吉林省电力市场运营规则

及配套实施细则

（试行5.0版）

二〇二六年十月

总 目 录

1.吉林省电力市场运营规则..... 1

2.吉林省电力市场注册管理实施细则..... 31

3.吉林省电力中长期交易衔接实施细则..... 64

4.吉林省现货电能量市场交易实施细则..... 89

5.吉林省电力辅助服务（调频）市场实施细则..... 227

6.吉林省电力市场结算实施细则..... 256

7.吉林省电力零售市场管理实施细则..... 328

8.吉林省电力市场计量管理实施细则..... 364

吉林省电力市场运营规则

（试行 5.0 版）

第一章 总则

第一条 为规范吉林电力市场的运行及管理，构建安全有序、合理竞争、运行高效、风险可控的市场体系，实现电力交易的公开、公平、公正，保障市场成员合法权益，促进吉林电力市场的稳定、健康、有序、协调发展，助力新型电力系统建设，制订本规则。

第二条 本规则依据有关现行法律法规和《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、《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）、《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）、《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）、《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）、《电

力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会2024年第20号令）、《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知（发改价格〔2024〕196号）》、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）、《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）等文件精神，结合吉林现货市场建设要求和电网实际运行情况编制。

第三条 本规则适用于吉林省电力市场（下文简称“电力市场”）运行及管理，本规则所称电力市场专指省级电力市场。

第四条 电力市场成员应当自觉维护社会主义市场经济秩序，严格遵守国家有关法律法规、电力市场规则和市场管理制度，自觉自律，不得操纵市场、损害社会公共利益和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。

第五条 吉林省能源局是吉林省电力现货市场建设发展第一责任单位，负责统筹协调推进电力市场建设工作，电力市场运营机构、国网吉林省电力有限公司（下文简称

“电网企业”）依据各类市场权责规定开展相关组织、实施与管理工作。吉林省能源局会同国家能源局东北监管局（下文简称“东北能源监管局”）根据职能依法履行吉林省电力市场管理职责，对经营主体交易行为、电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况以及电网企业公平开放实施监管。

第二章电力市场成员

第六条 本规则所称的电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等。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、电力用户和新型经营主体（含新型储能企业、虚拟电厂等）；电力市场运营机构包括电力交易机构（吉林省电力交易中心有限公司）和电力调度机构（国网吉林省电力有限公司电力调度控制中心）。

第七条 电力市场实行注册制度。电力交易机构根据国家有关规定建立市场注册制度，具体负责电力市场注册管理工作。经营主体进入或者退出电力市场应当办理相应的注册、注销手续。

第八条 电力市场运营机构按职责负责电力市场交易、电力调度和交易结果执行，以及配套的准入注册、计量结算、信息披露等，维护电力系统的安全稳定运行。

第九条 电网企业公平开放输电网、配电网，根据交易结果为经营主体提供安全、优质、经济的输配电服务，根据结算依据向经营主体结算相关费用。严格执行国家规定的输配电价，并接受相关电力监管机构的监督检查。

第十条 经营主体当按照有关规定履行交易结果，根据交易结果使用输配电网。

第十一条 电力市场应当按照国家有关规定组建电力市场管理委员会，作为独立于电力交易机构的自治性议事协调机制，对电力市场成员实施自律管理。

第十二条 电网企业的权利和义务：

（一）保障输变电设备正常运行；

（二）根据现货市场价格信号反映的阻塞情况，加强电网建设；

（三）为经营主体提供公平的输电、配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收付费等服务；

（四）建设、运行、维护和管理电网相关配套系统，服从电力调度机构统一调度；

（五）依法依规提供相关市场信息，并承担保密义务；向市场运营机构提供支撑现货市场交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性；

（六）收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算；

（七）保障居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电供应，

执行现行目录销售电价政策；单独预测居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线；

（八）向符合规定的工商业用户提供代理购电服务，预测代理购电市场化采购电量规模及曲线；

（九）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（十）法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 电力交易机构的权利和义务主要包括：

（一）向经营主体提供市场注册、信息变更和退出等相关服务；

（二）负责中长期交易组织及合同管理，负责现货交易申报和信息发布；

（三）提供电力交易结算依据以及相关服务；

（四）建设、运营和维护电力交易平台和相关配套系统；

（五）按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，承担保密义务；提供信息发布平台，为经营主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑现货市场交易以及服务需求的数据等；制定信息披露标准格式，及时开放数据接口；

（六）配合吉林省能源局、东北能源监管局对市场规

则进行分析评估，提出修改建议；

（七）监测和分析市场运行情况，记录经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为，向吉林省能源局、东北能源监管局及时报告并配合相关调查，依法依规实施市场干预，防控市场风险；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 电力调度机构的权利和义务主要包括：

（一）组织电力现货交易，负责安全校核、市场监测和风险防控，按照调度规程实施电力调度，保障电网安全稳定运行；

（二）合理安排电网运行方式，保障电力市场正常运行；

（三）按规则建设、运行和维护电力现货市场技术支持系统（下文简称“现货技术支持系统”）；

（四）按照信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定与电力交易机构进行数据交互，承担保密义务；

（五）配合吉林省能源局、东北能源监管局对市场规则进行分析评估，提出修改建议；

（六）配合吉林省能源局、东北能源监管局开展市场分析和运营监控，履行相应市场风险防范职责，依法依规实施市场干预，并向吉林省能源局、东北能源监管局报告，按照规则规定实施的市场干预予以免责；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十五条 发电企业的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与电能量、辅助服务等交易，签订和履行电力交易合同，按规定参与电费结算，在规定时间内可对结算结果提出异议；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（三）签订并执行并网调度协议，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；

（四）依法依规提供相关市场信息，按照信息披露有关规定获得市场交易、输配电服务、信用评价、电力负荷、系统运行等相关信息，并承担保密义务；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十六条 电力用户的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与电能量和辅助服务交易，签订和

履行电力交易合同，暂时无法直接参与市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，其中参与批发电能量交易的用户，可以按照规则进行跨省跨区购电和省内购电；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、线损电费、系统运行费（含辅助服务费）、政府性基金及附加等；

（三）依法依规提供相关市场信息，获得电力交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务；

（四）服从电力调度机构的统一调度，遵守电力需求侧管理等相关规定，提供承诺的需求响应服务；在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按照电力调度机构要求安排用电；

（五）按规定支付电费，在规定时间内可对结算结果提出异议；

（六）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（七）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第十七条 售电公司的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与跨省跨区、省内电能量交易和辅助服务交易，提供增值服务，与用户签订零售合同，并履

行合同规定的各项义务；

（二）依法依规披露和提供信息，在政府指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报；

（三）按照规则向电力交易机构提供代理零售用户的交易合同及电力电量需求，获得电力交易、输配电服务和代理零售用户历史用电负荷（或典型用电负荷）等相关信息，承担用户信息保密义务；

（四）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）获得电网企业的电费结算服务；

（七）拥有配电网运营权的售电公司负责提供相应配电服务，按用户委托提供代理购电服务；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第十八条 新型独立储能经营主体的权利与义务主要包括：

（一）按照规则参与电力市场交易，签订和履行批发市场交易合同，按时完成电费结算，获得相关服务费；

（二）获得公平的输电服务、电网接入服务和电费结算服务；

（三）依法依规披露信息；按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供交易电力电量需求、充放电曲线以及其他生产信息；依法依规获得市场交易、输配电服务等相关信息，承担信息保密义务；

（四）服从电力调度机构的统一调度，执行相关指令和履行合同约定，提供电力辅助服务；

（五）具备满足参与市场交易要求的技术支持手段，满足相关系统接入要求，与电网企业签订并网调度协议等；

（六）具备功率调节或控制能力；

（七）法律法规所赋予的其他权利和义务。

第十九条 虚拟电厂的权利与义务主要包括：

（一）按照规则参与电力市场交易，签订和履行批发市场交易合同和聚合服务合同，按时完成电费结算，获得相关服务费；

（二）获得公平的输电服务、电网接入服务和电费结算服务；

（三）依法依规披露和提供信息，在电力交易平台（以下简称交易平台）公示公司资产、经营状况、从业人员、场所、技术支持系统等情况和信用承诺，依法及时对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报；

（四）按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供签约聚合资源的交易电力电量需求、典型发用电曲线以及其他生产信息，获得市场交易、输配电服务和聚合资源的基础信息、历史用电负荷（或典型用电负荷）等相关信息，承担聚合资源信息保密义务；

（五）服从电力调度机构的统一调度，执行相关指令和履行合同约定，提供电力辅助服务；

（六）具备满足参与市场交易要求的技术支持手段，满足相关系统接入要求，与电网企业签订并网调度协议或负荷确认协议等；

（七）具备对聚合资源的功率预测、调节或控制能力；

（八）法律法规所赋予的其他权利和义务。

第二十条 其他市场成员的权利与义务按照电力市场相关规则、实施细则执行。

第三章 交易类型与方式

第二十一条 电力市场交易类型包括电能量交易、电力辅助服务交易、容量交易等。

第二十二条 电能量交易按照交易周期分为电力中长期交易和电力现货交易。

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、旬（周）、多日等不同时间维度的交易。

电力现货交易，是指通过现货交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。

第二十三条 电力辅助服务交易是指由经营主体通过市场化方式提供调频、备用等有偿电力辅助服务。

第二十四条 根据新型电力系统建设需要，逐步推动建立市场化的容量成本回收机制，探索通过容量补偿、容量市场等方式，引导经营主体合理投资，保障电力系统长期容量充裕。

第四章 电能量交易

第二十五条 电能量交易由电力市场运营机构按照电力市场运行规则集中组织实施，也可以由电力交易双方协商并在电力交易平台履行相关交易程序。

第二十六条 经营主体在履行市场注册程序后，参与电能量市场交易。

经营主体之间不得实行串通报价、哄抬价格以及扰乱市场秩序等行为。经营主体进行电能量交易，不得滥用市场支配地位操纵市场价格；由多个发电厂组成的发电企业进行电能量交易，不得集中报价。

第二十七条 经营主体可通过由各级电力交易机构组织的电力中长期交易，形成电力中长期交易分时电量、电价合同。电力中长期交易实行单一制电量电价，经营主体基于电量价格进行市场交易。

第二十八条 电力中长期交易方式主要包括双边协商和集中交易。其中集中交易包括集中竞价、挂牌交易、滚动撮合交易等。

第二十九条 电力现货交易采用集中优化出清的方式开展，采用分时节点电价机制进行结算。

第三十条 吉林省电力现货交易包括日前交易和实时交易。

电力市场运营机构按日组织日前交易，根据经营主体日前交易申报，在考虑电网运行和物理约束的前提下，满足日前市场负荷需求和备用需求，以社会福利最大为目标，进行日前交易集中优化出清，形成日前出清结果。吉林省加快推动日前交易以市场化用户申报曲线叠加非市场化用户预测曲线为依据开展集中优化出清。

实时交易中，电力市场运营机构在运行日根据经营主体申报，在机组组合基本确定的基础上，考虑电网实际运行状态和物理约束，满足超短期负荷预测和备用需求，以社会福利最大为目标，进行实时交易出清，形成实时交易出清结果。

第三十一条 电能量交易应通过电力市场运营机构校核后执行。

第五章电力辅助服务交易

第三十二条 经营主体应当按照有关规定提供用以维护电压、频率稳定和电网故障恢复等方面的电力辅助服务。

第三十三条 电力辅助服务分为基本电力辅助服务和有偿电力辅助服务。其中，基本电力辅助服务是经营主体应当无偿提供的电力辅助服务。有偿电力辅助服务是经营主体在基本电力辅助服务之外提供的其他电力辅助服务。

第三十四条 吉林省按照国家有关规定确定参与辅助服务市场的准入条件，实行公平准入。

第三十五条 吉林省辅助服务市场由电力调度机构组织集中开展，确定系统运行的辅助服务品种总需求，结合经营主体申报情况，采用集中竞价方式确定辅助服务提供者。

第三十六条 承诺按照要求提供电力辅助服务的经营主体，在实际运行中，电力调度机构按照有关规定进行考核。

第六章 电能计量与结算

第三十七条 经营主体应当安装符合国家标准的电能计量装置，由电能计量检测机构检定后投入使用。

本规则所称电能计量检测机构，是指经政府计量行政部门认可、电能交易双方确认的电能计量检测机构。

第三十八条 电能计量检测机构对电能计量装置实行定期校核。经营主体可以申请校核电能计量装置，经校核，电能计量装置误差达不到规定精度的，由此发生的费用由该电能计量装置的产权方承担；电能计量装置误差达到规定精度的，由此发生的费用由申请方承担。

第三十九条 参与电能量交易的经营主体，应当明确各自电能计量点。电能计量点位于经营主体与电网企业的产权分界点，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。经营主体以计量点为分界承担电能损耗和相关责任，国家另有规定的除外。

第四十条 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。

第四十一条 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。

第四十二条 电网企业和电力调度机构负责向电力交易机构提供相关数据，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电费结算服务。当市场运行出现异常、政策调整、差错等特殊情况，市场结算需要重新调整，由电网企业依照相关规定开展电费追退补。

第四十三条 电力市场成员应当按照政策要求和电力市场运行规则规定的电费结算方式和期限结算电费。

第七章 系统安全

第四十四条 经营主体应当执行有关电网运行管理的规程、规定，服从统一调度，加强设备维护，按照并网协议配备必要的安全设施，提供电力辅助服务，维护电力系统的安全稳定运行。

第四十五条 电力市场运营应以确保电力安全、供热安全为前提，不得影响居民供热质量且必须满足东北电网、吉林电网系统安全稳定运行相关规定。

第四十六条 电力调度机构应当严格执行电力调度规定，合理安排系统运行方式，及时预报或者通报影响电力系统安全运行的信息，防止电网事故，保障电网运行安全。负责电力市场交易的安全校核，并公布校核方法、参数。根据电力供需形势、设备运行状况、安全约束条件和系统运行状况，统筹安排电力设备检修计划。电力并网运行管理规定及实施细则由电力监管机构制定。

第四十七条 电力市场技术支持系统建设应当符合规定的性能指标要求，具备能量管理、交易管理、电能计量、结算系统、合同管理、报价处理、市场分析与预测、交易信息、监管系统等功能。

第四十八条 电力市场运营机构负责管理和维护电力市场技术支持系统，保障电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全。电力市场技术支持系统建设应当符合规定的性能指标要求，以电力市场运行规则为基础，统一规划、统一设计、统一管理、同步实施、分别维护，根据电力市场发展的需要及时更新。

第四十九条 经营主体可根据业务需要建设相应的信息化发售电业务平台。对于接入电力市场技术支持系统的售电公司技术支持系统，需提供安全等级报告和著作权证书，同时要符合相关的信息化管理要求和数据接口规范要求。

第八章 风险防控

第五十条 建立健全电力市场风险防控机制，防范市场风险，保障电力系统安全和市场平稳运行，维护经营主体合法权益和社会公共利益。市场运营机构在国家能源局东北监管局、吉林省有关主管部门指导下，履行市场风险防控职责，市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

第五十一条 电力市场风险类型包括:

（一）电力供需风险，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。

（二）市场价格异常风险，指部分时段或局部地区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。

（三）电力系统安全运行风险，指电力系统在运行中承受扰动时，无法承受住扰动引起的暂态过程并过渡到一个可接受的运行工况，或者在新的运行工况下，各种约束条件不能得到满足的风险。

（四）电力市场技术支持系统风险，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，影响市场正

常运行的风险。

（五）网络安全风险，指因黑客、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机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

（六）履约风险，指经营主体签订的批发、零售合同，由于经营主体失信、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行，影响市场结算工作正常开展的风险。

第五十二条 当电力现货市场出现长时间“地板价”时，按照及时响应、快速有效的风险防控原则，由市场运营机构研究提出二级限价等风险防控方案，经市场管理委员会审议，履行政府部门审定程序后执行。

第五十三条 风险防控与处置。市场风险监测以事前、事中为主。市场运营机构按照国家能源局东北监管局、吉林省有关主管部门要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测。

市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告国家能源局东北监管局、吉林省有关主管部门。

市场运营机构负责编制各类风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经国家能源局东北监管局、吉林省有关主管部门审

定后执行。

市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案，在事中、事后采取相应的措施进行处置，尽可能减小风险造成的后果，并按要求披露市场风险处置情况。

第五十四条 信用管理。电力交易机构秉承“统一体系、协同配合、全面覆盖、公开透明、守信激励、失信惩戒”原则，进行电力市场信用评价和管理，根据经营主体信用评价结果和市场运营情况，建立健全信用管理机制，维护经营主体合法权益，营造良好市场信用环境。

第五十五条 市场监测。市场运营机构负责对经营主体违反公平竞争原则、损害市场公共利益、扰乱市场秩序等行为进行市场监测和识别，开展市场力检测与缓解措施。根据市场运行需要和技术条件，市场力检测方法主要采用市场结构分析、行为测试和影响测试中的一项或多项，市场力缓解措施主要包括事前、事后措施中的一项或多项。

第九章信息披露

第五十六条 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。

第五十七条 经营主体、电网企业应当按照有关规定向电力市场运营机构提供信息。电力市场运营机构在确保信息安全基础上，定期向经营主体和社会公众按要求披露电力市场运行信息。

第五十八条 电力监管机构制定电力市场信息披露规则并监督实施。

第十章 争议处理

第五十九条 本规则所指争议主要是指经营主体之间的下列争议：

（一）经营主体之间的纠纷包括但不限于合同纠纷、经济纠纷、隐私保密纠纷；

（二）经营主体与电力市场运营机构之间的纠纷包括但不限于经营主体对市场组织、交易执行、结算与事后认定等方面的行为进行质疑，或拒不执行电力市场运营机构指令等；

（三）其他方面的争议。

第六十条 电力交易发生争议时，经营主体可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交吉林省能源局、东北能源监管局调解处理，也可向人民法院提起诉讼。

第六十一条 经营主体应按照以下规定时间提出争议调解申请：

（一）对于市场价格、结算依据中的电量或金额有争议的，应在电力市场运营机构给出查询回复后的10个工作日内以书面方式提出。

（二）对于结算凭证中的电量或金额有争议的，应在

电网企业给出结算查询回复后的10个工作日内以书面方式提出。

（三）对于其他争议，市场成员应在事件发生之日起2年内提出。

经营主体有义务为省能源局、东北能源监管局提供争议处理所需的数据和材料。承担调解工作的相关人员应遵守保密规定，不得泄露因调解工作知悉的商业秘密。

第十一章 法律责任

第六十二条 电力市场运营机构违反本规则规定，有下列情形之一的，按照《电力监管条例》第三十三条的规定处理：

（一）不按照本规则及配套规则规定组织交易的；

（二）未经电力监管机构审定同意，擅自出台交易细则开展相关电力市场活动的；

（三）擅自执行未按法定权限、程序制修订的规则的；

（四）其他违反本规则规定且造成社会不良影响的。

第六十三条 任何单位和个人扰乱电力市场运营机构的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。

第十二章 附则

第六十四条 本规则由吉林省能源局、东北能源监管局负责解释，与国家最新政策、文件规定不符的，从其规定。

第六十五条 本规则涉及的相关免责条款包括：

（一）电网企业输配电业务属于监管业务，依法接受监管，不承担市场运行相关的经济责任；

（二）不可抗力引发的发输变电设备异常，造成其他市场成员经济损失的，其设备所属的相关方不承担经济责任。不可抗力指对市场和电力系统有严重影响的不能预见、不能避免并不能克服的客观情况；

（三）出现市场异常情况时，电力市场运营机构按本规则及其他实施细则对市场进行干预予以免责。

名词解释

（一）电能量市场：以电能量为交易标的物的市场。

（二）安全校核：对检修计划、发用（充放）电计划、市场出清结果和电网运行方式等内容，从电力系统运行安全角度分析的过程。分析方法包括静态安全分析、暂态稳定分析、动态稳定分析、电压稳定分析等。

（三）市场监测：对发电企业、新型经营主体生产及运行情况、电网运行状态、用户用电行为等运行情况，以及交易组织、交易行为等市场运营情况进行监视的行为。

（四）市场出清：电力市场根据市场规则，通过竞争确定交易量、价。

（五）信息披露：指向能源监管机构、市场成员（不含电力市场运营机构）及社会公众等发布电力市场相关信息的过程。

（六）运行日（D）：为实际执行日前市场交易计划的自然日。

吉林省电力市场注册管理实施细则

（试行 5.0 版）

目录

1 总述 1
2 适用范围 1
3 引用文件 1
4 名词解释 2
5 总则 2
6 基本条件 3
6.1 总体要求 3
6.2 发电企业基本条件 3
6.3 电力用户基本条件 4
6.4 售电公司基本条件 4
6.5 新型储能企业基本条件 5
6.6 虚拟电厂（含负荷聚合商）基本条件 5
6.7 并网型绿电直连项目基本条件 6
6.8 电动汽车充电设施经营主体基本条件 7
6.9 智能微电网经营主体基本条件 7
6.10 分布式光伏、分散式风电经营主体基本条件 7
6.11 地方电网、增量配电网及网内经营主体基本条件 7
6.12 其他要求 8
7 市场注册 9
7.1 总体要求 9
7.2 发电企业注册 10
7.3 电力用户注册 12
7.4 售电公司注册 13
7.5 新型储能企业注册 13
7.6 虚拟电厂及聚合资源市场注册 14
7.7 并网型绿电直连项目注册 18
7.8 电动汽车充电设施经营主体注册 19
7.9 分布式光伏、分散式风电经营主体注册 19
7.10 智能微电网经营主体注册 20
7.11 地方电网、增量配电网及网内经营主体注册 20
8 信息变更 20
8.1 总体要求 20
8.2 发电企业信息变更 22
8.3 电力用户信息变更 23
8.4 售电公司信息变更 24
8.5 新型储能主体信息变更 24
8.6 虚拟电厂及聚合资源主体信息变更 25
8.7 其他经营主体信息变更 25
9 市场注销 26
10 异议处理 28
10.1 异议反馈 28
10.2 异议回复 29

10.3 异议处理 29
11 监督管理 29
11.1 监督管理 29
11.2 配合管理 30
11.3 失信管理 30

1 总述

为依法维护电力市场经营主体的合法权益，保证电力市场建设工作统一开放、竞争有序，加强和规范电力市场注册工作，结合吉林实际，制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于吉林省电力市场的经营主体注册、信息变更、注销等管理工作。

3 引用文件

（一）《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

（二）《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》（发改办能源规〔2019〕828号）

（三）《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）

（四）《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）

（五）《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）

（六）《电力市场运行基本规则》（2024年第20号令）

（七）《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）

（八）《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）

（九）《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）

（十）《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）

4 名词解释

（一）电力交易平台：在本细则中特指吉林电力交易平台。

（二）市场运营机构：包括电力交易机构和电力调度机构，在本细则中分别指吉林电力交易中心有限公司、国网吉林省电力有限公司电力调度控制中心。

（三）市场注册：指满足市场注册条件的经营主体将注册业务信息以及相关支撑性材料提交给市场运营机构并获得交易资格的过程。

（四）信息变更：指经营主体对市场注册时提供的信息进行变更，或者向市场公告其他变化情况。

（五）市场注销：指符合规定条件，通过注销流程退出吉林电力市场的行为。

5 总则

经营主体参加电力市场交易，应当符合基本条件，并

在电力交易机构完成市场注册。

本细则所称的经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体。新型经营主体包括储能主体、虚拟电厂（含负荷聚合商）、并网型绿电直连项目、分布式光伏、分散式风电、智能微电网等。

电力交易机构负责开展电力市场注册服务，建设并运维电力交易平台市场注册业务功能，依法依规披露市场注册业务的相关信息。实现与电力调度机构电力调度自动化系统及电网企业营销、新型电力负荷管理系统的市场注册所需信息交互，提升经营主体市场注册业务便捷性。

6 基本条件

6.1 总体要求

参加电力市场交易的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、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体，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做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。

6.2 发电企业基本条件

（一）依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得、按规定时限正在办理或者豁免电力业务许可证（发电

类）；

（二）已与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统；

（三）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交易；

（四）具备相应的分时计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求；具备满足参与市场化交易要求的其他技术支持手段；

（五）光热电站参与市场参照新能源项目执行；气电、水电等发电企业参与市场按照国家相关政策规定执行。

6.3 电力用户基本条件

（一）工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易，暂未直接参与市场交易的工商业用户按规定由电网企业代理购电；

（二）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场分时计量和结算的要求。

6.4 售电公司基本条件

售电公司按照国家发布的《售电公司管理办法》规定执行。

6.5 新型储能企业基本条件

（一）与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统；

（二）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求；

（三）满足最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电响应时间等对应的技术条件。初期，独立储能最大充放电功率不低于5兆瓦，最大调节容量不低于10兆瓦，满功率持续充放电响应时间不低于2小时。后期根据情况适时调整相关技术要求，具体数值以相关标准或国家、吉林省有关部门规定为准；

（四）配建储能与所属经营主体视为一体，具备独立计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度。具有法人资格时，可选择转为独立储能项目，作为经营主体直接参与电力市场交易。

6.6 虚拟电厂（含负荷聚合商）基本条件

（一）按照电网企业要求签订相关协议，接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统；

（二）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求；

（三）具备聚合可调节负荷以及分布式光伏、分散式风电、新型储能等资源的能力；

（四）具备对聚合资源的功率预测、调节或控制能力，拥有具备信息处理、运行监控、业务管理、计量监管、控制执行等功能的软硬件系统；

（五）聚合范围、调节性能等条件应满足相应市场的相关规则规定。初期虚拟电厂可在全省范围内聚合资源，聚合资源总容量不小于10兆瓦，总调节容量不低于5兆瓦，调节速率不低于调节容量的3%/分钟，持续调节时间不小于1小时。虚拟电厂可按照发用电户号构建若干个发电单元（不能跨市场出清节点）和用电单元（现阶段可跨市场出清节点，用电侧报量报价参与现货市场后不能跨市场出清节点），作为参与市场交易结算的最小单元，单个单元的调节容量不低于1兆瓦。后期随着市场发展，适时调整相关技术要求；

（六）具备汇总及分解聚合资源电力电量数据和参与电力市场96点曲线交易的技术能力；

（七）满足相关系统接入技术及安全等要求，通过相关验收及能力要求测试。后期随着市场发展，适时调整相关技术要求。

6.7 并网型绿电直连项目基本条件

（一）依法取得项目核准或者备案文件；

（二）依规取得电网接入系统批复文件；

（三）已与电网企业签订供用电合同、并网调度协

议，接入电力调度自动化系统；

（四）具备相应的分时计量、采集及传输能力，满足电力市场分时计量和结算的要求。

6.8 电动汽车充电设施经营主体基本条件

（一）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场分时计量和结算的要求；

（二）有放电能力的电动汽车充电设施，与电网企业签订负荷确认协议，接入新型电力负荷管理系统。

6.9 智能微电网经营主体基本条件

呈现用电特性的智能微电网经营主体基本条件初期参照电力用户规定执行；呈现发电特性、发用电双重特性的智能微电网经营主体基本条件初期参照并网型绿电直连项目或虚拟电厂规定执行，后期视国家和吉林省有关规定进行调整。

6.10 分布式光伏、分散式风电经营主体基本条件

（一）依法取得发电项目核准或者备案文件；

（二）与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议。其中，选择直接或聚合方式参与市场的须接入电力调度自动化系统，具备“四可”条件，满足直接调控要求；

（三）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场分时计量和结算的要求。

6.11 地方电网、增量配电网及网内经营主体基本条件

（一）地方电网、增量配电网应具有配电调度和信息安全防护等系统，具备“四可”能力，实现与主电网企业的互联互通，有效支撑配电网调度运行；

（二）地方电网、增量配电网应依规取得电力业务许可证（供电类），具有相关管理技术支持系统，具备在配电区域内有效承担与主电网企业同等义务的能力；

（三）地方电网、增量配电网与主电网联网产权分界点应当安装符合国家标准的电能计量装置，具备独立分时计量、采集及传输等技术条件，满足电网之间的计量和结算要求；

（四）地方电网、增量配电网企业的业务管理技术支持系统应以直接或经主电网间接接入方式，实现与交易平台集成贯通，按市场规则交互推送经营主体的基础档案、时段电量等信息及数据，满足经营主体参与市场的注册、交易、计量及结算等要求；

（五）经营主体应当具备对应类型主体的市场注册基本条件，由相关电网企业安装符合国家标准的电能计量装置，具有相关电网企业分配的发电或用电户号，具备由相关电网企业向交易平台推送基础档案、时段电量等数据信息条件，满足市场注册、交易、分时计量及结算等要求。

6.12 其他要求

当国家政策调整或者交易规则变化导致经营主体类型

或进入电力市场基本条件发生变化时，按照国家统一标准进行调整。

7 市场注册

7.1 总体要求

（一）满足市场注册条件的经营主体，按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程及管理制度在电力交易机构办理市场注册后，方可参与电力市场交易；

（二）经营主体应提供真实、准确的身份认证、联系方式等注册信息以及相关支撑性材料，签订入市协议等。经核实提供虚假错误信息等情况的，电力交易机构报告吉林省能源局、国家能源局东北监管局（下文简称“东北能源监管局”），并通过交易平台对外发布、纳入主体信用评价。由此产生的后果由其自行承担相应责任；

（三）参与电力市场交易的经营主体，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等；

（四）电力交易机构收到经营主体提交的市场注册申请和注册材料后，在5个工作日内进行审查，必要时组织对经营主体进行现场核验。对于市场注册材料不符合要求的，应予以一次性告知；

（五）市场注册审查通过的发电企业、电力用户、新型储能企业、分布式光伏、分散式风电、电动汽车充电设施经营主体原则上无需公示，注册手续直接生效；

（六）电力交易机构将市场注册生效的经营主体纳入经营主体目录，实行动态管理，按照信息披露要求向社会公布，按照吉林省能源局、东北能源监管局要求进行备案；

（七）具有多重主体身份的经营主体，应当按经营主体类别分别进行注册；

（八）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（含负荷聚合商）确立代理或聚合服务关系；

（九）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；

（十）参与市场的经营主体除满足本细则注册基本条件外，还需同步满足相关市场准入要求。

7.2 发电企业注册

（一）新建（包括扩建、改建，下同）发电机组市场注册与并网业务同步办理，注册前完成发电户号建档工作；在调试运行期可自主选择参与电力市场，若未参与市场交易，其实际上网电量按照《关于东北区域发电机组进入及退出商业运营有关事项的通知》执行，若参与市场交易，按照统一市场规则执行。新建发电机组转商运后，需按照市场规则参与市场交易；

（二）发电企业市场注册时，应在交易平台自主注册并申请注册账号，同时网上签订入市协议、承诺书，需要提供的注册资料包括：营业执照、并网调度协议、授权委托书等。若现货市场采取节点电价机制，在注册信息中明确发电机组所在节点信息。电力交易机构收到发电企业提交的注册申请和注册信息、材料等，在规定时限内完成材料的完整性核验。对于材料不全或不符合规范的，发电企业应在2个工作日内对材料进行补充和完善；

（三）发电企业在首次注册和新增机组时要进行机组注册。机组注册时需提交建设核准（备案）文件、发电业务许可证正副本或业务办理承诺书（豁免除外）等资料，机组名称应与调度命名文件中的调度简称保持一致；新建发电机组转商运后，发电企业应及时将转商运证明文件上传电力交易平台；

（四）发电企业机组参与市场交易，需提前7个工作日向电力交易机构和电力调度机构提出申请。收到发电企业申请后，电力交易机构、电力调度机构在3个工作日内分别完成交易单元及结算单元创建、机组建模等工作，发电企业机组当月可同步参与电力中长期、现货市场交易，参与辅助服务市场交易按照相关规则及细则执行；

（五）发电企业应按照规定时限取得电力业务许可证（发电类），并及时报送电力调度机构、上传电力交易平

台，超过规定时限仍未取得电力业务许可证（发电类）的不得继续参与交易。自发自用余电上网新能源项目（含新能源直供项目）可豁免电力业务许可证（发电类）参与电力市场交易。

7.3 电力用户注册

（一）符合国家、省内相关规定与基本要求，且不在负面清单范围以内的电力用户，在选择参与电力市场交易前，电网企业应将新增用户信息推送至交易平台，用户在交易中心履行注册后可参与交易。由电网企业代理购电的用户（含新装用户），可在每月15日前（如遇节假日、政策或市场规则发生重大变化时，可适当调整）选择参与后续月份的电力市场交易，电网企业代理购电相应终止；

（二）电力用户自主在交易平台网站注册并申请注册账号，同时网上签订入市协议、承诺书，注册时需要提供的资料包括：营业执照、法人代表授权委托书、电力营销系统客户所属单位授权书（租赁他人厂房、转供电等各类原因导致电力营销系统用户名称与申请注册的电力用户名称不一致时提供）等；

（三）电力用户注册后，需维护用电单元（或营销户号）信息，由为其提供供电服务的电网企业提供用户用电信息（包括用户编号、户名、计量点等相关信息）；

（四）电力交易机构收到电力用户提交的注册申请和

注册信息、材料等，在规定时限内完成材料的完整性核验；对于材料不全或不符合规范的，电力用户应在2个工作日内对材料进行补充和完善。

7.4 售电公司注册

售电公司市场注册条件和流程按照国家《售电公司管理办法》规定执行。

7.5 新型储能企业注册

（一）新建（包括扩建、改建，下同）独立储能的市场注册与并网业务同步办理，注册前完成发、用电户号建档工作。新建独立储能在调试运行期可自主选择参与电力市场，若未参与市场交易，其实际充放电量按照《关于东北区域发电机组进入及退出商业运营有关事项的通知》和政府相关文件执行，若参与市场交易，按照统一市场规则执行。新建独立储能转商运后，需按照市场规则参与市场交易；

（二）独立储能在市场注册时，需向电力交易机构提供以下信息和资料（包括但不限于）：

1. 基本信息及材料：企业工商信息、法定代表人信息、联系信息、银行账户信息、开票信息；营业执照、法定代表人证件、联系人授权文件等企业证明材料；建设核准（备案）文件、并网调度协议等资料。储能单元名称应与调度命名文件中的调度简称保持一致。新建独立储能在

转商运后，应及时将转商运证明文件上传电力交易平台；

2. 独立储能主体需提供涵盖最大充放电功率、最大调节容量、持续充放电时长等各项技术参数的相关证明材料（型式试验报告等）；

3. 参与配储的电网侧独立储能电站，需提供配储的新能源企业同意储能电站参与市场交易的相关意见；

（三）独立储能参与市场交易，需提前7个工作日向电力交易机构和电力调度机构提出申请。收到独立储能企业申请后，电力交易机构、电力调度机构在3个工作日内分别完成交易单元及结算单元创建、机组建模等工作，独立储能同步参与后续月份的电力中长期、现货市场交易，参与辅助服务市场交易按照相关规则及细则执行；

（四）电源侧储能、用户侧储能不单独履行市场注册手续，由拥有自用储能的发电企业或电力用户按照自身属性进行市场注册并整体参与交易。已市场注册且拥有自用储能的发电企业或电力用户应补充提供储能电站相关信息和资料。

7.6 虚拟电厂及聚合资源市场注册

（一）符合注册基本条件的虚拟电厂及其聚合资源主体，应分别在交易平台完成市场注册后方可参与电力市场交易，按照相关规定参与电力保供，参与辅助服务市场交易按照相关规则及细则执行；

（二）虚拟电厂运营商市场注册，初期参照《售电公司管理办法》执行；

（三）虚拟电厂市场注册时，运营商应按照要求提供虚拟电厂注册所需材料，具体按照相关电力市场规则、实施细则及工作规范执行；

（四）聚合资源主体在交易平台按照其所属市场主体类型分别进行市场注册，具体按照相关电力市场规则、实施细则及工作规范执行；

（五）虚拟电厂按照发用电特性可分类为电源型虚拟电厂、负荷型虚拟电厂以及混合型虚拟电厂，其中电源型虚拟电厂是指聚合分布式光伏、分散式风电等所形成的经营主体；负荷型虚拟电厂是指聚合电力用户、电动汽车充换电设施等所形成的经营主体；混合型虚拟电厂是指聚合分布式光伏、分散式风电、可调负荷与储能等资源所形成的经营主体，混合型虚拟电厂不得跨关口计量点抵消发（放）电用（充）电功率曲线；

（六）虚拟电厂市场注册业务流程

1.意向申请。虚拟电厂运营商向电力交易机构提交聚合参与市场意向申请及相关资料，若所聚合资源已参与市场，需同步提供聚合资源主体相关交易合同处理意见或相关证明材料，并确保所提交资料的真实性、完整性。电力交易机构对虚拟电厂运营商提交的材料进行完整性核验，

对其聚合意向情况进行初核，并将通过核验的相关材料、聚合意向信息和发、用电单元情况等推送新型电力负荷管理系统；

2.接入申请。每月10日前，通过电力交易机构初核的虚拟电厂运营商可向吉林省电力负荷管理中心（以下简称“负管中心”）提交相关系统接入申请及运营平台第三方安全检测报告等相关资料，第三方检测报告应包含应用功能、网络性能、信息安全等检测内容。负管中心结合电力交易机构推送的虚拟电厂聚合资源相关意向信息和发、用电单元情况等，组织虚拟电厂运营商在新型电力负荷管理系统中完成资源主体预聚合，电力调度机构同步做好电力调度自动化系统数据接入相关工作；

3.接入联调。完成资源主体预聚合后，虚拟电厂运营商需向负管中心、电力调度机构发起相关系统接入联调申请。负管中心、电力调度机构，组织虚拟电厂运营商开展运营平台与新型电力负荷管理系统和电力调度自动化系统的联调测试。虚拟电厂运营商应按信息交互规范要求实现数据上送、聚合调节等功能。联调通过后，由负管中心、电力调度机构向虚拟电厂运营商发布同意接入的名单，并同步推送至交易平台；

4.能力检测。负管中心按照相关规定及聚合资源范围对虚拟电厂开展能力检测，并将检测结果推送交易平台、电力调度自动化系统；

5.市场注册。通过接入联调和能力检测的虚拟电厂运营商与聚合资源主体应按相关市场规则及实施细则，在交易平台以套餐形式自主签订聚合服务合同，形成聚合代理服务关系；

6.网站公示。电力交易机构将通过接入联调和能力检测的虚拟电厂在指定网站进行公示，包括虚拟电厂运营商的企业信息、运营平台信息等；其中，由已注册生效售电公司运营的虚拟电厂公示期为5个工作日；由新注册售电公司运营的虚拟电厂公示期为10个工作日；

7.注册生效。公示期满无异议的虚拟电厂市场注册生效，纳入电力市场经营主体目录实施动态管理，运营商与资源主体的聚合服务合同于次月执行。电力交易机构将注册生效的虚拟电厂推送新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统，负管中心完成建档。电力交易机构按月汇总并向政府有关部门备案。注册生效后的虚拟电厂应足额缴纳履约保函、保险后，方可参与电力市场化交易。如同一企业（统一社会信用代码相同）均注册虚拟电厂和售电公司，则两者共用资产总额和履约保函、保险额度。

7.7 并网型绿电直连项目注册

（一）并网型绿电直连项目享有平等的市场地位，按照相关规定同步办理并网和市场注册业务，市场注册前应取得电网企业分配的发电、用电户号。并网型绿电直连项目的负荷不得由电网企业代理购电；

（二）绿电直连项目电源与负荷为同一投资主体的，原则上由负荷作为主责单位进行市场成员注册，构建发电、用电单元，作为整体参与电力市场，在某一时段仅以发电或用电单元进行售电或购电；

（三）绿电直连项目电源与负荷不是同一投资主体的，可由负荷、电源或各方合资组建公司作为主责单位进行市场成员注册，构建发电、用电单元，作为整体参与电力市场，在某一时段仅以发电或用电单元进行售电或购电。也可对各电源、负荷分别进行市场注册，由各方合资组建虚拟电厂或者第三方虚拟电厂组织签订聚合服务合同，以聚合方式参与电力市场；

（四）绿电直连的新能源项目可豁免电力业务许可证（发电类）参与电力市场；

（五）绿电直连项目参与电力市场，应自行按照国家及吉林省相关规定比例控制发用电及上网电量；

（六）满足市场注册条件的绿电直连项目，在电力交易平台提交市场注册申请，分别填报各电源与负荷相关信

息及资料。电力交易机构在5个工作日内完成审核。对于提交注册申请资料缺失、不规范的绿电直连项目，应对申请材料进行完善并重新提交审查；

（七）绿电直连项目应于投运后一个月内，在国家可再生能源发电项目信息管理平台和交易平台完成建档立卡工作，参与绿证核发、划转和交易。对于项目自发自用电量，由电网企业进行采集及计算，并系统推送至交易平台绿证核发全覆盖应用模块。电力交易机构将相关电量数据推送北京电力交易中心，由北京电力交易中心推送相关电量信息至国家绿证核发交易系统，按照规定流程核发、划转绿证。

7.8 电动汽车充电设施经营主体注册

满足注册条件的电动汽车充电设施经营主体初期参照电力用户注册要求执行；注册后可按照电力用户要求或者以虚拟电厂（含负荷聚合商）聚合的方式参与电力市场。

7.9 分布式光伏、分散式风电经营主体注册

满足注册条件的分布式光伏、分散式风电可参照发电企业要求进行市场注册，自主选择以直接或者虚拟电厂聚合方式参与市场的，应按照国家及吉林省相关规定要求自行控制上网电量比例。未选择聚合或者直接参与市场的暂不用市场注册，默认作为价格接受者参与市场，暂由电网企业按照现行模式结算和国家及吉林省有关规定执行。

7.10 智能微电网经营主体注册

智能微电网按照其发用电特性参照相应经营主体的注册条件执行。

7.11 地方电网、增量配电网及网内经营主体注册

地方电网、增量配电网及网内经营主体参与电力市场，应分别进行市场注册，协同参与市场运营。地方电网、增量配电网企业市场注册参照电网企业、配售电公司相关规定执行。各经营主体市场注册按照相应类型主体的有关规定执行。

8 信息变更

8.1 总体要求

（一）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；

（二）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。经营主体应提交变更信息以及相关支撑性材料，若办理信息变更时其他注册信息或支撑性材料已过有效期，需要同步进行更新；

（三）信息变更主要包含以下内容：

1.经营主体身份名称变更、法定代表人（或负责人）更换；

2.公司股东、股权结构的重大变化，因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人发生变化等；

3.电力业务许可证变更、延续等；

4.发电企业机组转让、机组关停退役、机组调度关系调整、机组自备公用性质转换、机组进入及退出商业运营、机组容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等；

5.新型储能企业储能项目（单元）转让、储能单元容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等；

6.售电公司、虚拟电厂资产总额发生影响年度代理电量规模或调节能力的变化、企业高级或中级职称的专业人员变更、配电网运营资质变化、业务范围变更等；

7.市场交易用户在电网企业办理销户、更名、并户、过户、新增用电户号、改类、改压等业务；分布式光伏、分散式风电、电动汽车充电设施、智能微电网、并网型绿电直连项目、地方电网、增量配电网及网内经营主体的物理属性、技术参数、企业重要商业信息等发生变化。

（四）电力交易机构收到经营主体提交的变更申请和变更材料后，在5个工作日内进行完整性审查。对于变更材料不符合要求的，应予以一次性告知；

（五）市场注册信息变更审查通过的发电企业、电力用户、新型储能企业、分布式光伏、分散式风电、电动汽车充电设施、智能微电网、并网型绿电直连项目、地方电网和增量配电网企业及网内经营主体等经营主体原则上无

需公示，信息变更手续直接生效。经营主体市场身份发生变更时，其交易平台账号信息随之变更；

（六）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；

（七）经营主体在市场注册信息变更期间可正常参与市场交易。

8.2 发电企业信息变更

发电企业在交易平台自主办理信息变更并提交相关证明材料，电力交易机构完整性审核后生效。

（一）发电企业注册时填报的市场成员信息发生变更的，需提供工商核准变更通知书、变更后营业执照、在机组信息中变更发电业务许可证正副本（如变更后需新发）等证明材料，发电企业提交的资料满足完整性校验要求；

（二）发电企业的机组信息变更，不涉及物理运行参数信息的，由发电企业向电力交易机构提供机组电价调整等变更材料；涉及物理运行参数信息的，由电力调度机构确认并重新签订并网调度协议，向电力交易机构提供相关材料；

（三）涉及机组转让的，如果受让方并未进行注册，需进行市场成员注册后办理机组转让，受让方已办理注册的，只需办理机组转让。

8.3 电力用户信息变更

市场交易用户发生并户、销户、过户、新增用电户号、更名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，经营主体应在电网企业办理变更的同时，通过交易平台在电力交易机构办理注册信息变更手续。电网企业需逐步完善用户统一社会信用代码信息，确保用户信息准确、完备，推动按用户统一社会信用代码进行市场化信息管理，在办理电力用户信息变更时，须同步向电力交易机构推送相关变更信息。

（一）电力用户注册时填报的市场成员信息发生变更的，需提供工商核准变更通知书、变更后营业执照；

（二）电力用户用电信息发生变更，需根据相关规定向电网企业提出用电信息变更申请，电网企业按照规定流程进行信息变更的同时协助电力用户通过交易平台向电力交易机构发起变更申请；

（三）电力用户在电网企业办理变更业务时，电力交易机构依据电网企业推送的变更信息，并按照如下原则处理：

1.市场交易用户销户、电价类别由工商业电价改为居民或农业电价时，可在交易平台予以正常退市自动注销；

2.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；

3.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，承接户号的用户若为存量市场交易用户，按新增户号办理；市场交易用户的全部营销户号过户、分户、并户给其他用户时，对该用户在交易平台正常退市自动注销。

（四）电力交易机构在收到变更申请后的5个工作日内完成变更材料的完整性审核工作。若审核不通过，同时通知电网企业和发起变更电力用户的联系人，电网公司协助电力用户根据提示修改、完善变更材料后再行提交。

8.4 售电公司信息变更

售电公司市场注册信息变更条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行。

8.5 新型储能主体信息变更

（一）新型储能市场注册相关信息发生变化时，应按照要求及时通过交易平台办理市场注册变更，注册信息变更期间应正常履行已签订的市场合约。完成注册变更后，电力交易机构将变更信息推送新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统；

（二）独立储能关键技术参数发生变化时，应重新进

行系统测试，通过测试的独立储能应通过交易平台提交变更申请，必要时应重新签订入市承诺书、相关合同或协议；

（三）电源侧储能电站、用户侧储能电站履行必要的工商手续、技术改造满足同等技术条件和安全标准，符合独立储能市场准入条件时，可申请转换为独立储能，在电力交易机构完成身份转换及注册变更手续。

8.6 虚拟电厂及聚合资源主体信息变更

（一）虚拟电厂运营商及聚合资源主体市场注册相关信息发生变化时，应按照要求及时通过交易平台办理市场注册变更，注册信息变更期间应正常履行已签订的市场合约。完成注册变更后，电力交易机构将变更信息推送新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统；

（二）虚拟电厂运营商市场注册信息变更，初期参照《售电公司管理办法》执行；

（三）虚拟电厂聚合资源主体市场注册信息变更，参照电力市场规则、实施细则及工作规范中对应类型主体有关规定执行。若虚拟电厂及其聚合资源关键技术参数发生变更，变更前应重新进行系统测试，通过测试的虚拟电厂应通过电力交易平台提交变更申请，必要时应重新签订入市相关承诺书、合同或协议，履行承诺、公示等程序。

8.7 其他经营主体信息变更

电动汽车充换电设施、呈现负荷特性的智能微电网信息变更初期参照电力用户注册要求执行；呈现发电特性、发用电双重特性的智能微电网信息变更初期参照并网型绿电直连项目或虚拟电厂规定执行；呈现发电特性的智能微电网信息变更初期参照虚拟电厂执行。分布式光伏、分散式风电按照发电企业注册要求执行。并网型绿电直连项目、地方电网和增量配电网企业及网内经营主体按照对应类型主体有关规定办理注册变更。

9 市场注销

（一）经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销；

（二）经营主体有下列正当理由之一的，可申请注销：

（1）经营主体宣告破产，或虽未破产但被吉林省政府主管部门关停或主动拆除，不再发电或者用电；

（2）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；

（3）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所在地区的电力市场进入条件；

（4）经营主体所有机组关停退役的；

（5）经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的。

（三）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；

（四）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。经营主体应提交注销申请、合同处理完毕声明以及相关支撑材料；

（五）电力交易机构收到经营主体提交的注销申请和注销材料后，在5个工作日内进行审查。对于注销材料不符合要求的，应予以一次性告知；

（六）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，并报东北能源监管局和吉林省能源局备案。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，虚拟电厂初期参照《售电公司管理办法》执行；

（七）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。售电公司退出电力市场交易条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂运营商初期参照《售电公司管理办法》执行；

（八）对于即将市场注销的经营主体，其所有已签订但未履行的市场交易合同，原则上通过自主协商等方式在下一个合同履行月之前的10个工作日内完成处理。因市场交易合同各方造成的损失由退出电力市场交易的经营主体

承担，或自行通过司法程序解决；

（九）电力交易机构应通过电力交易平台，将经营主体市场注销信息向社会公示，公示期为10个工作日，公示期满无异议，在电力交易平台中予以主体身份及交易平台登录账号注销，保留其历史信息5年；

（十）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；

（十一）聚合资源主体、绿电直连项目、地方电网和增量配电网企业及网内经营主体市场注销按照对应类型主体有关规定执行。分布式光伏、分散式风电市场注销按照发电企业相关规定执行。电动汽车充换电设施、智能微电网市场注销初期参照电力用户或并网型绿电直连项目、虚拟电厂相关规定执行；

（十二）独立储能、虚拟电厂运营商及聚合资源主体市场注销后，电力交易机构将市场注销的经营主体信息推送新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统。

10 异议处理

10.1 异议反馈

任何单位或个人对于经营主体电力市场注册存在异议，可通过异议反馈渠道向电力交易机构实名反映，需提供包括但不限于异议内容、有效联系方式等信息。异议反馈应提供相关证明材料，不得捏造事实、虚假举证。

10.2 异议回复

电力交易机构对实名反映人相关身份信息进行保密，不得对外泄密，并及时回复调整处理情况。

10.3 异议处理

对于公示期间存在异议的经营主体，电力交易机构应根据调查情况分类处理。

（一）如因公示材料疏漏缺失、人员等变更而产生异议，经营主体可以补充材料申请再公示；

（二）如因材料造假发生异议，经营主体自接到电力交易机构关于异议的告知之日起，5个工作日内无法做出合理解释，电力交易机构终止其市场注册业务公示，将情况报送吉林省能源局、东北能源监管局；

（三）如对市场注销存在异议，经营主体可向电力交易机构说明情况，电力交易机构根据核查结果予以驳回或撤销公示；

（四）对于公示生效后仍存在异议的经营主体，电力交易机构应继续开展调查核实，对于调查后不满足注册条件的经营主体，按照前款要求处理。

11 监督管理

11.1 监督管理

吉林省能源局、东北能源监管局按职责分工，对经营主体、电力交易机构开展的电力市场注册工作进行监督管

理。

11.2 配合管理

对未按本细则办理业务的经营主体，电力交易机构应采取提醒、公告等措施并报吉林省能源局、东北能源监管局。

11.3 失信管理

对于经营主体存在未按规定办理电力市场注册手续、提供虚假注册资料等严重情形的，吉林省能源局和东北能源监管局可依照《电力监管条例》第三十一条、《电力市场监管办法》第三十六条有关规定处理。对于电力交易机构存在未按照规定办理电力市场注册等情形的，吉林省能源局和东北能源监管局可依照《电力监管条例》第三十三条、《电力市场监管办法》第三十八条有关规定处理。对售电公司在注册过程中存在其他违规行为的，吉林省能源局和东北能源监管局可依照《售电公司管理办法》第二十八、二十九、四十二、四十三条有关规定处理。

经营主体在办理电力市场注册业务过程中存在违法违规和失信行为的，纳入电力交易信用评价，吉林省能源局、东北能源监管局可依法依规采取将其纳入失信管理等措施。

吉林省电力中长期交易
衔接实施细则

（试行 5.0 版）

目录

1 总述 1
2 名词解释 1
3 交易品种和价格机制 2
3.1 交易品种 2
3.1.1 省间交易 3
3.1.2 省内电力直接交易 3
3.1.3 合同转让交易 3
3.1.4 融合交易 4
3.1.5 省内绿色电力交易 4
3.1.6 电网企业代理购电交易 4
3.2 交易方式 5
3.2.1 双边协商交易 5
3.2.2 集中竞价交易 5
3.2.3 挂牌交易 5
3.2.4 滚动撮合交易 5
3.3 交易曲线 5
3.4 价格约束 6
4 交易组织 6
4.1 基本要求 6
4.1.1 双边协商交易 6
4.1.2 集中竞价交易 6
4.1.3 挂牌交易 8
4.1.4 滚动撮合交易 8
4.2 交易约束 9
4.2.1 月度净合约电量约束 9
4.2.2 分时段交易电量约束 12
4.2.3 可申报交易电量约束 13
4.2.4 发售一体售电公司独立运营约束 14
4.3 省内绿色电力交易组织 14
4.3.1 组织方式 14
4.3.2 价格机制 17
5 中长期交易校核 19
6 合同管理 19
6.1 合同要素 19
6.2 合同管理 20
7 附则 20

1 总述

为依法维护电力市场经营主体权益，实现中长期与现货市场的有效衔接，结合吉林省实际情况，依据相关政策法规制定本细则。

本细则适用于吉林电力现货结算试运行及正式运行期间。吉林电力现货结算试运行期及正式运行期是指吉林省内现货市场开展日清分并用于实际电费结算的时期。

2 名词解释

（一）电力交易平台：在本细则中特指吉林电力交易平台。

（二）市场运营机构：包括电力交易机构和电力调度机构，在本细则中分别指吉林电力交易中心有限公司、国网吉林省电力有限公司电力调度控制中心。

（三）交易曲线：一天24个时段电量的比例关系曲线。

（四）交易单元：经营主体等在电力交易平台参与交易的基本单位，分为购方单元和售方单元。同一经营主体，可以在不同品种的交易中担任购方单元、售方单元的不同角色。

（五）机制电量：纳入新能源可持续发展价格结算机制的电量。

（六）用户侧：参与中长期交易的用户侧经营主体包括直接参与批发市场的电力用户（下文简称“批发用户”）、

售电公司、电网企业（代理购电）。

（七）发电侧：发电企业、独立储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目在电力交易中作为发（放）电单元的统称。

（八）用电侧：用户侧、虚拟电厂（含负荷聚合商，下同）、独立储能、并网型绿电直连项目在电力交易中作为用（充）电单元的统称。

（九）售电方：依据交易品种在电力中长期市场中售出电量的经营主体，发电侧售出电量记为正数，用电侧售出电量记为负数。

（十）购电方：依据交易品种在电力中长期市场中购入电量的经营主体，发电侧购入电量记为负数，用电侧购入电量记为正数。

（十一）绿色电力：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。

3 交易品种和价格机制

3.1 交易品种

省间交易根据北京电力交易平台时间安排。省内交易根

据交易标的物执行周期不同，开展包括数年、年度（多月）、月度、月内（多日）等针对不同交割周期的电能量交易。

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。

电力中长期交易品种主要包括省间交易、省内电力直接交易、合同转让交易、融合交易、绿色电力交易、电网企业代理购电交易等。

3.1.1 省间交易

省间中长期交易由北京电力交易中心组织，省间交易成交结果以北京电力交易中心发布的交易合同曲线为准。

3.1.2 省内电力直接交易

省内电力直接交易在发电企业（含电源型虚拟电厂）、售电公司（含负荷型虚拟电厂）、批发用户、并网型绿电直连项目等之间开展，由吉林电力交易中心组织。

3.1.3 合同转让交易

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不可同时进行

买入或卖出交易。

3.1.4 融合交易

发电企业、售电公司、批发用户、虚拟电厂、独立储能、并网型绿电直连项目等经营主体之间开展，融合发用两侧直接交易、合同转让等多种交易品种，经营主体可任选买卖方向按需进行交易申报。

融合交易在同一场交易中，市场主体对同一交易标的只能进行单向买入或卖出。

3.1.5 省内绿色电力交易

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。

省内绿电交易分为常规绿电交易和小时级绿电交易两类。常规绿电交易环境价值以月度为周期进行溯源，小时级绿电交易环境价值以小时为周期进行溯源。

3.1.6 电网企业代理购电交易

电网企业应分类预测代理购电居民农业用户、工商业用户用电量及分时段购电需求，通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，形成分时合同。

3.2 交易方式

电力中长期交易包括双边协商交易和集中交易，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。

3.2.1 双边协商交易

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节点前通过交易平台完成交易申报与确认。

3.2.2 集中竞价交易

集中竞价交易是指经营主体在交易执行起止时间内，申报交易电量、交易价格，电力交易机构按照市场规则进行统一的市场出清。

3.2.3 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。

3.2.4 滚动撮合交易

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。

3.3 交易曲线

数年、年度、月度（多月）、月内（多日）等周期形成

的交易结果，须在执行前分解到日内各时段。现阶段，交易结果按照交易曲线形成方式分解到每小时，最小合约周期大于一日的交易需按照对应日历天数平均分解到每日。

3.4 价格约束

按价格主管部门规定执行。

4 交易组织

4.1 基本要求

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。

4.1.1 双边协商交易

双边协商交易可按数年、年度、月度（多月）周期开展，以自然日为最小合约周期，采用自定义分时段交易曲线或典型曲线交易方式，鼓励市场主体签订绿色电力多年期（PPA）交易合同。双边协商交易应包括合约周期、交易电量、交易价格、曲线分解等要素，交易电量应满足双方交易电量约束，交易价格应满足最小变动价位约束。具体要求以交易公告为准。

4.1.2 集中竞价交易

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（多月）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。

4.1.3 挂牌交易

挂牌交易采用分时段或典型曲线交易方式，按年度、月度（多月）、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。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。当挂牌方申报电量大于等于摘牌方申报电量时，根据摘牌电量进行出清，当挂牌方申报摘牌电量小于摘牌方申报电量时，按照摘牌方申报电量等比例出清。具体要求以交易公告为准。

电网企业代理购电参与挂牌交易时，由电网企业以报量不报价的方式分时段申报电量，具体要求以交易公告为准。

4.1.4 滚动撮合交易

滚动撮合交易可按月度、月内（多日）周期开展，具体要求以交易公告为准。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，出清规则为：

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。

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。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。

日滚动撮合交易按自然日连续组织，可在 D-2 日组织交易标的为 D 日至 D+2 日每个时段的电量，也可在 D-2 日组织交易标的为 D 日至月底每个时段的电量。如遇特殊情况，可做出相应调整。现阶段，独立储能、混合型虚拟电厂、鲁固直流通道配套电源项目仅能参与日滚动撮合交易。

4.2 交易约束

4.2.1 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）煤电、生物质、垃圾

月度净合约电量上限=标的月机组发电能力×标的月月度可用发电小时数×D。机组分时段发电能力以额定装机容量为基础，如实际发电能力低于额定装机容量，由调度机构提供（下同）；标的月月度可用发电小时数由调度机构提供。

（2）风电、光伏

月度净合约电量上限=机组发电能力×G×N+配套储能额定容量×标的月天数×P。

（3）光热

月度净合约电量上限=机组发电能力×N+配套储能额定容量×标的月天数×P。

（4）电力用户

月度净合约电量上限=max（用户历史同期最大用电电量×W，用户近3个结算月日均实际用电量最大值×标的月天数×R）。

新投运暂无历史用电量的用户投运12个月内月度净合

约电量上限=用户报装容量×标的月小时数。

增容用户月度净合约电量上限=max（用户历史同期最大用电电量×W，用户近3个结算月日均实际用电量最大值×标的月天数×R）+增容容量×标的月小时数。

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。

（5）售电公司

月度净合约电量上限=min{（用户侧月度净合约电量上限），（保函、保险允许代理电量额度）}。

履约保函、保险交易有效额度需考虑电费退补的市场结算周期，起始日期不晚于电力交易周期开始日期，截止日期不早于电力交易周期所涉最后一个标的日后3个月。

（6）新型经营主体

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×月度充电次数×理论充电时长÷充电效率$\eta_{充}$×调整系数 U; 独立储能放电月度净合约电量上限为额定容量×月度放电次数×理论放电时长×放电效率$\eta_{放}$×调整系数 U。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售电公司执行。如同一企业（统一社会信用代码相同）同时注册虚拟电厂和售电公司，则两者共用资产总额和履约保函、保险额度。

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月度净合约电量上限执行。

如同一虚拟电厂涉及多个交易单元时，多个交易单元共用资产总额和履约保函、保险额度。

并网型绿电直连项目根据上网状态、下网状态分别执行。处于上网状态的并网型绿电直连项目月度净合约电量上限=机组发电能力×N；对于投产时间不足 1 年或新投产机组=机组发电能力×N×上网比例上限 L_1。处于下网状态的并网型绿电直连项目月度净合约电量上限=max（用户历史同期最大用电电量×W，用户近 3 个结算月日均实际用电量最大值×标的月天数×R）；新报装并网型绿电直连项目月度净合约电量上限=用户报装容量×标的月小时数×下网比例上限 L_2。

（7）发电侧、用户侧、独立储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目月度净合约电量下限均为零。

4.2.2 分时段交易电量约束

（1）煤电、生物质、垃圾

分时段交易电量上限=机组分时段发电能力×D。

（2）风电

分时段交易电量上限=机组发电能力×G+配套储能额定功率。

（3）光伏

分时段交易电量上限=O_{mh}×机组发电能力×G+配套储能额定功率。

（4）光热

分时段交易电量上限=机组发电能力。

（5）电力用户

分时段交易电量上限=用户报装容量。

（6）发电侧、用户侧分时段交易电量下限均为零。

4.2.3 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、分时段交易电量约束。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。

（一）发电侧、电源型虚拟电厂

月度可申报售电电量=月度净合约电量上限-当期已持有合同净售电电量-当期已申报未出清净售电电量;分时段可申报售电电量=分时段交易电量上限-该时段已持有合同净售电电量-该时段已申报未出清净售电电量。

月度可申报购电电量=当期已持有合同净售电电量-当期已申报未出清净购电电量。分时段可申报购电电量=该时

段已持有合同净售电电量-该时段已申报未出清的购电电量。

（二）用户侧、负荷型虚拟电厂

月度可申报购电电量=月度净合约量上限-当期已持有合同净购电电量-当期已申报未出清净购电电量;分时段可申报购电电量=分时段交易电量上限-该时段已持有合同净购电电量−该时段已申报未出清净购电电量。

月度可申报售电电量=当期已持有合同净购电电量-当期已申报未出清净售电电量。分时可申报售电电量=该时段已持有合同净购电电量-该时段已申报未出清的售电电量。

（三）独立储能、混合型虚拟电厂、并网型绿电直连项目

独立储能、混合型虚拟电厂、并网型绿电直连项目根据各时点发电、用电属性，参照发电侧、用户侧分别执行。

4.2.4 发售一体售电公司独立运营约束

2027 年起，同一集团的发电企业和售电公司双边协商交易电量原则上不得超过该集团在本省总交易电量的 20%。

4.3 省内绿色电力交易组织

4.3.1 组织方式

（一）省内绿电交易不单独组织集中竞价和滚动撮合交易，常规绿电交易和小时级绿电交易分别组织。初期，小时级绿电交易仅在月度周期以双边协商方式开展，后期结合经营主体需求适时拓展交易组织方式及周期。

（二）数年期绿电交易主要以双边协商方式组织，在年度、月度市场按需组织。经营主体协商一致达成数年期绿电交易协议后，向电力交易机构提交，电力交易机构进行受理。受理通过后，经营主体通过电力交易平台申报确认分年交易电量、价格和电力曲线等信息，并上传相关附件。

（三）绿电交易合同应明确交易电量（电力）、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内容。

（四）针对月度及更长周期的绿电交易，在合同各方协商一致、确保绿电环境价值可追踪溯源的前提下，可按月或更短周期开展绿电交易合同转让交易。绿电合同转让交易应一并转让对应的绿电环境价值。

绿色电力合同转让交易初期以双边协商方式组织，向满足绿电交易条件的经营主体转让。双边协商交易申报时，需要关联原合同，并经原合同对侧经营主体同意。合同转让交易完成后，形成新的转让合同履约关系。初期，绿色电力交易合同的购方、售方仅可分别转让一次；后续条件成熟后可增加转让次数。数年期绿色电力交易合同暂不开展转让交易。

（五）年度或多月绿电交易合同的执行周期内，购售双方可协商一致通过电力交易平台调整后续各月的合同分月电量，调整前后合同总电量及各时段总电量需保持不变。数

年期绿电交易合同经购售双方协商一致，通过电力交易平台可调整未执行月份合同分日分时电量（总量不变）；还可选择对未执行月份合同分日分时电量进行调增（或调减）。

（六）售电公司、虚拟电厂应基于代理主体常规绿电或小时级绿电需求参与相应绿电交易。在绿电交易申报环节，需将分日分时申报电量全部关联至相应的零售用户、相应聚合的电源或用户经营主体，相应套餐签约电量作为其申报电量上限。涉及售电公司、虚拟电厂绿电交易合同转让交易或电量调整的，需确保绿电交易合同电量均关联至零售用户、相应聚合的电源或用户经营主体。

（七）存在绿电交易合同关联电量调整需求的售电公司或虚拟电厂，可在合同执行月前最后一个工作日 12 时前通过交易平台对已成交电量的关联情况进行调整。调整时需保持各时段总量不变，且不超过各零售用户、相应聚合的电源或用户经营主体套餐签约电量。

（八）绿电交易需确保发电项目与电力用户一一对应，实现绿电环境价值可以追踪溯源。涉及零售用户、聚合电源或用户经营主体时，绿电交易批发侧交易出清或分配电量调整结束后形成发电项目与零售用户的溯源匹配关系，具体匹配方式如下：

若发电侧为集中式新能源发电企业，根据售电公司或虚拟电厂分配至零售或聚合用户的绿电电量，直接形成发电项目与零售用户的溯源匹配关系。

若用电侧为批发用户，根据虚拟电厂分配至聚合电源的绿电电量，直接形成发电项目与批发用户的溯源匹配关系。

若发用两侧同时涉及代理或聚合关系的绿电批发侧合同，按照“顺次匹配”原则，将售电公司、虚拟电厂所代理或聚合的零售用户、新能源项目按照分配电量由大至小排序，按排序将发、用两侧电量依次匹配，匹配后有剩余的电量顺延匹配至下一位主体，以此类推，直至全部电量分配完成。

4.3.2 价格机制

（一）绿电交易价格由电能量价格与绿色电力环境价值组成。经营主体应分别明确交易整体价格与绿色电力环境价值，交易整体价格扣减绿色电力环境价值后形成电能量价格。绿电交易的绿色电力环境价值暂不分时。

双边协商交易方式下，购售双方自行协商确定绿电交易整体价格和绿色电力环境价值。

挂牌交易方式下，挂牌方经营主体申报绿电交易整体价格，包括电能量价格与绿色电力环境价值，摘牌方自主摘牌。绿色电力环境价值统一取交易组织前北京电力交易中心绿证市场成交均价。其中，年度交易取交易组织近12个月的绿

证市场成交加权均价，月度、月内交易取交易组织前上月绿证市场成交加权均价，绿色电力环境价值取值提前在交易公告中公布。

合同转让交易中，电量的电能量价格、绿色电力环境价值、绿色电力环境价值偏差补偿条款与原合同保持一致。合同出让方与受让方经营主体自行协商确定绿色电力合同转让费用。

（二）绿色电力环境价值偏差补偿价格是经营主体上网电量或用电量对应的环境价值未达到合同约定要求时，按照偏差量向对方支付违约补偿时的价格标准。绿色电力环境价值偏差补偿价格原则上按照以下方式确定：

在批发市场中，绿色电力环境价值偏差补偿在发电企业与批发用户、售电公司间开展。对于双边协商方式达成的绿色电力交易合同，绿色电力环境价值偏差补偿价格由合同双方自行约定，分别明确购方偏差的补偿价格和售方偏差的补偿价格。对于挂牌交易方式形成的绿色电力交易合同，绿色电力环境价值偏差补偿价格按合同明确的绿色电力环境价值的一定比例 C 确定。

在零售市场中，绿色电力环境价值偏差补偿在售电公司与零售用户间开展，具体按照电力零售市场规则及经营主体零售合同约定执行。

（三）购售双方协商一致的前提下，可针对年度或月度以双边协商方式达成的绿电交易合同未执行部分进行合同价格调整。合同价格调整通过电力交易平台开展。

5 中长期交易校核

电力交易机构在电力中长期交易出清前开展交易出清校核，主要内容包括交易电力电量限额校核、交易限价校核等，对确需校核的交易数据，按照等比例原则削减。中长期交易结果不再进行电网安全校核。

6 合同管理

6.1 合同要素

（一）中长期合约周期以小时为基本单位。中长期合约电量是指合约周期内交易的净合约电量。

（二）中长期合约电量需分解至每日 24 小时，形成 24 时段电量曲线，每小时合约电量指合约周期内该小时交易的总电量。对于确需分解至 96 时段的，每小时合约电量等比例分解至 15 分钟，形成 96 时段电量曲线。

（三）中长期合约曲线分解后，每时段电量为 0.001 兆瓦时整数倍（四舍五入），电价为 0.001 元/兆瓦时的整数倍（四舍五入）。

（四）中长期交易最小申报电量须为 0.001 兆瓦时的整数倍，申报电价精确到 0.001 元/兆瓦时。

（五）中长期交易合同签订时需明确中长期结算参考点。市场初期如无特殊约定，各类中长期交易结算参考点均为实时市场发电侧统一结算点。

（六）发用两侧交易曲线以交易典型曲线为准或通过24时分时段交易形成。

6.2 合同管理

（一）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。电力交易机构发布的正式结果（电子交易确认单）视为电子合同。合约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。中长期市场的成交双方不能为同一交易单元。

（二）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，由电力交易机构在1个工作日内予以解释，逾期未提出异议的，视为无异议。

（三）经营主体达成一条新的中长期合约，应及时在已有合约基础上进行同日同时段累加或者消减。

7 附则

本细则针对吉林省电力现货市场结算试运行及正式运行期间，中长期与现货交易衔接做出规定。其余与中长期

市场单独运行期相同条款，参照吉林省电力中长期交易规则或细则执行。

附件一：市场参数表

D	D 为市场化交易电量、电力比例，取 1。
G	G 为交易电力、电量比例，为(1-α%)。
$\alpha\%$	α%为机制电量比例；若机制电量为非比例形式，则α%=月度机制电量/（机组发电能力×N）。
N	N 为新能源当期可利用小时数。由调度机构依据新能源所在位置、历史发电情况等因素提供（取近 3 年发电小时数最大值*1.3，若投运不满 3 年，取地理位置相近场站发电能力）。
P	P 为单日最大充放电循环次数，取 2。
O_{mh}	O_{mh}为光伏第 m 月第 h 时发电系数，在光伏可交易时段（1 月 7:00-18:00，2 月、11 月 6:00-18:00，3 月、4 月、9 月 5:00-19:00，5 月、6 月、7 月 4:00-20:00，8 月 5:00-20:00，10 月 5:00-18:00，12 月 6:00-17:00）取 1，其余时段取 0。
W	W 为电量同比增长系数，取 1.2。
R	R 为电量环比增长系数，取 1.2。
U	独立储能月度净合约电量上限调整系数，取 1.2。
L_1	上网电量占总可用发电量的比例，对 2028 年及以前投产的新增负荷项目取 40%，对 2028 年之后投产的新增负荷项目取 20%，对存量负荷项目取 20%。
L_2	下网电量占项目总用电量的比例，取 70%。

$\eta_{充}$	独立储能充电效率，其中磷酸铁锂电池综合充电效率 95%；全钒液流电池综合充电效率 85%；空气压缩储能综合充电效率 75%。
$\eta_{放}$	独立储能放电效率，其中磷酸铁锂电池综合放电效率 90%；全钒液流电池综合放电效率 80%；空气压缩储能综合放电效率 70%。
C	绿电挂牌交易中绿色电力环境价值偏差补偿比例，取 25%。

吉林省现货电能量市场交易
实施细则

（试行 5.0 版）

目录

1 总述 1
2 适用范围 1
3 引用文件 1
4 名词解释 2
5 市场成员 5
5.1 市场运营机构 5
5.2 经营主体 5
5.2.1 发电企业 6
5.2.2 市场用户 7
5.2.3 新型经营主体 8
5.2.3.1 独立储能 8
5.2.3.2 虚拟电厂 9
5.2.3.3 并网型绿电直连项目 10
5.2.3.4 分布式光伏和分散式风电 10
6 市场衔接方式 11
6.1 中长期市场与现货市场的衔接 11
6.2 调频市场与现货市场的衔接 12
6.3 省间与省内现货市场的衔接 12
7 日前市场 13
7.1 市场参数管理 13
7.1.1 缺省参数 13
7.1.2 核定参数 13
7.2 日前经营主体运行边界条件 14
7.2.1 发电机组物理运行参数 14
7.2.2 经营主体调试及试验计划 15
7.2.2.1 新建主体调试 15
7.2.2.2 在运试验主体 16
7.2.3 竞价燃煤机组状态 16
7.2.4 新能源场站短期功率预测 17
7.2.5 并网型绿电直连项目短期功率预测 18
7.2.6 光热电站发电曲线 18
7.2.7 非竞价燃煤机组发电曲线 18
7.2.8 新型经营主体物理运行参数 19
7.2.8.1 独立储能物理运行参数 19
7.2.8.2 虚拟电厂用电单元物理运行参数 20
7.2.8.3 虚拟电厂发电单元短期功率预测 20
7.3 日前电网运行边界条件 20
7.3.1 日前负荷预测 20
7.3.1.1 系统负荷预测 21

7.3.1.2 母线负荷预测 21
7.3.2 省间联络线预计划 21
7.3.3 备用约束 21
7.3.4 输变电设备停电检修计划 22
7.3.5 输变电设备投产与退役计划 22
7.3.6 电网安全约束 22
7.3.6.1 输变电设备与断面极限功率 22
7.3.6.2 发电机组（群）必开约束 23
7.3.6.3 发电机组（群）必停约束 23
7.3.6.4 经营主体（群）出力上下限约束 24
7.3.7 非现货市场机组日前发电计划 24
7.4 事前信息发布 25
7.5 交易申报 25
7.5.1 申报要求 25
7.5.2 发电企业交易信息 26
7.5.2.1 竞价燃煤机组交易信息 26
7.5.2.2 新能源场站交易信息 28
7.5.3 市场用户交易信息 29
7.5.4 新型经营主体交易信息 29
7.5.4.1 独立储能交易信息 29
7.5.4.2 虚拟电厂交易信息 31
7.5.4.3 并网型绿电直连项目交易信息 33
7.6 日前市场出清 34
7.6.1 日前市场预出清 34
7.6.2 可靠性机组组合 35
7.6.3 日前市场正式出清 35
7.6.4 同报价出清原则 36
7.6.5 特殊机组出清方式 36
7.6.5.1 特殊机组范围 36
7.6.5.2 必开机组 37
7.6.5.3 必停机组 37
7.6.5.4 供热机组 37
7.6.5.5 调试（试验）主体 38
7.6.5.6 开停机过程状态机组 38
7.6.5.7 独立储能 39
7.6.5.8 非竞价燃煤机组 39
7.6.5.9 光热电站 39
7.6.5.10 最小连续开机时间约束机组 39
7.6.5.11 最小连续停机时间约束机组 40
7.6.6 日前市场安全校核 40
7.6.6.1 电力平衡校核 40
7.6.6.2 交流安全校核 40
7.7 日前出清交易结果发布 41
7.8 日前调度计划调整 41

8 实时市场 42
8.1 交易申报 42
8.2 实时经营主体运行边界条件 42
8.2.1 经营主体物理运行参数调整 43
8.2.2 新能源超短期功率预测 43
8.2.3 并网型绿电直连项目超短期预测 43
8.2.4 应急新增开机机组 44
8.3 实时电网运行边界条件 44
8.3.1 超短期负荷预测 44
8.3.2 电网安全约束 44
8.3.3 新型经营主体实时计划 44
8.3.3.1 独立储能实时充放电计划 44
8.3.3.2 虚拟电厂实时发用电计划 45
8.3.4 调试（试验）主体实时发电计划 45
8.3.5 非竞价燃煤机组实时发电计划 46
8.3.6 光热电站实时发电计划 46
8.3.7 其他机组实时发电计划 46
8.3.8 省间联络线终计划 47
8.3.9 新能源实时申报电力偏差滚动修正出清 47
8.4 实时市场出清 47
8.4.1 实时市场出清机制 47
8.4.2 实时市场安全校核 48
8.4.3 非计划停运机组调用原则 49
8.4.4 事中披露 49
8.5 实时运行调整 49
8.6 新能源消纳原则 51
8.7 特殊新能源场站调电原则 52
8.8 实时出清结果发布 52
9 发电侧成本补偿 53
9.1 启动补偿 53
9.2 必开机组补偿 54
9.2.1 现货市场收益 54
9.2.2 成本计算 55
9.2.3 日必开成本补偿 55
9.3 机组干预成本补偿 56
9.3.1 竞价燃煤机组 56
9.3.1.1 竞价燃煤机组现货市场收益 56
9.3.1.2 成本计算 56
9.3.1.3 竞价燃煤机组日干预成本补偿 58
9.3.2 独立储能 58
9.3.2.1 独立储能现货市场收益 58
9.3.2.2 独立储能日干预成本补偿 59
10 运行考核与获利回收 59
10.1 新能源申报电力偏差考核 59

10.1.1 新能源日前申报电力偏差考核 59
10.1.2 新能源实时申报电力偏差考核 60
10.1.3 新能源申报电力偏差考核豁免 61
10.1.4 新能源申报电力偏差考核上限 62
10.2 执行偏差获利回收 62
10.2.1 执行偏差 62
10.2.2 执行偏差获利 63
10.2.3 执行偏差回收豁免 66
11 市场监测 67
11.1 市场监管指标分析 67
11.2 市场力行为识别 67
11.2.1 持留行为 68
11.2.2 串谋行为 69
11.2.3 操纵行为 69
11.3 市场力监测与缓解 70
11.3.1 事前措施 70
11.3.1.1 同质性测试 70
11.3.1.2 行为性测试 71
11.3.2 事后措施 73
12 市场干预与中止 73
12.1 市场干预条件 73
12.2 市场干预内容 74
12.3 市场中止与恢复 75
附件一：市场组织时序表 78
附件二：市场参数表 80
附件三：经营主体缺省参数表 84
附件四：日前安全约束机组组合数学模型 88
附件五：日前安全约束经济调度数学模型 103
附件六：日前节点电价数学模型 111
附件七：实时安全约束经济调度数学模型 120
附件八：实时节点电价数学模型 126

1 总述

为指导、规范、明确吉林省现货电能量市场（下文简称“现货市场”）组织工作，促进清洁能源消纳，保障经营主体合理权益，制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于吉林省现货市场的运营、管理、组织与实施。

3 引用文件

（一）《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

（二）《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见的通知》（发改办能源规〔2019〕828号）

（三）《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）

（四）《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）

（五）《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）

（六）《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）

（七）《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）

（八）《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）

4 名词解释

（一）运行日（D）：为实际执行日前市场交易计划的自然日。

（二）竞价日（D-1）：为运行日的前一日（D-1）。

（三）电力现货市场（下文简称“现货市场”）：通过现货交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。吉林省现货市场以15分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有96个交易出清时段。

（四）日前电能量市场（下文简称“日前市场”）：运行日提前一天（D-1日）进行的决定运行日（D日）机组组合状态和发电计划的电能量市场。

（五）实时电能量市场（下文简称“实时市场”）：运行日（D日）进行的决定运行日（D日）未来5-15分钟最终调度资源分配状态和计划的电能量市场。

（六）系统负荷：国网吉林电力调度控制中心调管范围内的发受电电力总和。

（七）母线负荷：吉林省内220千伏变电站的母线下网负荷，即节点负荷。

（八）负荷预测：根据电网运行特性，综合自然条件、天气预报、来水情况、经济状况与社会事件等因素，对电力调度机构所辖电网未来特定时刻或时段的负荷需求进行预测的行为。

（九）运行备用：指在电力系统运行方式安排及实时调度运行中，为了应对负荷预测误差、设备的意外停运、机组发电故障、可再生能源功率波动等所预留的可随时调用的额外有功发电容量。

（十）安全约束机组组合（Security-Constrained Unit Commitment，SCUC）：在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，计算编制分时段的机组开停机计划。

（十一）安全约束经济调度（Security-Constrained Economic Dispatch, SCED）：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大化或系统发电成本最小化等为优化目标，计算编制分时段的经营主体发用（充放）电计划。

（十二）市场出清：本细则指电力市场根据市场规则，通过竞争确定经营主体现货市场交易量、价。

（十三）安全校核：对检修计划、发用（充放）电计划、市场出清结果和电网运行方式等内容，从电力系统运行安全角度分析的过程。分析方法包括静态安全分析、暂

态稳定分析、动态稳定分析、电压稳定分析等。

（十四）必开机组、必停机组（群）：因电网安全约束、民生供热保障或政府环保等要求，部分发电机组在某些时段需要并网发电或配合停机。这类机组（群）在市场出清前进行标记，在该时段内明确设置为运行或停运状态的机组或机组群。

（十五）节点边际电价（下文简称“节点电价”）：现货电能量交易中，在满足发电侧和输电安全等约束条件下，为满足某一电气节点增加单位负荷时导致的系统总电能供给成本的增量。吉林省节点电价指吉林电网220千伏及以上电压等级母线的现货出清电价。

（十六）统一结算点电价：本细则指发电侧节点电价加权平均值，包括日前统一结算点电价与实时统一结算点电价。

其中，日前统一结算点电价由所有参与现货市场按照节点电价结算的发电企业、独立储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目（上网状态）日前市场节点电价按照日前出清上网电量（独立储能充电电量、负荷型虚拟电厂用电量按照负值纳入统计）加权平均计算；实时统一结算点电价由相应发电企业、独立储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目（上网状态）实时市场节点电价按照实际上网（计量）电量（独立储能充电电量、负荷型虚拟电厂用电量按

照负值纳入统计）加权平均计算。

（十七）市场监测：对发电企业、新型经营主体生产及运行情况、电网运行状态、用户用电行为等运行情况，以及交易组织、交易行为等市场运营情况进行监视的行为。

5 市场成员

现货市场成员包括经营主体、电网企业与市场运营机构。

各市场成员具体权责遵循《吉林省电力市场运营规则》、《吉林省电力市场注册管理实施细则》、《吉林省电力市场计量管理实施细则》等相关条款规定。

5.1 市场运营机构

市场运营机构包括电力交易机构（吉林电力交易中心有限公司）和电力调度机构（国网吉林省电力有限公司电力调度控制中心）。

5.2 经营主体

经营主体包括满足准入条件的各类发电企业、电力用户、售电公司、新型主体等各类经营主体。

参与现货市场交易的各类经营主体应符合国家和吉林省有关准入要求，满足参与现货市场交易的计量、通信等技术条件，符合信用管理规定，在电力交易机构注册，遵守电力市场运营规则，接受政府主管部门及能源监管机构

的监督，服从市场管理，接受电力调度机构的统一调度，履行法律法规规定的权利和义务。

5.2.1 发电企业

（一）燃煤机组

1. 国网吉林电力调度控制中心直调的省内公用燃煤机组均以机组为单位参与现货市场，其中：

单机 20 万千瓦及以上具备 AGC 功能的燃煤机组为竞价燃煤机组，通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价；10 万千瓦及以下燃煤机组自愿参与竞价的，应具备 AGC 功能，保证其正常运行，不得擅自退出。

不具备 AGC 功能的燃煤机组为非竞价燃煤机组，以“报量不报价”的方式参与现货市场，日前依据供热、供汽需求申报次日分时发电需求曲线，经电力调度机构审核后，在现货市场中优先出清。

2. 地方公用燃煤机组为非竞价燃煤机组，以“报量不报价”的方式参与现货市场，日前依据供热、供汽需求申报次日分时发电需求曲线，经电力调度机构审核后，在现货市场中优先出清。

市场具备条件后，全部燃煤机组通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场。

（二）新能源场站

新能源场站（风电、太阳能发电）上网电量全部进入

电力市场，上网电价通过市场交易形成。新能源项目全部上网电量参与日前可靠性机组组合和实时市场，加快实现自愿参与日前市场。

其中集中式新能源场站（含鲁固配套电源），特许权、扶贫、乡村振兴、分散式（集中式管理）新能源场站通过“报量报价”方式全电量参与现货市场。上述场站应具备独立计量、独立控制、独立预测、独立遥测等功能，暂未具备上述功能的集中式新能源场站以“不报量不报价”的方式参与现货市场，作为市场出清的边界条件。

市场初期，光热电站以“报量不报价”的方式参与现货市场，日前申报次日分时发电需求曲线，在现货市场中优先出清。

（三）生物质及垃圾发电机组按自然年选择是否参与现货市场，若自愿选择参与，生物质及垃圾发电机组以“报量不报价”方式参与现货市场，日前申报次日分时发电需求曲线，经电力调度机构审核后，在现货市场中优先出清。

（四）除上述机组类型（下文简称“发电企业”）外，水电、自备电厂（含自备新能源）等，暂不参与现货市场。

5.2.2 市场用户

直接参与批发市场的电力用户（下文简称“批发用

户”）、售电公司与电网企业代理工商业初期以“报量不报价”的方式参与现货市场。

市场具备条件后，将批发用户、售电公司与电网代理工商业用电需求申报纳入日前市场出清边界条件。

5.2.3 新型经营主体

新型经营主体包括新型储能、虚拟电厂、并网型绿电直连项目、分布式光伏、分散式风电等。

其中，本细则中新型储能指独立新型储能（下文简称“独立储能”）；配建新型储能与所属经营主体视为一体，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度，具有法人资格时可选择转为独立储能项目，作为经营主体直接参与电力市场交易。

5.2.3.1 独立储能

独立储能是指具备独立分时正反向计量功能，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，以独立主体身份接受电网统一调度管理并具有法人资格的独立储能电站或储能装置，能够准确地与电力调度机构交互实时充放电功率、荷电状态等运行信息。独立储能作为兼具电源与负荷双重属性的灵活性资源，应以同一节点的独立法人项目为交易单元直接参与电力批发市场。

独立储能可按自然月自愿选择通过“报量报价”的方式全电量参与日前现货市场；或以“报量不报价”的方式自主决策充放电功率曲线在日前现货市场中优先出清。

5.2.3.2 虚拟电厂

虚拟电厂按发用电特性可分为负荷型虚拟电厂、电源型虚拟电厂、混合型虚拟电厂，按交易单元可分为发电单元、用电单元，虚拟电厂按照交易单元独立参与市场交易。

（一）电源型虚拟电厂：具有发电属性，由发电单元构成；

（二）负荷型虚拟电厂：具有用电属性，由用电单元构成；

（三）混合型虚拟电厂：发电时，视同电源型虚拟电厂；用电时，视同负荷型虚拟电厂。

虚拟电厂须建设自有监控平台，具备发用电功率预测、计划管理、策略执行等功能，具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足要求；参与实时市场优化的虚拟电厂交易单元须具备直控功能，并具备与调度系统实时信息交互功能（信息交互时间为秒级），可跟踪实时市场计划曲线并实时响应调度指令，调节时间为秒级。

虚拟电厂用电单元以申报的D日用电负荷曲线为基

准，可按自然月选择通过“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场，“报量报价”参与现货市场的虚拟电厂用电单元的调节能力参与市场优化。

市场具备条件后，将“报量不报价”的虚拟电厂用电单元需求申报纳入日前市场出清边界条件。

虚拟电厂发电单元“报量报价”参与现货市场，全部发电能力参与市场优化。

“报量报价”参与现货市场的虚拟电厂交易单元应具备独立计量、独立控制、独立预测、独立遥测等功能。其中，虚拟电厂发电单元参与现货市场方式和要求与集中式新能源场站保持一致。

5.2.3.3 并网型绿电直连项目

并网型绿电直连项目作为整体接入公共电网，与公共电网形成清晰的物理界面与责任界面。当并网型绿电直连项目呈现上网特性时，以“报量报价”的方式在现货市场中出清；当并网型绿电直连项目呈现下网特性时，初期以“报量不报价”的方式参与现货市场。

市场具备条件后，将并网型绿电直连项目用电需求申报纳入日前市场出清边界条件。

5.2.3.4 分布式光伏和分散式风电

分布式光伏和分散式风电可按自然年选择通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价，或“不报量不报

价”的方式参与现货市场，作为市场出清的边界条件，也可通过聚合方式参与现货市场，参与现货市场方式与上文虚拟电厂保持一致。

分布式光伏和分散式风电选择“报量报价”方式参与现货市场应具备独立计量、独立控制、独立预测、独立遥测等功能，参与现货市场方式和要求与集中式新能源场站保持一致。

6 市场衔接方式

6.1 中长期市场与现货市场的衔接

跨区跨省优先发电、中长期市场化交易等各类中长期交易电量应确定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。现货市场运行时，经营主体的中长期交易合约作为结算依据管理市场风险，不作为调度执行依据。

现货市场开展前，组织中长期合同调整交易，引导市场主体对省内中长期合约进行调整，开展省内中长期滚动撮合交易，详见《吉林省电力中长期交易衔接实施细则V5.0》。市场运营机构允许经营主体在省内现货市场开展前对省间中长期合约进行调整，并按照相关政策开展省间中长期滚动撮合交易。

D-2日，D日的跨区跨省优先发电与中长期市场化交易、省内中长期市场化交易等各类中长期交易电量合约曲

线完成分解，由电力交易机构汇总。其中，中长期合同电量按照中长期合同约定曲线分解。

6.2 调频市场与现货市场的衔接

调频市场与电能量市场按照分开运行，顺序出清的方式衔接。D-1 日 8:30 前，电力调度机构根据系统供需情况评估电网调频需求并披露调频市场信息。满足调频市场准入条件的各类调频辅助服务提供者日前需按要求完成调频市场申报。其中，独立储能、直控型虚拟电厂交易单元按自然日选择参与调频市场，日前需申报调频意愿。

D-1日，在日前现货市场正式出清后，计算调频辅助服务市场的预出清结果。D日，电力调度机构依据实时市场边界条件、日前封存的调频单元申报信息，在各时段现货市场正式出清后，以15分钟为周期开展实时调频市场滚动出清，确定中标调频单元及其中标调频容量。

当本时段实时现货市场滚动出清结果中T时刻全网存在新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）、虚拟电厂发电单元调峰弃电时，开展新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）、虚拟电厂发电单元调频出清。

调频辅助服务市场出清、调用方式详见《吉林省电力辅助服务（调频）市场实施细则V5.0》。

6.3 省间与省内现货市场的衔接

日前省内现货市场，日前省间现货市场和日前东北电

力互济交易采取“分别报价、分别出清”的组织方式，在日前省内现货市场预出清结束后，发布各机组预出清结果，省内发电企业依据省间现货、东北电力互济交易等相关规则，参与日前省间现货市场及日前东北电力互济交易；实时现货市场滚动出清过程中，省内发电企业可参与日内省间现货市场及日内东北电力互济交易。省间现货市场的交易组织与实施按照《关于修订省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2026〕275号）等相关文件执行。东北电力互济交易的组织与实施按照《东北电力互济交易实施细则（试行）》（东北监能市场〔2025〕38号）等相关文件执行。

7 日前市场

7.1 市场参数管理

7.1.1 缺省参数

缺省参数是指经营主体各类状态下运行相关参数、量价相关参数的默认值，由经营主体负责申报，现货开市前，经营主体的缺省参数需完备。如需变更，应通过参数变更管理流程进行更改。经营主体的缺省运行参数申报及变更需经电力调度机构审核批准后生效，缺省量价参数申报及变更需经电力交易机构审核批准后生效。

7.1.2 核定参数

核定参数计算标准由电力市场管理委员会提出建议，

经能源监管机构和政府主管部门同意后执行。

（一）燃煤机组启动费用上下限 R_1；

（二）经营主体电能量报价上下限 R_2；

（三）市场出清价格上下限 R_3；

（四）燃煤机组核定成本 C_0：核定成本价格指基于燃煤发电机组的发电变动成本核定的成本价格；核定成本用于发电侧各类考核与补偿费用计算。

7.2 日前经营主体运行边界条件

7.2.1 发电机组物理运行参数

发电机组的缺省物理运行参数包括：

（一）发电机组额定有功功率，单位为兆瓦；

（二）综合厂用电率，单位为%。各电压等级的燃煤机组分别设置供暖期和非供暖期的综合厂用电率；新能源场站统一采用同类型电源平均综合厂用电率，具体参数按照吉林省近三年该类型电站平均厂用电率确定；

（三）冷态启动时间（E_1），即竞价燃煤机组处于冷态情况下（停机时间 72 小时及以上）从接到开机通知时刻或机组检修结束时刻到机组并网所需的时间，单位为小时；

（四）热态启动时间（E_2），即竞价燃煤机组处于热态情况下（停机时间 72 小时以内）从接到开机通知时刻或机组检修结束时刻到机组并网所需的时间，单位为小时；

（五）典型开机曲线，即竞价燃煤机组在开机过程中，从并网至50%装机容量期间的升功率曲线，时间间隔为15分钟，持续时间不超过E_3小时；

（六）典型停机曲线，即竞价燃煤机组在停机过程中，从50%装机容量至解列期间的降功率曲线，时间间隔为15分钟，持续时间不超过E_3小时；

（七）最小连续开机时间（E_4），即竞价燃煤机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时；

（八）最小连续停机时间（E_5），即竞价燃煤机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时；

（九）电力调度机构所需的其他运行参数。

7.2.2 经营主体调试及试验计划

7.2.2.1 新建主体调试

新建机组在并网调试期间按照调试需求安排发电。燃煤机组完成满负荷试运行，新能源场站（包含光热电站）、独立储能、虚拟电厂及并网型绿电直连项目完成电力调度机构核验的并网调试操作后，按《吉林省电力市场注册管理实施细则V5.0》第7章市场注册相关要求参与现货市场。

7.2.2.2 在运试验主体

D-1 日 9:45 前，因经营主体原因的试验机组或独立储能向电力调度机构报送 D 日连续试验时段内每 15 分钟的试验出力计划。D-1 日 14:00 前，电力调度机构在确保电力有序供应、电网安全稳定及新能源消纳等基本需要的前提下返回审核结果。

7.2.3 竞价燃煤机组状态

D-2 日 17:30 前，电力调度机构根据机组运行状态、机组检修计划、试验计划等信息，确定运行日燃煤机组的 96 点状态（包括可用、不可用两类）。

处于可用状态的机组，相应的时段内按照交易规则参与日前现货市场出清；处于不可用状态的机组，相应时段不参与日前现货市场出清。

（一）可用状态：机组处于运行、备用以及调试（试验）状态时均视为可用状态。

（二）不可用状态：机组处于检修、故障、缺燃料、非供暖季不可用等停运状态或受最小连续停机时间约束等其他情况均视为不可用状态。

在 D-1 日处于检修状态且预计 D 日具备并网条件的机组，按照机组检修结束时刻往后顺延机组申报的冷态、热态启动时间，作为 D 日机组最早可并网时刻。在可靠性机组组合阶段，在 D-1 日处于备用状态的机组，往后顺延机

组申报的冷态、热态启动时间，作为D日机组最早可并网时刻。

D-1日08:15前，竞价燃煤机组应与电力调度机构确认相关信息，逾时未确认则默认采用电力调度机构发布的状态。若机组预计将于D-1或D日某时段提前结束停运，则可在日前机组状态确认环节将D-1或D日预计停运结束时间下一个时刻点的机组状态置为可用状态，作为96点启停约束，相应机组D日的实际最早可并网时刻为其申报的机组状态和系统计算的最早可并网时刻两者中的较晚值。

对于电厂确认机组为可用状态但实际未能正常调用以及确认机组检修计划延期的情况，其影响时间纳入机组非计划停运考核。

7.2.4 新能源场站短期功率预测

D-1日08:15前，新能源场站申报D日96点短期功率预测曲线。当迟报、漏报或不报时，申报数据置为前一个有效申报日的滚动申报出力曲线。

对于同一调度单元下存在多个交易单元的新能源场站，若按交易单元申报相应新能源场站应优先实现调度端及场站端数据的分开预测、分别遥测、分别遥控、分开遥调，以实现分开出清。若同一调度单元下的多个交易单元不具备分开预测功能但具备以上三种功能的，应以交易单元申报至交易平台，各交易单元功率预测按照装机容量比

例进行分劈计算。暂无法满足相关条件的场站，并网发电的同时应在电力交易平台完成注册程序，确定与调度单元匹配的交易申报单元；并约定分劈原则后申报至电力交易平台，电力交易平台按照约定分劈比例进行出清结果的计算；若新能源场站未约定分劈原则，则按照各场站注册的装机容量进行分劈计算，结算时造成的合约分配、结算偏差由相应新能源场站自行承担。

7.2.5 并网型绿电直连项目短期功率预测

D-1 日 08:15 前，并网型绿电直连项目中新能源场站申报 D 日 96 点短期功率预测曲线，用户侧主体申报 D 日 288 点短期负荷预测曲线。当迟报、漏报或不报时，申报数据置为前一个有效申报日的滚动申报出力曲线。

7.2.6 光热电站发电曲线

D-1 日 9:45 前，光热电站申报 D 日 96 点发电曲线，在现货市场中优先出清。若迟报、漏报或不报，则默认光热电站 D 日无发电计划。若迟报、漏报而实际 D 日有发电需求时，需在 D-1 日 14:00 前向电力调度机构提交 D 日 96 点发电曲线修改书面申请，经电力调度机构审核后予以修改。

7.2.7 非竞价燃煤机组发电曲线

D-1 日 09:45 前，非竞价燃煤机组向电力调度机构提交 D 日 96 点发电需求曲线，在现货市场中优先出清；迟报、

漏报或不报的机组，申报数据置为缺省申报出力曲线。发电需求曲线应以确保电力安全、供热安全为前提，不得影响居民供热质量且必须满足东北电网、吉林电网系统安全稳定运行相关规定。

若申报曲线与机组实际发电能力或开停机状态不符，需在D-1日14:00前向电力调度机构提交D日96点发电需求曲线修改书面申请，经电力调度机构审核后予以修改。

7.2.8 新型经营主体物理运行参数

7.2.8.1 独立储能物理运行参数

独立储能的缺省物理运行参数包括:

（一）额定功率，单位为兆瓦，即额定充放电功率，应与并网调度协议保持一致;

（二）额定功率充、放电持续响应时间，单位为小时；独立储能依据额定功率与额定功率充、放电持续响应时间计算额定容量;

（三）充、放电效率，单位为%，即独立储能充放电时增加存储电量与输入电量的比值与放电时输出电量与减少存储电量的比值;

（四）日充放电转换次数，即独立储能每日参与现货市场优化过程中的充放电状态转换允许次数约束。独立储能在现货市场优化过程中充电、放电累计容量达到200%最大允许荷电状态记为一次日充放电转换。

7.2.8.2 虚拟电厂用电单元物理运行参数

虚拟电厂用电单元的缺省物理运行参数包括：

（一）聚合资源总容量，单位为兆瓦，即交易单元所聚合资源的总容量，应与测试值保持一致；

（二）最大上调、下调容量，单位为兆瓦，即交易单元在特定条件下能够临时增加、减小的最大有功功率输出能力，应与测试值保持一致；

（三）上调、下调持续时间，单位为小时，即交易单元在响应电网调度指令时，能够连续、稳定维持目标调节容量的最短时长，应与测试值保持一致；

（四）上调、下调速率，单位为MW/分钟，即交易单元单位时间内完成的调节容量，可分为向上调节速率和向下调节速率，应与测试值保持一致。

7.2.8.3 虚拟电厂发电单元短期功率预测

D-1日08:15前，虚拟电厂发电单元申报D日96点短期功率预测曲线。当迟报、漏报或不报时，申报数据置为前一个有效申报日的滚动申报出力曲线。

7.3 日前电网运行边界条件

D-1日08:15前，电力调度机构准备好日前电网运行边界条件。

7.3.1 日前负荷预测

日前负荷预测包括D日96点系统负荷预测、96点的

母线负荷预测。

7.3.1.1 系统负荷预测

系统负荷预测是指预测D日00:15开始的每15分钟的系统负荷需求，每天共计96个点。

7.3.1.2 母线负荷预测

母线负荷预测是指预测D日00:15开始的每15分钟的220千伏母线节点负荷需求，每天共计96个点。

7.3.2 省间联络线预计划

D-2日17:00前，上级电力调度机构下发省间联络线预计划，作为日前省内现货市场预出清组织的边界条件。

7.3.3 备用约束

电力调度机构根据系统运行需要确定电网运行正备用、负备用需求。按电力系统技术导则要求：负荷备用容量为最大发电负荷的2-5%；事故备用容量为最大发电负荷的10%左右，但不小于系统一台最大机组或馈入最大容量直流的单极容量。正常情况下，正备用容量约束按事故备用+最大发电负荷×2%，迎峰度夏(冬)及其他保供特殊时期，适当调整负荷备用系数。吉林负备用容量约束须满足东北电网、吉林电网备用管理相关规定。

保供特殊时期，电力调度机构可根据系统安全运行需要和电力保供要求，调整各类型备用的约束限值，并向经营主体披露调整情况。

7.3.4 输变电设备停电检修计划

电力调度机构基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备检修计划。

7.3.5 输变电设备投产与退役计划

电力调度机构基于月度输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备投产与退役计划。

7.3.6 电网安全约束

电力调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，确定调管范围内的电网安全约束，作为现货市场优化出清的边界条件。电网安全约束包括但不限于输变电设备与断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、经营主体（群）出力上下限约束等。

7.3.6.1 输变电设备与断面极限功率

为保障电网安全可靠运行，电力调度机构可根据电网实际运行需要、天气、保电要求、新能源消纳等情况设置监控范围内的输变电设备、断面极限功率。

（一）因保供电、保供热、保民生或防范极端自然灾害，需要提高安全裕度，将输变电设备功率或潮流、断面潮流控制在指定值以内；

（二）因系统安全运行约束或上级调度指令要求，将

输变电设备功率或潮流、断面潮流控制在指定值以内；

（三）其他保障电网安全可靠供应，要求将输变电设备功率或潮流、断面潮流控制在指定值以内。

7.3.6.2 发电机组（群）必开约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必开机组（群），必开机组（群）必开时段视为可用状态：

（一）因系统安全约束，必须并网运行的机组，以及必须维持运行状态的机组；

（二）因电压支撑要求，必须并网运行的机组，以及必须维持运行状态的机组；

（三）因保供电、保供热、保民生或政府要求，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组；

（四）因电网安全运行需要，经电力调度机构批复同意进行试验的机组；

（五）根据电网安全运行要求需要在运行日某些时段固定出力曲线的机组；

（六）其他保障电网安全可靠供应需要并网运行的机组。

7.3.6.3 发电机组（群）必停约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必停机组（群），必停机组（群）必停时段视为不可用状态：

（一）因系统安全约束，必须停止运行的机组，以及

必须维持停机状态的机组；

（二）因保供电或政府要求，必须停止运行的机组，以及必须维持停机状态的机组；

（三）处于计划检修、临时检修、缺煤停机、事故停机等状态的机组；

（四）其他保障电网安全可靠供应需要停止运行的机组。

7.3.6.4 经营主体（群）出力上下限约束

电力调度机构可设置以下发电企业（群）、独立储能、虚拟电厂的出力上下限约束范围：

（一）因系统安全约束，需要限制出力上下限的经营主体（群）；

（二）因保供电、保供热、保民生或政府要求，需要提高安全裕度将出力控制在上下限值以内的经营主体（群）；

（三）根据电网安全运行要求或特殊情况新能源消纳，需要在运行日某些时段限制出力上下限的经营主体（群）；

（四）其他保障电网安全可靠供应需要限制出力上下限的经营主体（群）。

7.3.7 非现货市场机组日前发电计划

暂不参与现货市场的机组，由电力调度机构制定日前

计划出力曲线，作为日前市场边界条件。

7.4 事前信息发布

D-1 日 08:45 前，市场运营机构发布 D 日的边界条件信息：

（一）市场参数信息，包括市场出清模块算法及运行参数、价格限值、约束松弛惩罚因子（公开信息）

（二）电网安全约束条件，包括运行方式安排、关键输电断面及线路传输限额等（公开信息）

（三）必开、必停机组名单（公开信息）

（四）开停机不满足最小约束时间机组名单（公开信息）

（五）电网设备信息，包括线路、变电站等输变电设备投产、退出和检修情况（公开信息）

（六）发电机组、独立储能检修计划（公开信息）

（七）日前负荷预测（公开信息）

（八）省间联络线预计划曲线（公开信息）

（九）暂不参与现货市场机组的总发电计划（公开信息）

（十）新能源（分电源类型）总功率预测（公开信息）

7.5 交易申报

7.5.1 申报要求

D-1 日 09:45 前，竞价燃煤机组、新能源场站（包含光热电站）、独立储能、虚拟电厂交易单元、并网型绿电直连项目、批发用户、售电公司与电网企业代理工商业通过电力交易平台申报交易信息，电力交易机构汇总后推送至电力调度机构。若迟报、漏报或不报，未做特别说明时采用缺省参数的相关值作为申报信息。若未申报缺省参数，则按照最近一次有效申报值作为缺省参数。

7.5.2 发电企业交易信息

7.5.2.1 竞价燃煤机组交易信息

竞价燃煤机组应申报的交易信息包括以下内容:

（一）启动费用：即发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/次；包括热态启动费用、冷态启动费用，代表两者之间的大小关系为：冷态启动费用＞热态启动费用，申报启动费用不能超过事前规定的启动费用上、下限范围（R_1）。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的启停机时间信息进行认定。

（二）机组电能量报价：电能量报价为全天一条 3-10 段单调非递减的发电量价曲线。每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间的能量价格（元/兆瓦时）。第一段出力区间起点为最小发电能力，最后一段出力区间终点为最大发电能力。每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段

衔接点对应的报价值属于上一段报价。每一个报价段的长度不能小于1兆瓦，申报价格最小单位为1元/兆瓦时。（每个报价段的申报价格级差不小于1元/兆瓦时）每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围（R_2）。燃煤机组电能量价格包含环保电价（含脱硫、脱硝、除尘以及超低排放电价）。在机组组合计算阶段，机组最小发电能力以下的容量部分按照首段报价进行填补。

（三）爬坡速率，即机组在D日能达到的爬坡速率，单位为兆瓦/分钟，爬坡速率不低于 V_k。

（四）运行日最大发电能力，即机组在D日可达到的最大发电有功出力，单位为兆瓦；申报值应不大于额定有功功率。相邻两日最大发电能力差值应满足相应机组爬坡能力，申报最大发电能力应以确保电力安全、供热安全为前提，不得影响居民供热质量且必须满足东北电网、吉林电网系统安全稳定运行相关规定。当本厂机组因跳闸或开机方式变更等原因导致电力安全、供热安全受到影响需要变更最大发电能力时，须及时向电力调度机构提交书面申请，经电力调度机构审核批准后，用于日前市场出清，并向各经营主体披露原因。

（五）运行日最小发电能力，即机组在D日可达到的最小发电有功出力，单位为兆瓦；申报值应不小于零，不

大于最小技术出力。相邻两日最小发电能力差值应满足相应机组爬坡能力，申报最小发电能力应以确保电力安全、供热安全为前提，不得影响居民供热质量且必须满足东北电网、吉林电网系统安全稳定运行相关规定。当本厂机组因跳闸或开机方式变更等原因导致电力安全、供热安全受到影响需要变更最小发电能力时，须及时向电力调度机构提交书面申请，经电力调度机构审核批准后，用于日前市场出清，并向各经营主体披露原因。

（六）电蓄热用电计划，即机组运行日计划投入的电厂电蓄热装置用电计划的机组分解量，单位为兆瓦；申报值应小于机组运行日最小发电能力并充分考虑厂用电，电厂各机组申报值之和应不大于电厂电蓄热装置实际最大投入功率；电厂各机组申报的相邻两个时段电蓄热用电计划应满足电蓄热装置投入的调节档位需求及相应机组爬坡能力；各机组申报的相邻两个时段(包含跨天)的最小发电能力与电蓄热用电计划差值应满足相应机组爬坡能力。

7.5.2.2 新能源场站交易信息

新能源场站应申报的交易信息包括以下内容:

（一）新能源场站电能量报价为全天一条单调非递减的发电量价曲线，最多不超过10段。每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间的能量价格（元/兆瓦时）。第一段出力区间起点为零，最后一段

出力区间终点为装机容量。每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。每一个报价段的长度不能小于1兆瓦，申报价格最小单位为1元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围（R_2）。

（二）新能源短期功率预测：新能源场站申报D日96点短期功率预测曲线。场站全停期间，相应时段的功率预测曲线应按零申报。新能源场站集电线、主变等设备检修期间，相应时段的功率预测曲线须剔除相应检修容量后进行申报。

（三）光热电站应申报D日96点发电曲线。

7.5.3 市场用户交易信息

批发用户申报其D日的分时用电需求曲线，售电公司申报其代理市场零售用户D日的分时用电需求曲线，电网企业申报其代理工商业D日的分时用电需求曲线。市场初期，批发用户、售电公司、电网企业代理工商业日前申报的分时用电需求曲线即为其日前市场电力出清结果。

若迟报、漏报或不报，则按照其D日所持有的中长期合约分时电量合计值作为申报信息。

7.5.4 新型经营主体交易信息

7.5.4.1 独立储能交易信息

“报量报价”参与现货市场的独立储能应申报的交易信息包括以下内容：

（一）独立储能电能量报价：独立储能电能量充、放电报价分别不高于10段，每段需申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间报价。第一段出力区间起点为最大充电功率（负值），最后一段出力区间终点为最大放电功率（正值），每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点，每一个报价段不得横跨充电、放电状态，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每段报价段的长度不能小于报价出力段单段最小区间长度，报价出力段单段最小区间长度为 $Max\{$（最大放电功率－最大充电功率）×5%，1兆瓦$\}$，且出力区间不得跨越充电、放电功率。每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围（R_2）。

（二）运行日时段末目标荷电状态，单位为%；独立储能在D日初始时刻的荷电状态，等于其D-1日结束时刻的出清值对应的荷电状态，独立储能在D日结束时刻的荷电状态，等于其申报的目标值。若迟报、漏报或不报，则由现货市场优化确定。

（三）最大、最小充放电功率，单位为兆瓦，即现货市场优化充放电功率上下限值；若迟报、漏报或不报，最

大、最小充电功率默认分别为零和额定充电功率（以负值表示），最大、最小放电功率默认分别为额定放电功率（以正值表示）和零。

“报量不报价”参与现货市场的独立储能应申报D日96点充放电功率曲线，放电功率曲线为正值，充电功率曲线为负值，单位为兆瓦；若迟报、漏报或不报，则默认独立储能D日无充放电计划。若迟报、漏报而实际D日有充放电需求时，需在D-1日14:00前向电力调度机构提交D日96点充放电功率曲线修改书面申请，经电力调度机构审核后予以修改。

独立储能日前充放电曲线在日前、实时现货市场中优先出清，并严格按照出清结果充放电，执行偏差超出允许偏差范围的收益部分，纳入执行偏差获利回收费用。

选择参与调频市场的独立储能应申报调频市场相关参数，详见《吉林省电力辅助服务（调频）市场实施细则V5.0》。若迟报、漏报或不报，则默认独立储能不参与调频市场。

7.5.4.2 虚拟电厂交易信息

“报量报价”参与现货市场的虚拟电厂用电单元应申报的交易信息包括以下内容:

（1）用电单元申报D日用电负荷曲线，若迟报、漏报或不报，则默认为交易单元签订的D日中长期净合约分

解曲线；

（2）用电单元需以申报的D日用电负荷曲线作为基准，申报一条不超过10段的调节能力-价格曲线；

（3）用电单元调节能力从最大下调能力申报至最大上调能力，上调负荷能力记为正值，下调负荷能力记为负值；

（4）每个报价段的出力起点必须等于上一个报价段的出力终点，每个报价段不得横跨上调、下调状态，两个报价段衔接点对应的价格属于上一报价段；

（5）用电单元报价曲线随上调负荷能力的增加单调非递增；

（6）每个报价段的价格均不可超过申报价格的上、下限范围（R_2）；

（7）迟报、漏报均采用缺省申报值作为申报信息；

“报量不报价”参与现货市场的虚拟电厂用电单元应申报D日用电负荷曲线，单位为兆瓦；若迟报、漏报或不报，则默认为用电单元签订的D日中长期净合约分解曲线。

“报量报价”参与现货市场的虚拟电厂发电单元应申报的交易信息包括以下内容：

（1）发电单元申报一条不超10段的电力-价格曲线；

（2）发电单元发电量价曲线第一段出力区间起点为

0，最后一段出力区间终点为聚合资源总容量；

（3）发电单元申报功率预测曲线；

（4）每个报价段的出力起点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的价格属于上一报价段；

（5）发电单元报价曲线随出力的增加单调非递减；

（6）每个报价段的价格均不可超过申报价格的上、下限范围（R_2）；

（7）迟报、漏报均采用缺省申报值作为申报信息。

7.5.4.3 并网型绿电直连项目交易信息

并网型绿电直连项目应申报的交易信息包括以下内容：

（一）并网型绿电直连项目中新能源场站电能量报价为全天一条单调非递减的发电量价曲线，最多不超过10段。每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间的能量价格（元/兆瓦时）。第一段出力区间起点为零，最后一段出力区间终点为装机容量。每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点，两个报价段衔接点对应的报价值属于上一段报价。每一个报价段的长度不能小于1兆瓦，申报价格最小单位为1元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围（R_2）。

并网型绿电直连项目中新能源场站申报D日96点短期功率预测曲线。场站全停期间，相应时段的功率预测曲线应按零申报。新能源场站集电线、主变等设备检修期间，相应时段的功率预测曲线须剔除相应检修容量后进行申报。

并网型绿电直连项目中用户侧主体申报D日288点短期负荷预测曲线。

7.6 日前市场出清

7.6.1 日前市场预出清

D-1日11:00前，电力调度机构基于经营主体的交易申报信息以及次日系统负荷预测曲线、省间联络线预计划等日前市场边界条件，综合考虑未来三日负荷预测、新能源功率预测、联络线预计划、机组运行状态等边界条件，按照电网保供及保新能源消纳需求，确定D日燃煤机组最大、最小开机容量约束及最大、最小停机容量约束，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，开展日前现货市场预出清，形成预出清机组组合及发电计划，并向经营主体发布预出清结果、省内电力平衡裕度和可再生能源富余程度，并适时对机组启停计划进行预通知。

D-1日11:00-11:30，经营主体按照《关于国家电网有限公司省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改

〔2021〕837 号）的要求申报省间电力现货交易分时“电力-价格”曲线。

D-1 日 11:45-12:30，国调中心和网调组织省间日前现货交易集中出清，形成考虑安全约束的省间日前现货交易出清结果。

D-1 日 12:45 前，经营主体按照《东北电力互济交易实施细则（试行）》（东北监能市场〔2025〕38 号）的要求申报参加东北电力互济交易的相关信息。

D-1 日 13:00-14:00，东北网调组织东北电力日前互济交易。

7.6.2 可靠性机组组合

D-1 日 14:30，省间联络线终计划下发后，电力调度机构基于最新系统负荷预测、调度端新能源功率预测等电网运行边界条件、省间联络线终计划、经营主体省间及东北电力互济交易结果等日前市场边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）计算，形成 D 日可靠性机组组合。

市场预出清阶段的机组组合在可靠性机组组合阶段原则上优先出清，D 日实际机组开停计划以省内正式出清交易结果发布为准。

7.6.3 日前市场正式出清

可靠性机组组合确定后，电力调度机构基于最新电网运行边界条件、省间联络线终计划、经营主体省间及东北

电力互济交易结果等日前市场边界条件，采用安全约束经济调度（SCED）程序计算，形成D日现货交易结果，包括各节点每15分钟日前节点电价、机组开停计划、各机组与场站96点出力曲线、独立储能充放电计划、虚拟电厂交易单元发用电计划、并网型绿电直连项目发电计划等，并形成每15分钟统一结算点电价，出清价格不能超过上、下限范围（R_3）。可变更挂接节点的66kV新能源场站及地方燃煤电厂按正常挂接节点进行节点电价的出清计算。

7.6.4 同报价出清原则

当新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）、虚拟电厂发电单元与竞价燃煤机组、独立储能、虚拟电厂用电单元报价相同时，新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）、虚拟电厂发电单元优先出清。当新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）、虚拟电厂发电单元报价相同时，按照该交易时段同报价段有效申报容量等比例出清。当竞价燃煤机组、独立储能、虚拟电厂用电单元之间报价相同时，按照同报价段有效申报容量等比例出清。

7.6.5 特殊机组出清方式

7.6.5.1 特殊机组范围

特殊机组包括必开机组、必停机组、供热机组、调试（试验）主体、开停机过程状态机组、“报量不报价”参

与市场的独立储能、“报量不报价”参与市场的非竞价燃煤机组、“报量不报价”参与市场的光热电站、最小连续开机时间约束机组、最小连续停机时间约束机组。

7.6.5.2 必开机组

必开机组在必开时段内的机组状态为开机，不参与优化；必开最小出力以下优先出清。若电力调度机构未指定必开机组的必开最小出力，则必开最小出力为该台机组申报的最小发电能力；若电力调度机构未指定必开机组的必开时段，则该必开机组运行日96点全时段为必开时段；必开最小出力之上的发电能力根据发电机组的日前市场报价参与优化出清。某交易时段中，若必开机组仅中标必开最小出力，该时段内该台必开机组不参与市场定价。

7.6.5.3 必停机组

必停机组在必停时段内的机组状态为停机，不参与优化。

7.6.5.4 供热机组

在确保民生供热需求、电网安全稳定、电力平衡、调峰调频等基本需要的前提下，供热机组申报的最小发电能力部分优先出清；日前申报电蓄热用电计划的机组，以其日前申报的机组最小发电能力与电蓄热分时用电计划之差作为日前现货市场出清的出力下限约束，相应出力段的报价等于最小发电能力所在报价段的价格。电力调度机构按

照日前联合发电计划（机组机端日前计划叠加电蓄热用电计划）向机组下达机组的日前发电计划。

某交易时段中，若供热机组仅中标最小发电能力或联合主体中标出力为最小发电能力核减电蓄热用电计划（若最小发电能力核减电蓄热用电计划小于零，则按零执行），该时段内该台供热机组不参与市场定价。

7.6.5.5 调试（试验）主体

（一）新建调试

新建主体在并网调试期间按照调试需求安排发电，作为现货市场出清的边界条件。

（二）在运试验

因自身原因或电网原因的试验主体在试验时段内，出力为电力调度机构批复或设定的试验出力计划曲线，在现货市场中优先出清；非试验时段内，按照报价或相应规则参与现货市场出清。

7.6.5.6 开停机过程状态机组

处于开机过程中的发电机组，在机组并网后升功率至额定容量50%期间，发电出力为机组申报的冷态/热态典型开机曲线，作为出清边界条件不参与市场优化。

处于停机过程中的发电机组，在机组从最小发电能力降功率至与电网解列期间，发电出力为机组申报的典型停机曲线，作为出清边界条件不参与市场优化。

7.6.5.7 独立储能

“报量不报价”参与市场的独立储能在日前现货市场中优先出清，不参与市场定价。

电力调度机构可依据日前电网安全、供需紧张、新能源消纳或断面调控困难等需求的关联影响程度，调整独立储能的日前充放电曲线，并向各经营主体披露原因。

7.6.5.8 非竞价燃煤机组

“报量不报价”参与市场的非竞价燃煤机组在日前现货市场中优先出清，不参与市场定价。

电力调度机构可依据日前电网安全、供需紧张、新能源消纳或断面调控困难等需求的关联影响程度，调整非竞价燃煤机组的日前发电计划，并向各经营主体披露原因。

7.6.5.9 光热电站

“报量不报价”参与市场的光热电站在日前现货市场中优先出清，不参与市场定价。

电力调度机构可依据日前电网安全、供需紧张、新能源消纳或断面调控困难等需求的关联影响程度，调整光热电站的日前发电计划，并向各经营主体披露原因。

7.6.5.10 最小连续开机时间约束机组

发电机组开机运行后，在其最小连续运行时间内，原则上安排其连续开机运行，不参与机组组合优化，按照其日前市场报价参与市场出清，确定其发电出力；某交易时

段中，若最小连续运行时间内机组仅中标最小发电能力或联合主体中标出力为最小发电能力核减电蓄热用电计划，该时段内该台机组不参与市场定价。

7.6.5.11 最小连续停机时间约束机组

发电机组停运后，在其最小连续停机时间内，原则上安排其连续停运，不参与机组组合优化。

7.6.6 日前市场安全校核

7.6.6.1 电力平衡校核

电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束，是否存在电力供应风险或调峰安全风险的情况。包括正备用校核与负备用校核。

若存在平衡约束无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足平衡约束的交易结果。

7.6.6.2 交流安全校核

根据电网模型、检修计划、发用（充放）电计划、省间联络线计划、系统负荷预测、母线负荷预测、无功电压等数据开展交流安全校核，包括基态潮流校核和静态安全分析。基态潮流校核采用交流潮流模型校核基态潮流下线路或断面传输功率不超过极限值、系统母线电压水平不越限。静态安全分析基于预想故障集，采用交流潮流模型进

行开断分析，确保预想故障集下设备负载不超过事故后限流值、系统母线电压不越限。

若存在安全约束无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

7.7 日前出清交易结果发布

（一）当电力现货市场日前统一结算点加权均价连续超过H_1小时，并高于二级价格限值P_1时，相应时段现货市场日前出清价格按二级价格限值P_1执行。二级价格限值参考长期平均电价水平确定并经政府主管部门同意。

（二）当电力现货市场全天日前统一结算点加权均价高于燃煤基准电价的α_{lim}倍时，将市场各时段节点电价等比例缩小，至全天统一结算点加权均价为α_{lim}倍燃煤基准电价，开展现货市场结算。相关倍数、参数将视为新能源占比、保供及供暖等有关情况适时调整。

D-1 日 20:00，市场运营机构发布日前市场出清结果。

7.8 日前调度计划调整

日前市场正式的经营主体出清结果即为运行日的日前调度计划。若运行日之前电网边界条件发生重大变化，可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应时，电力调度机构可根据日前市场机组启停排序和电网安全约束，调

整运行日机组组合、调度计划，或基于经营主体的日前报价，采用日前电能量市场的出清算法，重新出清市场，以保证电力供应平衡、电网安全运行，同时向市场成员发布相关信息及具体调整原因，并将调整后的调度计划下发至各经营主体。

主要边界条件变化情况包括但不限于:

（一）因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化需要调整次日的负荷预测;

（二）发生机组非计划停运（含出力受限）情况;

（三）发电机组检修计划延期或调整;

（四）联络线因电网故障、清洁能源消纳等原因出现计划外调整;

（五）新能源出力较预测发生较大变化;

（六）电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修;

（七）政府临时下达的保电或环保要求等。

8 实时市场

8.1 交易申报

经营主体沿用日前申报交易信息，不再重新申报。市场用户无需申报。

8.2 实时经营主体运行边界条件

日前现货交易所形成的机组组合、日内超短期系统负

荷与母线负荷预测、日内省间现货及东北电力互济交易结果，原则上作为实时省内现货市场出清的边界条件。

8.2.1 经营主体物理运行参数调整

当发电机组、新型经营主体的运行参数与日前相比发生变化时，须及时向所属电力调度机构进行报送，经电力调度机构审核批准后，用于实时市场出清。

8.2.2 新能源超短期功率预测

新能源场站基于最新的运行和气象数据，通过调度运行技术支持系统上报实时运行时刻开始的未来15分钟至4小时的超短期出力预测曲线，用于实时市场滚动出清，新能源场站全电量参与实时现货市场竞价。当迟报、漏报或不报时，申报数据置为最近一个有效申报时段的超短期出力预测结果值。

8.2.3 并网型绿电直连项目超短期预测

并网型绿电直连项目中新能源场站基于最新的运行和气象数据，通过调度运行技术支持系统上报实时运行时刻开始的未来15分钟至4小时的超短期功率预测曲线，用于实时市场滚动出清。并网型绿电直连项目中用户侧主体通过调度运行技术支持系统上报实时运行时刻开始的未来5分钟至4小时的超短期负荷预测曲线，用于实时市场滚动出清。当迟报、漏报或不报时，申报数据置为最近一个有效申报时段的超短期预测结果值。

8.2.4 应急新增开机机组

应急新增开机机组指在日前市场中未被列入机组开机组合，在日前特殊情况调整环节或实时运行调整环节，由电力调度机构安排新增开机的机组。实时市场中，应急新增开机机组作为必开机组，根据其必开出力、电能量报价参与实时市场出清。

8.3 实时电网运行边界条件

8.3.1 超短期负荷预测

超短期系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来15分钟至2小时系统负荷需求。超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来15分钟至2小时220千伏及以上电压等级母线节点负荷需求。

8.3.2 电网安全约束

实时市场的电网安全约束要求与日前市场的电网安全约束要求一致（本细则“7.3.6节”）。如果电网安全约束条件发生变化，经电力调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新后用于实时市场出清。

8.3.3 新型经营主体实时计划

8.3.3.1 独立储能实时充放电计划

独立储能日内原则上应执行日前充放电计划曲线，在实时现货市场中优先出清，不参与市场定价，若日内需变

更实时充放电计划，应提前2小时在电力交易平台修改；参与调频市场的独立储能实时跟踪调频指令。

电力调度机构可依据滚动出清过程中的电网安全、供需紧张、新能源消纳或断面调控困难等需求的关联影响程度，调整独立储能的日内充放电计划，在实时市场信息披露过程中向经营主体发布。

8.3.3.2 虚拟电厂实时发用电计划

“报量报价”参与现货市场的虚拟电厂交易单元全时段参与实时现货市场出清。

电力调度机构可依据滚动出清过程中的电网安全、供需紧张、新能源消纳或断面调控困难等需求的关联影响程度，调整虚拟电厂交易单元的实时发用电计划，在实时市场信息披露过程中向经营主体发布。

8.3.4 调试（试验）主体实时发电计划

新建主体日内原则上应执行日前发电计划曲线，在实时现货市场中优先出清，不参与市场定价。

试验主体在试验时段内原则上应执行日前发电计划曲线，在实时现货市场中优先出清，不参与市场定价；非试验时段内，按照报价或相应规则参与现货市场出清。

当调试（试验）主体因自身原因无法按照日前发电计划曲线运行时，须及时向所属电力调度机构进行报送，经电力调度机构审核批准后，修改或取消当前调试、试验计

划，用于实时市场出清。

电力调度机构可依据滚动出清过程中的电网安全、供需紧张、新能源消纳或断面调控困难等需求的关联影响程度，调整调试（试验）主体的日内发电计划，在实时市场信息披露过程中向经营主体发布。

8.3.5 非竞价燃煤机组实时发电计划

非竞价燃煤机组日内原则上应执行日前发电计划曲线，在实时现货市场中优先出清，不参与市场定价。

电力调度机构可依据滚动出清过程中的电网安全、供需紧张、新能源消纳或断面调控困难等需求的关联影响程度，调整非竞价燃煤机组的日内发电计划，在实时市场信息披露过程中向经营主体发布。

8.3.6 光热电站实时发电计划

光热电站日内原则上应执行日前发电计划曲线，在实时现货市场中优先出清，不参与市场定价。

电力调度机构可依据滚动出清过程中的电网安全、供需紧张、新能源消纳或断面调控困难等需求的关联影响程度，调整光热电站的日内发电计划，在实时市场信息披露过程中向经营主体发布。

8.3.7 其他机组实时发电计划

暂不参与现货市场的机组，由电力调度机构制定实时计划出力曲线，作为实时市场边界条件。

8.3.8 省间联络线终计划

T-30 分钟前，获取上级电力调度机构下发的省间联络线终计划，作为实时市场出清的边界条件。

8.3.9 新能源实时申报电力偏差滚动修正出清

新能源实时申报电力偏差会对电力平衡产生较大影响。为保证电网运行实时平衡、出清结果更加贴近电网实际运行情况，在考虑竞价燃煤机组爬坡能力以及调频机组可调整裕度的前提下，根据未限电新能源场站实时申报电力偏差总量修正下个滚动周期的实时出清曲线，据此开展实时市场出清计算。

8.4 实时市场出清

8.4.1 实时市场出清机制

T-120分钟前，电力调度机构根据最新的经营主体运行边界条件、电网运行边界条件，经安全约束经济调度（SCED）程序进行计算，形成未来2小时的实时市场交易结果。现货市场正式出清后，电力调度机构滚动出清未来1小时的调频市场。

T-15 分钟前，电力调度机构根据最新的经营主体运行边界条件、电网运行边界条件，经安全约束经济调度（SCED）程序进行计算，形成 T 时刻实时市场交易结果，包括各发电机组与场站实时发电计划、独立储能实时充放电计划、虚拟电厂交易单元实时发用电计划、并网型绿电

直连项目实时发电计划、实时节点电价等信息，并形成实时统一结算点电价参考值。出清价格不能超过上、下限范围（R_3）。特殊机组出清方式原则上与日前一致。

实时统一结算点电价参考值与日前统一结算点电价计算原则一致，仅作为实时市场滚动出清披露信息，实时统一结算点电价作为正式结算依据于日清分预账单发布时披露。

日前申报电蓄热用电计划的机组，实时市场出清时以其日内申报并生效的机组最小发电能力核减电蓄热用电计划作为实时现货市场出清的出力下限约束。联合主体应严格执行实时联合发电计划，供热机组电蓄热投入时段电蓄热装置实际用电量按照各机组电蓄热用电计划比例分配至各机组，执行偏差部分按本细则“10.2 节”计算执行偏差获利回收。AGC 系统严格按照实时联合发电计划叠加电蓄热实时出力的还原结果向机组下达机组的实时发电调度指令，电厂依据各机组的实时发电调度指令与电蓄热实际投用情况安排机组运行。

实时市场出清方式原则上与日前市场一致。电力调度机构依据实时市场交易结果、调频市场出清结果与电网调频需求开展调频机组调用，详见《吉林省电力辅助服务（调频）市场实施细则 V5.0》相关规定。

8.4.2 实时市场安全校核

实时市场安全校核与本细则“7.6.6节”一致。

8.4.3 非计划停运机组调用原则

因自身原因造成非计划停运的机组，原则上可以在已有正式出清开机计划时段内向电力调度机构申请恢复并网，在无正式出清开机计划时段内，需保持停机状态。因电网约束、供热、供汽必开等特殊机组，在异常处置结束并经电力调度机构审核同意后，可申请并网。

8.4.4 事中披露

市场运营机构适时滚动披露实时市场边界条件、日内省间联络线终计划；实时市场出清后适时滚动发布实时市场节点、实时统一结算点电价参考值、机组状态及各类发电总出力、新型经营主体出清计划。

8.5 实时运行调整

电网实时运行应按照系统运行有关规定，保留合理的调频、调压、备用容量以及各输变电断面潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。

（一）当电网处于保供电时期，为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，根据保供电等级要求，可采取调整电网旋备、调整断面限额、设置临时断面等措施；当处于冰灾、雪灾、山火、洪水、地震等恶劣极端自然灾害时期，为了保障受灾地区的人民生活和重要用户用电，根据

灾害影响的范围和程度，可采取开机、停机、调整断面限额，设置临时断面、临时安排输变设备停运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。

（二）当发生以下电力系统事故或紧急情况之一时，电力调度机构可按照“安全第一”的原则处理。

1. 电力系统发生事故可能影响电网安全时；

2. 系统频率或电压超过规定范围时；

3. 系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时；

4. 输变电设备过载或超出稳定限额时；

5. 继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；

6. 气候、水情发生极端变化可能对电网安全造成影响时；

7. 电力设备缺陷影响电网安全时；

8. 电力调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形。

（三）电力调度机构可以采取的紧急处理措施包括但不限于以下措施：

1. 改变经营主体发用（充放）电计划；

2. 令发电机组、独立储能投入或者退出运行；

3. 调整电网运行方式，包括调整设备检修计划和停复

役计划；

4. 采取负荷控制措施；

5. 调整断面限额，设置临时断面；

6. 电力调度机构认为有效的其他手段。

（四）实时运行调整处置结束后，受影响的经营主体以当前的出力点为基准，恢复参与实时市场出清计算，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，市场运营机构按照相关规定通过电力交易平台发布相关信息。

（五）实时运行过程中，经营主体出现违反系统安全和相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时，电力调度机构应对相应行为及时记录并按相关规定进行处罚，严重情况可建议能源监管机构、政府能源主管部门对相应经营主体实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由相关经营主体自行承担。

8.6 新能源消纳原则

参与现货市场的新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态），当出清边际价格大于全网最低报价时，若其申报价格大于或等于边际价格，所产生的弃电为报价弃电；当出清边际价格等于全网最低报价时，若其申报价格大于边际价格，所产生的弃电为报价弃电；若其申报价格等于边际价格，所产生的弃电为调峰弃电。

报价弃电的新能源场站、并网型绿电直连项目（上网

状态）、虚拟电厂发电单元应优先严格执行电力调度机构主站AGC指令，限制发电出力。按照新能源应发尽发原则，非报价弃电的新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）、虚拟电厂发电单元不执行出清计划。

8.7 特殊新能源场站调电原则

AGC功能不具备投入条件的新能源场站，当发生调峰原因、断面原因弃电时优先弃电，最低弃电至样板机。

AGC功能已投入但暂未参与现货市场的新能源场站，当发生调峰原因弃电时，按参与现货市场的新能源场站平均负荷率发电；当发生断面原因弃电时，按断面内参与现货市场的新能源场站平均负荷率发电。

并网型绿电直连项目（上网状态）在新能源消纳困难时段，不应向公共电网反送电。

8.8 实时出清结果发布

（一）当电力现货市场实时出清价格连续超过H_1小时，并高于二级价格限值P_1时，相应时段现货市场实时出清价格按二级价格限值P_1执行。二级价格限值参考长期平均电价水平确定并经政府主管部门同意。

（二）当电力现货市场全天实时统一结算点加权均价高于燃煤基准电价的α_{lim}倍时，将市场各时段节点电价等比例缩小，至全天统一结算点加权均价为α_{lim}倍燃煤基准电价，开展现货市场结算。相关倍数、参数将视为新能源占

比、保供及供暖等有关情况适时调整。

D+1日17:30，市场运营机构发布D日各时段实时市场出清正式结果。

（一）新能源（分类型）总实时出力（公开信息）

（二）新型经营主体总实时出力（公开信息）

（三）实时运行信息，包括每个时段的实际负荷、系统备用信息，重要通道实际输电情况、实际运行输电断面约束、联络线潮流，输变电设备检修计划执行情况、发电机组检修计划执行情况、非市场机组实际出力曲线等（公开信息）

（四）输电断面约束及阻塞情况（公开信息）

9 发电侧成本补偿

9.1 启动补偿

日前市场设定或优化启机的竞价燃煤机组、日内应急新增开机的竞价燃煤机组，在运行日内，从停机状态变为开机状态并网运行，计为一次启动，计算相应的启动费用。

补偿原则为：

（一）启动费用根据其在日前市场申报的启动费用进行计算；当停机时间＜72小时，启动补偿为发电机组在日前市场中申报的热态启动费用；当停机时间≥72小时，启动补偿为发电机组在日前市场中申报的冷态启动费用。

其中，日前市场运营机构披露的日前必开机组以及日内应急新增开机机组的启动补偿按照政府主管部门核定的冷、热态启动成本进行计算。

（二）对于非停机组，下次启动的费用不进行启动补偿。

9.2 必开机组补偿

若因系统安全约束的必开机组在现货市场中的收益不能弥补发电机组生产运行所产生的成本费用，对其进行必开成本补偿。必开机组成本补偿范围包括因电网安全原因日前、日内临时新增开机的竞价燃煤机组，不包括供热必开机组。必开机组成本补偿费用以自然日为周期进行计算，计算步骤如下:

9.2.1 现货市场收益

必开机组 i 在必开时段 t 的现货市场收益计算公式如下:

$$R_{\text{必开收益},i,t}=\frac{1}{4}h\times\left(1-d_i\right)\times\left[P_{\text{日内必开},i,t}\times LMP_{\text{实时},i,t}\right]$$

式中:

d_i 为竞价燃煤机组 i 的综合厂用电率;

$P_{\text{日内必开},i,t}$ 为必开机组 i 运行日必开时段 t 的实际出力;

$LMP_{\text{实时},i,t}$ 为必开机组 i 所在节点实时市场必开时段 t 的节点电价。

9.2.2 成本计算

（一）核定成本

必开机组 i 在 t 时段的核定成本计算公式如下：

$$M_{\text{必开核定成本},i,t}=\frac{1}{4}h\times\left(1-d_i\right)\times P_{\text{日内必开},i,t}\times C_{\text{核定成本},i}$$

式中：

$M_{\text{必开核定成本},i,t}$ 为必开机组 i 在必开 t 时段的核定成本；

$C_{\text{核定成本},i}$ 为必开机组 i 的核定度电成本。

（二）报价成本

必开机组 i 在必开时段 t 的报价成本计算公式如下：

$$M_{\text{必开报价成本},i,t}=\frac{1}{4}h\times\left(1-d_i\right)\times\int_0^{P_{\text{日内必开},i,t}}C_i\left(P_{i,t}\right)\mathrm{d}P$$

式中：

$M_{\text{必开报价成本},i,t}$ 为必开机组 i 在必开 t 时段的报价成本；

$C_i\left(P_{i,t}\right)$ 为机组 i 的电能量报价曲线。

（三）必开电量运行成本

必开机组 i 在必开时段 t 的运行成本计算公式如下：

$$M_{\text{必开运行成本},i,t}=Min\left(M_{\text{必开核定成本},i,t},M_{\text{必开报价成本},i,t}\right)$$

9.2.3 日必开成本补偿

必开机组 i 运行日必开成本补偿费用计算公式如下：

$$R_{\text{必开补偿},i,D}=Max\left[\sum_{t=1}^{t\in D_{\text{必开时段},i}}\left(M_{\text{必开运行成本},i,t}-R_{\text{必开收益},i,t}\right),0\right]$$

式中：

$D_{\text{必开时段},i}$为必开机组i的日内必开时段集合。

9.3 机组干预成本补偿

实时市场运行阶段，因保障电网安全等原因人工调整竞价燃煤机组、独立储能出力偏离实时市场出清结果时，相应时段对竞价燃煤机组、独立储能进行补偿。机组干预成本补偿费用以自然日为周期进行计算。

9.3.1 竞价燃煤机组

9.3.1.1 竞价燃煤机组现货市场收益

竞价燃煤机组i在干预时段t的现货市场收益计算公式如下：

$$R_{\text{干预收益},i,t}=\frac{1}{4}h\times(1-d_i)\times\left[\left(P_{\text{日内实际},i,t}-P_{\text{日内出清},i,t}\right)\times LMP_{\text{实时},i,t}\right]$$

式中：

d_i为竞价燃煤机组i的综合厂用电率；

$P_{\text{日内实际},i,t}$为竞价燃煤机组i运行日干预时段t的实际出力；

$P_{\text{日内出清},i,t}$为竞价燃煤机组i运行日干预时段t的出清出力；

$LMP_{\text{实时},i,t}$为竞价燃煤机组i所在节点实时市场干预时段t的节点电价。

9.3.1.2 成本计算

（一）核定成本

竞价燃煤机组i在t时段的核定成本计算公式如下:

$$M_{干预核定成本,i,t}=\frac{1}{4}h\times(1-d_i)\times\left(P_{日内实际,i,t}-P_{日内出清,i,t}\right)\times C_{核定成本,i}$$

式中:

$M_{干预核定成本,i,t}$为竞价燃煤机组i运行日干预时段t的核定成本;

$C_{核定成本,i}$为竞价燃煤机组i的核定度电成本。

（二）报价成本

竞价燃煤机组i在向上干预时段t的报价成本计算公式如下:

$$M_{干预报价成本,i,t}=\frac{1}{4}h\times(1-d_i)\times\int_{P_{日内出清,i,t}}^{P_{日内实际,i,t}}C_i\left(P_{i,t}\right)dP$$

竞价燃煤机组i在向下干预时段t的报价成本计算公式如下:

$$M_{干预报价成本,i,t}=-\frac{1}{4}h\times(1-d_i)\times\int_{P_{日内实际,i,t}}^{P_{日内出清,i,t}}C_i\left(P_{i,t}\right)dP$$

式中:

$M_{干预报价成本,i,t}$为竞价燃煤机组i在干预t时段的报价成本;

$C_i\left(P_{i,t}\right)$为竞价燃煤机组i的电能量报价曲线。

（三）竞价燃煤机组电量运行成本

竞价燃煤机组i在调度干预时段t的运行成本计算公式如下:

$$M_{\text{干预机组运行成本},i,t}=Min\left(M_{\text{干预核定成本},i,t},M_{\text{干预报价成本},i,t}\right)$$

9.3.1.3 竞价燃煤机组日干预成本补偿

竞价燃煤机组i运行日干预成本补偿费用计算公式如下:

$$R_{\text{干预补偿},i,D}=Max\left[\sum_{t=1}^{t\in D_{\text{干预时段},i}}\left(M_{\text{干预机组运行成本},i,t}-R_{\text{干预收益},i,t}\right),0\right]$$

式中:

$D_{\text{干预时段},i}$为竞价燃煤机组i的日内干预时段集合。

9.3.2 独立储能

9.3.2.1 独立储能现货市场收益

独立储能i在放电干预时段t的现货市场收益计算公式如下:

$$R_{\text{干预收益},i,t}=\frac{1}{4}h\times\left(1-d_i\right)\times\left[\left(P_{\text{日内实际},i,t}-P_{\text{日内出清},i,t}\right)\times LMP_{\text{实时},i,t}\right]$$

独立储能i在充电干预时段t的现货市场收益计算公式如下:

$$R_{\text{干预收益},i,t}=\frac{1}{4}h\times\left[\left(P_{\text{日内实际},i,t}-P_{\text{日内出清},i,t}\right)\times LMP_{\text{实时},i,t}\right]$$

式中:

d_i为独立储能i的综合厂用电率;

$P_{\text{日内实际},i,t}$为独立储能i运行日干预时段t的实际出力;

$P_{\text{日内出清},i,t}$为独立储能i运行日干预时段t的出清出力;

$LMP_{\text{实时},i,t}$为独立储能i所在节点实时市场干预时段t

的节点电价。

9.3.2.2 独立储能日干预成本补偿

独立储能i运行日干预成本补偿费用计算公式如下:

$$R_{\text{干预补偿},i,D}=Max\left[\sum_{\text{开始干预时刻}}^{t=96}\left(-R_{\text{干预收益},i,t}\right),0\right]$$

式中:

独立储能运行日干预成本补偿费用从第一次干预开始计算，结束时间为当日最后一个时段。

10 运行考核与获利回收

10.1 新能源申报电力偏差考核

10.1.1 新能源日前申报电力偏差考核

风电场、光伏电站D-1日向电力调度机构申报D日24小时电力，步长为15分钟。新能源日前申报电力按照误差带方式纳入考核，误差带以外的偏差电量为考核电量。

风电场、光伏电站日前申报电力（0-24小时）误差带以外平均偏差电量按日计算。

1. 新能源日前申报电力的单侧误差带宽

$$P_{\text{单侧带宽},i,n}=\left|\frac{P_{\text{日前申报},i,n}-P_{\text{可用},i,n}}{P_{\text{日前申报},i,n}}\right|\times 100\%$$

式中:

$P_{\text{日前申报},i,n}$为新能源场站i在n点的新能源日前申报电力;

$P_{\text{可用},i,n}$为新能源场站i在n点的可用发电功率，不限电

时刻等于实发功率；

n为日申报点数，n=1,2,3……96。

2.误差带以外偏差电量

如果$P_{单侧带宽,i,n} \leqslant F_1$（$G_1$），则不进行新能源日前申报电力偏差考核，即$Q_{偏差电量,i}$=0；如果$P_{单侧带宽,i,n} > F_1$（$G_1$），则进行新能源日前申报电力偏差考核，计算公式如下：

$$Q_{偏差电量（风电）,i} = \int \left| P_{可用,i,n} - (1 \pm F_1) \times P_{日前申报电力,i,n} \right| dt$$

$$Q_{偏差电量（光伏）,i} = \int \left| P_{可用,i,n} - (1 \pm G_1) \times P_{日前申报电力,i,n} \right| dt$$

式中：

F_1为风电场日前申报电力单侧误差带宽允许值，G_1为光伏电站日前申报电力单侧误差带宽允许值。其中，“±”的“+”表示正偏差，即可用发电功率超出申报电力的上带宽，“-”表示负偏差，即可用发电功率超出申报电力的下带宽。误差带以外的偏差电量为考核电量，带宽允许值根据新能源预测技术的提高而逐步调整。

3.日前申报电力偏差考核费用

$$R_{日前申报电力偏差考核,i} = Q_{偏差电量,i} \times C_1$$

式中：C_1为参与现货的新能源日前申报电力偏差考核价格，单位为元/兆瓦时。

10.1.2 新能源实时申报电力偏差考核

并网风电场、光伏电站实时申报未来4小时发电功率曲线，步长为15分钟，按月度考核。

1.实时申报电力单点误差

$$P_{\text{实时申报电力误差},i,n}=\left|\frac{P_{\text{实时申报电力},i,n}-P_{\text{可用},i,n}}{P_{\text{实时申报电力},i,n}}\right|$$

式中：

$P_{\text{可用},i,n}$为新能源场站i在n点的可用发电功率，不限电时刻等于实发功率。

2.评价周期内准确率

$$A_{i,K}=\left(1-\frac{1}{K}\sum_{n=1}^{K}P_{\text{实时申报电力误差},i,n}\right)\times 100\%$$

式中：K为评价周期内的总申报点数。

如果$P_{\text{实时申报电力误差},i,n}\geqslant 1$，则取$P_{\text{实时申报电力误差},i,n}=1$。

3.实时申报电力偏差考核费用

风电场的实时申报电力月度准确率不应低于M_1。

$$R_{\text{风电场实时申报电力偏差考核},i}=\left(M_1-A_{i,k}\right)\times 100\times Cap_i\times C_2$$

光伏电站的实时申报电力月度准确率不应低于M_2。

$$R_{\text{光伏电站实时申报电力偏差考核},i}=\left(M_2-A_{i,k}\right)\times 100\times Cap_i\times C_2$$

式中：

Cap_i为新能源场站i的运行装机容量；

C_2为参与现货的新能源实时申报电力偏差考核价格，单位为元/兆瓦。

10.1.3 新能源申报电力偏差考核豁免

1.当申报电力、可用功率和实发功率都小于装机容量的10%。

2.非风电场、光伏电站自身原因。

10.1.4 新能源申报电力偏差考核上限

单个新能源场站申报电力偏差考核费用（含日前申报电力偏差费用、实时申报电力偏差费用）之和上限不超过0.1万元/兆瓦装机。

10.2 执行偏差获利回收

10.2.1 执行偏差

竞价燃煤机组、新能源场站、独立储能、虚拟电厂交易单元、并网型绿电直连项目（上网状态）i在实时市场t时段的实时发电出力、用电功率执行偏差$\Delta_{i,t}$按如下公式计算：

$$\Delta_{i,t}=\left|\frac{P_{实际,i,t}-P_{指令,i,t}}{P_{指令,i,t}}\right|$$

式中：

$P_{实际,i,t}$为实时市场t时段竞价燃煤机组、新能源场站、独立储能、虚拟电厂交易单元、并网型绿电直连项目（上网状态）i的发（放）电或用（充）电功率实测值（含电蓄热用电功率实测值）；

$P_{指令,i,t}$为实时市场t时段电力调度机构向竞价燃煤机组、新能源场站、独立储能、虚拟电厂交易单元、并网型绿电直连项目（上网状态）i下达的出力指令/计划（含电蓄热出力指令）。

当竞价燃煤机组、新能源场站、独立储能、虚拟电厂

交易单元、并网型绿电直连项目（上网状态）i在t时段的实时发电/用电功率执行偏差$\Delta_{i,t}$超过实时中标出力发电/用电功率的允许偏差率（M_3）时，对应时段认定为执行偏差时段。

10.2.2 执行偏差获利

（一）竞价燃煤机组

$$R_{执行偏差,i,t}=\mathrm{Max}\left[\left(Q_{实测,i,t}-Q_{实时,i,t}\right)\times\left(LMP_{实时,i,t}-C_{成本,i,t}\right)\times M_4,0\right]$$

其中：

$$Q_{实时,i,t}=\frac{\left(P_{实时,i,t}+P_{实时,i,t-1}\right)}{2}\times\frac{1}{4}h$$

$$C_{成本,i,t}=Min\left[C_{核定成本,i},C_i\left(\frac{P_{实时,i,t}+P_{实时,i,t-1}}{2}\right)\right]$$

式中：

$Q_{实测,i,t}$为实时市场t时段竞价燃煤机组i的实时测量出力发电量，其中配套电蓄热装置的发电机组为联合主体实测电量；

$Q_{实时,i,t}$为实时市场t时段竞价燃煤机组i的实时出清电量，其中配套电蓄热装置的发电机组为联合主体实时出清电量；

M_4为竞价燃煤机组执行偏差获利回收系数；

$P_{实时,i,t}$为实时市场t时段竞价燃煤机组i出清出力（含电蓄热实时出清出力）；

$C_i\left(P_{i,t}\right)$为机组i的电能量报价曲线。

（二）新能源场站

因报价原因在实时市场出清后未完全消纳同时以现货市场出清结果作为实时发电计划的新能源场站i及“报量不报价”参与市场的光热电站i在t时段的执行偏差获利回收费用计算公式如下:

$$R_{\text{新能源执行偏差},i,t}=Max\left[\left(Q_{\text{实测},i,t}-Q_{\text{实时},i,t}\right)\times LMP_{\text{实时},i,t}\times M_5,0\right]$$

式中:

$Q_{\text{实测},i,t}$为实时市场t时段新能源场站i的实时测量出力发电量;

$Q_{\text{实时},i,t}$为实时市场t时段新能源场站i的实时出清电量;

M_5为新能源场站执行偏差获利回收系数。

（三）独立储能

独立储能i在实时市场t时段的实时充放电计划执行偏差获利回收费用计算公式如下:

$$R_{\text{储能执行偏差},i,t}=\left|Q_{\text{实测},i,t}-Q_{\text{实时},i,t}\right|\times LMP_{\text{实时},i,t}\times M_6$$

式中:

$Q_{\text{实测},i,t}$为实时市场t时段独立储能i的实时测量出力充（放）电量，其中充电量为负值，放电量为正值;

$Q_{\text{实时},i,t}$为实时市场t时段独立储能i的实时出清充

（放）电量，其中充电量为负值，放电量为正值；

M_6为独立储能执行偏差回收系数。

（四）虚拟电厂交易单元

因报价原因在实时市场出清后未完全消纳同时以现货市场出清结果作为实时发电计划的虚拟电厂发电单元i在t时段的执行偏差获利回收费用计算公式如下：

$$R_{\text{发电执行偏差},i,t}=Max\left[\left(Q_{\text{实测},i,t}-Q_{\text{实时},i,t}\right)\times LMP_{\text{省内实时},t}\times M_7,0\right]$$

式中：

$Q_{\text{实测},i,t}$为实时市场t时段虚拟电厂发电单元i的实时测量出力发电量；

$Q_{\text{实时},i,t}$为实时市场t时段虚拟电厂发电单元i的实时出清电量。

M_7为虚拟电厂执行偏差回收系数。

（五）并网型绿电直连项目（上网状态）

因报价原因在实时市场出清后未完全消纳同时以现货市场出清结果作为实时发电计划的并网型绿电直连项目（上网状态）i在t时段的执行偏差获利回收费用计算公式如下：

$$R_{\text{并网型绿电直连项目（上网状态）执行偏差},i,t}=Max\left[\left(Q_{\text{实测},i,t}-Q_{\text{实时},i,t}\right)\times LMP_{\text{实时},i,t}\times M_8,0\right]$$

式中：

$Q_{实测,i,t}$为实时市场 t 时段并网型绿电直连项目（上网状态）i的实时测量出力发电量；

$Q_{实时,i,t}$为实时市场t时段并网型绿电直连项目（上网状态）i的实时出清电量；

M_8为并网型绿电直连项目（上网状态）执行偏差获利回收系数。

竞价燃煤机组、新能源场站、独立储能、虚拟电厂交易单元、并网型绿电直连项目（上网状态）i在执行偏差时段集合$D_{执行偏差,t}$的执行偏差超额获利计算公式如下：

$$R_{执行偏差,t}=\sum_{t=1}^{t\in D_{执行偏差,t}} R_{执行偏差,i,t}$$

10.2.3 执行偏差回收豁免

发电企业、独立储能、虚拟电厂交易单元、并网型绿电直连项目（上网状态）有如下情况之一时，不进行执行偏差获利回收：

竞价燃煤机组：

（一）机组启机过程及停机过程，不含非停机组在已有出清计划时段的启、停机过程，不超过E_6小时；

（二）调频市场实际调用且正常跟踪AGC指令时段；

（三）实时调度干预机组出力时段；

（四）其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

新能源场站：

（一）实时调度干预出力时段；

（二）其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

独立储能：

（一）调频市场实际调用且正常跟踪AGC指令时段；

（二）实时调度干预充放电计划时段；

（三）其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

虚拟电厂交易单元：

（一）实时调度干预发电计划时段；

（二）其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

并网型绿电直连项目（上网状态）：

（一）实时调度干预出力时段；

（二）其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

11 市场监测

11.1 市场监管指标分析

经吉林省能源局、国家能源局东北监管局（下文简称“东北能源监管局”）同意后，市场监管机构可启用省级电力市场监管类指标体系对吉林省电力市场整体、市场成员进行评估，评估结果用于市场力行为识别与处置、市场力缓解以及电力市场各项参数制定，相关标准按照国家与吉林省有关规定执行。

11.2 市场力行为识别

行使市场力行为指经营主体违反公平竞争原则，损害

市场公共利益、扰乱市场秩序等行为，主要包括持留行为、串谋行为和操纵行为等。市场运营机构应对相关行为进行识别，并将情况报告吉林省能源局、东北能源监管局。

11.2.1 持留行为

持留行为指经营主体通过物理持留和经济持留等不正当手段，影响市场成交结果，扰乱市场秩序的行为。物理持留指经营主体故意限制自身发电能力，从而减少市场有效供应、提高市场价格；经济持留指经营主体对部分机组故意进行不经济的报价，从而抬高同一控制关系的经营主体整体收益。

在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动持留行为识别：

（一）机组设备非计划停运、故障或运行受限的；

（二）无故申请、改变机组设备检修状态或检修期限的；

（三）无故降低机组出力的；

（四）突然改变报价习惯或报价方式，或以远高于市场同类型机组边际成本进行市场申报的；

（五）系统边际条件发生变化导致机组在区域内拥有市场力且行使市场力的；

（六）控制报价、在现货市场不成交，通过价差合约

在中长期市场套利的；

（七）其他涉嫌持留行为的情形。

11.2.2 串谋行为

市场串谋行为指两个或两个以上不具有实际控制关系（非同一集团）的经营主体通过串通报价等方式协调其相互竞争关系，从而使共同利润最大化的行为。

在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动串谋行为识别：

（一）不具有实际控制关系的经营主体集中申报的；

（二）不具有实际控制关系的经营主体拥有的信息化交易平台存在数据交互的；

（三）不具有实际控制关系的经营主体频繁出现关联性申报行为的；

（四）经营主体使用与其不具有实际控制关系的其他经营主体的交易账号、密码或密钥等进行交易申报的；

（五）其他涉嫌市场串谋行为的情形。

11.2.3 操纵行为

在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动操纵行为识别：

（一）频繁改变设备运行参数的；

（二）机组实际运行关键参数与事前注册、申报信息存在较大偏差的；

（三）提供明显偏离客观实际的发电出力预测数据，影响电网运行安全和市场公平的；

（四）发布或散布信息、虚假申报价格恶意引导市场价格走向，干扰市场正常运行的；

（五）炒作可再生能源电力价格，以谋求在绿证交易和碳排放交易中牟取暴利的；

（六）其他涉嫌市场操纵行为的情形。

11.3 市场力监测与缓解

为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，根据市场运行需要和技术条件，可采取包括但不限于下述事前和事后措施中的一项或多项进行市场力监测与缓解。

11.3.1 事前措施

事前措施是指在日前现货市场正式出清结果发布前，开展的市场力监测机制，监测内容包括但不限于发电机组超成本报价、横向异常报价、市场或局部出清价格、市场竞价容量，监测方法包括但不限于同质性测试、行为性测试。市场初期，行为性测试暂仅在日前市场正式出清及实时市场出清阶段开展，待条件具备后，再扩展至日前市场预出清及可靠性机组组合阶段。

11.3.1.1 同质性测试

主要用于检测机组各出力段的报价一致性行为的程度，并基于一致性行为的严重程度确定是否实施报价替

换。

（一）确定同质性报价基准。将所有竞价机组的报价曲线自设置的最小出力至最大出力，平均分为若干段，将所有竞价机组的第X段的报价进行加权平均，设为第X段同质性报价基准值，依次计算得到所有出力段的同质性报价基准值。其中，均分后的报价曲线总段数按照现货市场规则可申报的最多出力段数确定。现阶段机组均分后的报价曲线中的第一段及最后一段暂不纳入同质性测试报价替换。

（二）确定各出力段的同质性报价测试区间。同质性报价检测区间为[同质性报价基准值×（1-α），同质性报价基准值×（1+α）]，其中α为偏离阈值。

（三）同质性测试报价替换。若机组某出力段报价不在同质性报价区间内，则该段报价予以保留；若某出力段报价位于区间内，则将该段报价替换为该出力段内最高出力对应的参考报价（仅替换报价高于参考报价段）。若替换后的报价曲线不满足非递减序列要求，则对该机组相关出力段的报价依次替换为该出力段内最高出力对应的参考报价，直至满足上述条件。若替换后的报价曲线段数超过现货市场规则规定的可申报的最多出力段，则仍采用该替换后的报价曲线进行出清结算。

11.3.1.2 行为性测试

主要针对严重偏离边际成本报价、且明显干扰了现货市场正常价格形成的行为，实施报价替换。

（一）行为测试。将机组各出力段原始报价（触发同质性测试的采用替换后的报价）与参考报价水平比较。如果某出力段报价高于参考报价的一定固定值β（元/兆瓦时）或一定百分比θ%，则该项报价被判定为行为测试失败，将该机组标记为潜在市场力机组。现阶段机组90%以上出力的报价段暂不纳入行为性测试报价替换。

（二）影响测试。先将标记为存在潜在市场力机组的行为测试失败的出力段报价替换为参考报价，其他机组保持原始报价，进行一次出清计算（称为“替换后出清”）；再以所有机组均采用原始报价进行第二次出清计算（称为“原始出清”）。若任一节点在原始出清下的全天加权平均电价，相比替换后出清下的电价上升幅度超过一定固定值γ（元/兆瓦时），则判定该潜在市场力机组“影响测试失败”，触发对其报价进行替换。

（三）行为性测试报价替换。对于同时满足行为测试失败和影响测试失败条件的机组，系统不再采用其原始报价（触发同质性测试的采用替换后的报价），将该机组测试失败的出力段报价替换为参考报价后进行出清、结算。若替换后的报价曲线不满足非递减序列要求或段数超过现货市场规则规定的可申报的最多出力段，则对该机组相关

出力段的报价依次替换为该出力段内最高出力对应的参考报价，直至满足上述条件。

参考报价根据实际测试相关成本参数、相关燃料价格以及燃料成本占电能量边际成本的比重每月确定，并考虑合理收益率φ。市场初期，同质性测试、行为性测试机制按政府通知时间节点启动。

11.3.2 事后措施

事后措施是指在日前、实时现货市场正式出清结果发布后开展的市场力监测机制，监测内容包括但不限于出清价格、异常收益，监测方法包括但不限于应用二级限价、选取近一段时期现货市场平均价格进行结算、历史价格影响测试。

12 市场干预与中止

12.1 市场干预条件

市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

现货市场运行过程中发生下列情形之一的，吉林省能源局、东北能源监管局做出市场干预决定，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，并委托市场运营机构实施市场干预：

（一）电力供应严重不足时；

（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）市场价格达到市场运行公告或其他规定的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。

现货市场运行过程中发生如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则采取取消市场出清结果、实时发用（充放）电计划管理等措施对市场进行干预，并及时向吉林省能源局、东北能源监管局报告。

（一）电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏、电网被迫发生主备调切换等异常，引起电力供应短缺或严重危及电网安全时；

（二）发生台风、地震等极端自然灾害、电源或电网故障突发事件，可能严重影响电力供应或系统安全时；

（三）电力市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障，导致现货市场交易无法正常组织时；

（四）其他影响电网运行安全及市场正常组织的重大突发情况。

12.2 市场干预内容

市场运营机构须按要求记录干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议，向吉林省能源局、东北能源监管局备案。

市场运营机构应公布市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令第599号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

若电力现货市场需要定期应用市场力监测及缓解或应用二级限价等价格管制的方式干预市场时，经吉林省能源局、东北能源监管局同意后，市场运营机构可同步根据市场运行情况更新、调整计算方法，并同步建立与结算联动的机制。

当电力市场技术支持平台运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需按照原有边界条件重新进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向市场成员发布。若重新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行。若重新计算校正结果后，出清结果已经执行，但市场未正式结算，则按校正之后的结果结算。若重新计算校正结果后，市场已经正式结算，则按照结算追退补的相关原则进行电费追退补。

12.3 市场中止与恢复

当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由吉林省能源局、东北能源监管局做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由吉林省能源局、东北能源监管局做出是否中止市场的决定并发布。

当市场中止时，采用如下处理措施：

（一）日前电能量市场中止时，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日经营主体运行边界条件和电网运行边界条件，编制下达运行日的日前调度计划。以运行日实际执行的结果以及实时电能量市场价格作为运行日的日前电能量市场出清结果。

（二）实时电能量市场中止时，相应时段内不开展实时电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的经营主体运行边界条件和电网运行边界条件，对经营主体的实时发用（充放）电计划进行调整。市场中止恢复后，依据实时市场历史边界条件及数据重新出清形成实时电能量市场价格。若实时市场历史边界条件及数据无法恢复且日前电能量市场正常运行，以日前电能量

市场中相同时段的价格作为实时电能量市场价格。

（三）若日前和实时电能量市场均运行异常时，相应时段内不开展日前和实时电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日经营主体运行边界条件和电网运行边界条件，编制下达运行日的日前调度计划。运行日电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的经营主体运行边界条件和电网运行边界条件，对经营主体的实时发用（充放）电计划进行调整。在相应的时段内，以运行日实际执行的结果以及最近30天所有现货运行日各结算时段统一结算点电价的算术平均值作为运行日的日前和实时电能量市场出清结果。

当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经吉林省能源局、东北能源监管局同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

附件一：市场组织时序表

工作环节	工作内容	具体内容及时间安排
	中长期曲线分解	D-2 日，D 日的跨区跨省优先发电与中长期市场化交易、省内中长期市场化交易等各类中长期交易电量合约曲线完成分解，由电力交易机构汇总。
交易组织与执行	事前	D-2 日 17:00 前，上级电力调度机构下发省间联络线预计划，作为日前省内现货市场组织的边界条件；
		D-2 日 17:30 前，电力调度机构根据机组运行状态、机组检修计划、试验计划等信息，确定运行日燃煤机组的 96 点状态；
	日前市场	D-1 日 08:15 前，电力调度机构准备好日前电网运行边界条件。
		D-1 日 08:15 前，竞价燃煤机组应与电力调度机构确认机组可用状态信息，逾时未确认则默认采用电力调度机构发布的状态。
		D-1 日 08:15 前，新能源场站申报 D 日 96 点短期功率预测曲线。
		D-1 日 08:15 前，并网型绿电直连项目中新能源场站申报 D 日 96 点短期功率预测曲线，用户侧主体申报 D 日 288 点短期负荷预测曲线。
		D-1 日 08:30 前，电力调度机构根据系统供需情况评估电网调频需求并披露调频市场信息。
		D-1 日 08:45 前，市场运营机构发布 D 日的边界条件信息。
		D-1 日 09:45 前，非竞价燃煤机组向电力调度机构提交 D 日 96 点发电需求曲线，在现货市场中优先出清；迟报、漏报或不报的机组，申报数据置为缺省申报出力曲线。
		D-1 日 09:45 前，光热电站申报 D 日 96 点发电曲线。
		D-1 日 09:45 前，竞价燃煤机组、新能源场站、光热电站、独立储能、虚拟电厂交易单元、并网型绿电直连项目、批发用户、售电公司、电网企业代理工商业通过电力交易平台申报交易信息，电力交易机构汇总后推送至电力调度机构。若迟报、漏报或不报，未做特别说明时采用缺省参数的相关值作为申报信息。
		D-1 日 11:00 前，电力调度机构基于经营主体的交易申报信息以及次日系统负荷预测曲线、省间联络线预计划等日前市场边界条件，综合考虑未来三日负荷预测、新能源功率预测、联络线预计划、机组运行状态等边界条件，按照电网保供及保新能源消纳需

工作环节	工作内容	具体内容及时间安排
		求，确定D日燃煤机组最大、最小开机容量约束及最大、最小停机容量约束，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，开展日前现货市场预出清，并向经营主体发布预出清结果、省内电力平衡裕度和可再生能源富余程度，并适时对机组启停计划进行预通知。
		D-1日11:00-11:30，经营主体按照《关于修订省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2026〕275号）的要求申报省间电力现货交易分时“电力-价格”曲线。
		D-1日11:45-12:30，国调中心和网调组织省间日前现货交易集中出清，形成考虑安全约束的省间日前现货交易出清结果。
		D-1日12:45前，经营主体按照《东北电力互济交易实施细则（试行）》（东北监能市场〔2025〕38号）的要求申报参加东北电力互济交易的相关信息。
		D-1日13:00-14:00，东北网调组织东北电力日前互济交易。
		D-1日14:30，省间联络线终计划下发后，电力调度机构基于最新系统负荷预测、调度端新能源功率预测等电网运行边界条件、省间联络线终计划、经营主体省间及东北电力互济交易结果等日前市场边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）计算，形成D日可靠性机组组合。可靠性机组组合确定后，电力调度机构基于最新日前市场边界条件，采用安全约束经济调度（SCED）程序计算，形成D日现货交易结果。
		D-1日20:00，市场运营机构发布日前市场出清结果。
	实时市场	D日T-85分钟前，电力调度机构根据最新电网运行情况，组织并完成日内省间现货交易申报。
		D日T-45分钟前，电力调度机构根据最新电网运行情况，组织并完成日内东北电力互济交易申报。
		D日T-30分钟前，日内省间现货市场与日内东北电力互济交易出清结果下发，并形成联络线终计划。
		D日T-30分钟，电力调度机构进行实时省内现货市场出清计算，形成T至T+120分钟的实时市场交易结果。
		D+1日，市场运营机构通过吉林电力交易平台向市场主体发布D日各时段实时市场出清正式结果。

附件二：市场参数表

序号	参数	参数定义	暂定数值
1	E_1	燃煤机组冷态启动时间上限，单位：小时	12 小时
2	E_2	燃煤机组热态启动时间上限，单位：小时	8 小时
3	E_3	燃煤机组开机或停机曲线持续时间上限，单位：小时	3 小时
4	E_4	最小连续开机时间	24-72 小时
5	E_5	最小连续停机时间	6-36 小时
6	E_6	竞价燃煤机组启停执行偏差豁免时段，单位：小时	4 小时

7	R_1	燃煤机组启动费用上下限范围，单位：万元/次	冷态启动: 机组装机600兆瓦级机组上下限为0-71万元/次, 300兆瓦级0-47万元/次, 小于300兆瓦级0-36万元/次; 必开机组启动补偿600兆瓦级机组69万元/次, 300兆瓦级40万元/次, 小于300兆瓦级27万元/次 热态启动: 机组装机600兆瓦级机组上下限为0-46万元/次, 300兆瓦级0-35万元/次, 小于300兆瓦级0-29万元/次; 必开机组启动补偿600兆瓦级机组37万元/次, 300兆瓦级24万元/次, 小于300兆瓦级18万元/次
8	R_2	电能量报价上下限范围，单位：元/兆瓦时	0-1200元/兆瓦时
9	R_3	日前/实时市场出清价格上下限范围， 单位：元/兆瓦时	0-1500元/兆瓦时

10	V_k	爬坡速率下限	直吹式机组：额定容量*1%/min 中储式机组：额定容量*2%/min
11	H_1	二级价格限制触发时段，单位：小时	48 小时
12	P_1	二级价格限值，单位：元/兆瓦时	2 倍燃煤基准价：746.2 元/兆瓦时
13	α_{lim}	全天统一结算点加权均价限制倍数	1.2
14	C_0	燃煤机组核定成本，单位：元/千瓦时	600 兆瓦级：0.301 元/千瓦时 300 兆瓦级：0.3164 元/千瓦时 200 兆瓦级：0.3474 元/千瓦时 100 兆瓦级及以下：0.3877 元/千瓦时 燃煤机组平均成本：0.3204 元/千瓦时
15	C_1	新能源日前申报电力偏差考核价格	4 元/兆瓦时
16	C_2	新能源实时申报电力偏差考核价格	16 元/兆瓦
17	F_1	风电场日前申报电力曲线误差带	25%
18	G_1	光伏电站日前申报电力曲线误差带	20%

19	M_1	风电场实时申报电力月度准确率允许值	80%
20	M_2	光伏电站实时申报电力月度准确率允许值	85%
21	M_3	执行偏差允许偏差率	燃煤机组: 3% 新能源场站: 10% 独立储能: 5% 虚拟电厂: 15% 并网型绿电直连项目： 10%
22	M_4	竞价燃煤机组执行偏差获利回收系数	100%
23	M_5	新能源场站执行偏差获利回收系数	100%
24	M_6	独立储能执行偏差获利回收系数	100%
25	M_7	虚拟电厂执行偏差获利回收系数	100%
26	M_8	并网型绿电直连项目（上网状态）执行偏差获利回收系数	100%

附件三：经营主体缺省参数表

发电企业应申报的缺省参数包括：

（一）竞价燃煤机组缺省运行相关参数：

（1）额定有功功率

（2）典型开机曲线

（3）典型停机曲线

（4）综合厂用电率

（5）最大发电能力

（6）最小发电能力

（7）爬坡速率

（8）冷态启动时间

（9）热态启动时间

（10）最小连续开机时间

（11）最小连续停机时间

（12）最小技术出力：由政府主管部门或监管机构核定。供热期，暂按吉林省调直调火电厂供热期基础运行方式执行；非供热期，暂按机组额定容量的50%执行

（二）竞价燃煤机组缺省量价相关参数：

（1）机组冷/热态启动费用

（2）电能量报价

（3）调频报价

（4）标准调频容量

（三）非竞价燃煤机组缺省运行相关参数：

（1）最大发电能力

（2）最小发电能力

（四）非竞价燃煤机组缺省量价相关参数：

（1）非竞价燃煤机组缺省出力曲线

（五）新能源场站运行相关参数：

（1）装机容量

（2）短期功率预测曲线

（3）超短期功率预测曲线

（六）新能源场站量价参数：

（1）电能量报价

（2）调频报价

（3）标准调频容量

（七）光热电站运行相关参数：

（1）厂用电率

新型经营主体应申报的缺省参数包括：

（一）独立储能运行相关参数：

（1）额定功率

（2）额定功率充、放电持续响应时间

（3）充放电效率

（4）日充放电转换次数

(5) 厂用电率

(二) 独立储能量价相关参数:

(1) 电能量报价

(2) 调频报价

(3) 标准调频容量

(三) 虚拟电厂发电单元运行相关参数:

(1) 聚合资源总容量

(2) 短期功率预测曲线

(3) 超短期功率预测曲线

(四) 虚拟电厂发电单元量价相关参数:

(1) 电能量报价

(2) 调频报价

(3) 标准调频容量

(五) 虚拟电厂用电单元运行相关参数:

(1) 聚合资源总容量

(2) 最大上调、下调容量

(3) 上调、下调持续时间

(4) 上调、下调速率

(5) 用电负荷曲线

(六) 虚拟电厂用电单元量价相关参数:

(1) 电能量报价

(2) 调频报价

（3）标准调频容量

（七）并网型绿电直连项目（上网状态）运行相关参数

（1）新能源场站装机容量

（2）新能源场站短期功率预测曲线

（3）新能源场站超短期功率预测曲线

（4）用户主体短期功率预测曲线

（5）用户主体超短期功率预测曲线

（八）并网型绿电直连项目（上网状态）量价相关参数

（1）新能源场站电能量报价

（2）新能源场站调频报价

（3）新能源场站标准调频容量

附件四：日前安全约束机组组合数学模型

日前市场出清SCUC的目标函数如下所示：

$$Min\left\{\begin{array}{l}\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}\left[C_{i,t}(P_{i,t})+C_{i,t}^{U}\right]+\sum_{t=1}^{T}M_b\left[LB_t^{+}+LB_t^{-}\right]+\\ \sum_{l=1}^{NL}\sum_{t=1}^{T}M_l\left[SL_l^{+}+SL_l^{-}\right]+\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}M_s\left[SL_s^{+}+SL_s^{-}\right]+\\ \sum_{es=1}^{ES}\sum_{t=1}^{T}\left[C_{es,t}(P_{es,t})\right]+\sum_{vpp=1}^{VPP}\sum_{t=1}^{T\in优化}\left[C_{vpp,t}(P_{vpp,t})\right]+\\ \sum_{ggdc=1}^{GGDC}\sum_{t=1}^{T\in优化}\left[C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t})\right]\end{array}\right\}$$

其中：

N表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组与新能源场站，不包括独立储能、虚拟电厂；

T表示所考虑的总时段数，其中D日每15分钟一个时段，考虑96个时段；

$P_{i,t}$表示发电企业i在时段t的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$、$C_{i,t}^{U}$分别为发电企业i在时段t的运行费用、启动费用，其中运行费用$C_{i,t}(P_{i,t})$是与发电企业申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；启动费用$C_{i,t}^{U}$是与发电企业停机时间有关的函数，以表示机组在不同状态（冷态/热态）下的启动费用；

M_b为发用电平衡约束的罚因子；

LB_t^+、LB_t^-分别为发用电平衡约束时段t的正、反向松弛变量；

M_l、M_s分别为线路、断面潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+、SL_l^-分别为线路l的正、反向潮流松弛变量；NL为线路总数；

SL_s^+、SL_s^-分别为断面s的正、反向潮流松弛变量；NS为断面总数；

ES表示储能交易单元总数，$C_{es,t}(P_{es,t})$表示储能的运行费用，是与储能申报的充电出力区间、放电出力区间及对应能量价格有关的多段线性函数；

VPP表示虚拟电厂的总数，$C_{vpp,t}(P_{vpp,t})$是虚拟电厂的运行费用，是与虚拟电厂申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

$GGDC$表示并网型绿电直连项目的总数，$C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t})$是并网型绿电直连项目的运行费用，是与并网型绿电直连项目申报的各段出力（用电）区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

发电企业出力表达式：

$$P_{i,t}=\sum_{m=1}^{NM}P_{i,t,m} \qquad \left(P_{i,m}^{MIN}\le P_{i,t,m}\le P_{i,m}^{MAX}\right)$$

其中，NM为发电企业报价总段数，$P_{i,t,m}$为机组i在时段t第m个出力区间中的中标电力，$P_{i,m}^{MAX}$、$P_{i,m}^{MIN}$分别为发电企业i申报的第m个出力区间上、下界。

发电企业运行费用表达式：

$$C_{i,t}(P_{i,t})=\sum_{m=1}^{NM}C_{i,m}P_{i,t,m}$$

其中，$C_{i,m}$为发电企业i申报的第m个出力区间对应的能量价格。

独立储能出力表达式：

$$\begin{cases} P_{es,t}^{ch}=\sum_{m=1}^{NC}P_{es,t,m}^{ch} & \left(P_{es,m}^{ch(MIN)}\le P_{es,t,m}^{ch}\le P_{es,m}^{ch(MAX)}\right) \\ P_{es,t}^{dis}=\sum_{m=1}^{ND}P_{es,t,m}^{dis} & \left(P_{es,m}^{dis(MIN)}\le P_{es,t,m}^{ch}\le P_{es,m}^{dis(MAX)}\right) \end{cases}$$

其中，NC、ND表示独立储能充放电报价总段数，$P_{es,t,m}^{ch}$、$P_{es,t,m}^{dis}$表示独立储能es在时段t第m个出力区间中的充放中标电力，$P_{es,m}^{ch(MAX)}$、$P_{es,m}^{ch(MIN)}$、$P_{es,m}^{dis(MAX)}$、$P_{es,m}^{dis(MIN)}$分别表示独立储能es申报的第m个充放电出力区间上、下界；

独立储能运行费用表达式：

$$C_{es,t}(P_{es,t})=\sum_{m=1}^{ND}C_{es,m}^{dis}P_{es,t,m}^{dis}-\sum_{m=1}^{NC}C_{es,m}^{ch}P_{es,t,m}^{ch}$$

其中，$C_{es,m}^{ch}$、$C_{es,m}^{dis}$分别表示独立储能 es 申报的第 m 个放电出力区间、充电出力区间对应的能量价格；放电段成本以正号计入目标函数，充电段成本以负号计入目标函数。

虚拟电厂出力表达式:

$$\begin{cases} P_{vpp,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{vpp,t,m}^{el} & \left(P_{vpp,t}^{el(MIN)} \le P_{vpp,t,m}^{el} \le P_{vpp,t}^{el(MAX)} \right) \\ P_{vpp,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{vpp,t,m}^{ge} & \left(P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \le P_{vpp,t,m}^{ge} \le P_{vpp,t}^{ge(MAX)} \right) \end{cases}$$

其中，NE、NG表示虚拟电厂发用电报价总段数，$P_{vpp,t,m}^{el}$、$P_{vpp,t,m}^{ge}$表示虚拟电厂vpp在时段t第m个出力区间中的发用电中标电力，$P_{vpp,t}^{el(MIN)}$、$P_{vpp,t}^{el(MAX)}$、$P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$、$P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$分别表示虚拟电厂vpp申报的第m个发用电出力区间上、下界;

虚拟电厂运行费用表达式:

$$C_{vpp,t}(P_{vpp,t}) = \sum_{m=1}^{NE} C_{vpp,t,m}^{el} P_{vpp,t,m}^{el} + \sum_{m=1}^{NG} C_{vpp,t,m}^{ge} P_{vpp,t,m}^{ge}$$

其中，$C_{vpp,t,m}^{el}$、$C_{vpp,t,m}^{ge}$表示虚拟电厂vpp申报的t时段第m个发用电出力区间对应的能量价格。

并网型绿电直连项目出力表达式:

$$\begin{cases} P_{ggdc,t}^{el} = \sum_{m=1}^{NE} P_{ggdc,t,m}^{el} & \left(P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \le P_{ggdc,t,m}^{el} \le P_{ggdc,t}^{el(MAX)} \right) \\ P_{ggdc,t}^{ge} = \sum_{m=1}^{NG} P_{ggdc,t,m}^{ge} & \left(P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \le P_{ggdc,t,m}^{ge} \le P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} \right) \end{cases}$$

其中，NE、NG表示并网型绿电直连项目发用电报价总段数，$P_{ggdc,t,m}^{el}$、$P_{ggdc,t,m}^{ge}$表示并网型绿电直连项目在时段t第m个出力区间中的发用电中标电力，$P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$、$P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$、

$P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$、$P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$分别表示并网型绿电直连项目申报的第m个发用电出力区间上、下界。

并网型绿电直连项目运行费用表达式:

$$C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t})=\sum_{m=1}^{NE}C_{ggdc,t,m}^{el}P_{vggdc,t,m}^{el}+\sum_{m=1}^{NG}C_{ggdc,t,m}^{ge}P_{ggdc,t,m}^{ge}$$

其中，$C_{ggdc,t,m}^{el}$、$C_{ggdc,t,m}^{ge}$表示并网型绿电直连项目申报的t时段第m个发用电出力区间对应的能量价格。

日前市场出清SCUC的约束条件包括:

（一）系统负荷平衡约束

对于每个时段t，负荷平衡约束可以描述为:

$$\sum_{i=1}^{N}P_{i,t}+\sum_{j=1}^{NT}T_{j,t}+\sum_{es=1}^{ES}P_{es,t}^{ch}+\sum_{es=1}^{ES}P_{es,t}^{dis}+\sum_{vpp=1}^{NE}P_{vpp,t}^{el}+$$

$$\sum_{vpp=1}^{NG}P_{vpp,t}^{ge}+\sum_{ggdc=1}^{NE}P_{ggdc,t}^{el}+\sum_{ggdc=1}^{NG}P_{ggdc,t}^{ge}=D_t$$

其中，$P_{i,t}$表示发电企业i在时段t的出力，$T_{j,t}$表示联络线j在时段t的计划功率（送入为正、输出为负），NT为联络线总数，D_t为时段t的系统负荷。

（二）系统正备用容量约束

在确保系统功率平衡的前提下，为了防止系统负荷预测偏差以及各种实际运行事故带来的系统供需不平衡波动，一般整个系统需要留有一定的容量备用。

需要保证每天的总开机容量满足系统的最小备用容量。系统正备用容量约束可以描述为:

$$\sum_{i=1}^{N}\alpha_{i,t}P_{i,t}^{MAX}\geq D_t-\sum_{j=1}^{NT}T_{j,t}+R_t^U$$

$$\sum_{i=1}^{N}(\alpha_{i,t}P_{i,t}^{MAX}-P_{i,t})\geq R_t^U$$

$$\sum_{i=1}^{N}P_{i,t}=D_t-\sum_{j=1}^{NT}T_{j,t}$$

其中，$\alpha_{i,t}$表示机组i在时段t的启停状态，$\alpha_{i,t}=0$表示机组停机，$\alpha_{i,t}=1$表示机组开机；$P_{i,t}^{MAX}$为机组i在时段t的最大出力；R_t^U为时段t的系统正备用容量要求。正常时期需同时满足D+1日最高负荷点的备用要求，特殊时期电力调度机构可根据系统安全供应需要，调整备用容量要求。

（三）系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N}\alpha_{i,t}P_{i,t}^{MIN}\leq D_t-\sum_{j=1}^{NT}T_{j,t}-R_t^D$$

$$\sum_{i=1}^{N}(P_{i,t}-\alpha_{i,t}P_{i,t}^{MIN})\geq R_t^D$$

$$\sum_{i=1}^{N}P_{i,t}=D_t-\sum_{j=1}^{NT}T_{j,t}$$

其中，$P_{i,t}^{MIN}$为机组i在时段t的最小出力；R_t^D为时段t的系统负备用容量要求。

（四）特殊机组状态约束

必开机组、热电联产机组、试验机组应处于开机状态：

$$\alpha_{i,t}=1,\ \forall i\in I_s$$

其中，I_s为必开机组、热电联产机组、试验机组的全集。

（五）机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$\alpha_{i,t}P_{i,t}^{MIN}\le P_{i,t}\le\alpha_{i,t}P_{i,t}^{MAX}$$

（1）对于不参加现货市场的机组，由电力调度机构安排计划出力，在其开机时段内，要求$\alpha_{i,t}=1$，且上式中$P_{i,t}^{MIN}$、$P_{i,t}^{MAX}$均取为对应时段的机组计划出力；在其停机时段内，要求$\alpha_{i,t}=0$；

（2）对于必开机组，在其必开时段内，要求$\alpha_{i,t}=1$，若有最低出力要求，则上式中$P_{i,t}^{MIN}$取为对应时段的必开最低出力；

（3）对于热电联产机组，在其热电联产运行时段内，要求$\alpha_{i,t}=1$，且上式中$P_{i,t}^{MIN}$取为对应时段的供热最小技术出力，$P_{i,t}^{MAX}$取为对应时段的最大发电能力；

（4）对于试验机组，在其试验时段内，要求$\alpha_{i,t}=1$，且上式中$P_{i,t}^{MIN}$、$P_{i,t}^{MAX}$均取为对应时段的机组试验计划出力；

（5）对于新能源场站，$P_{i,t}^{MAX}$为当前时段新能源场站申报的功率预测值；

（6）对于自由优化机组，机组出力下限建模为：

$$P_{i,t} \geq P_{i,t}^{MIN}\left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{DD}\gamma_{i,t+tt} - \sum_{tt=1}^{UD}\beta_{i,t-tt+1}\right] + \sum_{tt=1}^{UD}P_U(tt)\beta_{i,t-tt+1}$$

$$P_{i,t} \geq P_{i,t}^{MIN}\left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{DD}\gamma_{i,t+tt} - \sum_{tt=1}^{UD}\beta_{i,t-tt+1}\right] + \sum_{tt=1}^{DD}P_D(tt)\gamma_{i,t+DD-tt+1}$$

机组出力上限建模为：

$$P_{i,t} \leq \sum_{tt=1}^{UD}P_U(tt)\beta_{i,t-tt+1} + P_{i,t}^{MAX}\left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{UD}\beta_{i,t-tt+1}\right]$$

$$P_{i,t} \leq \sum_{tt=1}^{DD}P_D(tt)\gamma_{i,t+DD-tt+1} + P_{i,t}^{MAX}\left[\alpha_{i,t} - \sum_{tt=1}^{DD}\gamma_{i,t+tt}\right]$$

UD为启动过程持续时间，计算到最小出力；DD为停机过程持续时间，从最小出力开始计算；β和γ分别是表示机组启动和停机的0-1变量。

（六）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{MIN} \leq \sum_{i \in j}P_{i,t} \leq P_{j,t}^{MAX}$$

其中，$P_{j,t}^{MIN}$、$P_{j,t}^{MAX}$为机组群j在时段t的最大、最小出力。

（七）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t}-P_{i,t-1}\le P_{i,t}^{MAX}\sum_{tt=1}^{UD}\beta_{i,t-tt+1}+RU_i\left[\alpha_{i,t}-\sum_{tt=1}^{UD}\beta_{i,t-tt+1}\right]$$

$$P_{i,t-1}-P_{i,t}\le P_{i,t}^{MAX}\sum_{tt=1}^{DD}\gamma_{i,t+tt-1}+RD_i\left[\alpha_{i,t-1}-\sum_{tt=1}^{DD}\gamma_{i,t+tt-1}\right]$$

其中，RU_i表示机组i最大上爬坡速率，RD_i表示机组i最大下爬坡速率。

（八）机组最小连续开停时间约束

由于火电机组的物理属性及实际运行需要，要求火电机组满足最小连续开机/停机时间。最小连续开停时间约束可以描述为：

$$T_{i,t}^{U}-(\alpha_{i,t-1}-\alpha_{i,t})T_U\ge 0$$

$$T_{i,t}^{D}-(\alpha_{i,t}-\alpha_{i,t-1})T_D\ge 0$$

其中，$\alpha_{i,t}$为机组i在时段t的启停状态；T_U、T_D为机组的最小连续开机时间和最小连续停机时间；$T_{i,t}^{U}$、$T_{i,t}^{D}$为机组i在时段t时已经连续开机的时间和连续停机的时间，可以用状态变量$\alpha_{i,t}(i=1\sim N,t=1\sim T)$来表示：

$$T_{i,t}^{U}=\sum_{k=t-T_U}^{t-1}\alpha_{i,k}$$

$$T_{i,t}^{D}=\sum_{k=t-T_D}^{t-1}(1-\alpha_{i,k})$$

（九）机组最大启停次数约束

首先定义启动与停机的切换变量。定义$\eta_{i,t}$为机组i在时段t是否切换到启动状态；定义$\gamma_{i,t}$表示机组i在时段t是否切换到停机状态，$\eta_{i,t}$、$\gamma_{i,t}$满足如下条件：

$$\eta_{i,t}=\begin{cases}1 & \text{仅当}\alpha_{i,t}=1\text{且}\alpha_{i,t-1}=0\\0 & \text{其余情况}\end{cases}$$

$$\gamma_{i,t}=\begin{cases}1 & \text{仅当}\alpha_{i,t}=0\text{且}\alpha_{i,t-1}=1\\0 & \text{其余情况}\end{cases}$$

相应机组i的启停次数限制可表达如下：

$$\sum_{t=1}^{T}\eta_{i,t}\le\eta_i^{MAX}$$

$$\sum_{t=1}^{T}\gamma_{i,t}\le\gamma_i^{MAX}$$

（十）电厂电量约束

部分受限于一次能源供应约束电厂，其在日前市场的中标电量应满足该电厂电量上限约束：

$$\frac{1}{4}\sum_{i\in j}\sum_{t=1}^{T_0}P_{i,t}\le Q_j^{MAX}$$

其中，$T_0=96$为D日的总时段数，Q_j^{MAX}为电厂j在D日的电量上限。

（十一）独立储能充放电功率约束

独立储能出清的充放电功率需要在独立储能申报的最大最小充放电功率范围内，$\alpha_{es,t}$和$\beta_{es,t}$是控制独立储能充放状态的0-1变量。

$$\begin{cases} \alpha_{es,t} P_{es}^{dis(MIN)} \le P_{es,t}^{dis} \le \alpha_{es,t} P_{es}^{dis(MAX)} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{ch(MAX)} \le P_{es,t}^{ch} \le \beta_{es,t} P_{es}^{ch(MIN)} \\ 0 \le \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \le 1 \\ P_{es}^{ch(MIN)} < 0, P_{es}^{ch(MAX)} < 0 \end{cases}$$

其中，$P_{es}^{ch(MAX)}$、$P_{es}^{ch(MIN)}$、$P_{es}^{dis(MAX)}$、$P_{es}^{dis(MIN)}$分别表示独立储能es申报的最大、最小充放电功率。

（十二）独立储能荷电状态约束

独立储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和独立储能申报的参数。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch} \Delta t - \left(P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis} \right) \Delta t$$

$$\underline{E_{es,t}} \le E_{es,t} \le \overline{E_{es,t}}$$

其中，$E_{es,t}$表示独立储能es在时段t结束时的荷电状态；η_{es}^{ch}、η_{es}^{dis}分别表示独立储能es的充放电效率；Δt表示时段长度；E_{es}表示独立储能es的额定容量；$\overline{E_{es,t}}$、$\underline{E_{es,t}}$分别表示独立储能es在时段t结束时的荷电状态上下限。

（十三）独立储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

$$E_{es}^{0} = E_{es}^{ini}$$

$$E_{es}^{T} = E_{es}^{fin}$$

其中，E_{es}^{0}代表用于计算的初始荷电状态，E_{es}^{ini}代表前一天最后时段的荷电状态，E_{es}^{T}代表用于计算的最后一个时

段目标荷电状态，E_{es}^{fin}代表申报的最后一个时段的荷电状态。

（十四）独立储能循环充放电约束

$$\frac{\sum_{t=1}^{T}(P_{es,t}^{dis}/\eta_{es}^{dis}-P_{es,t}^{ch}\eta_{es}^{ch})\Delta t}{2\overline{E_{es,t}}}\le N_{es,circle}$$

其中，$N_{es,circle}$为独立储能es的缺省日充放电转换次数。

（十五）虚拟电厂发用电功率约束

虚拟电厂出清的发用电功率需要在虚拟电厂的最大最小发电/用电容量范围内，$\alpha_{vpp,t}$和$\beta_{vpp,t}$是控制虚拟电厂发用电的0-1变量。

$$\begin{cases}\alpha_{vpp,t}P_{vpp,t}^{ge(MIN)}\le P_{vpp,t}^{ge}\le\alpha_{vpp,t}P_{vpp,t}^{ge(MAX)}\\ \beta_{vpp,t}P_{vpp,t}^{el(MIN)}\le P_{vpp,t}^{el}\le\beta_{vpp,t}P_{vpp,t}^{el(MAX)}\\ 0\le\alpha_{vpp,t}+\beta_{vpp,t}\le1\\ P_{vpp,t}^{el(MIN)}<0,P_{vpp,t}^{el(MAX)}<0\\ P_{vpp,t}^{ge(MIN)}>0,P_{vpp,t}^{ge(MAX)}>0\end{cases}$$

其中，$P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$、$P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$、$P_{vpp,t}^{el(MAX)}$、$P_{vpp,t}^{el(MIN)}$分别表示虚拟电厂vpp的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

（十六）并网型绿电直连项目发用电功率约束

并网型绿电直连项目出清的发用电功率需要在并网型绿电直连项目的最大最小发电/用电容量范围内，$\alpha_{ggdc,t}$和$\beta_{ggdc,t}$是控制并网型绿电直连项目发用电的0-1变量。

$$\begin{cases} \alpha_{ggdc,t}P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \le P_{ggdc,t}^{ge} \le \alpha_{ggdc,t}P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} \\ \beta_{ggdc,t}P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \le P_{ggdc,t}^{el} \le \beta_{ggdc,t}P_{ggdc,t}^{el(MAX)} \\ 0 \le \alpha_{ggdc,t} + \beta_{ggdc,t} \le 1 \\ P_{ggdc,t}^{el(MIN)} < 0, P_{ggdc,t}^{el(MAX)} < 0 \\ P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} > 0, P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} > 0 \end{cases}$$

其中，$P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$、$P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$、$P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$、$P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$分别表示并网型绿电直连项目的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

（十七）虚拟电厂爬坡率约束

虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求:

$$P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} \le \Delta P_{vpp}^{Uge}$$
$$P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} \le \Delta P_{vpp}^{Dge}$$
$$P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} \le \Delta P_{vpp}^{Uel}$$
$$P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} \le \Delta P_{vpp}^{Del}$$

其中，ΔP_{vpp}^{Uge}、ΔP_{vpp}^{Uel}为虚拟电厂vpp发用电最大上爬坡率，ΔP_{vpp}^{Dge}、ΔP_{vpp}^{Del}为虚拟电厂vpp发用电最大爬坡率。

（十八）并网型绿电直连项目爬坡率约束

并网型绿电直连项目上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求:

$$P_{ggdc,t}^{ge} - P_{ggdc,t-1}^{ge} \le \Delta P_{ggdc}^{Uge}$$
$$P_{ggdc,t-1}^{ge} - P_{ggdc,t}^{ge} \le \Delta P_{ggdc}^{Dge}$$
$$P_{ggdc,t}^{el} - P_{ggdc,t-1}^{el} \le \Delta P_{ggdc}^{Uel}$$
$$P_{ggdc,t-1}^{el} - P_{ggdc,t}^{el} \le \Delta P_{ggdc}^{Del}$$

其中，ΔP_{ggdc}^{Uge}、ΔP_{ggdc}^{Uel}为并网型绿电直连项目发用电最大上爬坡率，ΔP_{ggdc}^{Dge}、ΔP_{ggdc}^{Del}为并网型绿电直连项目发用电最大爬坡率。

（十九）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{MAX} \le \sum_{i=1}^{N} G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^{K} G_{l-k} D_{k,t} +$$
$$\sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} + G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{l-v} P_{vpp,t}^{ge} + G_{l-v} P_{vpp,t}^{el}) +$$
$$\sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{l-g} P_{ggdc,t}^{ge} + G_{l-g} P_{ggdc,t}^{el}) - SL_l^{+} + SL_l^{-} \le P_l^{MAX}$$

其中，P_l^{MAX}为线路l的潮流传输极限；G_{l-i}为发电企业i所在节点对线路l的灵敏度因子；G_{l-j}为联络线j所在节点对线路l的灵敏度因子；K为系统的节点数量；G_{l-k}为节点k对线路l的灵敏度因子；$D_{k,t}$为节点k在时段t的母线负荷值；G_{l-e}为独立储能es所在节点e对线路l的灵敏度因子；G_{l-v}表示虚拟电厂vpp所在节点v对线路l的灵敏度因子；G_{l-g}表示并网型绿电直连项目所在节点g对线路l的灵敏度因子；SL_l^{-}分别为线路l的正、反向潮流松弛变量。

（二十）断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{MIN} \le \sum_{i=1}^{N} G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^{K} G_{s-k} D_{k,t} +$$

$$\sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge} + G_{s-v} P_{vpp,t}^{el}) +$$

$$\sum_{ggdc=1}^{GGDC} (G_{s-g} P_{ggdc,t}^{ge} + G_{s-g} P_{ggdc,t}^{el}) - SL_s^{+} + SL_s^{-} \le P_s^{MAX}$$

其中，P_s^{MIN}、P_s^{MAX}分别为断面s的潮流传输极限；G_{s-i}为机组i所在节点对断面s的灵敏度因子；G_{s-j}为联络线j所在节点对断面s的灵敏度因子；G_{s-k}为节点k对断面s的灵敏度因子；G_{s-e}为独立储能es所在节点e对断面s的灵敏度因子；G_{s-v}表示虚拟电厂vpp所在节点v对断面s的灵敏度因子；G_{s-v}表示并网型绿电直连项目所在节点g对断面s的灵敏度因子；$SL_{l,t}^{+}$、SL_s^{-}分别为断面s的正、反向潮流松弛变量。

附件五：日前安全约束经济调度数学模型

日前市场出清SCED的目标函数如下所示：

$$Min\left\{\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}\left[C_{i,t}(P_{i,t})\right]+\sum_{l=1}^{NL}\sum_{t=1}^{T}M\left[SL_l^{+}+SL_l^{-}\right]+\right.$$
$$\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}M\left[SL_s^{+}+SL_s^{-}\right]+\sum_{es=1}^{ES}\sum_{t=1}^{T\in优化}\left[C_{es,t}(P_{es,t})\right]+$$
$$\left.\sum_{vpp=1}^{VPP}\sum_{t=1}^{T\in优化}\left[C_{vpp,t}(P_{vpp,t})\right]+\sum_{ggdc=1}^{GGDC}\sum_{t=1}^{T\in优化}\left[C_{ggdc,t}(P_{ggdc,t})\right]\right\}$$

其中：

N表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组与新能源场站，不包括独立储能、虚拟电厂；

T表示所考虑的总时段数，其中D日每15分钟一个时段，考虑96个时段；

$P_{i,t}$表示发电企业i在时段t的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$为发电企业i在时段t的运行费用，是发电企业申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

M_l、M_s分别为线路、断面潮流约束松弛罚因子；

SL_l^{+}、SL_l^{-}分别为线路l的正、反向潮流松弛变量；NL为线路总数；

SL_s^{+}、SL_s^{-}分别为断面s的正、反向潮流松弛变量；NS为断面总数；

ES表示储能交易单元总数，$C_{es,t}(P_{es,t})$表示储能的运行费用，是与储能申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

VPP表示虚拟电厂的总数，$C_{vpp,t}(P_{vpp,t})$是虚拟电厂的运行费用，是与虚拟电厂申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

$GGDC$表示并网型绿电直连项目的总数，$C_{gdcc,t}(P_{gdcc,t})$是虚拟电厂的运行费用，是与并网型绿电直连项目申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

日前市场出清SCED的约束条件包括：

（一）系统负荷平衡约束

对于每个时段t，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} + \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} + \sum_{gdcc=1}^{NG} P_{gdcc,t}^{ge} = D_t$$

其中，$P_{i,t}$表示发电企业i在时段t的出力，$T_{j,t}$表示联络线j在时段t的计划功率（送入为正、输出为负），NT为联络线总数，D_t为时段t的系统负荷。

（二）机组出力上下限约束

发电企业的出力应该处于其最大、最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{MIN} \le P_{i,t} \le P_{i,t}^{MAX}$$

对于SCUC优化结果中停机的机组，上式中$P_{i,t}^{MIN}$、$P_{i,t}^{MAX}$均取为零。

（三）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{MIN} \le \sum_{i \in j} P_{i,t} \le P_{j,t}^{MAX}$$

其中，$P_{j,t}^{MIN}$、$P_{j,t}^{MAX}$为机组群j在时段t的最大、最小出力。

（四）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \le RU_i$$
$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \le RD_i$$

其中，RU_i表示机组i最大上爬坡速率，RD_i表示机组i最大下爬坡速率。

（五）电厂电量约束

部分受限于一次能源供应约束电厂，其在日前市场的中标电量应满足该电厂电量上限约束：

$$\frac{1}{4}\sum_{i \in j}\sum_{t=1}^{T_0} P_{i,t} \le Q_j^{MAX}$$

其中，$T_0=96$为D日的总时段数，Q_j^{MAX}为电厂j在D日的电量上限。

（六）独立储能充放电功率约束

独立储能出清的充放电功率需要在独立储能申报的最大、最小充放电功率范围内，$\alpha_{es,t}$和$\beta_{es,t}$是控制独立储能充放状态的0-1变量。

$$\begin{cases}\alpha_{es,t}P_{es}^{dis(MIN)}\le P_{es,t}^{dis}\le\alpha_{es,t}P_{es}^{dis(MAX)}\\ \beta_{es,t}P_{es}^{ch(MAX)}\le P_{es,t}^{ch}\le\beta_{es,t}P_{es}^{ch(MIN)}\\ 0\le\alpha_{es,t}+\beta_{es,t}\le1\\ P_{es}^{ch(MIN)}<0,P_{es}^{ch(MAX)}<0\end{cases}$$

其中，$P_{es}^{ch(MAX)}$、$P_{es}^{ch(MIN)}$、$P_{es}^{dis(MAX)}$、$P_{es}^{dis(MIN)}$分别表示独立储能es申报的最大、最小充放电功率。

（七）独立储能荷电状态约束

独立储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和独立储能申报的参数。

$$E_{es,t}=E_{es,t-1}-P_{es,t}^{ch}\eta_{es}^{ch}\Delta t-\left(P_{es,t}^{dis}/\eta_{es}^{dis}\right)\Delta t$$

$$\underline{E_{es,t}}\le E_{es,t}\le\overline{E_{es,t}}$$

其中，$E_{es,t}$表示独立储能es在时段t结束时的荷电状态；η_{es}^{ch}、η_{es}^{dis}分别表示独立储能es的充放电效率；Δt表示时段长度；E_{es}表示独立储能es的额定容量；$\overline{E_{es,t}}$、$\underline{E_{es,t}}$分别表示独立储能es在时段t结束时的荷电状态上下限。

（八）独立储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

$$E_{es}^{0}=E_{es}^{ini}$$

$$E_{es}^{T}=E_{es}^{fin}$$

其中，E_{es}^{0}代表用于计算的初始荷电状态，E_{es}^{ini}代表前一天最后时段的荷电状态，E_{es}^{T}代表用于计算的最后一个时段目标荷电状态，E_{es}^{fin}代表申报的最后一个时段的荷电状态。

（九）虚拟电厂发用电功率约束

虚拟电厂出清的发用电功率需要在虚拟电厂的最大最小发电/用电容量范围内，$\alpha_{vpp,t}$和$\beta_{vpp,t}$是控制虚拟电厂发用电的0-1变量。

$$\begin{cases}\alpha_{vpp,t}P_{vpp,t}^{ge(MIN)}\le P_{vpp,t}^{ge}\le\alpha_{vpp,t}P_{vpp,t}^{ge(MAX)}\\ \beta_{vpp,t}P_{vpp,t}^{el(MIN)}\le P_{vpp,t}^{el}\le\beta_{vpp,t}P_{vpp,t}^{el(MAX)}\\ 0\le\alpha_{vpp,t}+\beta_{vpp,t}\le 1\\ P_{vpp,t}^{el(MIN)}<0,P_{vpp,t}^{el(MAX)}<0\end{cases}$$

其中，$P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$、$P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$、$P_{vpp,t}^{el(MAX)}$、$P_{vpp,t}^{el(MIN)}$分别表示虚拟电厂vpp的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

（十）并网型绿电直连项目发用电功率约束

并网型绿电直连项目出清的发用电功率需要在并网型绿电直连项目的最大最小发电/用电容量范围内，$\alpha_{ggdc,t}$和$\beta_{ggdc,t}$是控制并网型绿电直连项目发用电的0-1变量。

$$\begin{cases} \alpha_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} \le P_{ggdc,t}^{ge} \le \alpha_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} \\ \beta_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{el(MIN)} \le P_{ggdc,t}^{el} \le \beta_{ggdc,t} P_{ggdc,t}^{el(MAX)} \\ 0 \le \alpha_{ggdc,t} + \beta_{ggdc,t} \le 1 \\ P_{ggdc,t}^{el(MIN)} < 0, P_{ggdc,t}^{el(MAX)} < 0 \\ P_{ggdc,t}^{ge(MIN)} > 0, P_{ggdc,t}^{ge(MAX)} > 0 \end{cases}$$

其中，$P_{ggdc,t}^{ge(MAX)}$、$P_{ggdc,t}^{ge(MIN)}$、$P_{ggdc,t}^{el(MAX)}$、$P_{ggdc,t}^{el(MIN)}$分别表示并网型绿电直连项目的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

（十一）虚拟电厂爬坡率约束

虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} \le \Delta P_{vpp}^{Uge}$$
$$P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} \le \Delta P_{vpp}^{Dge}$$
$$P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} \le \Delta P_{vpp}^{Uel}$$
$$P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} \le \Delta P_{vpp}^{Del}$$

其中，ΔP_{vpp}^{Uge}、ΔP_{vpp}^{Uel}为虚拟电厂 vpp 发用电最大上爬坡率，ΔP_{vpp}^{Dge}、ΔP_{vpp}^{Del}为虚拟电厂 vpp 发用电最大爬坡率。

（十二）并网型绿电直连项目爬坡率约束

并网型绿电直连项目上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$P_{ggdc,t}^{ge} - P_{ggdc,t-1}^{ge} \le \Delta P_{ggdc}^{Uge}$$
$$P_{ggdc,t-1}^{ge} - P_{ggdc,t}^{ge} \le \Delta P_{ggdc}^{Dge}$$
$$P_{ggdc,t}^{el} - P_{ggdc,t-1}^{el} \le \Delta P_{ggdc}^{Uel}$$
$$P_{ggdc,t-1}^{el} - P_{ggdc,t}^{el} \le \Delta P_{ggdc}^{Del}$$

其中，ΔP_{ggdc}^{Uge}、ΔP_{ggdc}^{Uel}为并网型绿电直连项目发用电最大上爬坡率，ΔP_{ggdc}^{Dge}、ΔP_{ggdc}^{Del}为并网型绿电直连项目发用电最大爬坡率。

（十三）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{MAX} \le \sum_{i=1}^{N} G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^{K} G_{l-k} D_{k,t} +$$

$$\sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} + G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{l-v} P_{vpp,t}^{ge} + G_{l-v} P_{vpp,t}^{el}) +$$

$$\sum_{gdcc=1}^{GDCC} (G_{l-g} P_{gdcc,t}^{ge} + G_{l-g} P_{gdcc,t}^{el}) - SL_l^{+} + SL_l^{-} \le P_l^{MAX}$$

其中，P_l^{MAX}为线路l的潮流传输极限；G_{l-i}为发电企业i所在节点对线路l的灵敏度因子；G_{l-j}为联络线j所在节点对线路l的灵敏度因子；K为系统的节点数量；G_{l-k}为节点k对线路l的灵敏度因子；$D_{k,t}$为节点k在时段t的母线负荷值；G_{l-e}为独立储能es所在节点e对线路l的灵敏度因子；G_{l-v}表示虚拟电厂vpp所在节点v对线路l的灵敏度因子；G_{l-g}表示并网型绿电直连项目所在节点g对线路l的灵敏度因子；SL_l^{-}分别为线路l的正、反向潮流松弛变量。

（十四）断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{MIN} \le \sum_{i=1}^{N} G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^{K} G_{s-k} D_{k,t} +$$

$$\sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge} + G_{s-v} P_{vpp,t}^{el}) +$$

$$\sum_{gdcc=1}^{GDCC} (G_{s-g} P_{gdcc,t}^{ge} + G_{s-g} P_{gdcc,t}^{el}) -$$

$$SL_s^+ + SL_s^- \le P_s^{MAX}$$

其中，P_s^{MIN}、P_s^{MAX}分别为断面s的潮流传输极限；G_{s-i}为机组i所在节点对断面s的灵敏度因子；G_{s-j}为联络线j所在节点对断面s的灵敏度因子；G_{s-k}为节点k对断面s的灵敏度因子；G_{s-e}为独立储能es所在节点e对断面s的灵敏度因子；G_{s-v}表示虚拟电厂vpp所在节点v对断面s的灵敏度因子；G_{s-g}表示并网型绿电直连项目所在节点g对断面s的灵敏度因子；SL_s^+、SL_s^-分别为断面s的正、反向潮流松弛变量。

附件六：日前节点电价数学模型

日前市场节点电价（*LMP*）计算模型如下：

目标函数：

$$Min\left\{\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}\left[C_{i,t}(P_{i,t})\right]+\sum_{l=1}^{NL}\sum_{t=1}^{T}M^{'}\left[SL_{l}^{+}+SL_{l}^{-}\right]+\right.$$
$$\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}M^{'}\left[SL_{s}^{+}+SL_{s}^{-}\right]+\sum_{es=1}^{ES}\sum_{t=1}^{T\in优化}\left[C_{es,t}(P_{es,t})\right]+$$
$$\left.\sum_{vpp=1}^{VPP}\sum_{t=1}^{T\in优化}\left[C_{vpp,t}(P_{vpp,t})\right]+\sum_{gdcc=1}^{GDCC}\sum_{t=1}^{T\in优化}\left[C_{gdcc,t}(P_{gdcc,t})\right]\right\}$$

其中：

N表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组与新能源场站，不包括独立储能、虚拟电厂；

T表示所考虑的总时段数，其中D日每15分钟一个时段，考虑96个时段；

$P_{i,t}$表示发电企业i在时段t的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$为发电企业i在时段t的运行费用，是发电企业申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

$M_{l}^{'}$、$M_{s}^{'}$分别为线路、断面潮流约束松弛罚因子；

SL_{l}^{+}、SL_{l}^{-}分别为线路l的正、反向潮流松弛变量；NL为线路总数；

SL_s^+、SL_s^-分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量；NS 为断面总数。

ES 表示储能交易单元总数，$C_{es,t}(P_{es,t})$ 表示储能的运行费用，是与储能申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

VPP 表示虚拟电厂的总数，$C_{vpp,t}(P_{vpp,t})$ 是虚拟电厂的运行费用，是与虚拟电厂申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

$GDCC$ 表示并网型绿电直连项目的总数，$C_{gdcc,t}(P_{gdcc,t})$ 是并网型绿电直连项目的运行费用，是与并网型绿电直连项目申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

节点电价计算模型的约束条件包括：

（一）系统负荷平衡约束

对于每个时段 t，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} + \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} + \sum_{gdcc=1}^{NG} P_{gdcc,t}^{ge} = D_t$$

其中 $P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力，$T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负），NT 为联络线总数，D_t 为时段 t 的系统负荷。

（二）机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大、最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{MIN} \le P_{i,t} \le P_{i,t}^{MAX}$$

对于SCUC优化结果中停机的机组，上式中$P_{i,t}^{MIN}$、$P_{i,t}^{MAX}$均取为零。

对于不可定价机组，上式中$P_{i,t}^{MIN}$、$P_{i,t}^{MAX}$均取SCED优化结果中机组i在时段t的中标出力$P_{i,t}^{SCED}$；对于可定价机组，上式中$P_{i,t}^{MIN}$、$P_{i,t}^{MAX}$取如下数值：

$$P_{i,t}^{MIN} = MAX\left[(1-\delta)P_{i,t}^{SCED},(P_{i,t}^{MIN})^{SCED}\right]$$

$$P_{i,t}^{MAX} = MIN\left[(1+\delta)P_{i,t}^{SCED},(P_{i,t}^{MAX})^{SCED}\right]$$

其中，δ为LMP模型中允许机组偏离日前SCED优化结果的比例，$(P_{i,t}^{MIN})^{SCED}$、$(P_{i,t}^{MAX})^{SCED}$分别为日前SCED模型中的机组最大、最小出力。

（三）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{MIN} \le \sum_{i \in j} P_{i,t} \le P_{j,t}^{MAX}$$

其中，$P_{j,t}^{MIN}$、$P_{j,t}^{MAX}$为机组群j在时段t的最大、最小出力。

（四）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \le RU_i$$
$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \le RD_i$$

其中，RU_i表示机组i最大上爬坡速率，RD_i表示机组i最大下爬坡速率。

（五）独立储能充放电功率约束

当储能处于充电状态时，充电上下限为：

$$P_{es,t}^{ch(MAX)} = MAX\left[(1-\delta)P_{es,t}^{ch,SCED},(P_{es}^{ch(MAX)})^{SCED}\right]$$
$$P_{es,t}^{ch(MIN)} = MIN\left[(1+\delta)P_{es,t}^{ch,SCED},(P_{es}^{ch(MIN)})^{SCED}\right]$$

当储能处于放电状态时，放电上下限为：

$$P_{es,t}^{dis(MIN)} = MAX\left[(1-\delta)P_{es,t}^{dis,SCED},(P_{es}^{dis(MIN)})^{SCED}\right]$$
$$P_{es,t}^{dis(MAX)} = MIN\left[(1+\delta)P_{es,t}^{dis,SCED},(P_{es}^{dis(MAX)})^{SCED}\right]$$

其中，δ为LMP模型中允许独立储能偏离日前SCED优化结果的比例，$(P_{es}^{ch(MAX)})^{SCED}$、$(P_{es}^{ch(MIN)})^{SCED}$、$(P_{es}^{dis(MAX)})^{SCED}$、$(P_{es}^{dis(MIN)})^{SCED}$分别表示日前SCED模型中独立储能$es$的最大、最小充放电功率，$P_{es,t}^{ch,SCED}$、$P_{es,t}^{dis,SCED}$为日前SCED的充放电功率结果。

（六）独立储能荷电状态约束

独立储能在优化时段初始时刻和结束时刻的荷电状态需要满足储能上一个优化周期末尾和独立储能申报的参数。

$$E_{es,t} = E_{es,t-1} - P_{es,t}^{ch}\eta_{es}^{ch}\Delta t - \left(P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis}\right)\Delta t$$

$$\underline{E_{es,t}} \le E_{es,t} \le \overline{E_{es,t}}$$

其中，$E_{es,t}$表示独立储能es在时段t结束时的荷电状态；η_{es}^{ch}、η_{es}^{dis}分别表示独立储能es的充放电效率；Δt表示时段长度；E_{es}表示独立储能es的额定容量；$\overline{E_{es,t}}$、$\underline{E_{es,t}}$分别表示独立储能es在时段t结束时的荷电状态上下限。

（七）独立储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

$$E_{es}^{0} = E_{es}^{ini}$$

$$E_{es}^{T} = E_{es}^{fin}$$

其中，E_{es}^{0}代表用于计算的初始$(P_{al,t}^{MAX})^{SCED}$荷电状态，E_{es}^{ini}代表前一天最后时段的荷电状态，E_{es}^{T}代表用于计算的最后一个时段目标荷电状态，E_{es}^{fin}代表申报的最后一个时段的荷电状态。

（八）虚拟电厂发用电功率约束

当虚拟电厂处于负荷状态时，功率上下限为：

$$P_{vpp,t}^{el(MAX)} = MAX\left[(1-\delta)P_{vpp,t}^{el,SCED},(P_{vpp}^{el(MAX)})^{SCED}\right]$$

$$P_{vpp,t}^{el(MIN)} = MIN\left[(1+\delta)P_{vpp,t}^{el,SCED},(P_{vpp}^{el(MIN)})^{SCED}\right]$$

当虚拟电厂处于电源状态时，功率上下限为：

$$P_{vpp,t}^{gn(MIN)} = MAX\left[(1-\delta)P_{vpp,t}^{gn,SCED},(P_{vpp}^{gn(MIN)})^{SCED}\right]$$

$$P_{vpp,t}^{gn(MAX)} = MIN\left[(1+\delta)P_{vpp,t}^{gn,SCED},(P_{vpp}^{gn(MAX)})^{SCED}\right]$$

其中，δ为 *LMP*模型中允许虚拟电厂偏离日前 SCED 优化结果的比例，$P_{vpp,t}^{gn,SCED}$、$P_{vpp,t}^{el,SCED}$为日前 SCED 的发用电功率结果。

（九）并网型绿电直连项目发用电功率约束

当并网型绿电直连项目处于下网状态时，功率上下限为：

$$P_{gdcc,t}^{el(MAX)} = MAX\left[(1-\delta)P_{gdcc,t}^{el,SCED},(P_{gdcc}^{el(MAX)})^{SCED}\right]$$
$$P_{gdcc,t}^{el(MIN)} = MIN\left[(1+\delta)P_{gdcc,t}^{el,SCED},(P_{gdcc}^{el(MIN)})^{SCED}\right]$$

当并网型绿电直连项目处于上网状态时，功率上下限为：

$$P_{gdcc,t}^{gn(MIN)} = MAX\left[(1-\delta)P_{gdcc,t}^{gn,SCED},(P_{gdcc}^{gn(MIN)})^{SCED}\right]$$
$$P_{gdcc,t}^{gn(MAX)} = MIN\left[(1+\delta)P_{gdcc,t}^{gn,SCED},(P_{gdcc}^{gn(MAX)})^{SCED}\right]$$

其中，δ为 *LMP*模型中允许并网型绿电直连项目偏离日前 SCED 优化结果的比例，$P_{gdcc,t}^{gn,SCED}$、$P_{gdcc,t}^{el,SCED}$为日前 SCED 的发用电功率结果。

（十）虚拟电厂爬坡率约束

虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} \le \Delta P_{vpp}^{Uge}$$
$$P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} \le \Delta P_{vpp}^{Dge}$$
$$P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} \le \Delta P_{vpp}^{Uel}$$
$$P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} \le \Delta P_{vpp}^{Del}$$

其中，ΔP_{vpp}^{Uge}、ΔP_{vpp}^{Uel}为虚拟电厂vpp发用电最大上爬坡率，ΔP_{vpp}^{Dge}、ΔP_{vpp}^{Del}为虚拟电厂vpp发用电最大爬坡率。

（十一） 并网型绿电直连项目爬坡率约束

并网型绿电直连项目上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求:

$$P_{gdcc,t}^{ge} - P_{gdcc,t-1}^{ge} \le \Delta P_{gdcc}^{Uge}$$

$$P_{gdcc,t-1}^{ge} - P_{gdcc,t}^{ge} \le \Delta P_{gdcc}^{Dge}$$

$$P_{gdcc,t}^{el} - P_{gdcc,t-1}^{el} \le \Delta P_{gdcc}^{Uel}$$

$$P_{gdcc,t-1}^{el} - P_{gdcc,t}^{el} \le \Delta P_{gdcc}^{Del}$$

其中，ΔP_{gdcc}^{Uge}、ΔP_{gdcc}^{Uel}为并网型绿电直连项目发用电最大上爬坡率，ΔP_{gdcc}^{Dge}、ΔP_{gdcc}^{Del}为并网型绿电直连项目发用电最大爬坡率。

（十二）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为:

$$-P_l^{MAX} \le \sum_{i=1}^{N} G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^{K} G_{l-k} D_{k,t} +$$

$$\sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} + G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{l-v} P_{vpp,t}^{ge} + G_{l-v} P_{vpp,t}^{el}) +$$

$$\sum_{gdcc=1}^{GDCC} (G_{l-g} P_{gdcc,t}^{ge} + G_{l-g} P_{gdcc,t}^{el}) - SL_l^{+} + SL_l^{-} \le P_l^{MAX}$$

其中，P_l^{MAX}为线路l的潮流传输极限；G_{l-i}为发电企业i所在节点对线路l的灵敏度因子；G_{l-j}为联络线j所在节点对线路l的灵敏度因子；K为系统的节点数量；G_{l-k}为节点

k对线路l的灵敏度因子；$D_{k,t}$为节点k在时段t的母线负荷值；G_{l-e}为独立储能es所在节点e对线路l的灵敏度因子；G_{l-v}表示虚拟电厂vpp所在节点v对线路l的灵敏度因子；G_{l-g}表示并网型绿电直连项目所在节点g对线路l的灵敏度因子；$SL_{l,t}^{+}$、SL_{l}^{-}分别为线路l的正、反向潮流松弛变量。

（十三）断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{MIN} \le \sum_{i=1}^{N} G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^{K} G_{s-k} D_{k,t} +$$

$$\sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) + \sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge} + G_{s-v} P_{vpp,t}^{el}) +$$

$$\sum_{gdcc=1}^{GDCC} (G_{s-g} P_{gdcc,t}^{ge} + G_{s-g} P_{gdcc,t}^{el}) - SL_s^{+} + SL_s^{-} \le P_s^{MAX}$$

其中，P_s^{MIN}、P_s^{MAX}分别为断面s的潮流传输极限；G_{s-i}为机组i所在节点对断面s的灵敏度因子；G_{s-j}为联络线j所在节点对断面s的灵敏度因子；G_{s-k}为节点k对断面s的灵敏度因子；G_{s-e}为独立储能es所在节点e对断面s的灵敏度因子；G_{s-v}表示虚拟电厂vpp所在节点v对断面s的灵敏度因子；G_{s-g}表示虚拟电厂vpp所在节点g对断面s的灵敏度因子；$SL_{l,t}^{+}$、SL_{s}^{-}分别为断面s的正、反向潮流松弛变量

求解上述节点电价计算模型，得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点 k 在时段 t 的节点电价为：

$$LMP_{k,t}=\lambda_t-\sum_{l=1}^{L}\left(\tau_{l,t}^{MAX}-\tau_{l,t}^{MIN}\right)G_{l-k}-\sum_{s=1}^{S}\left(\tau_{s,t}^{MAX}-\tau_{s,t}^{MIN}\right)G_{s-k}$$

其中：

λ_t 为时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

$\tau_{l,t}^{MAX}$ 为线路 l 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当线路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{l,t}^{MIN}$ 为线路 l 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当线路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{MAX}$ 为断面 s 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{MIN}$ 为断面 s 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子；

G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。

（注：所有拉格朗日乘子均大于等于0）

附件七：实时安全约束经济调度数学模型

实时市场出清SCED的目标函数如下所示：

$$MIN\left\{\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}C_{i,t}(P_{i,t})+\sum_{t=1}^{T}M_b\left[LB_t^{+}+LB_t^{-}\right]+\right.$$
$$\sum_{l=1}^{NL}\sum_{t=1}^{T}M_l\left[SL_{l,t}^{+}+SL_{l,t}^{-}\right]+\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}M_s\left[SL_{s,t}^{+}+SL_{s,t}^{-}\right]+$$
$$\left.\sum_{vpp=1}^{VPP}\sum_{t=1}^{T\in优化}\left[C_{vpp,t}(P_{vpp,t})\right]+\sum_{gdcc=1}^{GDCC}\sum_{t=1}^{T\in优化}\left[C_{gdcc,t}(P_{gdcc,t})\right]\right\}$$

其中：

N表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组与新能源场站，不包括独立储能、虚拟电厂；

T表示所考虑的总时段数，每15分钟一个时段，考虑未来1小时4个时段或2小时8个时段；

$P_{i,t}$表示发电企业i在时段t的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$为发电企业i在时段t的运行费用，是与发电企业申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

M_b为的发用电平衡约束的惩罚因子；

LB_t^{+}、LB_t^{-}分别为发用电平衡约束时段t的正、反向松弛变量；

M_l、M_s分别为线路、断面潮流约束松弛罚因子；

$SL_{l,t}^{+}$、$SL_{l,t}^{-}$分别为线路l的正、反向潮流松弛变量；NL为线路总数；

$SL_{s,t}^{+}$、$SL_{s,t}^{-}$分别为断面s的正、反向潮流松弛变量；NS为断面总数；

VPP表示直控式虚拟电厂的总数，$C_{vpp,t}(P_{vpp,t})$是直控式虚拟电厂的运行费用，是与直控式虚拟电厂申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

$GDCC$表示并网型绿电直连项目的总数，$C_{gdcc,t}(P_{gdcc,t})$是并网型绿电直连项目的运行费用，是与并网型绿电直连项目申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数。

实时市场出清SCED的约束条件包括：

（一）系统负荷平衡约束

对于每个时段t，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} + \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} + \sum_{gdcc=1}^{NG} P_{gdcc,t}^{ge} = D_t$$

其中，$P_{i,t}$表示发电企业i在时段t的出力，$T_{j,t}$表示联络线j在时段t的计划功率（送入为正、输出为负），NT为联络线总数，D_t为时段t的系统负荷。

（二）机组出力上下限约束

发电企业的出力应该处于其最大、最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{MIN} \le P_{i,t} \le P_{i,t}^{MAX}$$

对于未来时段停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、$P_{i,t}^{MAX}$ 均取为零。

（三）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{MIN} \le \sum_{i \in j} P_{i,t} \le P_{j,t}^{MAX}$$

其中，$P_{j,t}^{MIN}$ 、$P_{j,t}^{MAX}$ 为机组群 j 在时段 t 的最大、最小出力。

（四）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \le RU_i$$
$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \le RD_i$$

其中，RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率，RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（五）直控式虚拟电厂发用电功率约束

直控式虚拟电厂出清的发用电功率需要在直控式虚拟电厂的最大最小发电/用电容量范围内，$\alpha_{vpp,t}$ 和 $\beta_{vpp,t}$ 是控制直控式虚拟电厂发用电的 0-1 变量。

$$\begin{cases} \alpha_{vpp,t} P_{vpp,t}^{ge(MIN)} \le P_{vpp,t}^{ge} \le \alpha_{vpp,t} P_{vpp,t}^{ge(MAX)} \\ \beta_{vpp,t} P_{vpp,t}^{el(MIN)} \le P_{vpp,t}^{el} \le \beta_{vpp,t} P_{vpp,t}^{el(MAX)} \\ 0 \le \alpha_{vpp,t} + \beta_{vpp,t} \le 1 \\ P_{vpp,t}^{el(MIN)} < 0, P_{vpp,t}^{el(MAX)} < 0 \end{cases}$$

其中，$P_{vpp,t}^{ge(MAX)}$、$P_{vpp,t}^{ge(MIN)}$、$P_{vpp,t}^{el(MAX)}$、$P_{vpp,t}^{el(MIN)}$分别表示直控式虚拟电厂 vpp 的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

（六）并网型绿电直连项目发用电功率约束

并网型绿电直连项目出清的发用电功率需要在并网型绿电直连项目的最大最小发电/用电容量范围内，$\alpha_{gdcc,t}$和$\beta_{gdcc,t}$是并网型绿电直连项目发用电的 0-1 变量。

$$\begin{cases} \alpha_{gdcc,t} P_{gdcc,t}^{ge(MIN)} \le P_{gdcc,t}^{ge} \le \alpha_{gdcc,t} P_{gdcc,t}^{ge(MAX)} \\ \beta_{gdcc,t} P_{gdcc,t}^{el(MIN)} \le P_{gdcc,t}^{el} \le \beta_{gdcc,t} P_{gdcc,t}^{el(MAX)} \\ 0 \le \alpha_{gdcc,t} + \beta_{gdcc,t} \le 1 \\ P_{gdcc,t}^{el(MIN)} < 0, P_{gdcc,t}^{el(MAX)} < 0 \end{cases}$$

其中，$P_{gdcc,t}^{ge(MAX)}$、$P_{gdcc,t}^{ge(MIN)}$、$P_{gdcc,t}^{el(MAX)}$、$P_{gdcc,t}^{el(MIN)}$分别表示并网型绿电直连项目的现货市场优化时段申报或计算出的最大、最小发电/用电容量。

（七）直控式虚拟电厂爬坡率约束

直控式虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} \le \Delta P_{vpp}^{Uge}$$
$$P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} \le \Delta P_{vpp}^{Dge}$$
$$P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} \le \Delta P_{vpp}^{Uel}$$
$$P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} \le \Delta P_{vpp}^{Del}$$

其中，ΔP_{vpp}^{Uge}、ΔP_{vpp}^{Uel}为直控式虚拟电厂 vpp 发用电最大上爬坡率，ΔP_{vpp}^{Dge}、ΔP_{vpp}^{Del}为直控式虚拟电厂 vpp 发用电最大爬坡率。

（八）并网型绿电直连项目爬坡率约束

并网型绿电直连项目上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求:

$$P_{gdcc,t}^{ge} - P_{gdcc,t-1}^{ge} \le \Delta P_{gdcc}^{Uge}$$
$$P_{gdcc,t-1}^{ge} - P_{gdcc,t}^{ge} \le \Delta P_{gdcc}^{Dge}$$
$$P_{gdcc,t}^{el} - P_{gdcc,t-1}^{el} \le \Delta P_{gdcc}^{Uel}$$
$$P_{gdcc,t-1}^{el} - P_{gdcc,t}^{el} \le \Delta P_{gdcc}^{Del}$$

其中，ΔP_{gdcc}^{Uge}、ΔP_{gdcc}^{Uel}为并网型绿电直连项目发用电最大上爬坡率，ΔP_{gdcc}^{Dge}、ΔP_{gdcc}^{Del}为并网型绿电直连项目发用电最大爬坡率。

（九）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为:

$$-P_l^{MAX} \le \sum_{i=1}^{N} G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^{K} G_{l-k} D_{k,t} +$$
$$\sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{l-v} P_{vpp,t}^{ge} + G_{l-v} P_{vpp,t}^{el}) + \sum_{gdcc=1}^{GDCC} (G_{l-g} P_{gdcc,t}^{ge} + G_{l-g} P_{gdcc,t}^{el}) -$$
$$SL_l^{+} + SL_l^{-} \le P_l^{MAX}$$

其中，P_l^{MAX}为线路l的潮流传输极限；G_{l-i}为发电企业i所在节点对线路l的灵敏度因子；G_{l-j}为联络线j所在节点对线路l的灵敏度因子；K为系统的节点数量；G_{l-k}为节点k对线路l的灵敏度因子；$D_{k,t}$为节点k在时段t的母线负荷值；G_{l-v}表示直控式虚拟电厂vpp所在节点v对线路l的灵敏度因子；G_{l-g}表示并网型绿电直连项目所在节点g对线路l的灵敏度因子；$SL_{l,t}^{+}$、SL_l^{-}分别为线路l的正、反向潮流松弛变量。

（十）断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{MIN} \le \sum_{i=1}^{N} G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^{K} G_{s-k} D_{k,t} +$$

$$\sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge} + G_{s-v} P_{vpp,t}^{el}) + \sum_{gdcc=1}^{GDCC} (G_{s-g} P_{gdcc,t}^{ge} + G_{s-g} P_{gdcc,t}^{el}) -$$

$$SL_s^{+} + SL_s^{-} \le P_s^{MAX}$$

其中，P_s^{MIN}、P_s^{MAX}分别为断面s的潮流传输极限；G_{s-i}为机组i所在节点对断面s的灵敏度因子；G_{s-j}为联络线j所在节点对断面s的灵敏度因子；G_{s-k}为节点k对断面s的灵敏度因子；G_{s-v}表示直控式虚拟电厂vpp所在节点v对断面s的灵敏度因子；G_{s-g}表示并网型绿电直连项目所在节点g对断面s的灵敏度因子；SL_s^{+}、SL_s^{-}分别为断面s的正、反向潮流松弛变量。

附件八：实时节点电价数学模型

实时市场节点电价（*LMP*）计算模型如下：

目标函数：

$$MIN\left\{\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}C_{i,t}(P_{i,t})+\sum_{t=1}^{T}M_{b}^{'}\left[LB_{t}^{+}+LB_{t}^{-}\right]+\right.$$
$$\sum_{l=1}^{NL}\sum_{t=1}^{T}M_{l}^{'}\left[SL_{l,t}^{+}+SL_{l,t}^{-}\right]+\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}M_{s}^{'}\left[SL_{s,t}^{+}+SL_{s,t}^{-}\right]+$$
$$\left.\sum_{vpp=1}^{VPP}\sum_{t=1}^{T\in优化}\left[C_{vpp,t}(P_{vpp,t})\right]+\sum_{gdcc=1}^{GDCC}\sum_{t=1}^{T\in优化}\left[C_{gdcc,t}(P_{gdcc,t})\right]\right\}$$

其中：

N表示发电企业的总数，包括非市场化发电机组、燃煤机组与新能源场站，不包括独立储能、虚拟电厂；

T表示所考虑的总时段数，每15分钟一个时段，考虑未来1小时4个时段或2小时8个时段；

$P_{i,t}$表示发电企业i在时段t的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$为发电企业i在时段t的运行费用，是与发电企业申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

$M_{b}^{'}$为的发用电平衡约束的惩罚因子；

LB_{t}^{+}、LB_{t}^{-}分别为发用电平衡约束时段t的正、反向松弛变量；

$M_l^{'}$、$M_s^{'}$分别为线路、断面潮流约束松弛罚因子；

$SL_{l,t}^{+}$、$SL_{l,t}^{-}$分别为线路l的正、反向潮流松弛变量；NL为线路总数；

$SL_{s,t}^{+}$、$SL_{s,t}^{-}$分别为断面s的正、反向潮流松弛变量；NS为断面总数。

实时节点电价计算模型的约束条件包括：

（一）系统负荷平衡约束

对于每个时段t，负荷平衡约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} + \sum_{vpp=1}^{NE} P_{vpp,t}^{el} + \sum_{vpp=1}^{NG} P_{vpp,t}^{ge} + \sum_{gdcc=1}^{NG} P_{gdcc,t}^{ge} = D_t$$

其中，$P_{i,t}$表示发电企业i在时段t的出力，$T_{j,t}$表示联络线j在时段t的计划功率（送入为正、输出为负），NT为联络线总数，D_t为时段t的系统负荷。

（二）机组出力上下限约束

发电企业的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{MIN} \le P_{i,t} \le P_{i,t}^{MAX}$$

对于停机的机组，上式中$P_{i,t}^{MIN}$、$P_{i,t}^{MAX}$均取为零。

对于不可定价机组，上式中$P_{i,t}^{MIN}$、$P_{i,t}^{MAX}$均取SCED优化结果中机组i在时段t的中标出力$P_{i,t}^{SCED}$；对于可定价机组，上式中$P_{i,t}^{MIN}$、$P_{i,t}^{MAX}$取如下数值：

$$P_{i,t}^{MIN} = MAX\left[(1-\delta)P_{i,t}^{SCED},(P_{i,t}^{MIN})^{SCED}\right]$$

$$P_{i,t}^{MAX} = MIN\left[(1+\delta)P_{i,t}^{SCED},(P_{i,t}^{MAX})^{SCED}\right]$$

其中，δ为LMP模型中允许机组偏离实时SCED优化结果的比例，$(P_{i,t}^{MIN})^{SCED}$、$(P_{i,t}^{MAX})^{SCED}$分别为实时SCED模型中的机组最大、最小出力。

（三）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{j,t}^{MIN} \le \sum_{i\in j} P_{i,t} \le P_{j,t}^{MAX}$$

其中，$P_{j,t}^{MIN}$、$P_{j,t}^{MAX}$为机组群j在时段t的最大、最小出力。

（四）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \le RU_i$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \le RD_i$$

其中，RU_i表示机组i最大上爬坡速率，RD_i表示机组i最大下爬坡速率。

（五）并网型绿电直连项目发用电功率约束

当并网型绿电直连项目处于下网状态时，功率上下限为：

$$P_{gdcc,t}^{el(MAX)} = MAX\left[(1-\delta)P_{gdcc,t}^{el,SCED},(P_{gdcc}^{el(MAX)})^{SCED}\right]$$
$$P_{gdcc,t}^{el(MIN)} = MIN\left[(1+\delta)P_{gdcc,t}^{el,SCED},(P_{gdcc}^{el(MIN)})^{SCED}\right]$$

当并网型绿电直连项目处于上网状态时，功率上下限为：

$$P_{gdcc,t}^{gn(MIN)} = MAX\left[(1-\delta)P_{gdcc,t}^{gn,SCED},(P_{gdcc}^{gn(MIN)})^{SCED}\right]$$
$$P_{gdcc,t}^{gn(MAX)} = MIN\left[(1+\delta)P_{gdcc,t}^{gn,SCED},(P_{gdcc}^{gn(MAX)})^{SCED}\right]$$

其中，δ为 LMP模型中允许并网型绿电直连项目偏离实时SCED优化结果的比例，$P_{gdcc,t}^{gn,SCED}$、$P_{gdcc,t}^{el,SCED}$为实时SCED的发用电功率结果。

（六）直控式虚拟电厂发用电功率约束

当直控式虚拟电厂处于负荷状态时，功率上下限为：

$$P_{vpp,t}^{el(MAX)} = MAX\left[(1-\delta)P_{vpp,t}^{el,SCED},(P_{vpp}^{el(MAX)})^{SCED}\right]$$
$$P_{vpp,t}^{el(MIN)} = MIN\left[(1+\delta)P_{vpp,t}^{el,SCED},(P_{vpp}^{el(MIN)})^{SCED}\right]$$

当直控式虚拟电厂处于电源状态时，功率上下限为：

$$P_{vpp,t}^{gn(MIN)} = MAX\left[(1-\delta)P_{vpp,t}^{gn,SCED},(P_{vpp}^{gn(MIN)})^{SCED}\right]$$
$$P_{vpp,t}^{gn(MAX)} = MIN\left[(1+\delta)P_{vpp,t}^{gn,SCED},(P_{vpp}^{gn(MAX)})^{SCED}\right]$$

其中，δ为 LMP模型中允许直控式虚拟电厂偏离实时SCED优化结果的比例，$P_{vpp,t}^{gn,SCED}$、$P_{vpp,t}^{el,SCED}$为实时SCED的发用电功率结果。

（七）直控式虚拟电厂爬坡率约束

直控式虚拟电厂上调节或下调节时，均应满足爬坡率要求：

$$P_{vpp,t}^{ge} - P_{vpp,t-1}^{ge} \le \Delta P_{vpp}^{Uge}$$
$$P_{vpp,t-1}^{ge} - P_{vpp,t}^{ge} \le \Delta P_{vpp}^{Dge}$$
$$P_{vpp,t}^{el} - P_{vpp,t-1}^{el} \le \Delta P_{vpp}^{Uel}$$
$$P_{vpp,t-1}^{el} - P_{vpp,t}^{el} \le \Delta P_{vpp}^{Del}$$

其中，ΔP_{vpp}^{Uge}、ΔP_{vpp}^{Uel}为直控式虚拟电厂 vpp 发用电最大上爬坡率，ΔP_{vpp}^{Dge}、ΔP_{vpp}^{Del}为直控式虚拟电厂 vpp 发用电最大爬坡率。

（八）并网型绿电直连项目爬坡率约束

并网型绿电直连项目上网、下网时，均应满足爬坡率要求：

$$P_{gdcc,t}^{ge} - P_{gdcc,t-1}^{ge} \le \Delta P_{gdcc}^{Uge}$$
$$P_{gdcc,t-1}^{ge} - P_{gdcc,t}^{ge} \le \Delta P_{gdcc}^{Dge}$$
$$P_{gdcc,t}^{el} - P_{gdcc,t-1}^{el} \le \Delta P_{gdcc}^{Uel}$$
$$P_{gdcc,t-1}^{el} - P_{gdcc,t}^{el} \le \Delta P_{gdcc}^{Del}$$

其中，ΔP_{gdcc}^{Uge}、ΔP_{gdcc}^{Uel}为并网型绿电直连项目发用电最大上爬坡率，ΔP_{gdcc}^{Dge}、ΔP_{gdcc}^{Del}为并网型绿电直连项目发用电最大爬坡率。

（九）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{MAX} \le \sum_{i=1}^{N} G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^{K} G_{l-k} D_{k,t} +$$

$$\sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{l-v} P_{vpp,t}^{ge} + G_{l-v} P_{vpp,t}^{el}) + \sum_{gdcc=1}^{GDCC} (G_{l-g} P_{gdcc,t}^{ge} + G_{l-g} P_{gdcc,t}^{el}) -$$

$$SL_l^+ + SL_l^- \le P_l^{MAX}$$

其中，P_l^{MAX}为线路l的潮流传输极限；G_{l-i}为发电企业i所在节点对线路l的灵敏度因子；G_{l-j}为联络线j所在节点对线路l的灵敏度因子；K为系统的节点数量；G_{l-k}为节点k对线路l的灵敏度因子；$D_{k,t}$为节点k在时段t的母线负荷值；G_{l-v}表示直控式虚拟电厂vpp所在节点v对线路l的灵敏度因子；G_{l-g}表示并网型绿电直连项目所在节点g对线路l的灵敏度因子；$SL_{l,t}^+$、SL_l^-分别为线路l的正、反向潮流松弛变量。

（十）断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{MIN} \le \sum_{i=1}^{N} G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^{K} G_{s-k} D_{k,t} +$$

$$\sum_{vpp=1}^{VPP} (G_{s-v} P_{vpp,t}^{ge} + G_{s-v} P_{vpp,t}^{el}) + \sum_{gdcc=1}^{GDCC} (G_{s-g} P_{gdcc,t}^{ge} + G_{s-g} P_{gdcc,t}^{el}) -$$

$$SL_s^+ + SL_s^- \le P_s^{MAX}$$

其中，P_s^{MIN}、P_s^{MAX}分别为断面s的潮流传输极限；G_{s-i}为机组i所在节点对断面s的灵敏度因子；G_{s-j}为联络线j所在节点对断面s的灵敏度因子；G_{s-k}为节点k对断面s的灵敏度因子；G_{s-v}表示直控式虚拟电厂vpp所在节点v对断面

s的灵敏度因子；G_{s-g}表示并网型绿电直连项目所在节点g对断面s的灵敏度因子；SL_s^+、SL_s^-分别为断面s的正、反向潮流松弛变量。

求解上述节点电价计算模型，得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点k在时段t的节点电价为：

$$LMP_{k,t}=\lambda_t-\sum_{l=1}^{L}\left(\tau_{l,t}^{MAX}-\tau_{l,t}^{MIN}\right)G_{l-k}-\sum_{s=1}^{S}\left(\tau_{s,t}^{MAX}-\tau_{s,t}^{MIN}\right)G_{s-k}$$

其中：

λ_t为时段t系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

$\tau_{l,t}^{MAX}$为线路l最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当线路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{l,t}^{MIN}$为线路l最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当线路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{MAX}$为断面s最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{MIN}$为断面s最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

G_{l-k}为节点k对线路l的灵敏度因子；

G_{s-k}为节点k对断面s的灵敏度因子。

（注：所有拉格朗日乘子均大于等于0）

吉林省电力辅助服务（调频）市场实施细则

（试行 5.0 版）

目录

1 总述 1
2 适用范围 1
3 引用文件 1
4 名词解释 2
5 调频市场经营主体 4
5.1 调频服务提供者 4
5.1.1 并网发电单元 4
5.1.2 新型经营主体 4
5.1.3 基本准入条件 5
5.2 调频服务费用分摊者 6
6 交易组织 6
6.1 组织方式 6
6.2 调频日前信息披露 6
6.3 市场申报 7
6.3.1 缺省参数 7
6.3.2 调频意愿 8
6.3.3 调频里程价格 8
6.3.4 调频容量 8
6.3.5 新型经营主体物理参数 9
6.4 日前机组排序及市场出清 9
6.4.1 排序价格计算 10
6.4.2 调频市场出清 10
6.4.3 新型经营主体出清方式 11
6.5 实时机组排序及市场出清 11
6.5.1 排序价格计算 11
6.5.2 调频市场出清 12
6.5.3 新型经营主体出清方式 13
6.6 调频调用 14
6.6.1 下调频调用 14
6.6.2 上调频调用 16
6.7 市场考核 16
7 计量与结算 17
7.1 计量依据 17
7.2 结算模式 17
7.3 调频里程补偿 18
7.4 调频费用分摊 18
8 市场干预 19
9 信息披露 20
附件一：市场参数表 21
附件二：调频服务提供者性能系数相关参数计算公式 23

附件三：调频服务提供者调频性能系数计算场景.....25

1 总述

为进一步规范吉林电网调频辅助服务运行，建立调频辅助服务市场化运营新机制，发挥市场在调频资源配置中的决定性作用，保障吉林电网安全稳定运行，制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于现货电能量市场运行后的吉林电网调频市场运营及管理。

3 引用文件

（一）《电力监管条例》（国务院令第432号）

（二）《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

（三）《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）

（四）《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）

（五）《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）

（六）《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）

（七）《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196号）

（八）《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）

4 名词解释

（一）调频辅助服务：指并网主体通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，跟踪电力调度机构下达的指令，按照一定调节速率实时调整发用电功率，以满足电力系统频率、联络线功率控制要求的服务。

（二）综合调频性能系数（k）：用于衡量并网发电单元、新型经营主体响应AGC/APC控制指令的综合性能表现，包括调节速率k_1、调节精度k_2和响应时间k_3三个因子。综合调频性能系数按次计算，参与现货市场的并网发电单元、新型经营主体i第j次AGC调节的综合调频性能系数为：

$$k^{i,j}=0.7k_1^{i,j}+0.15k_2^{i,j}+0.15k_3^{i,j}$$

综合调频性能系数最大值暂定为2。

（三）时段综合调频性能系数（k_t）：用于衡量并网发电单元、新型经营主体i第n个时段（15分钟）的时段综合调频性能，计算公式为：

$$k_t^{i,n}=\frac{\sum_{j=1}^{J}k^{i,j}}{J}$$

式中，J为并网发电单元、新型经营主体i在第n个时段内AGC/APC调节的次数。

（四）历史综合调频性能系数（k_p）：电力调度机构在日前现货市场开市前，以最近48个调频市场实际调用时段并网发电单元、新型经营主体的k_t值计算k_p，作为运行日调频市场出清依据，计算公式为：

$$k_p^i = \frac{\sum_{n=1}^{48} k_t^{i,n}}{48}$$

（五）调频单元：在调频辅助服务市场中，中标或实际调用的并网发电单元及新型经营主体。

（六）调频容量需求：指为保持联络线功率及系统频率稳定，电力调度机构根据负荷预测、新能源功率预测及实际运行情况等因素确定的总调频容量需求值。

（七）调频里程：指调频单元有效响应AGC/APC控制指令的调节出力，单位为兆瓦。分以下三种情况：

（1）单指令周期内，若调频单元出力进入目标值调节死区范围内，则该指令周期的调频里程为调频单元进入调节死区时刻指令目标值与动作初始值之差的绝对值；

（2）单指令周期内，若调频单元出力未进入目标值调节死区范围内，当指令结束时的出力与指令目标值同向时，则该指令周期的调频里程为指令结束时出力与动作初始值之差的绝对值；

（3）单指令周期内，若调频单元出力未进入目标值调节死区范围内，当指令结束时的出力与指令目标值反向时，则该指令周期的调频里程不予累计。

5 调频市场经营主体

调频经营主体包括调频服务提供者、调频服务费用分摊者。

5.1 调频服务提供者

调频服务提供者包括并网发电单元与新型经营主体。

5.1.1 并网发电单元

并网发电单元包括满足准入条件的10万千瓦及以上公用燃煤机组（下文简称“竞价燃煤机组”）、光热电站、新能源场站。

并网发电单元投资建设配套储能装置的，经电力调度机构审核通过后作为联合主体参与调频市场；配套储能满足独立储能相关要求时，与并网发电单元协商一致后，可自愿按照吉林省有关规定转为独立储能参与调频市场。

5.1.2 新型经营主体

新型经营主体包括:

（一）满足市场准入条件的独立储能;

（二）满足市场准入条件的虚拟电厂交易单元;

（三）满足市场准入条件的并网型绿电直连项目（上网状态）。

上述相关主体的定义详见《吉林省现货电能量市场交易实施细则》。

5.1.3 基本准入条件

调频服务提供者应具备以下基本条件:

（一）具备 AGC/APC 功能，可靠接收和连续执行调度机构 AGC/APC 系统实时下达的指令，提供符合规定要求的调频响应，并实时将 AGC/APC 设备的运行参数传输到电力调度机构的主站系统。加装 AGC/APC 设备的调频服务提供者应保证其正常运行，不得擅自退出 AGC/APC 功能或修改 AGC/APC 设备的运行参数;

其中，具有能量状态运行约束的新型经营主体应具备参与调频市场的能量监测与管理系统，能量状态相关参数需与电网实时交互，并满足相关信息通信要求。

（二）调频市场开市前，经过改造或综合调频性能发生显著变化的调频服务提供者可以自愿向电力调度机构申请性能测试。竞价燃煤机组、光热电站、独立储能、虚拟电厂交易单元若最近 7 天调用时段数小于 48 个时段，可向电力调度机构申请测试。

测试期间调频服务提供者应至少 48 个时段投入调频模式，测试结果作为其参与最新周期调频市场的初始性能参数。历史综合调频性能系数测试值（k_p^i）低于准入值k_p^{th}的暂不参与调频市场，相关参数依据市场情况定期调整。

调频服务提供者开展性能测试期间，作为强制中标调频单元，不予支付调频补偿费用。

5.2 调频服务费用分摊者

调频服务费用分摊者包括用电侧主体和未参与电能量市场交易的发电侧主体。

6 交易组织

6.1 组织方式

竞价日（D-1 日），电力调度机构开展运行日（D 日）调频市场信息披露工作，调频服务提供者申报调频里程价格、标准调频容量等信息。满足调频市场准入条件的竞价燃煤机组、光热电站、新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）应当参与调频市场报价；独立储能可按日选择仅参与电能量市场或同时参与调频市场和电能量市场；虚拟电厂交易单元按日自愿参与调频市场。调频市场交易组织采用日前报价、日前预出清、实时出清的模式，调频市场正式出清在现货电能量市场实时出清后开展，日前出清结果不作为结算依据，以实时出清结果作为结算依据。日内各时段以 15 分钟为周期开展滚动出清。

6.2 调频日前信息披露

D-1 日 08:45 前，市场运营机构发布运行日调频市场信息。

（一）调频需求，即电力调度机构根据电网运行情况

确定的D日调频市场出清容量需求（公开信息）；

（二）调频服务提供者相应的历史综合调频性能系数（k_p^i）、标准调频容量申报上下限（私有信息）；

（三）运行日历史综合调频性能系数满足准入值的调频服务提供者（公开信息）；低于准入值的调频服务提供者暂不参与D日的调频市场报价与出清。

条件具备时，电力调度机构组织开展调频市场分时段交易并发布时段划分信息与各时段调频需求。

6.3 市场申报

6.3.1 缺省参数

调频市场开市前，应设置调频服务提供者调频容量、调频里程报价缺省值，对于参与调频市场但迟报、漏报或不报相关信息的调频服务提供者均采用缺省值作为申报信息。

独立储能、虚拟电厂交易单元需向电力调度机构提供参与调频市场的缺省物理参数，经电力调度机构审核批准后生效。如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改。

独立储能参与调频市场的缺省参数包括但不限于：额定功率、额定功率充放电持续响应时间、充放电效率、日充放电转换次数、缺省标准调频容量。

虚拟电厂交易单元参与调频市场的缺省参数包括但不

限于：基础调节容量、最大爬坡速率、调节时长约束特性参数、各时段区间调频类资源测试调节容量、各时段区间调频类资源测试持续响应时间、调频类资源及其相应物理运行参数。

6.3.2 调频意愿

D-1 日 09:45 前，计划参与调频市场的独立储能、虚拟电厂交易单元需申报调频意愿，若迟报、漏报或不报，则认定相关主体不参与调频市场。

6.3.3 调频里程价格

D-1 日 09:45 前，参与调频市场的调频服务提供者在上、下限范围（R_4）申报 D 日全天的调频里程价格（元/兆瓦），最小单位是 0.1 元/兆瓦。

6.3.4 调频容量

D-1 日 09:45 前，参与调频市场的调频服务提供者基于调频容量限值申报标准调频容量：

（一）竞价燃煤机组标准调频容量申报下限值＝额定有功功率×g_1；申报上限值为额定有功功率×g_2；

为防止调频造成系统潮流分布大幅变化影响系统稳定运行，规定单个电厂的所有中标发电单元调频容量之和不超过该时段调频容量需求值×G_1；

（二）光热电站标准调频容量申报下限值＝额定有功功率×g_1；申报上限值为额定有功功率×g_2；

（三）独立储能标准调频容量申报上限值为额定功率×g_3；

（四）虚拟电厂交易单元标准调频容量申报上限值＝日调节容量×g_4；

独立储能、虚拟电厂交易单元总中标调频容量不超过该时段调频容量需求值×G_2；

（五）新能源场站标准调频容量申报上限值为额定装机容量×g_5。

（六）并网型绿电直连项目（上网状态）标准调频容量申报上限值为发电容量×g_6。

6.3.5 新型经营主体物理参数

D-1 日 09:45 前，独立储能、虚拟电厂交易单元申报调频意愿的同时，应申报相关物理参数：

独立储能需申报：

最大、最小允许荷电状态，单位为%，即依据最大、最小充放电功率申报的调频市场优化存储电量极限；若迟报、漏报或不报，最大、最小允许荷电状态默认为 100%和零。

虚拟电厂交易单元需申报：

聚合资源总容量、最大上调、下调容量相关参数按照其在现货市场申报值确定。

6.4 日前机组排序及市场出清

6.4.1 排序价格计算

（一）调频性能归一化

调频服务提供者出清前需要进行调频性能归一化。归一化公式为：

$$K_i = \frac{k_p^i}{k_{(Avr)} \times \lambda}$$

式中：

K_i为调频服务提供者i归一化后的历史综合调频性能系数；

$k_{(Avr)}$为当前调频序列各调频服务提供者的历史综合调频性能系数k_p^i的算术平均值；

λ为调频市场性能排序因子。

（二）报价调整

调频服务提供者i的调频里程排序价格为：

$$P_i = \frac{C_i}{K_i}$$

式中：

C_i为调频服务提供者i申报的调频里程价格。

6.4.2 调频市场出清

（一）电力调度机构在满足安全校核的前提下，排除AGC/APC装置异常、试验、因系统安全约束固定出力、启停机过程中等情况下的调频服务提供者后，以15分钟为周

期开展调频市场日前预出清，确定调频市场日前预出清中标单元及其中标调频容量。

（二）电力调度机构按照调频服务提供者调频里程排序价格由低到高进行排序，直至满足调频市场需求。当排序价格相同时，历史综合调频性能系数k_p大的调频服务提供者优先中标；当排序价格与历史综合调频性能系数k_p均相同时，标准调频容量大的调频服务提供者优先中标。

（三）电力调度机构在调频市场、日前现货市场正式出清后开展安全校核。若因安全校核后导致调频市场中标单元移出当前序列或市场运行边界条件发生重大变化的，调频市场按照出清需求与更新后的排序价格序列进行重新出清。

6.4.3 新型经营主体出清方式

（一）独立储能

现货市场运行期间，申报同时参与调频市场与电能量市场的独立储能日前出清方式参考竞价燃煤机组执行。

（二）虚拟电厂

日前，虚拟电厂交易单元依据最大、最小发电/用电容量或电力调度机构设定的出力/负荷上、下限确定日前现货市场的出清出力范围。

6.5 实时机组排序及市场出清

6.5.1 排序价格计算

（一）调频性能归一化

调频服务提供者出清前需要进行调频性能归一化，所有调频服务提供者统一形成归一化序列。归一化公式为：

$$K_i = \frac{k_p^i}{k_{(Avr)} \times \lambda}$$

式中：

K_i为调频服务提供者i归一化后的历史综合调频性能系数；

$k_{(Avr)}$为当前调频序列各调频服务提供者的历史综合调频性能系数k_p^i的算术平均值；

λ为调频市场性能排序因子。

（二）报价调整

调频服务提供者i的调频里程排序价格为：

$$P_i = \frac{C_i}{K_i}$$

式中：

C_i为调频服务提供者i申报的调频里程价格。

6.5.2 调频市场出清

（一）电力调度机构在满足安全校核的前提下，排除AGC/APC装置异常、试验、因系统安全约束固定出力、对电网安全稳定输电断面调整有较大影响、启停机过程中等情况下的调频服务提供者后，以现货市场实时出清结果为

基准，开展调频市场滚动出清。

当本时段实时现货市场滚动出清结果中T时刻全网存在新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）调峰弃电时，开展新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）调频出清。

（二）电力调度机构按照调频服务提供者调频里程排序价格由低到高排序进行出清，直至满足调频市场需求。当排序价格相同时，历史综合调频性能系数k_p大的调频服务提供者优先中标；当排序价格与历史综合调频性能系数k_p均相同时，标准调频容量大的调频服务提供者优先中标。

最后一个中标的调频服务提供者申报价格为当前时段调频市场出清价格；调频市场出清价格上限不超过每兆瓦15元。若某时段的调频序列标准调频容量之和无法满足电网调频需求，电力调度机构按照调频调用的原则组织调频服务。

（三）电力调度机构在实时现货市场、调频市场正式出清后，若市场运行边界条件发生重大变化的，调频市场按照更新后的运行情况进行重新出清定价。

6.5.3 新型经营主体出清方式

（一）独立储能

D日，同时参与调频市场和电能量市场的独立储能，按

照竞价燃煤机组方式参与调频出清。运行日时段末目标荷电状态由调频市场指令实际执行后确定，作为D+1日初始时刻的荷电状态。

（二）虚拟电厂

D日，虚拟电厂交易单元的出清出力范围依据最大、最小发电/用电容量或电力调度机构设定的出力/负荷上、下限确定实时现货市场的出清出力范围。

6.6 调频调用

实时各时段当系统需要进行调频时，电力调度机构依据调频市场出清结果优先调用竞价燃煤机组、光热电站、独立储能、虚拟电厂交易单元在该时段进行调频。调频单元依据滚动修正的调频需求，跟踪AGC/APC指令提供调频服务。

新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）未完全消纳时，电力调度机构依据调频市场出清结果调用各新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）中标容量及剩余能力参与调频。

6.6.1 下调频调用

（一）实际下调频调用时，电力调度机构依据调频出清排序调用竞价燃煤机组、光热电站、独立储能、虚拟电厂交易单元等调频单元；若相应调频单元中标容量用尽后，系统仍存在下调频需求，电力调度机构在竞价燃煤机

组、光热电站、独立储能、虚拟电厂交易单元剩余负备用空间内开展调用。

（二）在其他调频单元用尽后仍存在下调频需求时，若新能源调频已出清，优先按照新能源调频出清结果，在标准限电功率上下限范围内调用中标新能源场站及中标并网型绿电直连项目（上网状态）。

标准限电功率上限=$P_{实际,i,t_p0}$

标准限电功率下限=$Max\left(P_{实际,i,t_p0}-P_{调频中标,i,t_p},P_{实时,i,t_p}\right)$

式中：

$P_{实际,i,t_p0}$为新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）i在实际调频调用t_p时段AGC初始下调频指令时刻的实际出力；

$P_{调频中标,i,t_p}$为新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）i在实际调频调用t_p时段对应的调频市场出清中标容量；

$P_{实时,i,t_p}$为新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）i在实际调频调用t_p时段实时现货市场出清出力。

（三）当中标新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）在标准限电功率上下限范围内的调频资源用尽或新能源调频未出清时，各新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）按照实时现货市场出清出力的比例分配调

频需求执行至实时现货市场出清出力；当所有新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）下调频至实时现货市场出清出力后以同原则执行剩余调频需求。

6.6.2 上调频调用

（一）实际运行过程中，若存在新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）实际出力低于实时现货市场出清出力时，相应新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）按照实时现货市场出清出力的比例分配调频需求执行至实时现货市场出清出力。

（二）所有新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）上调频至实时现货市场出清出力后，若新能源调频已出清，优先按照新能源调频出清结果，在中标调频容量范围内调用中标新能源场站及并网型绿电直连项目（上网状态）。

（三）当新能源、并网型绿电直连项目（上网状态）中标调频容量用尽后或新能源调频未出清时，各新能源场站、并网型绿电直连项目（上网状态）按照实时现货市场出清出力的比例分配剩余调频需求执行至全部恢复；随后再按照调频市场出清结果调用其他调频单元。

6.7 市场考核

（一）若调频单元i响应第n个被调用时段的实际时段综合调频性能系数$k_t^{i,n}$低于合格标准阈值α，取消该时段内调

频里程补偿收益。

（二）调频单元频繁无指令擅自调节或未按照调度指令频繁退出AGC/APC装置的，经电力调度机构审核后退出调频市场，需满足基本准入条件后方可批准其重新准入，并向其他经营主体进行披露。

（三）竞价燃煤机组、光热电站、独立储能、虚拟电厂交易单元超出调频中标容量范围运行时，按照《吉林省现货电能量市场交易实施细则V5.0》执行偏差获利回收有关规定。因电力调度机构征调导致的带宽外调节，征调期间免予考核，征调结束后本时刻及下一时刻内免考核，超出时间正常执行偏差获利回收。

（四）因电网安全等原因需要，电力调度机构可要求调频单元退出调频市场。当电网安全等问题缓解后，电力调度机构可允许相应调频单元重新进入调频市场，并向经营主体进行披露。

（五）电力调度机构认定其它需退出调频市场的情况，可令调频单元退出调频市场。

7 计量与结算

7.1 计量依据

调频市场计量的依据为：电力调度指令、能量管理系统、智能电网调度控制系统采集的实时数据等。

7.2 结算模式

调频市场运行期间，按照收支平衡原则、以日清月结的方式结算调频补偿、分摊费用。调频市场结算与当月电费结算同步完成。

（一）中标的调频单元接受调频调用后，按照该时段内调频市场序列出清价格计算调频里程补偿。

（二）未中标的调频单元接受调频调用后的调频里程，按照该时段内相应调频市场序列出清价格的一定比例ε_u作为结算价格计算调频里程补偿。

7.3 调频里程补偿

某调频单元i的月度调频里程补偿费用为：

$$R_{\text{里程补偿},i}=\sum_{n=1}^{N}\left(P_{i,n}\times S_{i,n}\times k_t^{i,n}\right)$$

式中：

N为调频单元i调频市场月度总调用时段数；

$P_{i,n}$为调频单元i第n个调用时段的调频市场出清价格；

$S_{i,n}$为调频单元i第n个调用时段的累计调频里程，按照各时段中标调频容量（标准限电功率上下限）范围内外分别统计。

$k_t^{i,n}$为调频单元i第n个调用时段的实际时段调频性能指标。

7.4 调频费用分摊

调频市场月度总补偿费用计算公式为：

$$R_{\text{总调频补偿}}=\sum_{i=1}^{I}R_{\text{里程补偿},i}$$

调频市场月度总里程补偿费用由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，按月度上网电量及用电量比例进行分摊。

8 市场干预

发生以下情况或《吉林省现货电能量市场交易实施细则》中的异常情况时，市场运营机构应按照“安全第一”的原则进行干预，并及时向政府主管部门报告。

（一）电力系统或电力现货市场技术支持系统发生故障、电力现货市场技术支持系统技术升级，导致市场无法正常进行时；

（二）电网出现电力平衡紧张、调频困难、联络线ACE调整困难、断面约束矛盾严重等其它必要情况；

（三）其他影响电网安全运行的重大突发情况。

调频市场干预的主要手段包括：

（一）临时修改调频容量需求；

（二）强制调用未在调频市场中标的调频服务提供者；

（三）调整调频服务提供者控制模式；

（四）《吉林省现货电能量市场交易实施细则》中说

明的市场干预或市场中止机制；

（五）电力调度机构认为有效的其他手段。

当调频单元因断面越限、事故处理等电网运行安全控制需要无法提供调频辅助服务时，应暂停提供调频辅助服务，待条件允许后继续提供。

9 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）相关要求，市场运营机构披露调频服务提供者性能计算标准、总标准调频容量及平均价格，调频市场各时段出清价格与各类型调频服务提供者中标数等信息。

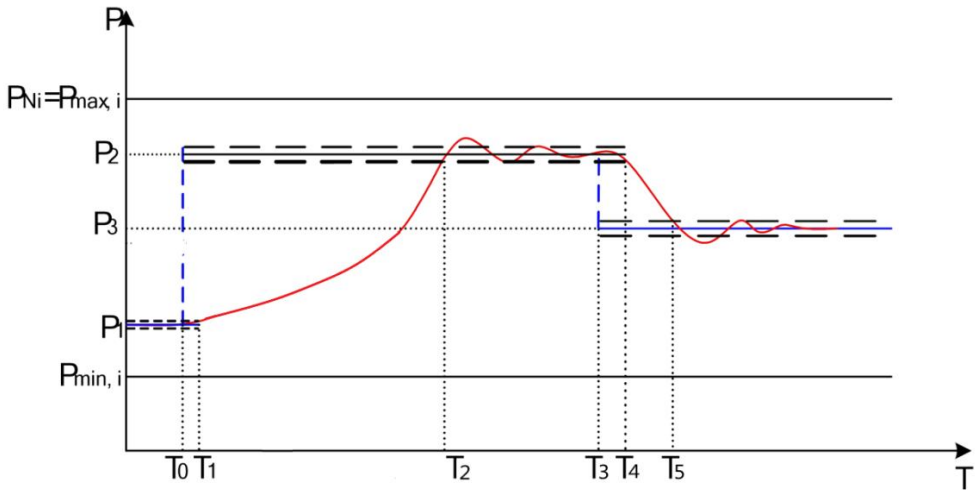
附件一：市场参数表

序号	参数	说明	暂定数值
1	k_p^{th}	历史综合调频性能系数准入值	4月-10月：0.7 11月至次年3月：0.6
2	R_4	调频里程报价上下限范围，单位：元/兆瓦	0-15元/兆瓦
3	g_1	燃煤机组、光热电站标准调频容量折算比例下限，单位：%	8%
4	g_2	燃煤机组、光热电站标准调频容量折算比例上限，单位：%	13%
5	G_1	燃煤电厂总中标调频容量上限比例，单位：%	20%
6	g_3	独立储能标准调频容量折算比例，单位：%	100%
7	g_4	虚拟电厂交易单元标准调频容量折算比例， 单位：%	10%
8	G_2	独立储能、虚拟电厂交易单元总中标调频容量上限比	20%

		例，单位：%	
9	g_5	新能源标准调频容量折算比例，单位：%	10%
10	g_6	并网型绿电直连项目（上网状态）标准调频容量折算比例，单位：%	5%
11	λ	调频市场性能排序因子	1
12	α	时段调频合格标准阈值	0.5
13	ε_u	调频未中标单元里程价格折算系数	50%

附件二：调频服务提供者性能系数相关参数计算公式

如下图所示，以一个调节过程为例，具体情况如下：



T_0时刻以前，调频服务提供者稳定运行在P_1附近，T_0时刻AGC/APC下发功率为P_2的设点命令，调频服务提供者开始涨出力，到T_1时刻跨出P_1的调节死区。至T_2时刻，第一次进入调节死区范围，然后在P_2附近小幅振荡，并稳定运行于P_2附近。直至T_3时刻，AGC/APC又下发功率为P_3的设点命令，调频服务提供者又开始降出力过程，T_4时刻跨出P_2的调节死区，至T_5时刻，进入P_3的调节死区。

（一）调节速率

调节速率$v_{调节}$为：

$$v_{调节}=\frac{P_{T_2}-P_{T_1}}{T_2-T_1}$$

式中：

P_{T_2}为调频服务提供者进入调节死区时刻的出力；

P_{T_1}为调频服务提供者出响应死区时刻出力；

T_2为调频服务提供者进入调节死区时刻；

T_1为调频服务提供者出响应死区时刻。

（二）响应时间

响应时间$T_{响应}$为：

$$T_{响应} = T_1 - T_0$$

T_0为指令下发时刻。

（三）调节量精度

如果进入调节死区，每个指令调节量精度的统计从出力进入调节死区开始，直至下一条指令下发为止。

调节量精度ΔP为：

$$\Delta P = \frac{\sum_{T_2}^{T}\left(\left|P_{T_2} - P_{实际}\right|\right) \times t_{采集}}{T - T_2}$$

式中：

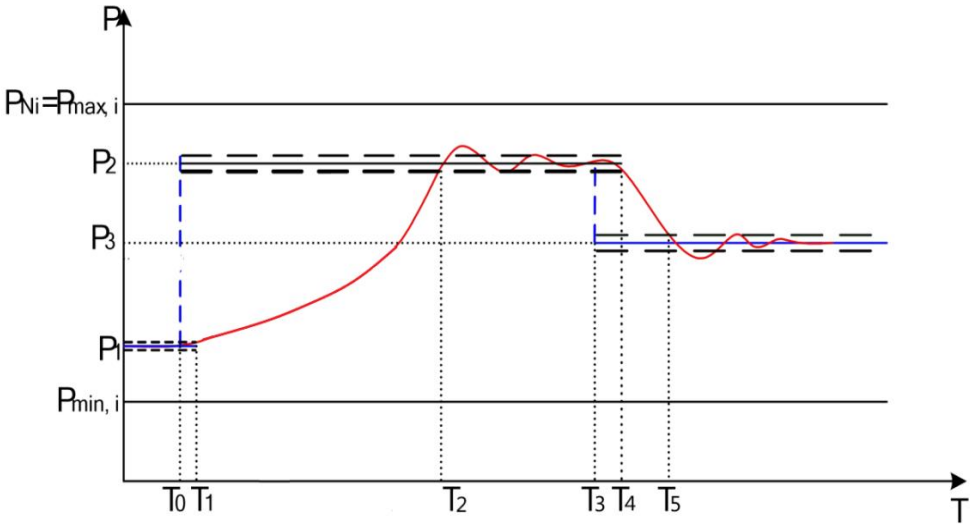
T为当前计算时刻；

$P_{实际}$为调频服务提供者T时刻实际出力；

$t_{采集}$为现场数据的采集周期，暂定为1秒。

附件三：调频服务提供者调频性能系数计算场景

如下图所示，以一个调节过程为例，具体情况如下：



调频里程S、k_1、k_2、k_3计算方法如下：

调频里程S为调频服务提供者进入调节死区时刻出力值与动作初始值之差的绝对值：

$$S = \left| P_{T_2} - P_1 \right|$$

调节速率指标因子k_1的计算方法为：

$$k_1 = 2 - \frac{v_{\text{标准调节}}}{v_{\text{调节}}}$$

当前阶段，各类型调频服务提供者的标准调节速率$v_{\text{标准调节}}$参考东北区域“两个细则”中调节速率参数设置，暂定为1%倍额定容量/分钟。

若k_1计算结果小于0或$v_{\text{调节}}$小于0，则k_1取为0；后续随电网实际运行情况进行调整。

调节精度指标因子k_2的计算方法为：

$$k_2 = 2 - \frac{\Delta P}{Cap \times \mu}$$

式中：

Cap为并网发电单元额定有功功率、独立储能额定容量，虚拟电厂交易单元为缺省最大发电容量/用电负荷。

μ为调节允许偏差系数。

当前阶段，各类型调频服务提供者的调节允许偏差系数μ参照东北区域“两个细则”中调节精度参数设置，暂定为±2%倍额定容量。

若k_2计算结果小于0，则取为0，后续随电网实际运行情况进行调整。

响应时间指标因子k_3的计算方法为：

$$k_3 = 2 - \frac{T_{响应}}{T_{标准响应}}$$

当前阶段，各类型调频服务提供者的标准响应$T_{标准响应}$时间参照东北区域“两个细则”中调标准响应时间参数设置，暂定为60s。

若k_3计算结果小于0，则取为0，后续随电网实际运行情况进行调整。

吉林省电力市场结算实施细则

（试行 5.0 版）

目录

1 总述 1
2 适用范围 1
3 引用文件 1
4 名词解释 2
5 市场成员结算权利与义务 4
5.1 市场经营主体的权利和义务 4
5.2 电力交易机构的权利和义务 5
5.3 电力调度机构的权利和义务 6
5.4 电网企业的权利和义务 7
6 市场结算 7
6.1 结算模式 7
6.1.1 电力批发市场 7
6.1.2 电力零售市场 10
6.2 结算周期 10
6.3 结算时段 10
6.4 结算电量 10
6.5 结算数据准确性 11
6.6 结算依据与电费账单问询 11
7 结算流程 11
7.1 结算准备 11
7.2 日清分 12
7.3 月结算 13
8 电能量电费 14
8.1 发电企业电能量电费 14
8.1.1 省间中长期合约电费 15
8.1.2 省间现货市场电能量电费 16
8.1.3 互济交易电能量电费 17
8.1.4 省间应急调度送出费用 18
8.1.5 省内中长期合约电费 18
8.1.6 省内实时市场偏差电能量电费 19
8.1.7 发电企业调平费用 20
8.2 批发用户、售电公司电能量电费 20
8.2.1 省间中长期合约电费 21
8.2.2 省间现货市场电能量电费 21
8.2.3 互济交易电能量电费 22
8.2.4 省内中长期合约电费 23
8.2.5 省内实时市场偏差电能量电费 23
8.2.6 批发用户、售电公司调平费用 23
8.3 电网企业代理购电用户电能量电费 24
8.3.1 电网企业代理工商业电能量电费 24
8.3.2 电网企业居民农业（含线损）省内市场化电能量电费 26

8.4 新型经营主体 28
8.4.1 独立储能电能量电费 28
8.4.2 虚拟电厂电能量电费 33
8.4.3 并网型绿电直连项目电能量电费 33
9 市场运营相关结算科目 33
9.1 成本补偿费用 33
9.1.1 启动补偿费用 33
9.1.2 必开机组补偿费用 34
9.1.3 机组干预成本补偿费用 35
9.2 市场平衡费用 37
9.2.1 结构平衡费用 37
9.2.2 省间应急购电损益电费 39
9.2.3 省间中长期购电滚撮损益电费 39
9.2.4 电力互济市场购电损益电费 41
9.2.5 波动偏差费用 42
9.2.6 责任考核偏差费用 43
9.3 偏差调节费用 45
9.3.1 运行考核与获利回收费用 45
9.3.2 中长期偏差考核费用 46
10 其他费用 53
10.1 绿色电力交易结算费用 53
10.2 “两个细则”费用 55
10.3 辅助服务（调频）费用 56
10.4 容量费用 56
11 总电费计算 57
11.1 发电企业月度总电费 57
11.2 批发用户月度总电费 58
11.3 零售用户总电费 59
11.4 代理购电工商业用户总电费 59
11.5 售电公司总电费 60
11.6 独立储能总电费 60
11.7 虚拟电厂总电费 61
11.8 并网型绿电直连项目总电费 62
12 追退补和清算 63
12.1 政策性退补 64
12.2 非政策性退补 64
12.3 用电变更追退补管理 65
12.4 其他原因追退补管理 65
13 收付款管理 66
14 其他结算事项 66
14.1 市场中止与管制 66
14.2 违约处理原则 66
附件一：市场参数表 68

1 总述

为指导、规范、明确吉林电力市场电费结算相关工作开展,维护电力交易各方合法权益和社会公众利益,构建安全、合理、高效的市场体系，制定本细则。

2 适用范围

本实施细则适用于吉林省电力市场电费结算工作,包括批发市场和零售市场。

3 引用文件

（一）《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

（二）《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453 号）

（三）《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339 号）

（四）《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439 号）

（五）《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809 号）

（六）《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129 号）

（七）《关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047 号）

（八）《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217 号）

（九）《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）

（十）《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976 号）

（十一）《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656 号）

4 名词解释

（一）直接参与市场交易用户：直接参与批发市场的电力用户，称为批发用户；在零售平台与售电公司签订零售合同，向售电公司购电的电力用户，称为零售用户。

（二）电网代理购电用户：指未直接参与市场交易，暂由电网企业通过市场化方式代理购电的工商业用户和居民、农业用户。

（三）发电企业：指参与现货市场的燃煤机组、新能源场站（含集中式、光热电站）和生物质垃圾场站。

（四）新型经营主体：指虚拟电厂（含负荷聚合商）、独立储能、并网型绿电直连项目、分布式光伏、分散式风电等。

（五）发电侧：指发电企业、虚拟电厂（电源型）、独立储能（放）、并网型绿电直连项目（上网状态）、分布式光伏、分散式风电。

（六）用户侧：指批发用户、售电公司、代理购电工商业用户。

（七）用电侧：指用户侧、虚拟电厂（负荷型）、独立储能（充）、并网型绿电直连项目（下网状态）。

（八）节点边际电价（下文简称“节点电价”）：吉林省节点电价指吉林电网220千伏及以上电压等级母线的现货出清电价。

（九）分时节点电价：指将节点电价按照结算时段折算出用于结算的电价，即1小时内每15分钟节点电价的算术平均值。当发电侧主体存在多个母线节点时，其分时节点电价根据该主体所在多个母线节点算术平均电价确定。

（十）实时统一结算点电价：指发电侧分时节点电价加权平均值。实时统一结算点电价由所有参与现货市场按照节点电价结算的发电企业、虚拟电厂、独立储能、并网型绿电直连项目(上网状态)实时市场分时节点电价及实际上网(计量）电量（独立储能充电电量、负荷型虚拟电厂用电量按照负值纳入统计）加权平均计算。

（十一）电能量电费：发电侧以及用电侧在现货市场和中长期交易市场中以电能量为交易标的物的电费。

（十二）市场运营相关结算科目费用（下文简称“市场运营费用”）：包括成本补偿费用、市场平衡费用、偏差调节费用。

（十三）成本补偿费用：在电力市场中针对机组启动成本、机组必开成本、机组干预成本等项目进行的补偿费用。

（十四）市场平衡费用：指在市场运行过程中，因省间外送、省内优发等非市场电源，省间外购、省内优购等非市场用户导致“计划和市场”双轨并行以及发电侧、用电侧采用不同节点电价计算造成的发电侧、用电侧应收费用和应付费用不一致形成的差额资金。包括结构平衡费用、省间应急购电损益电费、省间中长期购电滚撮损益电费、电力互济市场购电损益电费、波动偏差费用以及责任考核偏差费用。

（十五）偏差调节费用：基于经营主体在电力市场中因运行允许偏差、交易约束而用于调节市场相关结算平衡性设置的考核费用或准许外超额收益回收费用。

（十六）机制电量：纳入新能源可持续发展价格结算机制的电量。

（十七）机制电价：纳入新能源可持续发展价格结算机制电量的电价水平。

5 市场成员结算权利与义务

5.1 市场经营主体的权利和义务

（一）按照市场规则参与电力市场，签订和履行电力交易合同、购售电合同、供用电合同或电费结算协议等合同或协议；

（二）依法依规披露和提供支撑电力市场结算以及市场服务所需的相关数据；

（三）获取、查看结算依据及电费账单，按规定时间核对并确认其准确性和完整性；

（四）负责向电网企业提供用于资金收付的银行账户，按规定向电网企业支付或收取款项，完成电费收付；

（五）配合电网企业做好自身相关关口计量装置的改造、验收、现场检查、故障处理等工作；

（六）拥有配电网运营权的售电公司根据《售电公司管理办法》等规定开展电费结算；

（七）售电公司根据用户授权掌握其历史用电信息，可在电力交易机构或电网企业平台进行数据查询和下载；

（八）按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等；

（九）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

5.2 电力交易机构的权利和义务

（一）负责汇总结算基础数据；

（二）负责编制结算依据，并保证结算依据的准确性、完整性和及时性；

（三）负责通过电力交易平台向市场经营主体、电网企业出具结算依据，提供结算相关服务；

（四）组织协调结算依据有关问题，参与协调电费结算有关问题；

（五）按照数据管理有关规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理；

（六）负责编制与发布结算依据所需信息系统的建设、管理维护；

（七）组织开展市场经营主体结算风险评估；

（八）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

5.3 电力调度机构的权利和义务

（一）依法依规披露和提供信息，负责提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的准确性、完整性和及时性；

（二）负责按时向电力交易机构提供电力辅助服务市场费用计算结果；

（三）负责结算所需的调度数据采集管理信息系统的建设、管理、维护；

（四）按照数据管理有关规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理；

（五）组织协调电力辅助服务市场计量结算有关问题，参与协调结算依据、电费结算有关问题；

（六）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

5.4 电网企业的权利和义务

（一）依法依规披露和提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的准确性、完整性和及时性；

（二）负责根据电力交易机构推送的结算依据，开展电费结算，按期向市场经营主体出具电费账单，提供电费账单查询等服务；

（三）负责根据电费账单按时完成电费收付，并向发生付款违约的市场经营主体催缴欠款。对于逾期仍未全额付款的市场经营主体，按规定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；

（四）负责电费结算相关信息系统的建设、管理、维护，根据用户授权向市场经营主体提供电能数据查询服务，并将电能数据推送电力交易平台；

（五）组织协调电能计量和电费结算有关问题，参与协调结算依据有关问题；

（六）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

6 市场结算

6.1 结算模式

6.1.1 电力批发市场

6.1.1.1中长期市场结算

中长期合约电量按照中长期合约价格结算，并结算所在

节点与中长期结算参考点的现货价格差值。各经营主体的中长期合约结算参考点电价为实时统一结算点电价。

6.1.1.2现货市场结算

现货市场实时结算电量为实际电量与中长期合同电量的偏差部分，按照现货市场价格进行结算。日前市场正常组织，暂不开展日前市场电能量结算。

（一）发电企业

集中式新能源场站、燃煤机组、通过“报量报价”方式参与现货市场的分布式新能源、通过“报量不报价”方式参与现货市场的光热电站和生物质垃圾发电机组，省内现货市场实时结算电量按照实时市场分时节点电价结算。“不报量不报价”参与现货市场的机组及未形成实时市场出清价格的市场化机组，省内现货市场实时结算电量按照省内实时市场统一结算点电价结算。

作为价格接受者参与现货市场的分布式新能源，按照市场交易均价结算，其中，市场交易均价按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价确定。

不参与现货市场的生物质垃圾、水电等非市场化机组按照政府定价或有关电价政策全额结算。

新建（包括扩建、改建）发电机组和独立新型储能在调试运行期，若未参与市场交易，其实际上网电量按照实时市场出清价格结算，若参与市场交易，按照统一市场规则结算。

（二）批发市场用户

批发用户、售电公司、电网企业代理工商业用户，省内现货市场实时结算电量按照省内实时市场统一结算点电价结算。

（三）独立储能

独立储能充(放)电量与中长期净合约电量的偏差电量，按照实时市场分时节点电价进行结算。

（四）虚拟电厂（含负荷聚合商）

虚拟电厂分为虚拟电厂（电源型）、虚拟电厂（负荷型）和虚拟电厂（混合型），其中虚拟电厂（电源型）可聚合多个发电单元，虚拟电厂（负荷型）可聚合多个用电单元。虚拟电厂按照各聚合单元分别开展结算。

参与现货市场的电源型虚拟电厂发电单元，实际上网电量与中长期净合约电量的偏差电量，按照省内实时市场分时节点电价结算。

“报量报价”参与现货市场的负荷型虚拟电厂用电单元，实际用电量与中长期净合约电量的偏差电量，按照省内实时市场分时节点电价结算；“报量不报价”参与现货市场的负荷型虚拟电厂用电单元，实际用电量与中长期净合约电量的偏差电量，按照省内实时市场统一结算点电价结算。

虚拟电厂(混合型)参照各聚合单元类型分别开展结算。

（五）并网型绿电直连项目

并网型绿电直连项目（上网状态）实际上网电量与中长期净合约电量的偏差电量，按照省内实时市场分时节点电价结算。

并网型绿电直连项目（下网状态）实际用电量与中长期净合约电量的偏差电量，按照省内实时统一结算点电价结算。

6.1.2 电力零售市场

零售市场结算依据售电公司与零售用户签订的零售合同执行、虚拟电厂与聚合资源按照签订的零售合同结算，详见《吉林省电力零售市场管理实施细则 V5.0》。

6.2 结算周期

（一）电力批发市场按照“日清月结”的模式开展结算。按日进行市场化交易结果清分，生成日清分结算依据；按月进行市场化交易电费结算，生成月结算依据，并向经营主体发布。

（二）电力零售市场根据零售合同以月度为周期结算，生成月结算依据，并向经营主体发布。

6.3 结算时段

以1小时为一个结算时段，其中独立储能以15分钟为一个结算时段，后期适时推动其他经营主体以15分钟为一个结算时段开展结算。

6.4 结算电量

电网企业提供经营主体各时段上网（放）、用（充）电量，作为结算电量。

6.5 结算数据准确性

市场经营主体和电网企业应保障档案数据的准确性、完整性和及时性，并在规定时间内通过电力交易平台完成更新、提交，未及时更新、提交的，电力交易机构以电力交易平台既有数据形成结算依据。

6.6 结算依据与电费账单问询

结算依据或电费账单发布后，如市场经营主体存在异议，可在15个工作日内分别向电力交易机构、电网企业提出结算问询。电力交易机构、电网企业在收到问询后，5个工作日内确认和评估问询是否属实，经核查属实的，在满足结算条件的下一结算周期进行追退补或清算。

7 结算流程

7.1 结算准备

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，以及其他需吉林省电力交易机构合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。

（一）D日，电力调度机构向电力交易机构提供D+1日电力现货市场日前出清结果、辅助服务市场出清结果（涉及电量清分部分）、必开机组以及D-1日的现货市场日内、实时出清结果等。

（二）D+1日，电力调度机构向电力交易机构提供D日中长期交易及电力现货市场执行结果、辅助服务市场实际调用结果（涉及电量清分部分）、应急调度执行结果、机组有效发电容量、偏差责任认定结果等。

（三）新投跨省跨区输电通道、发电机组（独立储能）首次并网、完成整套启动试运行、进入商业运行时间节点等信息，电力调度机构应在每个阶段开始后的 1 个工作日内提供至电力交易机构。

（四）市场经营主体和电网企业应保障档案数据的准确性、完整性和及时性，并在规定时间内通过电力交易平台完成更新、提交。未及时更新、提交的，电力交易机构以电力交易平台既有数据形成结算依据。

7.2 日清分

（一）D+1日，电力调度机构和电网企业分别向电力交易机构提供D日发电侧上网电量数据、用电侧用电量数据。当计量装置数据缺失、错误或不可用时，电网企业或电力调度机构应及时完成消缺、补采，重新提供电力交易机构。在

规定时间内无法完成时，由电网企业或电力调度机构提供电量拟合数据用于市场结算。

（二）D+2日，电力交易平台发布D日各时段实时市场统一结算点电价、计量采集数据等。

（三）D+4 日，电力交易平台发布 D 日日清分预账单，具体包括：各经营主体 D 日每小时不同交易类型的结算电量、电价及电费。

（四）D+5 日 17:00 前，经营主体登录电力交易平台对日清分预账单中的结算电量、电价及电费等进行核对、确认，并通过电力交易平台反馈异议，逾期未确认或无反馈的视同确认无异议。

（五）待省间交易正式执行结果下发后，电力交易平台重新发布日清分预账单，经营主体应按要求登录电力交易平台核对、确认，在一天内未确认或无反馈的视同确认无异议，电力交易平台发布其日清分正式结算依据。

7.3 月结算

（一）M+1 工作日，电网企业将上月及历史月份有变化的经营主体计量采集等数据推送至电力交易平台。当计量装置数据缺失、错误或不可用时，电网企业、电力调度机构应及时开展消缺、补采或根据规则补全计量数据重新提供至电力交易机构。电力交易机构在满足结算条件的下一结算周期进行结算、追退补。

（二）M+3 工作日，电力调度机构将电力辅助服务相关费用推送至电力交易平台。

（三）M+5 工作日，电力交易平台发布上月结算依据（核对版），经营主体和相关电网企业登录电力交易平台核对、确认，并于 M+6 工作日前通过电力交易平台完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。

（四）M+7 工作日前，电网企业对电力交易平台汇总的经营主体的意见进行核实并通过电力交易平台向经营主体反馈处理意见和结果，同时将修正后的数据推送至电力交易平台。

（五）M+8 工作日，电力交易平台对需要修改的经营主体月度结算结果重新清分计算，并按经营主体发布月度正式结算依据；经营主体需按要求登录电力交易平台核对、确认。因异议处理无法按时达成一致的，纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算，异议处理不得影响无争议部分的电费结算。

（六）原则上电网企业应于每月第 10 个工作日前向经营主体发行上月电费账单。

8 电能量电费

8.1 发电企业电能量电费

计算公式如下：

$$R_{电能,i}=R_{省间合约,i}+R_{省间现货,i}+R_{互济交易,i}+R_{省间应急调度送出,i}$$
$$+R_{省内合约,i}+R_{实时偏差,i}+R_{调平发电,i}$$

式中：

$R_{电能,i}$为发电企业i月度电能量电费；

$R_{省间合约,i}$为发电企业i月度省间中长期合约电费；

$R_{省间现货,i}$为发电企业i月度省间现货市场电能量电费；

$R_{互济交易,i}$为发电企业i月度东北电力互济交易电能量电费；

$R_{省间应急调度送出,i}$为发电企业i月度省间应急调度送出费用；

$R_{省内合约,i}$为发电企业i月度省内中长期合约电费；

$R_{实时偏差,i}$为发电企业i月度省内实时偏差电能量电费；

$R_{调平发电,i}$为发电企业i月度调平费用。

8.1.1 省间中长期合约电费

$$R_{省间合约,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left(Q_{省间合约,i,h}\times P_{省间合约,i,h}\right)+$$
$$\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left[Q_{省间合约,i,h}\times\left(LMP_{省内实时,i,h}-LMP_{实时统一,h}\right)\right]$$

式中：

$R_{省间合约,i}$为发电企业i月度省间中长期合约电费；

$Q_{省间合约,i,h}$为发电企业i在每日h小时的省间中长期净合约电量；

$P_{省间合约,i,h}$为发电企业i在每日h小时省间中长期净合约价格。

$LMP_{省内实时,i,h}$为发电企业i在每日h小时省内实时市场节点电价。

$LMP_{实时统一,h}$为每日h小时省内实时市场统一结算点电价。

8.1.2 省间现货市场电能量电费

$$R_{省间现货,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left(Q_{省间日前,i,h}\times P_{省间日前,i,h}\right)+\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left(Q_{省间日内,i,h}\times P_{省间日内,i,h}\right)+\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left[\left(Q_{省间日前,i,h}+Q_{省间日内,i,h}\right)\times\left(LMP_{省内实时,i,h}-LMP_{实时统一,h}\right)\right]$$

式中:

$R_{省间现货,i}$为发电企业i月度省间日前现货电费;

$Q_{省间日前,i,h}$为发电企业i每日h小时省间日前现货结算电量;

$P_{省间日前,i,h}$为发电企业i每日h小时省间日前现货结算电价;

$Q_{省间日内,i,h}$为发电企业i在每日h小时的省间日内现货结算电量;

$P_{省间日内,i,h}$为发电企业i在每日h小时省间日内现货结算电价;

$LMP_{省内实时,i,h}$为发电企业i在每日h小时省内实时市场节点电价；

$LMP_{实时统一,h}$为每日h小时省内实时市场统一结算点电价。

8.1.3 互济交易电能量电费

$$R_{互济交易,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left[Q_{互济日前,i,h}\times P_{互济日前,i,h}\right]+\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left[Q_{互济日内,i,h}\times P_{互济日内,i,h}\right]+\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left[\left(Q_{互济日前,i,h}+Q_{互济日内,i,h}\right)\times\left(LMP_{省内实时,i,h}-LMP_{实时统一,h}\right)\right]$$

式中：

$Q_{互济日前,i,h}$为发电企业i在h小时的东北电力日前互济交易结算电量；

$P_{互济日前,i,h}$为发电企业i在h小时的东北电力日前互济交易成交电价；

$Q_{互济日内,i,h}$为发电企业i在h小时的东北电力日内互济交易结算电量；

$P_{互济日内,i,h}$为发电企业i在h小时的东北电力日内互济交易成交电价；

$LMP_{省内实时,i,h}$为发电企业i在每日h小时省内实时市场节点电价；

$LMP_{实时统一,h}$为每日h小时省内实时市场统一结算点电价。

8.1.4 省间应急调度送出费用

$$R_{省间应急调度送出,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left(Q_{日前应急送电,i,h}\times P_{日前应急送电,i,h}\right)+\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left(Q_{实时应急送电,i,h}\times P_{实时应急送电,i,h}\right)+\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left[\left(Q_{日前应急送电,i,h}+Q_{实时应急送电,i,h}\right)\times\left(LMP_{省内实时,i,h}-LMP_{实时统一,h}\right)\right]$$

式中:

$Q_{日前应急送电,i,h}$为发电企业i日前h小时应急调度送电电量;

$P_{日前应急送电,i,h}$为发电企业i日前h小时应急调度送电电价;

$Q_{实时应急送电,i,h}$为发电企业i实时h小时应急调度送电电量;

$P_{实时应急送电,i,h}$为发电企业i实时h小时应急调度送电电价;

$LMP_{省内实时,i,h}$为发电企业i在每日h小时省内实时市场节点电价;

$LMP_{实时统一,h}$为每日h小时省内实时市场统一结算点电价。

8.1.5 省内中长期合约电费

$$R_{省内合约,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left(Q_{省内合约,i,h}\times P_{省内合约（联动）,i,h}\right)+\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left[Q_{省内合约,i,h}\times\left(LMP_{省内实时,i,h}-LMP_{中长期结算参考,h}\right)\right]$$

$$P_{省内合约(联动),i,h}=\frac{P_{省内合约,i,h}\times kQ_{省内合约,i,h}+LMP_{实时统一,h}\times(1-k)Q_{省内合约,i,h}}{Q_{省内合约,i,h}}$$

式中：

$R_{省内合约,i}$为发电企业i月度省内中长期合约电费；

$Q_{省内合约,i,h}$为发电企业i在h小时省内中长期场内净合约电量；

$LMP_{中长期结算参考,h}$为每日h小时中长期结算参考点现货电价；

$P_{省内合约(联动),i,h}$为发电企业i在h小时省内中长期合约联动电价；

$P_{省内合约,i,h}$为发电企业i在h小时省内中长期合约签约电价；

$LMP_{省内实时,i,h}$为发电企业i每日h小时省内实时市场分时节点电价。

8.1.6 省内实时市场偏差电能量电费

$$R_{实时偏差,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left(Q_{实时偏差,i,h}\times LMP_{省内实时,i,h}\right)$$

$$Q_{实时偏差,i,h}=Q_{日上网,i,h}-Q_{互济交易,i,h}-Q_{省内合约,i,h}-Q_{省间合约,i,h}-Q_{省间现货,i,h}-Q_{省间应急调度送出,i,h}$$

式中：

$R_{实时偏差,i}$为发电企业i月度省内实时市场偏差电能量电费。

8.1.7 发电企业调平费用

$$R_{\text{调平发电},i} = Q_{\text{调平发电},i} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中：

$R_{\text{调平发电},i}$为发电企业i月度调平费用；

$Q_{\text{调平发电},i}$为发电企业i月度实际上网电量与现货市场按时段合计上网电量之差。

$P_{\text{实时月度加权}}$为省内实时市场统一结算点电价的月度加权均价。

8.2 批发用户、售电公司电能量电费

$$C_{\text{电能},j} = C_{\text{省间合约},j} + C_{\text{省间现货},j} + C_{\text{互济交易},j} + C_{\text{省内合约},j} + C_{\text{实时偏差},j} + C_{\text{调平用电},j}$$

式中：

$C_{\text{电能},j}$为批发用户、售电公司j月度电能量电费；

$C_{\text{省间合约},j}$为批发用户、售电公司j月度省间中长期合约电费；

$C_{\text{省间现货},j}$为批发用户、售电公司j月度省间现货市场电能量电费；

$C_{\text{互济交易},j}$为批发用户、售电公司j月度东北电力互济交易电能量电费；

$C_{\text{省内合约},j}$为批发用户、售电公司j月度省内中长期合约电费；

$C_{\text{实时偏差},j}$为批发用户、售电公司j月度省内实时市场电能

量电费；

$C_{\text{调平用电},j}$为批发用户、售电公司j月度用户侧调平费用；

8.2.1 省间中长期合约电费

批发用户、售电公司省间中长期净合约电量与对应的合约电价计算省间中长期合约电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省间合约},j}=\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left(Q_{\text{省间合约},j,h}\times P_{\text{省间合约},j,h}\right)$$

式中：

$C_{\text{省间合约},j}$为批发用户、售电公司j月度省间中长期合约电费；

$Q_{\text{省间合约},j,h}$为批发用户、售电公司j在每日h小时的省间中长期净合约电量；

$P_{\text{省间合约},j,h}$为批发用户、售电公司j在每日h小时省间中长期净合约价格。

8.2.2 省间现货市场电能量电费

省间现货市场电能量结算电量与对应的现货结算电价计算省间现货市场电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省间现货},j}=\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left(Q_{\text{省间日前},j,h}\times P_{\text{省间日前},j,h}\right)+\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left(Q_{\text{省间日内},j,h}\times P_{\text{省间日内},j,h}\right)$$

式中：

$C_{\text{省间现货},j}$为批发用户、售电公司j月度省间日前现货电费；

$Q_{省间日前,j,h}$为批发用户、售电公司j每日h小时省间日前现货结算电量；

$P_{省间日前,j,h}$为批发用户、售电公司j每日h小时省间日前现货结算电价；

$Q_{省间日内,j,h}$为批发用户、售电公司j在每日h小时的省间日内现货结算电量；

$P_{省间日内,j,h}$为批发用户、售电公司j在每日h小时省间日内现货结算电价。

8.2.3 互济交易电能量电费

根据批发用户、售电公司东北电力互济交易成交电量与东北电力互济交易成交电价计算互济交易电能量电费，计算公式如下：

$$C_{互济交易,j}=\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left[Q_{互济日前,j,h}\times P_{互济日前,j,h}\right]+\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left[Q_{互济日内,j,h}\times P_{互济日内,j,h}\right]$$

$Q_{互济日前,j,h}$为批发用户、售电公司j在h小时的东北电力互济日前交易结算电量；

$P_{互济日前,j,h}$为批发用户、售电公司j在h小时东北电力互济日前交易成交电价。

$Q_{互济日内,j,h}$为批发用户、售电公司j在h小时的东北电力互济日内交易结算电量；

$P_{互济日内,j,h}$为批发用户、售电公司j在h小时东北电力互济日内交易成交电价。

8.2.4 省内中长期合约电费

$$C_{省内合约,j}=\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left(Q_{省内合约,j,h}\times P_{省内合约（联动）,j,h}\right)+$$

$$\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left[Q_{省内合约,j,h}\times\left(LMP_{实时统一,h}-LMP_{中长期结算参考,h}\right)\right]$$

$$P_{省内合约,j,h}\times kQ_{省内合约,j,h}+$$

$$P_{省内合约(联动),j,h}=\frac{LMP_{实时统一,h}\times(1-k)Q_{省内合约,j,h}}{Q_{省内合约,j,h}}$$

式中:

$C_{省内合约,j}$为批发用户、售电公司j月度省内中长期合约电费;

$Q_{省内合约,j,h}$为批发用户、售电公司j在每日h小时的省内中长期净合约电量。

8.2.5 省内实时市场偏差电能量电费

$$C_{实时偏差,j}=\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left(Q_{实时偏差,j,h}\times LMP_{实时统一,h}\right)$$

$$Q_{实时偏差,j,h}=Q_{日用电,j,h}-Q_{互济交易,j,h}-Q_{省内合约,j,h}-$$

$$Q_{省间合约,j,h}-Q_{省间现货,j,h}$$

式中:

$C_{实时偏差,j}$为批发用户、售电公司j月度省内实时市场电能量电费;

$LMP_{实时统一,j,h}$为批发用户、售电公司j每日h小时省内实时市场统一结算点电价。

8.2.6 批发用户、售电公司调平费用

$$C_{\text{调平用电},j} = Q_{\text{调平用电},j} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中：

$C_{\text{调平用电},j}$为批发用户、售电公司j月度调平费用；

$Q_{\text{调平用电},j}$为批发用户、售电公司j月度实际用电量与现货市场按时段合计实际用电量之差。

8.3 电网企业代理购电用户电能量电费

8.3.1 电网企业代理工商业电能量电费

$$C_{\text{电能（代理工商业）},j} = C_{\text{省内合约（代理工商业）},j} + C_{\text{实时偏差（代理工商业）},j} + C_{\text{调平用电（代理工商业）},j}$$

式中：

$C_{\text{电能（代理工商业）},j}$为电网企业代理工商业用户j月度电能量电费；

$C_{\text{实时偏差（代理工商业）},j}$为电网企业代理工商业用户j月度实时偏差电费；

$C_{\text{调平用电（代理工商业）},j}$为电网企业代理购电j月度调平费用。

8.3.1.1电网企业代理工商业用户省内中长期合约电费

$$C_{\text{省内合约（代理工商业）},j} = \sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left(\begin{matrix} Q_{\text{省内合约（代理工商业）},j,h} \\ \times P_{\text{省内合约（代理工商业联动）},j,h} \end{matrix}\right) + \sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left[Q_{\text{省内合约（代理工商业）},j,h} \times \left(LMP_{\text{实时统一},h} - LMP_{\text{中长期结算参考},h}\right)\right]$$

$$P_{省内合约(代理工商业联动),j,h}=\frac{P_{省内合约(代理工商业),j,h}\times kQ_{省内合约(代理工商业),j,h}+LMP_{实时统一,h}\times(1-k)Q_{省内合约(代理工商业),j,h}}{Q_{省内合约(代理工商业),j,h}}$$

式中:

$Q_{省内合约（代理工商业）,j,h}$为电网企业代理工商业用户j在每日h小时的省内中长期净合约电量;

$P_{省内合约（代理工商业联动）,j,h}$为电网企业代理工商业用户j在每日h小时的联动后中长期合约价格。

8.3.1.2电网企业代理工商业用户省内实时偏差电能量电费

$$C_{实时偏差（代理工商业）,j}=\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left(Q_{实时偏差（代理工商业）,j,h}\times LMP_{实时统一,h}\right)$$

$$Q_{实时偏差（代理工商业）,j,h}=Q_{实际用电（代理工商业）,j,h}-Q_{省内合约（代理工商业）,j,h}$$

式中:

$Q_{实时偏差（代理工商业）,j,h}$为电网企业代理工商业用户j在h时段的实时偏差电量;

$Q_{实际用电（代理工商业）,j,h}$为电网企业代理工商业用户j在h时段的实际用电量。

8.3.1.3电网企业代理工商业调平费用

计算公式如下:

$$C_{调平用电（代理工商业）,j}=Q_{调平用电（代理工商业）,j}\times P_{实时月度加权}$$

$C_{\text{调平用电（代理工商业）},j}$为电网企业代理工商业用户调平电费；

$Q_{\text{调平用电（代理工商业）},j}$为电网企业代理工商业用户调平电量。

8.3.2 电网企业居民农业（含线损）省内市场化电能量电费

$$C_{\text{省内市场化电能（居民农业）},j}=C_{\text{省内合约（居民农业）},j}+C_{\text{实时偏差（居民农业）},j}+C_{\text{调平用电（居民农业）},j}$$

式中：

$C_{\text{省内市场化电能（居民农业）},j}$为居民农业$j$月度省内市场化电能量电费；

$C_{\text{实时偏差（居民农业）},j}$为居民农业j月度实时偏差电费；

$C_{\text{调平用电（居民农业）},j}$为居民农业j月度调平费用。

8.3.2.1居民农业省内中长期合约电费

$$C_{\text{省内合约（居民农业）},j}=\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left(\begin{matrix}Q_{\text{省内合约（居民农业）},j,h}\\ \times P_{\text{省内合约（居民农业联动）},j,h}\end{matrix}\right)+\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left[Q_{\text{省内合约（居民农业）},j,h}\times\left(LMP_{\text{实时统一},h}-LMP_{\text{中长期结算参考},h}\right)\right]$$

$$P_{\text{省内合约(居民农业联动）},j,h}=\frac{P_{\text{省内合约(居民农业）},j,h}\times kQ_{\text{省内合约(居民农业）},j,h}+LMP_{\text{实时统一},h}\times(1-k)Q_{\text{省内合约(居民农业）},j,h}}{Q_{\text{省内合约(居民农业）},j,h}}$$

式中:

$Q_{省内合约（居民农业）,j,h}$为居民农业j在每日h小时的省内中长期净合约电量;

$P_{省内合约（居民农业联动）,j,h}$为居民农业j在每日h小时的联动后中长期合约价格。

8.3.2.2居民农业省内实时偏差电能量电费

计算公式如下:

$$C_{实时偏差（居民农业）,j}=\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left(Q_{实时偏差（居民农业）,j,h}\times LMP_{实时统一,h}\right)$$

$$\begin{aligned}Q_{实时偏差（居民农业）,j,h}=&Q_{发电侧市场化上网,i,h}-Q_{发电侧外送,i,h}\\&-Q_{用电侧,j,h}-Q_{省内合约（居民农业）,j,h}\\&+Q_{互济交易（代理购电）,j,h}+Q_{省间滚撮（代理购电）,j,h}\\&+Q_{应急购电（代理购电）,j,h}+Q_{省间责任偏差净值,j,h}\end{aligned}$$

式中:

$Q_{实时偏差（居民农业）,j,h}$为居民农业的实时偏差电量;

$Q_{发电侧市场化上网,i,h}$为发电侧i在h时段总市场化上网电量（不含未在电力交易平台注册的分布式电源上网电量）;

$Q_{发电侧外送,i,h}$为发电侧i在h时段外送电量;

$Q_{用电侧,j,h}$为用电侧j在h时段实际用电量;

$Q_{互济交易（代理购电）,j,h}$为电网企业代理购电j在h时段购入的互济市场电量;

$Q_{省间滚撮（代理购电）,j,h}$为电网企业代理购电j在h时段购入的省间滚撮电量;

$Q_{\text{应急购电（代理购电）},j,h}$为电网企业代理购电$j$在$h$时段购入的省间应急电量。

$Q_{\text{省间责任偏差净值},j,h}$为电网企业代理购电j在h时段因保供、调峰、新能源消纳产生的偏差净值，其中净购入为“+”、净送出为“-”。

8.3.2.3居民农业调平费用

$$C_{\text{调平用电（居民农业）},j} = Q_{\text{调平用电（居民农业）},j} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

$$Q_{\text{调平用电（居民农业）},j} = \left(Q_{\text{调平发电}} - Q_{\text{调平用电}}\right) - \left(Q_{\text{省间波动偏差送出}} - Q_{\text{省间波动偏差受入}}\right)$$

$C_{\text{调平用电（居民农业）},j}$为居民农业调平电费；

$Q_{\text{调平用电（居民农业）},j}$为居民农业调平电量；

$Q_{\text{调平发电}}$为发电侧全部调平电量；

$Q_{\text{调平用电}}$为具备分时计量条件的用电侧全部调平电量；

$Q_{\text{省间波动偏差送出}}$为执行省间送出的调度计划曲线与关口计量之间的偏差电量；

$Q_{\text{省间波动偏差受入}}$为执行省间受入的调度计划曲线与关口计量之间的偏差电量。

8.4 新型经营主体

8.4.1 独立储能电能量电费

8.4.1.1独立储能（放）电能量电费

$$R_{\text{电能（储能　},i} = R_{\text{省间合约},i} + R_{\text{省内合约},i} + R_{\text{实时偏差},i} + R_{\text{调平发电},i}$$

式中：

$R_{电能（储能）,i}$为独立储能i月度放电电能量电费；

$R_{省间合约,i}$为独立储能i月度省间中长期放电合约电费；

$R_{省内合约,i}$为独立储能i月度省内中长期放电合约电费；

$R_{实时偏差,i}$为独立储能i月度省内实时市场放电偏差电能量电费；

$R_{调平发电,i}$为独立储能i月度放电调平费用。

8.4.1.1.1省间中长期放电合约电费

$$R_{省间合约,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{省间合约,i,t}\times P_{省间合约,i,t}\right)+\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left[Q_{省间合约,i,t}\times\left(LMP_{省内实时,i,t}-LMP_{实时统一,t}\right)\right]$$

$Q_{省间合约,i,t}$为独立储能i在每日t时段的省间中长期放电净合约电量；

$P_{省间合约,i,t}$为独立储能i在每日t时段的省间中长期放电净合约电价；

$LMP_{省内实时,i,t}$为独立储能i在每日t时段省内实时市场节点电价；

$LMP_{实时统一,t}$为每日t时段省内实时市场统一结算点电价，暂以实时市场出清量价计算得出。

8.4.1.1.2省内中长期放电合约电费

$$R_{省内合约,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{省内合约,i,t}\times P_{省内合约（联动）,i,t}\right)+\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left[Q_{省内合约,i,t}\times\left(LMP_{省内实时,i,t}-LMP_{中长期结算参考,t}\right)\right]$$

$$P_{省内合约(联动),i,t}=\frac{P_{省内合约,i,t}\times kQ_{省内合约,i,t}+LMP_{实时统一,t}\times(1-k)Q_{省内合约,i,t}}{Q_{省内合约,i,t}}$$

式中:

$R_{省内合约,i}$为独立储能i月度省内中长期放电合约电费;

$Q_{省内合约,i,t}$为独立储能i在每日t时段的省内放电中长期净合约电量;

$P_{省内合约（联动）,i,t}$为独立储能i在每日t时段的省内联动后中长期合约价格;

$LMP_{中长期结算参考,t}$为 t 时段省内实时统一结算点电价，暂以实时市场出清量价计算得出。

8.4.1.1.3省内实时市场放电偏差电能量电费

$$R_{实时偏差,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{实时偏差,i,t}\times LMP_{省内实时,i,t}\right)$$

$$Q_{实时偏差,i,t}=Q_{日上网,i,t}-Q_{省内合约,i,t}-Q_{省间合约,i,t}$$

式中:

$R_{实时偏差,i}$为独立储能i月度省内实时市场放电偏差电能量电费;

$Q_{实时偏差,i,t}$为独立储能i在每日t时段的省内实时放电偏差电量。

8.4.1.1.4独立储能调平费用

$$R_{调平发电,i}=Q_{调平发电,i}\times P_{实时月度加权}$$

式中:

$R_{调平发电,i}$为独立储能i月度放电调平费用；

$Q_{调平发电,i}$为独立储能i月度实际放电量与现货市场按时段合计放电量之差。

8.4.1.2独立储能（充）电能量电费

$$C_{电能（储能\ \ ,j}=C_{省间合约,j}+C_{省内合约,j}+C_{实时偏差,j}+C_{调平用电,j}$$

式中：

$C_{电能（储能）,j}$为独立储能j月度充电电能量电费；

$C_{省间合约,j}$为独立储能j月度省间中长期充电合约电费；

$C_{省内合约,j}$为独立储能j月度省内中长期充电合约电费；

$C_{实时偏差,j}$为独立储能j月度实时市场充电偏差电能量电费；

$C_{调平用电,j}$为独立储能j月度充电调平费用。

8.4.1.2.1省间中长期充电合约电费

$$C_{省间合约,j}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{省间合约,j,t}\times P_{省间合约,j,t}\right)+\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left[Q_{省间合约,j,t}\times\left(LMP_{省内实时,j,t}-LMP_{实时统一,t}\right)\right]$$

$Q_{省间合约,j,t}$为独立储能j在每日t时段的省间中长期充电净合约电量。

$P_{省间合约,j,t}$为独立储能j在每日t时段的省间中长期充电净合约电价。

$LMP_{省内实时,j,t}$为独立储能j在每日t时段省内实时市场节点电价。

$LMP_{实时统一,t}$为每日t时段省内实时市场统一结算点电价，

暂以出清量价计算得出。

8.4.1.2.2省内中长期充电合约电费

$$C_{省内合约,j}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{省内合约,j,t}\times P_{省内合约（联动）,j,t}\right)+$$

$$\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left[Q_{省内合约,j,t}\times\left(LMP_{省内实时,j,t}-LMP_{中长期结算参考,t}\right)\right]$$

$$P_{省内合约,j,t}\times kQ_{省内合约,j,t}+$$

$$P_{省内合约(联动）,j,t}=\frac{LMP_{实时统一,t}\times(1-k)Q_{省内合约,j,t}}{Q_{省内合约,j,t}}$$

式中:

$C_{省内合约,j}$为独立储能j月度省内中长期充电合约电费;

$Q_{省内合约,j,t}$为独立储能j在每日t时段的省内充电中长期净合约电量;

$P_{省内合约（联动）,j,t}$为独立储能j在每日t时段的省内联动后中长期合约价格;

$LMP_{中长期结算参考,t}$为t时段省内实时统一结算点电价，暂以实时市场出清量价计算得出。

8.4.1.2.3省内实时市场充电偏差电能量电费

$$C_{实时偏差,j}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{实时偏差,j,t}\times LMP_{省内实时,j,t}\right)$$

$$Q_{实时偏差,j,t}=Q_{日用电,j,t}-Q_{省内合约,j,t}-Q_{省间合约,j,t}$$

式中:

$C_{实时偏差,j}$为独立储能j月度实时市场充电偏差电能量电费;

$Q_{实时偏差,j,t}$为独立储能j在每日t时段的省内实时充电偏差电量。

8.4.1.2.4独立储能（充）调平费用

计算公式如下:

$$C_{调平用电,j}=Q_{调平用电,j}\times P_{实时月度加权}$$

式中:

$C_{调平用电,j}$为独立储能j月度充电调平费用;

$Q_{调平用电,j}$为独立储能j月度实际充电量与现货市场按时段合计充电量之差。

8.4.2 虚拟电厂电能量电费

虚拟电厂按照聚合交易单元分别开展结算。虚拟电厂电能量电费为各交易单元电能量电费收益之和。虚拟电厂发电聚合交易单元参照发电企业结算规则计算电能量电费。虚拟电厂用电聚合交易单元参照用户侧主体结算规则计算电能量电费。

8.4.3 并网型绿电直连项目电能量电费

并网型绿电直连项目（上网状态）参照发电企业结算规则计算电能量电费。并网型绿电直连项目（下网状态）参照用户侧主体结算规则计算电能量电费。

9 市场运营相关结算科目

9.1 成本补偿费用

9.1.1 启动补偿费用

（一）计算方式

计算方式详见《吉林省现货电能量市场交易实施细则》“9.1 节”。

（二）分摊方式

该项费用按月统计，在发用两侧按 $K_{启动}$：1 比例分摊。发电侧由参与现货的发电企业和呈现发电特性的新型经营主体按月度实际上网电量比例进行分摊，用电侧由用户侧和呈现用电特性的新型经营主体按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{启动补偿分摊(发电),i}=\frac{Q_{上网,i}}{\sum_{i}^{I_{新能源}}Q_{上网,i}}\times\frac{K_{启动}}{K_{启动}+1}\times R_{启动补偿}$$

$$C_{启动补偿分摊(用电),j}=\frac{Q_{用电,j}}{\sum_{j}^{J}Q_{用电,j}}\times\frac{1}{K_{启动}+1}\times R_{启动补偿}$$

式中：

$R_{启动补偿分摊(发电),i}$ 为参与现货的发电侧主体 i 月度启动补偿费用分摊；

$C_{启动补偿分摊(用电),j}$ 为参与现货的用电侧主体 j 月度启动补偿费用分摊；

$R_{启动补偿}$ 为月度总启动补偿费用。

9.1.2 必开机组补偿费用

（一）计算方式

计算方式详见《吉林省现货电能量市场交易实施细则》“9.2节”。

（二）分摊方式

该项费用按月统计，在发用两侧按$K_{必开}$：1比例分摊。发电侧由参与现货的发电企业和呈现发电特性的新型经营主体按月度实际上网电量比例进行分摊,用电侧由用户侧和呈现用电特性的新型经营主体按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{必开补偿分摊(发电),i}=\frac{Q_{上网,i}}{\sum_{i}^{I}Q_{上网,i}}\times\frac{K_{必开}}{K_{必开}+1}\times R_{必开补偿}$$

$$C_{必开补偿分摊(用电),j}=\frac{Q_{用电,j}}{\sum_{j}^{J}Q_{用电,j}}\times\frac{1}{K_{必开}+1}\times R_{必开补偿}$$

式中:

$R_{必开补偿分摊(发电),i}$为参与现货的发电侧主体i月度必开机组补偿费用分摊;

$C_{必开补偿分摊(用电),j}$为参与现货的用电侧主体j月度必开机组补偿费用分摊;

$R_{必开补偿}$为月度总必开机组补偿费用。

9.1.3 机组干预成本补偿费用

9.1.3.1竞价燃煤机组干预成本补偿

（一）计算方式

计算方式详见《吉林省现货电能量市场交易实施细则》“9.3.1节”。

（一）分摊方式

该项费用按月统计，在发用两侧按$K_{干预}$：1比例分摊。发电侧由参与现货的发电企业和呈现发电特性的新型经营主体按月度实际上网电量比例进行分摊，用电侧由用户侧和呈现用电特性的新型经营主体按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{竞价燃煤机组干预成本补偿分摊(发电),i}=\frac{Q_{上网,i}}{\sum_{i}^{I}Q_{上网,i}}\times\frac{K_{干预}}{K_{干预}+1}\times R_{干预补偿}$$

$$C_{竞价燃煤机组干预成本补偿分摊(用电),j}=\frac{Q_{用电,j}}{\sum_{j}^{J}Q_{用电,j}}\times\frac{1}{K_{干预}+1}\times R_{干预补偿}$$

式中：

$R_{竞价燃煤机组干预成本补偿分摊(发电),i}$为参与现货的发电侧主体i月度干预机组补偿费用分摊；

$C_{竞价燃煤机组干预成本补偿分摊(用电),j}$为参与现货的用电侧主体j月度干预机组补偿费用分摊；

$R_{特殊补偿}$为月度总特殊机组补偿费用。

9.1.3.2储能干预成本补偿

（一）计算方式

计算方式详见《吉林省现货电能量市场交易实施细则》“9.3.2节”。

（二）分摊方式

该项费用按月统计，在发用两侧按$K_{干预}$：1比例分摊。发电侧由参与现货的发电企业和呈现发电特性的新型经营主体按月度实际上网电量比例进行分摊，用电侧由用户侧和呈现用电特性的新型经营主体按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{独立储能干预成本补偿分摊(发电),i}=\frac{Q_{上网,i}}{\sum_{i}^{I}Q_{上网,i}}\times\frac{K_{干预}}{K_{干预}+1}\times R_{干预补偿}$$

$$C_{独立储能干预成本补偿分摊(用电),j}=\frac{Q_{用电,j}}{\sum_{j}^{J}Q_{用电,j}}\times\frac{1}{K_{干预}+1}\times R_{干预补偿}$$

式中：

$R_{独立储能干预成本补偿分摊(发电),i}$为参与现货的发电侧主体i月度干预机组补偿费用分摊；

$C_{独立储能干预成本补偿分摊(用电),j}$为参与现货的用电侧主体j月度干预机组补偿费用分摊；

$R_{干预补偿}$为月度总的干预机组补偿费用。

9.2 市场平衡费用

9.2.1 结构平衡费用

（一）计算方式

$$R_{\text{结构平衡}} = C_{\text{省内市场化电能}} - R_{\text{省内市场化电能}} - R_{\text{省间购电}}$$

$$R_{\text{省间购电}} = \sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left(Q_{\text{省间},h} \times LMP_{\text{实时统一},h}\right)$$

式中:

$R_{\text{结构平衡}}$为结构平衡费用;

$C_{\text{省内市场化电能}}$为用电侧、居民农业省内市场化月度电能量电费（含追退补电费，不含省间电能量相关费用）;

$R_{\text{省内市场化电能}}$为发电侧月度省内市场化电能量电费（含追退补电费、不含未在电力交易平台注册的分布式电源电能电费）。

$R_{\text{省间购电}}$为电网公司为保供产生的省间外购应急调度、滚撮、电力互济电量及无法分配至相应经营主体的省间责任偏差净电量，与省内实时统一结算点价格计算形成的费用。

（二）分摊方式

该项费用按月统计,由参与现货的发电企业和呈现发电特性的新型经营主体及用户侧和呈现用电特性的新型经营主体按照当月上网电量、用电量比例进行分摊或返还。

$$R_{\text{结构平衡分摊(发电)},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_{i}^{I} Q_{\text{上网},i} + \sum_{i}^{I} Q_{\text{用电},i}} \times R_{\text{结构平衡}}$$

$$C_{\text{结构平衡分摊(用电)},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_{j}^{I} Q_{\text{上网},j} + \sum_{j}^{I} Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{结构平衡}}$$

式中：

$R_{结构平衡分摊(发电),i}$为参与现货的发电侧主体i月度结构平衡费用分摊或返还；

$C_{结构平衡分摊(用电),j}$为参与现货的用电侧主体j月度结构平衡费用分摊或返还。

9.2.2 省间应急购电损益电费

省间应急购电损益电费是指当跨区跨省应急调度受入电量作为省内现货市场出清边界，由于无法分配至相应的经营主体纳入分时电能量电费计算时，省内现货市场出清时相应市场用户现货结算电量或电价变化导致的市场损益费用。

（一）计算公式

$$R_{应急购电损益}=\sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left[Q_{应急购电,h}\times(P_{应急购电,h}-LMP_{实时统一,h})\right]$$

式中：

$R_{应急购电损益}$为月度应急购电损益费用；

$Q_{应急购电,h}$为分时应急调度购电量，省间购入电量用“-”表示；

$P_{应急购电,h}$为分时应急调度购电净电价。

（二）分摊方式

该项费用纳入系统运行费用，分摊至全体工商业用户。

9.2.3 省间中长期购电滚撮损益电费

（一）计算方式

$$R_{\text{省间滚撮损益}}=\sum_{\mathrm{d}}^{\mathrm{D}}\sum_{\mathrm{h}}^{24}\left[Q_{\text{省间滚撮},h}\times\left(P_{\text{省间滚撮},h}-LMP_{\text{实时统一},h}\right)\right]$$

式中：

$R_{\text{省间滚撮损益}}$为电网企业省间中长期滚撮损益电费；

$Q_{\text{省间滚撮},h}$为电网企业省间中长期滚撮交易中每日h小时的购电电量，购入省间电量用“-”表示；

$P_{\text{省间滚撮},h}$为电网企业省间中长期滚撮交易中每日h小时的购电电价。

（二）分摊方式

该项费用由参与现货的发电企业和呈现发电特性的新型经营主体及用户侧和呈现用电特性的新型经营主体按照当月上网电量、用电量比例进行分摊或返还。

$$R_{\text{省间滚撮损益电费(发电)},i}=\frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{上网},i}+\sum_{j}^{J}Q_{\text{用电},j}}\times R_{\text{省间滚撮损益}}$$

$$C_{\text{省间滚撮损益电费(用电)},j}=\frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{上网},i}+\sum_{j}^{J}Q_{\text{用电},j}}\times R_{\text{省间滚撮损益}}$$

式中：

$R_{\text{省间滚撮损益电费(发电)},i}$为参与现货的发电侧主体$i$月度省间滚撮损益费用分摊或返还；

$C_{\text{省间滚撮损益电费(用电)},j}$为参与现货的用电侧主体$j$月度省间滚撮损益费用分摊或返还。

9.2.4 电力互济市场购电损益电费

（一）计算方式

$$R_{\text{电力互济损益}}=\sum_{\text{d}}^{\text{D}}\sum_{\text{h}}^{24}\left[Q_{\text{省间互济},h}\times\left(P_{\text{电力互济},h}-LMP_{\text{实时统一},h}\right)\right]$$

式中：

$R_{\text{电力互济损益}}$为电网企业省间电力互济市场缺口费用；

$P_{\text{电力互济},h}$为电网企业省间电力互济市场每日h小时交易电价；

$Q_{\text{省间互济},h}$为电网企业省间电力互济市场每日h小时交易电量，购入省间电量用“-”表示。

（二）分摊方式

该项费用由参与现货的发电企业和呈现发电特性的新型经营主体及用户侧和呈现用电特性的新型经营主体按照当月上网电量、用电量比例进行分摊或返还。

$$R_{\text{电力互济损益电费(发电)},i}=\frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{上网},i}+\sum_{j}^{J}Q_{\text{用电},j}}\times R_{\text{电力互济损益}}$$

$$C_{\text{电力互济损益电费(用电)},j}=\frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{上网},i}+\sum_{j}^{J}Q_{\text{用电},j}}\times R_{\text{电力互济损益}}$$

式中：

$R_{\text{电力互济损益电费(发电)},i}$为参与现货的发电侧主体$i$月度电力互济损益费用分摊或返还；

$C_{\text{电力互济损益电费(用电)},j}$为参与现货的用电侧主体$j$月度电力互济损益费用分摊或返还。

9.2.5 波动偏差费用

波动偏差费用是由省间输电通道、配套电源等调度控制点和计量点之间、交流联络线正常功率波动等不可控原因造成调度计划执行曲线与关口计量电量之间的偏差产生的费用。

（一）计算方式

$$R_{\text{波动偏差电费}}=Q_{\text{波动偏差}}\times\left(P_{\text{波动偏差}}-P_{\text{实时月度加权}}\right)$$

式中:

$R_{\text{波动偏差电费}}$为波动偏差责任费用;

$Q_{\text{波动偏差}}$为联络线波动偏差电量，购入省间电量用“-”表示、省间送出电量用“+”表示;

$P_{\text{波动偏差}}$为联络线波动偏差电价。

（二）分摊方式

该项费用由参与现货的发电企业和呈现发电特性的新型经营主体及用户侧和呈现用电特性的新型经营主体按照当月上网电量、用电量比例进行分摊或返还。

$$R_{\text{波动偏差电费(发电)},i}=\frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{上网},i}+\sum_{j}^{J}Q_{\text{用电},j}}\times R_{\text{波动偏差电费}}$$

$$C_{\text{波动偏差电费(用电)},j}=\frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{上网},i}+\sum_{j}^{J}Q_{\text{用电},j}}\times R_{\text{波动偏差电费}}$$

式中:

$R_{\text{波动偏差电费(发电)},i}$为参与现货的发电侧主体i月度波动偏差费用分摊或返还;

$C_{\text{波动偏差电费(用电)},j}$为参与现货的用电侧主体j月度波动偏差费用分摊或返还。

9.2.6 责任考核偏差费用

责任考核偏差费用是指由于电网安全或购售双方自身原因,在执行交易合同曲线时与调度计划执行曲线之间产生的偏差,该部分考核偏差指保供、调峰、新能源消纳原因产生的偏差。

(一)计算方式(计算损益电费时,购入省间电量用“-”表示、省间送出电量用“+”表示)

$$R_{\text{调峰偏差损益电费}}=R_{\text{调峰偏差电费}}-\sum_{\text{d}}^{\text{D}}\sum_{\text{h}}^{24}\left[Q_{\text{调峰偏差},h}\times LMP_{\text{实时统一},h}\right]$$

$$R_{\text{保供偏差损益电费}}=R_{\text{保供偏差电费}}-\sum_{\text{d}}^{\text{D}}\sum_{\text{h}}^{24}\left[Q_{\text{保供偏差},h}\times LMP_{\text{实时统一},h}\right]$$

$$R_{\text{新能源消纳偏差损益电费}}=R_{\text{新能源消纳偏差电费}}-\sum_{\text{d}}^{\text{D}}\sum_{\text{h}}^{24}\left[Q_{\text{新能源消纳偏差},h}\times LMP_{\text{实时统一},h}\right]$$

式中:

$R_{\text{调峰偏差损益电费}}$为责任考核偏差费用中因调峰支援产生的

调峰偏差损益电费；

$R_{保供偏差损益电费}$为责任考核偏差费用中因保供支援产生的保供偏差损益电费；

$R_{新能源消纳偏差损益电费}$为责任考核偏差费用中因新能源消纳产生的新能源消纳偏差损益电费；

$Q_{调峰偏差,h}$为北京电力交易中心省间正式结算依据中的分时调峰偏差电量；

$Q_{保供偏差,h}$为北京电力交易中心省间正式结算依据中的分时保供偏差电量；

$Q_{新能源消纳偏差,h}$为北京电力交易中心省间正式结算依据中的分时新能源消纳偏差电量；

$LMP_{实时统一,h}$为省内实时市场统一结算点价格。

（二）分摊方式

该项费用按月统计，保供类省间偏差不平衡资金由参与现货的发电企业和呈现发电特性的新型经营主体及用户侧和呈现用电特性的新型经营主体按照当月上网电量、用电量比例进行分摊或返还；调峰类省间偏差不平衡资金按照当月参与市场的燃煤机组实际上网电量比例返还（分摊）至燃煤发电企业；新能源消纳类省间偏差不平衡资金按照当月参与现货的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。

$$R_{\text{保供偏差损益电费（发电）},i}=R_{\text{保供偏差损益电费}}\times\frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{上网},i}+\sum_{j}^{J}Q_{\text{用电},j}}$$

$$C_{\text{保供偏差损益电费（用电）},j}=R_{\text{保供偏差损益电费}}\times\frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{上网},i}+\sum_{j}^{J}Q_{\text{用电},j}}$$

$$R_{\text{调峰偏差损益电费（燃煤）},i}=R_{\text{调峰偏差损益电费}}\times\frac{Q_{\text{上网（燃煤）},i}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{上网（燃煤）},i}}$$

$$R_{\text{新能源消纳偏差损益电费（新能源）},i}=R_{\text{新能源消纳偏差损益电费}}\times\frac{Q_{\text{上网（新能源）},i}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{上网（新能源）},i}}$$

9.3 偏差调节费用

9.3.1 运行考核与获利回收费用

9.3.1.1新能源申报电力偏差考核费用

（一）计算方式

详见《吉林省现货电能量市场交易实施细则》“10.1.1节、10.1.2节”。各结算单元对应的考核费用，以电力调度机构提供的各场站考核费用为依据,按各场站对应结算单元当月上网电量比例分配至相应结算单元。

（二）返还方式

该项费用按月统计，在发用两侧按$K_{\text{申报偏差}}$：1比例分摊,发电侧由参与现货的发电企业和呈现发电特性的新型经

营主体按月度实际上网电量比例进行返还，用电侧由用户侧和呈现用电特性的新型经营主体按月度实际用电量比例进行返还。

9.3.1.2执行偏差获利回收费用

（一）计算方式

详见《吉林省现货电能量市场交易实施细则》“10.2 节”。

（二）返还方式

该项费用按月统计，由参与现货的发电企业、呈现发电特性的新型经营主体和独立储能（充）按月度实际上网和下网电量比例进行返还。

9.3.2 中长期偏差考核费用

9.3.2.1年度中长期签约比例考核费用

要求燃煤机组省内年度中长期签约比例不低于当年省内上网电量的Z_1，用户侧主体、虚拟电厂（负荷型）、并网型绿电直连项目（下网状态）年度中长期签约比例不低于当年用电量的Z_2。未达到签约比例的电量按照燃煤基准价格的Z_3进行考核。

（一）计算方式

$$R_{\text{省内年度中长期签约比例考核（火电）}}=\sum_{i}^{I}\left\{\begin{matrix}\max\left(Z_1-\dfrac{Q_{\text{省内年度签约电量},i}}{Q_{\text{省内年度上网},i}},0\right)\times\\ Q_{\text{省内年度上网},i}\times P_{\text{燃煤基准}}\times Z_3\end{matrix}\right\}$$

$$C_{\text{年度中长期签约比例考核（用户）}}=\sum_{j}^{J}\left\{\begin{matrix}\max\left(Z_2-\dfrac{Q_{\text{年度签约电量},j}}{Q_{\text{年度用电},j}},0\right)\times\\ Q_{\text{年度用电},j}\times P_{\text{燃煤基准}}\times Z_3\end{matrix}\right\}$$

式中：

$R_{\text{年度中长期签约比例考核（火电）}}$为燃煤机组省内年度中长期签约比例考核费用；

$Q_{\text{省内年度签约电量},i}$为燃煤机组i省内年度中长期签约电量；

$Q_{\text{省内年度上网},i}$为燃煤机组i省内全年实际上网电量；

$P_{\text{燃煤基准}}$为燃煤基准电价；

$C_{\text{年度中长期签约比例考核（用户）}}$为用户年度中长期签约比例考核费用；

$Q_{\text{年度签约电量},j}$为用户j年度中长期签约电量；

$Q_{\text{年度用户},j}$为用户j全年实际用电量。

（二）分摊方式

燃煤考核费用向用户侧主体、虚拟电厂（负荷型）、并网型绿电直连项目（下网状态）分摊，用户侧考核费用向参与现货的燃煤发电企业分摊。

$$C_{\text{年度中长期签约比例考核},j}=\frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_{j}^{J}Q_{\text{用电},j}}\times R_{\text{年度中长期签约比例考核（火电）}}$$

$$R_{\text{年度中长期签约比例考核},i}=\frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{上网},i}}\times C_{\text{年度中长期签约比例考核（用户）}}$$

9.3.2.2燃煤机组中长期超额考核费用

对参与交易的燃煤机组的全部中长期净合约电量的超额约束:

参与交易的燃煤机组,其当月每个小时全部中长期净合约电量应不高于机组当月该小时实际上网电量的X_1，超额电量按照月度实时现货市场该小时统一结算点加权均价与全部中长期交易该小时当月联动后加权均价差值的L_1倍进行考核。

（一）计算方式

$$Q_{\text{月上网},i,h} \times X_1 < Q_{\text{中长期净合约},i,h}$$

$$Q_{\text{中长期净合约},i,h} = Q_{\text{省内中长期净合约},i,h} + Q_{\text{省间中长期净合约},i,h}$$

且$P_{\text{实时月度加权},h} < P_{\text{中长期月度加权（联动）},h}$时:

$$R_{\text{燃煤中长期超额考核},i} = \sum_{h}^{24}\left[\left(Q_{\text{中长期净合约},i,h} - Q_{\text{月上网},i,h} \times X_1\right) \times L_1 \times \left(P_{\text{中长期月度加权（联动）},h} - P_{\text{实时月度加权},h}\right)\right]$$

式中:

$R_{\text{燃煤中长期超额考核},i}$为燃煤机组i当月的燃煤机组中长期超额回收费用;

$Q_{\text{月上网},i,h}$为燃煤机组i月h小时的实际上网电量;

$Q_{\text{中长期净合约},i,h}$为燃煤机组i当月h小时的中长期合约电量;

$P_{\text{实时月度加权},h}$为月度实时现货市场h小时统一结算点加权均价;

$P_{\text{中长期月度加权（联动）},h}$为当月中长期交易h小时联动后月度加权均价。

（二）返还方式

该项费用按月统计，按月在用电侧分配，按省内全部中长期净合约电量比例返还至用户侧和呈现用电特性的新型经营主体（不含独立储能（充））。

$$C_{\text{燃煤中长期超额考核返还(用电)},j}=\frac{Q_{\text{省内中长期净合约},j}}{\sum_{j}^{J}Q_{\text{省内中长期净合约},j}}\times R_{\text{月度燃煤中长期超额考核}}$$

式中：

$C_{\text{燃煤中长期超额考核返还(用电)},j}$为参与现货的用电侧主体（不含独立储能（充））$j$月度燃煤机组中长期超额考核返还费用；

$R_{\text{月度燃煤中长期超额考核}}$为月度总燃煤机组中长期超额考核费用。

9.3.2.3燃煤机组中长期缺额考核费用

对参与交易的燃煤机组的全部中长期净合约电量的缺额约束：

参与交易的燃煤机组，其当月每个小时全部中长期净合约电量应不低于机组当月该小时实际上网电量的X_2，缺额电量按照月度实时现货市场该小时统一结算点加权均价与全部中长期交易该小时当月联动后加权均价差值的L_2倍进行考核。

（一）计算方式

$$Q_{\text{月上网},i,h} \times X_2 > Q_{\text{中长期净合约},i,h}$$

$$Q_{\text{中长期净合约},i,h} = Q_{\text{省内中长期净合约},i,h} + Q_{\text{省间中长期净合约},i,h}$$

且$P_{\text{实时月度加权},h} > P_{\text{中长期月度加权（联动）},h}$时：

$$R_{\text{燃煤中长期缺额考核},i} = \sum_{h}^{24}\Big[\Big(Q_{\text{月上网},i,h} \times X_2 - Q_{\text{中长期净合约},i,h}\Big) \times L_2 \times \Big(P_{\text{实时月度加权},h} - P_{\text{中长期月度加权（联动）},h}\Big)\Big]$$

式中：

$R_{\text{燃煤中长期缺额考核},i}$为燃煤机组i当月的燃煤机组中长期缺额考核费用；

（二）返还方式

该项费用按月统计，按月在用电侧分配，按省内全部中长期净合约电量比例返还至用户侧和呈现用电特性的新型经营主体（不含独立储能（充））。

$$C_{\text{燃煤中长期缺额考核返还(用电)},j} = \frac{Q_{\text{省内中长期净合约},j}}{\sum_{j}^{J} Q_{\text{省内中长期净合约},j}} \times R_{\text{月度燃煤中长期缺额考核}}$$

式中：

$C_{\text{燃煤中长期缺额考核返还(用电)},j}$为参与现货的用电侧主体（不含独立储能（充））$j$月度燃煤机组中长期缺额考核返还费用；

$R_{\text{月度燃煤中长期缺额考核}}$为月度总燃煤机组中长期缺额考核费用。

9.3.2.4用电侧中长期缺额考核费用

对参与交易的用电侧主体（不含独立储能（充））的全部中长期净合约电量的缺额约束：

参与交易的用电侧主体当月每小时全部中长期净合约电量应不低于当月该小时用电量的一定比例X_3，其中虚拟电厂（负荷型）当月每小时全部中长期净合约电量应不低于当月该小时用电量的一定比例X_4。缺额电量按照全部中长期交易该小时当月联动后加权均价与月度实时现货市场该小时统一结算点加权均价差值的L_3倍进行考核。

（一）计算方式

$$Q_{\text{月实际},j,h} \times X_3 > Q_{\text{中长期净合约},j,h}$$

且$P_{\text{中长期月度加权（联动）},h} > P_{\text{实时月度加权},h}$时：

$$C_{\text{用电侧中长期缺额考核},j} = \sum_{h}^{24}\left[\left(Q_{\text{月实际},j,h} \times X_3 - Q_{\text{中长期净合约},j,h}\right) \times L_3 \times \left(P_{\text{中长期月度加权（联动）},h} - P_{\text{实时月度加权},h}\right)\right]$$

式中：

$C_{\text{用电侧中长期缺额考核},j}$为用电侧（不含独立储能（充））j当月的中长期缺额考核费用；

$Q_{\text{月实际},j,h}$为用电侧（不含独立储能（充））j月h小时的实际用电量；

（二）返还方式

该项费用按月统计，按月在发电侧分配，发电侧按省内全部中长期净合约电量比例返还至参与现货的发电企业和呈现发电特性的新型经营主体（不含独立储能（放））。

$$R_{\text{用电侧中长期缺额考核返还(发电)},i}=\frac{Q_{\text{省内中长期净合约},i}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{省内中长期净合约},i}}\times$$

$$C_{\text{月度用电侧中长期缺额考核}}$$

式中：

$R_{\text{用电侧中长期缺额考核返还(发电)},j}$为参与现货的发电侧主体（不含独立储能（放））$i$月度用户侧中长期缺额考核返还费用；

$C_{\text{月度用电侧中长期缺额考核}}$为月度总用电侧中长期缺额考核费用。

9.3.2.5新能源中长期超额考核费用

新能源场站当月每小时中长期合约电量不超过实际上网电量的一定比例X_5，超额电量按照全部中长期交易该小时当月联动后加权均价与月度实时现货市场该小时统一结算点加权均价差值的L_5倍考核收益。

（一）计算方式

$Q_{\text{中长期合约},i,h}>Q_{\text{日上网},i,h}\times X_5$且$P_{\text{中长期月度加权（联动）},h}>P_{\text{实时月度加权},h}$时：

$$R_{\text{新能　中长期超额考核},i}=\sum_{h}^{24}\Big[\left(Q_{\text{中长期合约},i,h}-Q_{\text{月上网},i,h}\times X_5\right)\times L_5\times\left(P_{\text{中长期月度加权（联动）},h}-P_{\text{实时月度加权},h}\right)\Big]$$

式中：

$R_{新能源中长期超额考核,i}$为新能源场站i月度中长期超额考核费用；

$Q_{中长期合约,i,h}$为参与现货的新能源场站i当月h小时中长期净合约电量；

$Q_{月上网,i,h}$为新能源场站i当月h小时实际上网电量；

（二）返还方式

该项费用按月统计，按月在用电侧分配，按省内全部中长期净合约电量比例返还至用户侧和呈现用电特性的新型经营主体（不含独立储能（充））。

$$R_{新能源中长期超额考核返还,j}=\frac{Q_{省内中长期净合约,j}}{\sum_{j}^{J}Q_{省内中长期净合约,j}}\times R_{月度新能源中长期超额考核}$$

式中：

$R_{新能源中长期超额考核返还,j}$为参与现货的用电侧主体（不含独立储能（充））j月度新能源中长期超额考核费用返还；

$R_{月度新能源中长期超额考核}$月度总新能源中长期超额考核费用。

10 其他费用

10.1 绿色电力交易结算费用

绿电交易中电能量与绿电环境价值分开结算。电能量部分按照本细则相关条款开展结算。绿电环境价值部分费用依据绿电结算电量及绿电环境价值进行结算。

10.1.1 绿电环境价值结算

绿电交易的绿电环境价值结算按照小时级绿电交易优先于常规绿电交易的顺序执行。

（一）小时级绿电交易环境价值

小时级绿电交易的绿电环境价值按照每日每笔小时级绿电合同电量、发电企业小时级上网电量、用户小时级用电量三者取小的原则确定。同一经营主体小时级绿电环境价值按月汇总结算，汇总电量单位为兆瓦时、取整数。其中:

（1）发电企业小时级绿电合同上网电量分摊计算公式

$$Q_{G,i,t,j}=(Q_{Raw,i,t}-Q_{Mech,i,t})\times\frac{C_{G,i,t,j}}{\sum C_{G,i,t}}$$

$Q_{G,i,t,j}$：发电企业 i 在时段 t 第 j 笔绿电合同对应的上网电量;

$Q_{\mathrm{Raw,i},t}$ 为发电企业 i 在时段 t 实际上网电量;

$Q_{Mech,i,t}$ 为发电企业 i 在时段 t 纳入新能源可持续发展价格结算机制的电量;

$C_{\mathrm{G},i,t,j}$ 为发电企业 i 在时段 t 第 j 笔绿电合同的电量;

$\sum C_{\mathrm{G},i,t}$ 为发电企业 i 在时段 t 全部绿电合同总电量。

（2）用户小时级绿电合同用电量分摊计算公式

$$Q_{\mathrm{L},i,t,j}=Q_{\mathrm{L},i,t}\times\frac{C_{\mathrm{L},i,t,j}}{\sum C_{\mathrm{L},i,t}}$$

$Q_{\mathrm{L},i,t,j}$ 为用户 i 在时段 t 第 j 笔绿电合同对应的用电量;

$Q_{\mathrm{L},i,t}$ 为用户 i 在时段 t 的实际用电量;

$C_{\mathrm{L},i,t,j}$ 为用户 i 在时段 t 第 j 笔绿电合同的电量；

$\sum C_{\mathrm{L},i,t}$ 为用户 i 在时段 t 全部绿电合同总电量。

（3）每日每小时结算电量累加形成该经营主体小时级绿电交易的绿电环境价值月度结算电量，每日每小时费用累加形成绿电环境价值费用，若日累计结算绿电环境价值电量大于发电企业上网电量(考虑机制电量)或用户用电量，电量差值按照等比例调减。

（二）常规绿电交易环境价值

结算常规绿电环境价值，确定发电企业月度上网电量，根据发电企业当月上网电量扣除月度机制电量及小时级绿电交易绿色环境价值结算电量后，剩余上网电量按照当月持有的月度绿电合同电量占比拆分，作为其常规月度绿电合同对应上网电量；确定用户月度用电量，根据用户当月用电量扣除小时级绿电交易绿色环境价值结算电量后，剩余电量按照当月持有的月度绿电合同电量占比拆分，作为其常规月度绿电合同对应用电量；将每笔月度绿电合同电量与上述发电企业上网电量、用户用电量，三者取小，作为该笔月度绿电合同常规绿电环境价值结算电量。

10.2 “两个细则”费用

各经营主体“两个细则”考核、补偿以及相应的分摊或返还费用具体结算方式详见东北电网“两个细则”相关规定开展结算。各结算单元对应的“两个细则”费用，以调控

中心提供的各电厂（场、站）“两个细则”月度考核补偿总费用为依据,按各结算单元当月上网电量比例分配至相应结算单元。

10.3 辅助服务（调频）费用

调频市场运行期间，按照收支平衡原则、以日清月结的方式结算调频补偿、分摊费用。

（一）计算方式

详见《吉林省电力辅助服务(调频)市场实施细则》“7.3节”。

（二）分摊方式

调频市场月度总补偿费用计算公式为:

$$R_{\text{总调频补偿}}=\sum_{i=1}^{I}R_{\text{里程补偿},i}$$

调频市场月度总里程补偿费用由用户用电量(含全体工商业用户用电量、独立储能、虚拟电厂等“发用一体”主体的下网电量)和未参与电能量市场交易的上网电量(含生物质垃圾、水电、调试期等未参与市场的上网电量)共同分担,按月度上网电量及用电量比例进行分摊。

10.4 容量费用

（一）计算方式

详见《吉林省发展改革委 吉林省能源局关于落实煤电容量电价机制有关事项的通知》。

（二）分摊方式

煤电容量电费由电网企业通过系统运行费用按月发布、滚动清算。

11 总电费计算

经营主体结算依据包括电能量电费、系统运行费用、市场运营费用、辅助服务费用、容量电费等。

经营主体对结算明细数据、结算依据计算过程、结算依据内容等向电力交易机构提出查询或就结算账单问题向电网企业提出查询的，收到结算查询后，电力交易机构或电网企业应确认和评估查询是否有效，可要求经营主体追加信息，若确认结算查询有效且需要修改结算依据或结算账单，应按照规则进行调整。

11.1 发电企业月度总电费

发电企业的月度结算依据包括电能量电费、市场运营费用等。

其中市场运营费用$R_{\text{市场运营费用},i}$包含：

$$R_{\text{市场运营费用},i} =$$
$$\left(R_{\text{启动补偿},i} - R_{\text{启动补偿分摊(发电)},i}\right) + \left(R_{\text{必开补偿},i} - R_{\text{必开补偿分摊(发电)},i}\right) +$$
$$\left(R_{\text{干预成本补偿},i} - R_{\text{干预成本补偿分摊(发电)},i}\right) + R_{\text{结构平衡分摊(发电)},i} +$$
$$R_{\text{省间中长期购电滚撮损益电费分摊（发电）},i} + R_{\text{电力互济市场购电损益电费分摊（发电）},i} +$$
$$R_{\text{波动偏差电费分摊（发电）},i} + R_{\text{保供偏差损益电费分摊（发电）},i} + R_{\text{调峰偏差损益电费分摊},i} +$$
$$R_{\text{新能源消纳偏差损益电费分摊},i} + \left(\begin{matrix} R_{\text{新能源申报电力偏差考核返还（发电）},i} - \\ R_{\text{新能源申报电力偏差考核},i} \end{matrix}\right) +$$
$$\left(R_{\text{执行偏差获利回收返还},i} - R_{\text{执行偏差获利回收},i}\right) +$$
$$\left(R_{\text{年度中长期签约比例考核返还（火电）},i} - R_{\text{年度中长期签约比例考核},i}\right) -$$
$$R_{\text{燃煤中长期超额考核},i} - R_{\text{燃煤中长期缺额考核},i} + R_{\text{用电侧中长期缺额考核返还(发电)},i} -$$
$$R_{\text{新能源中长期超额考核},i}$$

11.2 批发用户月度总电费

批发用户月度结算依据包括电能量电费、市场运营费用等。

其中，市场运营费用包含：

$$C_{\text{市场运营费用},j} =$$
$$C_{\text{启动补偿分摊(用电)},j} + C_{\text{必开补偿分摊(用电)},j} + C_{\text{干预成本补偿分摊(用电)},j} -$$
$$C_{\text{结构平衡分摊(用电)},j} - C_{\text{省间中长期滚撮购电损益电费分摊（用电）},j} -$$
$$C_{\text{电力互济市场购电损益电费分摊（用电）},j} - C_{\text{波动偏差电费分摊（用电）},j} -$$
$$C_{\text{保供偏差损益电费分摊（用电）},j} - C_{\text{新能源申报电力偏差考核返还（用电）},j} +$$
$$\left(C_{\text{年度中长期签约比例考核},j} - C_{\text{年度中长期签约比例考核返还（用户）},j}\right) -$$
$$C_{\text{燃煤中长期超额考核返还},j} - C_{\text{燃煤中长期缺额考核返还},j} -$$
$$C_{\text{新能源中长期超额考核返还},j} + C_{\text{用电侧中长期缺额考核},j}$$

11.3 零售用户总电费

零售用户月度结算依据包括电能量电费、结构平衡费用等。

其中，零售用户总电费计算方式为：

$$C_{\text{电能(零售)}} = Q_{\text{用电(零售)}} \times P_{\text{结算(零售)}} + C_{\text{偏差电费}} + C_{\text{零售用户结构平衡分摊电费}}$$

式中：

$Q_{\text{用电(零售)}}$为零售用户月度实际用电量；

$P_{\text{结算(零售)}}$为零售用户结算电价，详见《吉林省电力零售市场管理实施细则》相关规定；

$C_{\text{偏差电费}}$为零售用户偏差电费，详见《吉林省电力零售市场管理实施细则》相关规定；

$C_{\text{零售用户结构平衡分摊电费}}$为零售用户通过零售套餐与售电公司约定分摊的结构平衡电费。

上网环节线损费用、系统运行费用、输配电费、政府性基金及附加等，按照国家及吉林省有关规定执行。

市场运营费用由售电公司承担，其中，结构平衡费用由售电公司与零售用户通过零售套餐自行约定分摊比例。

11.4 代理购电工商业用户总电费

代理购电工商业用户月度结算依据包括电能量电费、市场运营费用等。

其中，市场运营费用包含：

$$C_{\text{市场运营费用},j} =$$
$$C_{\text{启动补偿分摊(用电)},j} + C_{\text{必开补偿分摊(用电)},j} + C_{\text{干预成本补偿分摊(用电)},j} -$$
$$C_{\text{结构平衡分摊(用电)},j} - C_{\text{省间中长期滚撮购电损益电费分摊（用电)},j} -$$
$$C_{\text{电力互济市场购电损益电费分摊（用电)},j} - C_{\text{波动偏差电费分摊（用电)},j} -$$
$$C_{\text{保供偏差损益电费分摊（用电)},j} - C_{\text{新能源申报电力偏差考核返还（用电)},j} +$$
$$\left(C_{\text{年度中长期签约比例考核},j} - C_{\text{年度中长期签约比例考核返还（用户)},j}\right) -$$
$$C_{\text{燃煤中长期超额考核返还},j} - C_{\text{燃煤中长期缺额考核返还},j} -$$
$$C_{\text{新能源中长期超额考核返还},j} + C_{\text{用电侧中长期缺额考核},j}$$

11.5 售电公司总电费

售电公司参与批发市场、零售市场后，月度结算依据包括批发市场购电费、零售市场售电费、市场运营费用等，计算公式如下：

$$\begin{aligned} C_{\text{售电公司总电费},j} &= C_{\text{售电费},j} - C_{\text{购电费},j} \\ &= \sum C_{\text{电能(零售)}} - C_{\text{电能},j} - C_{\text{市场运营费用},j} \end{aligned}$$

式中：

$C_{\text{售电公司总电费},j}$为售电公司月度总电费；

$\sum C_{\text{电能(零售)}}$为售电公司j当月代理零售用户的电能量电费；

$C_{\text{电能},j}$为售电公司j当月批发市场电能量电费；

$C_{\text{市场运营费用},j}$为售电公司j当月市场运营费用，计算方式见本细则“11.2节”。

11.6 独立储能总电费

独立储能的月度结算依据包括批发市场电能量电费、市场运营费等。

独立储能（放电状态）市场运营费用包括：

$$R_{\text{市场运营费用},i}=$$
$$\left(R_{\text{启动补偿},i}-R_{\text{启动补偿分摊(发电)},i}\right)+\left(R_{\text{必开补偿},i}-R_{\text{必开补偿分摊(发电)},i}\right)+$$
$$\left(R_{\text{干预成本补偿},i}-R_{\text{干预成本补偿分摊(发电)},i}\right)+R_{\text{结构平衡分摊(发电)},i}+$$
$$R_{\text{省间中长期购电滚撮损益电费分摊（发电）},i}+R_{\text{电力互济市场购电损益电费分摊（发电）},i}+$$
$$R_{\text{波动偏差电费分摊（发电）},i}+R_{\text{保供偏差损益电费分摊（发电）},i}+R_{\text{调峰偏差损益电费分摊},i}+$$
$$R_{\text{新能源消纳偏差损益电费分摊},i}+\begin{pmatrix}R_{\text{新能源申报电力偏差考核返还（发电）},i}-\\R_{\text{新能源申报电力偏差考核},i}\end{pmatrix}+$$
$$\left(R_{\text{执行偏差获利回收返还},i}-R_{\text{执行偏差获利回收},i}\right)$$

独立储能（充电状态）市场运营费用包括：

$$C_{\text{市场运营费用},j}=$$
$$C_{\text{启动补偿分摊(用电)},j}+C_{\text{必开补偿分摊(用电)},j}+C_{\text{干预成本补偿分摊(用电)},j}-$$
$$C_{\text{结构平衡分摊(用电)},j}-C_{\text{省间中长期滚撮购电损益电费分摊（用电）},j}-$$
$$C_{\text{电力互济市场购电损益电费分摊（用电）},j}-C_{\text{波动偏差电费分摊（用电）},j}-$$
$$C_{\text{保供偏差损益电费分摊（用电）},j}-C_{\text{新能源申报电力偏差考核返还（用电）},j}$$

11.7 虚拟电厂总电费

虚拟电厂月度结算依据包括批发市场电能量电费、聚合资源购售电费、市场运营费等。

虚拟电厂（电源型）市场运营费用包括：

$$R_{\text{市场运营费用},i} =$$
$$\left(R_{\text{启动补偿},i} - R_{\text{启动补偿分摊(发电)},i}\right) + \left(R_{\text{必开补偿},i} - R_{\text{必开补偿分摊(发电)},i}\right) +$$
$$\left(R_{\text{干预成本补偿},i} - R_{\text{干预成本补偿分摊(发电)},i}\right) + R_{\text{结构平衡分摊(发电)},i} +$$
$$R_{\text{省间中长期购电滚撮损益电费分摊（发电）},i} + R_{\text{电力互济市场购电损益电费分摊（发电）},i} +$$
$$R_{\text{波动偏差电费分摊（发电）},i} + R_{\text{保供偏差损益电费分摊（发电）},i} + R_{\text{调峰偏差损益电费分摊},i} +$$
$$R_{\text{新能源消纳偏差损益电费分摊},i} + \left(\begin{array}{l} R_{\text{新能源申报电力偏差考核返还（发电）},i} - \\ R_{\text{新能源申报电力偏差考核},i} \end{array}\right) +$$
$$\left(R_{\text{执行偏差获利回收返还},i} - R_{\text{执行偏差获利回收},i}\right) +$$
$$\left(R_{\text{年度中长期签约比例考核返还（火电）},i} - R_{\text{年度中长期签约比例考核},i}\right) -$$
$$R_{\text{燃煤中长期超额考核},i} - R_{\text{燃煤中长期缺额考核},i} + R_{\text{用电侧中长期缺额考核返还(发电)},i} -$$
$$R_{\text{新能源中长期超额考核},i}$$

虚拟电厂（负荷型）市场运营费用包括:

$$C_{\text{市场运营费用},j} =$$
$$C_{\text{启动补偿分摊(用电)},j} + C_{\text{必开补偿分摊(用电)},j} + C_{\text{干预成本补偿分摊(用电)},j} -$$
$$C_{\text{结构平衡分摊(用电)},j} - C_{\text{省间中长期滚撮购电损益电费分摊（用电）},j} -$$
$$C_{\text{电力互济市场购电损益电费分摊（用电）},j} - C_{\text{波动偏差电费分摊（用电）},j} -$$
$$C_{\text{保供偏差损益电费分摊（用电）},j} - C_{\text{新能源申报电力偏差考核返还（用电）},j} +$$
$$\left(C_{\text{年度中长期签约比例考核},j} - C_{\text{年度中长期签约比例考核返还（用户）},j}\right) -$$
$$C_{\text{燃煤中长期超额考核返还},j} - C_{\text{燃煤中长期缺额考核返还},j} -$$
$$C_{\text{新能源中长期超额考核返还},j} + C_{\text{用电侧中长期缺额考核},j}$$

11.8 并网型绿电直连项目总电费

并网型绿电直连项目月度结算依据包括批发市场电能量电费、市场运营费等。

并网型绿电直连项目（上网状态）市场运营费用包括：

$$R_{\text{市场运营费用},i} =$$
$$\left(R_{\text{启动补偿},i} - R_{\text{启动补偿分摊(发电)},i}\right) + \left(R_{\text{必开补偿},i} - R_{\text{必开补偿分摊(发电)},i}\right) +$$
$$\left(R_{\text{干预成本补偿},i} - R_{\text{干预成本补偿分摊(发电)},i}\right) + R_{\text{结构平衡分摊(发电)},i} +$$
$$R_{\text{省间中长期购电滚撮损益电费分摊（发电）},i} + R_{\text{电力互济市场购电损益电费分摊（发电）},i} +$$
$$R_{\text{波动偏差电费分摊（发电）},i} + R_{\text{保供偏差损益电费分摊（发电）},i} + R_{\text{调峰偏差损益电费分摊},i} +$$
$$R_{\text{新能源消纳偏差损益电费分摊},i} + \begin{pmatrix} R_{\text{新能源申报电力偏差考核返还（发电）},i} - \\ R_{\text{新能源申报电力偏差考核},i} \end{pmatrix} +$$
$$\left(R_{\text{执行偏差获利回收返还},i} - R_{\text{执行偏差获利回收},i}\right) +$$
$$\left(R_{\text{年度中长期签约比例考核返还（火电）},i} - R_{\text{年度中长期签约比例考核},i}\right) -$$
$$R_{\text{燃煤中长期超额考核},i} - R_{\text{燃煤中长期缺额考核},i} + R_{\text{用电侧中长期缺额考核返还(发电)},i} -$$
$$R_{\text{新能源中长期超额考核},i}$$

并网型绿电直连项目（下网状态）市场运营费用包括：

$$C_{\text{市场运营费用},j} =$$
$$C_{\text{启动补偿分摊(用电)},j} + C_{\text{必开补偿分摊(用电)},j} + C_{\text{干预成本补偿分摊(用电)},j} -$$
$$C_{\text{结构平衡分摊(用电)},j} - C_{\text{省间中长期滚撮购电损益电费分摊（用电）},j} -$$
$$C_{\text{电力互济市场购电损益电费分摊（用电）},j} - C_{\text{波动偏差电费分摊（用电）},j} -$$
$$C_{\text{保供偏差损益电费分摊（用电）},j} - C_{\text{新能源申报电力偏差考核返还（用电）},j} +$$
$$\left(C_{\text{年度中长期签约比例考核},j} - C_{\text{年度中长期签约比例考核返还（用户）},j}\right) -$$
$$C_{\text{燃煤中长期超额考核返还},j} - C_{\text{燃煤中长期缺额考核返还},j} -$$
$$C_{\text{新能源中长期超额考核返还},j} + C_{\text{用电侧中长期缺额考核},j}$$

12 追退补和清算

追退补是指因市场经营主体原因或数据异常以及其他规则允许情况，对已结算的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补。

清算是指因政策或规则调整等原因，对已结算的电量、电费要重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补。

12.1 政策性退补

（一）因电价政策调整、政府有关部门有新政策出台或者因经营主体适用的电价类别变化等原因，导致电费需要调整的，由电网企业依照有关电价政策文件开展电费退补。

（二）因市场交易结算规则、交易价格等政策性变化或不可抗力引起的差错，导致电费需要调整的，由电网企业依照有关规定开展市场化电费退补。

12.2 非政策性退补

在电力交易机构向市场主体出具正式结算依据前，如电量、统一结算点电价等发生变化，导致直接参与市场交易用户预结算结果发生变化时，电力交易机构应重新进行计算，并向电网企业推送正式结算结果，由电网企业开展追退补。

在月结算正式结算结果发布后发现市场主体电量差错的，随后续月度结算进行追退补，追溯期不超过 12 个月。在月度追退补时，按照以下原则进行处理：

1. 因结算基础数据存在差错，需要重新提供信息时，应在每月 20 日前通过平台补推。

2. 若当月差错电量累计值小于差错发生月总上网（用电）电量 10% 时，原则上分时电量不再追溯至具体时段，不对差错月零售套餐电价、市场结算均价、调试电价、调平电价、实时加权平均电价等市场综合电价进行调整。只调整差错发生月份结算电量，电能量电费按照省内差错月份实时市场加权均价进行退补调整，并对其具备追溯条件的市场运行费用进行退补调整。零售用户差错电量按照差错发生月份实时市场加权平均结算价格进行退补结算。

若当月差错电量累计值大于或等于差错发生月总上网（用电）电量 10% 时，电力交易机构根据调整后的计量数据、交易合同、出清结果、执行结果等基础数据进行重新结算，零售用户也同步进行调整，追退补费用纳入处理月份月度正式结算依据。

若因市场经营主体注销退市、户号改类等原因造成的调整费用无法分配至相应主体的，将调整费用纳入调整月结构平衡费用，按规则分摊或返还。

12.3 用电变更追退补管理

市场主体用电类别、电压等级、用电容量等用电信息发生变更，导致电费需要调整的，由电网企业依据有关规定进行电费追退补。

12.4 其他原因追退补管理

因市场主体窃电、违约用电等主观原因造成电量差错的，相关追退补电量不纳入市场结算范畴，追退补调整由电网企业按照《电力法》《供电营业规则》等法规执行。

开展追退补和清算时，首先应由电力交易机构编制追退补和清算的结算依据，履行结算依据发布流程后，再由电网企业开展电费追退补和清算。

因不可抗力等原因产生的差额费用由发用主体共同承担。

13 收付款管理

发电企业、独立储能、虚拟电厂电费结算纳入电网企业购电管理流程，由电网企业按月支付。

批发市场用户、零售市场用户、虚拟电厂结算电费按照电网企业相关收费规定执行，纳入电网企业售电管理流程，由电网企业收取，增量配电网所辖用户可由拥有该增量配电网运营权的售电公司收取。

14 其他结算事项

14.1 市场中止与管制

在市场中止和价格管制时段，根据《吉林省现货电能量市场交易实施细则》中规定的结算原则开展结算。

14.2 违约处理原则

对付款违约经营主体的处理应符合以下要求：

（一）若经营主体未能在付款截止日前完成全额付款，电网企业应及时告知电力交易机构，电力交易机构按规定向经营主体发出违约通知。

（二）当电力交易机构发出违约通知后，电网企业应尽快按照违约金额提出履约保函、保险的适用申请。电力交易机构向履约保函、保险开立单位出具索赔通知及履约保函、保险原件，要求开立单位支付款项。

（三）电力交易机构向违约经营主体发出履约保函、保险执行告知书，并做好相关信用记录。

附件一：市场参数表

$K_{启动}$	启动补偿费用发电侧分摊系数	1
$K_{必开}$	必开机组补偿费用发电侧分摊系数	1
$K_{干预}$	机组干预成本补偿费用发电侧分摊系数	1
$K_{申报偏差}$	新能源申报电力偏差考核分摊系数	1
Z_1	火电年度中长期签约比例下限	60%
Z_2	用户侧年度中长期签约比例下限 虚拟电厂（负荷型）年度中长期签约比例下限	70% 60%
Z_3	未达到年度签约比例考核系数	3%
X_1	燃煤机组中长期超额约束比例	120%
L_1	燃煤机组中长期超额回收价差系数	1.2
X_2	燃煤机组中长期缺额约束比例	80%
L_2	燃煤机组中长期缺额回收价差系数	1.2
X_3	用电侧中长期缺额约束比例	80%
L_3	用电侧中长期缺额回收价差系数	1.2

X_4	虚拟电厂（负荷型）中长期缺额约束比例	60%
X_5	新能源中长期超额约束比例	150%
L_5	新能源中长期超额回收价格系数	1.1
k	中长期合约联动比例系数	暂定40%（视政策情况调整）

吉林省电力零售市场管理实施细则

（试行 5.0 版）

目录

1 总述 1
2 适用范围 1
3 引用文件 1
4 名词解释 3
5 成员权责 5
5.1 零售用户 5
5.2 售电公司 6
5.3 分布式电源 7
5.4 虚拟电厂运营商 8
5.5 电力交易机构 9
5.6 电网企业 9
6 电力零售市场注册、变更及注销 10
7 分布式电源参与市场方式 12
8 电力零售交易平台 14
9 电力零售套餐、聚合服务类套餐 15
10 电力零售市场交易组织 19
11 零售市场结算 21
11.1 结算周期 21
11.2 结算时段 22
11.3 结算电量 22
11.4 结算电价 22
11.5 结算电费 22
11.5.1 零售用户 22
11.5.2 售电公司 22
11.6 市场结构平衡费用处理 23
11.7 电量追补 24
12 售电公司市场退出 24
12.1 强制退出零售市场 25
12.2 自愿退出零售市场 25
13 保底售电机制 26
13.1 保底售电公司产生方式 26
13.2 保底售电服务 28
13.3 保底售电公司管理 31
13.4 其他事项 31
14 市场监管和风险防控 32
15 附则 34

1 总述

为规范售电公司、电力用户参与电力市场交易，促进零售市场健康有序发展，维护吉林电力市场秩序，依据国家和吉林省相关政策文件要求，制定本细则。本细则所称的电力零售市场交易是指吉林省内售电公司与零售用户之间通过电力零售交易平台（包括电力交易平台和“e-交易”App，下同），以签约零售套餐的方式开展的购售电交易。虚拟电厂运营商（含负荷聚合商）与分布式电源、可调节负荷等聚合资源之间的交易活动纳入零售市场管理范畴，结合市场发展适时扩大经营主体范围。

2 适用范围

本细则适用于吉林省电力现货市场运行期间电力零售市场运营与管理，可根据电力体制改革进程及相关政策文件调整进行修订。

3 引用文件

（一）《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

（二）《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）

（三）《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）

（四）《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事

项的通知》（发改办价格〔2021〕809 号）

（五）《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595 号）

（六）《关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047 号）

（七）《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217 号）

（八）《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会第 20 号令）

（九）《电力中长期市场基本规则》(发改能源规〔2025〕1656 号）

（十）《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）

（十一）《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力现货连续运行地区市场建设指引的通知》（发改能源〔2025〕1171 号）

（十二）《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4 号）

（十三）《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于加强电力零售市场管理有关事项的通知》（发改办能源〔2026〕443 号）

（十四）《吉林省电力中长期市场实施细则》（东北监能市场〔2026〕15号）

（十五）《吉林省发展改革委关于进一步优化分时电价政策的通知》（吉发改价格〔2025〕11号）

（十六）《吉林省发展改革委关于做好电力零售市场价格监管和服务工作的通知》（吉发改价格〔2025〕661号）

4 名词解释

（一）电力批发市场：发电企业、批发用户、售电公司、新型经营主体等各类经营主体之间通过市场化方式开展的交易活动的总称。（下文简称“批发市场”）。

（二）批发用户：直接参与批发市场的电力用户。

（三）电力零售市场：电力用户通过售电公司、虚拟电厂(含负荷聚合商)购买电力产品或服务的电力交易市场(下文简称“零售市场”）。

（四）零售市场交易：售电公司或虚拟电厂（含负荷聚合商）与电力用户之间开展电力交易活动的总称。

（五）零售市场用户：参与电力零售市场交易，向售电公司、新型经营主体购电的电力用户。（下文简称“零售用户”）。

（六）零售市场结算电价：零售市场中，售电公司或虚拟电厂（含负荷聚合商）和零售用户在相关合同中共同确认的结算电价（下文简称“结算电价”）。

（七）零售用户合同电量：零售市场中，售电公司和零售用户在相关合同中共同确认的电量（下文简称“合同电量”）。

（八）零售服务关系：售电公司与零售用户协商一致，确立的由售电公司代理零售用户参与零售市场的关系。

（九）交易合同：发电企业与售电公司签订的交易约定信息。

（十）零售合同：售电公司和零售用户在确立服务关系时签订的相关约定服务合同。

（十一）市场化零售交易电费结算协议：售电公司、零售用户和电网企业签订的关于零售市场交易电费结算相关信息的约定。

（十二）经营主体：包括参与电力市场交易的发电企业、售电公司（含独立售电公司和配售电公司）、电力用户（含电力批发用户、电力零售用户和电网企业代理购电工商业用户）和新型经营主体（含新型储能企业、虚拟电厂、智能微电网等）。

（十三）虚拟电厂：通过先进的信息通信技术、智能计量以及优化控制技术，将分布式电源、分布式储能等分布式资源进行集成，构成能响应电网需求、参与电力市场运行或接受电网调度的系统。

（十四）虚拟电厂运营商：将具备可调潜力或发电能力

的分布式电源、虚拟机组集中在一起，作为整体参与电力市场或电网运行，并代理有关事宜的机构。

（十五）电力零售套餐：指售电公司和电力用户、虚拟电厂运营商与聚合资源约定的包括但不限于交易履约周期、交易电价、服务费等要素构成的购售电价格标准商品。

5 成员权责

5.1 零售用户

（一）按国家和吉林省有关要求提供注册材料；

（二）完成实名认证，保管电力交易账号、密码及数字安全证书等身份认证要素，按照规则参与电力市场交易，确立零售服务关系并签订零售合同及市场化零售交易电费结算协议；

（三）企事业单位、机关团体等办理注册手续时应当关联用电户号等实际用电信息，并提供必要的单位名称、法定代表人、统一社会信用代码、联系方式等；

（四）按规定履行供用电合同、零售合同及市场化零售交易电费结算协议，并承担相关违约责任；

（五）提供市场交易所必需的电力电量需求以及相关生产信息等；

（六）一般应具备电量分时计量与数据传送条件，数据准确性与可靠性应能满足相关交易结算要求；

（七）向电网企业支付电费，按照电网企业相关收费规

定执行。

（八）具备负荷调节能力的零售用户，可自主选择资源聚合类经营主体（含虚拟电厂运营商等），由其聚合参与电能量交易在内的多品种交易。

5.2 售电公司

（一）按国家和吉林省有关要求提供注册材料，办理注册信息变更；

（二）完成实名认证，保管电力交易账号、密码及数字安全证书等身份认证要素，按照规则参与电力市场交易，履行交易合同、零售合同及市场化零售交易电费结算协议；

（三）在合同有效期内，依据合同获取相关方履行合同的信息及资料；

（四）按要求提供零售用户注册信息变更情况、零售合同等资料；

（五）按相关规定提供开展交易业务必需的履约保函或保险凭证，按照市场规则和零售合同承担相关责任；

（六）进入电力现货市场，须具备对零售用户日前负荷预测、按要求报送分时电力需求曲线和报价信息的技术能力；

（七）向电网企业获取或者开具增值税专用发票，支付或收取结算电费；

（八）拥有配电网运营权的售电公司需服从电力调度管理，承担配电区域内电费收取、结算以及开具增值税专用

发票等业务。向电网企业支付购电费、输电费。

（九）保底售电公司按国家及吉林省相关政策规定向零售用户提供保底售电服务。

5.3 分布式电源

（一）按照电力交易机构相关规定提交注册资料，完成市场注册，并根据实际情况及时完成注册信息变更。

（二）完成实名认证，保管电力交易账号、密码及数字安全证书等身份认证要素，按照电力市场政策、规则参与电力市场交易，可自主选择资源聚合类经营主体（含虚拟电厂运营商等），确定聚合关系并签订聚合服务合同。

（三）在聚合服务合同有效期内，按照市场规则向签约的资源聚合类经营主体提供用于开展聚合服务所需信息、响应调节指令和控制要求，根据合同获得收益。

（四）履行签订的聚合服务合同，按相关规定和聚合服务合同承担违约责任。

（五）获取、查看结算依据和电费账单，按规定时间核对并确认其准确性和完整性。负责向电网企业提供用于资金收付的银行账户，按规定向电网企业收取款项，完成电费收取。

（六）分布式电源按要求完成项目建档立卡工作，及时提供或核对绿证核发所需信息，并对信息的真实性、准确性负责。

（七）依法依规披露和提供相关市场信息，获得市场交易、输配电服务等相关信息。

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

5.4 虚拟电厂运营商

（一）按照电力交易机构相关规定提交注册资料，完成市场注册，并根据实际情况及时完成注册信息变更。

（二）完成实名认证，保管电力交易账号、密码及数字安全证书等身份认证要素，按照电力市场政策、规则参与电力市场交易，参照售电公司足额提交履约保函（保险），及时发布、更新聚合服务套餐，与聚合资源确定聚合关系并签订聚合服务合同。

（三）在聚合服务合同有效期内，依据合同获取相关方履行合同的信息及资料，根据电力系统运行需要，协调各聚合资源的运行状态、发用电计划等，提供电能量、辅助服务、需求响应等市场服务。

（四）履行签订的聚合服务合同，代理聚合资源参与电力批发交易，按相关规定和聚合服务合同承担违约责任。

（五）获取、查看结算依据和电费账单，按规定时间核对并确认其准确性和完整性。负责向电网企业提供用于资金收付的银行账户，按规定向电网企业支付或收取款项，完成电费收付。

（六）依法依规披露和提供相关市场信息，获得市场交

易等相关信息，承担代理聚合资源的信息保密义务。

（七）按要求配合电力负荷管理中心或电力调度机构开展可调节容量、调节性能、数据交互等功能测试，根据参与交易品种接入新型负荷管理系统或电力调度自动化系统。开展聚合资源实时监测，按要求主动提供调节能力变化情况。

（八）承担电网安全保供义务，按规定服从电力调度机构统一调度，不得擅自调整运行参数。

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

5.5 电力交易机构

（一）负责零售市场成员注册、变更、注销等管理；

（二）负责组织零售市场交易；

（三）负责建设运营电力零售平台，提供电力零售线上交易环境；

（四）按职责做好零售市场管理，负责监测和分析零售市场运行情况；

（五）收取并管理售电公司、虚拟电厂运营商履约保障凭证；

（六）配合开展售电公司信用管理和市场争议处理，维护市场秩序，协调零售市场出现的其他问题；

（七）负责提供电力交易结算依据及相关服务，负责依法发布零售市场相关信息。

5.6 电网企业

（一）负责零售用户在营销业务应用系统中的用电信息维护和变更；

（二）按照规则签订、管理并履行市场化零售交易电费结算协议；

（三）负责零售用户供用电合同管理和分布式电源购售电合同管理；

（四）负责向电力交易机构提供支撑市场注册、交易、结算和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的完整性、准确性和及时性。

（五）负责零售用户、聚合资源的计量管理，并根据电力交易机构推送的结算依据，开展电费结算，按期向经营主体出具电费账单，提供电费账单查询等服务。

（六）负责根据电费账单按时完成电费收付，并向发生付款违约的经营主体催缴欠款。对于逾期仍未全额付款的售电公司、虚拟电厂运营商，向电力交易机构提出履约保函（保险）的使用申请。

（七）依法依规披露和提供相关市场信息，获得市场交易等相关信息。

（八）组织协调计量和电费结算有关问题，参与协调结算依据有关问题。

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

6 电力零售市场注册、变更及注销

（一）参加零售市场交易的电力用户、售电公司应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经营主体。内部核算的市场经营主体经法人单位授权，可参与相应电力交易。

（二）电网企业代理购电的工商业用户可在每月15日前申请转为市场交易用户，完成市场注册具备交易资格后，可选择参与后续月份的批发市场交易或零售市场交易。

（三）批发用户转为零售用户。每月15日前，批发用户可自主选择一家售电公司签约零售套餐建立购售电关系，从次月起转为零售用户。零售套餐签约后，批发用户所持有的后续月份中长期交易合同转移至该售电公司，其中：绿电合同转移后电量自动关联至该用户，售电公司与用户结算的绿电环境价值由双方另行签约的绿电环境权益套餐确定。

（四）零售用户转批发用户。每月15日前（遇法定节假日截止日期相应提前），零售用户在确认后续月份不存在未执行的零售合同（零售合同履约到期或已解除）的前提下，通过电力交易平台自主操作，完成批发市场入市风险阅知和进入批发市场真实意愿确认后，从次月起转为批发用户。

（五）售电公司市场注册按照《售电公司管理办法》执行，在吉林省电力零售市场开展交易业务的售电公司需先行提交履约保函（保险），并按照有关规定执行。

（六）符合参与电力市场交易条件的电力用户，可自主

选择直接参与电力批发交易或者由售电公司代理参与交易；由售电公司代理参与交易的电力用户，须与一家售电公司签订零售合同，成为电力零售用户并参加零售交易，零售合同完成签订或解除前不得再直接参与电力批发交易；同一时间周期内，电力用户只能以一种身份参与电力市场。

（七）原则上零售用户与售电公司的服务关系在零售合同存续期间不得变更，服务关系有效期暂为自然年。如确需中止合同，须双方协商一致、妥善处理原有合同，并签订中止合同的书面协议，报送电力交易机构，抄送电网企业。零售用户相关业务全部办结后，才能办理代理服务关系变更。

（八）服务关系期满前15日,电力用户应与原售电公司续约或重新选择售电公司进行服务关系确认，也可自愿选择通过批发市场直接向发电企业购电，未进行上述选择的电力用户默认从次月通过批发市场直接购电，电力用户未签订交易合同但实际发生的用电量按照批发交易用户参与电能量现货市场方式进行结算。

（九）虚拟电厂及聚合资源市场注册、变更及注销等按照《吉林省电力市场注册管理实施细则》执行。

7 分布式电源参与市场方式

（一）分布式电源根据国家及吉林省新能源相关政策规定，可自主选择直接或者聚合方式参与市场，其中选择聚合参与市场的即进入零售市场。

（二）分布式电源可自主选择一家资源聚合类经营主体（含虚拟电厂运营商等），以聚合方式参与市场。其中：选择虚拟电厂运营商聚合代理的，应在办理注册前按照电力负荷管理中心或电力调度机构相关要求完成虚拟电厂技术支持系统接入，建立聚合关系后，通过电力零售交易平台与该虚拟电厂运营商签约聚合服务套餐，完成聚合关系确认。

（三）选择虚拟电厂运营商聚合代理的分布式电源发电项目，可在每年规定时间内选择次年度拟转换的参与市场方式，包括直接转聚合、聚合转直接参与市场方式。

分布式电源发电项目由直接转聚合方式，应按以下原则开展：

（1）电力负荷管理中心确认分布式电源发电项目已被聚合接入虚拟电厂技术支持系统。

（2）虚拟电厂运营商注册信息变更生效，新增匹配对应的分布式电源发电项目关联关系。

（3）分布式电源发电项目确认次年度不存在未执行的批发交易合同。

（4）分布式电源发电项目于每年度零售市场交易闭市前与对应的虚拟电厂运营商按要求确定聚合关系，完成直接转聚合方式转换。

分布式电源发电项目由聚合转直接方式，应满足吉林省新能源入市相关政策要求，并按以下原则开展：

（1）电力负荷管理中心确认分布式电源发电项目已取消接入虚拟电厂技术支持系统。

（2）虚拟电厂运营商注册信息变更生效，原聚合关系次月起自动失效。

（3）分布式电源发电项目于每年度零售市场交易闭市前选择以直接方式参与市场，完成聚合转直接方式转换。

（四）已聚合参与交易的分布式电源发电项目，应在聚合服务合同履约到期前，及时签订后续时间的聚合服务合同。未及时与资源聚合类经营主体（含虚拟电厂运营商等）签订新的聚合服务合同且未转为直接参与市场方式的，自无聚合服务合同可履约的月份起按接受市场价格方式参与市场。

8 电力零售交易平台

（一）吉林省电力零售交易通过电力零售交易平台（吉林省电力交易平台和e-交易APP的零售商城专区）开展。售电公司与零售用户应在电力零售交易平台开展代理关系绑定、零售合同签订及解除、零售合同调整及确认、结算结果查询及确认等业务。

（二）符合吉林省零售市场入市条件的售电公司，可在电力零售交易平台开设虚拟商铺并自主设置店铺简介、图标等信息，经电力交易机构审核通过后，在电力零售交易平台正式上线。

（三）零售市场经营主体应确保在电力零售交易平台

进行的所有操作均为有权代表本企业的人员完成。经营主体应妥善保管账户、密码等登录信息，避免因账户、密码被他人获取给自身带来损失。

9 电力零售套餐、聚合服务类套餐

（一）电力零售套餐是零售市场经营主体约定购售电资费的标准化商品，其中标准化零售套餐指按照规定的套餐模板配置上架、向社会公众公开发布的套餐；虚拟电厂运营商与聚合资源之间签约的聚合服务套餐纳入零售套餐管理。

（二）零售套餐制定原则

(1) 售电公司、虚拟电厂运营商制定套餐时应充分结合自身运营成本、批发市场购电成本、市场交易能力、风险预控能力等因素合理确定套餐价格。

(2) 售电公司与零售用户、虚拟电厂运营商与聚合资源之间签约的聚合服务套餐交易价格应不包括非电力市场化购售电交易费用（如设备运维费等）。

（三）零售套餐内容。公开上架的零售套餐包括但不限于套餐类型、执行周期、交易电量约束、电能量交易价格、绿电环境权益价值、是否允许协商变更等关键条款。零售套餐按自然月生效。

（四）零售套餐类别。零售套餐分为常规电能量套餐、绿电套餐和保底售电套餐，以及适应新型经营主体参与市场需要的聚合服务套餐。

（五）常规电能量套餐

现阶段，常规电能量套餐为参考价格+浮动价差套餐。

零售用户各时段零售价格暂按照“参考价格+浮动价差”形成分时段价格，其中参考价格由履约月全体售电公司或自身所绑定售电公司各周期中长期交易、现货交易价格与固定价格按照约定比例加权计算形成。

$$P_{套餐}(t)=P_{参考价格}(t)+P_{浮动价差}$$

$$P_{参考价格}(t)=P_{中长期}(t)\times x+P_{现货}(t)\times y+P_{固定价}\times z$$

其中：

$P_{中长期}(t)$ 为当月 t 时段中长期合同加权均价（不含绿色电力交易绿色环境价值部分）；

$P_{现货}(t)$ 为当月 t 时段现货市场电价；

x、y、z、$P_{浮动价差}$取值范围经吉林省电力市场管理委员会研究审议，报省级能源、价格主管部门批准后执行。

现阶段，x、y 分别为该月售电公司在时段 t 中长期市场成交电量、实时市场偏差电量占实际用电量的比例（保留小数点后四位）；z 取 0；$P_{浮动价差}$取值范围为 3 至 12 元/兆瓦时。

后续可根据国家、省内相关政策及电力市场建设运行情况再做调整。

（六）绿电套餐

绿电套餐按照电能量套餐和绿色电力环境价格套餐两部分独立约定，绿电套餐分为常规绿电交易和小时级绿电交

易两类，常规绿电交易的绿电环境价值以月度为周期进行溯源，小时级绿电交易的绿电环境价值以小时为周期进行溯源。合同双方达成的绿色电力交易，仅约定绿电套餐类型和绿色电力环境价值，甲方绿电交易合同电量按每月乙方分配给甲方的绿电交易合同电量计算，绿电电能量按合同双方签约的常规电能量套餐执行。其中绿电套餐类型分为常规绿电套餐和小时级绿电套餐；绿色电力环境价值可按照履约月全体售电公司省内批发市场绿证结算均价或零售用户与售电公司自主协商约定绿色电力环境价格选择。

（七）保底售电套餐。对未在规定时限内完成零售关系绑定且未参加批发侧市场交易的零售用户，或因售电公司原因启动保底服务的零售用户，启动保底服务机制，提供保底售电服务的前 1 个月,保底零售价格执行现货实时市场价格，若用户执行保底服务满 1 个月仍未签订零售合同或参与批发市场交易，其保底零售价格按照实际现货市场均价的 2 倍执行。

（八）聚合服务套餐

（1）市场均价+浮动价差套餐

聚合资源主体与虚拟电厂运营商在市场均价的基础上，约定虚拟电厂运营商提供电力市场化购售电交易服务的服务费，且 24 个时段均相同。若虚拟电厂运营商对应的聚合单元为负荷型虚拟电厂聚合单元，聚合资源主体各时段电能量价

格 $P_{1T}=P_{t\,负荷型虚拟电厂聚合单元批发侧结算价格}+P_{浮动价差}$；若虚拟电厂运营商对应的聚合单元为电源型虚拟电厂聚合单元，聚合资源主体各时段电能量价格 $P_{2T}=P_{t\,电源型虚拟电厂聚合单元批发侧结算价格}-P_{浮动价差}$。$P_{t\,虚拟电厂聚合单元批发侧结算均价}$为 t 时段履约月本虚拟电厂聚合单元批发市场电能量结算价格，具体按吉林省相关市场规则计算，$P_{浮动价差}$取值范围为 3 至 12 元/兆瓦时。

（2）红利分享+浮动价差套餐

聚合资源主体与虚拟电厂运营商按照“红利分享价格+浮动价差”形成分时段价格，当虚拟电厂运营商为负荷型虚拟电厂聚合单元，对虚拟电厂购电电价低于基准价的部分，按约定的红利分享比例分享给用户，聚合资源主体各时段电能量价格 $P_{3T}=P_{t\,负荷基}-(P_{t\,负荷基}-P_{t\,负荷型虚拟电厂聚合单元批发侧结算价格})\times K_{红利分享}\%+P_{浮动价差}$；当虚拟电厂运营商为电源型虚拟电厂聚合单元，对虚拟电厂售电电价高于基准价的部分，按约定的红利分享比例分享给用户，聚合资源主体各时段电能量价格 $P_{4T}=P_{t\,电源型虚拟电厂聚合单元批发侧结算价格}+(P_{t\,电源型虚拟电厂聚合单元批发侧结算价格}-P_{t\,电源基})\times K_{红利分享}\%-P_{浮动价差}$。其中：$P_{t\,负荷基}$为履约月全体售电公司批发市场电能量结算均价；$P_{t\,电源基}$为同类型电源批发市场电能量结算均价。$K_{红利分享}\%$为归甲方的红利分享的比例，$50\leqslant K_{红利分享}\leqslant 100$，$K_{红利分享}$取值需为整数。

（九）零售套餐变更和解除。经营主体如有需求，经双方协商一致，每月 25 日前（如遇政策或规则发生重大变化时

可适当调整）可变更尚未履约月份的零售套餐类别、参数或解除零售合同后签约新的套餐。现阶段，虚拟电厂运营商除被暂停交易或退出市场外，暂不允许其与代理的聚合资源解除聚合服务合同。

10 电力零售市场交易组织

（一）自 2027 年起，未完成实名认证的零售用户不得参加新的零售交易。

（二）售电公司参与零售交易，可售电量规模按照资产总额对应年售电量和履约保障凭证计算对应电量的最小值执行。

（三）资源聚合类经营主体（含虚拟电厂运营商等）的聚合资源范围、主体类型、交易单元等按照《吉林省电力市场注册管理实施细则》执行。

（四）电力交易机构根据国家政策、市场规则变化情况，适时对零售合同（聚合服务合同）示范文本进行修订，履行电力市场管理委员会审议程序，并报告政府主管部门备案后发布。

（五）同一零售用户、可聚合资源（含分布式电源发电项目、储能、电动汽车充电设施、工商业用户）在同一合同有效期内，仅可与一家售电公司或资源聚合类经营主体（含虚拟电厂运营商等）建立购售电关系或聚合关系，且全部工商业用电量或上网电量均通过该售电公司或资源聚合类经

营主体（含虚拟电厂运营商等）代理参与市场交易，不得再单独参与电力批发交易。

（六）零售合同达成后，售电公司有权查询其代理用户的历史电量数据。零售用户可自主选择分享其他有关信息，便于售电公司提供适合的零售套餐。售电公司对零售用户信息负保密责任，不得以任何方式泄露所接触和知悉的零售用户信息。资源聚合类经营主体（含虚拟电厂运营商等）与聚合资源的信息查询及管理等参照本项规定执行。

（七）参与零售市场交易的电力用户，应及时选购零售套餐，并与售电公司在电力零售交易平台以电子合同形式达成零售合同，确立代理服务关系，有关条款订立需满足零售合同示范文本要求，各经营主体不再签订纸质零售合同（或代理协议），购售双方达成的电子合同具备法律效力，作为零售市场结算的唯一依据。资源聚合类经营主体（含虚拟电厂运营商等）与聚合资源的聚合服务套餐选购、聚合服务合同签订、确立聚合服务关系等参照本项规定执行。

（八）现阶段，零售市场交易方式主要为双边交易，资源聚合类经营主体（含虚拟电厂运营商等）与聚合资源的交易方式参照执行。具体交易流程如下：

（1）套餐选购及关系绑定。售电公司根据电力交易机构发布的标准化套餐模板，通过电力交易平台，制定零售套餐，发起代理服务关系绑定流程，向电力用户定向发送，电力用

户在电力交易平台确认后提交电力交易机构。

（2）流程核验。电力交易机构对零售市场经营主体提交的代理服务关系绑定、零售套餐选购等流程进行核验。

（3）零售合同达成。售电公司与零售用户确认后，在电力交易平台达成电子化零售合同，合同正式生效，双方代理服务关系确立，零售套餐从次月起执行。电力交易机构以购售双方在电力交易平台达成的零售合同数据及信息作为执行依据。

11 零售市场结算

售电公司通过双边协商方式与零售用户开展零售交易，售电公司与零售用户双向自主选择，签订电子化零售合同，电力交易机构依据零售合同开展交易结算。售电公司、零售用户和电网企业三方签订市场化零售交易电费结算协议。电网企业依据市场化零售交易电费结算协议开展电费结算。虚拟电厂及聚合资源主体结算参照零售市场结算规则执行。

11.1 结算周期

售电公司、虚拟电厂运营商在批发市场采用“日清月结”的结算模式。电力交易机构以绑定的零售用户可参与市场实际用电量为基础开展量价日清分，出具日清分单据，以月度为周期出具结算依据，电网企业开展电费结算。

零售用户、聚合资源主体在零售市场以月度为周期进行结算。电力交易机构以零售用户可参与市场实际用电量为基

础，按月出具结算依据，电网企业开展电费结算。

11.2 结算时段

批发市场以 1 小时作为一个结算时段，零售市场以售电公司与零售用户签订的零售合同要求为依据开展结算。

11.3 结算电量

售电公司在参与电力批发市场交易前，须根据零售用户实际用电需求，在电力交易平台提交市场交易电量需求。零售用户以月度可参与市场实际用电量，作为其市场化结算电量。售电公司以其代理的零售用户参与市场实际用电量之和，作为其市场化结算电量。

11.4 结算电价

批发市场结算电价包括但不限于：中长期批发市场成交电价、日前市场统一结算点电价、实时市场统一结算点电价、月度日前市场加权均价、月度实时市场加权均价。零售市场结算电价包括零售用户结算电价。

11.5 结算电费

11.5.1 零售用户

零售用户总电费结算具体算法依据《吉林省电力市场结算实施细则》确定，其中零售用户调平电量按照零售价格算术均价进行结算，零售用户所属户号、计量点电价按零售用户结算均价执行。

11.5.2 售电公司

售电公司结算电费采取费差方式，即：售电公司结算电费＝零售市场售电费－批发市场购电费。售电公司结算电费为售电公司在电力市场中的运营收益。

（一）售电公司在批发市场购电费

按照批发市场结算规则进行电费结算，具体算法依据《吉林省电力市场电费结算实施细则》确定。

（二）售电公司在零售市场售电费

售电公司零售市场售电费，即零售用户分别结算零售总电费之和。

11.6 市场结构平衡费用处理

用电侧分摊（分享）的市场结构平衡费用，由售电公司与零售用户协商一致、自主选择按电量占比计算零售用户可分摊（分享）费用额度，协商确定该部分费用由双方分摊（分享）的比例，并在交易平台填报确认双方分摊（分享）比例，电力交易机构据此开展结算。设置分摊/分享市场结构平衡费用参数需用户法定代表人或授权代理人签订知情书并在吉林电力交易平台上传。

鉴于市场结构平衡费用结算周期的实际情况，在零售合同执行月内产生的所有结算费用，按照售电公司与零售用户在零售合同中的约定执行；如遇零售用户销户等情况，导致市场结算相关费用无法分摊（分享）时，统一由零售合同执行月内所绑定的售电公司进行分摊（分享）。

11.7 电量追补

经营主体由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费追补调整的，需重新计算涉及月份有关经营主体的市场化电费，并将差额电费纳入待追补电费事项。电量差错追补调整追溯期原则上不跨年。

零售用户追补结算电费：当历史月份结算电量出现偏差时，以追补电量对应区间的零售电价计算追补电费；零售用户追补电量方式按照《吉林省电力市场电费结算实施细则》执行。

售电公司追补购电支出：追补电量方式按照《吉林省电力市场电费结算实施细则》执行。

售电公司追补电费按照零售用户追补结算电费与售电公司追补购电支出电费之差计算。

12 售电公司市场退出

售电公司市场注销方式分为申请注销和自动注销两种，无论何种方式注销，均应与合同相关方协商一致，妥善处理好相关合同事宜。拟注销的售电公司退出市场前需结清市场化电费和交易手续费。

售电公司注销退出市场的，其代理的零售用户可选择与其他售电公司签订零售合同，合同关系自建立之日起次月生效。

虚拟电厂市场注销参照售电公司市场注销规定执行。

12.1 强制退出零售市场

在政府主管部门确认售电公司符合强制退出条件后，应通过政府指定网站向社会公示。公示期满无异议的，政府主管部门通知电力交易机构对该售电公司实施市场注销。

售电公司被强制退出，其所有已签订但尚未履行的交易合同优先通过自主协商的方式，在10个工作日内完成处理；自主协商期满，退出售电公司未与合同购售电各方就合同解除协商一致的，由政府主管部门征求合同购售电各方意愿，通过电力市场交易平台以转让、拍卖等方式转给其他售电公司；经合同转让、拍卖等方式仍未完成处理的，已签订尚未履行的交易合同终止履行，零售用户可以与其他售电公司签订新的零售合同，否则由保底售电公司或电网企业代理该部分零售用户，并按照相关要求与保底售电公司或电网企业签订相关合同及协议，并处理好其他相关事宜。

12.2 自愿退出零售市场

售电公司可自愿申请注销退出售电市场,应提前45个工作日向电力交易机构提交退出申请，明确退出原因和计划的终止交易月。电力交易机构将退出申请及相关材料通过政府指定网站向社会公示。公示期满无异议的，方可办理注销退出市场手续。

在政府主管部门和能源监管机构协调下，自愿退出售电公司应在终止交易月之前通过自主协商的方式完成交易合

同处理。终止交易月之前（含当月），交易合同由该售电公司继续履行。自愿退出售电公司未与交易合同各方就合同解除协商一致的，须继续参与市场化交易，直至交易合同履行完毕或合同各方同意终止履行。对继续履行交易合同确实存在困难的，其批发合同及电力用户按照有关要求由保底售电公司或电网企业承接。对交易合同各方造成的损失由自愿退出售电公司承担。

拥有配网运营权的售电公司申请退出时，应提供妥善处置配电资产的证明或者有电网企业接受并提供保底供电服务的相关文件。

13 保底售电机制

本章规定适用于由保底售电公司承接的保底售电服务。吉林电力交易中心有限公司（下文简称“交易中心”）在吉林省能源局、吉林省发展和改革委员会（下文简称“吉林省发改委”）、国家能源局东北监管局（下文简称“东北能监局”）指导下，依据本机制开展保底售电公司遴选、保底售电服务等工作。

13.1 保底售电公司产生方式

（一）保底售电公司每年确定一次，由售电公司申请，交易中心开展遴选，报吉林省能源局、吉林省发改委、东北能监局备案后，向市场主体公布。

（二）保底售电公司选取的条件为：

（1）经营稳定。资产规模大、经营现金流稳定，具有承接保底售电服务的财务能力。

（2）信用良好。无不良信用记录，企业法人及其法定代表人、董事、监事、高级管理人员无不良信用记录，开展信用评价后，评价结果排名靠前。

（3）资金储备充足。按时提交履约保函、保险，履约保函、保险额度充足，承担保底售电服务时具有充足的资金保障。

（4）人员技术实力强。交易电量大，代理用户数量多，用户服务水平高。

（三）保底售电公司选取和增补的流程为：

（1）意向征集。需要选择和增补保底售电公司时，交易中心向近三年度交易电量平均值前8名的售电公司发出意向征集通知。如果近三年度交易电量平均值前8名的售电公司无意向或无法达成保底售电协议，也可适当扩大征集范围。

（2）递交意向申请书。近三年度交易电量平均值前8名售电公司自愿成为保底售电公司的，需向交易中心报送保底售电公司申请书，申请书需包含经营稳定、信用良好、资金储备充足、人员技术实力强等证明材料以及最大保底售电服务费，并承诺自愿承担保底售电服务和保底售电风险。

（3）择优选择。交易中心审核保底售电公司近三年度交易电量平均值、资产规模、资金储备等信息，优先选择资产

优良、资金链充足、人员技术实力强、无不良信用记录等条件较好的售电公司，并按照具体评分标准进行打分，按分数由高到低排序，选取 5 家保底售电公司,3 家增补保底售电公司。在实际运行过程中如遇特殊情况可适时进行调整。

(4) 签订保底售电承诺书。由交易中心组织保底售电公司签订保底售电承诺书，在承诺书中明确保底售电服务内容、义务、服务费等。

(5) 报备。将选取的保底售电公司名单向政府主管部门报备。

(6) 公布。向市场主体公布保底售电公司名单。

(四) 保底售电公司评分标准:

遴选后的售电公司，暂采用综合得分排序法进行评分排序,后续视情况灵活调整。综合得分=售电公司近三年度交易电量平均值/所有已遴选的售电公司近三年度交易电量平均值之和*50%+最近 1 次年度信用评价得分/所有已遴选的售电公司最近 1 次年度信用评价得分之和*50%。其中售电公司信用评价得分参考吉林省售电公司信用评价办法执行。

13.2 保底售电服务

(一) 适用条件。

(1) 售电公司原因。售电公司存在以下情况的，由电力交易机构报政府主管部门和能源监管机构同意后，启动保底售电服务:

①售电公司未在截止期限前缴清结算费用。

②售电公司不符合市场履约风险有关要求，包括但不限于发生恶意违约、毁约等情况。

③售电公司自愿或强制退出市场，其购售电合同经自主协商、整体转让未处理完成。

(2) 电力用户原因。市场购电用户未及时与售电公司签订零售合同且未参与批发市场交易，由电力交易机构按本章保底售电机制启动保底售电服务。

（二）服务次序。

(1) 因售电公司原因启动保底服务时，一家售电公司的批发合同电量及零售用户，全部由一家保底售电公司承接。批发合同电量及零售用户被承接的售电公司（以下简称“原售电公司”）按启动保底服务的时间从先到后排序，同一启动时间则按其近 12 个月实际售电量从大到小排序，保底售电公司按排序表先后排位循环排序，依次对应启动保底售电服务。

(2) 因电力用户原因启动保底服务时，启动保底售电的电力用户按照其近 12 个月实际用电量从大到小排序，保底售电公司按排序表先后排位循环排序，依次对应启动保底售电服务。

（三）启动程序

(1) 当因售电公司原因需启动保底服务时，由电力交易

机构报告政府主管部门和能源监管机构，经同意批准后，电力交易机构启动保底售电服务，并书面通知保底售电公司、原售电公司，以及原售电公司的批发合同对手方、零售用户。保底售电公司从发出通知的次月起承接批发合同电量（不含可再生批发合同，下同）及零售用户。

（2）电力交易机构应于每月前7个工作日公布当月零售合同到期电力用户名单。当因电力用户原因需启动保底服务时，电力交易机构应在启动当月的7个工作日内发布通知公告，并公布电力用户与保底售电公司的保底服务对应清单。

（四）服务内容

保底售电公司应作为独立交易单元参与市场化交易及结算。批发市场方面：

（1）保底售电公司按原合同价格承接原售电公司的批发合同电量，不再另行签订协议。

（2）保底售电公司根据承接零售用户的用电情况，为其保底服务开展独立的需求申报及批发交易。

（3）需求申报经电力交易机构审核后生效；批发市场仅能参与月度集中竞争及现货交易，对应电量不计入售电公司市场份额及有关交易约束，并免除批发市场相关考核费用。

零售市场方面：

（1）保底用户执行保底零售价格，不再另行签订协议。

（2）提供保底售电服务的前1个月，保底零售价格执行

现货实时市场价格，用户可在执行保底服务期间自主选择售电公司签订次月的零售合同或参与批发市场交易；若用户执行保底服务满 1 个月仍未签订零售合同或参与批发市场交易，其保底零售价格按照实际现货市场均价的 2 倍执行。

(3) 按照保底售电公司不盈不亏的原则，保底售电公司应对其保底售电业务单独记账、独立核算，保底零售电费超出其批发购电费用的部分，由所有市场购电用户按用电量比例分享，不足的部分以保底售电公司为单位由其保底的用户按用电量比例分摊。

13.3 保底售电公司管理

（一）售电公司应本着诚信和专业精神提供保底售电服务，严格执行市场交易规则、严格遵守市场监管制度。

（二）交易中心加强对保底售电公司参与批发市场交易行为、保底用户结算、保底售电风险等监测监控，发现保底售电公司存在明显不合理的异常行为时，及时向能源监管机构和政府主管部门报告。

（三）售电公司因其保底售电服务违规行为造成用户较大经济损失的，经请示能源监管机构、政府主管部门同意后，取消本年度及次年度保底售电资格，因本次保底售电服务批发购电费用超出零售电费部分全部由保底售电公司承担。

13.4 其他事项

（一）执行保底零售价格满 1 个月，零售用户可自主选

择与其他售电公司（包括保底售电公司）协商签订新的零售合同，保底售电公司不得以任何理由阻挠。新的零售合同在交易系统完成线上合同签订并建立相应零售关系后，对应合同生效月份起零售用户终止执行保底零售价格，按照新的零售合同进行结算。此外，符合标准的电力用户亦可直接参与批发交易，在其批发交易资格生效月份起终止执行保底零售价格。

（二）当保底售电公司因保底用户终止保底服务等原因，导致经交易中心审核生效的申报需求低于承接的批发合同下月电量时，由交易中心根据申报需求扣减承接的集中竞争交易成交电量后（为负置零）对承接的双边协商交易、挂牌交易合同下月电量进行等比例削减。削减后保底售电公司不得在月度集中交易中再购入电量。

（三）因保底用户档案、电量差错或市场规则、电价政策调整等原因需要进行退补时，其中保底用户按其差错月零售结算价格计算退补电费；保底售电公司批发侧退补结算按照《吉林省电力市场结算实施细则》执行；保底售电公司批发侧退补电费与其代理保底用户退补电费的差额，由开展退补月份所有市场购电用户按用电量比例分摊或分享。

（四）批发合同对手方、电力用户因原合同未能继续履行导致利益受损的，可按合同约定向原售电公司索赔。

14 市场监管和风险防控

（一）国家能源局东北能源监管局会同吉林省能源局、吉林省发改委对零售市场进行监管，确保交易、结算行为规范有序。

（二）交易中心负责本细则的具体实施工作，根据吉林省能源局、吉林省发改委、东北能监局要求，依规履行市场运营、市场监测和风险防控等职责。

（三）为防范售电公司违约欠费风险，保障市场经营主体的合法权益，售电公司应按照履约保障凭证管理制度规定的额度及时、足额提交履约保障凭证。

（四）售电公司、虚拟电厂运营商的履约保函（保险）额度不足且未按规定期限补足的，按规定启动取消其交易资格的程序，保障电费结算合规有序。

（五）售电公司应对其代理的零售用户全面、如实、客观地说明电力交易相关政策、市场规则及有关业务情况。如有市场经营主体以书面形式反映售电公司在零售市场中恶意竞争、隐瞒相关信息、虚假宣传或未向零售用户尽到充分告知义务等方面情况，经核实情况属实的，交易中心将违规售电公司记入市场经营主体信用评价，并向东北能监局、吉林省发改委、吉林省能源局进行报告。

（六）市场经营主体存在通过垄断、不正当竞争、滥用市场支配地位等方式恶意扰乱市场秩序，以及落实重大政策文件不力等情形，经警告拒不整改的，交易中心应及时向东

北能监局、吉林省发改委、吉林省能源局进行报告，经核定确认后记入市场经营主体信用评价，并视情节轻重予以惩戒。

15 附则

（一）市场交易和结算中发生争议时，市场成员可自行协商解决；协商无法达成一致时，可提交吉林省能源局、吉林省发改委、东北能监局调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

（二）本细则未尽事宜按照相关市场规则执行。遇国家和吉林省相关政策及规则发生重大变化时，从其规定。

吉林省电力市场计量管理实施细则

（试行 5.0 版）

名词解释

1.电能计量装置：由各种类型的电能表或与计量用电压、电流互感器（或专用二次绕组）及其二次回路相连接组成的用于计量电能的装置，包括成套的电能计量柜（箱、屏）。

2.结算计量点：电网企业与经营主体间进行电能量贸易结算的计量点。

3.考核计量点：是指根据需要设置在电网企业或发、供电企业内部用于经济技术指标考核的各电压等级的变压器侧、输电和配电线路端以及无功补偿设备处的电能计量点，主要包括：发电企业的发电机组、厂用电等计量点，电网企业变电站线路出口、主变高低压侧、无功补偿设备处等计量点。

4.电能量远方终端：应用在发电厂和变电站的终端，可以实现电能表信息的采集存储和电能表运行工况监测，并对采集的信息进行管理和传输。

5.用电信息采集终端：用电信息采集终端是对各信息采集点用电信息采集的设备，简称采集终端。用电信息采集终端按应用场所分为专变采集终端、集中抄表终端、分布式能源监控终端、融合终端等类型。

6.智能电能表：由测量单元、数据处理单元、通信单元等组成，具有电能量计量、信息存储及处理、实时监测、自动控制、信息交互等功能的电能表。

7.智能物联电能表：由计量模组、管理模组、扩展模组构成，具备电能计量、数据处理、实时监测、自动控制、环境感知、信息交互和通信路由等功能，同时能满足物联网需求的智能电能表。

8.专变采集终端：对专变用户用电信息进行采集的设备。可以实现电能表数据的采集、电能计量设备工况和供电电能质量监测，以及客户用电负荷和电能量的监控，并对采集数据进行管理和双向传输。专变采集终端按外形结构和I/O配置分为Ⅰ型、Ⅱ型、Ⅲ型三种型式。

9.集中器：集中器是指收集各采集器或电能表的数据，并进行处理储存，同时能和主站或手持设备进行数据交换的设备。集中器按功能分为集中器Ⅰ型和集中器Ⅱ型两种型式。

10.智能融合终端：安装在低压台区的智能化采集与控制终端，满足高性能并发、大容量存储、多采集对象、就地化分析决策、协同计算需求，具有数据采集、设备运行状态监测、电能计量等功能，支撑营销、配电及新兴业务发展需求。

11.能源控制器（专变）（ECU）：安装在专变用户侧的智能化采集与控制终端，采用硬件模组化、系统平台化、功能软件化设计，具有电能计量、数据采集、配变监测、智能控制、电动汽车有序用电、用能管理、回路状态巡检、停电事件上报、非介入式负荷辨识等功能。

12.低压电力线高速载波通信（HPLC）：一种具备高速、

互联互通特点，工作在0.7～12MHz频段范围内的高速载波通信技术。

13.双模通信单元:采用电力线高速载波和基于OFDM的高速无线通信技术进行数据传输的通信模块或通信设备。可分为单相表双模通信单元、三相表双模通信单元、终端本地双模通信单元、I型采集器双模通信单元、双模II型采集器等类别。

14.宽量程低压电流互感器：测量范围为额定一次电流0.1%~200%的低压电流互感器。

15.抗直流偏磁低压电流互感器：安装于0.4kV电力线路上的一种具有抗直流偏磁的电流互感器。

目录

名词解释 2
1 总述 1
2 适用范围 1
3 引用文件 1
4 计量点设置 1
5 计量及采集装置配置 4
5.1 计量装置配置要求 4
5.2 采集终端配置要求 6
5.3 设备配置选型要求 7
6 计量及采集装置运行管理 7
6.1 计量装置运行管理 7
6.1.1 投运前管理 7
6.1.2 计量装置现场检验管理 7
6.1.3 计量装置运行维护管理 8
6.2 采集终端运行管理 8
7 申校仲裁管理 9
8 计量数据管理 9
8.1 数据管理要求 9
8.2 数据采集信息系统管理要求 9
8.3 数据采集管理要求 10
9 数据拟合规则 10
9.1 直调电厂上网电量计量数据拟合（TMR） 10
9.2 用电信息采集系统直采数据拟合 14
附件一：贸易结算和指标考核的电能计量点位置 16
附件二：计量采集设备选型配置方案 19

1 总述

本细则规范了吉林省电力市场用于市场交易、结算的电能计量及用电信息采集装置、电能量采集终端的技术管理工作。

2 适用范围

本细则适用于吉林省电力经营主体的电能计量及采集管理，包括计量点、计量及采集装置配置、计量及采集装置运行管理、申校仲裁管理及计量数据管理等。

3 引用文件

（一）《中华人民共和国电力法》

（二）《中华人民共和国计量法》

（三）《中华人民共和国计量法实施细则》

（四）《电能计量装置技术管理规程》

（五）《供电营业规则》

（六）《电力现货市场基本规则（试行)》(发改能源规〔2023〕1217 号)

（七）《电力市场计量结算基本规则》

（八）《电力市场运行基本规则》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 20 号)

4 计量点设置

计量点的设置应满足以下基本原则（详见附件一):

（一）贸易结算用电能计量点设置在购售电设施产权分界处，出现穿越功率引起计量不确定或产权分界处不适宜安装等情况的，由购售双方或多方协商明确计量装置安装位置，并依据相关规定确定相应的变（线）损和参与结算的关口计量点，并在购售电合同、供用电合同等合同中予以明确。

（二）Ⅰ类电能计量装置、计量单机容量100MW及以上发电机组贸易结算电量的电能计量装置和电网企业之间购售电量的110（66）kV及以上电能计量装置，宜配置型号、准确度等级相同的计量有功电量的主副两只智能电能表，并按照一一对应原则安装联合试验接线盒。

（三）当用电客户采用2个及以上电源供电时，每个电源受电点分别设置电能计量装置。

（四）分电能计量点按不同电价类别分别设置，电能计量装置安装在执行不同电价受电装置出线处，采用总表加分表的计量方式。

（五）考核用电能计量点，根据需要设置在电网企业或发、供电企业内部用于经济指标考核的各电压等级的变压器侧、输电和配电线路端以及无功补偿设备处。

（六）为实现机组电量计量，对于参与现货交易的发电企业应增设考核计量点，并满足以下要求：

（1）燃煤机组在主变高压侧设置考核计量点作为分机组电量分配考核计量点，机组单机上网电量按考核计量点所

计电量占贸易结算电量的比例计算；

（2）风电、光伏发电按照项目分期设置考核计量点作为分期电量分配考核计量点，单期上网电量按计量表计直接计量电量或按考核计量点所计量电量占贸易结算电量的比例计算；

（3）对于参与电量分配计算的考核计量点，电量计算公式等内容应在相关合同、协议中给予明确；

（4）配有电蓄热装置或配套储能装置的发电企业，应在电蓄热装置或配套储能装置用电联网线路处设置考核计量点。

（七）电动汽车充电桩的电源接入处，均配置专用的电能计量装置及用电信息采集终端。

（八）分布式电源接入公共电网按照以下三条原则设置计量点：

（1）运营模式为统购统销模式（发电量全部上网）：在供用电设施产权分界处设置关口计量点，同时计量电价补偿电量和关口电量；

（2）运营模式为自发自用余电上网：采用三点计量法，计量点 1 为上网计量点，计量用电客户与公共电网交换的电量；计量点 2 为发电量计量点，计量分布式电源发电量；计量点 3 为用电量计量点，计量用电客户自用电量；

（3）分布式电源自用电从发电设备外获取工作电源：

分别设置计量点，计量发电设备自发自用电量和外部工作电源用电量。

（九）执行功率因数调整电费的电力用户，应配置计量有功电量、感性和容性无功电量的智能电能表；按最大需量计收基本电费的电力用户，应配置具有最大需量计量功能的智能电能表；实行分时电价的电力用户，应配置具有多费率计量功能的智能电能表；具有正、反向送电的计量点应配置计量正向和反向有功电量以及四象限无功电量的智能电能表。

（十）独立储能：计量装置要具备正向有功、反向有功和四象限无功电能量计量功能，支持15分钟分时电能量和分时费率电能量冻结、累计和存储，计量装置时钟应具有日历、计时、同步功能，具备失压、断相、掉电、开盖等各类事件记录功能。

5 计量及采集装置配置

电能表、用电信息采集设备、电能量远方终端应安装在现场计量屏、计量箱内，经营主体计量点应满足计量及采集装置的安装条件，如暂不满足安装要求，应按规定时限完成改造。

5.1 计量装置配置要求

各经营主体的计量点应至少安装一套符合技术要求的电能计量装置。运行中的电能计量装置按计量对象重要程度

和管理需要分为五类，分类细则如表 1。

表 1 电能计量装置分类细则

类型	分类要求
Ⅰ类	220kV 以上贸易结算用电能计量装置 500kV 及以上考核用电能计量装置 计量单机容量 300MW 及以上发电机发电量的电能计量装置
Ⅱ类	66kV-220kV（不含）贸易结算用电能计量装置 220kV-500kV（不含）考核用电能计量装置 计量单机容量 100MW-300MW（不含）发电机发电量的电能计量装置
Ⅲ类	10kV-66kV（不含）贸易结算用电能计量装置 10kV-220kV（不含）考核用电能计量装置 计量 100MW（不含）以下发电机发电量、发电企业厂（站）用电量的电能计量装置
Ⅳ类	380V-10kV（不含）电能计量装置
Ⅴ类	220V 单相电能计量装置

各类电能计量装置应配置的电能表、互感器准确度等级不应低于表 2 所示值。

表 2 准确度等级

电能计量装	准确度等级

置类别	智能电能表		电力互感器	
	有功	无功	电压互感器	电流互感器*
Ⅰ	0.2S	2	0.2	0.2S
Ⅱ	0.5S	2	0.2	0.2S
Ⅲ	0.5S	2	0.5	0.5S
Ⅳ	1	2	0.5	0.5S
Ⅴ	2	—	—	0.5S
*发电机出口可选用非S级电流互感器。				

其中，I类、Ⅱ类电能计量装置应安装同型号、同规格、同精度的主副智能电能表各一套。主副表应有明确标志，以主表计量数据作为结算数据，副表计量数据作为参考。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数据。可针对各类用户负荷特性，科学配置低压电流互感器，对电窑炉、陶瓷卫浴、金属加工、烘培烘烤等用户，优先选用抗直流电流互感器（DBI型）；对于监测发现负荷波动大、以及过负荷用户，优先选用宽量程电流互感器。

5.2 采集终端配置要求

现货交易的经营主体采集终端应满足以下配置要求:

（一）发电企业应安装电能量远方终端。

（二）供/用电电压在10千伏及以上的分布式电源及用户，应安装专变采集终端，或采用具备远程通信功能的智能表直接计量采集。

（三）供/用电电压在10千伏以下的分布式电源及用户，宜安装集中器。

5.3 设备配置选型要求

各类关口及用户计量点智能电能表、采集终端、互感器等设备选型配置方案见附件二。

6 计量及采集装置运行管理

6.1 计量装置运行管理

6.1.1 投运前管理

各类电能计量装置的设计方案应相关电能计量专业人员审查通过。参与现货交易的发电企业、拥有配电网运营权的售电公司向电网企业申请设置（变更）关口计量点时，应及时提供电能计量装置设计方案，经由电网企业组织有关电能计量专业人员审查通过后再行建设。计量装置现场安装接线工艺应严格执行《电能计量装置安装接线规则》（DL/T825-2021）的要求。电能计量装置投运前应由电网企业负责组织进行全面验收，合格后再申请送电。

6.1.2 计量装置现场检验管理

新建、改（扩）建关口计量装置投运后，产权单位应建立相应的运行档案并及时维护。新建、改（扩）建关口计量装置在投运后1个月内，应进行首次现场检验（投运时间以首次抄见电量时间为准），并定期开展周期现场检验，发现不合格的电能计量装置应及时申请更换。经营主

体内部用于电量考核、电量平衡、经济技术指标分析的电能计量装置，宜应用运行监测技术开展运行状态检测。

6.1.3 计量装置运行维护管理

安装在发电企业、拥有配电网运营权的售电公司生产运行场所的电能计量装置，运行人员应负责监护，保证其封印完好；安装在用户侧的电能计量装置，由用户负责保护其封印完好，装置本身不受损坏或丢失。

当电能计量装置发生故障时，应及时通知电能计量技术机构进行处理。贸易结算用电能计量装置故障，应由电网企业和供电企业电能计量技术机构依据《中华人民共和国电力法》及其配套法规的有关规定进行处理。

计量装置使用的封印样式和编号方式等由电网企业按照省级市场监管部门相关要求订制及管理。计量装置变更、现场工作结束后应对关口计量装置实施封印，记录封印编号。相关各方均应做好关口计量装置封印维护和管理，任何一方不得无故擅自开启封印。

6.2 采集终端运行管理

采集终端投运前应完成设备安装、调试，满足数据采集要求。

采集终端运行维护内容主要包括现场设备巡视、故障处理等。现场设备应结合用电检查、周期性核抄、现场校验等工作同步开展常规巡视。现场设备故障处理应根据故障影响

的用户类型、数量、距离远近及抄表结算日等因素，综合安排现场工作计划。

经营主体应负责设备监护，保证设备运行完好。

7 申校仲裁管理

经营主体对供电企业装设的电能计量器具的准确性存在异议时，有权向供电企业提出校验申请，供电企业应在5个工作日内出具检验结果。如经营主体对申校结果有异议，可向供电企业上级计量检定机构申请二次检定或向政府计量行政主管部门申请仲裁检定。

8 计量数据管理

8.1 数据管理要求

对于直接参与现货市场交易的经营主体，电网企业应制定完备的计量数据采集及补采方案,确保在D+4日前实现发电侧及用户侧结算计量装置内电能数据的采集，且数据存储时长和采集频率满足现货市场交易数据结算需求。

8.2 数据采集信息系统管理要求

电网企业应建立采集系统（包括：电力用户用电信息采集系统、电能量采集系统）实现现场计量数据的采集、存储，进入电力市场交易的经营主体应配合实现计量装置的接入与数据采集。采集系统应满足以下要求：

（一）采集系统的数据采集范围应涵盖所有涉及市场结算的计量数据，并满足现货市场交易结算数据需求。

（二）采集系统的数据来源应保证唯一性，所有数据均来源于现场运行的计量装置的原始计量数据。

（三）采集系统应建立异常数据排查及处理机制。

8.3 数据采集管理要求

参与现货交易的电力用户，应按要求配置专变采集终端、集中器，通过电力用户用电信息采集系统实现电能量数据的远程采集；参与现货交易的发电企业，按要求配置电能量采集终端，通过电力用户用电信息采集系统或调度电能量采集系统（TMR）实现电能量数据的远程采集。采集的计量数据应满足现货市场交易数据结算需求。

9 数据拟合规则

9.1 直调电厂上网电量计量数据拟合（TMR）

一、小数电能表计量数据拟合:

目前参与电力现货市场计算的表计，存在采集上送数据为 2 位小数的情况，影响现货市场公式计算准确性。根据当天初末底码差值以及根据D5000积分电量权重进行计量数据拟合，相关规则如下:

以拟合某电表 2024-11-26 当天分时底码数据为例。

96 点积分电量如下:

D_1 代表 2024-11-26 00:00 至 2024-11-26 00:15 之间的积分电量
D_2 代表 2024-11-26 00:15 至 2024-11-26 00:30 之间的积分电量
D_3 代表 2024-11-26 00:30 至 2024-11-26 00:45 之间的积分电量

D_4代表 2024-11-26 00:45 至 2024-11-26 01:00 之间的积分电量
....
D_{95}代表 2024-11-26 23:30 至 2024-11-26 23:45 的积分电量
D_{96}代表 2024-11-26 23:45 至 2024-11-27 00:00 的积分电量
$D_{总}$代表 96 点总积分电量

底码数据如下：

V_1代表 2024-11-26 零点底码数据
V_2代表 2024-11-27 零点底码数据
$V_3 = V_2 - V_1$代表底码差值

根据底码差值以及 96 点积分电量比例拟合分时底码：

2024-11-26 00:00 的底码不变
2024-11-26 00:15 的底码数据为：$V_1 + (D_1 \div D_{总} \times V_3)$
2024-11-26 00:30 的底码数据为：$V_1 + ((D_1 + D_2) \div D_{总} \times V_3)$
2024-11-26 00:45 的底码数据为：$V_1 + ((D_1 + D_2 + D_3) \div D_{总} \times V_3)$
....
2024-11-26 23:45 的底码数据为：$V_1 + ((D_1 + D_2 + D_3 + ... + D_{95}) \div D_{总} \times V_3)$
2024-11-27 00:00 的底码数据不变

二、4 位小数电能表计量数据拟合：

对于采集上送数据为4位小数位的电能表，当参与市场交易的电能表运行正常，但电厂侧电能量采集终端上传的电

能表数据错误，如数据空值、数据无效、通信中断等数据采集异常，电能表本身计量无问题时，根据表码平均值、D5000积分电量权重进行计量数据拟合，相关规则如下:

①以表码数据算术平均值拟合。

例如：2024年11月26日2:15数据点错误，则用2024年11月26日2:00-2:30表码的算术平均值。

对应的表码，拟合如下:

2:15表码=（02:30表码+02:00表码）/2

②采用D5000积分电量作为占比，算出对应时间的电量及表码拟合值。

例如：2024年11月26日2:00至2:30电能表数据点错误，则用2024年11月26日01:45-2:45总电量，并以错误区间对应的D5000积分电量作为占比，算出对应时间的电量。

公式：总电量=（(02:45表码-01:45表码）*倍率）

02:00电量=总电量*(02:00积分电量/(01:45至2:45积分累计电量))

02:15电量=总电量*(02:15积分电量/(01:45至2:45积分累计电量))

02:30电量=总电量*(02:30积分电量/(01:45至2:45积分累计电量))

02:45电量=总电量*(02:45积分电量/(01:45至2:45积分累计电量))

对应的表码，拟合如下:

02:00表码=01:45表码+02:00电量/倍率

02:15表码=02:00表码+02:15电量/倍率

02:30表码=02:15表码+02:30电量/倍率

02:45表码=02:30表码+02:45电量/倍率

当参与市场交易的电度表运行故障，如失压、失流、表计损坏，造成电度表计量有误，电量拟合规则如下:

以营销部门提供的“变更、故障、差错、异常调查处理结果表”（以下简称“调查处理结果表”）中的追补电量作为故障期间前后的总电量，并以故障期间对应时间段的D5000积分电量作为占比，算出对应时间段每块电度表的追补电量。例如：某发电企业在2023年11月10日0:35至1:40电度表失压、失流、或损坏，造成A_1、A_2、A_3、A4，4块关口电度表0:45至1:45运行故障，则根据“调查处理结果表”追补电量为总电量，并以故障期间对应时间段D5000积分电量作为占比，算出每块电度表的追补电量。

电度表A_1：

00:45追补电量=总追补电量*（电度表A_1 00:45积分电量）/（4块电度表00:30至1:45积分累计电量）

01:00追补电量=总追补电量*（电度表A_1 01:00积分电量）/（4块电度表00:30至1:45积分累计电量）

01:15追补电量=总追补电量*（电度表A_1 01:15积分电

量）/（4块电度表00:30至1:45积分累计电量）

01:30追补电量=总追补电量*（电度表A_1 01:30积分电量）/（4块电度表00:30至1:45积分累计电量）

01:45追补电量=总追补电量*（电度表A_1 01:45积分电量）/（4块电度表00:30至1:45积分累计电量）

电度表 A_2 、A_3 、A4 计算方式同电度表 A_1 。

9.2 用电信息采集系统直采数据拟合

对于参与市场的购电侧及售电侧的用电信息采集系统直采用户，用电信息采集系统无法采集到其电表数据时，则由用电信息采集系统对需提供的电表数据进行拟合后用于电量计算，并进行专项数据校核（包括拟合点位数据校核、拟合电量阶梯突变校核等），拟合方法约定如下:

1、单一时刻缺失（非零点）用前后邻点示值的算术平均填补。例如 01:00 示值缺失，取 00:45 和 01:15 示值平均作为拟合值:01:00 拟合示值=(00:45 示值+01:15 示值)/2 进行拟合。

2、连续时刻缺失（不含 23:45）根据时间属性区分:

（1）按同期数据拟合（如前述示例为工作日情形）：以历史同属性（上月）对应多日平均电量比例拟合。

（2）按环比数据拟合：若无同期历史但有昨日数据，则按昨日相同时段电量比例拟合。

（3）无同期无环比拟合：若既无历史又无昨日数据，则取两端正常节点间电量平均值进行拟合。

3、零点（00:00）缺失用前一日（T-1）冻结底码作为 T 日 0 点拟合值。

4、包含 23:45 的连续缺失拟合规则：若 T-1 日 23:30 和 T 日 00:00 的示值正常，则按场景 1（单点）规则拟合，否则，向后查至 T 日能找到正常点,则按场景 2 连续缺失规则拟合。

5、全日数据缺失若某日所有 96 点均缺失，则用前一日最后一个正常示值平推全日。例如 1 月 4 日全日采集失败，但 1 月 3 日 23:45 示值为 X，则 1 月 4 日 00:00－23:45 均拟合为 X。公式：1 月 4 日 00:00-23:45 拟合示值=1 月 3 日 23:45 示值。

6、拟合数据异常修复若拟合后出现倒走（某拟合点 t 大于其后正常点 t+1），则从此点向前所有拟合值均调整为 t+1 时刻的正常示值，消除倒走。

7、以下情况不作常规模拟合：前两日均采集失败；突大/突小/倒走异常次数之和>10；以及“高风险数据”（异常次数<10 但拟合后仍可能影响后续数据，若拟合结果仍出现递减视为高风险）不进行拟合。

8、代理购电用户在具备全量分时计量、结算条件前，可通过典型用电曲线方式结算，代理购电典型用电曲线通过可计量、可采集用户的分时数据占比和代理购电电量拟合形成。

附件一：贸易结算和指标考核的电能计量点位置

适用对象	计量点位置	用途性质
公用发电企业	发电企业并网线路侧	贸易结算
	并网线路变电站侧（线路产权属于发电企业时）	
	发电企业启备变线路侧	
独立	独立储能并网线路侧	
	发电企业主变高压侧（线路侧不具备装表条件时）	
	发电企业主变高、低压侧	指标考核
	发电机出口	
	电蓄热联网线路	
	厂用变侧	
电网企业	系统联络线某一侧	贸易结算

	变电站线路侧	指标考核
	系统联络线另一侧	
	变电站主变高、低压侧	
	变电站站用变高、低压侧	
	无功补偿设备处	
高压供电电力客户（10kV 及以上）	系统变电站线路侧（专线用户）	贸易结算
	客户高压线路侧（2 台及以上主变）	
	客户变压器高压侧（线路侧不具备装表条件时）	
	客户变压器低压侧（线路侧、变压器高压侧不具备装表条件时）	
低压供电电力客户（10kV 以下）	三相客户进线侧	贸易结算
	单相客户进线侧	

分布式电源	并网侧（发电量全部上网）	贸易结算
	并网侧、发电侧、用电侧（自发自用余电上网）	
	发电侧、用电侧（自发自用）	
电动汽车充电装置	客户进线侧	贸易结算
自备电厂	发电机出口	贸易结算
	厂用电侧	
	并网侧	

附件二：计量采集设备选型配置方案

计量点分类	电压等级	电能表+采集	互感器	费率时时段	备注
关口计量点	500kV	D 级三相智能电能表（0.2S 级）/0.2S 级关口表（国产或进口）+电能量采集终端	220kV 电压互感器（0.2 级）；220kV 电流互感器（0.2S 级）	无	3×57.7/100V；0.015-0.075(6)A，0.003-0.015(1.2)A
	220kV	D 级三相智能电能表（0.2S 级）/0.2S 级关口表（国产或进口）+电能量采集终端	220kV 电压互感器（0.2 级）；220kV 电流互感器（0.2S 级）		3×57.7/100V；0.015-0.075(6)A，0.003-0.015(1.2)A
	66kV	D 级三相智能电能表	66kV 电压互感器		3×57.7/100V，3

		（0.2S 级）/0.2S 级关口表（国产或进口）+电能量采集终端	（0.2 级）；66kV 电流互感器（0.2S 级）		×100V；0.015-0.075(6)A，0.003-0.015(1.2)A
	10kV	高供高计：C 级三相智能电能表（0.5S 级）/0.2S 级关口表（国产或进口）+电能量采集终端	组合互感器；10kV 电压互感器（0.2 级）+10kV 电流互感器（0.2S 级）		3×100V；0.015-0.075(6)A
	低压公变台区	I 型集中器（4G/5G,HPLC/双模）	低压电流互感器（0.5S/0.2S）		3×220/380V；0.015-0.075(6)A
10kV 及以上专变用	220kV	D 级三相智能电能表（0.2S 级）/0.2S 级关口表（国产或进口）+专变采	220kV 电压互感器（0.2 级）；220kV 电流互感器（0.2S	100kVA 及以上大工业（不含国家有专门规定的电气化铁路牵	3×57.7/100V，3×100V；0.015-0.075(6)A，0.003-

户		集终端/能源控制器（专变）	级）	引用电）、一般工商业及其他用户：尖峰平谷； 直热式代理购电电采暖用户容量 100kVa 及以上；蓄热式电采暖用户容量 20kVa 及以上；市场化电采暖用户：尖峰平谷深谷 其他蓄热式电采暖：尖峰平谷深（蓄热） 市政路灯：峰平谷（路灯）	0.015(1.2)A
	66kV	C 级三相智能电能表（0.5S 级）/D 级三相智能电能表（0.2S 级）+专变采集终端/能源控制器（专变）	66kV 电压互感器（0.2 级）；66kV 电流互感器（0.2S 级）		3×57.7/100V，3×100V；0.015-0.075(6)A，0.003-0.015(1.2)A
	10kV（100A 以上）	高供高计：C 级三相智能电能表（0.5S 级）+专变采集终端/能源控制器（专变）	10kV 电压互感器（0.2 级）；10kV 电流互感器（0.2S 级）		3×100V；0.015-0.075(6)A
	10kV（100A	高供低计：C 级三相智能电能表（0.5S 级）+专变	低压电流互感器（0.5S/0.2S）		3×220/380V；0.015-0.075(6)A

	以上）	采集终端/能源控制器（专变）		其它：平	
	10kV（100A以上）	高供低计：C级三相费控智能电能表(远程-开关外置)（4G/5G）	低压电流互感器（0.5S/0.2S）		3×220/380V；0.015-0.075(6)A
	10kV（100A及以下）	高供低计：B级三相费控智能电能表(远程-开关外置)（4G/5G）	无		3×220/380V；0.2-0.5(60)A，0.4-1(100)A
低压公变用户	380V（100A以上）	智能融合终端/I型集中器（4G/5G,HPLC/双模）+B级三相费控智能电能表（远程-开关外置）（HPLC/双模）	低压电流互感器（0.5S/0.2S）	100kVA及以上大工业、一般工商业及其他用户：尖峰平谷；直热式代理购电电采暖用户容量100kVa	3×220/380V；0.015-0.075(6)A

	380V（100A及以下）	智能融合终端/I型集中器（4G/5G,HPLC/双模）+B级三相费控智能电能表（远程-开关外置）（HPLC/双模）	无	及以上；蓄热式电采暖用户容量20kVa及以上；市场化电采暖用户：尖峰平谷深谷 其他蓄热式电采暖：尖峰平谷深（蓄热） 分户式居民电采暖：峰谷 市政路灯：峰平谷（路灯） 其它：平	3×220/380V；0.2-0.5(60)A，0.4-1(100)A
	220V	智能融合终端/I型集中器（4G/5G,HPLC/双模）+A级单相费控智能电能表（远程-开关内置）（HPLC/双模）	无		220V；0.25-0.5(60)A