燃煤火电电量、火电的顺序安排保障居民、农业用电的优先发电，剩余可交易电量参与市场交易。

（二）发布公告。电力交易机构通过电力交易平台发布交易公告，数年、年度等定期开市的电力中长期交易，交易公告

应在交易申报前至少 3 个工作日发布；月度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少 1 个工作日发布；连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。

（三）交易申报。经营主体按照有关规定，通过电力交易平台申报各类交易意向、需求。经营主体对所申报的数据负责，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。所有的时间记录以电力交易平台时间为准。按要求申报分月分时段电量（电力）、价格。申报电量的单位为兆瓦时（千千瓦时），不保留小数；申报电力的单位为兆瓦（万千瓦），不保留小数；申报价格的单位为元/兆瓦时，保留两位小数。

双边协商交易由售电方按照规定格式录入交易电量（电力）、电价等交易意向信息，然后由相关购电方确认售电方录入的相关信息。

（四）出清计算。电力交易机构汇总双边协商交易意向，确定各交易主体的交易电量（电力）、电价；电力交易机构基于电力调度机构提供的安全约束条件，按照规则对集中交易进行出清计算。

（五）安全校核。电力交易机构将交易出清预成交结果提交电力调度机构。电力调度机构应在规定期限内完成安全校核，形成交易结果，返回电力交易机构。

（六）结果发布。在规定时间内，电力交易机构通过电力

交易平台发布交易结果，电力交易平台自动生成电子合同，并同时报湖南能源监管办备案。

第五十九条 集中竞价交易组织的基本要求：

（一）交易申报价格区间。电力交易机构分别提出买方和卖方最高、最低申报价格建议，形成允许的申报价格区间，报湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局批准。申报价格区间的设定应充分考虑国家有关政策、发用电成本、供需情况及其变动趋势。

（二）申报电量限额。根据电力调度机构提供的安全约束条件，电力交易机构会同电力调度机构对买方和卖方分别提出申报电量限额建议，报湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局备案。申报电量限额的设定应考虑电网安全约束条件以及卖方的装机容量和发电能力、风险防控等因素。

（三）集中竞价申报。买卖双方按照交易公告的要求，在规定时间内通过电力交易平台申报当次交易周期期望购买或卖出的电量（电力）、价格。买方、卖方每次申报的电量（电力）及其价格不超过各自独立的三组。年度集中竞价交易应分月分时段申报，每月各时段申报电量（电力）及其价格不超过独立的三组。电力交易平台校核申报数据的有效性，不符合要求的申报不予受理。

经营主体申报的电量单位为兆瓦时，不保留小数；申报的电

力单位为兆瓦，不保留小数；申报的价格单位为元/兆瓦时，保留两位小数。

（四）出清、安全校核与结果发布。集中竞价交易申报截止后，电力交易机构按照规则出清计算，经电力调度机构安全校核后，由电力交易机构发布交易结果。

第六十条 挂牌交易组织的基本要求：

（一）挂牌申请与公告。经营主体在规定时间内，向电力交易机构提交挂牌交易申请，包括挂牌电量、挂牌电价、执行时间、电力曲线等信息。电力交易机构在2个工作日内完成申请信息审核，在电力交易平台发布交易公告；未通过审核的，退回经营主体，并说明原因。交易公告可按照有关程序对参与交易的经营主体设定申报价格限制区间和申报电量限额。

（二）摘牌申报。挂牌交易公告发布后，经营主体提交摘牌申报，挂牌交易卖方（买方）不得同时参与买方（卖方）申报。经营主体摘牌电量可以小于或等于挂牌电量、不能大于挂牌电量。

（三）安全校核与结果发布。挂牌交易申报截止后，电力交易机构按照规则出清计算，如符合价格限制的摘牌申报总电量超过挂牌电量，满足挂牌电量的最后一个成功申报者获得最后剩余部分。经电力调度机构安全校核后，由电力交易机构发布交易结果。

第六十一条 滚动撮合组织的基本要求：

（一）交易申报。经营主体在交易时段内，按标的申报拟买入或卖出的交易电量与价格，电力交易平台按不同标的进行即时或按一定时间间隔自动匹配撮合出清。

（二）申报电量及价格。滚动撮合交易应满足交易电量约束，申报价格不得超过交易价格约束。电量及价格约束应在交易公告中明确。

（三）安全校核与结果发布。滚动撮合交易申报截止后，电力交易机构根据撮合结果，经电力调度机构安全校核后，由电力交易机构发布交易结果。

第六十二条 电网企业代理购电参与集中交易（不含撮合交易）时，以报量不报价方式，作为价格接受者参与市场出清。其中，采取挂牌交易方式的，挂牌价格按当月月度集中竞价交易加权平均价格确定；若当月未开展集中竞价交易或集中竞价交易未形成价格，挂牌交易价格参照最近一次月度集中竞价交易加权平均价格确定。

地方电网企业、拥有配网经营权的配售电企业代理购电时，根据其省级电网企业计量关口购电需求，按照省价格主管部门核定或双方协商确定的计量关口分类电量比例，通过电力交易平台申报交易意向直接参与市场交易或通过省级电网企业代理购电方式获得。

第六十三条 经营主体通过年度（多年）交易、月度（多月）

交易和月内（多日）等交易满足发用电需求，促进供需平衡。批发市场交易按照年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）的顺序开展。

（一）年度交易顺序：

1.每年 12 月中旬，电力交易机构根据省发展改革委明确的次年省内市场交易总电量规模，按照一定的比例确定年度交易电量规模。如年度交易方案未及时明确，可按次年省内市场交易总电量预测值的一定比例预安排年度交易电量规模；

2.按照年度双边协商交易、年度集中竞价交易的顺序开展年度交易。年度交易电量应分月分时段。如年度双边协商交易已满足年度交易电量需求，可不开展年度集中竞价交易；

3.年度交易结束后，电力交易机构应及时（原则上在 12 月底前）汇总经安全校核的优先发电合同以及双边协商和集中竞价批发交易、跨区跨省交易和合同转让交易的结果，发布年度分类交易结果、汇总交易结果和分期交易结果。

（二）月度交易顺序：

1.在年度合同分月分时段的基础上，原则上按照月度双边合同转让交易、月度双边协商交易、月度集中竞价交易、月度挂牌交易、月内（多日）交易的顺序开展月度交易；

2.月度交易结束后，电力交易机构应及时汇总经安全校核的交易结果并予以发布。

第六十四条 根据实际需要，年度交易和月度交易可以选择双边协商、集中竞价、挂牌招标等交易方式中的几种或任一种。交易方式、交易规模和时序安排在交易公告中予以明确。

第六十五条 在落实跨区跨省优先发电计划的前提下，省内市场交易、跨省跨区交易的时间安排原则上不分先后。当本省电力供应紧张时，应优先保障本省电力电量供需平衡；本省有富余发电能力时，可参与跨省跨区售电交易。

第六十六条 电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易，指导参与电力交易的承担消纳责任的经营主体优先完成可再生能源电力消纳相应的电力交易，在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的经营主体给予提醒。各承担消纳责任的经营主体参与电力市场交易时，应向电力交易机构作出可再生能源电力消纳责任的承诺。

第二节 交易约束与出清

第六十七条 在电力中长期交易开展前，应在交易公告中明确电力中长期交易的各项关键参数。在申报组织及出清过程中不得临时调整或增加关键参数。

第六十八条 电力调度机构通过电力交易平台发布并动态更新各断面（设备）、各路径可用输电容量、影响断面（设备）限额变化的停电检修等与电网运行相关的电网安全约束信息，并向电力交易机构提供各发电机组可用发电能力。

第六十九条 电力交易机构根据已达成的交易合同及可用发电能力，形成各发电机组交易申报限额，并根据市场交易情况及时调整（扣除已成交电量、已申报未出清电量）；对于跨省跨区交易，申报限额不得高于对应标的物电量（电力）规模或剩余通道可用容量对应的电量（电力）规模。

交易申报限额应在交易申报前至少 1 个工作日通过电力交易平台统一公布。

第七十条 售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商的交易申报限额，应根据注册资产总额、履约担保额度、代理或聚合用户的历史用电水平等风险平抑能力条件确定。

第七十一条 经营主体应在规定的时限内通过电力交易平台申报相关交易数据。

第七十二条 电力交易机构根据必要的交易出清约束进行交易出清，形成预成交结果。

跨省跨区交易中，北京电力交易中心协同各省（区、市）电力交易机构根据电网运行约束进行交易出清，形成预成交结果。跨省跨区交易出清、电网安全校核及交易执行阶段的交易优先级高于省内交易。

第七十三条 在月内交易中，因电力安全保供、清洁能源消纳等需要，跨省跨区交易可不受输电通道常规送电方向、送电类型约束。

第三节 年度双边协商交易

第七十四条 年度双边协商交易标的物为次年的分月分时段电量。年度分月每个时段的合同电量按照交易月份日历天数平均分解至每日的相应时段。

第七十五条 原则上每年 12 月中旬，电力交易机构通过电力交易平台发布次年度双边协商交易公告。

第七十六条 经营主体经过双边协商，分别形成年度双边省内批发交易、年度双边跨区跨省交易和年度双边合同转让交易的意向协议，并在年度双边协商交易申报截止前，通过电力交易平台提交。年度双边协商交易的意向协议应提供分月分时段分解电量、电价。

第七十七条 电力交易机构在年度双边协商交易申报截止后 1 个工作日内，依据发电机组能力和通道输电能力，对年度双边协商交易意向进行审核、汇总，形成年度双边协商预成交结果，提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应在 5 个工作日内，将安全校核结果返回电力交易机构。

第七十八条 电力交易机构在收到安全校核结果后 1 个工作日内，发布年度双边省内批发交易、年度双边跨省跨区交易和年度双边合同电量转让交易结果。

第四节 年度集中竞价交易

第七十九条 年度集中竞价交易标的物为次年的分月分时段

段电量。年度分月每个时段的合同电量按照对应月份日历天数平均分解至每日的相应时段。

第八十条 每年 12 月中旬，年度双边协商交易闭市后，电力交易机构通过电力交易平台发布次年度集中竞价交易公告。

第八十一条 年度集中竞价交易申报时间内，经营主体通过电力交易平台申报分月分时段电量、电价。电力交易平台对申报数据进行确认。

第八十二条 申报结束后，电力交易平台按照规则进行出清计算，生成预成交结果，电力交易机构当日提交电力调度机构。电力调度机构应在 5 个工作日之内将安全校核结果和必要的说明返回电力交易机构。

第八十三条 电力交易机构在收到安全校核结果后 1 个工作日内，向经营主体发布交易结果和有关说明，并在 12 月底前发布年度各类交易的汇总结果和分项结果。

第五节 月度双边协商交易

第八十四条 月度双边协商交易标的物为次月分时段电量，每个时段的合同电量按照交易月份日历天数平均分解至每日的相应时段。

第八十五条 月度交易时（除合同转让外），发电侧仅可作为售电方，用户侧仅可作为购电方。

第八十六条 每月中旬，市场运营机构开展月度电力电量平

衡分析、电网输送能力分析、检修计划编制、发电企业可交易电量计算、电力用户和售电公司用电需求汇总等工作，编制月度交易组织方案、交易公告。

第八十七条 每月下旬，电力交易机构应通过电力交易平台发布次月双边交易公告。

第八十八条 经营主体经过双边协商，分别形成月度双边省内批发交易、月度双边跨省跨区交易和月度双边合同转让交易的意向协议，并在月度双边协商交易申报截止前，通过电力交易平台提交。月度双边协商交易的意向协议应提供分时段电量、电价。

第八十九条 电力交易机构在月度双边协商交易申报截止后 1 个工作日内，依据发电机组能力和通道输电能力对月度双边协商交易意向进行审核、汇总，形成月度双边协商预成交结果，提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应在 2 个工作日内，将安全校核结果返回电力交易机构。

第九十条 电力交易机构在收到安全校核结果后 1 个工作日内，发布月度双边省内批发交易、双边跨省跨区交易和双边合同电量转让交易结果。

第六节 月度集中竞价交易

第九十一条 月度集中竞价交易标的物为次月分时段电量。

第九十二条 每月下旬，电力交易机构通过电力交易平台发布次月集中竞价市场相关信息。

第九十三条 月度集中竞价交易期间，经营主体通过电力交易平台申报次月分时段电量、电价。电力交易平台对申报数据进行确认。

第九十四条 申报结束后，电力交易平台按照规则进行出清计算，生成预成交结果，电力交易机构当日提交电力调度机构。电力调度机构应在 2 个工作日之内将安全校核结果和必要的说明返回电力交易机构。

第九十五条 电力交易机构在收到安全校核结果后 1 个工作日内，向经营主体发布交易结果和有关说明。

第七节 月度挂牌交易

第九十六条 月度挂牌交易标的物为次月分时段电量。

第九十七条 每月集中竞价交易期间，经营主体在规定时间内向电力交易机构提交挂牌交易申请。电力交易机构在 2 个工作日内完成申请信息审核；未通过审核的申请，退回经营主体。

每月集中竞价交易结束，电力交易机构将通过审核的挂牌交易申请形成交易公告，并通过电力交易平台发布。

第九十八条 挂牌交易公告发布后，在规定时间内，符合资格要求的经营主体通过电力交易平台摘牌。

第九十九条 申报结束后，电力交易平台按照规则进行出清计算，生成预成交结果，电力交易机构当日提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应在 2 个工作日之内，将安全校核结

果和必要的说明返回电力交易机构。

第一百条 电力交易机构在收到安全校核结果后 1 个工作日内，通过电力交易平台向经营主体发布交易结果和有关说明，并在月底前发布月度双边协商、集中竞价、挂牌交易的汇总结果和分项结果。

第八节 月内（多日）交易

第一百〇一条 月内（多日）交易的标的物为月内剩余天数或特定天数的分时段电量。其中：

旬（周）交易的标的物为月内次旬（周）分时段电量，每个时段的合同电量按照当旬（周）日历天数平均分解至每日的相应时段，交易方式为双边协商或集中交易；

月内连续运营交易的标的物为 D-5 日（D 为现货市场运行日）至 D-2 日每日分时段电量，按 D-2 日连续开市，每日按照 24 个时段，每个时段的电量单独进行交易，交易方式为连续集中竞价及（或）滚动撮合，参与交易的经营主体可以买入或卖出电量，但在同一个交易日同一交易时段，只允许选择买入或卖出一个交易方向。月内连续运营交易融合开展发电侧和用户侧月内增量、减量、合同转让、合同回购等多种交易品种。

第一百〇二条 月内交易中，经营主体在规定时限内，通过电力交易平台申报。电力交易机构根据经营主体申报情况及交易约束条件进行市场出清，形成预成交结果。

第一百〇三条 电力交易机构将月内交易的预成交结果提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应当在交易结果发布 1 个工作日内，将安全校核结果提交电力交易机构发布。

经营主体如有异议，应当在交易结果发布 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构 1 个工作日内给予解释。

月内交易结束后，电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对分月交易计划进行滚动调整、更新。

第九节 合同转让交易

第一百〇四条 合同转让交易标的物为分时段合同电量。转让电量可以是交易合同的全部或部分电量，也可以是发电权；转让周期可为合同全部周期，也可以是部分周期；不同时段合同不能转让。其中，月度合同转让交易以月度合同和后续月度各时段电量为标的物，月内合同转让交易以当月各时段电量未执行部分为标的物，经营主体可自主选择单个时段的部分电量开展交易。

拥有批发交易（含批发市场电力用户交易）合同、跨省跨区电能交易合同的发电企业，以及拥有批发交易（含批发市场电力用户交易）合同、跨省跨区电能交易合同的电力用户和售电公司可作为出让方或者受让方以全部或部分电量或发电权为标的参与合同转让交易。

第一百〇五条 经营主体可根据发用电预测情况，结合自

身需求，开展合同转让交易。在清洁能源发电形势、电力供需形势、电网安全约束条件等出现较大变化时，可根据经营主体需求临时开展分时段合同转让交易。

第一百〇六条 常态化开展月前分时段合同转让交易，为经营主体调整合同提供灵活手段。月前分时段合同转让交易，原则上每月 23 日前完成次月及以后月份合同转让交易，如遇经营主体注销或退市，可转让后续月份所有电量。

第一百〇七条 合同转让交易应符合以下要求：

（一）受让方应符合市场准入条件并已完成市场注册；

（二）受让方具有真实的受让需求和直接受让能力，严禁买空卖空。电力交易机构发现经营主体通过合同转让交易不当获利时，报经湖南能源监管办批准后，可以调整合同转让电量直至取消合同转让交易；

（三）合同转让交易受让电量暂不允许再次转让；发生转受让关系后，受让方不得再转让，出让方不得再受让；当月分时段交易计划不能完成的发电企业不得受让合同电量；可再生能源发电企业合同转让仅限于市场合同电量；

（四）电网运行约束机组合同电量、调峰调频电量、热电联产机组“以热定电”电量、余热余压余气优先发电电量等特殊属性的电量原则上不得转让；

（五）电力交易机构可根据实际情况，启动或暂停电力用户

之间的合同电量转让;

(六)合同转让电量以1兆瓦时为最小单位,转受让的合同电量自转受让次日起从出让方当月月度合同电量中扣减并计入受让方当月月度交易电量。

第一百〇八条 合同转让交易可采用双边协商或挂牌交易方式,出让方与受让方按照前述交易规则参加年度、月度的双边协商或挂牌交易。

采用双边协商方式的,在双边协商交易申报时间范围内,出让方与受让方可事先签订转受让合同,通过电力交易平台正式申报,明确原合同名称与编号、拟转让的电量、转让价格等信息,由出让方录入电力交易平台,受让方确认相关信息。拟出让的双边协商合同电量不能超过月度双边协商交易电量。

采用挂牌方式的,出让方在规定时间内通过电力交易平台提交合同转让挂牌申请,明确原合同名称与编号、拟转让的电量、转让价格等信息。挂牌交易总体按照时间优先原则成交,同一次交易中,如果摘牌时间无法区分则按摘牌方申报电量等比例分摊成交。

第一百〇九条 电力交易机构负责受让方受让需求与能力初步审查和受让电量再次转让的合规性审查。电力交易机构在交易申报截止当日,将预成交结果提交电力调度机构进行安全校核。电力调度机构在规定时间内反馈安全校核结果,电力交易机构通

过电力交易平台发布通过交易结果，作为交易计划制定和结算的依据。具体时间要求与年度、月度交易相同。

第十节 绿色电力交易

第一百一十条 绿电交易应确保发电企业与电力用户一一对应，实现绿电环境价值可追踪溯源。

第一百一十一条 鼓励经营主体参与数年绿电交易，条件成熟时，常态化开展数年绿电交易。

多年期绿色电力交易可以年度、月度(多月)为周期统筹安排、灵活开展。

第一百一十二条 售电公司参与绿电交易时，应提前与电力用户建立代理服务关系，并在交易申报时将绿电需求电量全部关联至与其签订绿色电力零售合同的零售电力用户。

第一百一十三条 虚拟电厂聚合分布式新能源参与绿电交易时，应提前与分布式新能源建立聚合服务关系，并在交易申报时将绿电申报电量全部关联至各分布式新能源项目。

第一百一十四条 绿电合同转让交易需相关各方协商一致。未履行的合同可全部或部分通过合同转让交易转让给第三方，相关权责一并转让。

第一百一十五条 绿色电力交易主要包括省内绿色电力交易和省间绿色电力交易，其中：

(一) 省内绿色电力交易是指电力用户或售电公司通过电力直

接交易的方式向省内发电企业购买绿色电力产品。

（二）省间绿色电力交易参照《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》执行。

第一百一十六条 绿色电力交易方式包括双边协商交易和集中交易（含集中竞价交易、挂牌交易、滚动撮合交易）。省内绿色电力交易中不单独组织集中竞价和滚动撮合交易，可根据市场需要进一步拓展交易方式。

第一百一十七条 省内绿色电力双边协商交易流程：

（一）交易组织。对于定期开展的双边协商交易，电力交易机构在电力交易平台发布交易公告，经营主体自主协商一致，在规定时间内申报（或确认）绿色电力交易电量（电力）、电能量价格、绿色电力环境价值、绿色电力环境价值偏差补偿方式等信息。电力交易机构通过电力交易平台出清形成交易预成交结果。

（二）结果发布。经交易机构交易校核和调度机构安全校核后形成成交结果，电力交易机构发布成交结果。

第一百一十八条 省内绿色电力挂牌交易流程：

（一）交易组织。电力交易机构在电力交易平台发布交易公告，经营主体按时间规定申报挂牌电量（电力）、价格等信息，或者进行摘牌确认。电力交易机构通过电力交易平台出清形成交易预成交结果。

（二）结果发布。经交易机构交易校核和调度机构安全校核后

形成成交结果，电力交易机构发布成交结果。

第一百一十九条 绿电交易与零售市场衔接按照《湖南省零售市场规则》执行。电力用户或售电公司与发电企业签订绿色电力交易合同，应明确交易电量、价格（包括电能量价格、绿色电力环境价值）及绿色电力环境价值偏差补偿等事项。售电公司与电力用户签订的零售合同中应明确上述事项，未明确绿色电力环境价值偏差补偿事项的，双方均不承担相应责任。

第一百二十条 绿电交易合同在各方协商一致、确保绿电环境价值可追踪溯源的前提下，建立灵活的合同调整机制，按月或更短周期开展合同转让等交易。绿电合同转让交易应一并转让对应的绿电环境价值。

第一百二十一条 绿证核发、交易及划转等事项按照《国家能源局关于印发可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》（国能发新能规〔2024〕67号）及有关规定执行。

第六章 中长期市场与现货市场衔接机制

第一百二十二条 统筹推进电力中长期市场、电力现货市场建设，在交易时序、交易出清、市场结算等方面做好衔接，发挥电力中长期市场在平衡电力电量长期供需、稳定电力市场运行等方面的基础作用。适应新能源出力波动特点，实现灵活连续交易，推广多年期购电协议机制，稳定长期消纳空间。

第一节 曲线分解机制

第一百二十三条 中长期交易按每天 24 小时分为 24 个时段，以每个时段的电量作为交易标的物。经营主体通过双边协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格、结算参考点等关键要素。

经营主体申报 24 个时段电量、电价。年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）等中长期合同按照执行期内日历天数均分的原则，将 24 个交易时段合同电量分解至每日的相应时段。

（一）年度交易按分月分时段申报，按月度日历天数均分的原则，将 24 个交易时段合同电量分解至每日的相应时段。

（二）月度交易按 24 个时段申报，每个时段的合同电量按照交易月份日历天数平均分解至每日的相应时段。

（三）月内滚动撮合交易按日连续开市，月内交易每个时段的合同电量按照交易执行期的日历天数平均分解至每日的相应时段。

（四）经营主体可通过月度分时段交易、月内滚动撮合交易、合同转让、合同回购等调整各个时段的合约电量。

第一百二十四条 集中竞价按照 24 个交易时段分别出清，形成 24 时段中长期交易量价曲线，双边协商按照经营主体协商结果提交 24 时段中长期交易量价曲线，挂牌交易按照挂牌 24 时段中长期量价曲线出清。年度（多年）、月度（多月）、月内（多

日)交易的日分时电量之和形成经营主体某一运行日的中长期合约曲线。

经营主体某一运行日中长期交易结果每小时的电量均分至该小时的4个15分钟时段,形成96点中长期合约电量曲线。D-2日,电力交易机构汇总发用两侧中长期合约曲线,并将发用两侧经营主体D日中长期合约分解曲线发送给电力调度机构。

第二节 电量约束机制

第一百二十五条 为发挥中长期交易“压舱石”作用,确保市场平稳运行,原则上发用经营主体在当月中长期各批次的交易中,每个时段交易电量与实际发用电量上下浮动不得超出一定比例。不满足比例要求的处理措施按照政府有关部门有关要求执行。电力交易机构可根据实际情况设置售电公司交易月份买入电量限额及某一时段买入电量限额。

第一百二十六条 加强售电公司、发电企业中长期交易合约持仓偏差考核,可设置中长期交易合约持仓偏差考核,其费用疏导按照我省市场规则执行。因保供电需要、电网安全约束等不可抗力原因,导致经营主体月度合同偏差电量超过允许范围,可申请减免偏差考核费用;经营主体申请减免偏差考核时,经政府主管部门或监管机构批准后,可予以免除。

第三节 现货市场未运行期间偏差处理机制

第一百二十七条 现货市场未运行时,系统月度实际用电需

求与月度发购电计划存在偏差时，通过发电侧上下调预挂牌机制进行处理。发电侧上下调预挂牌机制采用“报价不报量”方式，发电企业在规定的时间内申报上调（增发）价格和下调（减发）价格，预挂牌招标交易机制见附件 3。

上下调交易价格、强制上下调补偿价格可根据成本监测和市场运营状况实行限价，可再生能源发电企业上下调补偿限价、强制上下调补偿限价可单列明确。上调价格的限额原则上由同月同类型机组月度分时段交易平均价格乘以上调价格调整系数 K ， K 取值范围为 0.8-1.2，由电力交易机构测算并提出建议值，经省电力市场管理委员会讨论，报湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局批准。

第一百二十八条 现货市场未运行时，发电企业、批发交易用户按照中长期合同开展分时段电量电费结算，上下调电量、偏差电量分时段考核结算，并按月清算。月度清算费用如有盈余或亏空，按照当月发电侧经营主体上网电量、工商业用户上网电量占比分摊或者返还给所有经营主体，月结月清。代理购电产生的偏差电量，按照发电侧上下调预挂牌价格结算，未开展上下调预挂牌交易时按当月月度集中竞价交易加权平均价格结算。

第七章 交易校核

第一百二十九条 电力中长期市场交易校核包含交易出清校

核和电网安全校核，交易出清校核由电力交易机构负责，电网安全校核由电力调度机构负责。

第一百三十条 交易出清校核主要包括交易电力电量限额校核、交易限价校核等。电力交易机构以各断面、各路径可用输电容量等为约束，进行出清校核。涉及跨省跨区的交易，交易出清校核由北京电力交易中心组织，湖南电力交易中心参与。

第一百三十一条 交易出清校核在电力中长期交易出清前开展，原则上不超过 1 个工作日。交易出清完成后，电力交易机构发布预成交结果。

第一百三十二条 电网安全校核按照电网运行安全校核技术规范有关要求执行。交易预成交结果发布后，电力交易机构将预成交结果推送至电力调度机构进行电网安全校核。数年交易，应逐年开展电网安全校核；月内交易根据交易组织时间按日统一推送至电力调度机构开展电网安全校核。

涉及跨区跨省的交易，须提交相关电力调度机构共同进行安全校核（省级调度机构可受托进行安全校核）。安全校核的内容主要包括但不限于：通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制等。

第一百三十三条 电力调度机构以年、月、日为周期进行全电量交易安全校核，同一周期内（年度、月度和月内）不同交易方式形成的交易结果必须进行安全校核。

第一百三十四条 安全校核应在规定的时限内完成。其中，数年、年度交易 5 个工作日，月度交易 2 个工作日，月内交易 1 个工作日。

第一百三十五条 电网安全校核未通过时，电力调度机构将越限信息以规范、统一的形式推送至电力交易机构，并在电力交易平台披露电网安全校核未通过原因。电力交易机构根据电网安全校核意见，按交易优先级逆序削减。

对于双边协商交易，可按照时间优先原则进行削减；对于集中交易，可按照价格优先的原则进行削减，价格相同时按提交时间优先的原则进行削减，提交时间相同时按发电侧节能低碳电力调度的优先级进行削减。

第一百三十六条 电力交易机构应当根据电网安全校核意见在规定时间内完成削减并形成成交结果。其中，数年、年度交易 5 个工作日，月度交易 2 个工作日，月内交易 1 个工作日。

第八章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第一百三十七条 各市场成员在开展电力中长期交易时应签订电力中长期交易合同（含电子合同），作为执行依据。分散资源可与资源聚合类新型经营主体签订聚合服务合同，参与电力中长期市场。

第一百三十八条 市场成员应根据交易结果或者政府下达的优先发电计划电量，参照合同示范文本签订购售电合同，并在规定的时间内提交至电力交易机构。

第一百三十九条 电力交易机构按照规则，参照国家颁布的合同范本，结合本省实际，编制湖南省电力交易合同范本以及湖南省电力零售市场合同范本，经电力市场管理委员会审议通过，报湖南能源监管办审定后执行。

第一百四十条 电力交易机构根据市场成员在电力交易平台的成交结果，出具的电子交易确认单，视为电子合同。

零售市场合同采用电子合同的形式，经双方在电力交易平台确认即视为生效。条件成熟时应用电子签章，实现网上签订，规范管理。

第一百四十一条 绿电交易合同应明确交易电量、电力曲线及价格（包括电能量价格、绿电环境价值）等内容。电力交易机构根据交易合同形成绿色电力溯源关系，为经营主体提供溯源服务。

第一百四十二条 批发市场合同包括厂网间购售电合同、市场交易合同、电量转让合同。

厂网间购售电合同是指发电企业与电网企业根据省政府电力主管部门下达的年度优先计划电量签订的购售电合同。厂网间购售电合同签订后应提交电力交易机构，作为优先计划电量结算

依据。

电量转让合同是指合同转让交易的出让方和受让方依据交易结果签订的合同。

各类市场交易合同依据交易结果签订,内容包括:交易主体、交易时间、分时段交易电量(电力)、交易价格等。其中,年度交易合同应明确分月分时段交易电量(电力)、价格。

第一百四十三条 根据省发展改革委下达的年度电力供需平衡方案,原则上在每年省内年度交易开始前(不晚于当年12月底前)完成次年度优先发电购售电合同签订。

(一)跨区跨省国家指令性计划电量、政府间协议电量的购售电合同(含补充协议),应约定年度电量规模及分月计划、送受电曲线或者确定曲线的原则、交易价格等,纳入送、受电省优先发电计划,并优先安排输电通道。年度电量规模以及分月计划可根据实际情况,由购售电双方协商确定。

(二)执行政府定价的省内优先发电电量签订厂网间年度购售电合同,应约定年度电量规模及分月分时段计划、交易价格等。年度交易开始前,尚未确定优先发电的,可参考历史情况测算,预留优先发电空间,确保市场交易正常开展。

(三)省内优先发电电量计划,应结合实际科学安排,不得将上述电量安排在指定时段内集中执行,也不得将上述电量作为调节市场自由竞争的手段。

第一百四十四条 采用“保量保价”和“保量竞价”相结合的方式，推动优先发电参与市场交易，不断提高优先发电中“保量竞价”比例，实现应放尽放。

第一百四十五条 原则上，批发市场合同应当在交易执行前签订，具体要求如下：

第一百四十六条 双边协商交易结果发布后，由电力交易平台自动生成电子合同，相关经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在 1 个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，自动确认合同生效。

集中交易结果发布后，由电力交易平台自动生成电子合同，无须相关经营主体确认。

原则上，各类通过电力调度机构安全校核的交易结果，视为电子化合同的构成要素。

第一百四十七条 各类合同均应及时签订，电力交易机构应做好各类交易合同的汇总管理，并在相关合同签订后 5 个工作日内向湖南能源监管办备案。对不及时签订、备案合同的，责令整改；不按要求整改的，湖南能源监管办依法依规予以处理。

第二节 合同执行

第一百四十八条 电力交易机构根据电力中长期市场连续运营情况，汇总市场成员跨省跨区、省内交易合同，作为执行依据。

第一百四十九条 电力交易机构以满足电网稳定运行要求、实现月度电力电量平衡为约束条件，根据省发展改革委印发的年度电力供需平衡方案、汇总各类月度交易合同（含优先发电合同、市场交易合同，其中年度合同根据约定的分月分时段电量分解安排），形成月度交易计划后发布，并依据月内（多日）交易结果，进行更新、调整。月度交易计划应分时段编制。

月度交易计划包括以下主要内容：次月全网调度发受电量预测、预安排的多发（少发）电量、火电（含煤矸石发电）企业市场合同电量、其他发电企业市场合同电量、优先发电计划电量，跨省跨区购电量，非统调发电企业上网电量等。

编制月度电量交易计划时，水电发电企业各月的优先发电计划根据水电企业自行预测值与近 5 年当月发电量（上网电量）共同确定，并采纳电力调度机构水电预测值进行偏差调节；生物质和垃圾焚烧等发电企业将年度平衡方案的年度优先发电计划电量（如有）按利用小时数平均分配至 12 个月，在不改变各发电企业年度优先发电计划电量的前提下，可根据计划检修等实际情况适当进行分月调整；可再生能源发电企业的月度发电计划（优先计划发电量与市场合同发电量之和）以不超自身发电能力为原则。月度交易计划应分时段编制。

第一百五十条 年度合同执行周期内，次月交易开始前，经交易双方协商一致，在不影响其他经营主体交易合同执行的基

基础上，允许通过电力交易平台调整后续各月的合同分月分时段计划（年度合同总量不变），调整后的分月分时段计划作为合同结算依据。经营主体分月电量调整流程如下：

（一）原则上每月 23 日前，由发电企业通过电力交易平台向电力交易机构提出年度合同次月及后续月份电量变更申请（申请内容包括调整的合同名称及编号、次月及以后各月的分时段合同电量调整值、调整原因等），并由购电方确认。合同变更与调整的具体申报时间可由电力交易机构在市场交易公告中明确。

（二）电力交易机构审核。如果审核不通过，则通过电力交易平台退回申请并说明退回理由。

（三）电力交易机构将审核后的合同变更信息提交电力调度机构进行安全校核。安全校核不通过时，通过电力交易平台退回申请并说明退回理由。

（四）电力调度机构安全校核通过后，原合同次月起终止执行，变更后的合同次月起自动生效，并作为月度交易计划和电量结算的依据。

（五）集中竞价、挂牌交易签订的交易合同不能进行合同变更。厂网间购售电合同电量根据政府主管部门下达的计划以及电力交易机构制定的月度交易计划进行调整。

第一百五十一条 根据国家法律法规规定，交易合同需要解除的，按相关规定执行。交易各方协商一致，可以解除合同。合

同解除，须按照原交易合同形式，签订解除协议。合同解除后，已履行部分仍然有效，尚未履行部分不再履行。

第一百五十二条 各类交易合同调整、解除应不违反国家法律法规的禁止性规定，不得违反市场交易规则，不得妨碍第三方利益。因国家政策、法律法规变化等不可抗力导致售电方或购电方不能完成合同义务时，各方应本着公平合理原则协商解决。

第一百五十三条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，事后向电力监管机构、政府有关主管部门报告事件经过，并向经营主体披露相关信息。

第九章 计量与结算

第一节 计 量

第一百五十四条 经营主体应当安装符合国家标准电能计量装置，由电能计量检测机构检定后投入使用，电能计量装置应具备电量数据分时计量与传输或替代技术手段，计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的分时段结算需要，保证计量数据准确、完整，按自然月购售同期抄表结算。

第一百五十五条 参与电能量交易的经营主体，应当明确各自电能计量点。计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点不能安装电能计量装置的，由双方协商确定电能计量点。法定或者约定的计量点计量的电能作为电费结算的依据。

第一百五十六条 电网企业负责其供电营业区内所有用于交易结算的电能计量装置的计量管理。发电企业配合电网企业完成与本企业有关的交易结算所使用电能计量装置的技术管理。

电网企业应当建立并维护电能计量数据库，并按照有关规定向经营主体公布相关的电能计量数据。

第一百五十七条 计量管理应保证电能计量量值的准确性、溯源性、及时性。电能计量检测机构对电能计量装置实行定期校核，确保电能计量装置运行安全可靠，维护市场成员合法权益，为电力市场规范开展提供计量保证。

第一百五十八条 多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的额定容量或发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照额定容量等比例计算各自上网电量。

处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

第一百五十九条 资源聚合类新型经营主体聚合的不同分散资源同时具有上、下网电量时，应区分各时段的上、下网电量。

第一百六十条 省级电网企业应按照电力市场分时段结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，

并提交电力交易机构。

地方电网和增量配电网企业及其营业区域内经营主体参与市场交易时，各地方电网和增量配电网企业应按照电力市场分时段交易结算要求向电力交易机构提交各自营业区域内经营主体计量数据，对数据的准确性和及时性负责。

第一百六十一条 中长期交易计量其他有关要求按《湖南省电力市场计量实施细则》执行。

第二节 结 算

第一百六十二条 电力中长期市场结算以自然月为周期开展，按日开展清分、按月开展结算。

第一百六十三条 电力中长期市场应设置电力中长期结算参考点，作为电力中长期市场电量在现货市场的交割点，参考点价格由日前或实时市场出清价格确定。

第一百六十四条 电力中长期市场结算按差量结算方式开展。

已注册入市但尚未签订电力中长期合同的批发市场经营主体，实际用电量或实际发电量按偏差电量结算。

第一百六十五条 电力交易机构应分别结算居民和农业用户、电网企业代理购电的偏差电量。电网企业和电力调度机构应向电力交易机构分别提供相关电量信息。

电力交易机构负责提供电力市场交易结算依据和服务，电网企业受经营主体委托提供相关结算服务和进行电费资金结算。

第一百六十六条 电网企业（含地方电网企业和增量配电网企业）之间结算的输配电费用，按照政府价格主管部门核定的输配电价和计量关口实际物理计量电量结算。

地方电网企业和增量配电网企业，居民、农业电量和代理购电工商业电量，按照省价格主管部门核定的计量关口电量分类比例计算（剔除已直接参与市场交易用户电量）；双方另有约定的，可按双方约定执行。

第一百六十七条 发电企业上网电量电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险；售电公司和新型经营主体按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。

第一百六十八条 资源聚合类新型经营主体及分散资源按照聚合服务合同明确的电能量价格单独结算。

第一百六十九条 绿电交易中电能量与绿电环境价值分开结算。电能量部分按照本章相关条款开展结算。纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。

第一百七十条 绿电环境价值部分按当月合同电量、发电侧上网电量（扣除纳入可持续发展价格结算机制的电量）、用电侧电量三者取小的原则确定。绿电环境价值偏差补偿费用按照合同约定执行。

绿电交易对应的绿证根据可再生能源发电项目月度结算电

量，经审核后统一核发，并按规定将相应绿证由发电企业或项目业主的绿证账户随绿电交易划转至买方账户。

第一百七十一条 中长期市场结算具体要求按《湖南省电力市场结算实施细则》执行。

第十章 信息披露

第一百七十二条 信息披露应当遵循“安全、及时、真实、准确、完整、易于使用”的原则。信息披露主体应严格按照要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第一百七十三条 电力交易机构负责电力市场信息披露的实施，以电力交易平台为基础设立信息披露平台，负责电力交易平台、电力交易机构网站的建设、管理和维护，并做好湖南能源监管办、政府相关部门、市场经营主体的信息披露平台登录账号运维管理工作。

第一百七十四条 电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期开展披露，信息披露主体按照标准数据格式在信息披露平台披露信息，披露的信息保留或可供查询的时间不少于 2 年，且封存期限为 5 年。

第一百七十五条 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向电力交易机构提出，相关信息披露主体应予以

解释。

第一百七十六条 信息披露主体在披露、查阅信息之前应在信息披露平台签订信息披露承诺书。信息披露承诺书中应明确信息安全保密责任与义务等条款。

第一百七十七条 湖南能源监管办依法依规对湖南电力市场信息披露工作进行监管。

第一百七十八条 中长期市场信息披露按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）执行。

第十一章 市场技术支持系统

第一百七十九条 电力交易平台（含“e-交易”APP）应包括市场注册、交易申报、交易出清、市场参数管理、市场结算、信息发布、交易出清校核、市场运营监测等功能模块，符合相关技术规范和市场规则要求。

第一百八十条 电力交易平台应遵循全国统一的数据接口标准，电力交易平台间、电力交易平台与电网企业的电力调度及营销等系统应实现互联互通，在保障信息安全的前提下为市场相关方提供数据交互服务。

第一百八十一条 电力交易平台应强化基础运行保障能力，满足电力中长期市场连续运营要求，建立备用系统或并列双活运行系统。

第一百八十二条 电力交易平台实现注册信息互通互认，确保经营主体“一地注册、全国共享”。

第一百八十三条 电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。

第一百八十四条 交易开展期间，若发生因黑客攻击、网络中断、恶意爬虫活动、接口异常调用或系统故障等突发原因，导致技术支持系统卡顿、崩溃，电力市场运营机构应评估事件影响，并尽快恢复系统正常运行。若短时间内无法恢复，电力市场运营机构应根据具体情况，采取暂停交易、交易时间顺延、调整等措施，保障交易公平公正。相关情况应及时向湖南能源监管办、政府主管部门报告。

第一百八十五条 电力交易平台账号采用实名制管理，账号必须使用真实有效的证件进行认证，所有账号经实际使用人实名认证后，方可登录电力交易平台并获取相应权限。实名制人员应为本经营主体人员，如非法定代表人，需经法定代表人授权。

第一百八十六条 电力交易机构应加强对电力交易平台账号的管理。经营主体的电力交易平台账号实名、授权等相关信息应确保准确无误，电力交易机构可对限期未整改的账号采取登录限制等措施。

第一百八十七条 经营主体应根据国家相关法律法规、政策文件及本规则的规定，进行账号的注册、登录、使用等操作。账

号在交易平台的操作行为均代表经营主体的真实意愿表达，其法律责任由该账号使用方关联的经营主体承担。经营主体应及时更新账号注册信息，账号信息未及时变更产生的影响及法律责任由经营主体自行承担。

第一百八十八条 经营主体应妥善保管账号、手机号、密码、数字安全证书等信息和介质，仅限账号使用人本人使用，不得转借他人。使用人应采取积极措施防止账号信息失窃、遗失和过期失效，因怠于管理或使用不当造成的损失及法律后果由经营主体自行承担。

第一百八十九条 经营主体应办理数字安全证书或采取同等安全等级的身份认证手段。在交易申报、合同签订、账号管理等关键环节，需进行数字安全证书或同等安全等级的身份认证。

第一百九十条 经营主体进行账号登录、数据查询、交易申报等操作，非技术支持系统技术原因出现以下行为将视为异常行为：

（一）数据查询、交易申报等操作频次（以各服务接口调用频次统计）超过页面限制频次的，或页面对应暂无限制要求；

（二）使用外挂软件、以妨碍他人操作或获取他人秘密的任何技术手段；

（三）提交数据突破交易开闭市时间、电量、电价等条件约束；

- (四) 有越权访问等异常行为记录的;
- (五) 其他违反平台使用协议规定情况;
- (六) 其他影响技术支持系统安全稳定运行的异常行为。

第一百九十一条 按照政府主管部门和监管机构要求, 电力交易机构有权对经营主体违反技术支持系统使用要求的异常行为进行记录, 采取冻结其相应账号或全部账号等措施、并报政府主管部门和监管机构。

第十二章 风险防控及争议处理

第一百九十二条 电力市场风险类型包括电力供需失衡风险、市场价格异常风险、不正当竞争风险、技术支持系统运行异常风险、合同违约风险及其他市场风险。

第一百九十三条 电力交易机构、电力调度机构应事前编制电力市场风险防范及处置预案, 按照有关程序对电力市场风险进行监测预警和防范处置。电力市场应急预案经湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局批准后执行。

第一百九十四条 湖南能源监管办建立健全电力交易机构专业化监管制度, 推动成立独立的电力交易机构专家委员会, 积极发展第三方专业机构, 形成政府监管与外部专业化监督密切配合的有效监管体系。

第一百九十五条 湖南能源监管办建立健全电力市场数字化

监管工作机制，常态化开展数字化监管。电力交易机构、电力调度机构应根据有关监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统。

第一百九十六条 湖南电力市场管理委员会应充分发挥市场自律和社会监督作用，强化市场内部自律管理，督促市场成员签订自律公约并规范执行。

第一百九十七条 电力交易机构、电力调度机构按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，履行市场监控职责，加强对电力市场各类交易活动的监测预警和风险防范，依法依规开展电力市场运营监测分析，按照有关规定定期向湖南能源监管办报送市场运营分析报告。持续推动经营主体合规交易、着力规范市场报价行为，发现《关于进一步规范电力市场交易行为有关事项的通知》事项中的有关问题，及时向湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局报告。

市场成员及其他单位和个人发现市场异常情况，可向湖南能源监管办投诉或举报。

第一百九十八条 充分发挥电力中长期交易稳定电力、电量总体平衡的作用，加强电力中长期交易合同电量履约监管。经营主体自主协商一致，约定双边协商合同交易价格或浮动机制，相关部门和单位不得强制干预。

第一百九十九条 加强电网企业代理购电机制运行中的市

场交易、交易价格、信息公开、电费结算、服务质量等事项监管，加强电力交易机构独立规范运行的监管，及时查处信息公开不规范、电费结算不及时，以及运用垄断地位影响市场交易等违法违规行为。

第二百条 为促进湖南电力市场健康有序发展，防范交易欠费风险，按照《售电公司管理办法》建立售电公司履约保函（保险）制度、履约额度跟踪预警机制。根据售电公司资产规模、交易规模和交易情况，确定履约担保额度。售电公司应按照有关要求，在交易前向电力交易机构提交履约保障凭证。虚拟电厂（聚合商）参照售电公司要求执行。

第二百〇一条 电力交易机构按照有关规定，在政府有关部门指导下，建立电力市场经营主体信用评价管理制度，开展电力市场经营主体信用评价、结果发布，推进电力市场信用评价结果应用。信用评价工作接受政府相关部门监管。

第二百〇二条 湖南能源监管办依法依规对市场成员按照交易规则组织和参与市场交易相关行为进行监管，对执行交易结果的情况进行监管。市场成员出现下列违规行为的，湖南能源监管办可采取监管约谈、责令整改、监管通报等监管措施；对于严重违反交易规则的，湖南能源监管办会同省发展改革委、省能源局依法依规予以处理：

（一）提供虚假材料或以其他欺骗手段取得市场准入资格；

(二) 运用垄断地位影响市场交易，恶意串通、操纵市场、异常申报；

(三) 无故未履行电力中长期交易合同；

(四) 不按时结算，侵害其他经营主体利益；

(五) 市场运营机构对市场交易主体有歧视行为；

(六) 提供虚假信息，违规发布信息，或未按规定披露、提供信息；

(七) 未承担保密义务，泄露应当保密的信息；

(八) 其他严重违反交易规则的行为。

第二百〇三条 发生下列情形之一的，由湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局根据职责，书面作出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托电力市场运营机构实施市场干预：

(一) 电力系统内发生重大事故危及电网安全；

(二) 电力市场未按照规则运行和管理时；

(三) 电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时；

(四) 电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果时；

(五) 市场价格达到价格限值且触发管控条件时；

(六) 其他认为需要进行市场干预的情形。

第二百〇四条 发生下列情形之一的，由电力市场运营机构按照安全第一的原则，采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局：

（一）电力系统发生故障、因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全风险较大时；

（二）电力市场技术支持系统发生重大故障，导致无法按照市场规则进行出清和调度时；

（三）因不可抗力导致电力市场交易不能正常开展时；

（四）国家能源局、湖南能源监管办作出暂停市场交易的决定时；

（五）其他认为需要进行市场干预的情形。

第二百〇五条 当市场运行发生紧急风险时，电力市场运营机构根据政府有关规定执行市场干预措施，详细记录市场干预的原因、起止时间、对象、措施和结果等有关情况，并在 3 日内向湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局提交报告，按规定程序披露。

第二百〇六条 市场成员产生争议，可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交电力监管机构、政府有关主管部门依法协调，也可依法提交仲裁委员会仲裁或向人民法院提起诉讼。

市场成员应向电力监管机构、政府有关主管部门提供争议处

理所需的数据和材料。

第十三章 法律责任

第二百〇七条 对于电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本规则规定的，电力监管机构依照《电力监管条例》第三十一条、第三十三条、第三十四条以及《电力市场监管办法》第三十六条、第三十八条、第三十九条有关规定处理。

第二百〇八条 任何单位和个人不得干预市场运行。任何单位和个人扰乱电力市场秩序且影响电力市场活动正常进行，或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的，按照有关规定处理；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第十四章 附则

第二百〇九条 本实施细则的修订应按照程序，经省电力市场管理委员会审议通过，报湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局批准后实施。

第二百一十条 本实施细则由湖南能源监管办会同省发展改革委、省能源局负责解释。

第二百一十一条 本实施细则自发布之日起施行，《关于印发<湖南省电力市场系列规则(试行)>的通知(湘监能市场〔2025〕59号)》文中《湖南省电力中长期交易实施细则》同时废止。

附件 1

名词解释

1. 新型经营主体

新型经营主体是指具备电力、电量调节能力且具有新技术特征、新运营模式的配电环节各类资源，可分为单一技术类新型经营主体和资源聚合类新型经营主体。其中，单一技术类新型经营主体主要包括分布式光伏、分散式风电、储能等分布式电源和可调节负荷；资源聚合类新型经营主体主要包括虚拟电厂（负荷聚合商）和智能微电网等，配电环节具备相应特征的源网荷储一体化项目可视为智能微电网。

2. 按日连续开市

按日连续开市是指电力交易机构在每日（工作日或自然日）组织电力中长期交易的活动。

3. 交易序列

交易序列是指由电力交易机构在电力交易平台中，按照不同交易方式、不同交易执行周期等要素建立的交易组织集合。

4. 集中竞价交易

集中竞价交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，经营主体等在规定截止时间前集中申报价格，由电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息进行“统一边际出清”或“撮合匹配、边际出清”。

5. 滚动撮合交易

滚动撮合交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，在规定的交易起止时间内，经营主体等可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台依据申报顺序进行滚动撮合，按照对手方价格优先、时间优先等原则成交。

6. 挂牌交易

挂牌交易指经营主体等通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。挂牌交易按照摘牌情况成交，可由电力产品或服务的卖方（或买方）一方挂牌，另一方摘牌；也可允许买卖两方在自身发用电能力范围内同步挂牌、摘牌。

7. 绿色电力

绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所产生的全部电量。初期，参与绿色电力交易的可再生能源发电项目为风电、光伏发电项目，条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。

8. 电力市场风险类型

（1）电力供需失衡风险

电力供需失衡风险指电力供应与需求大幅波动、超出正常预测偏差范围，影响电力系统供需平衡的风险。

（2）市场价格异常风险

市场价格异常风险指某地区、时段市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（3）不正当竞争风险

不正当竞争风险指经营主体违规行使市场力操纵市场价格、持留容量、达成垄断协议等，或串通报价、哄抬价格，并严重影响交易结果的风险。

（4）技术支持系统运行异常风险

技术支持系统运行异常风险指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，或因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其中数据的安全性、完整性和可用性被破坏，影响市场正常运行的风险。

（5）合同违约风险

合同违约风险指经营主体失信、失去正常履约能力、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行已签订的电力中长期合同的风险。

（6）其他市场风险

其他市场风险指经营主体交易申报差错、滥用高频量化交易、提供虚假注册资料获取交易资格等，影响市场正常秩序的风险。

附件 2

出清算法

1. 集中竞价统一出清算法

1.1 出清计算以“价格优先、时间优先、环保优先”为原则。

1.2 按照购电申报价格由高到低的顺序对电力用户、售电公司的申报电量进行排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递减的购方申报电量队列。在成交结果出来后，对于价格、时间均相同的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给电力用户和售电公司。

1.3 按照售电申报价格由低到高的顺序对发电企业的申报电量排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时按照“可再生能源优先，节能环保优先”的原则排序；当以上条件均相同时，暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递增的售方申报电量队列。在成交结果出来后，对于不同发电企业的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给不同发电企业。

1.4 依次按顺序对购方申报队列和售方申报队列中的电量进行匹配，匹配方法如下：

1.4.1 从购方申报队列、售方申报队列中分别取排在最前面

的申报数据。如果能够从购方申报队列和售方申报队列中取到数据，则进行下一步计算；如果购方申报队列或售方申报队列中的数据已经全部取完，则结束匹配计算。

1.4.2 比较购电报价和售电报价，进行以下计算：

(1) 如果购电报价不低于 (\geq) 售电报价，则按以下方法确定匹配对的电量和价格：匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 等于购方申报电量与售方申报电量的较小值，即 $Q_{\text{匹配}} = \min\{Q_{\text{购方申报}}, Q_{\text{售方申报}}\}$ ；匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ 由购电报价 $P_{\text{购方申报}}$ 、售电报价 $P_{\text{售方申报}}$ 、竞价系数 $K_{\text{竞价}}$ 确定，即 $P_{\text{匹配}} = P_{\text{售方申报}} + (P_{\text{购方申报}} - P_{\text{售方申报}}) \times K_{\text{竞价}}$ 。购方或售方未匹配的剩余电量进入相应队列的最前方，并回到上一步继续取数据。

(2) 如果购电报价低于 ($<$) 售电报价，则结束匹配计算。

说明：竞价系数 $K_{\text{竞价}}$ 原则上取 0.5，也可随市场交易供需情况调整，由电力交易机构在市场交易公告中发布。

1.5 根据各经营主体的匹配电量形成无约束交易结果，并提交电力调度机构进行安全校核。

1.6 经过安全校核后，根据最后一个匹配对形成的匹配价格确定市场统一出清价格 $P_{\text{统一出清}}$ ，即 $P_{\text{统一出清}} = P_{\text{匹配(最后)}}$ ，所有成交电量均按这个价格出清，各经营主体的成交电量等于通过安全校核的匹配电量。

1.7 统一出清价格为各经营主体的实际成交价格，最后发布

统一出清价格和各经营主体的成交电量、电价。

2. 集中竞价高低匹配算法

2.1 出清计算以“价格优先、时间优先、环保优先”为原则。

2.2 按照购电申报价格由高到低的顺序对电力用户、售电公司的申报电量进行排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递减的购方申报电量队列。在成交结果出来后，对于价格、时间均相同的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给电力用户和售电公司。

2.3 按照售电申报价格由低到高的顺序对发电企业的申报电量进行排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时按照“可再生能源优先，节能环保优先”的原则排序；当以上条件均相同时，暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递增的售方申报电量队列。在成交结果出来后，对于不同发电企业的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给不同发电企业。

2.4 依次按顺序对购方申报队列和售方申报队列中的电量进行匹配，匹配方法如下：

2.4.1 从购方申报队列、售方申报队列中分别取排在最前面的申报数据。如果能够从购方申报队列和售方申报队列中取到数据，则进行下一步计算；如果购方申报队列或售方申报队列中的

数据已经全部取完，则结束匹配计算。

2.4.2 比较购电报价和售电报价，进行以下计算：

2.4.2.1 如果购电报价不低于 (\geq) 售电报价，则按以下方法确定匹配对的电量和价格：匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 等于购方申报电量与售方申报电量的较小值，即 $Q_{\text{匹配}} = \min\{Q_{\text{购方申报}}, Q_{\text{售方申报}}\}$ ；匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ 由购电报价 $P_{\text{购方申报}}$ 、售电报价 $P_{\text{售方申报}}$ 、竞价系数 $K_{\text{竞价}}$ 确定，即 $P_{\text{匹配}} = P_{\text{售方申报}} + (P_{\text{购方申报}} - P_{\text{售方申报}}) \times K_{\text{竞价}}$ 。购方或售方未匹配的剩余电量进入相应队列的最前方，并回到上一步继续取数据。

2.4.2.2 如果购电报价低于 ($<$) 售电报价，则结束匹配计算。

说明：竞价系数 $K_{\text{竞价}}$ 随市场交易供需情况调整，由电力交易机构在市场交易公告中发布。

2.5 根据各经营主体的匹配电量形成无约束交易结果，并提交电力调度机构进行安全校核。

2.6 经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及其实际成交价格。各经营主体的成交电量等于通过安全校核的匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 之和，匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 的成交价格等于匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ ，即不同匹配电量的价格不同。各经营主体的实际成交价匹配价格 $P_{\text{匹$

配。

3. 定价方式挂牌交易出清算法

3.1 对于定价方式挂牌交易，电力交易平台发布用电需求电量（或发电可供电量）、价格等信息，符合资格要求的另一方经营主体通过竞争获得电量，交易价格固定为发布的价格。因此，经营主体参与定价方式挂牌交易时不需要申报电价，仅需要申报电量。

3.2 定价方式挂牌交易的出清计算原则上采用“时间优先、环保优先”的方法；也可以采用按申报电量比例分配挂牌电量的出清方法。对于定价方式挂牌交易，挂牌电量、挂牌电价、出清方式由安排挂牌交易的政府部门或提出挂牌交易申请的经营主体确定，电力交易机构在市场交易公告中发布相关内容。

3.3“时间优先、环保优先”方法的计算过程如下：

3.3.1 对于发电企业参与的交易，首先按照最终申报时间的先后顺序对申报电量进行排序；如果申报时间相同，按照“可再生能源优先，节能环保优先”的原则排序；当以上条件均相同时，暂将多个申报电量合并；由此形成申报电量队列。在成交结果出来后，对于合并计算的申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给发电企业。

3.3.2 对于电力用户和售电公司参与的交易，首先按照最终申报时间的先后顺序对申报电量进行排序，当申报时间相同时暂将多个申报电量合并，由此形成申报电量队列。在成交结果出来

后，对于合并计算的申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给电力用户和售电公司。

3.3.3 依次按顺序从申报电量队列中取电量数据，并相应增加预成交电量队列数据。当预成交电量之和等于电力交易平台发布的挂牌交易需求电量（或发电可供电量、辅助服务），或者申报电量队列中的数据全部取完，则结束出清计算。电力交易平台关闭摘牌申报。

3.3.4 根据各经营主体的预成交电量形成无约束交易结果，并提交电力调度机构进行安全校核。

3.3.5 经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及其实际成交价格，其中，实际成交价格为挂牌价格。

经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及其实际成交价格。各经营主体的成交电量等于通过安全校核的匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 之和，匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 的成交价格等于匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ ，即不同匹配电量的价格不同。各经营主体的实际成交价匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ 。

4.竞价方式挂牌交易出清算法

对于竞价方式挂牌交易（也称为单边集中竞价交易），电力交易平台发布用电需求电量（或发电可供电量、辅助服务）、价格上限或下限等信息，符合资格要求的另一方经营主体申报电量和电价，通过竞争获得电量（或其他辅助服务）。竞价方式挂牌交易可以选择按统一价格出清或按申报价格出清，挂牌电量、挂

牌限价、出清方式由提出挂牌交易安排的政府部门或提出挂牌交易申请的经营主体确定，电力交易机构在市场交易公告中发布相关内容。

4.1 统一价格出清

4.1.1 出清计算以“价格优先、时间优先、环保优先”为原则。

4.1.2 对于发电企业参与的交易，按照申报价格由低到高的顺序对申报电量排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时按照“可再生能源优先，节能环保优先”的原则排序；当以上条件均相同时，暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递增的售方申报电量队列。在成交结果出来后，对于不同发电企业的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给不同发电企业。

4.1.3 对于电力用户、售电公司参与的交易，按照申报价格由高到低的顺序对申报电量进行排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递减的购方申报电量队列。在成交结果出来后，对于价格、时间均相同的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给电力用户和售电公司。

4.1.4 依次按顺序从申报电量队列中取电量数据，并相应增加预成交电量队列数据。当预成交电量合计等于电力交易平台发布的挂牌交易需求电量（或发电可供电量、辅助服务），或者申

报电量队列中的数据全部取完，则结束出清计算。

4.1.5 根据各经营主体的预成交电量形成无约束交易结果，并提交电力调度机构进行安全校核。

4.1.6 经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及市场出清价格，市场出清价格等于最后一个进入成交电量队列的报价，所有成交电量均按照统一出清价格结算。

4.1.7 各市场的实际成交价格为统一出清价格。

经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及其实际成交价格。各经营主体的成交电量等于通过安全校核的匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 之和，匹配电量 $Q_{\text{匹配}}$ 的成交价格等于匹配价格 $P_{\text{匹配}}$ ，即不同匹配电量的价格不同。

4.2 申报价格出清

4.2.1 出清计算以“价格优先、时间优先、环保优先”为原则。

4.2.2 对于发电企业参与的交易，按照报价由低到高的顺序对申报电量排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时按照“可再生能源优先，节能环保优先”的原则排序；当以上条件均相同时，暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递增的售方申报电量队列。在成交结果出来后，对于不同发电企业的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给不同发电企业。

4.2.3 对于电力用户、售电公司参与的交易，按照报价由高

到低的顺序对申报电量进行排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时暂将多个申报电量合并，由此形成价格单调递减的购方申报电量队列。在成交结果出来后，对于价格、时间均相同的合并申报电量，根据申报电量比例将成交电量分配给电力用户和售电公司。

4.2.4 依次按顺序从申报电量队列中取电量数据，并相应增加预成交电量队列数据。当预成交电量合计等于电力交易平台发布的挂牌交易需求电量（或发电可供电量、辅助服务），或者申报电量队列中的数据全部取完，则结束出清计算。

4.2.5 根据各经营主体的预成交电量形成无约束交易结果，并提交电力调度机构进行安全校核。

4.2.6 经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及成交价格，经营主体的成交价格等于各自的申报价格。

说明：按申报价格出清方式下，因各经营主体的申报价格不同，最终的成交价格也不同，并按成交价格结算。

5.滚动撮合交易出清算法

5.1 出清计算按照“价格优先、时间优先”原则进行撮合成交。

5.2 若售方先于购方申报，且购方申报价格 \geq 售方申报价格时，按照售方申报价格成交，电量按照售方价格升序排序梯次成交。

5.3 若购方先于售方申报，且售方申报价格 \leq 购方申报价格

时，按照购方申报价格成交，电量按照购方价格降序排序梯次成交。

5.4 未匹配的剩余电量，售方按照价格由低到高、价格相同时按照时间优先的原则排序进入申报队列等待，购方按照价格由高到低、价格相同时按照时间优先的原则排序进入申报队列等待，形成新的购、售申报等待队列。

5.5 新的申报数据按照 5.2、5.3、5.4 进行滚动匹配。

5.6 滚动撮合交易的交易价格由电力交易平台出清计算确定，根据各经营主体的成交电量形成无约束交易结果，并提交电力调度机构进行安全校核。

5.7 经过安全校核后，确定各经营主体的成交电量及其实际成交价格。

附件 3

预挂牌招标交易机制

1.预挂牌上调招标

1.1 电力交易机构负责组织发电侧上下调预挂牌交易，采用“报价不报量”方式，发电企业在规定的时间内申报上调（增发）价格和下调（减发）价格。

1.2 预挂牌上调招标在月度集中竞价之后单独开展，具体组织方式通过市场交易公告明确。

1.2 上下调招标交易价格、强制上下调补偿价格可根据成本监测和市场运营状况实行限价。

1.3 预挂牌上调招标交易的申报要求如下：

1.3.1 实行上调交易申报价格限制，上调价格的限额原则上由同月同类型机组月度交易平均价格乘以上调价格调整系数 $K3$ 确定， $K3$ 取值范围为 0.8-1.2，由电力交易机构测算并提出建议值，经省电力市场管理委员会讨论，报湖南能源监管办、省发展改革委、省能源局批准后执行。

1.3.2 上调招标交易不需要申报电量，发电企业高于月度市场合同及优先发电计划的可发电量默认为可上调电量范围。

1.3.3 发电企业在公告规定的申报时间、价格区间范围内申报当次交易周期内的分时段价格。

1.3.4 预挂牌上调招标单独组织时，每次交易只能申报一组

分时段电价。

1.4 预挂牌上调招标交易以“价格优先、时间优先、环保优先（大机组优先）”为原则。申报截止后，按照以下算法进行出清计算：

按照分时段申报价格由低到高的顺序对各发电企业进行分时段上调排序；如果分时段价格相同，则按照申报时间的先后顺序排序；如果价格、申报时间均相同（或均未申报），则按照环保优先（大机组优先）的原则排序；由此形成上调机组调用顺序表。如果发电企业不参与预挂牌上调招标交易，电力交易机构按照节能减排（机组容量由大到小）的原则确定分时段上调机组调用顺序。

1.5 电力交易机构发布次月上调机组分时段调用顺序表，提交电力调度机构执行，并封存上调分时段电价结果数据用于事后结算。

2. 预挂牌下调招标

2.1 预挂牌下调招标交易具体组织方式通过市场交易公告明确。

2.2 当发电企业月度发电计划为零时，原则上不参与预挂牌下调招标交易。

2.3 预挂牌下调招标交易的申报要求如下：

2.3.1 实行下调补偿申报价格限制，由电力交易机构对发电企业提出分时段最高、最低下调补偿申报价格建议，形成允许的

分时段申报价格区间，报湖南能源监管办、省发展改革委和省能源局批准。下调补偿分时段申报价格区间的设定要充分考虑发电成本及其变动趋势和电能的分时段价值。

2.3.2 下调招标交易不需要申报电量，发电企业的月度市场合同电量默认为属于可下调电量范围。

2.3.3 发电企业按照交易公告规定的方式，在公告规定的申报时间、下调补偿价格区间范围内申报当次交易周期内的分时段下调补偿价格，每次交易只能申报一组分时段补偿价格。

2.4 预挂牌下调招标交易以“价格优先、时间优先、环保逆序”为原则。申报截止后，按照以下算法进行出清计算：

按照分时段补偿报价由低到高的顺序对各发电企业进行分时段排序，价格相同时按照最终申报时间早者优先的原则排序，价格、时间均相同时按照小机组优先下调的原则排序；当以上条件均相同时，按照并列处理。由此形成分时段下调机组调用顺序表。

2.4.1 电力交易机构发布次月下调机组调用顺序表，提交电力调度机构执行，并封存补偿价格数据用于事后结算。

2.4.2 发电企业出现下调时，按其下调补偿报价予以补偿；如其无下调补偿报价按强制下调价格予以补偿。发电侧下调补偿费用纳入月度交易平衡账户清算。