

吉林省电力中长期市场实施细则

（征求意见稿）

第一章 总则

第一条 为加快推进吉林省统一电力市场体系建设，规范电力中长期市场交易行为，依法保护电力市场经营主体的合法权益，保证电力市场的统一、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）及其配套文件要求，根据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电力市场运行基本规则》《电力市场注册基本规则》《电力市场计量结算基本规则》《电力中长期市场基本规则》等规定，结合吉林省实际，制定本细则。

第二条 本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。

第三条 本细则适用于吉林省内电力中长期市场的注册、交易、执行、结算、信息披露和监督管理等。执行政府定价的优先发电电量视为厂网间双边交易电量，签订的厂网间购售电合同纳入电力中长期交易合同管理范畴，其执行和结算均须遵守本细则。

第四条 本细则所称电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和电网企业。其中，经营主体包括参与电力中长期市场的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体；电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

第五条 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场成员的合法权益。

第二章 总体要求

第六条 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。

第七条 促进吉林省电力中长期交易（以下简称“省内交易”）与跨省跨区电力中长期交易（以下简称“跨省跨区交易”）相互耦合，在经济责任、价格形成机制等方面动态衔接。依规参与跨电网经营区常态化交易和区域内省间交易，协同促进区域电力互济、调节资源灵活共享。

第八条 电力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。

第九条 电力中长期市场技术支持系统（以下简称“电力交易平台”）应实现统一平台架构、统一技术标准、统一

核心功能、统一交互规范，支撑全国统一电力市场数据信息纵向贯通、横向互联。

第三章 市场成员

第一节 市场成员权利

第十条 发电企业的权利主要包括：

（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。

第十一条 售电公司的权利主要包括：

（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）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。

第十二条 电力用户的权利主要包括：

（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。

第十三条 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。

第十四条 电网企业的权利主要包括：

（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。

第二节 市场成员义务

第十五条 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。

第十六条 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。

第十七条 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。

第十八条 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。

第十九条 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）向国家能源局东北监管局、吉林省政府有关主管部门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。

第二十一条 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。

第三节 市场注册

第二十二条 经营主体应按照《电力市场注册基本规则》等要求，在电力交易平台办理市场注册，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。

第二十三条 经营主体应当是财务独立核算、能够独立承担民事责任的企业、经法人单位授权的内部核算主体、个体工商户等民事主体，提供有效身份证明证件及相关注册材料，可办理市场注册业务；若存在较严重的不良信用记录或者曾作出虚假承诺等情形的经营主体，在修复后方可办理市场注册业务。

第二十四条 经营主体市场注册基本条件按照《电力市

场注册基本规则》执行。其中，新型经营主体市场注册技术条件按照《吉林省电力市场运营规则及配套实施细则》执行。新型经营主体同一容量、同一调节行为不得重复获得收益。

第二十五条 电力交易机构按照《电力市场注册基本规则》等规定要求，分类编制经营主体市场注册规范指引，服务经营主体规范开展市场注册工作。

第二十六条 经营主体市场注册按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。具体按照《电力市场注册基本规则》和《吉林省电力市场运营规则及配套实施细则》执行。经营主体应对市场注册业务信息以及相关支撑性材料的真实性、准确性、完整性负责。

第二十七条 新建发电企业（机组）市场注册与并网业务同步办理。并网投运后1个月内应在电力交易平台完成市场注册，满足机组上网电量结算等业务需求；取得电力业务许可证（发电类）后，应及时报送电力调控机构并上传电力交易平台，可参与后续的电力市场交易。

第二十八条 并网自备电厂取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为经营主体直接参与电力市场。并网型绿电直连新能源项目和自发自用余电上网新能源项目可豁免电力业务许可证（发电类）参与电力市场。

第二十九条 直接参与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。

第三十条 暂未直接参与中长期市场的电力用户按规定

由电网企业代理购电，允许在每月选择从次月起直接参加批发市场或零售市场。在电力交易平台未绑定营销户号的用户继续由电网企业代理购电。尚未直接参与市场交易的高耗能用户原则上要直接参与市场交易，已直接参与市场交易的高耗能用户，不得退出市场交易；高耗能用户按照吉林省政府有关主管部门另行确定的范围执行。

第三十一条 电网企业应当取得电力业务许可证（供电类），在电力交易机构履行注册手续，按规定开展代理购电业务。

第三十二条 电网企业代理购电用户需与电网企业签订代理购电合同或协议。电网企业代理购电的用户，由电网企业在电力交易平台分别建立居民及农业、工商业用户等购电单元，按照统一市场规则参与电力市场交易。

第三十三条 鼓励依法取得项目核准或备案文件、满足相关技术条件、依规通过检测及验收的各类新型经营主体，在市场注册生效后，可参与电能量等市场交易。

第三十四条 具有多重主体身份的经营主体，应按照经营主体类别分别进行市场注册。原则上同一经营主体在同一合同周期内仅可与一家售电公司、虚拟电厂聚合商（含负荷聚合商）确立服务关系。未签约绑定零售用户或聚合资源主体的售电公司、虚拟电厂聚合商（含负荷聚合商），暂不参与电力市场交易。独立新型储能不得由售电公司或虚拟电厂聚合商（含负荷聚合商）代理参与电力市场。

第三十五条 并网型绿电直连项目的负荷不得由电网企

业代理购电。项目电源与负荷为同一投资主体的，可按整体常态呈现的发用电特性相应主体类型进行市场注册，作为整体参与电力市场售电或购电；项目电源与负荷不是同一投资主体的，电源与负荷应分别市场注册，应与售电公司或虚拟电厂聚合商（含负荷聚合商）签订零售合同或聚合服务合同，按照统一市场规则参与电力市场。

第三十六条 当国家政策调整或者交易规则变化导致市场注册信息发生变化时，电力交易机构应按照全国统一的原则组织经营主体重新注册或补充完善注册信息。

第三十七条 国家能源局东北监管局和吉林省政府有关主管部门可以根据国家政策对经营主体市场注册技术条件进行调整。

第四节 信息变更

第三十八条 经营主体市场注册信息发生变化后，应在5个工作日内向首次注册的电力交易机构提出信息变更申请。信息变更主要内容按照《电力市场注册基本规则》及相关规定执行。

第三十九条 经营主体市场注册信息变更按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。具体按照《电力市场注册基本规则》及《吉林省电力市场运营规则及配套实施细则》执行。

第四十条 经营主体在市场注册信息变更期间可正常参与市场交易。经营主体市场注册信息发生变化未按规定时间进行变更，并造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担

相应责任。

第四十一条 市场交易用户发生更名、过户、分户、并户或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，应当在电网企业办理变更的同时，在电力交易机构办理注册信息变更手续。电网企业逐步推动按统一社会信用代码进行市场化用户信息管理，确保相关信息准确、完备，在办理用户信息变更时，须同步向电力交易机构推送相关变更信息。

第四十二条 电力交易机构按照电网企业推送的电力用户变更信息，办理市场注册信息变更。市场交易用户发生更名但用电主体（主要指统一社会信用代码，下同）未改变的，市场交易用户维持原有市场身份；发生更名且用电主体改变的，新增用户可依规自主选择入市或由电网企业代理购电；市场交易用户有部分营销户号过户、分户、并户给其他用户时，该用户维持市场身份，承接营销户号的用户若为非市场交易用户，可自主选择入市或仍由电网企业代理购电，承接营销户号的用户若为存量市场交易用户，按新增户号办理。

第四十三条 直接参与市场交易的电力用户在批发合同或者零售（聚合服务）合同履行完毕或者解除，并与电网企业完成相关电费清算后，可以向电力交易机构申请重新选择零售用户或者批发用户身份。购售双方解除合同前，应当通过市场化方式妥善处理未履约合同电量、与电网企业完成相关电费清算，并按照双方合同约定承担相应违约责任。

第四十四条 电网企业代理购电用户可在每月15日前提提出入市申请，满足市场计量结算条件，在电力交易机构完成

市场注册，从次月起变更为批发用户或者零售用户。未签订电力交易合同的，实际用电量按省内相关市场规则开展偏差结算。

第五节 市场注销

第四十五条 经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销。售电公司市场注销条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第四十六条 经营主体发生以下情况时，电力交易机构可向国家能源局东北监管局、吉林省政府有关主管部门报告备案后，依法依规暂停其电力市场交易资格权限。

（一）已注册参与市场交易，经电力交易机构核验，因自身原因未持续满足市场注册条件的；

（二）违反交易规则、滥用市场力、恶意报价、串通交易等扰乱市场秩序，影响市场交易公平开展的；

（三）售电公司、虚拟电厂（聚合商）等未按规定缴纳履约保障凭证或者不遵守相关售电公司、虚拟电厂（聚合商）等经营主体管理规定的；

（四）经营主体以提供虚假材料等方式违法违规进入市场的；

（五）国家能源局东北监管局和吉林省政府有关主管部门依据法律法规、市场规则认为应当暂停其交易资格的其他情形。

第四十七条 已经选择市场化交易的经营主体，原则上

不得自行退出市场。经营主体有下列正当理由之一的，可申请注销：

（一）经营主体宣告破产，或虽未破产但被地方政府主管部门关停或主动拆除，不再发电或者用电；

（二）因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体非自身原因无法继续参加市场的情况；

（三）因电网网架调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足吉林省电力市场进入条件；

（四）经营主体所有机组关停退役的；

（五）经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的。

第四十八条 经营主体申请注销，应当符合正当理由，向首次注册的电力交易机构提出市场注销申请。经营主体申请注销按照申请、声明、审查、公示、生效的流程办理，具体按照《电力市场注册基本规则》和《吉林省电力市场运营规则及配套实施细则》执行。

第四十九条 电力交易机构每年开展经营主体持续满足注册条件核验，必要时组织对经营主体进行现场核验，发现符合正当理由退出电力市场交易或工商营业执照注销、吊销且未申请市场注销的，予以自动注销处理，并报国家能源局东北监管局和吉林省政府主管部门备案。售电公司持续满足注册条件核验按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第五十条 经营主体自动注销由电力交易机构发起，按照公示、生效的流程办理，具体按照《电力市场注册基本规

则》执行。

第五十一条 市场交易用户在电网企业办理销户、电价类别由工商业电价改为居民或农业电价，或者全部营销户号过户、分户、并户给其他用户时，电力交易机构可直接在电力交易平台予以自动注销处理。

第五十二条 退出市场的经营主体需妥善处理其全部合同义务。已市场注销的经营主体再次参与电力市场交易，应在电力交易机构重新办理市场注册。

第五十三条 无正当理由申请转为电网企业代理购电的市场交易用户（在交易平台注册但未曾参与交易的除外）、由电网企业代理购电的拥有燃煤自备电厂用户、由电网企业代理购电的高耗能用户（按省政府有关主管部门确定名单执行），用电价格由电网企业代理购电价格的1.5倍、输配电价、上网环节线损费用、系统运行费、政府性基金及附加组成。

第四章 交易品种和价格机制

第一节 交易品种及交易方式

第五十四条 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、月度交易应定期开市，可探索连续开市；月内交易原则上按日连续开市。原则上，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。

第五十五条 省内电力中长期交易品种主要包括电力直接交易、融合交易、绿色电力交易、电网企业代理购电交易、合同转让交易、合同回购交易等。后续根据市场发展需要适时开展输电权、容量等交易。

第五十六条 电力直接交易是指在符合市场注册条件的发电侧经营主体（主要包括发电企业、电源型虚拟电厂等，下同）与用电侧经营主体（主要包括售电公司、负荷型虚拟电厂、批发用户等，下同）之间开展的，由发电侧直接向用电侧销售电量的交易。

第五十七条 融合交易是指发电企业、售电公司、批发用户、虚拟电厂、独立储能等经营主体之间开展，融合发用两侧直接交易、合同转让、合同回购等多种交易品种，采用滚动撮合方式组织的交易，经营主体可任选买卖方向按需进行交易申报。融合交易在同一开市时间内（同一场交易中），经营主体对同一交易标的只能进行单向买入或卖出。

第五十八条 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”）。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本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的交易。

第五十九条 合同转让交易是经营主体在不影响合同相对方权益的前提下，通过市场化方式实现经营主体之间全部或部分合同电量转让的交易。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。绿电合同转让交易需相关各方协商一致。合同转让交易包括发电侧市场化合约电量转让交易和用电侧市场化合约电量转让交易。合约电量转让交易不关联原合约，采用分时段组织方式，可以转让24时段中任意一个或多个时段。同一交易单元在同一场交易中只可进行买入或卖出交易。

第六十条 合同回购交易是在双边协商交易合约双方之间开展的交易，经双方协商一致可回购部分或全部合约电量。回购电量不得超过原双边交易合约与交易时双方净合同持仓量三者的较小值。合同回购交易采用分时段组织方式。

第六十一条 电网企业代理购电交易是电网企业代理电力用户通过市场化方式进行购电的交易。电网企业应分类预测代理购电的居民农业用户、工商业用户用电量及分时段购电需求，参与场内集中交易方式（不含撮合交易），形成分时合同。

第二节 交易方式

第六十二条 电力中长期交易方式主要包括：集中交易和双边协商交易。其中，集中交易包括集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易、挂牌交易等方式。

第六十三条 双边协商交易指经营主体间自主协商形成交易结果的交易方式，由合约双方在规定时间内通过交易平

台完成交易申报与确认，采用自定义分时段交易曲线方式。

第六十四条 集中竞价交易是指经营主体在交易执行起止时间内，申报分时段交易电量、价格等信息，电力交易机构按照市场规则进行统一的市场出清。可采用典型交易曲线竞价和分时段竞价。

第六十五条 滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内，经营主体可以随时按时段提交购电或者售电信息，电力交易平台即时自动撮合匹配成交，由各个时段的交易结果形成经营主体的中长期合约曲线。

第六十六条 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申请的交易。

第三节 价格机制

第六十七条 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双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。原则上电能量市场交易（含省内和跨区跨省）价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第六十八条 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。

第六十九条 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。现阶段可探

索中长期与现货市场价格挂钩联动机制。

第七十条 对于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；对于电网代理购电用户，由政府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。

第七十一条 电力交易价格由市场形成，相关市场价格机制和因电网安全约束必开机组约束上电量超出其合同电量部分的价格机制，按照国家及吉林省相关政策规定执行。

第七十二条 分布式(分散式)电源项目可以作为独立经营主体进入市场，也可以聚合后进入市场；未直接或者聚合参与市场的分布式(分散式)电源项目，默认接受市场形成的价格。

第七十三条 参与市场交易电力用户的用电价格由电能量市场交易价格、输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加等构成，系统运行费用按照相关政策执行。市场交易电费、上网环节线损费用、系统运行费不参与功率因数调整电费计算。

第七十四条 省内电力交易相关输配电价、输电损耗、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加等按照国家及吉林省相关政策规定执行。

第七十五条 吉林省政府有关主管部门确定高耗能用户清单，电力交易机构在年度交易组织前通过交易平台发布。燃煤发电企业、高耗能企业市场交易电价机制按照国家及吉林省相关政策规定执行。

第七十六条 为避免市场操纵及恶性竞争，由吉林省政府价格主管部门会同国家能源局东北监管局、吉林省能源局对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。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。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

第七十七条 电力交易平台功能、电力市场运营机构人员配置（包括市场注册、交易组织、交易结算、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。

第七十八条 电力交易机构应当按月发布交易日历，明确各类交易申报、出清等时间或者时间安排原则。

第七十九条 交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向相关经营主体发布，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、其他准备信息等。

原则上，数年、年度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应当在交易申报前至少3个工作日发布；月度、月内等定期开市的电力中长期交易，交易公告应当在交易申报前至少1个工作日发布，也可以每月将多场交易的公告一次性发布；连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。

第八十条 批发交易组织前，售电公司、虚拟电厂（聚合商）等与所聚合的经营主体，应当在规定期限内零售市

场签订零售（聚合服务）合同，确立零售服务（聚合服务）的委托代理关系。原则上合同期内可于当月25日前调整后续月份的零售套餐，如遇国家和省内政策变化可适当调整。

第八十一条 独立储能等具备发电和用电两种特性的新型经营主体在放（发）电时段按发电企业身份参与交易，在充（用）电时段按电力用户身份参与交易。同一笔交易同一时段内不能同时以发电企业和电力用户两种身份参与交易。

第二节 交易约束与出清

第八十二条 在电力中长期交易开展前，应当在交易公告中明确电力中长期交易的各项关键参数。在申报组织以及出清过程中不得临时调整或者增加关键参数。

第八十三条 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。

第八十四条 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）。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。

第八十五条 售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商的交易申报限额，应根据注册资本总额、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。

第八十六条 交易电量申报限额

（一）月度净合约电量约束。月度净合约电量是指单个交易单元标的月合约电量的代数和。发电侧月度净合约电量=累计卖出标的月合约电量-累计买入标的月合约电量；用电侧月度净合约电量=累计买入标的月市场合约电量-累计卖出标的月市场合约电量。各经营主体月度净合约电量约束如下：

1. 燃煤发电企业月度净合约电量上限为标的月月度可用发电能力，月度可用发电能力由电力调度机构定期提供。

2. 新能源发电企业月度净合约电量上限为扣减机制电量后的标的月月度可用发电能力，即月度可用发电能力-月度机制电量，或月度可用发电能力 $\times (1-\alpha\%)$ ， $\alpha\%$ 为机制电量比例，月度机制电量由电网企业以电量或比例形式提供。新能源月度可用发电能力为前一年相应月份上网电量 \times 调整系数 U_1 ；对于投产时间不足1年或新投产机组，月度可用发电能力为电源装机容量 \times 月度可用发电小时数 \times 调整系数 U_2 ，月度可用发电小时数由电力调度机构结合新能源发电情况、系统负荷曲线以及电网约束等折算得出，并提交电力交易机构。如遇新能源大发等特殊情况，电力调度机构可根据预测情况对 U_1 、 U_2 进行合理调整。

3. 用户侧月度净合约电量上限为前12个月中最大月用电量 \times 调整系数 U_3 。新报装用户月度净合约电量上限根据其报装容量 $\times 24 \times$ 当月日历天数确定；其他因生产实际情况确需调整交易上限的，由所在地供电公司严格按照用户新设备投运计划和实际增产情况开具增量用电需求证明，并提交

至电力交易机构。

4. 售电公司净合约电量上限还需满足资产总额和履约保函、保险额度限制。售电公司月度净合约量上限= $\min\{(\text{用户侧月度净合约电量上限}), (\text{售电公司资产总额允许代理电量额度}), (\text{保函、保险允许代理电量额度})\}$ 。

5. 新型经营主体月度净合约电量上限。

独立储能根据充电、放电合约交易情况分别执行，其中独立储能充电月度净合约电量上限为额定容量 \times 月度充电次数 \times 理论充电时长 \div 充电效率 $\eta_{\text{充}}$ \times 调整系数U4；独立储能放电月度净合约电量上限为额定容量 \times 月度放电次数 \times 理论放电时长 \times 放电效率 $\eta_{\text{放}}$ \times 调整系数U4。月度充电、放电次数暂定为30。

负荷型虚拟电厂月度净合约电量上限参照用户侧执行。电源型虚拟电厂月度净合约电量上限参照发电侧执行。机制电量比例按电源型虚拟电厂包含新能源项目机制电量比例加权计算得到，月度可用发电小时数根据电源型虚拟电厂包含的项目月度可用发电小时数加权计算得到。混合型虚拟电厂根据用电、发电情况分别执行，其中用电合约参照用户侧月度净合约电量上限执行，发电合约参照发电侧参照发电侧月度净合约电量上限执行。

6. 发电侧、用户侧、独立储能、虚拟电厂月度净合约电量下限均为零。

（二）分时段交易量约束。发电侧、用户侧各时段净合约量应大于等于零。发电侧任一时段已持有净合约量与申报

卖出量之和，不大于其装机容量对应时段电量，其中新能源、虚拟电厂（含新能源发电类）应不大于其装机容量扣减机制电量比例后的容量对应时段电量；用电侧任一时段已持有净合约量与申报买入量之和，不大于其报装容量（售电公司为所绑定用户报装容量之和）对应时段电量。其中，光伏项目夜间不具备发电能力，在分时段交易中本省光伏可交易时段为4:00-20:00。

（三）可申报交易电量约束。经营主体的可申报电量约束需同时满足月度净合约量约束、分时电量约束。已申报未出清电量视同已成交电量纳入可申报电量计算，交易结束后根据交易结果更新。

1. 发电企业、电源型虚拟电厂可申报售出电量=月度净合约量上限-本交易前持有的月度净合约量-其他交易申报卖出的未出清电量；发电企业、电源型虚拟电厂可申报购入电量=本交易前持有的月度净合约量-其他交易申报买入的未出清电量。

2. 用户侧、负荷型虚拟电厂可申报购入电量=月度净合约量上限-本交易前持有的月度净合约量-其他交易申报买入的未出清电量；用户侧、负荷型虚拟电厂可申报售出电量=本交易日前持有的月度净合约电量-其他交易申报卖出的未成交电量。

3. 独立储能、混合型虚拟电厂可申报购入电量=月度净合约电量上限-本交易日前持有月度净合约电量-其他交易申报的未出清电量；独立储能、混合型虚拟电厂可申报售出

电量=本交易日前持有月度净合约量-月度净合约量下限-其他交易申报的未出清电量。

第八十七条 参与中长期交易的经营主体应当通过双边协商或者集中交易方式确定中长期交易合同曲线，形成分时电量、分时价格等关键要素。

第八十八条 现阶段仅允许独立储能参与中长期日融合交易，购电、售电时分别按照滚动撮合交易中的购电方、售电方相关规定执行。电源型虚拟电厂、负荷型虚拟电厂分别参照发电企业、售电公司参与中长期交易；现阶段仅允许混合型虚拟电厂参与中长期日融合交易，购电、售电时分别按照滚动撮合交易中的购电方、售电方相关规定执行。

第八十九条 中长期交易按小时划分为24个时段，每个时段的电量作为交易标的，经营主体按24个时段开展交易，由24个时段的交易结果形成各经营主体的中长期合同曲线。经营主体执行日各时段中长期合约电量为该时段的年度（数年）、月度（多月）、月内（周、日滚动）交易的日分解电量之和。

第九十条 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。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。

第九十一条 双边协商交易以自然日为最小合约周期，按年度（多月）、月度周期开展，采用自定义分时段交易曲线方式。具体要求以交易公告为准。

（一）双边协商交易中，经营主体自主协商交易电量、

电力（或者曲线形成方式）、价格，一方在电力交易平台申报，另一方进行确认；

（二）双边协商交易意向在申报截止前可以提交、撤销或者修改。

第九十二条 集中竞价交易采用典型曲线或分时段交易方式，按年度、月度周期开展，成交电量由交易平台按照交易周期对应天数平均分解到日，出清方法包括统一边际出清法和高低匹配法。电网企业代理购电采取集中竞价组织方式时，以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清。具体要求以交易公告为准。

（一）统一边际出清法

1. 当售电方报价曲线与购电方报价曲线有交叉，交叉点对应的价格为边际出清价格。报价低于边际出清价格的售电方申报电量，以及报价高于边际出清价格的购电方申报电量均成交。处于边际电价的售电方申报电量或购电方申报电量，等于可成交电量时全额成交；大于可成交电量时，按照等比例原则成交。

2. 当售电方报价曲线与购电方报价曲线没有交叉，且购电方报价始终大于售电方报价时，成交电量为购电方与售电方申报总电量的较小者。边际出清价格为边际购电方报价与边际售电方报价的平均值。

3. 当售电方报价曲线与购电方报价曲线没有交叉，且购电方报价始终小于售电方报价时，没有成交电量。考虑与可再生能源消纳责任权重机制衔接，新能源与火电同台交易出

清结束后对于有成交电量的交易，根据统一出清价格、总体出清电量、新能源和火电总体出清比例，按照相同的新能源、火电出清电量比例，结合申报价格排序，向购电方分配新能源和火电出清电量。

（二）高低匹配出清法

1. 购电方按其分段申报电价从高到低排序，售电方按其分段申报电价从低到高排序。

2. 按照双方申报价格的排序，计算购电方与售电方申报电价之间的价差。

3. 双方按照价差从大到小的顺序匹配成交，直至价差为零。成交价格为电力用户申报电价与发电企业申报电价的平均价格。

4. 报价相同时，成交电量为购售方电量较小值，另一方按照等比例原则成交。

第九十三条 挂牌交易采用分时段或典型曲线交易方式，按年度、月度、月内周期开展，由经营主体在交易时间内申报挂牌信息，内容包括合约周期、交易电量、交易价格和分解曲线等内容。摘牌方根据交易平台发布的挂牌信息进行摘牌操作，接受挂牌信息。电网企业代理购电参与挂牌交易时，年度、月度交易作为购电方身份，月内交易可针对不同交易时点按需选择购售身份。具体要求以交易公告为准。

第九十四条 滚动撮合交易按月度、月内（多日）周期开展，经营主体在规定的交易起止时间内，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，成交价格为配对双方先申报一方的价格，具体要求以交易公告为准。

滚动撮合交易出清规则：根据购电方和售电方申报价格分别排序，购电方按申报电价由高到低、售电方申报电价由低到高，价格相同时按申报时间先后排序。排序靠前的售电方与购电方优先配对，当购电方申报价格大于等于售电方申报价格时即时自动匹配撮合，成交价格采用匹配双方申报时间较早一方的价格。经营主体分交易标的申报电量和价格，允许多次提交和撤回，但不得恶意进行反复申报、撤回操作。

第三节 年度（数年）交易组织

第九十五条 年度（数年）交易的标的物为次年（数年）的自然年度内分月分时段电量。

第九十六条 年度交易主要包括但不限于电力直接交易、电网企业代理购电交易、绿电交易等。年度交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第九十七条 经营主体有数年交易需求的，以双边协商方式在年度交易中一同开展。原则上数年交易以1年以上的电量作为交易标的物，交易结果须分解到年度以及各月。

第九十八条 年度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交电力调度机构统一进行出清校核。电力调度机构在5个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由电力交易机构根据市场规则协同进行交易削减和调整。

第九十九条 经营主体对交易结果有异议的，应当在结

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在1个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第四节 月度交易组织

第一百条 月度交易的标的物为次月电量（或者月度分时电量），适时开展针对年度内剩余月份的月度电量（或者月度分时电量）交易。月度交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第一百〇一条 经营主体经过双边协商形成的意向协议，需要在月度双边交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月度可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

第一百〇二条 采用集中交易方式开展月度交易时，经营主体在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月度可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第一百〇三条 月度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交给电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在2个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由相关电力交易机构根据市场规则协同进行交易削减和调整。

第一百〇四条 经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布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在1个工作日内给予解释。逾期未提出

异议的，电力交易平台自动确认成交。

第一百〇五条 电力交易机构应当根据经出清校核后的交易结果，对年度交易分月结果和月度交易结果进行汇总，于每月月底前发布汇总后的交易结果。

第五节 月内交易组织

第一百〇六条 月内交易的标的物为月内剩余天数或者特定天数的电量（或者分时电量）。月内交易主要以集中交易方式开展。根据交易标的物不同，月内交易可定期开市或者连续开市。其中，日滚动撮合交易按日组织，在D-2日组织交易标的为D日至D+2日每个时段的电量（周一至周三均开展交易标的为D日至D+2日每个时段的电量，周四周五均开展交易标的为D日至D+3日每个时段的电量），如遇国家法定节假日，则做出相应调整。

第一百〇七条 月内集中交易中，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月内可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第一百〇八条 电力交易机构将月内集中交易的预成交结果进行交易出清校核并发布。经营主体对交易结果有异议的，应当在结果发布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在1个工作日内给予解释。

第一百〇九条 月内集中交易结束后，电力交易机构应当根据经出清校核后的交易结果，对分月交易计划进行调整、更新和发布。

第六节 绿电交易组织

第一百一十条 绿电交易在北京电力交易中心绿色电力交易平台开展。省内绿电交易不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。绿电交易市场准入、市场注册、交易申报、交易结算、绿证核发等按照绿色电力交易相关规定执行。

第一百一十一条 绿电交易应当确保发电企业与电力用户一一对应，实现绿电环境价值可以追踪溯源。

第一百一十二条 鼓励经营主体参与数年绿电交易，探索数年绿电交易常态化开市机制。

第一百一十三条 售电公司参与绿电交易时，应当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代理用户。

第一百一十四条 虚拟电厂（聚合商）聚合分布式新能源参与绿电交易时，应当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。

第一百一十五条 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。

第六章 交易校核

第一百一十六条 电力中长期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。

第一百一十七条 交易出清校核的主要内容包括：交易电力电量限额校核、交易限价校核等。涉及跨省跨区的交易，交易出清校核由相关电力交易机构协同完成，可以对参与交易的发电企业按照装机规模折算最大发电能力开展校核。

第一百一十八条 交易出清校核在电力中长期市场出清前开展，原则上不超过1个工作日。出清完成后，电力交易机构发布预成交结果。

第一百一十九条 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。跨省跨区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安全校核；跨省跨区数年交易，后续年份因校核边界变化影响校核结果时，应当逐年开展电网安全校核。省内年度（数年）、月度（多月）交易、月内（非滚动撮合）交易在交易组织完成后推送至电力调度机构开展电网安全校核；月内（滚动撮合）交易因连续不间断运行，只开展交易出清校核，调度机构不再开展电网安全校核。

第一百二十条 电网安全校核应当在规定的时间内完成。其中，年度（数年）交易5个工作日，月度（多月）交易2个工作日，月内交易1个工作日。

第一百二十一条 电网安全校核未通过时，电力调度机构将越限信息以规范、统一的形式线上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

交易机构根据电力调度机构安全校核意见，按照单笔交易成交结果等比例削减。

第一百二十二条 电力交易机构应当根据电力调度机构安全校核意见在规定时间内完成交易削减。其中年度（数年）交易5个工作日，月度（多月）交易2个工作日，月内交易1个工作日。

第一百二十三条 成交结果应在形成后1个工作日内由电力交易机构发布。经营主体对成交结果有异议的，应当在结果发布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在1个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第七章 合同管理

第一节 合同签订

第一百二十四条 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。开展电力中长期交易合同签约工作，应有利于稳定市场预期、防范市场风险、保障市场供需。

第一百二十五条 中长期交易结束后，电力交易机构通过电力交易平台发布中长期交易正式结果。在电力交易平台提交、确认的交易结果视为电子合同。合同要素包括但不限于交易单元、合约周期、合约曲线、交易价格、合约电量、结算参考点等，绿色电力交易合同还应明确绿证价格等要素。

合同电量应满足双方交易电量约束，合同价格应满足最小变动价位约束。中长期市场的成交双方不能为同一交易单元。

第一百二十六条 绿电交易合同应当明确交易电量、电力曲线、价格（包括电能量价格、绿电环境价值）及绿电环境价值偏差补偿等内容。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认证服务。

第二节 合同执行

第一百二十七条 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。

第一百二十八条 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，事后向国家能源局东北监管局、省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。

第八章 计量和结算

第一节 计量

第一百二十九条 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实际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。

第一百三十条 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并将计量电量提交电力交易机构。对计量电量存在异议时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关市场成员协商解决，将解决结果提供至电力交易机构进行追退补结算。

第一百三十一条 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。并网型绿电直连项目以项目接入点作为计量、结算参考点，作为整体与公共电网进行电费结算。现货市场未连续运行期间，原则上绿电直连项目不向公共电网反向送电、不开展送电结算。

第一百三十二条 其他计量有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第二节 结算

第一百三十三条 电力市场结算包括电能量交易结算、电力辅助服务交易结算、容量交易结算等。电力交易机构根据政策文件、市场规则和结算基础数据，对经营主体开展量价清分、费用计算与校核，编制形成结算依据。除国家政策规定外，结算环节不得改变市场出清、交易合约量价等关键要素。

第一百三十四条 结算基础数据包括：市场经营主体档案数据、交易合同数据、电能量市场出清及调度执行数据、

辅助服务市场费用计算结果、调试及商业运行时间、关口设置及电能计量数据、市场规则、电价政策文件，以及其他需电力交易机构合并并出具结算依据的数据等。结算环节不得改变结算基础数据。

第一百三十五条 现货市场运行期间，按照《吉林省电力市场运营规则及配套实施细则》开展结算。

第一百三十六条 电力中长期市场结算原则上以自然月为周期开展，按日开展清分、按月开展结算。

第一百三十七条 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，参考点价格可以由日前或实时市场出清价格确定。

第一百三十八条 电力中长期市场结算可按差价结算或差量结算方式开展。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。

第一百三十九条 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，应区分各时段上、下网电量并分别结算，各经营主体之间的上、下网电量不得聚合抵消后结算。绿电直连项目内部各资源主体应分别出具结算依据，确保新能源供给电量清晰物理溯源及绿证划转。新型经营主体和绿电直连项目应按国家及吉林省有关规定承担相关费用。

第一百四十条 售电公司、虚拟电厂聚合商（含负荷聚合商）与零售用户或分散资源主体双向自主选择签订电子化零售合同或聚合服务合同，电力交易机构依据零售合同或聚

合服务合同开展交易结算。

第一百四十一条 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。

第一百四十二条 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。

第一百四十三条 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。

第一百四十四条 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。电网企业应向电力交易机构分别提供相关电量信息。

第一百四十五条 现货市场停运期间，按照“照付不议、偏差结算”原则分时段结算，月结月清。发电企业、新型经营主体（电源型虚拟电厂、独立储能等）实际发电（放电）上网电量与中长期合同电量之间的偏差电量，按照发电侧省内各类中长期市场分时加权均价结算；售电公司、直接参与批发市场的电力用户、新型经营主体（负荷型虚拟电厂、独立储能等）实际用电（充电）电量与中长期合同电量之间的偏差电量，按照用户侧省内各类中长期市场分时加权均价结算。

第一百四十六条 由于计量、技术支持系统差错等原因，需开展电量电费退补，以差错当月发用两侧各自省内中长期分时加权均价结算。

第一百四十七条 用户侧与发电侧偏差电量电费之间的差额，按照当月发电企业、电源型虚拟电厂上网电量（扣除省间结算电量）及售电公司、直接参与批发市场的电力用户、负荷型虚拟电厂用电量占比分摊或返还相应经营主体，月结月清。

第一百四十八条 电网企业省间应急调度购电、电网企业省间中长期滚动撮合购电、电网企业省间互济交易购电，省间结算电价与用户侧省内各类中长期市场月度加权均价形成的价差电费，由发电企业、电源型虚拟电厂及售电公司、直接参与批发市场的电力用户、负荷型虚拟电厂按照当月上网电量、用电量比例进行分摊或返还。

第一百四十九条 波动偏差、保供偏差省间结算电价与发电侧省内各类中长期市场月度加权均价形成的价差电费，由发电企业、电源型虚拟电厂及售电公司、直接参与批发市场的电力用户、负荷型虚拟电厂按照当月上网电量、用电量比例进行分摊或返还。调峰偏差省间结算电价与发电侧省内各类中长期市场月度加权均价形成的价差电费，按照当月燃煤机组实际上网电量比例分摊或返还至燃煤发电企业。新能源消纳省间结算电价与发电侧省内各类中长期市场月度加权均价形成的价差电费，按照当月新能源场站实际上网电量比例分摊或返还至所有新能源发电企业。

第一百五十条 其他结算有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第九章 信息披露

第一百五十一条 信息披露主体应当严格按照《电力市场信息披露基本规则》要求开展信息披露，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。信息披露主体包括发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体、电网企业和市场运营机构。

第一百五十二条 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，披露的信息保留或者可供查询的时间不少于2年，且封存期限为5年。

第一百五十三条 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及配合。

第一百五十四条 其他信息披露有关要求按照《电力市场信息披露基本规则》执行。

第十章 市场技术支持系统

第一百五十五条 电力交易平台应包括市场注册、交易申报、交易出清、市场结算、市场参数管理、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。经营主体在使用电力交易平台时应当遵守

相关要求。

第一百五十六条 电力交易平台应当具备基础运行保障能力，遵循全国统一的数据接口标准，电力交易平台间、电力交易平台与电力调度及电网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。

第一百五十七条 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。

第一百五十八条 电力交易平台应实现注册信息互通互认，确保经营主体“一地注册、全国共享”。

第一百五十九条 为保障电力交易平台账号登录安全，电力交易平台应采用双因子认证方式对登录用户进行身份验证。经营主体在电力交易平台完成注册后，应当办理数字安全证书或者采取同等安全等级的身份认证手段。经营主体应当妥善保管好电力交易平台账号、密码及其相关安全凭证，防范信息泄露。

第一百六十条 电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。

第一百六十一条 为确保电力交易平台安全稳定运行及保障交易公平公正，依据网络安全相关规定及交易平台安全稳定运行要求（由网络运营方、电力交易机构提供，并在电力交易平台公布），电力交易机构对经营主体违反电力交易平台使用要求的异常行为进行记录，并采取冻结其相应账号或者全部账号等措施，相关情况及时向电力监管机构报告。

非电力交易平台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）超过网络运营方规定频次的或者违反电力交易平台安全稳定运行要求的；

（二）使用自动化程序脚本或者第三方软件工具篡改数据库或者系统参数、绕过平台前端页面限制提交非正常申报参数、提交无法识别数据或者必填数据为空、短时间内高频次大批量申报撤销、提交数据突破交易公告交易开闭市时间、电量、电价等条件约束行为的；

（三）利用交易平台漏洞开展违反交易规则、交易公告及交易平台使用规定操作、对交易平台进行网络攻击、恶意爬虫活动等行为的；

（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或者影响技术支持系统安全稳定运行的异常行为。

第一百六十二条 经营主体未按要求使用引起电力交易平台异常导致的经济损失及一切法律后果由该经营主体自行承担。因不可抗力因素引起的技术支持系统异常导致的损失，各方无需承担责任。

第十一章 风险防控及争议处理

第一百六十三条 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。

第一百六十四条 电力交易机构应制定电力中长期市场风险防范及处置预案，通过电力市场管理委员会审议，报送国家能源局东北监管局、吉林省政府有关主管部门备案后执行，并按照有关程序对电力市场风险进行监测预警和防范处置。

第一百六十五条 电力市场运营机构应加强对电力市场各类交易活动的监测预警和风险防范，并按要求向国家能源局东北监管局、吉林省政府有关主管部门报告。

第一百六十六条 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，并在3日内向国家能源局东北监管局、吉林省政府有关主管部门提交报告，按规定程序披露。

第一百六十七条 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国家能源局东北监管局、吉林省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。市场成员应向国家能源局东北监管局、吉林省政府有关主管部门提供争议处理所需数据和材料。

第十二章 法律责任

第一百六十八条 对于电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本细则规定的，国家能源局东北监管局依照《电力监管条例》、《电力市场监管办法》有关规定处理。

第一百六十九条 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。

第十三章 附则

第一百七十条 本细则由国家能源局东北监管局、吉林省政府有关主管部门负责解释。

第一百七十一条 本细则由国家能源局东北监管局会同吉林省政府有关主管部门根据实际情况及时组织电力交易机构进行修订。如国家政策、法规发生重大调整导致本细则与相关规定不符的，从其规定。

第一百七十二条 本细则自发布之日起执行，原有《吉林省电力中长期交易规则》（东北监能市场〔2021〕2号）及补充规定同时废止。

附件：

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，绿电直连项目和配电环节具备相应特征的源网荷储一体化项目可视作智能微电网。虚拟电厂可聚合的分散资源是指未纳入电力调度机构直接调度管理的分布式电源、储能、可调节负荷等。

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。