黑龙江省电力市场运营规则

及配套实施细则

（试行2.0版）

2024 年 12 月

总 目 录

黑龙江省电力市场运营规则.....1
黑龙江省现货电能量市场交易实施细则.....23
黑龙江省电力辅助服务（调频）市场实施细则.....149
黑龙江省电力市场中长期交易衔接实施细则.....176
黑龙江省电力市场准入管理实施细则.....216
黑龙江省电力零售市场管理实施细则.....242
黑龙江省电力市场计量管理实施细则.....260
黑龙江省电力市场信用管理实施细则.....283
黑龙江省电力市场电费结算实施细则.....319

黑龙江省电力市场运营规则

（试行 2.0 版）

目　录

第一章 总则 3
第二章 电力市场成员 5
第三章 交易类型与方式 11
第四章 电能量交易 12
第五章 电力辅助服务交易 13
第六章 电能计量与结算 14
第七章 系统安全 15
第八章 市场风险防控和监管 17
第九章 信息披露 18
第十章 争议处理 18
第十一章 法律责任 19
第十二章 附则 20
名词解释 22

第一章 总则

第一条 为规范黑龙江电力市场的运营及管理，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，促进黑龙江电力市场的稳定、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、《国家发展改革委国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司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）、《国家发展改革委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）、《国家发展改革委国家能源局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）、《国家发展改革委办公厅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）、《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）、《国家发展改革委 国家能源局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）、中华人民共和国国家发展和改革委员会《电力市场运行基本规则》（2024年第20号令）等文件精神，结合黑龙江省现货市场建设要求和电网实际运行情况编制。

第三条 本规则适用于黑龙江省电力市场（以下称“电力市场”）运营及管理，本规则所称电力市场专指省级电力市场。黑龙江省电力市场包括批发市场和零售市场。

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 黑龙江省发展和改革委员会（以下称“省发展改革委”）负责统筹协调推进电力市场建设工作。国网黑龙江省电力有限公司（以下称“电网企业”）、黑龙江电力交易中心有限公司依据各类市场权责规定开展相关组织、实施与管理工作。省发展改革委会同国家能源局东北监管局（以下称“东北能源监管局”）根据职能依法履行黑龙江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、售电公司、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等）；电力市场运营机构包括电力交易机构（黑龙江电力交易中心有限公司）和电力调度机构（国网黑龙江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 电网企业应当公平开放输电网、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 经营主体应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 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，签订和履行各类交易合同，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。

第十三条 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）法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 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）具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。

第十五条 其他经营主体根据参与的市场交易类型，享受与上述经营主体同等的权利和义务，并需满足参与现货市场的技术条件。

第十六条 电网企业的基本权利和义务：

（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，

向电力交易机构提供支撑市场化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）依法依规履行清洁能源消纳责任;

（九）向符合规定的工商业用户提供代理购电服务;

（十）法律法规规定的其他权利和义务。

第十七条 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）监测和分析市场运行情况，记录市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为，向省发展改革委、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；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十八条 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；

（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）配合省发展改革委、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，并向省发展改革委、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;

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 交易类型与方式

第十九条 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、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。

第二十一条 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。

第二十二条 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

第二十三条 电能量交易由电力市场运营机构按照电力市场运行规则组织实施，也可以由电力交易双方协商。

第二十四条 经营主体在履行市场注册程序后，参与电能量市场交易。电力用户可通过售电公司代理的方式参与电力交易。

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；有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。

第二十五条 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。

第二十六条 电力中长期交易方式主要包括场外双边协商和场内集中交易。其中场内集中交易包括集中竞价、挂牌交易、滚动撮合交易等。

第二十七条 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。

第二十八条 黑龙江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。黑龙江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。

第二十九条 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。

第三十一条 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。

第三十二条 黑龙江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。

第三十三条 黑龙江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。

第三十四条 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

第三十五条 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。

第三十六条 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。

第三十七条 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。

第三十八条 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。

第三十九条 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，电网企业依照相关规定开展电费追退补。

第四十一条 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

第四十二条 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。

第四十三条 电力调度机构应当严格执行电力调度规则，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。

第四十四条 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。

第四十五条 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。

第四十六条 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 市场风险防控和监管

第四十七条 国家发展改革委、国家能源局会同有关部门对黑龙江省电力市场依职责开展市场监管，引导市场价格运行在合理区间。黑龙江省电力市场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。

第四十八条 电力监管机构根据维护电力市场正常运作和电力系统安全的需要，制定电力市场暂停、中止、恢复等干预规则，规定电力市场干预措施实施条件和相关处理方法。

第四十九条 电力市场运营机构按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，履行市场监控和风险防控责任，对市场依规开展监测，接受电力监管机构监管。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。

电力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识别，并开展市场力检测与缓解。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、事中、事后措施中的一项或多项。

第五十条 任何单位和个人不得非法干预电力市场正常运行，不得实施地方保护、市场分割、指定交易、区域壁

垒等妨碍统一市场和公平竞争的政策。

第九章 信息披露

第五十一条 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。

第五十二条 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。

第五十三条 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

第五十四条 本规则所指争议主要是指电力市场成员之间的下列争议:

（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。

第五十五条 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省发展改革委、东北能源监管局调解处理，也可向人民法院提起诉讼。

第五十六条 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发展改革委、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

第五十七条 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。

第五十八条 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

第五十九条 本规则由省发展改革委、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

1.电能量市场：以电能量为交易标的物的市场。

2.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。

3.市场监测：对发电企业生产及运行情况、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。

4.市场出清：电力市场根据市场规则，通过竞争确定交易量、价。

5.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。

6.运行日（D）：为实际执行日前市场交易计划的自然日。

7.电力批发市场是指电力用户直接与发电企业之间通过市场化方式进行的电力（电量）交易活动的总称。

8.电力零售市场是指售电公司与不直接参与电力批发交易的电力用户开展的电能量交易活动的总称。

黑龙江省现货电能量市场交易

实施细则

（试行 2.0 版）

目　录

1 总述 29
2 适用范围 29
3 引用文件 29
4 名词解释 30
5 市场成员 33
5.1 经营主体 34
5.1.1 发电企业 34
5.1.2 市场用户 35
5.1.3 新型经营主体 36
5.2 市场运营机构 39
6 市场衔接方式 39
6.1 中长期市场与现货市场的衔接 39
6.2 省间与省内现货市场的衔接 40
6.3 调频市场与现货市场的衔接 40
7 日前市场 41
7.1 市场参数 41
7.1.1 缺省参数 41
7.1.2 核定参数 41
7.2 日前经营主体运行边界条件 42
7.2.1 发电机组物理运行参数 42
7.2.2 发电机组调试及试验计划 43

7.2.3 发电机组状态 44
7.2.4 新能源短期功率预测 45
7.2.5 非竞价燃煤机组出力曲线 45
7.2.6 新型经营主体物理运行参数 46
7.3 日前电网运行边界条件 47
7.3.1 日前负荷预测 47
7.3.2 省间联络线预计划 48
7.3.3 备用约束 48
7.3.4 输变电设备停电检修计划 48
7.3.5 输变电设备投产与退役计划 48
7.3.6 电网安全约束 49
7.3.7 其他机组日前发电计划 51
7.4 事前信息发布 51
7.5 交易申报 52
7.5.1 申报要求 52
7.5.2 发电企业交易信息 53
7.5.3 市场用户交易信息 55
7.5.4 新型经营主体交易信息 55
7.6 日前市场出清 61
7.6.1 日前市场预出清 61
7.6.2 日前市场正式出清 61
7.6.3 特殊机组出清方式 62

7.6.4 日前市场安全校核 66
7.7 日前出清交易结果发布 67
7.8 日前发电计划调整 67
8 实时市场 69
8.1 实时经营主体运行边界条件 69
8.1.1 经营主体物理运行参数调整 69
8.1.2 发电机组预计并网/解列时间 69
8.1.3 新能源超短期功率预测 70
8.1.4 应急新增开机机组 70
8.2 实时电网运行边界条件 70
8.2.1 超短期负荷预测 70
8.2.2 运行备用变化 71
8.2.3 发电机组及输变电设备检修计划变更 71
8.2.4 电网安全约束 71
8.2.5 新型经营主体实时计划 71
8.2.6 其他机组实时发电计划 72
8.2.7 省间联络线终计划 72
8.3 实时市场出清 72
8.3.1 实时市场出清机制 73
8.3.2 实时市场安全校核 74
8.4 实时运行调整 74
8.5 出清结果发布 77

9 发电侧成本补偿 78
9.1 启动补偿 78
9.2 特殊机组成本补偿 79
10 运行考核与获利回收 79
10.1 新能源功率预测偏差考核 79
10.2 执行偏差获利回收 79
10.2.1 执行偏差 79
10.2.2 执行偏差获利 80
10.2.3 执行偏差回收豁免 82
10.3 燃煤机组其他获利回收与考核 84
10.3.1 非停获利回收 84
10.3.2 启停偏差获利回收 85
10.3.3 限高考核 86
10.3.4 限低考核 87
10.3.5 最大发电能力变更考核 89
10.3.6 最小发电能力变更考核 89
11 市场干预与中止 90
11.1 政府干预 90
11.2 市场运营机构干预 90
11.3 市场中止 92
11.4 市场恢复 94
12 市场力监管 94

12.1 市场监管指标分析 94
12.2 市场力检测及缓解 94
12.2.1 事前措施 95
12.2.2 事中措施 95
12.2.3 事后措施 98
12.3 市场力行为识别与处置 98
12.3.1 持留行为 98
12.3.2 串谋行为 99
12.3.3 操纵行为 100
附件一：市场参数表 101
附件二：缺省参数表 103
附件三：日前安全约束机组组合数学模型 106
附件四：日前安全约束经济调度数学模型 118
附件五：日前节点电价数学模型 126
附件六：实时安全约束经济调度数学模型 136
附件七：实时节点电价数学模型 142

1 总述

为指导、规范、明确黑龙江省现货电能量市场组织工作，引导现货市场更好发现电力实时价格，准确反映电能供需关系，保障经营主体合理权益，支撑能源清洁低碳转型，结合黑龙江省电力生产实际情况制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于黑龙江省现货市场的运营、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）

（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）《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）

（八）《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）

（九）中华人民共和国国家发展和改革委员会《电力市场运行基本规则》（2024年第20号令）

4 名词解释

（一）电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。

（二）运行日（D）：为实际执行日前市场交易计划的自然日。

（三）竞价日（D-1）：为运行日的前一日。

（四）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。黑龙江省电力现货市场以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。

（五）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。

（六）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。

（七）一类用户：直接与发电企业开展市场化交易购电的电力用户。

（八）二类用户：通过售电公司（含配电网企业，下同）代理与发电企业开展市场化交易的电力用户。

（九）三类用户、四类用户：暂时选择通过电网企业代理购电（以下称“电网代理购电”）与发电企业开展市场化交易的电力用户为电网代理购电用户。其中，购电价格执行电网代理购电价格1.5倍的电力用户为四类用户，其余的为三类用户。

（十）优先购电用户：除一类用户、二类用户、三类用户、四类用户以外的居民（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）、农业等电力用户。

（十一）系统负荷：国网黑龙江电力调度控制中心调管范围内的发受电电力总和。

（十二）母线负荷：黑龙江省内220千伏母线下网负荷，即节点负荷。

（十三）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。

（十四）旋转备用：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。

（十五）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，制定多时段的机组开停机计划。

（十六）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，制定多时段的经营主体发用（充放）电计划。

（十七）市场出清：本细则指电力市场根据市场规则，通过竞争确定交易量、价。

（十八）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。

（十九）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。

（二十）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。黑龙江节点边际电价指黑龙江电网220千伏及以上电压等级母线的现货出清电价。

（二十一）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节点电价结算的发电企业、独立储能按照日前市场节点电价与日前出清上网电量（独立储能放电电量计为正值，充电电量记为负值）加权平均计算；实时统一结算点电价由所有参与现货市场节点电价结算的发电企业、独立储能按照实时市场节点电价与其实际上网（计量）（独立储能放电电量计为正值，充电电量记为负值）电量加权平均计算。

（二十二）市场监测：对发电企业生产及运行情况、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

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《黑龙江省电力市场运营规则》、《黑龙江省电力市场准入管理实施细则》、《黑龙江省电力市场计量管理实施细则》等相关条款规定。

5.1 经营主体

经营主体包括满足准入条件的各类发电企业、售电公司、电力用户、独立储能、虚拟电厂、负荷聚合商等各类经营主体。

参与现货市场交易的各类经营主体应符合国家和黑龙江省有关准入条件，满足参与现货市场交易的计量、通信等技术条件，符合信用管理要求，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。

5.1.1 发电企业

（一）参与现货市场的发电企业

（1）燃煤机组

参与中长期市场化交易的国网黑龙江电力调度控制中心直调的公用燃煤机组均以机组为单位参与现货市场。其中:

10万千瓦及以上的为竞价燃煤机组，通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场竞价;

10万千瓦以下的为非竞价燃煤机组，依据供热、供汽需求以及中长期合约情况申报D日分时发电需求曲线，经电力调度机构依据审核后，在现货市场中优先出清。

（2）集中式风电和光伏场站

集中式风电和光伏场站（不含扶贫光伏电站，下文简称“新能源场站”）以场站为单位通过“报量报价”的方式参与现货市场。

新能源场站配套储能满足相关独立储能要求时，与发电单元协商一致后，可自愿按照黑龙江省有关规定转为独立储能运行，并作为独立储能参与现货市场。

（二）暂不参与现货市场的机组

除上述发电单元与新型经营主体类型外，水电、生物质及垃圾发电、分布式发电、背压机组（只在供热期间运行的燃煤机组）以及自备电厂，暂不参与现货市场。

5.1.2 市场用户

起步阶段，一类用户、售电公司以“报量不报价”的方式参与现货市场，二类用户由售电公司代理参与现货市场。

三、四类用户由电网企业代理购电，电网代理购电暂不参与现货市场交易申报，三、四类用户月度实际用电量与月度代理购电合约电量的偏差按照《黑龙江省电力市场电费结算实施细则》的要求结算。

市场具备条件后，将一类用户、售电公司与电网代理购电日前用电需求申报曲线叠加非市场化用电预测，纳入日前市场出清边界条件。

5.1.3 新型经营主体

（一）独立储能

独立储能是指具备独立分时正反向计量和 AGC/APC 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，可靠接收和连续执行实时调度指令。独立储能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，额定功率应不低于准入值P_{es}^{th}，额定功率充放电持续响应时间不低于准入值RT_{es}^{th}，相关准入条件根据市场交易情况适时调整。

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竞价；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。

独立储能实时市场中按照日前出清充放电计划优先出清。电力调度机构可依据实时市场电力供应紧张、新能源消纳或断面调控困难等需求，对独立储能日前出清充放电计划曲线进行调整后参与实时市场，并在实时结果发布时，向相关独立储能主体披露调整原因。

独立储能可按自然日选择参与调频市场，连续申报参与调频市场时段不低于RT_{es}^{th}。选择参与调频市场的独立储能当日的现货市场全天按零出清充放电功率。

（二）虚拟电厂、负荷聚合商

虚拟电厂是指运营商通过新一代的数字化控制技术、信息技术、软硬件集成技术，聚合分布式电源、储能装置、各类可调负荷等多元化需求侧资源为一个整体参与市场。

负荷聚合商是指聚合具有调节能力的电动汽车充电设施、可中断负荷、蓄热式电采暖等可调负荷参与市场的运营商。

市场初期，虚拟电厂、负荷聚合商应以同一节点的聚合资源为交易单元直接参与电力批发市场，虚拟电厂聚合后应对电网呈现用电特性。参与电力市场前或涉及聚合资源、调节能力变更时应按照相关规定完成能力校核测试，参与现货市场的虚拟电厂、负荷聚合商基础调节容量应分别不低于准入值L_{al}^{th}，基础调节容量持续响应时间不低于准入值RT_{al}^{th}。多个节点资源应分别开展测试、申报与出清。

可直接通过电力调度机构 AGC/APC 系统接受实时秒级调度指令实现多时段曲线型连续调节，同时与电网实时交互聚合资源运行状态、第三方设备设施监测数据等信息传输功能达到相关标准的为直控型虚拟电厂、负荷聚合商，其调节速率、指令响应时间、调节精度等参数满足现货、

调频市场准入要求后，可实时参与现货、调频市场优化调度。

不满足上述要求的为非直控型主体，应具备从新型负荷管理系统响应日前现货市场出清结果或需求响应类交易指令的条件，不参与调频市场与实时现货市场优化。

虚拟电厂（负荷聚合商）参与市场模式包括:

（一）能力校核测试后虚拟电厂（负荷聚合商）交易单元可选择按自然月全时段或选择固定现货调节时段申报“非递增型”量价曲线参与现货市场优化，单组调节时段时长应不低于RT_{al}^{th}，非现货调节时段以“报量不报价”方式参与现货市场。

满足参与调频市场条件的直控型主体可按自然日选择在现货市场优化时段内申报参与调频市场，单组连续参与调频市场调节时长不低于准入值RT_{al}^{th}。

（二）能力校核测试不满足参与现货市场条件或自愿按自然月选择参与日前需求响应类交易的虚拟电厂（负荷聚合商）以全时段“报量不报价”的方式参与现货市场。

（三）日前现货正式出清后，若直控型主体非调频时段富裕调节容量小于申报调节容量或测试基础调节容量的50%时，当前时段富裕调节容量可申报参与日内需求响应类交易。

（四）直控型主体日内依据调频市场、需求响应类交

易中标情况参与实时现货市场优化；非直控型主体日内依据日前市场出清结果或需求响应类交易结果形成的用电计划作为实时现货市场边界条件开展调用。

5.2 市场运营机构

市场运营机构包括电力交易机构（黑龙江电力交易中心有限公司）和电力调度机构（国网黑龙江电力调度控制中心）。

6 市场衔接方式

6.1 中长期市场与现货市场的衔接

各类中长期合约应约定功率曲线或曲线形成方式。现货市场运行时，中长期交易合约仅作为结算依据管理市场风险，不作为调度执行依据。上级电力交易机构于D-2日提供D日省间政府合约、跨区跨省中长期交易合约分时量价信息至电力交易机构；电力交易机构向电力调度机构提供D日含省内中长期交易合约的各类中长期合约分时量价信息。

省内优先购电总量与省内优先发电总量保持平衡，通过预测形成分时段省内优先购电曲线。省内优先发电总量为省内各发电企业的优先发电量之和，原则上由当月《黑龙江电网发电量计划》确定。以省内月度优先购电曲线预测值为基准，在月度中长期交易开展前将省内各发电企业

月度优先发电量分解至各交易日各时段。

未披露省内月度优先购电曲线预测时，按照历史同期的全省月度发受负荷曲线为基准进行分解。

6.2 省间与省内现货市场的衔接

日前省内和省间现货市场采取“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，发布各机组次日预出清结果，省内发电企业依据省间现货规则，参与日前省间现货市场；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。省间现货市场的交易组织与实施按照《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）执行。

省间各类交易送出成交结果作为负荷增量参与省内市场出清，受入成交结果作为省内电源参与省内市场出清。

6.3 调频市场与现货市场的衔接

现阶段，调频市场以小时为周期组织交易，与现货市场分开运行、协调出清。D-1日，电力调度机构发布调频需求预测，组织经营主体参与申报。

独立储能按自然日选择参与调频市场，在日前申报调频容量、调频价格等参数，不再参与日前现货市场出清，全时段参与调频市场。直控型虚拟电厂（负荷聚合商）按自然日选择参与调频市场，日前在现货市场优化时段申报调频容量、调频价格、调频时段等参数，相应时段在日前

现货市场的出清出力范围依据最大、最小负荷预留标准调频容量后确定。

D日，在整点时刻前，电力调度机构依据最新的系统调频需求与经营主体日前申报数据，开展调频市场出清。直控型虚拟电厂（负荷聚合商）相应时段在实时现货市场的出清出力范围依据最大、最小负荷预留实时中标调频容量后确定。

调频辅助服务市场与现货市场的衔接方式详见《黑龙江省电力辅助服务（调频）市场实施细则》。

7 日前市场

7.1 市场参数

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。经营主体的缺省参数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。经营主体的缺省参数申报及变更需经电力调度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）燃煤机组空载费用上下限 R_2;

（三）经营主体电能量报价上下限 R_3;

（四）市场出清价格上下限 R_4;

（五）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成本核定的成本价格；核定成本用于市场力检测环节以及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

竞价燃煤机组用于日前经营主体运行边界条件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）发电机组综合厂用电率，单位为%;

（三）冷态启动时间（E_1），即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）从接到开机通知到机组并网所需的时间，单位为小时;

（五）典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小技术出力期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟，开机曲线持续时间有时长限制，期间机组的开机曲线作为价格接受者保障优先出清;

（六）典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最小技术出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为15分钟，停机曲线持续时间有时长限制，期间机组的停机曲线作为价格接受者保障优先出清;

（七）最小连续开机时间，即机组竞价开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时；机组在最小连续开机时间内，原则上安排其连续开机运行，不参与机组组合优化;

（八）最小连续停机时间，即机组竞价停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时；机组在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;

（九）电力调度机构所需的其他运行参数。

7.2.2 发电机组调试及试验计划

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，不纳入现货市场管理范围。

经营主体在完成整套设备启动试运行（D日）后参与D+2日的日前市场（D+1日）申报，D+2日零时可参与现货市场。

7.2.2.2 在运主体试验

D-2日12:00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日试验时段内每15分钟的试验出力计划，D-2日17:30前，电力调度机构在确保电力有序供应、电网安全稳定等基本需要的前提下返回审核结果。

7.2.3 发电机组状态

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）。D-1日08:00前，发电企业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。

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电能量市场出清；处于不可用状态的机组，不参与日前电能量市场出清。

（一）可用状态：包括机组处于运行、备用以及调试（试验）状态时均视为可用状态。D日存在调试时段的机组，D日全天均视为调试状态；若机组处于包含在检修工期中的调试阶段，则该时段机组为调试状态。在D-1日处于停机状态且预计D日具备并网条件，按照开机通知时刻（T_k）往后顺延机组申报的启动时间，作为D日机组最早可并网时刻。

对于电厂确认机组为可用状态但实际未能正常调用的情况，其影响时间纳入机组非计划停运考核。

（二）不可用状态：包括机组处于检修、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。按照调度机构的机组检修批复结果，批复的开工时间与机组申报的预计报备时间之间的时段记为不可用状态。

若机组预计将于D日某时段结束停运，则发电企业可在日前机组状态确认环节将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。

7.2.4 新能源短期功率预测

D-1日08:15前，新能源场站申报D日的96点预测出力曲线，参与日前现货市场出清，并用于新能源功率预测偏差考核。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主体、同一主体不同价格的新能源场站，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、分别控制，以实现分开出清；并网发电的同时应在电力交易平台完成注册程序，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。

7.2.5 非竞价燃煤机组出力曲线

D-1日08:15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，经电力调度机构审核后，在现货市场中保障优先出清；迟报、漏报或不报的机组，申报数据置为上一个有效的申报出力曲线。

7.2.6 新型经营主体物理运行参数

7.2.6.1 独立储能物理运行参数

独立储能用于经营主体运行边界条件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的额定容量;

（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%最大允许荷电状态容量记为一次日充放电转换。

7.2.6.2 虚拟电厂（负荷聚合商）物理运行参数

虚拟电厂（负荷聚合商）用于经营主体运行边界条件的缺省物理运行参数包括:

（一）最大、最小用电负荷，单位为兆瓦，即虚拟电厂（负荷聚合商）各时段所能调节到的最大负荷与最小负荷，应与测试值保持一致;

（二）基础调节容量，单位为兆瓦，即调节时间内分时段最大、最小用电负荷之差的加权平均值，应与测试值保持一致;

（三）基础调节容量持续响应时间，单位为小时，即按照基础调节容量要求，可持续参与调节的基础时长，应与测试值保持一致;

（四）聚合资源及其相应缺省参数。

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运行日 00:15 开始的每 15 分钟系统负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构负责开展 D 日的系统负荷预测，预测时需综合考虑但不限于以下因素:历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、各地区供电企业负荷预测、节假日或社会重大事件影响、

需求响应及有序用电等情况。

7.3.1.2 母线负荷预测

母线负荷预测是指预测运行日 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。省内各供电企业负责根据综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、地方电出力预测、需求响应及有序用电等因素，预测运行日辖区范围内的母线负荷。

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，制定电网运行正备用、负备用要求。日前市场出清结果需同时满足 D 日的各类备用要求。

特殊保电时期，电力调度机构可根据系统安全运行需要和电力保供应要求，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 发电机组必开约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必开机组，必开机组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，相应时段该机组的出力计划作为价格接受者保障优先出清;

（六）其他保障电网安全可靠供应需要开机运行的机组。

7.3.6.3 发电机组必停约束

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

（一）因系统安全约束，必须停止运行或维持停机状态的机组;

（二）因保供电、保供热、保民生或政府要求，必须停止运行或维持停机状态的机组;

（三）处于计划检修、临时检修、缺煤停机等状态的机组;

（四）其他保障电网安全可靠供应需要停机的机组。

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（负荷聚合商）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 其他机组日前发电计划

暂不参与现货市场的机组，依据各自发电特性与电网安全保障需求，综合考虑中长期市场化合约或优先发电合约制定 D 日分时发电计划曲线，作为日前现货市场边界条件。

7.4 事前信息发布

D-1 日 08:45 前，市场运营机构发布运行日的边界条件信息:

（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，包括省间联络线输电可用容量（考虑所有已知影响）、省内关键输电断面可用容量（考虑所有已知影响）等（公开信息）

（三）必开、必停机组名单及总容量（公开信息）

（四）开停机不满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）非竞价燃煤机组以及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）总出力预测（公开信息）

（十一）新能源场站、非竞价燃煤机组的优先发电曲线（私有信息）

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、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）、一类用户、售电公司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。

7.5.2 发电企业交易信息

7.5.2.1 竞价燃煤机组

竞价燃煤机组应申报的交易信息包括以下内容:

（一）机组启动费用：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）空载费用：即发电机维持同步转速、输出电功率为零需要消耗的燃料费用，单位为元/小时。竞价燃煤机组根据成本特性情况确定申报，不能超过事前规定的空载费用上、下限范围（R_2）。

（三）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。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_3）。燃煤机组电能量价格包含环保电价（含脱硫、脱硝、除尘以及超低排放等电价）。

（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。

（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，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。

（六）分档最大爬坡速率，即机组在D日不同出力区间的所能达到的最大爬坡速率，单位为兆瓦/分钟；起步阶段，最大爬坡速率档位为三档。第一档出力区间起点为最小发电能力，终点为额定有功功率的50%；第二档出力区间终点为额定有功功率的70%；最后一档出力区间终点为最大发电能力。

（七）电蓄热用电计划，即供暖季，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；申报值应小于运行日最小发电出力，且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用电计划应满足不能平滑调节的电蓄热装置投入的调节档位需求。

7.5.2.2 新能源场站

新能源场站应申报的交易信息包括以下内容:

场站电能量报价：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0，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。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_3）。

7.5.3 市场用户交易信息

（一）一类用户通过电力交易平台申报其D日的用电需求曲线。

（二）售电公司通过电力交易平台申报其代理二类用户D日的总用电需求曲线。

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。

一类用户、售电公司日前申报的用电需求曲线即为日前市场出清结果。日前用电需求曲线电量与实际用电量偏差超出允许偏差范围的收益部分，纳入用电侧超额获利回收费用，详见《黑龙江省电力市场电费结算实施细则》。

7.5.4 新型经营主体交易信息

7.5.4.1 独立储能

“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，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_3）。

（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日结束时刻的荷电状态出清值或统计值，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。

（四）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，申报的现货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。

“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，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。

现货市场运行期间，自愿参与调频市场的独立储能在D-1日09:45前申报参与调频市场意愿，选择参与调频市场的独立储能当日的现货市场全天按零出清充放电功率；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（负荷聚合商）

全时段参与现货优化的虚拟电厂（负荷聚合商）应申报的交易信息包括以下内容:

（一）电能量报价：虚拟电厂（负荷聚合商）电能量报价可最多申报10段，最少不低于3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与最后一段出力区间终点由虚拟电厂（负荷聚合商）按日选择，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。报价曲线必须随出力增加单调非递增。每段报价段的长度不能小于报价出力段单最小区间长度，报价出力段单段最小区间长度为 *Max*{（缺省最大用电负荷－缺省最小用电负荷）×5%，1 兆瓦}。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_3）。

（二）日最小负荷下限，单位为兆瓦，不低于报价第一段出力区间起点；当迟报、漏报或不报时，申报数据置为缺省最小用电负荷。

（三）日调节容量，单位为兆瓦，初期不超过 μ_{al}^{-} 至 μ_{al}^{+} 比例的基础调节容量；日最大负荷上限为日最小负荷下限与日调节容量之和，若大于报价最后一段出力区间终点，则按对应的价格开展优化；当迟报、漏报或不报时，申报数据置为基础调节容量。

（五）调节速率，单位为兆瓦/分钟，即虚拟电厂（负荷聚合商）不同负荷功率区间的调节到目标功率值正负允许偏差范围内所能达到的最大功率调节速度；当迟报、漏报或不报时，申报数据置为缺省调节速率。

选择固定调节时段参与现货优化的虚拟电厂（负荷聚合商）申报或计算的交易信息包括以下内容:

（一）月度现货调节时段：即参与现货市场优化的时段，按照自然月申报，单组连续参与现货市场的时长不低

于准入值RT_{al}^{th}；若迟报、漏报或不报，则按照测试调节时段申报。

（二）非现货调节时段分时用电需求曲线：通过电力交易平台申报其聚合资源D日的总用电需求曲线；若迟报、漏报或不报，则按照其D日所持有的中长期净合约分时电量合计值作为申报信息。

（三）月度现货调节时段日最小负荷下限、日最大负荷上限、调节速率、日调节容量计算方式如下：

日最小负荷时段下限=D-1日前历史5-10个典型日全部参与现货调节时段的实际最小用电负荷算术平均值；

日最大负荷时段上限=D-1日前历史5-10个典型日全部参与现货调节时段的实际最大用电负荷算术平均值；

调节速率=D-1日前历史5-10个典型日全部参与现货调节时段的实际调节速率算术平均值；

其中，典型日是指非全时段“报量不报价”的运行日。不同类型的虚拟电厂（负荷聚合商）典型日计算数量由市场运营机构在其测试结果中给出；若不足相应典型日计数，则按照测试值计算。实际计算得到的日最大最小负荷时段上、下限之差（实际分时段调节容量）若小于μ_{al}^{-}比例的准入值L_{al}^{th}，则以计算的日最小负荷时段下限与μ_{al}^{-}比例的准入值L_{al}^{th}之和作为日最大负荷时段上限。

（四）电能量报价：虚拟电厂（负荷聚合商）电能量报价可最多申报10段，最少不低于3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日最小负荷时段下限，最后一段出力区间终点为日最大负荷时段上限，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。报价曲线必须随出力增加单调非递增。每段报价段的长度不能小于报价出力段单最小区间长度，报价出力段单段最小区间长度为 *Max*{（缺省最大用电负荷－缺省最小用电负荷）×5%，1兆瓦}。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_3）。

选择参与调频市场的虚拟电厂（负荷聚合商）应申报调频市场相关参数，详见《黑龙江电力辅助服务（调频）市场实施细则》。若迟报、漏报或不报，则默认虚拟电厂（负荷聚合商）不再参与调频市场。

能力校核测试不满足参与现货市场条件或自愿选择参与日前需求响应类交易的虚拟电厂（负荷聚合商）申报其D日的发、用电需求曲线；若迟报、漏报或不报，则按照其D日所持有的中长期净合约分时电量合计值作为申报信息。

各类虚拟电厂（负荷聚合商）日前申报的用电需求曲线即为日前市场出清结果。日前用电需求曲线电量与实际

用电量偏差超出允许偏差范围的收益部分，纳入用电侧超额获利回收费用，详见《黑龙江省电力市场电费结算实施细则》。

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，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 前，电力调度机构对省内经营主体申报数据进行合理性校验并上报至上级电力调度机构。

7.6.2 日前市场正式出清

日前现货电能量市场出清过程如下:

（一）D-1 日 14:30，省间联络线终计划下发后，电力调度机构基于预出清机组与电网运行边界条件、省间联络

线预计划与终计划的偏差、经营主体省间交易结果等日前市场边界条件，经安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序计算，形成运行日现货市场交易结果，包括各节点每15分钟节点电价、每15分钟统一结算点电价、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（负荷聚合商）用电计划等，作为日前现货电能量市场结算依据。出清价格不能超过上、下限范围（R_4）。

市场预出清阶段的机组组合中新增开机的机组在日前省内正式出清时原则上保障优先开机，D日实际机组开停机计划以省内正式出清阶段可靠性机组组合校验结果为准。

（二）市场初期，以市场运营机构预测新能源功率曲线为校核依据，开展安全约束机组组合（SCUC）可靠性校验，形成的结果对比基于新能源场站量价申报的机组组合结果新增开机、停机的机组按特殊机组补偿费用计算方式计算相应的补偿费用。

7.6.3 特殊机组出清方式

7.6.3.1 特殊机组出清优先级

特殊机组包括必开机组、必停机组、供热机组、调试（试验）主体、“报量不报价”参与市场的独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）等。

不同类型特殊机组在出清过程中的优先级顺序为：固

定出力机组，包括必开机组必开出力、必停机组、供热机组满足供热要求的出力部分（考虑日前现货市场出清的出力下限约束）、非竞价燃煤机组、处于开/停机过程状态机组等＞“报量不报价”参与市场的独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）日最小负荷＞调试（试验）机组。

7.6.3.2 同报价出清原则

当新能源场站与竞价燃煤机组、独立储能报价相同时，新能源享有同等条件下的优先出清权。当新能源报价相同时，按照该交易时段各类新能源场站同报价段有效申报容量（最后一段报价出力上限为短期功率预测值）比例分配中标出力。当竞价燃煤机组、独立储能或虚拟电厂（负荷聚合商）之间报价相同时，按照同报价段有效申报容量比例，分配中标出力。

7.6.3.3 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分时最小发电能力；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。

7.6.3.4 供热机组

在确保民生供热需求、电网安全稳定、电力平衡情况、调峰调频等基本需要的前提下，供热机组其满足供热要求的出力部分保障优先出清；其中，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，机组与电蓄热装置的联合出清结果作为日前市场结算依据。电力调度机构严格按照日前联合发电计划叠加电蓄热用电计划的结果向机组下达机组的日前发电调度指令。

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，该时段内该台供热机组不参与市场定价。

7.6.3.5 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出力下限期间，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，在机组从出力下限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优化。

7.6.3.6 新型经营主体出清

“报量不报价”参与市场的独立储能以及虚拟电厂

（负荷聚合商）日最小负荷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，依据相应需求关联影响程度调整独立储能充放电曲线、虚拟电厂（负荷聚合商）用电计划作为日前调度计划，并向各经营主体披露原因。

7.6.3.7 调试（试验）机组

（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。

经营主体在完成整套设备启动试运行（D 日）后参与 D+2 日的日前市场（D+1 日）申报，D+2 日零时可参与现货市场；D+2 日零时前，原则上按电网运行需求安排发用（充放）电计划，作为现货市场边界条件。

（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，在现货市场中保障优先出清；非试验时段内，按照报价或相应规则参与现货市场出清。

7.6.3.8 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，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。

7.6.4 日前市场安全校核

7.6.4.1 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安全约束的交易结果。

7.6.4.2 交流安全校核

根据电网模型、检修计划、经营主体发用（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

当日前市场出清的统一结算点电价处于价格限值的连续时间超过一定时长$T_{限价}$后，执行二级价格限值。执行二级限价限值后，相应时段的全网各节点日前节点电价按照统一结算点电价与二级价格限值的比例进行等比例缩减。二级价格限值的上限参考长期平均电价水平确定。

D-1日17:30前，市场运营机构发布日前市场出清结果。

（一）日前市场申报出清信息，包括所有节点的节点电价及电能量、阻塞价格分量；日前统一结算点电价等（公开信息）；

（二）日前市场各时段出清的断面约束及阻塞情况（公开信息）；

（三）D日经营主体中标出力，包括机组与场站发电计划曲线、独立储能充放电计划曲线、虚拟电厂（负荷聚合商）用电计划曲线（私有信息）。

7.8 日前发电计划调整

日前现货市场原则上基于交易申报前发布的市场边界条件与日前联络线终计划等信息进行出清。一般情况下，

日前市场的经营主体出清结果即为运行日的日前调度计划。若电网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、电力正常有序供应和清洁能源消纳时，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，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，对运行日的调度计划进行调整或重新出清市场，以保证电力供应平衡、电网安全运行以及清洁能源消纳，同时通过平台向相关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发电企业、新型经营主体。

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。

若不具备市场重新出清计算条件时，日前市场出清形

成的价格不进行调整，事后测算发电企业、新型经营主体因现货出清结果调整产生的损益，作为日前调度计划调整损益费用，并纳入市场运营费用进行平衡处理。

8 实时市场

实时现货市场定位为在日前电能量市场出清的基础上，依据日内经营主体、电网边界条件变化，开展实时市场出清形成实时发用（充放）电计划与实时节点电价。

8.1 实时经营主体运行边界条件

8.1.1 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。

若竞价燃煤机组日内申请变更最大/最小发电能力，经电力调度机构审批后，于申请2小时后生效，相关机组应按照本细则“10.3.5、10.3.6”节的规定承担最大/最小发电能力变更考核；若日内最大、最小发电能力范围超出日前申报值，则日内扩展出力的报价与其相应日前申报值对应的电能量报价一致。

8.1.2 发电机组预计并网/解列时间

若发电机组预计无法按照日前市场出清结果按时并网/解列，发电企业须及时向所属电力调度机构进行报送，电

力调度机构审核批准后，对机组并网/解列时间参数进行修改，以修正后的参数开展实时市场出清。

机组变更并网/解列时间，按照本细则“10.3.2 节”开展启停偏差获利回收。

8.1.3 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，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。

8.1.4 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。

8.2 实时电网运行边界条件

8.2.1 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 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 2 小时 220 千伏及以上电压等级母线节点负荷需求。

8.2.2 运行备用变化

实时运行应满足每日运行备用要求，若发生变化，需以更新后的运行备用要求作为边界条件开展实时市场出清。

8.2.3 发电机组及输变电设备检修计划变更

运行日，若发电机组及输变电设备检修计划发生变更，电力调度机构以更新后的检修计划作为边界条件，开展实时市场出清计算。

8.2.4 电网安全约束

实时市场的电网安全约束条件与日前市场的电网安全约束条件一致（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。

8.2.5 新型经营主体实时计划

8.2.5.1 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；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。

独立储能实际充放电量执行偏差超过实时充放电计划发电量的允许偏差率（M_2）时，执行独立储能实时充放电

计划执行偏差获利回收。

8.2.5.2 虚拟电厂（负荷聚合商）实时用电计划

直控型虚拟电厂（负荷聚合商）依据调频市场、需求响应类交易中标情况在调用现货优化时段参与实时现货市场优化；非直控型主体日内依据日前市场出清结果或需求响应类交易结果形成的用电计划曲线，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调整虚拟电厂（负荷聚合商）的实时用电计划。

虚拟电厂（负荷聚合商）实际用电量执行偏差超过实时用电计划用电量的允许偏差率（M_2）时，执行虚拟电厂（负荷聚合商）实时用电计划执行偏差获利回收。

8.2.6 其他机组实时发电计划

非竞价燃煤机组实时发电计划，原则上与日前发电计划保持一致，作为实时现货市场边界条件。

其他暂不参与现货市场的机组，由电力调度机构制定实时分时发电计划曲线，作为实时现货市场边界条件。

8.2.7 省间联络线终计划

T-30 分钟前，获取上级调度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 实时市场出清

8.3.1 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和电网运行边界条件，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，并向经营主体发布预出清结果。

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）的要求参与省间日内现货市场。电力调度机构对省内经营主体申报数据进行合理性校验并上报至上级电力调度机构。

若T-60分钟时刻为整点时刻，则滚动出清的同时出清形成未来60分钟的调频市场出清结果。

T-15分钟前，电力调度机构依据根据最新的经营主体运行边界条件和电网运行边界条件，将相应中标出力段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，包括各发电机组实时发电计划、实时节点边际电价的等信息，出清价格不能超过上、下限范围（R_4）。

实时出清过程中，当新能源报价相同时，按照该交易时段各类新能源场站同报价段有效申报容量（最后一段报价出力上限为超短期功率预测值）等比例出清。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，执行偏差部分按本细则“10.2节”计算执行偏差获利回收。电厂电蓄热装置实际用电量按照各机组对应的电蓄热用电计划分配至各机组，作为各机组实际上网电量的计算依据。

其他特殊机组出清方式原则上与本细则“7.6.3”节一致。

电力调度机构依据实时市场交易结果、整点时刻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《黑龙江省电力辅助服务（调频）市场实施细则》相关规定。AGC系统严格按照实时联合发电计划叠加电蓄热用电计划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电指令与电蓄热实际投用情况安排机组运行。

8.3.2 实时市场安全校核

实时市场安全校核与本细则“7.6.4”节一致。

8.4 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。

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。

若实时边界条件发生重大变化，可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳时，电力调度机构可进行日内电力平衡偏差调整，并做好调度运行记录，同时通过平台向相关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发电企业、新型经营主体。调整后的经营主体出力作为市场出清边界，不参与市场定价。事后测算发电企业、新型经营主体因现货出清结果调整产生的损益，作为实时调度计划调整损益费用，并纳入市场运营费用进行平衡处理。

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，无需考虑经济性；并及时向黑龙江省发展和改革委员会（以下称“省发展改革委”）、国家能源局东北监管局（以下称“东北能源监管局”）报告。

（一）电力系统发生事故可能影响电网安全时；

（二）系统频率或电压超过规定范围时；

（三）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;

（四）输变电设备过载或超出稳定限额时;

（五）继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时;

（六）气候、水情发生极端变化可能对电网安全造成影响时;

（七）电力设备缺陷影响电网安全时;

（八）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。

实时电网安全运行调整时，电力调度机构可以采取的紧急处理措施包括且不限于以下措施:

（一）改变经营主体发用（充放）电计划;

（二）令发电机组、独立储能投入或者退出运行;

（三）调整电网运行方式，包括调整设备检修计划和停复役计划;

（四）采取负荷控制措施;

（五）调整断面限额，设置临时断面;

（六）投入或退出机组控制模式;

（七）发电机组延迟投入或延迟退出运行;

（八）电力调度机构认为有效的其他手段。

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。

实时运行过程中，发电机组、新型经营主体或用户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，电力调度机构应对机组、新型经营主体、用户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机组、新型经营主体、用户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。

8.5 出清结果发布

当实时市场出清的统一结算点电价处于价格限值的连续时间超过一定时长$T_{限价}$后，执行二级价格限值。执行二级限价限值后，相应时段的全网各节点实时节点电价按照实时统一结算点电价与二级价格限值的比例进行等比例缩减。

D+1 日 17:30 前，发布 D 日各时段实时市场出清正式结果。

（一）实时市场发电计划（私有信息）

（二）新能源（分电源类型）总实时出力（公开信息）

（三）新型经营主体总实时出力（公开信息）

（四）竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组总实时出力（公开信息）

（五）实时运行信息，包括机组状态；发电总出力；非市场机组总出力；新能源总出力；水电（含抽蓄）总出

力；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情况；省间联络线输电情况；重要线路与变压器平均潮流；发输变电设备投产、退役、检修、改造等计划执行情况；重要线路实际停运情况；发电机组非停情况等（公开信息）

（六）实时市场各时段出清的断面约束及阻塞情况（公开信息）

（七）实时市场申报、出清信息，包括所有节点的节点电价及电能量、阻塞价格分量等（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机组、日内应急新增开机机组，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；发电机组实际的启动状态根据电力调度机构的启停机时间信息进行认定，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 特殊机组成本补偿

在现货市场中的收益不能弥补生产运行所产生的成本费用的特殊机组，对其进行成本补偿，包括以下四类:

（一）日前（日内）电网安全原因的必开机组（不包括供热必开机组）、日内电网安全原因应急新增开机与停机机组;

（二）日前可靠性机组组合校验新增开机与停机机组、日内新能源消纳原因应急新增开机与停机机组;

（三）实时运行中指定出力机组;

（四）市场干预期间总发电收入低于核定的总发电成本的机组。

10 运行考核与获利回收

10.1 新能源功率预测偏差考核

新能源功率预测偏差考核执行东北电网“两个细则”相关考核条款。

10.2 执行偏差获利回收

10.2.1 执行偏差

发电企业、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）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:

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

式中:

t为所计算的时段，以15分钟为一个时段;

$P_{实际,i,t}$为实时市场t时段发电企业、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）i的实际发（放）电或用（充）电功率;

$P_{指令,i,t}$为实时市场t时段电力调度机构向发电企业、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）i的下达的出力指令；其中配套电蓄热装置的发电机组为联合主体出清出力$P^{ehs}_{实时,i,t}$叠加电蓄热用电计划后的机组发电调度指令。

当发电企业、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）i在t时段的实时发电功率执行偏差$\Delta_{i,t}$超过实时中标出力发电功率的允许偏差率（M_2）时，该时段认定为执行偏差时段。

10.2.2 执行偏差获利

（一）燃煤机组

竞价燃煤机组i在实时市场执行偏差时段t的执行偏差获利计算公式如下:

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

其中：

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

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

式中：

$Q_{上网,i,t}$为t时段发电机组i的实际上网电量，其中配套电蓄热装置的发电机组为联合主体实际上网电量$Q^{ehs}_{上网,i,t}$；

$P_{实时,i,t}$、$P_{实时,i,t\text{-}1}$为t、t-1时段发电机组i的实时出清发电出力，其中配套电蓄热装置的发电机组为联合主体实时出清出力$P^{ehs}_{实时,i,t}$、$P^{ehs}_{实时,i,t\text{-}1}$；

d_i为机组 i 的厂用电率；

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

（二）新能源场站

新能源场站在出力限制时段的实际发电出力曲线与实时发电计划曲线之间的偏差，仍执行东北电网“两个细则”相关考核条款。

非出力限制时段，执行 AGC 发电指令的新能源场站 i 在出力未受限时段 t 的执行偏差回收费用计算公式如下：

$$R_{新能源执行偏差,i,t}=Max\left[\left(Q_{上网,i,t}-Q_{实时,i,t}\right)\times LMP_{实时,i,t}\times M_3,0\right]$$

其中：

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

式中：

$Q_{上网,i,t}$为新能源场站i的t时段实际上网电量；

$P_{实时,i,t}$为新能源场站i实时市场t时段的出清出力；

d_i为新能源场站i厂用电率；

M_3为新能源执行偏差回收系数。

（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回收费用计算公式如下：

$$R_{放电执行偏差,i,t}=Max\left[\left(Q_{上网,i,t}-Q_{实时,i,t}\right)\times LMP_{实时,i,t}\times M_4,0\right]$$

$$R_{充电执行偏差,i,t}=Max\left[\left(Q_{实时,i,t}-Q_{用电,i,t}\right)\times LMP_{实时,i,t}\times M_4,0\right]$$

式中：

M_4为新型经营主体执行偏差回收系数。

（四）虚拟电厂（负荷聚合商）

虚拟电厂（负荷聚合商）i在实时市场t时段（参与现货市场优化时段）的实时用电计划执行偏差获利计算公式如下：

$$R_{用电执行偏差,i,t}=Max\left[\left(Q_{实时,i,t}-Q_{用电,i,t}\right)\times LMP_{实时统一,t}\times M_4,0\right]$$

发电企业、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）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：

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

10.2.3 执行偏差回收豁免

发电企业、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）有如下情况之一时，相应的时段不进行执行偏差获利回收:

竞价燃煤机组:

（一）一次调频正确动作导致的偏差;

（二）典型开机/停机曲线时间内，机组启动和停运过程中的偏差;

（三）未被调频市场考核的调频市场调用机组;

（四）实际投入非平滑调节的电蓄热装置电厂的各机组;

（五）实时调度干预机组出力导致的偏差;

（六）其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

新能源场站:

（一）一次调频正确动作导致的偏差;

（二）调频市场实际调用时段;

（三）实时调度干预出力导致的偏差;

（四）其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

独立储能:

（一）一次调频正确动作导致的偏差;

（二）调频市场中标调用时段;

（三）实时调度干预充放电计划导致的偏差;

（四）其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

虚拟电厂（负荷聚合商）:

（一）调频市场中标调用时段;

（二）实时调度干预用电计划导致的偏差;

（三）其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

10.3 燃煤机组其他获利回收与考核

10.3.1 非停获利回收

燃煤机组因自身原因，发生下列情况之一者，纳入非停获利回收范围:

（一）正常运行的机组发生跳闸和被迫停运;

（二）机组发生临检;

（三）备用机组不能按调度指令并网发电。

竞价燃煤机组 i 在非停时段 t 的非停获利计算公式如下:

$$R_{燃煤非停,i,t} = Max\left[Q_{日前出清,i,t} \times \left(C_{成本,i,t} - LMP_{实时,i,t}\right), 0\right]$$

其中:

$$Q_{日前出清,i,t} = \frac{\left(P_{日前,i,t} + P_{日前,i,t\text{-}1}\right)}{2} \times \frac{1}{4} h \times \left(1 - d_i\right)$$

式中:

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

$Q_{日前出清,i,t}$ 为 t 时段发电机组 i 的日前出清上网电量，其中配套电蓄热装置的发电机组为联合主体日前出清上网电量 $Q^{ehs}_{日前出清,i,t}$;

$P_{日前,i,t}$、$P_{日前,i,t\text{-}1}$ 为 t、t-1 时段发电机组 i 的日前出清发电

出力，其中配套电蓄热装置的发电机组为联合主体日前出清出力$P^{ehs}_{日前,i,t}$、$P^{ehs}_{日前,i,t\text{-}1}$。

竞价燃煤机组i在运行日非停时段集合$D_{非停,i}$的非停获利计算公式如下:

$$R_{非停,i,D}=\sum_{t=1}^{t\in D_{非停,i}} R_{非停,i,t}$$

非停考核仍执行原东北区域“两个细则”相关考核条款。

10.3.2 启停偏差获利回收

10.3.2.1 启停偏差获利

机组因自身原因未按照日前市场中出清的并网时间（或电力调度机构在实时运行中要求的并网时间）按时并网且延迟时间超过允许时间（暂定120分钟），超出时间视为非停时段，按照本细则“10.3.1节”方式计算偏差获利。

机组因自身原因未按照日前市场中出清的停机时间（或电力调度机构在实时运行中要求的停机时间）按时停机且提前时间超过允许时间（暂定120分钟），超出时间视为非停时段，按照本细则“10.3.1节”方式计算偏差获利。

启停偏差考核仍执行原东北区域“两个细则”相关考核条款。

10.3.2.2 启停偏差获利回收豁免

（一）非机组自身原因造成并网（停机）延迟（提前）时间超过允许时间等;

（二）其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

10.3.3 限高考核

10.3.3.1 限高情况

竞价燃煤机组发生限高指机组申报的最大发电能力或实际发电能力小于额定有功功率的允许值（M_5）的情况。市场初期，供暖期内暂不执行限高考核。

按日对机组限高容量计算考核费用，分以下两种情况具体考虑机组 i 的限高考核费用：

（一）若机组 i 在实时运行中，机组出清结果为实时最大发电能力的时段 t_m，$P_{实际,i,t_m} \geq P_{实时最大发电,i,t_m} \times (1-M_2)$ 时：

$$R_{限高,i,D} = Max\left[\left(P_{额定,i} \times M_5 - P_{实时最大发电,i,t_m}\right),0\right] \times 1h \times C_{考核} \times M_6$$

式中：

t_m 为机组 i 实时市场出清结果为实时最大发电能力所在时段；若 t_m 不唯一，则优先逐时段检验判断是否满足各豁免条件，若仍出现多时段未豁免则 t_m 为实时竞价燃煤机组有效发电空间与实时出清出力结果的比值最小的未豁免时段，即：

$$Min\left[\frac{\sum_{i}^{I}\left(P_{实时最大发电,i,t} - P_{实时最小发电,i,t}\right)}{\sum_{i}^{I} P_{实时,i,t}}\right]$$

$P_{实际,i,t_m}$ 为机组 i 实时市场 t_m 时段的实际发电功率；

$P_{额定,i}$为机组 i 的额定有功功率;

$P_{实时最大发电,i,t}$为实时市场 t 时段出清前，机组 i 申报并生效的最大发电能力；若电力调度机构设置的出力上限约束低于机组申报值，则以电力调度机构设置值为准;

$P_{实时最小发电,i,t}$为实时市场 t 时段出清前，机组 i 申报并生效的最小发电能力;

$C_{考核}$为当日各时段实时统一结算点电价的算术平均值与燃煤发电基准价两者中的较大者;

M_6为如实申报最大发电能力时的考核系数。

（二）若机组 i 在实时运行中，机组出清结果为实时最大发电能力的时段 t_m，当 $P_{实际,i,t_m} < P_{实时最大发电,i,t_m} \times (1-M_2)$ 时:

$$R_{限高,i,D} = \left(P_{额定,i} - P_{实际,i,t_m}\right) \times 24h \times C_{考核} \times M_7$$

式中:

M_7为未如实申报最大发电能力时的考核系数。

10.3.3.2 限高考核豁免

（一）在当日实时现货市场出清结果为实时最大发电能力的时段同时在调频市场中标或调用的机组;

（二）其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

10.3.4 限低考核

10.3.4.1 限低情况

竞价燃煤机组发生限低指机组实际发电能力未达到申报的最小发电能力情况。按日对机组限低容量计算考核费

用，机组 i 的限低考核费用计算公式如下：

若机组 i 在实时运行中，机组市场出清结果为实时最小发电能力的时段 t_n，当 $P_{实际,i,t_n} > P_{实时(Min),i,t_n} \times (1+M_2)$ 时：

$$R_{限低,i,D} = Max\left[\left(P_{实际,i,t_n} - P_{实时最小发电,i,t}\right) \times 24h \times C_{考核} \times M_8, 0\right]$$

式中：

t_n 为机组 i 实时市场出清结果为实时最小发电能力所在时段，其中配套电蓄热装置的发电机组为联合主体实时出清出力 $P^{ehs}_{实时,i,t}$ 叠加电蓄热用电计划后的机组发电调度指令 $P_{指令,i,t}$ 为实时最小发电能力所在时段；若 t_n 不唯一，则优先逐时段检验判断是否满足各豁免条件，若仍出现多时段未豁免则 t_n 为实时竞价燃煤机组有效发电空间与实时出清出力结果的比值最大的未豁免时段，即：

$$Max\left[\frac{\sum_{i}^{I}\left(P_{实时最大发电,i,t} - P_{实时最小发电,i,t} + P_{电蓄热计划,i,t}\right)}{\sum_{i}^{I} P^{ehs}_{实时,i,t}}\right]$$

$P_{实时(Min),i,t_n}$ 为机组 i 实时市场 t_n 时段出清结果，其中配套电蓄热装置的发电机组为 $P_{指令(Max),i,t_n}$；

$P_{实际,i,t_n}$ 为机组 i 实时市场 t_n 时段的实际发电功率；

M_8 为未如实申报最小发电能力时的考核系数。

10.3.4.2 限低考核豁免

（一）在当日实时现货市场出清结果为最小发电能力

的时段同时在调频市场中标或调用的机组;

（二）在当日实时市场出清结果为最小发电能力的时段，实际投入非平滑调节的电蓄热装置电厂的各机组;

（三）其他经电力调度机构判定可豁免的情况。

10.3.5 最大发电能力变更考核

若机组在日内申请变更日前申报的最大发电能力超过1次/台，则需要承担变更考核。

机组 i 的日最大发电能力变更考核费用计算方式如下:

$$R_{变更最大,i,D} = Max\left|P_{实时最大发电,i,x} - P_{日前最大发电,i}\right| \times 1h \times C_{考核} \times M_9$$

式中:

$P_{实时最大发电,i,x}$ 为实时市场机组 i 第 x（x>1）次申报变更并生效的最大发电能力;

$P_{日前最大发电,i}$ 为日前市场机组出清前 i 申报的最大发电能力;

M_9 为最大发电能力变更考核时的考核系数。

10.3.6 最小发电能力变更考核

若机组在日内申请变更日前申报的最小发电能力超过1次/台，则需要承担变更考核。

机组 i 的日最小发电能力变更考核费用计算方式如下:

$$R_{变更最小,i,D} = Max\left|P_{实时最小发电,i,y} - P_{日前最小发电,i}\right| \times 1h \times C_{考核} \times M_{10}$$

式中:

$P_{实时最小发电,i,y}$ 为实时市场机组 i 第 y（y>1）次申报变更并生效的最小发电能力;

$P_{日前最小发电,i}$为日前市场机组出清前 i 申报的最小发电能力；

M_{10}为最小发电能力变更考核时的考核系数。

11 市场干预与中止

11.1 政府干预

现货市场运行过程中发生下列情形之一的，省发展改革委、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。

11.2 市场运营机构干预

当省发展改革委、东北能源监管局委托市场运营机构或出现如下情况需要开展市场干预时，市场运营机构须按要求记录异常干预的原因、措施，分析存在的问题，形成

方案建议向省发展改革委、东北能源监管局备案。

（一）当日前、实时电力现货市场边界发生变化时，电力调度机构可按照本细则“7.8节”、“8.4节”中的原则对重新进行市场出清或市场出清结果进行调整。

（二）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，需重新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。

（三）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，经省发展改革委、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。

（四）当实际电网运行过程中出现本细则“8.4节”中的电力系统事故或紧急情况时，电力调度机构可按照“安全第一”的原则进行对应调整干预。

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。

若期间竞价燃煤机组总发电收入低于核定的总发电成本（包含调用停机机组的启动成本），应按照核定的总发电成本对竞价燃煤机组进行结算。

11.3 市场中止

当现货市场出现如下异常情况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，由省发展改革委、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“安全第一”的原则处理事故和安排电力系统运行，并做好相关记录，事后由省发展改革委、东北能源监管局做出是否中止市场的决定并发布。

（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、山火、强降雨等极端自然灾害、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;

（三）发生电力市场技术支持系统发生重大故障或网络异常等情况影响现货系统正常运行，日前市场环节预计23:00以前无法完成出清，或实时市场持续120分钟及以上

无法完成出清;

（四）其他影响电网运行安全、市场资金安全及市场正常组织的重大突发情况。

市场中止时采取如下的处理措施:

（一）日前电能量市场运行异常时，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。若运行日的实时电能量市场正常运行，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）实时电能量市场运行异常时，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。若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。

11.4 市场恢复

当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经省发展改革委、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。

12 市场力监管

12.1 市场监管指标分析

经省发展改革委、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黑龙江省电力市场整体、市场成员进行评估，并参考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黑龙江省有关规定执行。

12.2 市场力检测及缓解

为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，需进行市场力检测与缓解，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、事中和事后措施中的一项或多项。

12.2.1 事前措施

事前措施是指在日前现货市场出清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。

12.2.2 事中措施

市场具备条件后，为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，日前市场出清后需应用管制容量价格检测机制。通过检测的发电机组报价被视为有效报价，可直接参与市场出清，未通过市场力检测的发电机组采用如下措施后，可重新参与市场出清。

当按照价格管制$T_{管制}$时段内，日前市场发电机组节点电价按照出清折算上网电量加权后的平均电价，即日前统一结算点电价高于管制容量监管基准价格时，触发管制容量价格缓解条件。

（一）发电企业市场合理成本报价

发电企业在$T_{管制}$时段内各个时段市场合理成本报价为:

$$p_{i,t}^{E} = C_i \times \left(1 + \delta_{d_t,t}^{E}\right)$$

式中，C_i为燃煤机组核定成本；$\delta_{d_t,t}^{E}$为t时段系统供需

比为d_t时的市场合理报价收益率。市场初期，管制容量价格缓解仅考虑竞价燃煤机组。

（二）管制容量监管基准价格

$$p^R=\frac{\sum_{i}^{I}\sum_{t}^{T_{管制}}Q_{日前出清,i,t}\times p_{i,t}^{E}}{\sum_{i}^{I}\sum_{t}^{T_{管制}}Q_{日前出清,i,t}}$$

式中，$Q_{日前出清,i,t}$为日前市场t时段发电企业出清出力折算上网电量。

（三）剩余供给指数

逐时段计算各发电企业或发电集团的*RSI*剩余供给指数，用于管制容量价格缓解。

*RSI*指数是指电力市场中某一时段除某个发电企业或发电集团之外，其他发电企业或发电集团的市场份额之和。用公式表示如下:

$$RSI_{i,t}=\frac{\sum_{i=1}^{N}S_{i,t}-S_{i,t}}{D_t}$$

其中，N为市场中发电集团的个数；$S_{i,t}$为第i个发电企业或发电集团的申报容量（或电量）；D表示市场总需求。当任一发电企业或发电集团*RSI*剩余供给指数低于临界值RSI_0时，则该发电企业或发电集团应用管制容量价格缓解机制。

（四）管制容量价格缓解

发电企业或发电集团 RSI 剩余供给指数低于临界值 RSI_0 时，管制容量为：

$$S_{i,t}^{C} = S_{i,t} - \left(\sum_{i=1}^{N} S_{i,t} - D_t \times RSI_0 \right)$$

相应发电企业或发电集团的所有发电机组按照机组报价从高到低排序，使用市场合理成本报价对机组报价进行替换，直至满足管制容量需求。基于替换后的机组报价，重新进行日前市场出清。基于日前市场出清结果，重新计算管制容量监管基准价格和日前统一结算点电价，再进行管制容量价格缓解触发判断，若满足条件则替换后的市场出清结果作为日前市场结算依据；若无法满足则由电力调度机构依据出清情况将每两个发电集团或必开机组群、断面机组群合并为一个虚拟发电寡头重新进行管制容量价格缓解，相应的市场出清结果作为日前市场结算依据。

若两次管制容量价格缓解措施仍无法缓解市场价格，则由市场运营机构依据情况应用事后措施。

当市场具备条件后，综合考虑管制容量价格缓解机制实施情况，在市场出清过程中基于松弛部分网络约束对比、寡头测试等方法计算发电机组对市场价格的影响，对影响超过价格阈值的机组，将其电能量报价超过影响测试参考价格（低于管制容量监管基准价格）的部分替换为影响测

试参考价格，重新进行出清。

12.2.3 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。

12.3 市场力行为识别与处置

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、市场串谋行为和市场操纵行为等。

市场运营机构对持留、市场串谋和市场操纵行为进行识别，并将情况报告省发展改革委、东北能源监管局。

12.3.1 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）无故申请机组设备检修或延长检修期限的；

（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。

12.3.2 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进行集中交易申报的；

（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。

12.3.3 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;

（二）机组实际运行关键参数与事前注册信息存在较大偏差的;

（三）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;

（四）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;

（五）其他涉嫌市场操纵行为的情形。

附件一：市场参数表

参数	说明
E_1	燃煤机组冷态启动时间上限，单位：小时
E_2	燃煤机组热态启动时间上限，单位：小时
P_{es}^{th}	独立储能额定功率准入值，单位：兆瓦
RT_{es}^{th}	独立储能额定功率充放电持续响应时间准入值，单位：小时
L_{al}^{th}	虚拟电厂（负荷聚合商）基础调节容量准入值，单位：兆瓦
RT_{al}^{th}	虚拟电厂（负荷聚合商）基础调节容量持续响应时间准入值，单位：小时
R_1	燃煤机组启动费用上下限范围，单位：万元/次
R_2	燃煤机组空载费用上下限范围，单位：元/小时
R_3	经营主体电能量报价上下限范围，单位：元/千瓦时
R_4	日前/实时市场出清价格上下限范围，单位：元/千瓦时
C_0	燃煤机组核定成本，单位：元/千瓦时
T_k	竞价燃煤机组缺省开机通知时刻
$T_{\text{限价}}$	日前/实时二级限价阈值时长

μ_{al}^{-}	虚拟电厂（负荷聚合商）申报日调节容量最大下浮比例，单位：%
μ_{al}^{+}	虚拟电厂（负荷聚合商）申报日调节容量最大上浮比例，单位：%
M_2	经营主体执行偏差允许值，按照燃煤机组、新能源场站、独立储能、负荷聚合商与虚拟电厂分别核定
M_3	新能源执行偏差回收系数
M_4	新型经营主体执行偏差回收系数
M_5	燃煤机组额定有功功率允许值
M_6	如实申报最大发电能力时的考核系数
M_7	未如实申报最大发电能力时的考核系数
M_8	未如实申报最小发电能力时的考核系数
M_9	最大发电能力变更考核时的考核系数
M_{10}	最小发电能力变更考核时的考核系数
$T_{管制}$	管制容量价格缓解时段
$\delta_{d_t,t}^{E}$	市场合理报价收益率（按分时系统供需比核定）
RSI_h	日前市场发电集团/虚拟寡头剩余供给指数限定值

附件二：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，分月核定

（5）最大发电能力

（6）最小发电能力

（7）分档爬坡速率

（8）冷态启动时间

（9）热态启动时间

（10）最小连续开机时间：暂定为72小时，由电力调度机构核定

（11）最小连续停机时间：暂定为24小时，由电力调度机构核定

（12）最小技术出力：由政府主管部门或监管机构核定。暂按国家能源局东北监管局印发的《东北电力辅助服务市场运营规则》（东北监能市场〈2020〉112号）中有关火电厂有偿调峰基准执行。

（13）标准调频容量

（二）竞价燃煤机组量价相关参数:

（1）机组冷/热态启动费用

（2）机组空载费用

（3）电能量量-价曲线

（4）调频报价

（三）新能源场站运行相关参数:

（1）装机容量

（2）厂用电率

（四）新能源场站量价参数:

（1）电能量量-价曲线

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）标准调频容量

（二）独立储能量价相关参数:

（1）电能量量-价曲线

（2）调频报价

（三）虚拟电厂（负荷聚合商）运行相关参数:

（1）最大、最小用电负荷

（2）基础调节容量

（3）基础调节容量持续响应时间

（4）调节速率

（5）虚拟电厂（负荷聚合商）聚合资源及其相应类型的缺省参数

（6）标准调频容量

（四）虚拟电厂（负荷聚合商）量价相关参数:

（1）电能量量-价曲线

（2）调频报价

附件三：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:

$$Min\left\{\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}\left[C_{i,t}(P_{i,t})+C_{i,t}^{U}+C_{i,t}^{N}\right]+\sum_{l=1}^{NL}\sum_{t=1}^{T}M_{l}\left[SL_{l}^{+}+SL_{l}^{-}\right]+\right.$$
$$\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}M_{s}\left[SL_{s}^{+}+SL_{s}^{-}\right]+\sum_{es=1}^{ES}\sum_{t=1}^{T\in\text{优化}}\left[C_{es,t}(P_{es,t})\right]-$$
$$\left.\sum_{al=1}^{AL}\sum_{t=1}^{T\in\text{优化}}\left[C_{al,t}(P_{al,t})\right]+\sum_{i=1}^{NE}\sum_{t=1}^{T}M_{a}\left[SL_{i}\right]\right\}$$

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（负荷聚合商）；

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；D+1 日考虑负荷高峰、低谷 2 个时段，故 T 为 98;

$P_{i,t}$表示发电企业 i 在时段 t 的出力;

$C_{i,t}(P_{i,t})$、$C_{i,t}^{U}$、$C_{i,t}^{N}$分别为发电企业 i 在时段 t 的运行费用、启动费用、空载费用，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；空载费用$C_{i,t}^{N}$是与发电企业并网运行时间有关的函数;

M_l、M_s分别为线路、断面潮流约束松弛罚因子；M_a为用于表示新能源的弃电约束松弛罚因子;

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;

SL_i表示新能源交易单元 i 的弃电量;

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;

AL表示虚拟电厂（负荷聚合商）的总数，$C_{al,t}(P_{al,t})$是虚拟电厂（负荷聚合商）的运行费用，是与虚拟电厂（负荷聚合商）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。

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:

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

其中，$C_{es,m}^{ch}$、$C_{es,m}^{dis}$表示独立储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

虚拟电厂（负荷聚合商）出力表达式:

$$P_{al,t} = \sum_{m=1}^{NAL} P_{al,t,m} \qquad \left(0 \le P_{al,t,m} \le P_{al,t,m}^{MAX} - P_{al,t,m}^{MIN} \right)$$

其中，NAL 表示虚拟电厂（负荷聚合商）报价总段数，$P_{al,t,m}$表示虚拟电厂（负荷聚合商）al 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力，$P_{al,t,m}^{MAX}$、$P_{al,t,m}^{MIN}$分别表示虚拟电厂（负荷聚合商）al 申报的第 m 个出力区间上、下界。

虚拟电厂（负荷聚合商）出力表达式:

$$C_{al,t}(P_{al,t}) = \sum_{m=1}^{NAL} C_{al,m} P_{al,t,m}$$

其中，$C_{al,m}$表示虚拟电厂（负荷聚合商）al申报的第m个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:

$$\sum_{i=1}^{N} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} = D_t + \sum_{al=1}^{AL} P_{al,t}$$

其中，$T_{j,t}$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:

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

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

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

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：

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

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

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:

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

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。

（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:

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

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。

（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）新能源交易单元弃电约束

$$P_{i,t}^{F} = P_{i,t} + SL_i$$

其中，$P_{i,t}^{F}$和$P_{i,t}$分别表示新能源场站i在t时段的短期功率预测与日前市场出清出力。

（十六）虚拟电厂（负荷聚合商）出力上下限约束

$$0 \le P_{al,t} \le P_{al,t}^{MAX} - P_{al,t}^{MIN}$$

其中，$P_{al,t}^{MIN}$、$P_{al,t}^{MAX}$为虚拟电厂（负荷聚合商）al的在现货市场优化时段申报或计算出的日最小负荷时段下限、日最大负荷时段上限。

（十七）虚拟电厂（负荷聚合商）调节速率约束

虚拟电厂（负荷聚合商）上调节或下调节时，均应满足调节速率要求:

$$P_{al,t} - P_{al,t-1} \le \Delta P_{al}^{U}$$

$$P_{al,t-1} - P_{al,t} \le \Delta P_{al}^{D}$$

其中，ΔP_{al}^{U}为虚拟电厂al最大上调节速率，ΔP_{al}^{D}为虚拟电厂（负荷聚合商）al最大下节速率。

（十八）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为:

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

$$\sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} + G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{l-a} P_{al,t} - SL_{l}^{+} + SL_{l}^{-} \le P_{l}^{MAX}$$

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-a}表示虚拟电厂（负荷聚合商）al所在节点a对线路l的发灵敏度因子;SL_l^-分别为线路l的正、反向潮流松弛变量。

（十九）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:

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

$$\sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{s-a} P_{al,t} - SL_s^+ + SL_s^- \le P_s^{MAX}$$

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-a}表示虚拟电厂（负荷聚合商）al所在节点a对断面s的发灵敏度因子;SL_s^+、SL_s^-分别为断面s的正、反向潮流松弛变量。

附件四：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:

$$Min\left\{\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}\left[C_{i,t}(P_{i,t})\right]+\sum_{l=1}^{NL}\sum_{t=1}^{T}M_l\left[SL_l^{+}+SL_l^{-}\right]+\right.$$
$$\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}M_s\left[SL_s^{+}+SL_s^{-}\right]+\sum_{es=1}^{ES}\sum_{t=1}^{T\in\text{优化}}\left[C_{es,t}(P_{es,t})\right]-$$
$$\left.\sum_{al=1}^{AL}\sum_{t=1}^{T\in\text{优化}}\left[C_{al,t}(P_{al,t})\right]+\sum_{i=1}^{NE}\sum_{t=1}^{T}M_a\left[SL_i\right]\right\}$$

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（负荷聚合商）；

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；D+1 日考虑负荷高峰、低谷 2 个时段，故 T 为 98;

$P_{i,t}$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；M_a为用于表示新能源的弃电约束松弛罚因子;

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；

SL_i 表示新能源交易单元 i 的弃电量；

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；

AL 表示虚拟电厂（负荷聚合商）的总数，$C_{al,t}(P_{al,t})$ 是虚拟电厂（负荷聚合商）的运行费用，是与虚拟电厂（负荷聚合商）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。

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:

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

其中，$C_{es,m}^{ch}$、$C_{es,m}^{dis}$ 表示独立储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

虚拟电厂（负荷聚合商）出力表达式:

$$P_{al,t} = \sum_{m=1}^{NAL} P_{al,t,m} \qquad \left(0 \le P_{al,t,m} \le P_{al,t,m}^{MAX} - P_{al,t,m}^{MIN} \right)$$

其中，NAL 表示虚拟电厂（负荷聚合商）报价总段数，$P_{al,t,m}$ 表示虚拟电厂（负荷聚合商）al 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力，$P_{al,t,m}^{MAX}$、$P_{al,t,m}^{MIN}$ 分别表示虚拟电厂（负荷聚合商）al 申报的第 m 个出力区间上、下界。

虚拟电厂（负荷聚合商）出力表达式:

$$C_{al,t}(P_{al,t}) = \sum_{m=1}^{NAL} C_{al,m} P_{al,t,m}$$

其中，$C_{al,m}$表示虚拟电厂（负荷聚合商）al申报的第m个出力区间对应的能量价格。

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:

$$\sum_{i=1}^{N} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} = D_t + \sum_{al=1}^{AL} P_{al,t}$$

其中，$T_{j,t}$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）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）新能源交易单元弃电约束

$$P_{i,t}^{F} = P_{i,t} + SL_i$$

其中，$P_{i,t}^{F}$和$P_{i,t}$分别表示新能源场站i在t时段的短期功率预测与日前市场出清出力。

（十一）虚拟电厂（负荷聚合商）出力上下限约束

$$0 \le P_{al,t} \le P_{al,t}^{MAX} - P_{al,t}^{MIN}$$

其中，$P_{al,t}^{MIN}$、$P_{al,t}^{MAX}$为虚拟电厂（负荷聚合商）al的在现货市场优化时段申报或计算出的日最小负荷时段下限、日最大负荷时段上限。

（十二）虚拟电厂（负荷聚合商）调节速率约束

虚拟电厂（负荷聚合商）上调节或下调节时，均应满足调节速率要求:

$$P_{al,t} - P_{al,t-1} \le \Delta P_{al}^{U}$$

$$P_{al,t-1} - P_{al,t} \le \Delta P_{al}^{D}$$

其中，ΔP_{al}^{U}为虚拟电厂（负荷聚合商）al最大上调节速率，ΔP_{al}^{D}为虚拟电厂（负荷聚合商）al最大下节速率。

（十三）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为:

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

$$\sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} + G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{l-a} P_{al,t} - SL_l^{+} + SL_l^{-} \le P_l^{MAX}$$

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-a}表示虚拟电厂（负荷聚合商）al所在节点a对线路l的发灵敏度因子;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:

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

$$\sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{s-a} P_{al,t} - SL_s^+ + SL_s^- \le P_s^{MAX}$$

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-a}表示虚拟电厂（负荷聚合商）al所在节点a对断面s的发灵敏度因子;SL_s^+、SL_s^-分别为断面s的正、反向潮流松弛变量。

附件五：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:

$$Min\left\{\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}\left[C_{i,t}(P_{i,t})\right]+\sum_{l=1}^{NL}\sum_{t=1}^{T}M_l'\left[SL_l^{+}+SL_l^{-}\right]+\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}M_s'\left[SL_s^{+}+SL_s^{-}\right]+\sum_{es=1}^{ES}\sum_{t=1}^{T\in\text{优化}}\left[C_{es,t}(P_{es,t})\right]-\sum_{al=1}^{AL}\sum_{t=1}^{T\in\text{优化}}\left[C_{al,t}(P_{al,t})\right]+\sum_{i=1}^{NE}\sum_{t=1}^{T}M_a'\left[SL_i\right]\right\}$$

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（负荷聚合商）;

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；D+1 日考虑负荷高峰、低谷 2 个时段，故 T 为 98;

$P_{i,t}$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'为用于节点电价计算的网络潮流约束松弛罚因子；M_a'为用于节点电价计算的表示新能源的弃电约束松弛罚因子;

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；

SL_i表示新能源交易单元 i 的弃电量。

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；

AL 表示虚拟电厂（负荷聚合商）的总数，$C_{al,t}(P_{al,t})$是虚拟电厂（负荷聚合商）的运行费用，是与虚拟电厂（负荷聚合商）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。

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:

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

其中，$C_{es,m}^{ch}$、$C_{es,m}^{dis}$ 表示独立储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间对应的能量价格。

虚拟电厂（负荷聚合商）出力表达式:

$$P_{al,t} = \sum_{m=1}^{NAL} P_{al,t,m} \qquad \left(0 \le P_{al,t,m} \le P_{al,t,m}^{MAX} - P_{al,t,m}^{MIN} \right)$$

其中，NAL 表示虚拟电厂（负荷聚合商）报价总段数，$P_{al,t,m}$ 表示虚拟电厂（负荷聚合商）al 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力，$P_{al,t,m}^{MAX}$、$P_{al,t,m}^{MIN}$ 分别表示虚拟电厂（负荷聚合商）al 申报的第 m 个出力区间上、下界。

虚拟电厂（负荷聚合商）出力表达式:

$$C_{al,t}(P_{al,t}) = \sum_{m=1}^{NAL} C_{al,m} P_{al,t,m}$$

其中，$C_{al,m}$表示虚拟电厂（负荷聚合商）al申报的第m个出力区间对应的能量价格。

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:

$$\sum_{i=1}^{N} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{ch} + \sum_{es=1}^{ES} P_{es,t}^{dis} = D_t + \sum_{al=1}^{AL} P_{al,t}$$

其中，$T_{j,t}$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的充放电公功率结果。

（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）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。

（九）新能源交易单元弃电约束

$$P_{i,t}^{F}=P_{i,t}+SL_i$$

其中，$P_{i,t}^{F}$和$P_{i,t}$分别表示新能源场站 i 在 t 时段的短期功率预测与日前市场出清出力。

（十）虚拟电厂（负荷聚合商）出力上下限约束

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

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

其中，δ为 LMP 模型中允许虚拟电厂（负荷聚合商）偏离日前 SCED 优化结果的比例，$(P_{al,t}^{MIN})^{SCED}$、$(P_{al,t}^{MAX})^{SCED}$分别为日前 SCED 模型中的虚拟电厂（负荷聚合商）时段最小、最大出力。

（十一）虚拟电厂（负荷聚合商）调节速率约束

虚拟电厂（负荷聚合商）上调节或下调节时，均应满足调节速率要求:

$$P_{al,t}-P_{al,t-1}\le\Delta P_{al}^{U}$$

$$P_{al,t-1}-P_{al,t}\le\Delta P_{al}^{D}$$

其中，ΔP_{al}^{U}为虚拟电厂（负荷聚合商）al最大上调节速率，ΔP_{al}^{D}为虚拟电厂（负荷聚合商）al最大下节速率。

（十二）虚拟电厂（负荷聚合商）优化时段初始与末尾出力约束

选择固定调节时段参与现货优化的虚拟电厂（负荷聚合商），其在各非优化时段初始与末尾出力与调节速率约束将作为相邻一个可优化时段优化出力范围的约束。

$$P_{al,t+1}^{de}+\Delta P_{al}^{U}\Delta t\le P_{al,t}+P_{al,t}^{MIN}\le P_{al,t+1}^{de}+\Delta P_{al}^{D}\Delta t$$

$$P_{al,t-1}^{de}-\Delta P_{al}^{D}\Delta t\le P_{al,t}+P_{al,t}^{MIN}\le P_{al,t-1}^{de}+\Delta P_{al}^{U}\Delta t$$

$$0\le P_{al,t}\le P_{al,t}^{MAX}-P_{al,t}^{MIN}$$

其中，$P_{al,t+1}^{de}$为虚拟电厂（负荷聚合商）al日前在时段t+1（各不可优化时段初始）申报的用电需求，$P_{al,t-1}^{de}$为虚拟电厂（负荷聚合商）al日前在时段t-1（前一个不可优化时段末尾）申报的用电需求。

（十三）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为:

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

$$\sum_{es=1}^{ES}(G_{l-e}P_{es,t}^{dis}+G_{l-e}P_{es,t}^{ch})-\sum_{al=1}^{AL}G_{l-a}P_{al,t}-SL_{l}^{+}+SL_{l}^{-}\le P_{l}^{MAX}$$

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-a}表示虚拟电厂（负荷聚合商）al所在节点a对线路l的发灵敏度因子;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:

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

$$\sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - \sum_{al=1}^{AL} G_{s-a} P_{al,t} - SL_s^+ + SL_s^- \le P_s^{MAX}$$

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-a}表示虚拟电厂（负荷聚合商）al所在节点a对断面s的发灵敏度因子;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）

附件六：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:

$$Min\left\{\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}\left[C_{i,t}(P_{i,t})\right]+\sum_{l=1}^{NL}\sum_{t=1}^{T}M_l\left[SL_l^{+}+SL_l^{-}\right]+\right.$$
$$\sum_{t=1}^{T}M_b\left[LB_t^{+}+LB_t^{-}\right]+\sum_{al=1}^{AL}\sum_{t=1}^{T\in\text{优化}}\left[C_{al,t}(P_{al,t})\right]+$$
$$\left.\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}M_s\left[SL_s^{+}+SL_s^{-}\right]+\sum_{i=1}^{NE}\sum_{t=1}^{T}M_a\left[SL_i\right]\right\}$$

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、直控型虚拟电厂（负荷聚合商）;

T表示所考虑的总时段数，每 5 分钟一个时段，考虑未来 1 小时 12 个时段或 2 小时 24 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;

M_l、M_s分别为支路、断面潮流约束松弛罚因子；M_a为用于表示新能源的弃电约束松弛罚因子;

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分别为支路、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;

SL_i表示新能源交易单元 i 的弃电量。

发电企业出力表达式:

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

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

其中，NM 为发电企业报价总段数，$P_{i,t,m}$为发电企业 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力，$P_{i,m}^{MIN}$、$P_{i,m}^{MAX}$ 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，NM 为机组报价总段数，$C_{i,m}$为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

直控型虚拟电厂（负荷聚合商）出力表达式:

$$P_{al,t}=\sum_{m=1}^{NAL}P_{al,t,m}\qquad\left(0\le P_{al,t,m}\le P_{al,t,m}^{MAX}-P_{al,t,m}^{MIN}\right)$$

其中，NAL 表示直控型虚拟电厂（负荷聚合商）报价总段数，$P_{al,t,m}$表示直控型虚拟电厂（负荷聚合商）al 在时

段 t 第 m 个出力区间中的中标电力，$P_{al,t,m}^{MAX}$、$P_{al,t,m}^{MIN}$分别表示直控型虚拟电厂（负荷聚合商）al 申报的第 m 个出力区间上、下界。

直控型虚拟电厂（负荷聚合商）出力表达式:

$$C_{al,t}(P_{al,t}) = \sum_{m=1}^{NAL} C_{al,m} P_{al,t,m}$$

其中，$C_{al,m}$表示直控型虚拟电厂（负荷聚合商）al 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

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:

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

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）新能源交易单元弃电约束

$$P_{i,t}^{F} = P_{i,t} + SL_i$$

其中，$P_{i,t}^{F}$和$P_{i,t}$分别表示新能源场站i在t时段的超短期功率预测与实时市场出清出力。

（六）直控型虚拟电厂（负荷聚合商）出力上下限约束

$$0 \le P_{al,t} \le P_{al,t}^{MAX} - P_{al,t}^{MIN}$$

其中，$P_{al,t}^{MIN}$、$P_{al,t}^{MAX}$为直控型虚拟电厂（负荷聚合商）al的在现货市场优化时段申报或计算出的日最小负荷时段下限、日最大负荷时段上限。

（七）直控型虚拟电厂（负荷聚合商）调节速率约束

直控型虚拟电厂（负荷聚合商）上调节或下调节时，均应满足调节速率要求:

$$P_{al,t} - P_{al,t-1} \le \Delta P_{al}^{U}$$

$$P_{al,t-1} - P_{al,t} \le \Delta P_{al}^{D}$$

其中，ΔP_{al}^{U}为直控型虚拟电厂（负荷聚合商）al最大上调节速率，ΔP_{al}^{D}为直控型虚拟电厂（负荷聚合商）al最大下节速率。

（八）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为:

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

其中，P_{l}^{MAX}为线路l的潮流传输极限；G_{l-i}为机组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-a}表示直控型虚拟电厂（负荷聚合商）al所在节点a对线路l的发灵敏度因子;$SL_{l,t}^{+}$、$SL_{l,t}^{-}$分别为线路l的正、反向潮流松弛变量。

（九）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:

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

$$\sum_{al=1}^{AL} G_{s-a} P_{al,t} - SL_s^{+} + SL_s^{-} \le P_s^{MAX}$$

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-a}表示直控型虚拟电厂（负荷聚合商）al 所在节点 a 对断面 s 的发灵敏度因子;$SL_{s,t}^{+}$、$SL_{s,t}^{-}$分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

附件七：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:

$$MIN\left\{\sum_{i=1}^{N}\sum_{t=1}^{T}C_{i,t}(P_{i,t})+\sum_{l=1}^{NL}\sum_{t=1}^{T}M_l'\left[SL_l^+ + SL_l^-\right]+\right.$$
$$\sum_{t=1}^{T}M_b^{'}\left[LB_t^+ + LB_t^-\right]+\sum_{al=1}^{AL}\sum_{t=1}^{T\in\text{优化}}\left[C_{al,t}(P_{al,t})\right]+$$
$$\left.\sum_{s=1}^{NS}\sum_{t=1}^{T}M_s'\left[SL_s^+ + SL_s^-\right]+\sum_{i=1}^{NE}\sum_{t=1}^{T}M_a'\left[SL_i\right]\right\}$$

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、直控型虚拟电厂（负荷聚合商）;

T表示所考虑的总时段数，每 5 分钟一个时段，考虑未来 1 小时 12 个时段或 2 小时 24 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;

$M_b^{'}$为用于节点电价计算的发用电平衡约束的惩罚因子;

M_l'、M_s'为用于节点电价计算的网络潮流约束松弛罚因子；M_a'为用于节点电价计算的表示新能源的弃电约束松弛罚因子;

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；

$SL_{l,t}^+$、$SL_{l,t}^-$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；

SL_i表示新能源交易单元 i 的弃电量

发电企业出力表达式：

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

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

其中，NM 为发电企业报价总段数，$P_{i,t,m}$为发电企业 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力，$P_{i,m}^{MIN}$、$P_{i,m}^{MAX}$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，NM 为机组报价总段数，$C_{i,m}$为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

直控型虚拟电厂（负荷聚合商）出力表达式：

$$P_{al,t}=\sum_{m=1}^{NAL}P_{al,t,m}\qquad\left(0\le P_{al,t,m}\le P_{al,t,m}^{MAX}-P_{al,t,m}^{MIN}\right)$$

其中，NAL表示直控型虚拟电厂（负荷聚合商）报价总段数，$P_{al,t,m}$表示直控型虚拟电厂（负荷聚合商）al在时段t第m个出力区间中的中标电力，$P_{al,t,m}^{MAX}$、$P_{al,t,m}^{MIN}$分别表示直控型虚拟电厂（负荷聚合商）al申报的第m个出力区间上、下界。

直控型虚拟电厂（负荷聚合商）出力表达式:

$$C_{al,t}(P_{al,t})=\sum_{m=1}^{NAL}C_{al,m}P_{al,t,m}$$

其中，$C_{al,m}$表示直控型虚拟电厂（负荷聚合商）al申报的第m个出力区间对应的能量价格。

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:

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

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）新能源交易单元弃电约束

$$P_{i,t}^{F} = P_{i,t} + SL_i$$

其中，$P_{i,t}^{F}$和$P_{i,t}$分别表示新能源场站 i 在 t 时段的超短期功率预测与实时市场出清出力。

（六）直控型虚拟电厂（负荷聚合商）出力上下限约束

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

其中，δ为 LMP 模型中允许直控型虚拟电厂（负荷聚合商）偏离日前 SCED 优化结果的比例，$(P_{al,t}^{MIN})^{SCED}$、$(P_{al,t}^{MAX})^{SCED}$分别为日前 SCED 模型中的直控型虚拟电厂（负荷聚合商）时段最小、最大出力。

（七）直控型虚拟电厂（负荷聚合商）调节速率约束

直控型虚拟电厂（负荷聚合商）上调节或下调节时，均应满足调节速率要求:

$$P_{al,t} - P_{al,t-1} \le \Delta P_{al}^{U}$$
$$P_{al,t-1} - P_{al,t} \le \Delta P_{al}^{D}$$

其中，ΔP_{al}^{U}为直控型虚拟电厂（负荷聚合商）al 最大上调节速率，ΔP_{al}^{D}为直控型虚拟电厂（负荷聚合商）al 最大下节速率。

（八）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为:

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

其中，P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限；G_{l-i} 为机组 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-a} 表述直控型虚拟电厂（负荷聚合商）al 所在节点 a 对线路 l 的发灵敏度因子;$SL_{l,t}^+$、$SL_{l,t}^-$ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

（九）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:

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

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-a} 表示直控型虚拟电厂（负荷聚合商）al 所在节点 a 对断面 s 的发灵敏度因子;$SL_{s,t}^+$、$SL_{s,t}^-$ 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）

黑龙江省电力辅助服务（调频）市场

实施细则

（试行 2.0 版）

目　录

1 总述 152
2 适用范围 152
3 引用文件 152
4 名词解释 153
5 调频市场主体 155
5.1 调频辅助服务提供者 155
5.2 调频辅助服务费用分摊者 156
6 交易组织 156
6.1 组织方式 157
6.2 调频日前信息披露 157
6.3 市场申报 157
6.3.1 缺省参数 157
6.3.2 新型经营主体参与方式 158
6.3.3 调频里程价格 159
6.3.4 标准调频容量 159
6.3.5 新能源调频意愿 160
6.4 机组排序及市场出清 160
6.4.1 综合调频性能指标平均值归一化处理 160
6.4.2 报价调整 161
6.4.3 机组排序 161
6.4.4 市场出清 161

7 结果执行与考核 162
7.1 结果执行 162
7.2 市场考核 163
8 计量与结算 163
8.1 计量依据 163
8.2 结算模式 163
8.3 调频里程补偿 163
8.4 调频费用分摊 164
9 市场干预 164
10 信息披露 165
11 争议裁决 165
附件一：市场参数表 166
附件二：调频单元性能指标相关参数计算公式 167
附件三：调频单元调频性能指标计算场景 170

1 总述

为进一步规范黑龙江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，保障黑龙江电网安全稳定运行，制定本细则。

2 适用范围

本规则适用于现货市场模式下的黑龙江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）《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）

（四）《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）

（五）《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）

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

（八）《国家发展改革委 国家能源局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）

（九）中华人民共和国国家发展和改革委员会《电力市场运行基本规则》（2024年第20号令）

4 名词解释

（一）调频辅助服务：调频辅助服务是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）综合调频性能指标（k）：用于衡量调频单元响应AGC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、响应时间k_3三个因子。

综合调频性能指标按次计算，调频单元i第j次AGC调节的综合调频性能指标为：

$$k^{i,j}=\frac{\left(k_1^{i,j}+k_2^{i,j}+k_3^{i,j}\right)}{3}$$

其中综合调频性能指标（k）最大值为2。

（三）小时综合调频性能指标（k_h）：调频单元i第n个小时的小时综合调频性能指标$k_h^{i,n}$计算公式为：

$$k_h^{i,n}=\frac{\sum_{j=1}^{J}k^{i,j}}{J}$$

式中，J为调频单元i中标小时内AGC/APC调节的次数。

（四）综合调频性能指标平均值（k_p）：电力调度机构在日前市场开市前（D-1日08:15前），以调频单元最近12个中标小时的k_h值计算k_p。调频单元i的k_p计算公式为：

$$k_p^{i}=\frac{\sum_{n=1}^{12}k_h^{i,n}}{12}$$

（五）调频容量需求：指为保持联络线功率及系统频率稳定，由调频服务提供者所预留的总调频容量需求值，由电力调度机构综合考虑负荷预测、系统实际运行情况等因素确定。

（六）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 调频市场主体

5.1 调频辅助服务提供者

调频服务提供者（下文简称“调频单元”）为电力调度机构调管的满足准入条件的经营主体，包括并网发电单元与新型经营主体。

（一）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“燃煤机组”）、发电受阻的新能源场站。

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；配套储能满足相关独立储能要求时，与并网发电单元协商一致后，可自愿转为独立储能运行，并作为独立储能参与调频辅助服务市场。

（二）新型经营主体包括满足市场准入条件的独立储能与直控型虚拟电厂、负荷聚合商。相关要求详见《黑龙江省现货电能量市场交易实施细则》，根据市场交易情况适

时调整。

调频单元参与调频市场应具备以下技术条件:

（一）具备 AGC/APC 功能，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，确保能够根据电力调度机构调度指令提供符合规定要求的调频响应。加装 AGC/APC 设备的调频单元应保证其正常运行，不得擅自退出 AGC/APC 功能。

其中，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，能量状态相关参数与电网实时交互满足相关信息通信要求。

（二）调频市场开市前，调频单元需要通过性能测试。在调频单元经过改造后或调频单元的综合调频性能发生显著变化时，也可以自愿向电力调度机构提交性能测试。测试期间调频单元应至少 12 小时投入调频模式；同时若最近 30 天调频单元中标且调用小时数小于 12 的，可向电力调度机构申请测试综合调频性能指标。调频单元开展性能测试期间，不予支付调频补偿费用。

5.2 调频辅助服务费用分摊者

调频辅助服务费用分摊者包括参与现货市场的燃煤机组与新能源场站、独立储能等。

6 交易组织

6.1 组织方式

竞价日（D-1日），燃煤机组以及独立储能、直控型虚拟电厂（负荷聚合商）在日前申报调频里程价格，日前申报信息封存到运行日；在日内发电受阻时计划接受调频调用的新能源场站日前需申报调频意愿。

申报里程价格的调频单元D-1日前最近36个实际参与调频调用周期的小时综合调频性能指标的算术平均值高于准入值k_p^{th}的调频单元参与运行日（D日）调频市场竞价，归为竞价组；剩余调频单元与新能源场站不参与竞价。

电力调度机构在日内整点时刻前，以小时为周期集中出清，确定中标调频单元及其标准调频容量。

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）调频容量需求。电力调度机构根据电网实际运行情况确定的D日每小时通过市场化竞价的调频容量需求（公开信息）。

（二）具备参与调频市场的机组台数及容量。

6.3 市场申报

6.3.1 缺省参数

（一）缺省调频容量、缺省里程报价

调频市场开市前，对调频单元设置调频容量、调频里

程报价缺省值，对于参与调频市场但迟报、漏报或不报调频容量、里程报价的调频单元均采用缺省值作为申报信息。

（二）新型经营主体运行参数

独立储能、直控型虚拟电厂（负荷聚合商）需向电力调度机构提供缺省参数，经所属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。

直控型虚拟电厂（负荷聚合商）参与调频市场的缺省参数包括但不限于：基础调节容量、基础调节容量持续响应时间、调节速率、直控型虚拟电厂（负荷聚合商）聚合资源及其相应缺省参数。

6.3.2 新型经营主体参与方式

（一）独立储能

现货市场运行期间，自愿参与调频市场的独立储能在D-1日09:45前申报参与调频市场意愿，选择参与调频市场的独立储能当日的现货市场全天按零出清充放电功率；若迟报、漏报或不报，则默认独立储能不参与调频市场。

（二）虚拟电厂、负荷聚合商

直控型虚拟电厂（负荷聚合商）自愿选择参与调频市场的，在D-1日09:45前向电力调度机构提供或由市场运营

机构计算日最小负荷下限、日调节容量参数，详见《黑龙江省现货电能量市场交易实施细则》，并同时申报参与调频市场的时段，单组连续参与现货市场优化或调频市场的时长不低于准入值RT_{al}^{th}。

日前直控型虚拟电厂（负荷聚合商）在日前现货市场的出清出力范围依据日最大、最小用电负荷预留标准调频容量后确定。

D日，直控型虚拟电厂（负荷聚合商）在日内调频市场中标后，实时现货市场的出清出力范围依据日最大、最小用电负荷预留中标调频容量后确定，并严格执行用电计划和日内调频市场交易结果，APC系统将依据实际直控型虚拟电厂（负荷聚合商）用电功率与日内调频中标容量进行调频调用。

6.3.3 调频里程价格

D-1日09:45前，参与调频市场竞价的调频单元在上、下限范围（R_5）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 标准调频容量

D-1日09:45前，参与调频市场竞价的调频单元需申报标准调频容量。

（一）竞价燃煤机组

竞价燃煤机组标准调频容量申报下限为：*Min*（调频单

元最近 12 个中标且实际调用小时的调节速率×12*min*，额定有功功率×g_1）；申报上限为额定有功功率×g_2。

（二）独立储能

独立储能标准调频容量申报范围不大于额定功率的一定比例 g_3。

（三）虚拟电厂（负荷聚合商）

虚拟电厂（负荷聚合商）标准调频容量申报下限为最近 12 个中标且实际调用小时的调节速率 × 12 *min*，上限为日调节容量的一定比例 g_4。

6.3.5 新能源调频意愿

D-1 日 09:45 前，计划在日内发电受阻时接受调频调用的新能源场站日前需申报调频意愿，无需申报调频里程价格、标准调频容量。

6.4 机组排序及市场出清

6.4.1 综合调频性能指标平均值归一化处理

归于竞价组的燃煤机组、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商），其综合调频性能指标平均值（k_p^i）的算术平均值为$k_{(Avr)}$，机组 i 归一化后的综合调频性能指标平均值为K_i，归一化公式为：

$$K_i = \frac{k_p^i}{k_{(Avr)} \times \lambda}$$

式中：

λ为调频市场性能排序因子。

6.4.2 报价调整

调频单元i的调频里程排序价格:

$$P_i = \frac{C_i}{K_i}$$

式中:

C_i为调频单元i申报的调频里程价格。

6.4.3 机组排序

电力调度机构根据调频单元调频里程排序价格由低到高进行排序。如果排序价格相同，综合调频性能指标平均值大的调频单元优先。当排序价格与综合调频性能指标平均值均相同时，则相同的调频单元同时中标，按照标准调频容量比例分配。

6.4.4 市场出清

日内在整点时刻前，电力调度机构在满足安全校核的前提下，从竞价组中排除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单元后，依据调频单元排序组织出清，确定下一小时调频市场中标单元及边际出清价格；若竞价组标准调频容量无法满足调频需求时，此时市场边际出清价格为历史3个同一组织周期有效出清价格的算术平均值。调频里程出清价格上限不超过每千瓦0.015元。

市场初期，燃煤机组暂不预留调频中标容量开展实时

现货电能量出清。

7 结果执行与考核

7.1 结果执行

调频市场正式出清后，实时各时段当系统需要进行调频时，依据整点时刻的出清结果优先调用调频市场中标单元在该时段进行调频；当调频市场中标单元资源耗尽仍需调频时，依据 AGC/APC 的控制策略，按照如下原则开展调频调用:

（一）若竞价组无法满足出清阶段调频需求时，当所有出清阶段中标单元的下调频资源耗尽仍需调频时，采用“平均分配”原则调用日前申报调频意愿且该时段发电受阻的新能源场站进行调频。

（二）若出清结果的中标机组仅包含竞价组，则优先按照排序次序调用竞价组未中标单元，其次按照标准调频容量比例统一调用剩余不参与出清的燃煤机组、新型经营主体。当所有上述调频单元的下调频资源耗尽仍需调频时，采用“平均分配”原则调用日前申报调频意愿且该时段发电受阻的新能源场站进行调频。

AGC/APC 系统在该时段切换实际参与调频调用单元的控制模式，实际调频调用单元跟踪 AGC/APC 指令提供调频服务。AGC/APC 系统实时计算实际调频单元每次响应

AGC/APC 指令的综合调频性能指标和调频里程。

7.2 市场考核

（一）若调频中标单元 i 响应第 n 个被调用小时的实际小时综合调频性能指标 $k_{hl}^{i,n}$ 低于合格标准阈值 α，取消该小时内调频里程补偿收益;

（二）调频中标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，依据市场运行情况批准其重新准入，并向其他经营主体进行披露。

8 计量与结算

8.1 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。

8.2 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。

8.3 调频里程补偿

燃煤机组、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）、新能源场站接受调频调用后，该周期内可获得调频里程补偿，所有未中标被调用单元按照市场边际出清价格结算。

某调频单元 i 的月度调频里程补偿费用为:

$$R_{\text{里程补偿},i}=\sum_{n=1}^{N}\left(P_n\times S_{i,n}\times k_h^{i,n}\right)$$

式中:

N 为调频单元 i 调频市场月度总中标小时数;

P_n 为调频单元 i 第 n 个调用小时的调频市场边际出清价格;

$S_{i,n}$ 为调频单元 i 第 n 个调用小时的累计调频里程;

$k_h^{i,n}$ 为调频单元 i 第 n 个调用小时的实际小时综合调频性能指标。

8.4 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参与现货市场的燃煤机组、集中式新能源场站、独立储能按照月度实际上网电量比例分摊。

9 市场干预

发生以下情况或《黑龙江省现货电能量市场实施细则》中的异常情况时，市场运营机构可对调频辅助服务市场进行干预，并尽快报告政府主管部门。

（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、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。

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单元;

（三）调整机组控制模式;

（四）电力调度机构认为有效的其他手段。

10 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，披露调频容量需求、调频容量需求计算方法及采购流程、调频市场边际出清价格等信息。

11 争议裁决

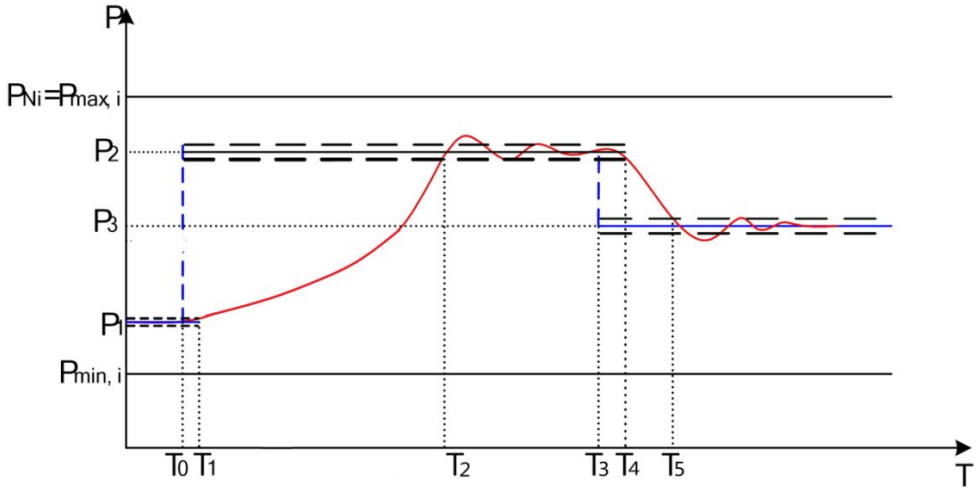
因调频服务交易、调用、统计等情况存在争议的，提出争议方应在争议发生30天内向政府主管部门提出申请，由政府主管部门裁决。

附件一：市场参数表

参数	说明
RT_{al}^{th}	虚拟电厂（负荷聚合商）基础调节容量持续响应时间准入值，单位：小时
k_p^{th}	综合调频性能指标准入平均值
R_5	调频里程报价上下限范围
g_1	燃煤机组标准调频容量调节折算比例下限，单位：%
g_2	燃煤机组标准调频容量调节折算比例上限，单位：%
g_3	独立储能标准调频容量调节折算比例上限，单位：%
g_4	虚拟电厂（负荷聚合商）标准调频容量调节折算比例上限，单位：%
λ	调频市场性能排序因子
α	小时调频合格标准阈值

附件二：调频单元性能指标相关参数计算公式

如下图所示，以AGC一个调节过程为例，具体情况如下：



T_0时刻以前，调频单元稳定运行在P_1附近，T_0时刻AGC/APC下发功率为P_2的设点命令，调频单元开始涨出力，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，调频单元又开始降出力过程，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）调节时间

调节时间$T_{调节}$为：

$$T_{调节} = T_2 - T_0$$

式中：

T_2为调频单元进入调节死区时刻；

T_0为指令下发时刻。

（二）调节速率

向上调节速率$v_{调节}$为:

$$v_{调节}=\frac{P_{T_2}-P_{T_1}}{T_2-T_1}$$

向下调节速率$v_{调节}$为:

$$v_{调节}=\frac{P_{T_1}-P_{T_2}}{T_2-T_1}$$

式中:

P_{T_2}为调频单元进入调节死区时刻的出力;

P_{T_1}为调频单元出响应死区时刻出力;

T_1为调频单元出响应死区时刻。

（三）响应时间

响应时间$T_{响应}$为:

$$T_{响应}=T_1-T_0$$

（四）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;

$P_{实际}$为调频单元T时刻实际出力;

$t_{采集}$为现场数据的采集周期，暂定为5秒。

（五）最大调节时间

最大调节时间$T_{调节(MAX)}$为:

$$T_{调节(MAX)}=\frac{|P_2-P_1|}{v_{标准调节}}\times 60s+T_{标准响应}$$

式中:

P_2为指令值;

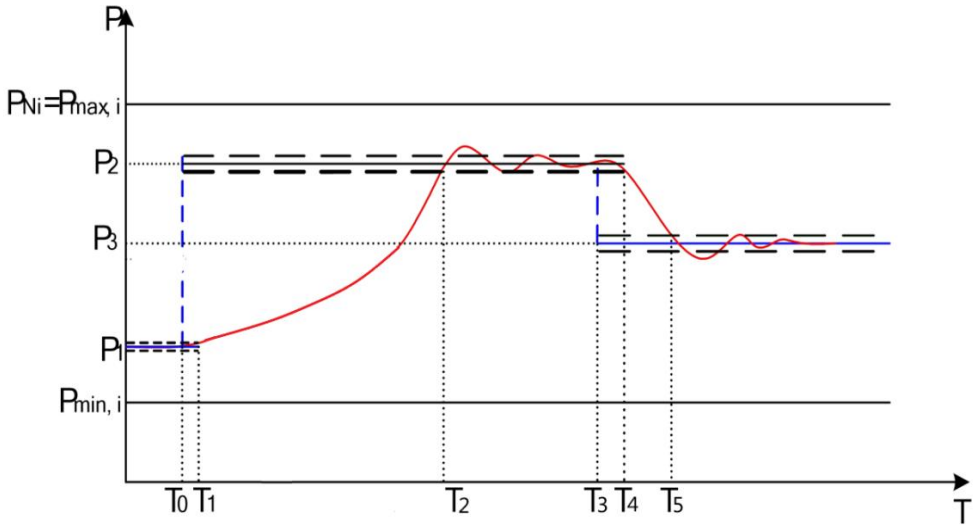
P_1为指令开始时刻的调频单元出力;

$v_{标准调节}$为标准调节速率;

$T_{标准响应}$为标准响应时间。

附件三：调频单元调频性能指标计算场景

（一）调频单元出响应死区一段时间后再进入调节死区



此种情况为正常调节过程，调频里程S、k_1、k_2、k_3计算方法如下：

调频里程S为调频单元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，各类型调频单元的标准调节速率$v_{\text{标准调节}}$暂定为一定时期内性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）对应的平均调节速率，该参数由电力调度机构定期披露。

若k_1计算结果小于0.01，则取为0.01，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（负荷聚合商）基础调节容量。

μ 为调节允许偏差系数。

当前阶段，各类型调频单元的调节允许偏差系数 μ 暂定为一定时期内性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）对应的平均调节偏差系数，该参数由电力调度机构定期披露。

若 k_2 计算结果小于0.01，则取为0，后续随电网实际运行情况进行调整。

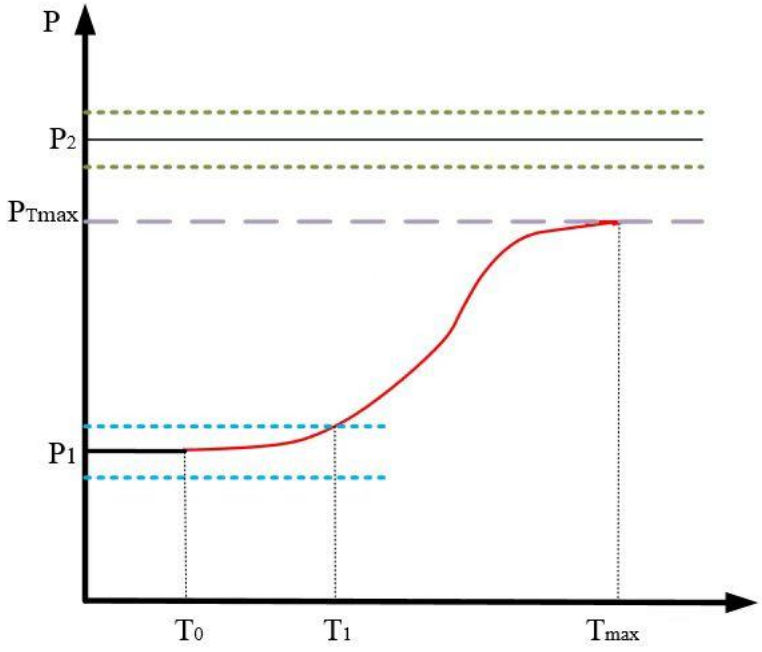
响应时间指标因子 k_3 的计算方法为：

$$k_3 = 2 - \frac{T_{响应}}{T_{标准响应}}$$

当前阶段，各类型调频单元的标准响应 $T_{标准响应}$ 时间暂定为一定时期内性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）对应的平均响应时间，该参数由电力调度机构定期披露。

若 k_3 计算结果小于 0.01，则取为 0.01，后续随电网实际运行情况进行调整。

（二）调频单元出响应死区以后没有进入调节死区，且调节方向与指令方向相同



由于调频单元出响应死区后并没有进入调节死区，故无法得到T_2及P_2，此时在判断调频单元收到指令达到最大调节时间后，认为该调节过程结束，即认为达到最大调节时间时刻的出力$P_{T_{MAX}}$为P_{T_2}。

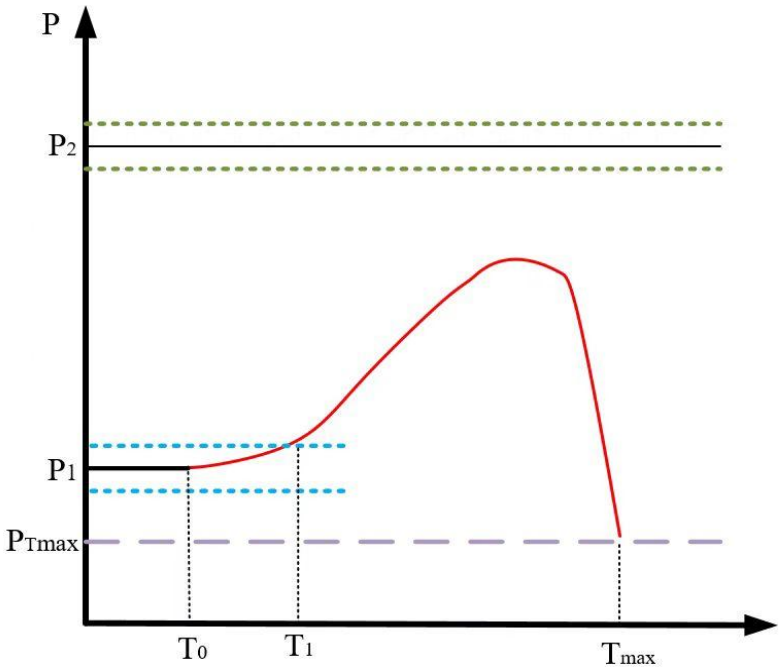
此种情况下，k_1、k_3计算方法与场景（一）相同，调频里程S、k_2计算方法如下:

调频里程S为最大调节时间时刻的出力与指令下发时刻出力之差的绝对值:

$$S = \left| P_{T_{MAX}} - P_1 \right|$$

此种情况下，因未进入调节死区，无法产生有效调节精度k_2值，因此将k_2赋值为0。

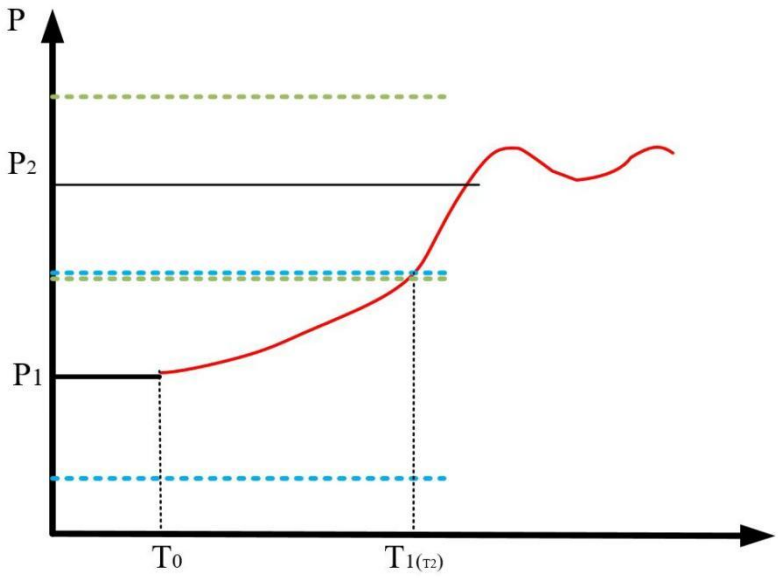
（三）调频单元出响应死区以后没有进入调节死区，且调节方向与指令方向相反



此种情况下，k_3计算方法与场景（一）相同，调频里程S、k_1、k_2计算方法如下:

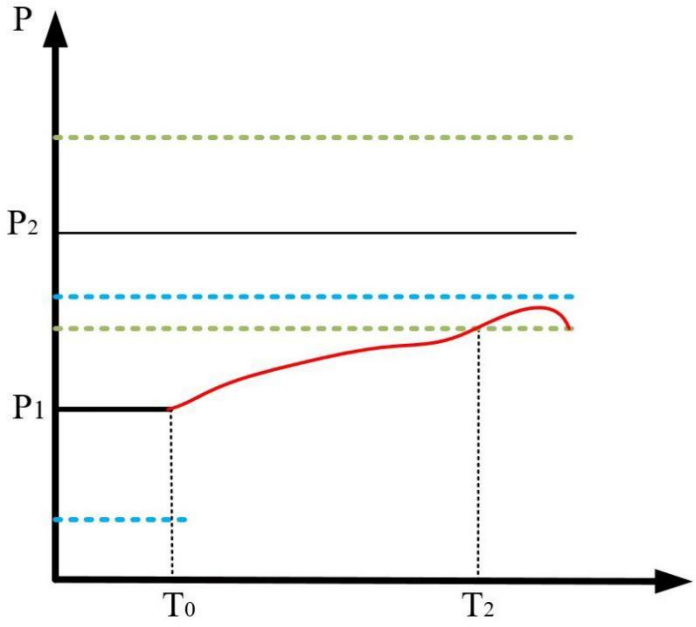
此种情况下，调频里程S为0。由于调节方向与指令方向相反，因此将k_1赋值为0.01。同时因未进入调节死区，无法产生有效调节精度k_2值，因此将k_2赋值为0。

（四）调频单元出响应死区的同时就进调节死区



此种情况下，T_2与T_1时刻相同，调频里程S、k_1、k_2、k_3计算方法与场景（一）相同。

（五）调频单元没出响应死区但进入调节死区



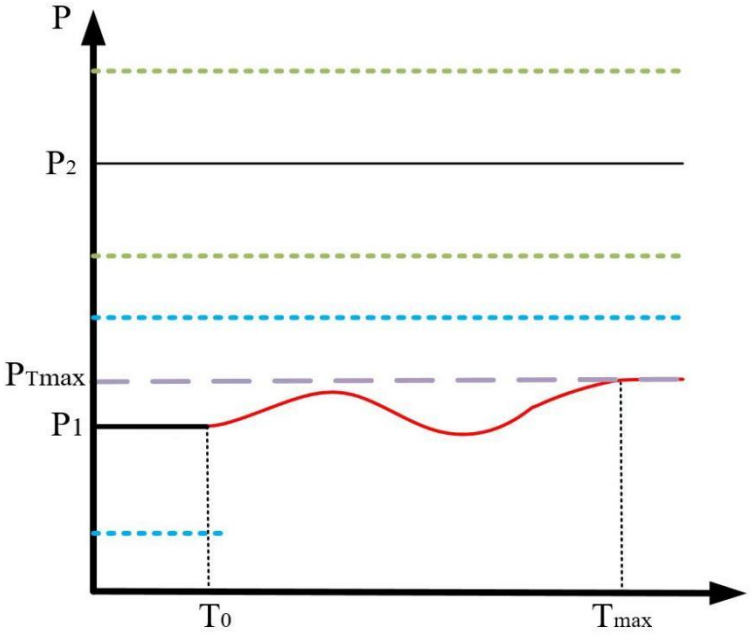
此种情况下，k_1、k_2计算方法与场景（一）相同，调频里程S、k_3计算方法如下：

调频里程S为调频单元进入调节死区时刻出力与指令下发时刻出力之差的绝对值：

$$S=\left|P_{T_2}-P_{T_0}\right|$$

此种情况下，受分配策略影响，调频单元没有出响应死区，故无法得到响应时间k_3，因此将k_3赋值为0.01。

（六）调频单元没出响应死区也没进调节死区



此种情况下，k_1计算方法与场景（一）相同，调频里程S、k_2、k_3计算方法如下：

调频里程S为调频单元最大调节时间时刻的出力与指令下发时刻出力之差的绝对值：

$$S=\left|P_{T_{MAX}}-P_{T_0}\right|$$

此种情况下，同时因未进入调节死区，无法产生有效调节精度k_2值，因此将k_2赋值为0。同时由于调频单元自身原因造成没有出响应死区，故无法得到响应时间k_3，因此将k_3赋值为0.01。

黑龙江省电力市场中长期交易衔接实施细则

（试行 2.0 版）

目 录

1 总述 180
2 适用范围 180
3 名词解释 181
4 交易品种与交易方式 182
4.1 交易品种 182
4.1.1 省间中长期交易 182
4.1.2 省内电力直接交易 183
4.1.3 合同转让交易 184
4.1.4 绿色电力交易 185
4.2 交易方式 185
4.2.1 双边协商交易 185
4.2.2 集中竞价交易 186
4.2.3 挂牌交易 188
4.2.4 滚动撮合交易 190
4.3 交易周期 190
4.4 价格机制 191
4.4.1 交易价格形成 191
4.4.2 申报电价约束 192
4.4.3 省内中长期常规交易价格约束 192
4.4.4 省内中长期分时段交易价格约束 193
4.5 交易曲线 193

4.5.1 自定义交易曲线 193
4.5.2 标准交易曲线 193
5 交易组织 195
5.1 年度（多年）交易 196
5.1.1 年度（多年）交易原则 196
5.1.2 年度交易准备 197
5.1.3 年度双边协商交易 197
5.1.4 年度集中交易 198
5.2 月度（多月）交易 199
5.2.1 月度（多月）交易原则 199
5.2.2 月度交易准备 200
5.2.3 月度双边协商交易 201
5.2.4 月度集中交易 201
5.2.5 月度合同转让交易 202
5.3 月内（多日）交易 203
5.3.1 月内交易原则 203
5.3.2 月内交易准备 204
5.3.3 月内双边协商直接交易 204
5.3.4 月内集中交易 204
5.3.5 月内合同转让交易 206
6 交易电量约束 206
6.1 年度净合约量约束 206

6.1.1 发电企业年度净合约量上限 207
6.1.2 用电侧年度净合约量上限 207
6.1.3 独立储能年度净合约量上限 208
6.1.4 年度净合约量下限 208
6.2 年度累计交易量约束 208
6.2.1 年度累计交易量上限 209
6.2.2 年度累计交易量上限计算与调整 209
6.3 可申报交易电量额度 209
6.4 时段电量约束 211
6.5 中长期合同约束 211
6.6 金融套利约束 211
7 交易执行 212
8 合同管理 212
8.1 合同内容 212
8.1.1 年度交易合同 212
8.1.2 月度及短期交易合同 212
8.2 合同调整 213
8.3 合同解除 213
9 附则 214
附件一：市场参数表 215

1 总述

为实现中长期与现货市场的有效衔接，依据中共中央国务院《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《电力业务许可证监督管理办法》（国能发资质〔2020〕69号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源〔2020〕889号）、《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）、《国家发展改革委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）、《黑龙江省电力中长期交易规则》（东北监能市场〔2021〕3号）、《<黑龙江省电力中长期交易规则>补充规定》（东北监能市场〔2021〕15号）、《国家发展改革委办公厅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）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）、中华人民共和国国家发展和改革委员会《电力市场运行基本规则》（2024年第20号令），制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于黑龙江电力现货结算试运行期间。黑龙江电力现货结算试运行期是指黑龙江省内现货市场开展日

清分并用于实际电费结算的时期。现货结算试运行期外的时期为中长期市场单独运行期。

3 名词解释

（一）电力交易平台：在本细则中特指黑龙江电力交易平台。

（二）市场运营机构：包括电力交易机构和电力调度机构，在本细则中分别指黑龙江电力交易中心有限公司、国网黑龙江省电力有限公司电力调度控制中心。

（三）交易日：除节假日外的周一至周五。

（四）运行日：为执行日前电能量市场交易计划的自然日。

（五）交易曲线：一天96个时段电量的比例关系曲线。

（六）履约保函：指经国务院银行业监督管理机构批准设立、颁发金融许可证且具有相应业务资格的商业银行、企业集团财务公司应经营主体的要求，向电网企业开立的书面信用担保凭证。

（七）发电侧：发电企业与独立储能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、负荷聚合商与独立储能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，发电企业、独立储能售出电量记为正数，用户侧、虚拟电厂、负荷聚合商售出电量记为负数。

（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，发电企业、独立储能购入电量记为负数，用户侧、虚拟电厂、负荷聚合商购入电量、记为正数。

4 交易品种与交易方式

经营主体通过由各电力交易机构组织的中长期市场化交易，形成中长期交易分时电力价格，实现中长期市场化合同的灵活签订与调整，合同约定内容至少应包括交易电量、交易电价、交易周期（交易执行起止时间）、交易曲线等要素。

4.1 交易品种

经营主体可参与的由各电力交易机构组织的中长期交易品种主要包括省间中长期交易、省内电力直接交易、合同转让交易、绿色电力交易等。后期根据市场需要，增加其他类型交易品种。

4.1.1 省间中长期交易

经营主体参与省间中长期交易按照《跨区跨省电力中长期交易实施细则》执行，由北京电力交易中心组织交易。省间中长期交易成交电量按交易公告发布的交易曲线进行曲线分解。

在交易日的前3天（D-3日），若省间有约束交易结果仍未发布，电力交易机构可依据无约束结果或交易公告原则先行生成交易合同、分解合同曲线，但在有约束结果下发前不允许参与合同转让交易。有约束结果下发后及时修正交易合同。

4.1.2 省内电力直接交易

省内电力直接交易是指符合准入条件的经营主体经双边协商、集中交易达成的购售电交易。

（一）省内电力直接交易按照常规交易和分时段交易开展。常规交易带曲线开展，交易双方可自主协商交易曲线或者按照标准交易曲线进行合同分解，鼓励交易双方形成分时合约价格。电力交易机构依据市场化合同执行情况，组织开展分时段交易，将24小时分为若干时段，以每个时段的电量作为交易标的，由各个时段的交易结果形成各经营主体的中长期合同曲线。

（二）年度省内电力直接交易形成的合同实行全电量“风（光）火捆绑”交易。用电侧与火电达成交易后，再按照一定比例与风电、光伏等清洁能源发电企业达成交易，形成“清洁能源+火电”的捆绑交易。捆绑比例应符合黑龙江省电网实际，由黑龙江省电力市场管理委员会（下文简称“电力市场管委会”）提出捆绑比例意见，报省发展改革委、东北能源监管局审定。若不确定新的捆绑比例，则

按原捆绑比例继续执行。

经营主体和电力交易机构应充分考虑清洁能源、火电的发电特性制定相应发电企业市场化合同的分月计划或交易曲线。

（三）电网企业应定期预测代理购电工商业用户用电量及典型负荷曲线，并考虑季节变更、节假日安排等因素分别预测分时段用电量，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。

4.1.3 合同转让交易

合同转让交易是发电侧之间、用电侧之间在不影响合同相对方权益的前提下，通过市场化交易方式实现经营主体之间全部或部分合约电量的有偿买卖。合同转让交易包括发电侧合同转让交易、用电侧合同转让交易。

（一）在市场化合同转让交易中，均按照原曲线比例转让。由自定义交易曲线的合同转让后，若原合同对方需要调整合同曲线时，由出让方负责与受让方自定义交易曲线调整事宜。按照标准交易曲线形成的合同转让后不可修改。转让交易的价格为合约电量的出让或买入价格，即出让方支付给受让方的价格，不影响出让方原有合同的价格。

（二）允许经营主体在同批次合同转让交易中既转入又转出。

（三）发电权交易是发电企业将计划电量或关停发电

机组保留的发电量计划以及自备电厂发电量计划转让给其他发电机组替代发电的交易，发电权交易视同优先发电合约电量转让交易。其中关停发电机组保留的发电量计划按照标准曲线分解至96点，关停发电机组应按标准曲线转出发电量计划。在役机组优先发电合约电量转让交易应经省发展改革委、东北能源监管局同意。

4.1.4 绿色电力交易

绿色电力交易是以绿色电力产品为标的物的电力中长期交易，用以满足经营主体出售、购买、消费绿色电力需求，并为购买绿色电力的经营主体提供绿色电力证书及相应的绿色电力消费凭证。

参与现货市场的经营主体，其绿色电力交易电能量结算方式按照《黑龙江省电力市场电费结算实施细则》执行；绿色电力环境价值及其偏差电量的结算方式按照《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》（发改能源〔2024〕1123号）的要求执行。

4.2 交易方式

中长期市场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交易、挂牌交易、滚动撮合交易。

4.2.1 双边协商交易

双边协商交易指经营主体之间自主协商，形成双边协

商交易初步意向后，经相关方确认后形成交易结果。

（一）购电方、售电方通过自主协商形成双边交易意向，内容包括交易电量、交易电价、交易周期、分月（日）计划、交易曲线等合同要素，在交易申报有效期内提交到电力交易平台。

（二）电力交易机构对双边交易意向进行审核、汇总，如果申报的总量小于或等于当期交易规模，确认交易。如果申报的总量超过当期交易规模，按照时间优先的原则确认成交。

4.2.2 集中竞价交易

集中竞价交易指经营主体通过电力交易平台申报电量、电价，电力交易机构进行市场出清，确定最终的成交对象、成交电量与成交价格。电力交易平台设置交易报价提交截止时间，汇总经营主体提交交易申报信息，进行统一的市场出清，发布市场出清结果。

（一）购售双方在规定时限内将交易电量、电价申报到电力交易平台，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报;

（二）电力交易机构对集中竞价交易意向进行审核、汇总，电力交易平台系统自动出清，形成交易结果;

（三）电力交易机构发布成交信息，包括成交量、成交价格等;

（四）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;

（五）电力交易平台在交易组织前发布集中竞价交易采取高低匹配出清方式或采取统一边际出清方式。

4.2.2.1 高低匹配出清

（一）按照双方申报价格排序，计算购电方与售电方申报电价之间的价差；双方按照价差从大到小顺序匹配成交，直至一方电量全部成交或者价差为零。成交价格为购电方申报电价与售电方申报电价的平均价格。

（二）发电侧报价相同时，按照清洁能源、可再生能源、火电与独立储能顺序成交，火电节能环保系数高的机组优先成交。上述条件均相同时再按照申报时间先后顺序成交;

（三）用电侧报价相同时，按其申报时间先后顺序成交。

4.2.2.2 统一边际出清

（一）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，大于可成交电量时，按照时间优先原则成交;

（二）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;

（三）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。

4.2.3 挂牌交易

挂牌交易指经营主体通过电力交易平台，将需求电量或价格等信息对外发布邀约，由符合资格要求的另一方提出接受该邀约的申请，经相关方确认后形成交易结果。也可以采用标准交易曲线方式组织，即参与交易的双方均采用交易公告中明确的交易曲线，挂牌方挂牌时只需挂出电量和电价，由摘牌方摘牌。

挂牌交易的出清价格为挂牌方的挂牌价格。挂牌交易的组织方式分为双挂双摘和单挂单摘。

（一）单挂单摘方式

单方挂牌，单方摘牌交易分两场先后组织，分别按照“购电方挂牌、售电方摘牌”“售电方挂牌、购电方摘牌”先后次序组织；单方挂牌时，摘牌方可以直接摘牌，不需要先挂牌。

（二）双挂双摘方式

双挂双摘是在规定交易时间内，指购电方挂牌与售电

方挂牌交易同时组织，购售双方均可挂牌和摘牌，购电方只能摘售电方，售电方也只能摘购电方。

（三）挂牌交易组织

（1）挂牌方在电力交易平台提出挂牌交易申请，电力交易平台将挂牌交易的市场成员名称、起止时间、执行时段、电量、曲线、电价等信息予以发布。摘牌方在电力交易平台申报摘牌电量。

（2）挂牌交易用于常规电力直接交易时，只允许发电、用电侧进行相互摘牌。挂牌交易用于合同转让交易时，只允许同侧摘牌。当摘牌方总电量小于或等于挂牌方电量时，按摘牌方电量成交；当摘牌方总电量大于挂牌方电量时，发电侧按照“清洁能源、可再生能源、火电与独立储能顺序”成交，火电节能环保系数高的机组优先成交，当以上条件均相同时，按照申报时间先后顺序成交；用电侧按申报时间先后顺序成交。火电节能环保系数的设置规定如下：

节能环保系数 = 容量系数 × 脱硫系数 × 脱硝系数 × 除尘系数 × 超低排放系数，其中：容量系数：30 万千瓦（含低于 30 万千瓦）机组容量系数为 1，发电机组每增加 10 万千瓦容量系数增加 5%。

除尘系数：除尘设施经环保部门验收通过的除尘系数为 1.1；未验收通过的，除尘系数为 1。

脱硫系数 = 1 ±（10% × 上年脱硫设施投运率）

脱硝系数 = 1 ±（20% × 上年脱硝设施投运率）

超低排放系数 = 1 ±（10% × 上年符合超低限值的时间比率）

参与挂牌交易的火电机组上年脱硫、脱硝、超低排放、除尘设施投运率、时间比率、通过验收情况，由机组自行申报，东北能源监管局进行认定。

4.2.4 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，经营主体可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台按照“时间优先、价格优先”的原则进行滚动撮合成交。

（一）购售双方申报数量、价格，购方按照价格从高到低排序，售方按照价格从低到高排序。

（二）电力交易平台自动实时出清，出清原则是购方价格大于售方价格，成交价格按照先申报方的价格成交。若末位购方或售方部分成交，则剩余部分继续参与排序等待成交。没有成交的申报需求可以随时撤销。

（三）电力交易机构实时发布交易信息，主要包括购售双方申报价格信息，出清数量、出清价格信息等。

4.3 交易周期

经营主体根据北京电力交易平台时间安排参与省间中长期交易。

省内电力直接交易根据交易标的物执行周期不同，中

长期交易包括年度（多年）电量交易（以某个或者多个年度的电量作为交易标的物，并分解到月）、月度（多月）电量交易（以某个月度的电量作为交易标的物）、月内（多日）电量交易（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）等针对不同交割周期的电量交易。

市场化合同转让交易以月度（多月）、月内（多日）为周期组织开展；优先发电合约电量转让交易以年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）为周期组织开展。

电力交易机构应当根据不同交易周期交易校核后的成交结果，于 D-2 日前在电力交易平台汇总经营主体在现货市场 D 日的累计交易电量、累计交易曲线及综合成交电价等信息。

4.4 价格机制

4.4.1 交易价格形成

除优先发电合约执行政府确定的价格外，电力中长期交易电价的成交价格应当由经营主体通过市场化方式形成，第三方不得干预。

中长期交易合约电量价格为单一电能量交易价格，经营主体基于电能量交易价格进行市场交易。条件具备后，经营主体所有中长期合同的交易电价需明确 96 点的电价。其中，燃煤机组的中长期市场价格包含环保电价（含脱硫、脱硝、除尘、超低排放），市场化电量对应的环保电价不

再另行结算。

（一）双边协商交易电价按照双方合同约定执行;

（二）集中竞价交易电价可采用边际出清或者高低匹配等价格形成机制;

（三）挂牌交易电价挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制;

（四）滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制。

4.4.2 申报电价约束

综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，可对省内集中交易设置报价上、下限，在交易时间预安排或交易公告中明确。上、下限标准由电力市场管委会于每个交易周期前提出建议，报省发展改革委和东北能源监管局批准后用于当次交易。

4.4.3 省内中长期常规交易价格约束

燃煤发电机组省内常规中长期市场化交易上网电价在“基准价+上下浮动”范围内形成，基准价按黑龙江省现行燃煤发电上网基准电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过20%、下浮原则上不超过20%。

合同分时电价峰谷比例低于黑龙江省分时电价政策要求的，结算时购电价格按黑龙江省分时电价峰谷时段及浮动比例执行。

4.4.4 省内中长期分时段交易价格约束

（一）月度分时段交易按照尖峰、峰、平、谷四段限价，月内（多日）分时段交易按照48个时段限价。

（二）逐时段上、下限价格按分时基准价+上下浮动方式形成，分时基准价由黑龙江省燃煤发电基准价乘以黑龙江省分时电价峰谷浮动比例或现货交易峰谷系数确定。电力市场管委会在分时段交易组织前确定相关系数，于季度首月月度交易3个工作日前发布。

（三）分时段上限原则上不高于燃煤发电基准价×（1＋20%）×（1＋当前时段上浮动比例）×（1＋J），下限原则上不低于燃煤发电基准价×（1－20%）×（1－当前时段下浮动比例）×（1－J）。

4.5 交易曲线

交易曲线包括自定义交易曲线和标准交易曲线两类。

4.5.1 自定义交易曲线

自定义交易曲线由经营主体自主提出，将合约电量分解至96个时段，可用于双边协商交易、挂牌交易。

4.5.2 标准交易曲线

标准交易曲线包括年度、月度（多月）、月内（多日）标准交易曲线，根据黑龙江电网负荷特性制定并于交易前发布。分时段交易曲线的分解原则上按照交易合同总量在合同周期内按自然日平均分配至相应时段。

4.5.2.1 基础数据准备

（一）年度分月电量比例（Y）：根据上一年省调电力电量历史数据确定年度分月电量比例。

（二）月度分日电量比例（M）：根据上一年省调日电量历史数据确定工作日、周六、周日、节假日四类常用日的电量比例。

（三）日分时电量曲线（D）有四种形式:

（1）峰平谷曲线 D1：将一日划分为峰段（含尖峰）、平段和谷段，根据省调历史负荷确定峰（含尖峰）、平、谷三段负荷比例，将日电量分解为 96 点电量曲线。

（2）全天平均曲线 D2：将日电量平均分解为 96 点电量曲线。

（3）峰（尖峰）时段曲线 D3：将日电量平均分解至每日峰段（含尖峰），平段、谷段为零，形成 96 点电量曲线。峰（含尖峰）平谷时段可按照现行峰谷分时电价规定的时段进行约定。

（4）低谷时段曲线 D4：将日电量平均分解至每日谷段，峰段、平段为零，形成 96 点电量曲线。

4.5.2.2 曲线计算方法

（一）年度标准交易曲线：根据省调历史负荷确定年度分月电量比例（Y）和月度分日电量比例（M），将年度电量分解至分月、分日电量，再按日标准交易曲线（D1、

D2、D3 或 D4），将日电量分解为 96 点电量曲线，即年度标准交易曲线包括 Y + M + D1、Y + M + D2、Y + M + D3、Y + M + D4 四种形式。

（二）月度标准交易曲线：按照月度分日电量比例（M），将月度合约电量分解至日电量，再按日标准交易曲线（D1、D2、D3 或 D4）将日电量分解为 96 点电量曲线，即月度标准交易曲线有 M + D1、M + D2、M + D3、M + D4 四种形式。

（三）月内（多日）标准交易曲线：按照月度分日电量比例（M），将短期多日的合约电量分解至日电量，再按日标准交易曲线（D1、D2、D3 或 D4），将日电量分解为 96 点电量曲线，即月内（多日）标准交易曲线包括 M + D1、M + D2、M + D3、M + D4 四种形式。

5 交易组织

电力交易机构按照年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）的顺序组织电力交易。

（一）对于定期开市和连续开市的交易，交易公告应当提前至少 1 个工作日发布；对于不定期开市的交易，应当提前至少 5 个工作日发布。交易公告发布内容应当包括：交易标的（含电力电量、交易周期、基本单位电量、相应的标准交易曲线）、申报起止时间、交易出清方式、价格形

成机制、交易电价约束等信息。

（二）经营主体在规定的时限内通过电力交易平台申报对应交易序列下的交易申报信息。在交易申报时间内，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

（三）市场成交结果经电力交易机构依据相应的交易电量或电价约束等信息开展交易校核后发布交易结果。

（四）经营主体对交易结果有异议的，应当在相应结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

（五）中长期交易的约束条件必须事前在交易公告中明确，原则上在申报组织以及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要的应当公开说明原因。

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

5.1 年度（多年）交易

5.1.1 年度（多年）交易原则

（一）年度（多年）交易标的物为次年（多年）的电量（或者年度分时电量）。可按双边协商、集中竞价和挂牌交易三种方式开展交易，执行过程中可根据市场运营实际、经营主体需要等情况进行调整。

（二）原则上，年度电力直接交易组织流程为：电力交易机构发布年度交易组织时序，经营主体申报交易需求，发布交易公告，按交易公告明确的交易方式开展年度电力直接交易，形成交易合同。

5.1.2 年度交易准备

（一）年度优先发电合约。省发展改革委应当在每年11月底前确定并下达次年省内优先发电计划。电网企业与执行优先发电计划的发电企业应就执行政府定价的优先发电计划签订厂网间年度优先发电购售电合同，约定年度电量规模以及分月计划、交易电价等。

（二）省间中长期交易组织。根据北京电力交易中心安排，省内发电企业参与省间交易达成交易后，年度分月电量由购电方确定，交易曲线按交易公告执行。

（三）省内年度交易需求申报。相关经营主体按照电力交易机构时间安排在电力交易平台申报年度交易电量需求，具体申报方式和要求根据当年交易工作方案及实际情况确定。

5.1.3 年度双边协商交易

经营主体经过双边协商形成的年度（多年）意向协议，应至少包括交易电量、交易电价、交易周期、交易曲线等，其中交易曲线可采用自定义交易曲线（可申报分月、月分日比例），也可选择电力交易平台提供的标准交易曲线。

自定义交易曲线的合同中未约定分月、月分日比例的，原则上成交电量按照交易期日历天数平均分解至每日，其他合同按照合同中约定的分月、月分日的比例分解至每日后，按照合同交易曲线将每日电量分解至各时段，形成带分时电量和电价的交易合同；采用标准交易曲线的合同，按照购售电双方确认的标准交易曲线分解形成带分时电量和电价的交易合同。

5.1.4 年度集中交易

（一）现阶段，年度集中竞价交易中发电企业只可作为市场合约电量卖方参加交易，一类用户、售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商只可作为市场合约电量买方参加交易，独立储能即可以作为市场合约电量卖方也可以作为市场合约电量买方参加交易。

年度集中竞价交易的交易曲线按照经营主体成交结果选择的标准交易曲线将成交电量分解到月、日、时段，形成带分时电量和电价的交易合同。

（二）年度挂牌交易中，自定义曲线的合同中未约定分月、月分日比例的，原则上成交电量按照交易期日历天

数平均分解至每日，其他合同按照合同中约定的分月、月分日的比例分解至每日后，按照合同交易曲线将每日电量分解至各时段，形成带分时电量和电价的交易合同；采用标准交易曲线的合同，按照购售电双方确认的标准交易曲线分解形成带分时电量和电价的交易合同。

5.2 月度（多月）交易

5.2.1 月度（多月）交易原则

月度（多月）交易标的物为次月（多月）电量（或月度分时电量）或年度内剩余月份的月度电量（或月度分时电量）交易。可按双边协商、集中交易的方式开展省内常规电力直接交易，可按双边协商、集中竞价的方式开展分时段电力直接交易，可按双边协商、挂牌交易方式开展合同转让交易，执行过程中可根据市场运营实际、经营主体需要等情况进行调整。

为确保电网代理购电机制平稳实施，电网企业以集中竞价、挂牌交易方式参与月度（多月）省内电力直接交易。电网代理购电应与经营主体执行统一的市场规则。电网代理购电的月度具体交易模式、价格机制、出清方式、结算原则等，按照政府主管部门发布的具体方案执行。

原则上，月度（多月）电力直接交易组织流程为：交易机构发布月度（多月）交易组织时序，经营主体申报交易需求，发布交易公告，按交易公告明确的交易方式开展

月度（多月）电力直接交易、合同转让交易，形成交易合同。

5.2.2 月度交易准备

（一）月度优先发电合约分解。月度交易开始前，结合电网安全、供需形势、电源结构等因素，科学调整省内月度优先发电总电量，合理制定不同发电类型的优先发电合约月分日、96点分时分解曲线，作为不参与现货市场交易的发电机组日前发电计划的执行依据，并由电网企业与发电企业进行确认，不得将优先发电合约在指定时段内集中执行，也不得作为调节市场自由竞争的手段。

（二）年度交易次月电量调整与剩余分月计划调整申报。在保持合同曲线与年度合约电量总量不变的条件下，经合同双方协商一致，可以在规定时间内在电力交易平台发起年度交易的次月电量调整与剩余分月计划调整申报。调整量需满足经营主体交易电量约束。

（三）年度交易分日电量调整申报。在保持合同曲线与分月合约电量总量不变的条件下，经合同双方经协商一致，可以在规定时间内在电力交易平台发起年度交易的次月分日电量调整申报。调整量需满足经营主体交易电量约束。

（四）月度交易需求申报。相关经营主体按照电力交易机构时间安排在电力交易平台申报月度交易电量需求，

具体申报方式和要求根据当月交易工作方案及实际情况确定。

5.2.3 月度双边协商交易

经营主体经过双边协商形成的月度意向协议，应至少包括交易电量、交易电价、交易周期、交易曲线等，其中交易曲线可采用自定义交易曲线（可申报月分日比例），也可选择电力交易平台提供的标准交易曲线。

自定义曲线的合同中未约定月分日比例的，原则上成交电量按照月度日历天数平均分解至每日，其他合同按照合同中约定的月分日的比例分解至每日后，按照交易曲线将电量分解至各时段，形成带分时电量和电价的交易合同；采用标准交易曲线的合同，按照购售电双方确认的标准交易曲线分解形成带分时电量和电价的交易合同。

5.2.4 月度集中交易

市场初期，按照常规交易开展月度集中竞价交易，依据市场情况开展月度分时段交易。其中，常规月度集中竞价交易中发电侧只可作为市场合约电量卖方参加交易，用电侧只可作为市场合约电量买方参加交易。

5.2.4.1 常规交易

（一）月度集中竞价交易的交易曲线按照经营主体成交结果选择的标准交易曲线将成交电量分解到日、时段，形成带分时电量和电价的交易合同。

（二）月度挂牌直接交易中，自定义曲线的合同中未约定月分日比例的，原则上成交电量按照月度日历天数平均分解至每日，其他合同按照合同中约定的月分日的比例分解至每日后，按照交易曲线将电量分解至各时段，形成带分时电量和电价的交易合同；采用标准交易曲线的合同，按照购售电双方确认的标准交易曲线分解形成带分时电量和电价的交易合同。

5.2.4.2 分时段交易

月度分时段集中竞价交易按照按尖峰、峰、平、谷四段分别开展交易，各段交易曲线均为一条直线，交易标的为次月相应时段的总电量。

（一）电力交易机构在电力交易平台发布月度分时段集中竞价交易公告包括但不限于：交易标的、交易时间安排、交易周期、时段信息、出清方式、基本单位电量、交易电价约束等信息。

（二）电力交易机构按照平分原则，将尖峰、峰、平、谷四个序列的成交电量平分至交易期各日的相应时段，形成带分时电量和电价的交易合同。

5.2.5 月度合同转让交易

以双边协商或挂牌交易的方式，组织开展发电侧、用电侧合同转让交易，发电侧与用电侧可以出让或受让次月（或年度内剩余月份的月度电量）合约电量。根据需要，

以上合同转让交易可一并组织。

电力交易机构按照合同转让交易成交结果，对经营主体持有的分时电量曲线进行调整，形成新的带分时电量和电价的交易合同。

5.3 月内（多日）交易

5.3.1 月内交易原则

月内（多日）交易标的物为月内剩余天数或者特定天数的电量（或者分时电量），根据交易标的物不同，月内交易可定期开市或者连续开市。可按双边协商、集中交易方式开展省内常规交易，可按双边协商、集中竞价、滚动撮合的方式开展省内分时段交易；可按双边协商、挂牌方式开展合同转让交易，执行过程中可根据市场运营实际、经营主体需要等情况进行调整。

为确保电网代理购电机制平稳实施，电网企业可通过月内集中竞价与挂牌交易的方式参与省内电力直接交易。电网代理购电应与经营主体执行统一的市场规则。电网代理购电的月内具体交易模式、价格机制、出清方式、结算原则等，按照政府主管部门发布的具体方案执行。

原则上，月内电力直接交易组织流程为：电力交易机构发布月内交易组织时序，经营主体申报交易需求，发布交易公告，按交易公告明确的交易方式开展月内电力直接交易、合同转让交易，形成交易合同。

5.3.2 月内交易准备

相关经营主体按照电力交易机构时间安排在电力交易平台申报月内交易电量需求，具体申报方式和要求根据交易工作方案及实际情况确定。

5.3.3 月内双边协商直接交易

经营主体经过双边协商形成的月内意向协议，应至少包括交易电量、交易电价、交易周期、交易曲线等，其中交易曲线可采用自定义交易曲线（可申报月分日比例），也可选择电力交易平台提供的标准交易曲线。

自定义曲线的合同中未约定月分日比例的，原则上成交电量按照月度日历天数平均分解至每日，其他合同按照合同中约定的月分日的比例分解至每日后，按照交易曲线将电量分解至各时段，形成带分时电量和电价的交易合同；采用标准交易曲线的合同，按照购售电双方确认的标准交易曲线分解形成带分时电量和电价的交易合同。

5.3.4 月内集中交易

常规月内集中交易中发电侧只可作为市场合约电量卖方参加交易，用电侧只可作为市场合约电量买方参加交易；月内分时段交易、日融合交易中，发电侧、用电侧既可以申报购电需求，也可以申报售电需求。

5.3.4.1 常规交易

（一）月内集中竞价交易的交易曲线按照经营主体成

交结果选择的标准交易曲线将成交电量分解到日、时段，形成带分时电量和电价的交易合同。

（二）月内挂牌直接交易中，采自定义曲线的合同中未约定月分日比例的，原则上成交电量按照月度日历天数平均分解至每日，其他合同按照合同中约定的月分日的比例分解至每日后，按照交易曲线将电量分解至各时段，形成带分时电量和电价的交易合同；采用标准交易曲线的合同，按照购售电双方确认的标准交易曲线分解形成带分时电量和电价的交易合同。

5.3.4.2 月内分时段交易及日融合交易

月内分时段交易、日融合交易初期暂按照 24 个时段分别开展交易，具备条件时按照 48 个时段开展交易。分时段交易的每个时段的电量单独进行交易，各时段交易曲线均为一条直线。

（一）电力交易机构在电力交易平台发布月内分时段交易公告包括但不限于：交易标的、交易时间安排、交易周期、时段信息、出清方式、基本单位电量、交易电价约束等信息。

（二）月内滚动撮合分时段交易至少提前 5 日组织，为期 1 个自然日，并于现货电能量市场运行日前 3 日形成市场化交易合同分时电量曲线。

（三）日融合交易是按工作日连续开市的分时段交易，

以滚动撮合方式开展，融合开展增量、发电合同转让、用电合同转让、回购等多品种交易，D-2日的交易标的物为D日的分时段电量，遇节假日组织开展多日交易。日融合交易中经营主体不区分发电类型，但同一交易日的同一时段，同一经营主体仅可作为购方或售方参与交易。

（四）电力交易机构按照平分原则，将24（48）个时段成交电量平分至交易期各日的相应时段，形成带分时电量和电价的交易合同。

5.3.5 月内合同转让交易

以双边协商、挂牌交易的方式，组织开展发电侧、用电侧市场化合同转让交易，发电侧、用电侧可以出让或受让月内市场化合约电量。根据需要，以上转让交易可一并组织，交易流程与本细则“5.2.5节”一致。

6 交易电量约束

6.1 年度净合约量约束

年度净合约电量是指单个经营主体在交易年度达成的合约电量的代数和。经营主体的年度净合约量约束根据发电能力和用电需求情况计算确定。

发电企业年度净合约电量 = 优先发电计划 ± 累计卖出市场合约电量 − 累计买入市场合约电量;

一类用户、售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商年度净

合约电量 = 累计买入市场合约电量 - 累计卖出市场合约电量;

独立储能年度净合约电量=累计卖出市场合约电量 - 累计买入市场合约电量。

6.1.1 发电企业年度净合约量上限

根据参与市场交易的发电企业装机容量确定净合约量上限，具体计算方法如下:

发电企业年度净合约量上限 = 发电企业装机容量 × 允许机组达到的发电利用小时数。允许达到的利用小时数为*Min*{年度日历小时数减去机组年度计划检修小时数,由电网约束等因素决定的机组最大发电小时数}。

6.1.2 用电侧年度净合约量上限

一类用户根据上年度实际用电量确定净合约量上限，售电公司、虚拟电厂根据其代理的二类用户或聚合资源上年度实际用（发）电量之和确定净合约量上限，虚拟电厂、负荷聚合商根据上年度实际交易用电量之和确定净合约量上限。没有历史用电量数据的用户根据其报装容量，参考同类型用户用电情况，确定上限计算所需的电量数据。用电侧年度净合约量上限计算方法如下:

一类用户、售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商年度净合约量上限 = 一类用户、虚拟电厂、负荷聚合商上年度实际用电量 × f_1。

其中，f_1为调整系数，与全省经济发展趋势、用电负荷增长趋势等因素相关，由电力市场管委会于每年11月底前提出建议，报省发展改革委和东北能源监管局批准后用于次年执行。

6.1.3 独立储能年度净合约量上限

独立储能年度净合约电量上限根据额定容量和日均充放电循环次数设置，计算方式如下:

独立储能年度净合约电量上限 = 额定容量 × 日均充放电循环次数 × 当年日历天数 × 调整系数f_2;

独立储能日均充放电循环次数由市场运营机构依据独立储能缺省参数核定，其与调整系数f_2的乘积最大值暂为2。

6.1.4 年度净合约量下限

发电企业、一类用户、售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商年度净合约量下限均为0，独立储能年度净合约量下限为年度净合约电量上限的相反数。

6.2 年度累计交易量约束

年度累计交易量是指单个经营主体在交易年度买入和卖出合约电量的绝对值之和。具体计算公式如下:

发电企业年度累计交易量 = 优先发电计划 + 累计卖出优先发电计划 + 累计买入优先发电计划 + 累计卖出市场合约电量 + 累计买入市场合约电量;

一类用户、售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商年度累

计交易量 = 累计买入市场合约电量 + 累计卖出市场合约电量;

独立储能年度交易累计交易量 = 累计卖出市场合约电量 + 累计买入市场合约电量。

6.2.1 年度累计交易量上限

对经营主体在交易年度的累计交易量设置上限。年度累计交易量上限根据年度净合约量上限确定，计算方法如下:

年度累计交易量上限 = 年度净合约量上限 × f_3。

f_3 为调整系数，与合约电量交易频次相关，由电力市场管委会于每年 11 月底前提出建议，报省发展改革委和东北能源监管局批准后用于次年交易。

6.2.2 年度累计交易量上限计算与调整

在 f_3 系数确定后，在第一次年度交易前，电力交易机构公布经营主体年度累计交易量上限。原则上，发电企业、一类用户、独立储能年度累计交易量上限每年更新一次，售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商年度累计交易量按其新增二类用户情况进行更新。

6.3 可申报交易电量额度

经营主体在交易电量约束范围内参与中长期市场。发电企业、独立储能、一类用户交易申报电量额度需同时满足年度净合约量上下限、年度累计交易量上限约束；售电

公司、虚拟电厂、负荷聚合商交易申报电量额度，除满足以上条件外，还需满足履约保函额度、与资产总额相应的年售电量额度要求。已申报未成交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已占用的交易电量额度。经营主体可申报电量额度计算公式如下:

发电企业可申报卖出电量额度 = *Min*{年度净合约量上限－本交易日前持有净合约量－本交易日申报卖出市场合约电量，年度累计交易量上限－已发生年度累计交易量}

发电企业可申报买入市场电量额度 = *Min*{本交易日前持有市场合约电量－本交易日申报买入市场合约电量，年度累计交易量上限－已发生年度累计交易量}

一类用户、售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商可申报买入电量额度 = *Min*{年度净合约量上限－本交易日前持有净合约量－本交易日申报买入市场合约电量，年度累计交易量上限－已发生年度累计交易量}

一类用户、售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商可申报卖出电量额度 = *Min*{本交易日前持有市场合约电量－本交易日申报卖出市场合约电量，年度累计交易量上限－已发生年度累计交易量}

独立储能可申报卖出电量额度 = *Min*{年度净合约量上限－本交易日前持有净合约量－本交易日申报卖出市场合约电量，年度累计交易量上限－已发生年度累计交易量}

独立储能可申报买入电量额度 = *Min*{本交易日前持有净合约量－年度净合约量下限－本交易日申报买入市场合约电量，年度累计交易量上限－已发生年度累计交易量}

经营主体登录电力交易平台后可查看其年度净合约量上限、年度累计交易量上限、履约保函额度，当任一项剩余额度不足 10%时，电力交易机构均给出提醒预警。

6.4 时段电量约束

经营主体在开展市场化合同的新增、转让、调整交易时，须满足市场化合同各时段电量不小于 0。其中，独立储能、经营主体已将合同转让出去后接受原合同方调整分月电量时除外。

6.5 中长期合同约束

现货市场初期，经营主体中长期合同总量（常规交易和分时段交易合同的总和）全年电量应满足国家和黑龙江省对于签约电量的要求，鼓励经营主体签订年度以上的中长期合同。

6.6 金融套利约束

中长期各批次时段交易中，开展集中竞价或者滚动撮合交易时，对某一时段，发用两侧经营主体进行交易申报必须选择是卖出或买入电量，在同批次交易的同种交易方式中，一个时段选定一个方向。

同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司、虚拟

电厂，年度累计电力直接交易合约电量与当次交易申报电量之和不应超过年度累计电量规模的15%（与二类用户属于同一投资主体的，代理的该二类用户电量可以剔除）。

7 交易执行

现货结算试运行期间，市场运营机构按照现货市场出清结果安排发电计划。

8 合同管理

经营主体每达成一条新的中长期合同，不影响已有合同的电量、电价，经营主体在对应时段的已有中长期电量自动在已有合同基础上进行累加或者消减。

8.1 合同内容

8.1.1 年度交易合同

（一）年度交易合同依据国家计划、政府间协议与年度交易组织结果签订。合同内容须参照国家有关部门颁布的相关合同示范文本。

（二）依据年度交易组织结果签订电子合同，内容包括但不限于：合同主体、交易时间、合约电量、交易曲线、交易电价、交易计量、电量电费结算、不可抗力、争议解决、调整和违约、特别约定等。

8.1.2 月度及短期交易合同

（一）月度、月内（多日）交易合同依据交易组织结果签订。

（二）交易合同内容包括但不限于：交易主体、交易时间、交易电量、交易曲线、交易电价、特别约定等。

（三）合同转让交易形成的合同依据交易结果和原合同约定签订。合同内容包括但不限于：转让交易主体、交易周期（起始日期、截止日期）、转让电量、原转让方交易曲线、原转让方合约电价、特别约定等。

8.2 合同调整

（一）通过双边协商方式形成的合同，交易双方可根据电力供需形势变化，经协商一致，对交易合同中未发生的交易电量和分月安排、月分日安排，在合同剩余执行周期内进行调整。年度交易合同及分月安排可在月度之间进行调整。月内交易合同原则上不允许调整，确需调整的须经交易双方协商一致后向电力交易机构提出申请，由电力交易机构审核通过后调整月内交易合同。

对交易合同中的交易电价、交易期限等合同要素进行调整时，应签订相关调整变更协议，明确调整内容。

（二）转让交易合同作为新交易合同执行。除交易各方特别约定外，涉及原合同交易主体的相关权利义务视为已履行完毕，涉及原合同的相关条款自动终止。

8.3 合同解除

（一）根据国家法律法规的规定，交易合同需要解除的，按相关规定执行。

（二）交易各方协商一致，可以解除交易合同。合同解除时，须按照原交易合同形式，签订解除协议。合同解除后，已履行部分不再返还，尚未履行部分终止履行。

9 附则

本细则针对黑龙江省电力现货市场试运行期间，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《黑龙江省电力中长期交易规则》（东北监能市场〔2021〕3号）及其补充规定执行。

附件一：市场参数表

J	分时段交易限价允许浮动比例，单位：%
f_1	一类用户、售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商年度净合约量上限调整系数
f_2	独立储能年度净合约量上限调整系数
f_3	经营主体年度累计交易量上限调整系数

黑龙江省电力市场准入管理

实施细则

（试行 2.0 版）

目　录

1 总述 219
2 适用范围 219
3 引用文件 219
4 名词解释 220
5 总体要求 221
5.1 电力市场注册原则 221
5.2 经营主体范围 222
6 市场注册基本条件 222
6.1 总体要求 222
6.2 发电企业注册基本条件 222
6.3 电力用户注册基本条件 223
6.4 售电公司注册基本条件 224
6.5 电网企业注册基本条件 224
6.6 独立储能注册基本条件 224
6.7 虚拟电厂（含负荷聚合商）注册基本条件 225
6.8 其他经营主体注册基本条件 225
7 市场注册 225
7.1 总体要求 225
7.2 发电企业注册 227
7.3 电力用户注册 227
7.4 电网企业注册 228

7.5 独立储能注册 228
8 信息变更 229
8.1 总体要求 229
8.2 发电企业信息变更 231
8.3 电力用户信息变更 232
8.4 电网企业信息变更 234
8.5 独立储能信息变更 234
9 市场注销 235
10 停、复牌 237
10.1 总体要求 237
10.2 市场停牌 237
10.3 市场复牌 238
11 异议处理 239
11.1 异议反馈 239
11.2 异议回复 239
11.3 异议处理 239
12 监督管理 240
12.1 监督管理 240
12.2 配合管理 240
12.3 失信管理 240

1 总述

为规范经营主体注册管理，维护电力市场秩序和各类经营主体合法权益，根据国家及黑龙江省相关文件，结合黑龙江实际，制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于黑龙江省电力市场下的经营主体开展市场注册、信息变更、市场注销等市场业务。

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）国家能源局《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）

（三）国家发展改革委《关于进一步深化燃煤上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）

（四）国家发展改革委办公厅《关于组织开展电网企业代理附电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）

（五）国家发改委办公厅《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）

（六）国家能源局《电力业务许可证监督管理办法》

（国能发资质〔2020〕69号）

（七）国家发展改革委国家能源局《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）

（八）国家能源局《发电机组进入及退出商业运营办法》（国能发监管规〔2023〕48号）

（九）《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）

（十）国家发展改革委《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）

（十一）国家能源局东北监管局黑龙江省发展和改革委员会《黑龙江省电力中长期交易规则》（东北监能市场〔2021〕3号）

（十二）《黑龙江省电力中长期交易规则补充规定》（东北监能市场〔2021〕15号）

（十三）《电力市场运行基本规则》（2024年第20号令）

（十四）国家能源局《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）

4 名词解释

（一）电力交易平台：在本细则中特指黑龙江电力交

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，在本细则中分别指黑龙江电力交易中心有限公司、国网黑龙江省电力有限公司电力调度控制中心。

（三）市场注册：指具备市场注册基本条件的经营主体，到电力交易机构进行注册。

（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：指符合政府相关规则和本细则所规定的条件，通过注销流程退出黑龙江电力市场的行为。

5 总体要求

符合注册基本条件的经营主体需要在电力交易机构完成注册后，才能在黑龙江电力市场参与交易。电力交易机构负责组织开展市场注册服务，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。

5.1 电力市场注册原则

（一）规范入市。拟参与电力市场交易的经营主体应在电力交易机构办理市场注册，对注册业务信息以及相关支撑性材料的真实性、准确性、完整性负责。

（二）公开透明。电力交易机构公平公开受理各类市

场注册业务，不得设置不合理和歧视性的条件以限制商品服务、要素资源自由流动，做到服务无差别，信息规范披露，接受公众监督。

（三）信息共享。经营主体可自主选择电力交易机构进行办理，获取交易资格，无需重复注册。电力交易平台应实现互联互通，共享注册信息，实现“一地注册、各方共享”。

5.2 经营主体范围

本细则所称的经营主体包括发电企业、售电公司、电力用户、电网企业和新型经营主体（含独立储能企业、虚拟电厂、智能微电网等）。

6 市场注册基本条件

6.1 总体要求

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作出虚假承诺等情形的经营主体，在修复后方可办理市场注册业务。

6.2 发电企业注册基本条件

（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规定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）具备相应的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；

（四）并网自备电厂公平承担发电企业社会责任、承担国家依法依规设立的政府性基金及附加以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴，按政策规定向电网企业支付系统备用费，取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为经营主体参与市场化交易；

（五）分布式发电企业符合分布式发电市场化交易试点规则要求；

（六）按照国家相关政策规定允许参与市场的其他发电企业。

6.3 电力用户注册基本条件

（一）工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易，暂未从电力市场购电的工商业用户由电网企业代理购电；

（二）符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，与电网企业签订正式供用电合同；

（三）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足市场计量和结算的要求；

（四）拥有自备电厂的用户应当按照国家规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴，按规定向电网企业支付系统备用费。

6.4 售电公司注册基本条件

售电公司按照《售电公司管理办法》（发改体〔2021〕1595号）（以下简称《售电公司管理办法》）规定执行，如有新规的从其规定。

6.5 电网企业注册基本条件

（一）依法取得电力业务许可证（供电类或输电类）；

（二）满足电力市场计量和结算的要求；

（三）拥有供电业务范围内输配资产的建设权、运营权。

6.6 独立储能注册基本条件

（一）符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，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时间等对应的技术条件，具体数值以相关标准或国家、黑龙江省相关规定为准；

（四）配建新型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。

6.7 虚拟电厂（含负荷聚合商）注册基本条件

（一）与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，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电源、新型储能等资源的能力;

（四）具备对聚合资源的调节或控制能力，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。

6.8 其他经营主体注册基本条件

智能微电网经营主体基本条件初期参照电力用户基本条件执行，后期视国家有关规定进行调整。

7 市场注册

7.1 总体要求

（一）经营主体参与电力市场化交易，应当符合注册基本条件，在电力交易机构办理市场注册，获取交易资格。

注册程序在电力交易平台进行，经营主体履行注册程序并提供相关资料、填报相关数据，电力交易机构进行完整性核验后经营主体获得电力交易平台账户。

（二）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。

（三）经营主体市场注册按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交身份认证、联系方式等信息以及相关支撑性材料，签订入市协议等。售电公司市场注册条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

（四）参与批发交易的经营主体，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。

（五）原则上同一经营主体在同一合同周期内仅可与一家经营主体确立服务关系。

（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，按照国家能源局东北监管局和黑龙江省发展和改革委员会（下文简称“省发展改革委”）要求进行备案。

（七）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。

7.2 发电企业注册

发电企业在交易平台网站自助注册并申请注册账号，同时网上签订入市承诺书，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：营业执照；联系人授权文件；调度并网协议。

（一）发电企业注册和新增机组时要进行机组注册。机组注册时需提交的材料包括但不限于：项目建设核准文件；发电业务许可证正副本（可先行注册，按照电力业务许可证管理要求时限补充完善）；接入电网的评审和批复意见；调度并网协议。

（二）电力交易机构收到发电企业提交的注册申请和注册资料后，在5个工作日内进行完整性审查。对于市场注册资料不符合要求的，应予以一次性告知，发电企业需按要求对材料进行补充和完善。

（三）发电企业提交的资料满足完整性要求后，电力交易机构通过注册申请，无需公示自动生效。

7.3 电力用户注册

电力用户在交易平台网站自助注册并申请注册账号，同时网上签订入市承诺书，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：营业执照、联系人授权文件、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，并以书面约定明确电费缴纳等各项权利和义务）。

（一）电力用户注册和新增用户编号时要注册用电单元信息，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）。

（二）电力交易机构收到电力用户提交的注册申请和注册资料后，在5个工作日内进行完整性审查。对于市场注册资料不符合要求的，应予以一次性告知，电力用户需按要求对材料进行补充和完善。

（三）电力用户提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过注册申请，无需公示自动生效。

7.4 电网企业注册

（一）电网企业在交易平台网站自助注册并申请注册账号，同时网上签订入市承诺书，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：营业执照、授权委托书、电力业务许可证（供电类）、电网接线图;

（二）电力交易机构收到电网企业提交的注册申请和注册资料后，在5个工作日内进行完整性审查。对于注册资料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知，电网企业需按要求对材料进行补充和完善;

（三）电网企业提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过注册申请，无需公示自动生效。

7.5 独立储能注册

独立储能企业在交易平台网站自助注册并申请注册账

号，同时网上签订入市承诺书，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：工商信息、法定代表人信息、银行开户信息、联系信息、电站（机组）信息、调度并网协议；

（一）独立储能企业在首次注册和新增机组时要进行项目（单元）信息注册。项目（单元）信息注册时需提交的材料包括但不限于：项目建设核准（备案）文件；调度并网协议；

（二）电力交易机构收到独立储能企业提交的注册申请和注册资料后，在5个工作日内进行完整性审查。对于市场注册资料不符合要求的，应予以一次性告知，独立储能企业需按要求对材料进行补充和完善；

（三）独立储能提交的资料满足完整性审查要求后，电力交易机构通过注册申请，无需公示自动生效。

8 信息变更

8.1 总体要求

（一）经营主体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。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，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

（三）经营主体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。

（四）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.独立储能主体储能项目（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(含负荷聚合商)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。

（五）经营主体在市场注册信息变更期间可正常参与市场交易。

（六）重大信息变更审查通过且有注册公示环节的经营主体，电力交易机构要通过电力交易平台，将其满足注册条件的信息及材料向社会公示，公示期满无异议，信息变更手续自动生效。重大信息变更审查通过且没有注册公示环节、一般信息变更审查通过的经营主体无需公示，信息变更手续直接生效。

8.2 发电企业信息变更

（一）发电企业在电力交易平台自助办理注册信息变更并提交相关证明材料;

（二）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;

（三）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应提交机组容量变更、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和经济协议，向电力交易机构提供相关材料;

（四）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;

（五）电力交易机构收到发电企业提交的变更申请和

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。完整性审查通过后，发电企业信息变更手续自动生效。

8.3 电力用户信息变更

（一）电力用户在电力交易平台自助办理注册信息变更并提交相关证明材料;

（二）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、变更后营业执照等;

（三）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向电力交易机构发起变更申请;

1.对已直接参与市场交易主体的新增用电户号，可随时在交易平台进行注册补录，注册补录的用电户号随主体参与次月市场化交易结算，当月仍按照参与市场前的结算方式结算;

2.对用电户号发生用电类别、电压等级变化的，按照变更前后对应用电类别、电压等级进行分段市场化结算。若用户变更为居民（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，则变更后按相应类别目录电价结算，同时用户根据相关流程申请办理相应的用电单元注销流程;

3.对用电户号发生更名或过户的，该户号当月按经营主体与售电公司约定的零售合同进行电费结算。自次月起，营销系统中对应户号统一社会信用代码未发生变化的，维持与原售电公司的绑定和结算关系；对应户号统一社会信用代码发生变化的，经市场主体在电力交易平台办理变更手续后，按新注册市场主体或已注册市场主体新增用电户号办理;

4.对用电户号发生并户的，并户前按原户分别进行电费结算，并户后按照主户交易信息进行结算，用户与售电公司须就变更后市场化价格执行造成的影响协商一致;

5.对用电户号发生分户的，对该户号变更前后进行分段结算，分户前按原户进行电费结算，分户后新增的用电户号按新装用电办理，用户与售电公司须就变更后市场化价格执行造成的影响协商一致;

6.对用电户号发生销户的，按照该户号实际市场化电量结算，用户需在次月按照市场化电费清算结果结清相关费用后完成销户流程;

7.电力用户发生并户、销户、过户时要妥善处理其相关户号的合同义务。

（四）电力交易机构收到电力用户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。完整性审查通过后，

电力用户信息变更手续自动生效。

8.4 电网企业信息变更

（一）电网企业在电力交易平台自助办理注册信息变更并提交相关证明材料;

（二）电网注册时填报的市场成员信息发生变更的，需提供变更后营业执照、电力业务许可证正副本（供电类）等证明材料;

（三）电力交易机构收到电网企业提交的变更申请和变更材料后，在个5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。完整性审查通过后，电网企业信息变更手续自动生效。

8.5 独立储能信息变更

独立储能企业在电力交易平台自助办理注册信息变更并提交相关证明材料;

（一）独立储能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、变更后营业执照等;

（二）储能项目（单元）发生更名、过户、单元（机组）增容信息变更的，需提供调度并网协议。涉及项目物理运行参数信息变更的，由电力调度机构向电力交易机构提供相关信息;

（三）电力交易机构收到独立储能企业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；

（四）电力交易机构收到独立储能提交的变更申请和变更材料后，在个5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。完整性审查通过后，独立储能信息变更手续自动生效。

9 市场注销

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

（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，或虽未破产但被地方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，并报国家能源局东北监管局和省发展改革委备案。售电公司持续满足注册条件核验按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

（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（含负荷聚合商）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市的经营主体承担，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。

10 停、复牌

10.1 总体要求

（一）因违反交易规则及市场管理规定等情形，电力交易机构可要求经营主体限时整改，整改期间对该经营主体进行停牌，待经营主体按照相关要求完成整改后，对其进行复牌。

（二）经营主体停牌和复牌后，电力交易机构应及时向省发展改革委、东北能源监管局报告。

（三）停牌期间，经营主体已签订尚未履行完毕的合同及所有市场义务仍需继续履行。

10.2 市场停牌

存在下列情形的，或收到省发展改革委、东北能源监管局、电网企业等相关部门提供的书面说明后，电力交易机构应在3个工作日内向相关经营主体出具正式的停牌通知或函件，暂停其次月起的交易资格，并在电力交易平台发

布相关公告:

（一）存在不履行合同、欠费等不良市场行为的;

（二）存在违约用电、违法转供电等不良用电行为情节严重的;

（三）滥用市场力、串通交易、合谋获利、场外返还服务费等影响市场化交易公平开展的;

（四）存在恶意报价、伪造合同等扰乱市场秩序行为的;

（五）机组全部注销的发电企业和用电单元全部注销的电力用户;

（六）发电业务许可证过期的发电企业;

（七）连续12个月未进行实际交易的售电公司;

（八）售电公司未按时足额缴纳履约保函，经书面提醒仍拒不足额缴纳的;

（九）省发展改革委和东北能源监管局依据市场规则认为其他有必要的情形。

10.3 市场复牌

（一）经营主体按要求及时完成整改后，需以书面形式向电力交易机构申请复牌，并提供相关证明材料。

（二）电力交易机构在收到经营主体的复牌申请后，在3个工作日内核实确认后，向经营主体出具复牌通知或函件，明确复牌时间及交易权限，并在交易平台发布相关公

告。

（三）经核实未完成整改的，不予复牌。

11 异议处理

11.1 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。

11.2 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。

11.3 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，将情况报送省发展改革委和东北能源监管局。

（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）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，电力交易机构根据调查结果予以驳回或撤销公示。

（五）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。

12 监督管理

12.1 监督管理

省发展改革委和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。

12.2 配合管理

对未按本规则办理业务的经营主体，电力交易机构应采取提醒、公告等措施并报省发展改革委和东北能源监管局。

12.3 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，省发展改革委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，省发展改革委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，省发展改革委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，省发展改革委和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。

黑龙江省电力市场零售市场管理

实施细则

（试行2.0版）

目 录

1 总述 245
2 适用范围 245
3 引用文件 245
4 名词解释 246
5 成员权责 247
5.1 零售用户 247
5.2 售电公司 248
5.3 电网企业 249
5.4 电力交易机构 249
6 零售服务关系 249
6.1 零售代理服务关系确立 249
6.2 零售服务关系变更 250
6.2.1 零售服务关系续签 251
6.2.2 变更售电公司 251
6.2.3 零售用户转批发用户 252
6.2.4 批发用户转零售用户 252
7 零售用户合同管理 253
7.1 零售合同 253
7.2 结算协议 253
8 零售市场结算 254
8.1 结算周期 254

8.2 结算时段.....254
8.3 结算电量.....254
8.4 结算电价.....255
8.4.1 零售电价确认原则.....255
8.4.2 零售用户结算电价定价方式.....255
8.4.3 零售用户偏差电价.....257
8.5 结算电费.....258
8.5.1 零售用户结算电费.....258
8.5.2 售电公司结算电费.....258
8.6 电量追补.....259

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，维护黑龙江省电力市场秩序，依据国家和黑龙江省相关政策文件要求，制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于现货市场模式下的黑龙江省电力零售市场交易。虚拟电厂、负荷聚合商与代理资源的交易规定另行约定。

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(发改经体〔2015〕2752号)

（二）《电力中长期交易基本规则》（发改能源〔2020〕889号）

（三）《售电公司管理办法》(发改体改规〔2021〕1595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）

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

（八）《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）

4 名词解释

（一）电力批发市场：电力批发市场是指电力用户直接与发电企业之间通过市场化方式进行的电力（电量）交易活动的总称。

（二）电力零售市场：电力零售市场是指售电公司与不直接参与电力批发交易的电力用户开展的电能量交易活动的总称。

（三）零售市场结算电价：在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结算电价（下文简称“结算电价”）。

（四）零售合约电量：在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“合约电量”）。

（五）偏差率：零售用户实际用电量与月度合约电量的差值占月度合约电量的比例。

（六）偏差电价：零售市场中，售电公司与零售用户选

择零售定价方式时应约定与偏差率相对应执行的偏差电量结算价格，签订市场化零售交易量价清分结果，并按照相应价格结算实际用电量与月度合约电量的差值。

（七）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批发市场的关系。

（八）购售电合同：发电侧经营主体与售电公司签订的购售电约定信息。

（九）零售合同：售电公司和零售用户在确立服务关系后，签订的相关约定服务合同。

（十）三方电费结算补充协议：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。

5 成员权责

5.1 零售用户

（一）按国家和黑龙江省有关要求提供注册材料;

（二）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“三方电费结算补充协议”;

（三）按规定履行供用电合同、零售合同及“三方电费结算补充协议”，并承担相关违约责任;

（四）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;

（五）须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；

（六）向电网企业支付电费，按照电网企业相关收费规定执行。

5.2 售电公司

（一）按国家和黑龙江省有关要求提供注册材料；

（二）按照规则参与电力市场交易，履行购售电合同、零售合同及“三方电费结算补充协议”，将零售合同上传至电力交易机构备案，“三方电费结算补充协议”上传至电网企业相关业务平台；

（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）督促代理的零售用户提交注册信息变更，按要求提供零售合同等资料；

（五）按相关规定提供开展交易业务必需的履约保函，按照市场规则和零售合同承担相关责任；

（六）按要求报送分时电力需求曲线和报价信息；

（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、输电费等费用。

5.3 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“三方电费结算补充协议”;

（三）负责开展售电公司结算电费结算;

（四）负责零售用户用电计量、电费核算、电费收取及电费退补。

5.4 电力交易机构

（一）负责零售市场成员注册、变更等管理;

（二）收取并管理售电公司履约保函;

（三）负责出具售电公司、零售用户交易结算依据;

（四）配合开展售电公司信用管理和市场争议处理;

（五）负责备案零售市场交易合同。

6 零售服务关系

零售用户在同一合同周期内仅可与一家售电公司确立零售服务关系，双方在电力交易平台或手机 e-交易 APP 端确立零售服务关系后，电力交易机构不再受理新的申请，零售用户全部电量通过该售电公司购买。售电公司与零售用户的服务绑定关系应至少在一季度内保持不变。

6.1 零售代理服务关系确立

（一）售电公司与零售用户在电力交易平台或手机e-交易APP确立零售服务关系。经售电公司与零售用户双方协商一致，在确立服务关系期限内，原则上由售电公司在电力交易平台或手机e-交易APP中发起零售服务关系确立邀约，上传零售合同，由零售用户的法定代表人或授权代理人在电力交易平台或手机e-交易APP中确认。

（二）任何一方在电力交易平台或手机e-交易APP查阅售电公司的服务关系确立邀约，核查信息无误后提交至电力交易平台；若多家售电公司同时向一家零售用户发起服务关系确立邀约，零售用户只能选择其中一条服务关系提交至电力交易平台；若零售用户不接受邀约，可驳回至售电公司。

（三）电力交易机构受理服务关系确立申请后，核实确立双方基本信息、服务期限等信息。如有异议则反馈双方，并通知变更资料后再次提交；如无异议则确认通过，服务关系生效。

（四）服务关系生效后，电力交易机构应将服务关系信息于交易组织之前推送至电网企业。

（五）服务关系在电力交易机构最终生效前，任意一方可撤销自身发起的零售服务关系确立申请，经另一方确认后，待生效的服务关系自行解除。

6.2 零售服务关系变更

（一）原则上零售用户与售电公司的服务关系在协议

存续期间不得变更。

（二）在服务关系期满 15 日前，零售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，也可自愿成为批发用户并选择通过批发市场直接向发电企业购电（具体的截止时间以交易公告为准），自愿选择批发市场购电的电力用户应先行通过交易平台申请进行用户类型变更，由零售用户变更为批发用户；未进行上述选择的零售用户次月默认由电网企业代理购电，其价格按电网企业代理其他用户购电价格的 1.5 倍执行。

6.2.1 零售服务关系续签

零售服务关系续签时，须同时满足零售用户无欠费及零售合同中约定了自动续签的条件。

6.2.2 变更售电公司

零售用户与售电公司变更零售服务关系时应同时满足以下条件:

（一）零售用户无欠费、无窃电、违约用电在途流程;

（二）零售用户应提供与原售电公司解除相关合同（零售合同、三方电费结算补充协议），并履行完合同义务的证明材料，或原售电公司主动/被强制退出市场;

（三）零售用户拟转至的新售电公司已在电力交易平台注册;

（四）零售用户已与新售电公司签订零售合同、“三方

电费结算补充协议”。

售电公司或零售用户在电力交易平台发起零售服务关系变更申请并上传相关证明材料，经电力交易机构审核通过后完成变更协议签订，由电力交易平台登记零售合同变更信息，双方零售关系变更生效。电力交易机构将服务关系变更信息推送至电网企业。

服务关系变更后，售电公司不再具备查询该零售用户相关信息的权限。

拟转至的新售电公司在全面了解零售用户原合同执行情况的基础上，通过电力交易平台发起零售用户零售服务关系确立邀约，按本细则“6.1 节”流程绑定。

6.2.3 零售用户转批发用户

零售用户转批发用户，应同时满足以下条件:

（一）零售用户无欠费，无窃电、违约用电在途流程;

（二）零售用户符合批发市场准入要求;

（三）零售用户与售电公司履行完相关合同（零售合同、“三方电费结算补充协议”）所有义务，并完成绑定关系解除;

（四）绑定关系解除后，满足条件的零售用户自动转为一类用户，由用户在电力交易平台发起用户类型转换流程。电力交易平台将绑定关系解除信息推送至电网企业。

6.2.4 批发用户转零售用户

批发用户转零售用户，应同时满足以下条件:

（一）批发用户在批发市场中的相关合约履行完毕;

（二）批发用户无欠费;

（三）批发用户已与售电公司签订零售合同、“三方电费结算补充协议”;

（四）相应售电公司在电力交易机构完成市场注册。

7 零售用户合同管理

7.1 零售合同

售电公司与零售用户按月度为最小交易周期签订合同，其中新注册用户的合同生效时间为当月实际签订时间。合同应包括但不限于以下内容: 零售用户企业名称、电压等级、户号、合同期限、电量及分月计划、费用结算、违约责任、结算电价、偏差电价以及各项市场分摊费用的结算方式等内容。售电公司在批发市场与零售市场应考虑电力辅助服务费用和阻塞费用等费用，相关盈亏由售电公司承担。零售合同的签订、变更和终止，均由售电公司与零售用户自行完成，并向电力交易机构备案。

7.2 结算协议

售电公司、零售用户、电网企业三方应签订“三方电费结算补充协议”，并上传至电网企业相关业务平台，作为下一结算周期的结算依据; 售电公司和零售用户协商一致需变

更协议内容的，三方应在下一结算周期前10日内重新签订“三方电费结算补充协议”。

8 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零售套餐，签订零售合同，电力交易机构依据零售套餐出具售电公司、零售用户交易结算依据。售电公司、零售用户和电网企业三方签订“三方电费结算补充协议”。电网企业依据“三方电费结算补充协议”开展电费结算。

8.1 结算周期

售电公司在批发市场采用“日清月结”的结算模式，以绑定的零售用户参与市场实际用电量为基础，出具日清分单据，以月度为周期出具结算依据，开展电费结算。

零售用户在零售市场以月度为周期进行结算，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。

8.2 结算时段

批发市场以15分钟作为一个结算时段，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。

8.3 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。

8.4 结算电价

零售用户结算方案指售电公司与零售用户共同确认的结算方案，主要涉及零售用户结算电价等结算相关事项。结算方案按月申报，作为三方电费结算补充协议的附件，上传至电网企业相关业务平台，作为电网企业对零售用户结算的依据。

批发市场主要涉及：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、月度实时市场加权均价。

零售市场主要涉及：零售用户结算电价、偏差电价。

8.4.1 零售电价确认原则

优先采用月度结算方案中售电公司和零售用户协商一致提交的结算价格。

在规定时间内售电公司应及时申报其代理零售用户的结算方案，零售用户可对结算方案提出异议，若零售用户与其代理的售电公司未在规定时间内确认结算方案，则按照零售合同中签订的结算电价结算。

8.4.2 零售用户结算电价定价方式

结算方案的定价方式包括但不限于：固定价格、固定服务费、价差分成、固定价格+价差分成等套餐方式。

（一）固定价格是指售电公司与零售用户约定固定价格，不随售电公司在批发市场直接交易合同成交电价变动。即：零售电价＝双方约定的固定价格。

（二）固定服务费是指售电公司与零售用户约定固定服务费（价差），以售电公司在批发市场对应交易类型的成交价格增加固定服务费（价差）确定为零售电价。即：零售电价＝售电公司在批发市场对应交易类型的成交价格＋固定服务费（价差）。

（三）价差分成是指售电公司与零售用户约定价差分成比例，对于售电公司在批发市场对应交易类型的成交价格与燃煤发电基准价（或基准价+上下浮动）的差额，按照双方约定价差分成比例，确定零售电价。售电公司与零售用户确定价差分成比例时，需要对正负价差分别约定分成比例。即：零售电价＝燃煤发电基准价（或基准价+上下浮动）－（燃煤发电基准价（或基准价+上下浮动）－售电公司在批发市场对应交易类型的成交价格）×价差分成比例。

（四）固定价格＋价差分成是指售电公司与零售用户在约定固定价格基础上，售电公司在批发市场对应交易类型的成交价格与零售用户固定价格的差额，按一定比例传导给零售用户。售电公司与零售用户确定价差分成比例时，需要

对正负价差分别约定分成比例。即：零售电价＝固定价格－（固定价格－售电公司在批发市场对应交易类型的成交价格）×价差分成比例。

售电公司在批发市场对应交易类型的成交价格指当月售电公司对应类型的中长期交易的加权均价；若对应类型为分时段交易，且售电公司与零售用户选取上述套餐方式，则需要依据各时段的成交价格开展结算方案定价。

现货市场运行时，售电公司应与零售用户协商一致后，在规定时间内申请变更结算方案，重新签订三方电费结算补充协议，上传至电网企业相关业务平台。其中，零售用户的结算电价形成分时价格的，分时价差应不低于黑龙江省现行峰谷分时电价价差；若零售用户与售电公司结算方案的定价方式未形成分时价格的，在结算时按黑龙江省现行峰谷分时电价时段或现货市场峰谷时段及浮动比例执行。

8.4.3 零售用户偏差电价

零售用户的偏差电量为零售用户的实际用电量与零售用户的月度合约电量的差值，偏差率为该差值与月度合约电量的比例。售电公司与零售用户选择零售定价方式时应约定与偏差率相对应执行的偏差电价，同时签订市场化零售交易量价清分结果。偏差率、偏差电价应设置上、下限并遵循黑龙江省电力市场中长期交易规则。

$$C_{\text{正偏差电费}} = Q_{\text{正偏差电量}} \times P^{f}_{\text{正偏差电价}}$$

$$C_{\text{负偏差电费}} = Q_{\text{负偏差电量}} \times P^{f}_{\text{负偏差电价}}$$

式中:

$P^{f}_{\text{正偏差电价}}$、$P^{f}_{\text{负偏差电价}}$为零售用户的偏差率为 f 时相对应执行的正、负偏差电价。

零售用户的偏差电费不计算峰谷分时电费和功率因数调整电费，但未按缴费时限缴费的将按照《供电营业规则》规定计收违约金。

8.5 结算电费

8.5.1 零售用户结算电费

零售用户总电费结算具体算法依据《黑龙江省电力市场电费结算实施细则》确定。

8.5.2 售电公司结算电费

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《黑龙江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。

8.6 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市场主体的市场化电费，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《黑龙江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《黑龙江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。

黑龙江省电力市场计量管理

实施细则

（试行2.0版）

目 录

1 总述 262
2 适用范围 262
3 引用文件 262
4 名词解释 262
5 计量点设置 263
6 计量及采集装置配置 264
6.1 计量装置配置要求 264
6.2 采集终端配置要求 264
7 计量及采集装置运行管理 265
7.1 计量装置运行管理 265
7.1.1 投运前管理 265
7.1.2 计量装置现场检验管理 265
7.1.3 计量装置运行维护管理 266
7.2 采集终端运行管理 266
8 申校仲裁管理 267
9 计量数据管理 267
9.1 计量数据管理要求 267
9.2 计量数据校核要求 268
9.3 数据拟合办法 268
9.3.1 发电侧数据拟合 268
9.3.2 用电侧数据拟合 269

1 总述

本细则规范了黑龙江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的运行管理工作。

2 适用范围

本细则适用于黑龙江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》（DL/T448-2016）

（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）《电力市场运行基本规则》（2024 年第 20 号令）

4 名词解释

（一）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，包括电能计量柜（箱、屏）。

（二）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。

（三）考核计量点：发电企业中用于发电机组分劈结算的计量点与供/用电电压在220千伏及以上的用户中设置在贸易结算计量点对侧的计量点。

（四）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。

5 计量点设置

（一）电网企业应在供用电设施产权分界点处设置电能计量点作为结算计量点，如产权分界点处不满足计量点的设置条件，电网企业与经营主体双方可协商调整。

（二）对于供/用电电压在220千伏及以上的用户，电网企业应在贸易结算计量点的对侧设置考核计量点。

（三）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：

燃煤、水电机组在主变高压侧增加设置考核计量点作为分机组电量分劈计量点，机组单机上网电量按分劈计量点所计电量占贸易结算电量的比例计算。

风电、光伏发电按照项目分期增加设置考核计量点作为分期电量分劈计量点，单期上网电量按计量表计直接分劈电量或按分劈计量点所计量电量占贸易结算电量的比例计算。

对于参与电量分劈的计量点，电量计算公式等内容应在相关合同、协议中给予明确。

（四）为实现独立储能电量计量，对于参与现货交易的独立储能应增设正反向考核计量点。

6 计量及采集装置配置

计量及采集装置应安装在现场计量屏、计量箱（柜）内，经营主体计量点应满足计量及采集装置的安装条件，对于暂不具备实现自动采集的发电企业，按照市场规则要求的周期，由该发电企业提供相应关口计量点的计量数据。各相关发电企业应设专人负责严格按时抄表，及时报送关口计量数据。相关发电企业应在不多于一个电费结算周期内完成计量装置的改造，实现计量数据的自动采集。

6.1 计量装置配置要求

各经营主体计量点配置应满足《电能计量装置技术管理规程》（DL/T448-2016）相关要求。

6.2 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采集终端或用电信息采

集终端;

（二）10 千伏及以上分布式电源应安装电能量采集终端或用电信息采集终端，10 千伏及以上用户应安装专变采集终端；10 千伏以下分布式电源及用户不单独安装采集设备，与同一供电台区下用户共用采集设备。

7 计量及采集装置运行管理

7.1 计量装置运行管理

7.1.1 投运前管理

各类电能计量装置的设计方案应经有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配售电企业向电网企业申请到关口计量点后，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。

经营主体使用的电能计量柜及发、输、变电工程的电能计量装置，除贸易结算用电能表由电网企业负责安装外，其他计量装置由施工单位负责安装。电能计量装置投运前由电网企业负责组织进行全面验收，合格后再申请送电。

7.1.2 计量装置现场检验管理

新建（改建、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（改建、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。

7.1.3 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。

关口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。

7.2 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。

8 申校仲裁管理

经营主体对关口计量装置计量电量的准确性存在异议时，有权向关口计量装置产权单位提出校验申请，关口计量装置产权单位应在规定时限内提供检验结果。如经营主体对申校结果有异议，双方应向经政府授权的法定计量检定机构提出校验或检定申请，对申校结果有异议时，可向上一级检定机构申请二次检定或校验。

9 计量数据管理

9.1 计量数据管理要求

电网企业应建立电能量计量系统和用电信息采集系统（以下称“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或拟合数据;

（三）采集系统应建立异常数据排查及处理机制。

9.2 计量数据校核要求

计量数据应当满足最小交易周期的结算需要，电网企业应按照结算周期，依据适用于计量装置及相关经营主体的通用校核规则、个别计量装置特定的校核规则及任何可用的计量数据，通过系统对计量数据发起自动校核。若计量数据未通过自动校核，则应对该数据进行人工审核，并记录审核结果。

9.3 数据拟合办法

9.3.1 发电侧数据拟合

对于参与市场交易的发电机组（场站），截至 D+3 日采集系统仍无法采集到其电表数据，则由采集系统对需提供的电表数据进行拟合用于电量计算，并对拟合数据做出明确标示。拟合规则约定如下:

（一）当发电侧关口点主表采集数据缺失时，则所缺采集数据采用该关口点副表数据进行近似拟合，拟合时以副表同一时段电能示值进行计算后，补全至主表所缺数据点。若主、副表均采集失败，或主副表档案关系不明确时，则继续使用下一条拟合规则。

（二）当某关口计量点示值曲线采集异常或失败点数

小于等于2个节点时，按该计量点异常或失败区间前后时间节点的电能示值算术平均值进行拟合。

当某关口计量点示值曲线采集异常或失败点数大于2个且小于3个（自然日）时，根据恢复正常采集后第一点电能示值，按该计量点最近7个运行日的示值曲线平均值对异常或失败部分进行拟合。若期间该关口计量点属性发生变更，则根据上述规则对变更前后的示值曲线分别进行拟合。

当某关口计量点示值曲线采集异常或失败超过3个（自然日）时，进行示值追溯。

（三）在账单核对修正期内重新获得电能表实际示值的，应用实际示值替换拟合数据重新进行电量计算。

9.3.2 用电侧数据拟合

对于省内参与市场交易的用户，截至D+3日12:00用电信息采集系统仍无法采集到其电表数据，则由用电信息采集系统提供拟合数据进行市场化结算，拟合规则如下:

（一）当用户计量点示值曲线采集异常或失败点数小于等于2个时，按该计量点异常或失败区间前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

当用户计量点示值曲线采集异常或失败点数大于2个且小于3天（自然天）时，根据恢复正常采集后第一点电能示值，按该计量点最近7个运行日的示值曲线平均值对异常或失败部分进行拟合。若期间该计量点属性发生变更，则根据

上述规则对变更前后的示值曲线分别进行拟合。

当用户计量点示值曲线采集异常或失败超过3天（自然天）时，进行示值追溯。

（二）在账单核对修正期内重新获得电能表实际示值的，应用实际示值替换拟合数据重新进行电量计算。月度账单发布后重新获得电能表实际示值的，按照电费追退补管理规则执行。

附件

黑龙江省电力用户电量采集补全算法

对于省内参与市场交易的用户，截至D+3日12:00用电信息采集系统仍无法采集到其电表数据，则由用电信息采集系统提供拟合数据进行市场化结算，并于D+3日20:00前完成数据推送，拟合规则如下:

一、当天采集有缺失部分节点，但有同期历史电能示数数据时。

（一）连续时间点内缺点数小于等于2个点时（非00:00时间节点），取该计量点表计缺点区间内前后时间点的区间电能示数的算术平均值做为数据拟合值；若24:00、0:00点缺失，则分别按照“（三）缺少24:00点表码时的处理规则、（四）缺少00:00点表码时的处理规则”处理。

1.单点缺失示例

场景：2021年4月10日2:00缺数，则用2021年4月10日1:45-2:15示数差值的算术平均值。

算法：2:00示数差值=2:15示数差值=（2:15示数-1:45示数）/2。

其中，2:00示数差值指同一天内上一个15分钟时段内的差值，即1:45-2:00时段内示数差值，下同。

2.连续两点缺失示例

场景：2021 年 4 月 11 日 3:00 和 3:15 缺数，则用 2021 年 4 月 11 日 2:45-3:30 示数差值的算术平均值。

算法：3:00 示数差值=3:15 示数差值=3:30 示数差值=（3:30 示数-2:45 示数）/3。

（二）连续时间点内缺点数大于 2 个点时，按照工作日、双休日、国家法定节假日（小长假（元旦、五（一）清明等）、大长假（春节、国庆））分类拟合示数差值，若 24:00、0:00 点缺失，则分别按照“（三）缺少 24:00 点表码时的处理规则、（四）缺少 00:00 点表码时的处理规则”处理。

1.如果缺点时间段区间在工作日内，前推 4 个同期工作日数据的平均值进行拟合处理，当前推 4 个同期工作日中有国家法定节假日时，则跳过该节假日继续前推；若 4 个同期工作日中有数据缺失，则以 4 个同期工作日中的实际有效数据平均处理。

（1）场景：2021 年 3 月 15 日星期一 11:00、11:15 和 11:30 缺数，以 3 月 15 日前 4 个星期一 11:00、11:15 和 11:30 示数差值的平均值进行拟合。

（2）算法：

11:00 参考示数差值=3 月 15 日前 4 个星期一 11:00 示数差值/4（若仅获取到 3 个星期一 11:00 示数差值，则按 3 个同期工作日平均值计算，下同）；

11:15 参考示数差值=3 月 15 日前 4 个星期一 11:15 示数

差值/4;

11:30 参考示数差值=3 月 15 日前 4 个星期一 11:30 示数差值/4;

11:45 参考示数差值=3 月 15 日前 4 个星期一 11:45 示数差值/4;

3 月 15 日 11:00 示数差值=（15 日 11:45 本次示数-15 日 10:45 本次示数）*11:00 参考示数差值/（11:00 参考示数差值+11:15 参考示数差值+11:30 参考示数差值+11:45 参考示数差值）;

3 月 15 日 11:15 示数差值=（15 日 11:45 本次示数-15 日 10:45 本次示数）*11:15 参考示数差值/（11:00 参考示数差值+11:15 参考示数差值+11:30 参考示数差值+11:45 参考示数差值）;

3 月 15 日 11:30 示数差值=（15 日 11:45 本次示数-15 日 10:45 本次示数）*11:30 参考示数差值/（11:00 参考示数差值+11:15 参考示数差值+11:30 参考示数差值+11:45 参考示数差值）;

3 月 15 日 11:45 示数差值=（15 日 11:45 本次示数-15 日 10:45 本次示数）*11:45 参考示数差值/（11:00 参考示数差值+11:15 参考示数差值+11:30 参考电量+11:45 参考示数差值）。

2.如果缺点时间段区间在双休日内，前推 4 个同期双休日数据的平均值进行拟合处理，当前推 4 个同期双休日中有

国家法定节假日或调休日时，则跳过该节假日或调休日继续前推；

若 4 个同期双休日中有数据缺失，则以 4 个同期双休日中的实际有效数据平均处理。

（1）场景：3 月 20 日星期六 14:15、14:30、14:45、15:00 缺数，以 3 月 20 日前 4 个星期六 14:15、14:30、14:45、15:00 示数差值的平均值进行拟合。

（2）算法：

14:15 参考示数差值=3 月 20 日前 4 个星期六 14:15 示数差值/4；（若仅获取到 3 个星期六 14:15 示数差值，则按 3 个同期工作日平均值计算，下同）。

14:30 参考示数差值=3 月 20 日前 4 个星期六 14:30 示数差值/4；

14:45 参考示数差值=3 月 20 日前 4 个星期六 14:45 示数差值/4；

15:00 参考示数差值=3 月 20 日前 4 个星期六 15:00 示数差值/4；

15:15 参考示数差值=3 月 20 日前 4 个星期六 15:15 示数差值/4；

3 月 20 日 14:15 示数差值=（20 日 15:15 本次示数-20 日 14:00 本次示数）*14:15 参考示数差值/（14:15 参考示数差值+14:30 参考示数差值+14:45 参考示数差值+15:00 参考示数差

值+15:15 参考示数差值）；

3 月 20 日 14:30 示数差值=（20 日 15:15 本次示数-20 日 14:00 本次示数）*14:30 参考示数差值/（14:15 参考示数差值+14:30 参考示数差值+14:45 参考示数差值+15:00 参考示数差值+15:15 参考示数差值）；

3 月 20 日 14:45 示数差值=（20 日 15:15 本次示数-20 日 14:00 本次示数）*14:45 参考示数差值/（14:15 参考示数差值+14:30 参考示数差值+14:45 参考示数差值+15:00 参考示数差值+15:15 参考示数差值）；

3 月 20 日 15:00 示数差值=（20 日 15:15 本次示数-20 日 14:00 本次示数）*15:00 参考示数差值/（14:15 参考示数差值+14:30 参考示数差值+14:45 参考示数差值+15:00 参考示数差值+15:15 参考示数差值）；

3 月 20 日 15:15 示数差值=（20 日 15:15 本次示数-20 日 14:00 本次示数）*15:15 参考示数差值/（14:15 参考示数差值+14:30 参考示数差值+14:45 参考示数差值+15:00 参考示数差值+15:15 参考示数差值）。

3.如果缺点时间段区间在法定节假日内，按去年同类型节假日区间数据拟合处理。无历史类比数据的区分大小长假，参照上一个大小长假数据拟合处理。

（1）大长假示例

a.场景：2021 年 10 月 1 日国庆节 11:00、11:15 和 11:30

缺数，则用 2020 年国庆节每日 11:00、11:15 和 11:30 数据拟合处理。无历史类比数据用春节数据拟合处理。

b.算法：

11:00 参考示数差值=2020 年国庆节 7 天 11:00 示数差值之和/7；（若仅获取到 6 天 11:00 示数差值，则按 6 个同期工作日平均值计算，下同）

11:15 参考示数差值=2020 年国庆节 7 天 11:15 示数差值之和/7;

11:30 参考示数差值=2020 年国庆节 7 天 11:30 示数差值之和/7;

11:45 参考示数差值=2020 年国庆节 7 天 11:45 示数差值之和/7;

10 月 1 日 11:00 示数差值=(1 日 11:45 本次示数-1 日 10:45 本次示数)*11:00 参考示数差值/(11:00 参考示数差值+11:15 参考示数差值+11:30 参考示数差值+11:45 参考示数差值)；

10 月 1 日 11:15 示数差值=(1 日 11:45 本次示数-1 日 10:45 本次示数)*11:15 参考示数差值/(11:00 参考示数差值+11:15 参考示数差值+11:30 参考示数差值+11:45 参考示数差值)；

10 月 1 日 11:30 示数差值=(1 日 11:45 本次示数-1 日 10:45 本次示数)*11:30 参考示数差值/(11:00 参考示数差值+11:15 参考示数差值+11:30 参考示数差值+11:45 参考示数差值)；

10 月 1 日 11:45 示数差值=(1 日 11:45 本次示数-1 日 10:45

本次示数）*11:45 参考示数差值/（11:00 参考示数差值+11:15 参考示数差值+11:30 参考示数差值+11:45 参考示数差值）。

（2）小长假示例

a.场景：2021 年 9 月 21 日中秋节 11:00、11:15 和 11:30 缺数，则用 2020 年中秋假期每日 11:00、11:15 和 11:30 数据拟合处理。无历史类比数据用元旦数据拟合处理。

b.算法：

11:00 参考示数差值=2020 年中秋节 3 天 11:00 示数差值之和/3;

11:15 参考示数差值=2020 年中秋节 3 天 11:15 示数差值之和/3;

11:30 参考示数差值=2020 年中秋节 3 天 11:30 示数差值之和/3;

11:45 参考示数差值=2020 年中秋节 3 天 11:45 示数差值之和/3;

9 月 21 日 11:00 示数差值=（21 日 11:45 本次示数-21 日 10:45 本次示数）*11:00 参考示数差值/（11:00 参考示数差值+11:15 参考示数差值+11:30 参考示数差值+11:45 参考示数差值）;

9 月 21 日 11:15 示数差值=（21 日 11:45 本次示数-21 日 10:45 本次示数）*11:15 参考示数差值/（11:00 参考示数差值+11:15 参考示数差值+11:30 参考电示数差值+11:45 参考示数

差值）；

9 月 21 日 11:30 示数差值=（21 日 11:45 本次示数-21 日 10:45 本次示数）*11:30 参考示数差值/（11:00 参考示数差值+11:15 参考示数差值+11:30 参考示数差值+11:45 参考示数差值）；

9 月 21 日 11:45 示数差值=（21 日 11:45 本次示数-21 日 10:45 本次示数）*11:45 参考示数差值/（11:00 参考示数差值+11:15 参考示数差值+11:30 参考示数差值+11:45 参考示数差值）。

（三）缺少 24:00 点表码时的处理规则

1.当连续时间点内缺点且含 24:00 时，根据“（二）连续时间点内缺点数大于 2 个点时”判定标准，分类拟合。其中，工作日、双休日按照前推 4 个同期日，以各点示数差值的平均值进行拟合；法定节假日按去年同类型节假日区间数据拟合，无历史类比数据的区分大小长假，按上一个大小长假数据拟合。

（1）场景：2021 年 5 月 21 日星期五 24:00 缺点，无法计算 5 月 21 日 24:00 示数差值，前推 4 个同期工作日的 24:00 示数差值的平均值进行拟合；当前推 4 个同期工作日中有国家法定节假日时，则跳过该节假日继续前推；若 4 个同期工作日中有数据缺失，则以 4 个同期工作日中的实际有效数据平均值进行拟合。

（2）算法：

5月21日24:00示数差值=5月21日前4个星期五24:00示数差值平均值/4（若仅获取到3个星期五11:00示数差值，则按3个同期工作日平均值计算）。

（四）缺少00:00点表码时的处理规则

1.当连续时间点内缺点含00:00时，对于00:00时数据不再重复拟合；对于连续时间点内其他缺点电能示数，以及当天首个抄见表码的电能示值，根据“（二）连续时间点内缺点数大于2个点时”判定标准，分类拟合。其中，工作日、双休日按照前推4个同期日，以各点示数差值的平均值进行拟合；法定节假日按去年同类型节假日区间数据拟合，无历史类比数据的区分大小长假，按上一个大小长假数据拟合。

（1）场景：2021年5月21日星期五00:00、0:15缺点，首次抄见00:30底码；无法计算5月21日00:15、00:30示数差值，前推4个同期工作日的00:15、00:30示数差值的平均值进行拟合；当前推4个同期工作日中有国家法定节假日时，则跳过该节假日继续前推；若4个同期工作日中有数据缺失，则以4个同期工作日中的实际有效数据平均值进行拟合。

（2）算法：

5月21日00:15示数差值=5月21日前4个星期五00:15示数差值平均值/4（若仅获取到3个星期五00:15示数差值，

则按 3 个同期工作日的平均值计算）。

5 月 21 日 00:30 示数差值=5 月 21 日前 4 个星期五 00:30 示数差值平均值/4（若仅获取到 3 个星期五 00:30 示数差值，则按 3 个同期工作日的平均值计算）。

二、当天采集有缺失部分节点，无同期日历史电能示数数据但有环比日电能示数数据时（含新装用户），示数差值拟合按环比比例拟合；若环比电能示数缺失且影响拟合计算。

1.场景：2021 年 5 月 20 日星期四 16:00、16:15 和 16:30 缺点，但系统中无前推 4 个同期工作日历史电能示数数据，则按环比日示数差值数据（5 月 19 日）的比例进行拟合；若环比数据缺失并影响到拟合计算，则按“（三）当天采集有缺失部分节点，无同期日历史电能示数数据也无环比日电能示数数据时（含新装用户），电量拟合按成功节点间的算术平均进行拟合”规则处理。

2.算法：

5 月 20 日 16:00 示数差值=（19 日 16:00 点示数差值）*（20 日日示数差值）/（19 日日示数差值）。

5 月 20 日 16:15 示数差值=（19 日 16:15 点示数差值）*（20 日日示数差值）/（19 日日示数差值）。

5 月 20 日 16:30 示数差值=（19 日 16:30 点示数差值）*（20 日日电量）/（19 日日电量）。

5 月 20 日 16:45 电量=（19 日 16:45 点电量）*（20 日日

示数差值）/（19 日日示数差值）。

三、当天采集有缺失部分节点，无同期日历史电能示数数据也无环比日电能示数数据时（含新装用户），电量拟合按成功节点间的等分的算术平均值进行拟合。

1.中间时段缺点

（1）场景：2021 年 5 月 18 日星期二 12:00、12:15、12:30 和 12:45 缺点（缺失节点为中间点，有两端示数），但系统中既无同期日历史电能示数数据也无环比日电能示数数据，按照 5 月 18 日 11:45-13:00 示数差值的算术平均值进行拟合。

（2）算法：

12:00 示数差值=12:15 示数差值=12:30 示数差值=12:45 示数差值=13:00 示数差值=（13:00 示数-11:45 示数）/5。

2.两端时段缺点

（1）场景：2021 年 5 月 18 日星期二 00:00、00:15、00:30、00:45、23:45 和 24:00 缺点（缺失节点为首尾点），缺失但系统中即无同期日历史电能示数数据也无环比日电能示数数据，按照 5 月 18 日全天示数差值的算术平均值进行拟合。

（2）算法：

00:15 示数差值=00:30 示数差值=00:45 示数差值=01:00 示数差值=23:45 示数差值=24:00 示数差值=（23:30 示数-01:00 示数）/90。

四、当天采集均失败无任何节点表码或仅有 1 个节点表

码时，经核实确因计划停电造成的，无需数据拟合。经核实确因计量装置故障造成，则按以上规则（（一）（二）（三））进行拟合。

五、因暴雨（雪）、地震等自然灾害、用户自停等原因无法及时获知用户实际现场是否正常用电情况，按照以上规则照常以工作日、双休日、节假日进行拟合。

黑龙江省电力市场信用管理

实施细则

（试行 2.0 版）

目 录

1 总述 286
2 适用范围 286
3 引用文件 286
4 名词解释 287
5 评价内容 287
5.1 管理对象 287
5.2 市场运营机构 288
5.3 评价原则 288
6 信用评价指标体系 288
6.1 信用评价指标架构 288
6.2 奖惩指标 289
6.3 信用评价指标差异化 289
6.4 信用评价指标权重 289
6.5 评价等级 289
6.6 联合惩戒体系 290
7 工作机制 291
7.1 联合惩戒机制 291
7.2 信息汇集与应用 291
7.3 档案管理 291
7.4 动态监测管理 291
7.5 诚信文化培育 291

8 评价流程 292
8.1 评价周期 292
8.2 数据需求 292
8.3 信用评价程序 292
8.4 特殊情况 293
8.5 信息安全 293
8.6 评价终止 293
9 异议申诉与信用修复 293
9.1 异议申诉 293
9.2 投诉举报 294
9.3 信用修正 294
9.4 佐证材料 294
附件一： 295
售电公司评价指标体系 295
附件二： 304
发电企业评价指标体系 304
附件三： 312
批发用户评价指标体系 312

1 总述

为指导、规范、明确电力市场信用管理工作，实现对电力市场信用与风险的评估、预警和控制，保障黑龙江电力市场安全有序运转，依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司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）、《国家发展改革委国家能源局关于印发<售电公司管理办法>的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）等文件要求制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于参与黑龙江电力市场交易的经营主体的电力市场信用管理。

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）

（二）《关于加强和规范涉电力领域失信联合惩戒对象名单管理工作的实施意见》（发改运行规〔2018〕233号）

（三）《国家发展改革委国家能源局关于印发<售电公司管理办法>的通知》（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）

4 名词解释

（一）信用评价：是指电力交易机构对客观反映电力经营主体（以下称“经营主体”）在电力交易过程中履约能力和履约表现（包括但不限于注册、交易、结算、信息披露等）等数据和信息，进行收集、记录、计算，生成信用评价结果，并进行发布和应用等系列工作。

（二）失信黑名单：是指经营主体因违反法律法规，不履行法定义务、违背社会道德、协议和承诺等严重失信行为，被政府主管部门、行业监管部门等做出严重失信行为认定。

（三）重点关注名单：是指经营主体因违反法律法规，不履行法定义务、违背社会道德、协议和承诺等严重失信行为，被政府主管部门、行业监管部门等做出一般失信行为认定。

5 评价内容

5.1 管理对象

本细则所称经营主体包括满足准入条件的各类发电企业、售电公司、电力用户、独立储能、虚拟电厂、负荷聚合商等。

5.2 市场运营机构

黑龙江电力交易中心（以下称“电力交易机构”）负责参与黑龙江电力市场交易的经营主体的信用评价管理工作，负责组织参与黑龙江省电力交易经营主体的信用评价及管理工作，建设运维黑龙江电力交易平台信用管理功能模块。

5.3 评价原则

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，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。信用评价工作接受政府相关部门监管。

6 信用评价指标体系

指标体系根据数据获取渠道和经营主体信用表征范围分为场内评价指标、场外评价指标（见附件一、附件二、附件三），场内评价指标对经营主体在电力交易过程中的表现进行定量评价，场外评价指标主要评价经营主体的财务状况和社会信用状况。

6.1 信用评价指标架构

指标体系按三级构建，设置一级、二级、三级指标。其中一级指标从经营主体市场化交易能力、交易情况、合同履行、运行管理、信息披露、财务状况、社会信用等维度划分评价内容，依据不同类型经营主体属性，通过二、三级指标

逐级细化至具体评价指标评分项。

6.2 奖惩指标

为充分体现守信激励、失信惩戒原则，指标体系设有奖励性指标与惩罚性指标。奖励指标是对经营主体积极促进电力市场规范运行行为的激励，惩罚指标是对经营主体在电力交易过程中违法违规等失信行为的惩戒。

6.3 信用评价指标差异化

电力交易机构可结合黑龙江省电力市场交易规则和地方政府管理要求，在指标体系统一框架下对三级指标进行适应性的差异化调整，指标差异化调整情况报黑龙江省发展和改革委员（以下称“省发展改革委”）会备案。

6.4 信用评价指标权重

指标体系评分项总分为 1000 分。其中，场内评价指标权重 800 分，场外评价指标权重 200 分，奖励指标和惩罚指标为额外的加、减分项。

6.5 评价等级

依据信用评价得分情况，信用评价结果采用“三等五级”制，即分为 A、B、C 三等，下设 AAA、AA、A、B、C 五级。

（一）AAA 级表示信用表现很好。履约能力很强，履约表现很好，经营状况很好，在维护电力市场秩序、促进社会信用体系建设等方面贡献突出。

（二）AA 级表示信用表现好。履约能力强，履约表现好，经营状况好，能够积极维护电力市场秩序、促进社会信用体系建设。

（三）A 级表示信用表现较好。履约能力较强，履约表现较好，经营状况稳定，能够维护电力市场秩序、促进社会信用体系建设。

（四）B 级表示信用表现一般。履约能力弱，履约表现一般，经营状况一般，不能有效维护电力市场秩序、促进社会信用体系建设。

（五）C 级表示信用表现差。履约能力很弱，履约表现差，经营状况差，对维护电力市场秩序、促进社会信用体系建设产生负面影响。

信用评价等级	信用评价分数区间	信用评价情况
AAA	900 分及以上	很好
AA	750（含）-900 分	好
A	600（含）-750 分	较好
B	400（含）-600 分	一般
C	400 分以下	差

6.6 联合惩戒体系

被列入“信用中国”网站“失信黑名单”的经营主体不具备参与信用评价的主体资格。被列入“信用中国”网站“重点关注名单”的经营主体，在惩罚指标中给予适当扣分。

7 工作机制

7.1 联合惩戒机制

电力交易机构积极配合政府相关部门做好经营主体守信联合激励失信联合惩戒工作。依据经营主体重大违约违规等失信行为和信用评价结果，负责向政府相关部门报送经营主体“失信黑名单”、“重点关注名单”建议。

7.2 信息汇集与应用

电力交易机构依托电力交易平台，实现信用评价信息共享，按照电力交易规则、政府相关部门要求，积极推动信用评价结果与交易准入、交易规模、交易履约保证制度等联动融合，最大限度发挥守信联合激励和失信联合惩戒作用。

7.3 档案管理

电力交易机构应妥善保存经营主体信用评价档案，实现评价结果可追溯，可查询。评价档案应包括被评价经营主体承诺书、信用评价依据的原始数据资料、初评报告、终评报告等。评价档案应至少保存 3 年。

7.4 动态监测管理

电力交易机构要切实加强经营主体被列入“失信黑名单”“重点关注名单”等信用风险监测，动态维护及公示经营主体涉“失信黑名单”、“重点关注名单”清单。

7.5 诚信文化培育

电力交易机构要注重开展信用评价培训工作，总结信用评价典型案例，提炼信用管理最佳实践，组织开展经验交流，培育和弘扬诚信文化，引导经营主体依法诚信经营。

8 评价流程

8.1 评价周期

电力交易机构结合交易工作实际，定期发起信用评价工作，依托电力交易平台归集相关数据和信息，计算形成评价结果并公示、发布。原则上，每年度至少开展一次信用评价，条件成熟的可缩短评价周期。

8.2 数据需求

电网企业应按照指标体系信用评价数据需求，及时提供经营主体调度纪律遵守情况、电费缴纳情况等，对其真实性、有效性负责。

经营主体应按照指标体系信用评价数据需求，及时提交企业信用、财务状况等数据及证明材料，对其真实性、有效性负责。

8.3 信用评价程序

按照“谁结算、谁评价”原则，电力交易机构组织参与其电力交易的经营主体信用评价工作，计算信用评价分值，确定信用评价结果，形成信用评价报告。信用评价结果需向省发展改革委备案。

按照“同步公示”原则，信用评价结果在交易平台面向社会进行公示，公示期为自公示之日起15个工作日。

对于信用评价结果公示无异议的，按照“同步发布”原则，在电力交易机构交易平台面向社会发布。

8.4 特殊情况

对于经营主体在信用评价结果发布后发生的重大违规违约事件，电力交易机构应及时发布相关风险提示。

8.5 信息安全

电力交易机构应加强经营主体隐私保护，对私有信息进行脱敏、脱密处理。

8.6 评价终止

评价结果发布前发生下列情形之一的，电力交易机构可以终止评价:

（一）受评经营主体解散或者被依法宣告破产的;

（二）受评经营主体退出电力市场的;

（三）评价工作不能正常开展的其他情形。因上述原因终止的，电力交易机构应当及时公告并说明原因。

9 异议申诉与信用修复

9.1 异议申诉

对于信用评价结果公示存在异议的，可在公示期内通过电力交易平台向电力交易机构提出申诉并上传佐证材料，指

标体系及评分标准不在申诉范围之内。按照“谁评价、谁核查”原则，由电力交易机构负责对有关经营主体的异议申诉进行核查，并将核查结果告知经营主体，对于需更正相关信息或信用评价结果的，应及时予以修正。

9.2 投诉举报

电力交易机构受理法人、非法人组织、自然人等对经营主体违规事件、信用评价结果进行的实名投诉举报，投诉举报人应提供佐证材料。按照“谁评价、谁受理”原则，由电力交易机构负责核实并将核实结果告知相关经营主体，对于需更正相关信息或信用评价结果的，应及时予以修正。

9.3 信用修正

若经营主体具体失信行为被行政机关或复议机关决定撤销、变更的，亦或被人民法院判决撤销、变更的，由经营主体提出申请并提供佐证材料，按照“谁评价、谁修正”原则，由电力交易机构负责修正相关信息或信用评价结果。

9.4 佐证材料

佐证材料提供方应对其所提供材料的真实性、有效性负责。发起评价电力交易机构保留对虚假佐证材料提供方进行必要追责的权利。

附件一：

售电公司评价指标体系

（一）场外指标

售电公司的场外指标

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
财务状况	130	偿债能力	60	资产总额	30	资产总额	资产总额≥行业良好值，30 分; 行业一般值≤资产总额＜行业良好值，20 分; 资产总额＜行业一般值，10 分; 不提供数据的,得分为 0。 （参评企业的资产总额由高到低排序，前 30%的水平值为行业良好值；后 30%的水平值为行业一般值）
				资产负债率	30	资产负债率=负债总额/资产总额×100%(来自于经营主体的资产负债表)	资产负债率≤行业良好值，30 分; 行业良好值＜资产负债率≤行业一般值，20 分; 资产负债率＞行业一般值，10 分。 不提供数据的,得分为 0。 （参评企业的资产负债率从低到高排序，前 30%的水平值为行业良好值；前 70%的水平值为行业一般值）
		盈利能力	70	营业收入	20	营业收入	营业收入≥行业良好值，20 分; 行业一般值≤营业收入＜行业良好值，15 分; 营业收入＜行业一般值，10 分。 不提供数据的,得分为 0。 （参评企业的营业收入由高到低排序，前 30%的水平值为行业良好值；后 30%的水平值为行业一般值）

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
				净利润	20	净利润	净利润≥行业良好值，20 分; 行业一般值≤净利润＜行业良好值，15 分; 净利润＜行业一般值，10 分。 不提供数据的,得分为 0。 （参评企业净利润由高到低排序，前 30%的水平值为行业良好值；后 30%的水平值为行业一般值）
				净资产收益率	15	净资产收益率=净利润/期末净资产×100%， 其中净资产=资产总额-负债总额	净资产收益率≥行业良好值，15 分; 行业一般值≤净资产收益率＜行业良好值，10 分; 净资产收益率＜行业一般值，5 分。 净资产为 0 或为负数，得 0 分。 不提供数据的,得分为 0。 （参评企业净资产收益率由高到低排序，前 30%的水平值为行业良好值；后 30%的水平值为行业一般值）
				净利润增长率	15	净利润增长率=（本期净利润-上期净利润）/上期净利润×100%	净利润增长率≥行业良好值，15 分; 行业一般值≤净利润增长率＜行业良好值，10 分; 净利润增长率＜行业一般值，5 分。 不提供数据的,得分为 0。 （参评企业净利润增长率由高到低排序，前 30%的水平值为行业良好值；后 30%的水平值为行业一般值） （对于本年利润为负数的企业，若利润较上年进一步下降，则 0 分；利润较上年有所上升，但仍处于亏损状态的，得 10 分）

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
社会信用	70	企业信用	70	企业信用记录	20	依据中国人民银行征信中心提供的《企业信用报告》（自助查询版）； 企业被政府、相关监管机构处罚或通报批评；列入“国家企业信用信息网”经营异常名录；“信用中国网站”记录的行政处罚、司法判决、列入黑名单情况。	没有不良记录，并按照规定要求提供信用报告、做出信用承诺的，20 分； 被列入政府多部门联合印发联合惩戒文件的，直接列为 C 级，建议不得参与电力市场化交易； 被本地区政府主管部门、行业监管部门及经授权的全国性行业协会商会列入“重点关注名单”的，0 分，并在总分中再扣 100 分； 被国家企业信用信息网列入经营异常名录的，0 分； 信用中国“失信惩戒”清单每出现 1 条，扣 20 分，本项分数扣完的，并在总分中继续按每 1 条扣 20 分，不设上限； 信用中国“重点关注”清单每出现 1 条，扣 10 分，本项分数扣完的，并在总分中继续按每 1 条扣 10 分，不设上限； 其他不良信用记录，0 分； 未承诺无不良记录的，0 分。
				企业纳税记录	50	由企业提供纳税证明（来自于国家税务总局网站）	提供了纳税证明，按照税务局的纳税等级评分： A，50 分； B，30 分； M，20 分； C，10 分； D，0 分。 未能提供纳税等级证明，0 分。
分数合计	200		200		200		

（二）场内指标

1.全过程评价指标

售电公司的全过程评价指标

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
市场化交易能力	130	专业力量	30	专业人员	30	中、高级职称专业管理人员数量情况（且能够提供社保证明）	高级职称 3 分/人，中级职称 1 分/人。 满分 30 分。
		用户优势	100	用户数	40	售电公司代理用户数量	参评企业的代理用户数量由高到低排序， 第 1 名得满分，最后 1 名得 1 分， 得分保留 2 位小数点。
				用户粘性	60	100%-客户流失率 （客户流失率=（流失的用户数量/全部用户数量）*100%） （用户数量依据合同确定）	本指标满分 60 分。 参评企业的用户粘性由高到低排序， 第 1 名得满分，最后 1 名得 1 分， 得分保留 2 位小数点。 新入市售电公司，40 分。
交易情况	160	注册信息	70	注册信息变更及时性	20	经营主体注册信息变更时，应在 5 个工作日内向电力交易机构申请变更。如果超过 5 个工作日，认为其注册信息变更不及时。	5 个工作日内及时变更注册信息，并按电力交易机构要求及时维护注册信息，20 分； 超过 5 个工作日的或未申请变更的，每晚 1 天扣 5 分，扣完为止； 未按电力交易机构要求及时维护注册信息的，每晚 1 天扣 5 分，扣完为止。

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
				注册信息准确性	20	按照市场成员准入管理相关要求，经营主体关键注册信息完整、准确	完整、准确维护注册信息，20 分； 未按要求维护注册信息，注册信息错误，每发现一项扣 10 分，扣完为止。 对于新入市的售电公司，一次性提交注册材料并获得通过，获得满分 20 分，并额外增加 20 分奖励。
				经营场所	20	具有与售电规模相适应的固定经营场所	（1）在本地具有与售电规模相适应的固定经营场所，经营场所为租赁的，10 分。 （2）在本地具有与售电规模相适应的固定经营场所，经营场所为自有产权的，20 分。
				信息系统	10	符合要求的信息系统	本指标满分 10 分。 定期检查售电公司信息系统，登录记录截图，每发现一次无法正常登录扣 5 分，扣完为止。
		年度签约比例	40	年度市场化交易合同比例	40	最近自然年的市场化交易中，该企业年度市场化交易合同电量/该企业总的市场化交易合同电量×100%	年度市场交易合同比例≥80%，40 分； 70%≤年度市场交易合同比例＜80%，30 分； 60%≤年度市场交易合同比例＜70%，20 分； 年度市场交易合同比例＜60%，10 分。
		市场积极性	30	交互及时性	30	及时回复并处理电力交易机构的信息交互要求，在系统自动确认前手动确认，视为及时确认。如结算单确认、电子合同确认、调研结果回复等。	及时回复并处理信息交互要求，30 分； 不及时处理电力交易机构的信息交互要求，每出现 1 次扣 10 分，扣完为止。
		社会责任	20	可再生能源电力消纳责任权重	10	该企业可再生能源电力消纳总量/电力消纳总量×100%	非指定消纳责任的经营主体，8 分； 未完成最低消纳责任权重，0 分； 总量消纳责任权重≥最低消纳责任权重，10 分。

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
				绿电交易	10	参与绿电交易，并成功出清结算	凡参与绿电交易或代理用户参加绿电交易，取得绿证的，且出清结算电量为本地区前 50%的，得 10 分； 出清结算电量为本地区后 50%的，得 5 分； 未参与绿电交易的，0 分。
合同履行	230	履约保证	50	递交及时性	50	及时足额递交履约保证保函/保险	本指标满分 50 分。 对于首次递交保函的售电公司：在截止时间之前，按照保函递交时间要求及时足额递交且一次性校核通过的，得 50 分； 及时足额递交且二次校核通过的，得 30 分； 及时足额递交且三次校核通过的，得 10 分； 未及时递交的，或校核次数超过 3 次的，得 0 分。 未执行履约保证保函/保险的地区，40 分。 未及时补缴履约保函/保险，每次扣 20 分，扣完为止。
		合同执行	180	负荷预测准确率	120	现货市场未运行： 月度负荷预测准确率=月度结算电量/中长期合同月度计划电量 现货市场运行： 月度负荷预测准确率=月度实际用电量/中长期合同电量月度计划电量 负荷预测偏差率=100%-月度负荷预测准确率	本指标满分 120 分。 非现货试点单位：执行偏差结算的省份，按照本省要求设置允许偏差率，超出允许范围，每多偏差 1%扣 1 分，每月累加，正负不可抵消，扣完为止。 对于未开展偏差结算的省份， 可允许偏差设置为 ± 5%。 售电公司月度负荷预测偏差率在允许偏差之内，120 分； 每多相差 1%，扣 2 分，每月累加，正负偏差不可抵消，扣完为止。 现货试点单位：可允许偏差设置为 ± 5%。售电公

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
							司月度负荷预测偏差率在允许偏差之内，120 分；每多相差 1%，扣 2 分，每月累加，正负偏差不可抵消，扣完为止。
				资金结算及时性	60	偏差结算费缴纳/服务费缴纳是否及时，未及时缴纳指超过合同结算期限缴纳但不违约欠费	无需缴纳偏差结算费/服务费或及时缴纳偏差结算费用的，60 分； 未及时缴纳偏差结算费/服务费，每发生一次扣 30 分，扣完为止； 未实行偏差结算费制度的，50 分。
运行管理	200	市场满意度	80	纠纷与投诉	80	与其他市场成员发生与电力交易相关的纠纷，被投诉的次数	无纠纷、无投诉，80 分； 被投诉 1 次且经查实的，扣 40 分，扣完为止。 注意：属惩罚指标情况的，按惩罚指标相应扣分，一个事件只扣一次分。
		代理用户	120	度电盈利	60	度电盈利=交易结算单盈利/结算电量 =（零售侧收入-批发侧支出）/结算电量	计算本省度电盈利平均值， 本企业度电盈利与平均值比较偏差， 偏差的绝对值从低到高排名， 偏差最小得满分，偏差最高得 1 分， 得分保留 2 位小数点。
				零售业务通过率	60	售电公司申请的业务通过数/申请业务总数 申请的业务包括：零售用户绑定、合同备案等。	参评企业的零售业务通过率由高到低排序， 第 1 名得满分，最后 1 名得 1 分， 得分保留 2 位小数点。
信息披露	80	信息披露情况	80	信息披露规范性	40	按照《电力中长期交易基本规则》《电力现货市场信息披露办法（暂行）》《售电公司管理办法》等文件要求，真实、准确、完整披露电力市场相关信息。	信息披露标准、规范，40 分； 披露信息不规范、不完整、不按照要求公开信息的，每发生一次扣 10 分，扣完为止。

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
				信息披露及时性	40	按照《电力中长期交易基本规则》《电力现货市场信息披露办法（暂行）》《售电公司管理办法》等文件要求，及时披露电力市场相关信息。 每年 3 月底前，通过电力交易平台披露资产、人员、经营场所、技术支持系统等持续满足注册条件的信息和证明材料。	信息披露及时，40 分； 未按要求及时披露、变更信息，每发生一次扣 10 分，扣完为止。
分数合计	800		800		800		

2.奖惩指标

售电公司的奖惩指标

一级指标	二级指标	三级指标	指标内容/计算公式	评分标准
奖励指标	主动参与	绿电交易	参与绿电交易，并成功出清结算的。	凡参与绿电交易或代理用户参加绿电交易，取得绿证的，且出清结算电量为本地区前 20%的，加 20 分。
		可再生能源消纳	可再生能源消纳责任权重实际完成超过本区域激励性消纳责任权重	总量消纳责任权重⩾激励性消纳责任权重，加 10 分。
惩罚指标	虚假信息	虚假信息申报	提交材料具有虚假信息，包括但不限于： 资质造假；伪造、编造许可证件；提供虚假财务状况或业绩；提交虚假无效的履约保证保函/保险；提供虚假项目负责人或主要技术人员简历、劳动关系证明；提供虚假企业信用、高管信用或资信等证明；提供虚假信息规避考核；其他弄虚作假行为等。	出现一次，扣 100 分； 出现两次或不满足准入条件，降为 C 级；
		虚假信息宣传	企业在对外宣传时，对企业资质、企业规模、股权结构等信息进行虚假宣传并对电力市场秩序造成不良影响；	对企业信息进行虚假宣传，每发生一次，扣 50 分，若企业的虚假宣传对市场秩序造成了严重影响，再扣 50 分。

一级指标	二级指标	三级指标	指标内容/计算公式	评分标准
			冒用他人名义进行虚假宣传，对电力市场秩序造成不良影响。	冒用他人名义进行虚假宣传，每发生一次，扣 50 分，若企业的虚假宣传对市场秩序造成了严重影响，再扣 50 分。
			编制或发布、传播谣言，造成不良影响，扰乱市场秩序。	每发生一次，扣 50 分，若对市场秩序造成了严重影响，再扣 50 分。
	不履行交易结果或不履行交易合同	拒绝签订合同	无正当理由，在交易平台出清后不认可成交结果或交易成交后拒绝签订合同。	出现一次，扣 100 分; 出现两次，降为 C 级。
		拒绝执行合同	无正当理由，在签订合同后拒绝执行合同。	出现一次，扣 100 分; 出现两次，降为 C 级。
			超过结算期限违约拖欠电网企业偏差结算费或倒挂电费。	出现一次，扣 100 分; 出现两次，降为 C 级。
	不正当竞争	串谋	交易中利用串谋行为谋取不法利益(由政府认定的扣分)	出现一次，扣 100 分; 出现两次，降为 C 级。
		窃密	窃取其他成员保密信息	出现一次，扣 100 分; 出现两次，降为 C 级。
		技术干扰	采用非法技术手段影响其他成员正常交易，如通过数据包攻击，阻碍其他成员正常交易申报。	出现一次，扣 100 分; 出现两次，降为 C 级。
		超限额售电	年度售电量超过准入条件中的售电限额	降为 C 级。
		其他不正当竞争行为	由政府或交易机构认定的其他不符合交易规则的行为，如利用配网优势，阻扰其他售电公司参与配网区域内的竞争性售电业务等。	出现一次，扣 100 分; 出现两次，降为 C 级。

附件二：

发电企业评价指标体系

（一）场外指标

发电企业的场外指标

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
社会信用	200	企业信用	200	企业信用记录	40	依据为中国人民银行征信中心提供的《企业信用报告》（自助查询版）； 企业被政府、相关监管机构处罚或通报批评；列入“国家企业信用信息网”经营异常名录；“信用中国网站”记录的行政处罚、司法判决情况。	无不良信用记录，并按照规定要求提供信用报告、作出信用承诺的，40 分； 被列入政府多部门联合印发联合惩戒文件的，直接列为 C 级； 被本地区政府主管部门、行业监管部门及经授权的全国性行业协会商会列入“重点关注名单”的，0 分，并在总分中再扣 100 分； 被国家企业信用信息网列入经营异常名录的，0 分，信用中国 “失信惩戒”清单每出现 1 条与电力交易相关的信息，扣 20 分，本项分数扣完的，并在总分中继续按每 1 条扣 20 分，不设上限； 信用中国 “重点关注”清单每出现 1 条，扣 10 分，本项分数扣完的，并在总分中继续按每 1 条扣 10 分，不设上限； 其他不良信用记录，0 分； 未承诺无不良记录的，0 分。 不良记录指不良信贷记录、民事判决或强制执行记录等。 一个事件只扣 1 次分。

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
				企业纳税记录	160	由企业提供纳税证明（来自于国家税务总局网站）	提供了纳税证明，按照税务局的纳税等级评分: A，160 分; B，120 分; M，100 分; C，80 分; D， 0 分。 未能提供纳税等级证明，0 分。
分数合计	200		200		200		

（二）场内指标

1. 全过程评价指标

发电企业的全过程评价指标

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
市场化交易能力	100	机组情况	50	机组参与市场化交易能力	50	单位机组容量完成的市场化交易小时数=市场化结算交易电量/机组容量	计算本省单位机组最近自然年完成的市场化交易小时数 h; 将市场化交易小时从高到低排序，第 1 名得满分，最后 1 名得 1 分， 得分保留 2 位小数点。 注：每个发电企业计算一个值 hi; 按照火电、风电、水电、太阳能、核电等分别取单位机组容量完成的市场化交易电量; 若一个市场主体具有多个机组类型时，分机组类型分别计算得分，按照机组容量占比计算总分。
		市场占有率	50	市场占有率	50	市场化交易中，该企业的累计结算电量/本地区总交易结算电量×100%	参评企业的市场占有率从高到低排序，第 1 名得满分，最后 1 名得 1 分，得分保留 2 位小数。
交易情况	180	注册信息	90	注册信息完整性	30	按照市场成员管理相关要求，市场主体关键注册信息完整无缺失。	准确、完整维护注册信息，30 分; 未按要求维护注册信息，其他信息每缺失一项扣 1 分，关键注册信息每缺失一项扣 10 分，扣完为止。

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
				注册信息变更及时性	30	市场主体注册信息变更时，应在5个工作日内向电力交易中心申请变更。如果超过5个工作日，认为其注册信息变更不及时。	5个工作日内及时变更注册信息，并按交易中心要求及时维护注册信息，30分； 超过5个工作日的或未申请变更的，每晚1天扣10分； 未按交易中心要求及时维护注册信息的，每晚1天扣10分； 扣完为止。
				注册信息准确性	30	提交的市场主体注册信息准确无误	提交的注册信息准确无误，30分； 注册信息错误，每发现一项扣10分，扣完为止。
		年度签约比例	50	年度合同比例	50	最近自然年的交易中，该企业年度交易合同电量/该企业总的交易合同电量×100%	（先暂定80%，根据各省情况可以调整） 年度交易合同比例≥80%，50分； 70%≤年度交易合同比例<80%，40分； 60%≤年度交易合同比例<70%，30分； 50%≤年度交易合同比例<60%，20分； 年度交易合同比例＜50%，10分。
		市场积极性	40	交互及时性	40	及时回复并处理交易中心的信息交互要求，在系统自动确认前手动确认，视为及时确认。如结算单确认、电子合同确认、调研结果回复等。	及时回复并处理信息交互要求，40分； 不及时处理交易中心的信息交互要求，每晚1天扣10分，扣完为止； 超过5天或不回复交易中心的信息交互要求，得分为0。

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
合同履行	200	合同执行	200	偏差结算电量（交易电量月度执行情况）	120	新能源发电企业交易电量的偏差结算情况，或 发电企业当年月度的执行情况=结算电量/应完成值， 每个月满分为 120 分，取每个月扣分累计，正负偏差不可抵消。 注：应完成值取调整以后的计划值， 执行情况取免考以后的完成率。	对于执行偏差结算的省份，每月偏差结算，每偏差 1%扣 1 分，每月累加，正负不可抵消，扣完为止。 对于未开展偏差结算的省份， 新能源发电企业月度合同完成率与 100%相差±2%以内，120 分；每多相差 1%，扣 1 分，扣完为止。 火电、水电、核电执行调度指令，对调度指令执行不到位在调度管理中扣分，本指标值取满分。
				偏差结算次数	80	新能源发电企业偏差结算次数 注：免考以后仍有偏差结算电量产生的，即视为出现偏差结算次数	对于已经开展偏差结算的地区，若市场主体未被偏差结算，则得满分。 对于月结年清的偏差结算，发生偏差结算，得 0 分； 对于月结季清的偏差结算，每发生一次偏差结算，扣 20 分，扣完为止； 对于月结月清的偏差结算，每发生一次偏差结算，扣 10 分，扣完为止。 对于没有进行偏差结算的省份，默认满分。 火电、水电、核电执行调度指令，对调度指令执行不到位在调度管理中扣分，本指标值取满分。
运行管理	220	调度管理	160	非计划停运次数情况	60	机组是否发生因缺煤或故障导致的非计划停运情况	没有发生非计划停运的情况，60 分； 每发生一次，扣 10 分，扣完为止。
				减出力运行	60	机组是否发生因缺煤或故障导致的减出力运行情况	没有发生减出力的情况，60 分； 每发生一次，扣 2 分，扣完为止。

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
				调度纪律	40	企业遵守调度纪律情况	服从调度纪律，40 分; 企业出现违反调度纪律，无故不执行或延误执行调度指令，每发生一次，扣 20 分，扣完为止。
		市场满意度	60	纠纷与投诉	60	与其他市场成员发生与电力交易相关的纠纷,被投诉的次数。	无纠纷、无投诉，60 分; 被投诉 1 次且经查实的，扣 30 分，扣完为止。 注意：属惩罚指标情况的，按惩罚指标相应扣分，一个事件只扣一次分。
信息披露	100	信息披露情况	100	信息披露规范性	50	按照《电力中长期交易基本规则》《电力现货市场信息披露办法（暂行）》等文件要求，真实、准确、完整披露电力市场相关信息。	信息披露标准、规范，50 分; 披露信息不完整，每缺失 1 项扣 10 分，扣完为止。 披露信息有错误，0 分。
				信息披露及时性	50	按照《电力中长期交易基本规则》《电力现货市场信息披露办法（暂行）》等文件要求，及时披露电力市场相关信息。	信息披露及时，50 分; 未按要求及时披露、变更信息，每迟 1 天扣 2 分，扣完为止。
分数合计	800		800		800		

2. 奖惩指标

发电企业的奖惩指标

一级指标	二级指标	三级指标	指标内容/计算公式	评分标准
奖励指标	主动参与	绿电交易	主动参与绿电交易，并成功出清结算的。	凡参加绿电交易，出售绿证的，且出清结算电量为本地区前20%的，加20分。
惩罚指标	虚假信息	虚假信息申报	提交材料具有虚假信息，包括但不限于：资质造假；伪造、编造许可证件；提供虚假信息规避考核；与存煤情况不符合的缺煤停机；其他弄虚作假行为等。	出现一次，扣100分； 出现两次或不满足准入条件，降为C级。
		虚假信息宣传	企业在对外宣传时，对企业资质（如电力业务许可证、并网调度协议等）、企业规模、股权结构等信息进行虚假宣传并对电力市场秩序造成不良影响。	对企业信息进行虚假宣传，每发生一次，扣50分，若企业的虚假宣传对市场秩序造成了严重影响，再扣50分。
			冒用他人名义进行虚假宣传，对电力市场秩序造成不良影响。	冒用他人名义进行虚假宣传，每发生一次，扣50分，若企业的虚假宣传对市场秩序造成了严重影响，再扣50分。
			编制或发布、传播谣言，造成不良影响，扰乱市场秩序。	每发生一次，扣50分，若对市场秩序造成了严重影响，再扣50分。
	不履行交易结果	拒绝签订合同	无正当理由，在交易平台出清后不认可成交结果或交易成交后拒绝签订合同。	出现一次，扣100分； 出现两次，降为C级。
		拒绝执行合同	无正当理由，在签订合同后拒绝执行合同。	出现一次，扣100分； 出现两次，降为C级。
	不正当竞争	串谋	交易中利用串谋行为谋取不法利益	出现一次，扣100分； 出现两次，降为C级。
		窃密	窃取其他成员保密信息	出现一次，扣100分； 出现两次，降为C级。
		技术干扰	采用非法技术手段影响其他成员正常交易，如通过数据包攻击，阻碍其他成员正常交易	出现一次，扣100分； 出现两次，降为C级。

一级指标	二级指标	三级指标	指标内容/计算公式	评分标准
			申报。	
		其他不正当竞争行为	由政府或交易机构认定的其他不符合契约精神的行为，并导致交易无法正常开展。	出现一次，扣 100 分; 出现两次，降为 C 级。

附件三：

批发用户评价指标体系

（一）场外指标

批发用户的场外指标

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
社会信用	200	企业信用	200	企业信用记录	40	依据为中国人民银行征信中心提供的《企业信用报告》（自助查询版）； 企业被政府、相关监管机构处罚或通报批评；列入“国家企业信用信息网”经营异常名录；“信用中国网站”记录的行政处罚、司法判决情况。	无不良信用记录，并按照规定要求提供信用报告、作出信用承诺的，40 分； 被列入政府多部门联合印发联合惩戒文件的，直接列为 C 级，建议不得参与电力市场化交易； 被本地区政府主管部门、行业监管部门及经授权的全国性行业协会商会列入“重点关注名单”的，0 分，并在总分中再扣 100 分； 被国家企业信用信息网列入经营异常名录的，0 分； 信用中国 “失信惩戒”清单每出现 1 条，扣 20 分，本项分数扣完的，并在总分中继续按每 1 条扣 20 分，不设上限； 信用中国 “重点关注”清单每出现 1 条，扣 10 分，本项分数扣完的，并在总分中继续按每 1 条扣 10 分，不设上限； 其他不良信用记录，0 分； 未承诺无不良记录的，0 分。 不良记录指不良信贷记录、民事判决或强制执行记录等。 一个事件只扣 1 次分。

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
				企业纳税记录	160	由企业提供纳税证明（来自于国家税务总局网站）	提供了纳税证明，按照税务局的纳税等级评分: A，160 分; B，120 分; M，100 分; C，80 分; D， 0 分。 未能提供纳税等级证明，0 分。
分数合计	200		200		200		

（二）场内指标

1. 全过程评价指标

批发用户的全过程评价指标

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
市场化交易能力	60	年度签约比例	60	年度市场化交易合同比例	60	最近自然年的市场化交易中，该企业年度市场化交易合同电量/该企业总的市场化交易合同电量*100%	年度市场交易合同比例≥90%，60 分; 80%≤年度市场交易合同比例＜90%，50 分; 70%≤年度市场交易合同比例＜80%，40 分; 60%≤年度市场交易合同比例＜70%，30 分; 50%≤年度市场交易合同比例＜60%，20 分; 年度市场交易合同比例＜50%，10 分。
交易情况	140	注册信息	60	注册信息完整性	20	按照市场成员管理相关要求，市场主体关键注册信息完整无缺失。	准确、完整维护注册信息，20 分; 未按要求维护注册信息，关键信息每缺失一项扣 10 分，其他注册信息每缺失一项扣 1 分，扣完为止。
				注册信息变更及时性	20	市场主体注册信息变更时，应在 5 个工作日内向电力交易中心申请变更。如果超过 5 个工作日，认为其注册信息变更不及时。	5 个工作日内及时变更注册信息，并按交易中心要求及时维护注册信息，20 分; 超过 5 个工作日的或未申请变更的，每晚 1 天扣 5 分，扣完为止; 未按交易中心要求及时维护注册信息的，每晚 1 天扣 5 分，扣完为止。
				注册信息准确性	20	提交的市场主体注册信息准确无误	提交的注册信息准确无误，20 分; 关键注册信息错误，每发现一项扣 10 分，扣完为止。

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
		市场积极性	20	交互及时性	20	及时回复并处理交易中心的信息交互要求，在系统自动确认前手动确认，视为及时确认。如结算单确认、电子合同确认、调研结果回复等。	及时回复并处理信息交互要求，20 分； 不及时处理交易中心的信息交互要求，每出现 1 次扣 10 分，扣完为止； 不回复交易中心的信息交互要求，得分为 0。
		社会责任	60	绿电交易	30	参与绿电交易，并成功出清结算。	参与绿电交易，取得绿证的，且出清结算电量为本地区前 50%的，30 分； 出清结算电量为本地区后 50%的，10 分； 未参与绿电交易的，0 分。
				总量消纳责任权重	30	该企业可再生能源电力消纳总量/电力消纳总量×100%	不承担消纳责任的市场主体，10 分； 未完成最低消纳责任权重，0 分； 总量消纳责任权重≥最低消纳责任权重，得 30 分。
合同履行	360	合同执行	120	负荷预测准确率	120	非现货试点单位：月度负荷预测准确率=批发用户月度结算电量/中长期合同月度计划电量 现货试点单位：月度负荷预测准确率=批发用户月度实际用电量/中长期合同月度计划电量 负荷预测偏差率=100%-月度负荷预测准确率	本指标满分 120 分。 非现货试点单位：对于执行偏差结算的省份，按照本省要求设置允许偏差率，免考后，超出允许范围，每多偏差 1%扣 1 分，每月累加，正负不可抵消，扣完为止。 对于未开展偏差结算的省份， 允许偏差设置为 ± 5%。 免考后，批发用户月度合同完成率在允许偏差之内，满分； 每多相差 1%，扣 2 分，扣完为止。 现货试点单位：可允许偏差设置为 ± 5%。批发用户月度负荷预测偏差率在允许偏差之内，120 分； 每多相差 1%，扣 2 分，每月累加，正负偏差不可抵消，扣完为止。

一级指标		二级指标		三级指标		指标内容/计算公式	评分标准
名称	分数	名称	分数	名称	分数		
		电费缴纳	240	欠费次数	150	评价期内累计欠费次数，按月度统计。	未发生欠费，150 分； 欠一次扣 50 分，扣完为止。
				欠费金额	90	统计期内累计欠费金额占应交电费的比重。	未发生欠费，90 分； 有欠费金额，欠费金额占应交电费的比重，每占 1%，扣 2 分，每月欠费累计相加，扣完为止。
运行管理	160	市场满意度	160	违约用电	80	评价周期内，该用户运行过程中是否有窃电、超容、超出功率因数范围、转供电、移动计量点、电价执行不到位等违规用电行为。	无违规用电行为，80 分； 出现违规用电，0 分。 发现低电价高接入情况，0 分。
				纠纷与投诉	80	与其他市场成员产生与电力交易相关的纠纷或被投诉的次数	无纠纷、无投诉，80 分； 被投诉 1 次且经查实的，扣 40 分，扣完为止。 注意：属惩罚指标情况的，按惩罚指标相应扣分，一个事件只扣一次分。
信息披露	80	信息披露情况	80	信息披露规范性	40	按照《电力中长期交易基本规则》《电力现货市场信息披露办法（暂行）》等文件要求，真实、准确、完整披露电力市场相关信息	信息披露标准、规范，40 分； 披露信息有错误或不完整，每发生一次扣 10 分，扣完为止。
				信息披露及时性	40	按照《电力中长期交易基本规则》《电力现货市场信息披露办法（暂行）》等文件要求，及时披露电力市场相关信息	信息披露及时，40 分； 未按要求及时披露、变更信息，每发生一次扣 10 分，扣完为止。
分数合计	800		800		800		

2. 奖惩指标

批发用户的奖惩指标

一级指标	二级指标	三级指标	指标内容/计算公式	评分标准
奖励指标	主动参与	绿电交易	参与绿电交易，并成功出清结算的。	凡参加绿电交易，取得绿证的，且出清结算电量为本地区前20%的，加20分。
		可再生能源消纳	可再生能源消纳责任权重实际完成超过本区域激励性消纳责任权重	总量消纳责任权重≥激励性消纳责任权重，加10分。
惩罚指标	虚假信息	虚假信息申报	提交材料具有虚假信息，包括但不限于：资质造假；伪造、编造许可证件；提供虚假信用或资信等证明；提供虚假信息规避考核；其他弄虚作假行为等。	出现一次，扣100分； 出现两次或不满足准入条件，降为C级；
		虚假信息宣传	企业在对外宣传时，对企业资质、企业规模、股权结构等信息进行虚假宣传并对电力市场秩序造成不良影响；	对企业信息进行虚假宣传，每发生一次，扣50分，若企业的虚假宣传对市场秩序造成了严重影响，再扣50分。
			冒用他人名义进行虚假宣传，对电力市场秩序造成不良影响。	冒用他人名义进行虚假宣传，每发生一次，扣50分，若企业的虚假宣传对市场秩序造成了严重影响，再扣50分。
			编制或发布、传播谣言，造成不良影响，扰乱市场秩序。	每发生一次，扣50分，若对市场秩序造成了严重影响，再扣50分。
	不履行交易结果	拒绝签订合同	无正当理由，在交易平台出清后不认可成交结果或交易成交后拒绝签订合同。	出现一次，扣100分； 出现两次，降为C级。
		拒绝执行合同	无正当理由，在签订合同后拒绝执行合同。	出现一次，扣100分； 出现两次，降为C级。
	不正当竞争	串谋	交易中利用串谋行为谋取不法利益	出现一次，扣100分； 出现两次，降为C级。
		窃密	窃取其他成员保密信息	出现一次，扣100分； 出现两次，降为C级。

一级指标	二级指标	三级指标	指标内容/计算公式	评分标准
		技术干扰	采用非法技术手段影响其他成员正常交易，如通过数据包攻击，阻碍其它成员正常交易申报。	出现一次，扣 100 分; 出现两次，降为 C 级。
		其他不正当竞争行为	由政府或交易机构认定的其他不符合契约精神的行为，并导致交易无法正常开展。	出现一次，扣 100 分; 出现两次，降为 C 级。

黑龙江省电力市场电费结算

实施细则

（试行2.0版）

目 录

1 总述 324
2 适用范围 324
3 引用文件 324
4 名词解释 325
5 市场成员结算权利与义务 328
5.1 发电企业、独立储能 328
5.2 批发用户 328
5.3 售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商 329
5.4 电力交易机构 330
5.5 电力调度机构 330
5.6 电网企业 331
6 结算原则 331
6.1 结算模式 331
6.1.1 电力批发市场 331
6.1.2 零售市场 335
6.1.3 两个细则费用 335
6.1.4 结算周期 335
6.2 结算时段 336
6.3 结算电量 336
7 结算流程 336
7.1 数据准备 336

7.2 结算流程 337
8 电能量电费 338
8.1 发电企业电能量电费 338
8.1.1 省间中长期合约电费 339
8.1.2 省间日前市场电能量电费 340
8.1.3 省间日内市场电能量电费 341
8.1.4 省内中长期合约电费 341
8.1.5 省内日前电能量电费 342
8.1.6 省内实时电能量电费 343
8.1.7 省间省内价差费用 343
8.1.8 省间合约偏差调整盈余费用 344
8.1.9 应急送电盈余费用 345
8.1.10 发电企业调平费用 346
8.2 独立储能电能量电费 347
8.2.1 省内中长期合约电能量电费 347
8.2.2 省内现货市场电能量电费 348
8.2.3 独立储能调平费用 349
8.3 用电侧电能量电费 350
8.3.1 省内中长期合约电费 351
8.3.2 省内日前电能量电费 351
8.3.3 省内实时电能量电费 352
8.3.4 应急购电盈余费用 353

8.3.5 用电侧调平费用 354
8.3.6 用电侧价差调整费用 355
9 市场运营不平衡费用 356
9.1 成本补偿费用 356
9.1.1 启动补偿费用 356
9.1.2 特殊机组成本补偿费用 358
9.1.3 调频量价补偿 361
9.2 市场平衡费用 363
9.2.1 阻塞费用 363
9.2.2 结构平衡费用 364
9.3 偏差调节费用 366
9.3.1 运行考核与获利回收 366
9.3.2 偏差调节与超额获利回收 371
10 经营主体结算依据 378
10.1 发电企业结算依据 378
10.2 一类用户结算依据 379
10.3 二类用户结算依据 380
10.4 三类与四类用户结算依据 381
10.5 售电公司结算依据 381
10.6 独立储能结算依据 382
10.7 虚拟电厂、负荷聚合商结算依据 382
11 退补管理 382

11.1 政策性退补.....382
11.2 非政策性退补.....383
12 收付款管理.....386
13 其他结算事项.....387
13.1 市场中止与管制.....387
13.2 违约处理原则.....387
附件一：市场参数表.....389

1 总述

为指导、规范、明确黑龙江省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，依据国家政策与黑龙江相关文件精神，制定本细则。

2 适用范围

本实施细则适用于现货市场模式下的黑龙江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）《国家发展改革委办公厅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）

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

（八）《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）

（九）中华人民共和国国家发展和改革委员会《电力市场运行基本规则》（2024年第20号令）

4 名词解释

（一）一类用户：直接与发电企业开展市场化交易购电的电力用户。

（二）二类用户：通过售电公司（含配电网企业，下同）代理与发电企业开展市场化交易的电力用户。

（三）三类用户、四类用户：暂时选择通过电网企业代理购电（以下称“电网代理购电”）开展市场化交易的电力用户为电网代理购电用户。其中，购电价格执行电网代理购电价格1.5倍的电力用户为四类用户，其余的为三类用户。

（四）优先购电用户：除一类用户、二类用户、三类用户、四类用户以外的居民（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）、农业等电力用户。

（五）批发市场用户（用户侧）：直接参与批发市场的一类用户、售电公司、电网代理购电的统称。

（六）用电侧：批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）与独立储能在电力交易中作为用（充）电单元的统称。

（七）发电企业：参与现货电能量交易的竞价燃煤机组、非竞价燃煤机组、集中式新能源场站的统称。详见《黑龙江省现货电能量市场交易实施细则》。

（八）发电侧：发电企业、独立储能在电力交易中作为发（放）电单元的统称。

（九）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。黑龙江节点边际电价指黑龙江电网220千伏及以上电压等级母线的现货出清电价。

（十）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节点电价结算的发电企业、独立储能按照日前市场节点电价与日前出清上网电量（独立储能放电电量计为正值，充电电量记为负值）加权平均计算；实时统一结算点电价由所有参与现货市场节点电价结算的发电企业、独立储能按照实

时市场节点电价与其实际上网（计量）（独立储能放电电量计为正值，充电电量记为负值）电量加权平均计算。

（十一）电能量费用：发电企业、电力用户以及新型经营主体在现货市场、中长期市场中以电能量为交易标的物的相关电费。

（十二）辅助服务交易费用：为维护系统的安全稳定运行、保证电能质量，由发电企业、新型经营主体和电力用户等提供除正常电能生产、传输、使用之外，不涉及电量结算仅有电费结算关系的调频、爬坡、转动惯量、备用、深度调峰、无功调节、黑启动等辅助补偿费用或分摊。

（十三）市场运营不平衡费用（下文简称“市场运营费用”）：按照各科目独立记账、逐项分摊的原则，用于规范统计除系统运行费用以外的省内电力市场相关补偿、考核与分摊结算科目，包括成本补偿费用、市场平衡费用与偏差调节费用。

（十四）成本补偿费用：在电力市场中针对机组启动成本、运行成本等项目进行的补偿费用。

（十五）市场平衡费用：在市场运行过程中，由于计划市场双轨并行、节点电价机制等因素在各类电能量费用计算时产生盈余或亏损。

（十六）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。

5 市场成员结算权利与义务

5.1 发电企业、独立储能

（一）可以获取、查看其在各历史交易日、各历史结算时段的结算明细。结算依据出具后，应按照时间表核对并确认结算依据的完整性和准确性。对结算依据、结算账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算查询;

（二）负责提供用于资金结算的银行账户;

（三）按照市场规则，承担辅助服务、偏差考核、违约等相关责任;

（四）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。

5.2 批发用户

（一）在电力交易平台上填制合约结算方式、价格等信息，将合约上传至电力交易平台备案。可以获取、查看其在各历史交易日、各历史结算时段的结算明细。结算依据出具后，应按照时间表核对并确认结算依据的完整性和准确性。对结算依据、结算账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算查询;

（二）负责提供用于资金结算的银行账户;

（三）按照市场规则，承担辅助服务、偏差考核、违约等相关责任;

（四）向电网企业支付电费并获取增值税专用发票，支付或收取结算电费。

5.3 售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商

（一）按国家和黑龙江省有关要求提供注册材料;

（二）按照规则参与电力市场交易，履行购售电合同、零售合同及市场化零售交易电费结算协议，将零售合同上传至电力交易机构备案;

（三）在电力交易平台上填制合约结算方式、价格等信息，将合约上传至电力交易平台备案。可以获取、查看其在各历史交易日、各历史结算时段的结算明细。结算依据出具后，应按照时间表核对并确认结算依据的完整性和准确性。对结算依据、结算账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算查询;

（四）负责提供用于资金结算的银行账户;

（五）按要求提供零售用户、聚合资源注册信息变更情况、零售合同等资料，承担用户信息保密义务;

（六）按相关规定提供开展交易业务必需的履约保函，按照市场规则和零售合同承担相关责任;

（五）按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供签约零售用户、聚合资源的交易电力电量需求、典型发电

与负荷曲线以及其他生产信息；零售用户、聚合资源按照市场规则，承担辅助服务、偏差调节、违约等相关责任；

（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、虚拟电厂需服从电力调度管理，向电网企业支付购电费、输电费，承担配电区域内电费收取、结算以及开具发票等业务。

5.4 电力交易机构

（一）负责按照规则，通过电力交易平台等方式向各经营主体单独推送其结算明细和结算依据，在电力交易平台公开计算示例和说明，并推送至电网企业；数据推送应采用数据接口等便于经营主体使用的方式；

（二）负责按规则处理经营主体结算的相关查询；

（三）负责经营主体的履约保函管理，接受电网企业履约保函、保险的使用申请，要求履约保函、保险的开立单位支付款项，向经营主体发出履约保函、保险执行告知书并做好相关信用评价管理记录；

（四）按照有关规定，将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

5.5 电力调度机构

（一）负责现货、辅助服务交易组织；

（二）负责提供现货市场和调频市场出清结果等结算准备数据;

（三）负责提供辅助服务交易费用、“两个细则”费用及分摊结果。

5.6 电网企业

（一）负责根据电力交易机构提供的结算依据，按自然月周期向经营主体出具收费账单，并按照规定向经营主体收付款;

（二）负责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;

（三）按照有关规定，将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理;

（四）负责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经营主体，向电力交易机构提出履约保函、保险的使用申请。

6 结算原则

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

中长期市场根据中长期合约分解电量及合约价格进行结算。市场初期，经营主体的中长期合约结算参考点为日

前统一结算点。

6.1.1.2 现货市场结算

现货市场根据现货市场日前、实时结算电量及现货市场价格进行结算。当市场出清后的全网统一结算点电价处于价格限值的连续时间超过一定时长$T_{限价}$后，执行二级价格限值。执行二级限价限值后，相应时段的全网节点电价按照全网统一结算点电价与二级价格限值的比例进行等比例缩减，作为实际现货市场结算价格。二级价格限值的上限参考长期平均电价水平确定。

（一）发电企业

对于竞价燃煤机组（以及申报电蓄热用电计划的联合主体）、新能源场站，日前市场出清上网电量与中长期合约分解电量、省间日前现货交易结算电量的偏差电量，按照日前市场节点电价进行结算；实际上网电量与日前市场出清上网电量、省间日内现货交易结算电量的偏差电量，按照实时市场节点电价进行结算。

对于非竞价燃煤机组，日前市场出清上网电量与中长期合约分解电量的偏差电量，按照日前市场节点电价进行结算；实际上网电量与日前市场出清上网电量的偏差电量，按照实时市场节点电价进行结算。

当发电侧主体存在多个母线节点时，其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。

对于暂不参与现货市场的机组，实际上网电量按照其各类中长期合约和优先发电合约电价进行结算。

（二）市场用户

对于一类用户和售电公司，日前申报电量与中长期合约分解电量的偏差部分，按照日前统一结算点电价结算；实际用电量与日前申报电量的偏差电量，按照实时统一结算点电价结算。

对于三类、四类用户由电网企业代理购电，月度实际用电量执行电网企业代理购电价格政策。

其中：月度代理购电合约电量按照合约电价进行结算，月度实际用电量（抄见电量按月扣减非市场化电量部分，加线、变损分摊电量）与月度代理购电合约电量的偏差部分，按照实时市场统一结算点电价的月度加权价进行结算。

电网代理购电的增收收入，纳入保障优先购电用户价格稳定产生的电价交叉补贴新增损益统筹考虑。

省间现货购电交易形成的相关损益由全体工商业用户分摊或分享。

（三）独立储能

独立储能日前现货市场出清的充电电量、放电上网电量按照日前节点电价结算；实际充电电量、放电上网电量与日前现货市场出清电量的偏差电量，按照实时节点电价结算。

独立储能向电网送电的，其相应的充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加上网环节线损费用、系统运行费用的分摊及返还按照黑龙江省有关规定执行，其中系统运行费用中的调频市场相关费用按照《黑龙江省电力辅助服务（调频）市场实施细则》执行。市场初期，独立储能暂不承担除执行偏差获利回收费用以外的市场运营相关结算科目的分摊或返还。

（四）虚拟电厂（负荷聚合商）

虚拟电厂（负荷聚合商）参与日前现货市场优化、调频市场时段，日前现货市场优化形成的用电计划曲线电量与中长期合约分解电量的偏差电量，按照日前统一结算点电价结算；实际用电量与日前用电计划曲线的偏差电量，按照实时统一结算点电价结算。

其中，虚拟电厂（负荷聚合商）非现货调节时段，日前申报电量与中长期合约分解电量的偏差电量，按照日前统一结算点电价结算；实际用电量与日前申报电量的偏差电量，按照实时统一结算点电价结算。

能力校核测试不满足参与现货市场条件或自愿选择参与日前需求响应类交易的虚拟电厂（负荷聚合商），日前申报电量分时段叠加（扣除）需求响应类交易日前中标电量或仅日内、实时参与的需求响应类交易实际有效调节电量后的日前等效电量，与中长期合约分解电量的偏差电量，

按照日前统一结算点电价结算；实际用电量与日前等效电量的偏差电量，按照实时统一结算点电价结算。需求响应类交易结算按照相应规则执行。

6.1.2 零售市场

零售市场结算依据售电公司、二类用户签订的零售合同以及和电网企业签订的《三方电费结算补充协议》执行。

二类用户按照与其绑定的售电公司在相关合同中共同确定的结算电价、偏差电价作为零售市场结算依据。二类用户与售电公司结算方案的定价方式未采用分时模式的，其结算电价在结算时按黑龙江省现行峰谷分时电价时段或现货市场峰谷时段及浮动比例标准执行。

虚拟电厂（负荷聚合商）与聚合资源按照签订的聚合协议以及和电网企业签订的《三方电费结算补充协议》结算零售市场，相关要求另行制定。

6.1.3 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。

6.1.4 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，生成日清分账单；按月进行市场化交易电费结算，生成月结算账单，并向相应

经营主体发布。

电网代理购电及三类用户、四类用户按月进行市场化交易电费结算，并向三类用户、四类用户发布。

（二）零售市场根据售电合同性质以月度为周期结算，即按月进行零售市场电费结算，生成月结算账单，并向经营主体发布。

6.2 结算时段

电力批发市场以每15分钟为一个结算时段。

6.3 结算电量

根据电网企业提供的计量数据，计算形成经营主体各时段上网、用（充）电量，作为结算电量。

7 结算流程

7.1 数据准备

（一）省间优先发电合约、跨区跨省中长期市场化合约、省内中长期市场化合约应在日前市场开市前 D-2 日完成分解，分时电量以 15 分钟为时间间隔。其中，市场化发电企业优先发电合约依据《黑龙江省现货电能量市场交易实施细则》规定的优先发电合约曲线分解办法执行。

（二）运行日（D 日）提前 1 日（D-1 日）完成日前市场出清，运行日完成实时市场出清。运行日获取当日的省

间、省内日前现货市场交易结果，以及当日省间、省内实时市场交易结果。

具体包括：省间日前及日内现货市场每15分钟的出清电力和价格，省内日前和实时现货市场每15分钟的出清电力和价格；用电侧日前市场申报数据；日前机组组合安排；特殊机组标签；调频市场出清与计量（调频里程）结果；区域辅助服务交易电量、交易电价；发电侧优先发电合约分解依据；运行考核、偏差调节与超额获利回收费用所需数据等。

（三）运行日后第4天（D+4日），获取以机组和计量点为最小单位，运行日（D日）的经营主体每15分钟分时计量数据，交易中心计算并推送实时统一结算点电价信息。运行日第8天（D+8日），发布日清分预账单。运行日第十一天（D+11日），发布日清分正式账单。

（四）次月第3天（M+3日）前，向批发市场用户出具月结算依据；次月第10天（M+10日）前，向发电企业、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）出具月结算依据。

（五）次月第15天（M+15日）前，向经营主体出具包含市场运营费用的月结算账单。

7.2 结算流程

（一）结算电量核对。电网企业按日向电力交易机构推送发用两侧计量数据，并接受经营主体异议申请。

（二）结算依据获取。电力交易机构生成交易预结算依据，交易预结算依据发布后，经营主体进行核对、确认。若有异议，提出反馈意见，正式交易结算依据发布前未反馈的视为确认。电力交易机构按交易预结算依据核对处理结果，按期生成正式交易结算依据，加盖电子印章后向相关经营主体发布，并推送至电网企业。

（三）电费计算核对。电网企业根据接收到的结算依据进行计算核对，按现行电价政策和市场化交易形成的电价计算电费等。

（四）电费账单生成。电网企业依据正式交易结算依据生成电费账单。

（五）电费账单发布。电网企业根据正式交易结算依据生成正式电费账单，并向相关经营主体出具电费账单。经营主体对电费账单进行核对、确认。若有异议，提出反馈意见，按流程进行相关结算数据订正及退补。电网企业和经营主体按照合约或法律法规的规定完成电费收付。

8 电能量电费

8.1 发电企业电能量电费

发电企业电能量电费包含省间中长期合约电费、省间日前市场电能量电费、省间日内市场电能量电费、省内中长期合约电费、省内日前电能量电费、省内实时电能量电

费、省内省间价差费用、省间合约偏差调整盈余费用分摊或返还、应急送电盈余费用分摊或返还、调平费用等。计算公式如下:

$$R_{电能,i}=R_{省间合约,i}+R_{省间日前,i}+R_{省间日内,i}+R_{省内合约,i}+R_{省内日前,i}+R_{省内实时,i}+R_{省间价差,i}+R_{省间合约偏差调整盈余分摊,i}+R_{应急送电盈余分摊,i}+R_{调平发电,i}$$

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;

$R_{省间日前,i}$为发电企业i月度省间日前市场电能量电费;

$R_{省间日内,i}$为发电企业i月度省间日内市场电能量电费;

$R_{省内合约,i}$为发电企业i月度省内中长期合约电费;

$R_{省内日前,i}$为发电企业i月度省内日前电能量电费;

$R_{省内实时,i}$为发电企业i月度省内实时电能量电费;

$R_{省间价差,i}$为发电企业i月度省间省内价差电费;

$R_{省间合约偏差调整盈余分摊,i}$为发电企业i月度省间合约偏差调整盈余费用分摊或返还;

$R_{应急送电盈余分摊,i}$为发电企业i月度应急送电盈余费用分摊或返还;

$R_{调平发电,i}$为发电企业i月度调平费用。

8.1.1 省间中长期合约电费

根据发电企业分解至t时段的省间中长期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:

$$R_{省间合约,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{省间合约,i,t}\times P_{省间合约,i,t}\right)+R_{省间合约偏差,i}$$

其中:

$$R_{省间合约偏差,i}=Q_{省间合约月度调整,i}\times P_{省间合约偏差调整}$$

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;

$Q_{省间合约,i,t}$为发电企业i在t时段的省间中长期净合约分解电量;

$P_{省间合约,i,t}$为发电企业i在t时段省间中长期净合约价格;

$R_{省间合约偏差,i}$为发电企业 i 月度省间外送中长期合约偏差调整费用;

$Q_{省间合约月度调整,i}$为发电企业 i 月度省间中长期合约执行偏差调整电量。即发电企业承担省间联络线外送合约电量的实际偏差部分，按月度实际上网电量比例分配，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量;

$P_{省间合约偏差调整}$为月度省间外送中长期合约偏差调整电价。

8.1.2 省间日前市场电能量电费

根据发电企业省间日前市场交易结算电量与省间日前市场节点电价计算电费，计算公式如下:

$$R_{省间日前,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{省间日前,i,t}\times P_{省间日前,i,t}\right)$$

式中:

$R_{省间日前,i}$为发电企业i月度省间现货日前交易费用;

$Q_{省间日前,i,t}$为发电企业i在t时段的省间日前市场交易结算电量;

$P_{省间日前,i,t}$为发电企业i在t时段省间日前市场节点电价。

8.1.3 省间日内市场电能量电费

根据发电企业省间日内市场交易结算电量与省间日内市场节点电价计算省间日内市场电能量电费，计算公式如下:

$$R_{省间日内,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{省间日内,i,t}\times P_{省间日内,i,t}\right)$$

式中:

$R_{省间日内,i}$为发电企业i月度省间日内市场电能量电费;

$Q_{省间日内,i,t}$为发电企业i在t时段的省间日内市场交易结算电量;

$P_{省间日内,i,t}$为发电企业i在t时段省间日内市场节点电价。

8.1.4 省内中长期合约电费

根据发电企业分解至t时段的省内中长期净合约电量与对应的净合约电价计算，考虑发电企业电能量电费计算过程中未依据日前现货市场节点电价结算的省内中长期合约电量，按照发电企业所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值计算的合约阻塞费用，纳入中长期合约电费管理，计算公式如下:

$$R_{省内合约,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{省内合约,i,t}\times P_{省内合约,i,t}\right)+R_{合约阻塞,i}$$

$$R_{\text{合约阻塞},i}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left[Q_{\text{省内合约},i,t}\times\left(LMP_{\text{省内日前},i,t}-LMP_{\text{中长期结算参考},t}\right)\right]$$

式中:

$R_{\text{省内合约},i}$为发电企业i月度省内中长期合约电费;

$R_{\text{合约阻塞},i}$为按节点电价结算的发电企业i月度中长期合约阻塞费用;

$Q_{\text{省内合约},i,t}$为发电企业i在t时段的省内中长期净合约分解电量（含省内中长期市场化合约、代理购电合约、优先发电合约等）；其中，发电企业t时段的省内优先发电合约按照月前分解结果进行结算。

$P_{\text{省内合约},i,t}$为发电企业i在t时段的省内中长期净合约电价;

$LMP_{\text{中长期结算参考},t}$为 t 时段中长期结算参考点电价。

8.1.5 省内日前电能量电费

根据发电企业省内日前市场结算电量与省内日前市场节点电价计算省内日前电能量电费，计算公式如下:

$$R_{\text{省内日前},i}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{\text{省内日前},i,t}\times LMP_{\text{省内日前},i,t}\right)$$

式中:

$R_{\text{省内日前},i}$为发电企业i月度省内日前电能量电费;

$Q_{\text{省内日前},i,t}$为发电企业i在t时段的省内日前市场结算电量，即日前市场出清上网电量$Q_{\text{日前出清},i,t}$（其中配套电蓄热装置的燃煤发电机组为联合主体出清上网电量，下同）与中长

期净合约分解电量、省间日前现货交易结算电量的偏差电量，即：

$$Q_{省内日前,i,t}=Q_{日前出清,i,t}-Q_{省内合约,i,t}-Q_{省间合约,i,t}-Q_{省间日前,i,t}$$

$LMP_{省内日前,i,t}$为发电企业i在t时段省内日前市场节点电价。

8.1.6 省内实时电能量电费

根据发电企业省内实时市场结算电量与省内实时市场节点电价计算省内实时电能量电费，计算公式如下：

$$R_{省内实时,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{省内实时,i,t}\times LMP_{省内实时,i,t}\right)$$

式中：

$R_{省内实时,i}$为发电企业i月度省内实时电能量电费；

$Q_{省内实时,i,t}$为发电企业i在t时段的省内实时市场结算电量，即日实际上网电量$Q_{日上网,i,t}$（其中配套电蓄热装置的燃煤发电机组为联合主体实际计量上网电量，下同）与日前市场出清电量、省间日内现货交易结算电量的偏差电量，即：

$$Q_{省内实时,i,t}=Q_{日上网,i,t}-Q_{日前出清,i,t}-Q_{省间日内,i,t}$$

$LMP_{省内实时,i,t}$为发电企业i在t时段省内实时市场节点电价。

8.1.7 省间省内价差费用

根据发电企业电能量电费计算过程中未依据日前现货市场节点电价结算的省间交易电量，按照发电企业所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值计算的价差费用，计算公式如下：

$$R_{省间价差,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\Big[\big(Q_{省间合约,i,t}+Q_{省间日前,i,t}\big)\times \big(LMP_{省内日前,i,t}-LMP_{日前统一,t}\big)\Big]+\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\Big[Q_{省间日内,i,t}\times\big(LMP_{省内实时,i,t}-LMP_{实时统一,t}\big)\Big]$$

式中:

$R_{省间价差,i}$为按节点电价结算的发电企业i月度各类省间交易的省间省内价差费用;

$LMP_{日前统一,t}$为 t 时段省内日前市场统一结算点电价;

$LMP_{实时统一,t}$为 t 时段省内实时市场统一结算点电价。

8.1.8 省间合约偏差调整盈余费用

各发电企业月度省间中长期合约执行偏差调整电量由于无法分配至相应的发电企业纳入分时电能量电费计算时，省内现货市场出清时相应发电企业现货结算电量或电价变化导致的市场盈余费用，按月度省间中长期合约执行偏差调整价格与月度省内日前现货市场统一结算点加权电价的价差计算。

（一）计算方式

$$R_{省间合约偏差调整盈余}=\sum_{i}^{I}\Big[Q_{省间合约月度调整,i}\times\big(P_{省间合约偏差调整}-P_{日前月度加权}\big)\Big]$$

式中:

$R_{省间合约偏差调整盈余}$为月度发电企业省间合约偏差调整盈余费用;

$P_{\text{日前月度加权}}$为省内日前市场统一结算点电价的月度加权均价。

（二）分摊返还方式

该项电费按照当月省间合约执行电量比例分摊或返还至发电企业。

$$R_{\text{省间合约偏差调整盈余分摊},i}=R_{\text{省间合约偏差调整盈余}}\times\frac{Q_{\text{省间合约执行},i}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{省间合约执行},i}}$$

其中：

$$Q_{\text{省间合约执行},i}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}Q_{\text{省间合约},i,t}+Q_{\text{省间合约偏差调整},i}$$

式中：

$R_{\text{省间合约偏差调整盈余分摊},i}$为发电企业$i$月度省间合约偏差调整盈余费用分摊或返还。

8.1.9 应急送电盈余费用

当跨区跨省应急调度送出电量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经营主体现货结算电量或电价变化导致的市场盈余费用，按应急调度交易电价与省内现货市场统一结算点电价的价差计算。

（一）计算方式

$$R_{\text{应急送电盈余}}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\Big[Q_{\text{日前应急送电},t}\times\left(P_{\text{日前应急送电},t}-LMP_{\text{日前统一},t}\right)+Q_{\text{实时应急送电},t}\times\left(P_{\text{实时应急送电},t}-LMP_{\text{实时统一},t}\right)\Big]$$

式中:

$R_{\text{应急送电盈余}}$为月度应急送电盈余费用;

$Q_{\text{日前应急送电},t}$、$Q_{\text{实时应急送电},t}$分别为日前、实时t时段应急调度送电电量;$P_{\text{日前应急送电},t}$、$P_{\text{实时应急送电},t}$分别为日前、实时t时段应急调度送电净电价。

(二)分摊方式

该项费用按月统计,按月度上网电量(扣除省间现货交易结算电量)的比例分摊或返还至发电企业。

$$R_{\text{应急送电盈余分摊},i}=\frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{上网},i}}\times R_{\text{应急送电盈余}}$$

式中:

$R_{\text{应急送电盈余分摊},i}$为发电企业i月度应急送电盈余费用分摊或返还。

8.1.10 发电企业调平费用

计算公式如下:

$$R_{\text{调平发电},i}=Q_{\text{调平发电},i}\times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中:

$R_{\text{调平发电},i}$为发电企业i月度调平费用;

$Q_{调平发电,i}$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。多个主体或同一主体不同价格的新能源场站共用同一贸易关口计量点时，按约定分劈计量关口电量比例进行计算时，月拆分数据与时段拆分合计数据差异纳入发电企业调平电量;

$P_{实时月度加权}$为省内实时市场统一结算点电价的月度加权均价。

8.2 独立储能电能量电费

独立储能电能量电费包含省内中长期合约电能量电费、省内现货市场电能量电费、中长期合约阻塞费用、调平电费等。计算公式如下:

$$R_{电能,i}=R_{省内合约,i}+R_{省内现货,i}+R_{合约阻塞,i}+R_{调平储能,i}$$

式中:

$R_{电能,i}$为独立储能i月度电能量电费;

$R_{省内合约,i}$为独立储能i月度省内中长期合约电能量电费;

$R_{省内现货,i}$为独立储能i月度省内现货市场电能量电费;

$R_{合约阻塞,i}$为独立储能i月度中长期合约阻塞费用;

$R_{调平储能,i}$为独立储能i月度调平费用。

8.2.1 省内中长期合约电能量电费

根据独立储能分解至t时段的省内中长期净合约电量与对应的净合约电价计算省内中长期合约电能量电费，计算公式如下:

$$R_{省内合约,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{放电合约,i,t}\times P_{放电合约,i,t}\right)+$$
$$\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{充电合约,i,t}\times P_{充电合约,i,t}\right)+R_{合约阻塞,i}$$

式中:

$$R_{合约阻塞,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left[Q_{放电合约,i,t}\times\left(LMP_{省内日前,i,t}-LMP_{中长期结算参考,t}\right)\right]+$$
$$\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left[Q_{充电合约,i,t}\times\left(LMP_{省内日前,i,t}-LMP_{中长期结算参考,t}\right)\right]$$

式中:

$R_{省内合约,i}$为独立储能i月度省内中长期合约电能量电费;

$R_{合约阻塞,i}$为独立储能i月度中长期合约阻塞费用;

$Q_{放电合约,i,t}$为独立储能i在t时段的省内放电中长期净合约分解电量; $Q_{充电合约,i,t}$为独立储能i在t时段的省内充电中长期净合约分解电量(放电中长期合约电量记为正数,充电中长期合约电量记为负数)。

$P_{放电合约,i,t}$、$P_{充电合约,i,t}$为独立储能i在t时段的省内放、充电中长期净合约电价。

8.2.2 省内现货市场电能量电费

根据独立储能省内现货市场充放电结算电量与省内日前市场、实时节点电价计算省内现货电能量电费,计算公式如下:

$$R_{省内现货,i}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{日前偏差,i,t}\times LMP_{省内日前,i,t}\right)+$$
$$\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{实时偏差,i,t}\times LMP_{省内实时,i,t}\right)$$

式中:

$R_{省内现货,i}$为独立储能i月度省内现货电能量电费;

$Q_{日前偏差,i,t}$为独立储能i在t时段的日前充放电结算电量，即日前现货市场出清的充电电量、放电上网电量$Q_{日前充放电,i,t}$（放电电量计为正值，充电电量记为负值）与相应时段中长期净合约分解电量（放电中长期合约电量记为正数，充电中长期合约电量记为负数）的偏差电量，即:

$$Q_{日前偏差,i,t}=Q_{日前充放电,i,t}-\left(Q_{放电合约,i,t}+Q_{充电合约,i,t}\right)$$

$Q_{实时偏差,i,t}$为独立储能i在t时段的实际充放电结算电量，即实际充电电量、放电上网电量$Q_{实际充放电,i,t}$（放电电量计为正值，放电电量记为负值）与相应时段$Q_{日前充放电,i,t}$的偏差电量，即:

$$Q_{实时偏差,i,t}=Q_{实际充放电,i,t}-Q_{日前充放电,i,t}$$

8.2.3 独立储能调平费用

计算公式如下:

$$R_{调平储能,i}=Q_{调平储能,i}\times P_{实时月度加权}$$

式中:

$R_{调平储能,i}$为独立储能i月度调平费用（正数记为电费收入，负数记为电费支出）;

$Q_{调平储能,i}$为独立储能i月度实际充放电量与现货、调频市场按时段合计充放电量之差。

8.3 用电侧电能量电费

一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）电能量电费包含省内中长期合约电费、省内日前电能量电费、省内实时电能量电费、应急购电盈余分摊或返还、调平费用、用电侧价差调整费用分摊或返还等。计算公式如下:

$$C_{电能,j}=C_{省内合约,j}+C_{省内日前,j}+C_{省内实时,j}+C_{应急购电盈余分摊j}+C_{调平用电,j}+C_{用电侧价差调整分摊,j}$$

式中:

$C_{电能,j}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）j月度电能量电费;

$C_{省内合约,j}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）j月度省内中长期合约电费;

$C_{省内日前,j}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）j月度省内日前电能量电费;

$C_{省内实时,j}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）j月度省内实时电能量电费;

$C_{应急购电盈余分摊,j}$为批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）j月度应急购电盈余费用分摊或返还;

$C_{调平用电,j}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）j月度调平费用;

$C_{\text{用电侧价差调整分摊},j}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）j月度用电侧价差调整费用分摊或返还。

8.3.1 省内中长期合约电费

根据一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）j分解至t时段的省内中长期市场化净合约电量与对应的净合约电价计算省内中长期合约电费，计算公式如下:

$$C_{\text{省内合约},j}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{\text{省内合约},j,t}\times P_{\text{省内合约},j,t}\right)$$

式中:

$C_{\text{省内合约},j}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）j月度省内中长期合约电费;

$Q_{\text{省内合约},j,t}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）j在t时段的省内中长期净合约分解电量;

$P_{\text{省内合约},j,t}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）j在t时段的省内中长期净合约电价。

8.3.2 省内日前电能量电费

根据一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）省内日前市场结算电量与省内日前市场统一结算点电价计算省内日前电能量电费，计算公式如下:

$$C_{\text{省内日前},j}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{\text{省内日前},j,t}\times LMP_{\text{日前统一},t}\right)$$

式中:

$C_{\text{省内日前},j}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合

商）j月度省内日前电能量电费;

$Q_{省内日前,j,t}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）j在t时段的省内日前市场结算电量，其中:

对于虚拟电厂（负荷聚合商），当t时段为选择参与日前现货市场优化、调频市场时段，$Q_{省内日前,j,t}$为日前出清用电量$Q_{日前出清,j,t}$与中长期净合约分解电量的偏差电量，即:

$$Q_{省内日前,j,t}=Q_{日前出清,j,t}-Q_{省内合约,j,t}$$

对于一类用户、售电公司以及t时段为虚拟电厂（负荷聚合商）非现货调节时段，$Q_{省内日前,j,t}$为日前申报电量$Q_{日前申报,j,t}$与中长期净合约分解电量的偏差电量，即:

$$Q_{省内日前,j,t}=Q_{日前申报,j,t}-Q_{省内合约,j,t}$$

当虚拟电厂（负荷聚合商）能力校核测试不满足参与现货市场条件或自愿选择参与日前需求响应类交易的，叠加或扣除需求响应类交易结算电量$Q_{需求响应类,j,t}$，即:

$$Q_{省内日前,j,t}=Q_{日前申报,j,t}\pm Q_{需求响应类,j,t}-Q_{省内合约,j,t}$$

8.3.3 省内实时电能量电费

根据一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）省内实时市场结算电量与省内实时市场统一结算点电价计算省内实时电能量电费，计算公式如下:

$$C_{省内实时,j}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left(Q_{省内实时,j,t}\times LMP_{实时统一,t}\right)$$

式中:

$C_{省内实时,j}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）j月度省内实时电能量电费;

$LMP_{实时统一,t}$为t时段省内实时市场统一结算点电价;

$Q_{省内实时,j,t}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）j在t时段的省内实时市场结算电量，其中:

对于虚拟电厂（负荷聚合商），当t时段为选择参与日前现货市场优化、调频市场时段，$Q_{省内实时,j,t}$为日实际用电量$Q_{日用电,j,t}$与日前出清用电量$Q_{日前出清,j,t}$的偏差电量，即:

$$Q_{省内实时,j,t}=Q_{日用电,j,t}-Q_{日前出清,j,t}$$

对于一类用户、售电公司以及t时段为虚拟电厂（负荷聚合商）非现货调节时段，$Q_{省内实时,j,t}$为日实际用电量$Q_{日用电,j,t}$与日前申报电量的偏差电量:

$$Q_{省内实时,j,t}=Q_{日用电,j,t}-Q_{日前申报,j,t}$$

当虚拟电厂（负荷聚合商）能力校核测试不满足参与现货市场条件或自愿选择参与日前需求响应类交易的，$Q_{省内实时,j,t}$为:

$$Q_{省内实时,j,t}=Q_{日用电,j,t}-\left(Q_{日前申报,j,t}\pm Q_{需求响应类,j,t}\right)$$

8.3.4 应急购电盈余费用

当跨区跨省应急调度购入电量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经营主体现货结算电量或电价变化导致的市场盈余

费用，按应急调度交易电价与省内现货市场统一结算点电价的价差计算。

（一）计算方式

$$R_{\text{应急购电盈余}}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\Big[Q_{\text{日前应急购电},t}\times\left(P_{\text{日前应急购电},t}-LMP_{\text{日前统一},t}\right)+Q_{\text{实时应急购电},t}\times\left(P_{\text{实时应急购电},t}-LMP_{\text{实时统一},t}\right)\Big]$$

式中:

$R_{\text{应急购电盈余}}$为月度应急购电盈余费用;

$Q_{\text{日前应急购电},t}$、$Q_{\text{实时应急购电},t}$分别为日前、实时t时段应急调度购电电量；$P_{\text{日前应急购电},t}$、$P_{\text{实时应急购电},t}$分别为日前、实时t时段应急调度购电净电价。

（二）分摊方式

该项费用按月统计，按月度实际用电量比例分摊或返还至批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）。

$$C_{\text{应急购电盈余分摊},j}=\frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_{j}^{J}Q_{\text{用电},j}}\times R_{\text{应急购电盈余}}$$

式中:

$C_{\text{应急购电盈余分摊},j}$为批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）j月度应急购电盈余费用分摊或返还。

8.3.5 用电侧调平费用

计算公式如下:

$$C_{\text{调平用电},j}=Q_{\text{调平用电},j}\times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中:

$C_{\text{调平用电},j}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）j月度调平费用;

$Q_{\text{调平用电},j}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）j月度实际用电量（抄见电量按月扣减非市场化电量部分，加线、变损分摊电量，下同）与现货市场按时段合计实际用电量（抄见电量按时段扣减非市场化电量部分）之差。

8.3.6 用电侧价差调整费用

用电侧价差调整费用指用电侧正式日结算依据发布后，当发电侧出清结果、上网电量、结算规则等变化造成统一结算点电价发生变化时，不再修改日结算依据结果，按照统一结算点变化前后差值计算用电侧价差调整费用。

（一）计算方式

$$C_{\text{用电侧价差调整}}=$$
$$\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left[Q_{\text{省内日前},t}\times\left(LMP'_{\text{日前统一},t}-LMP_{\text{日前统一},t}\right)\right]+$$
$$\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left[Q_{\text{省内实时},t}\times\left(LMP'_{\text{实时统一},t}-LMP_{\text{实时统一},t}\right)\right]$$

式中:

$C_{\text{用电侧价差调整}}$为月度用电侧价差调整费用;

$Q_{省内日前,t}$为t时段用电侧按照日前统一结算点电价结算的各类结算电量之和；$Q_{省内实时,t}$为t时段用电侧按照实时统一结算点电价结算的各类结算电量之和;

$LMP'_{日前统一,t}$为结构变化后t时段日前市场统一结算点电价;

$LMP'_{实时统一,t}$为结构变化后t时段实时市场统一结算点电价。

（二）分摊返还方式

该项费用按月统计，由一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）按月度实际用电量分摊。

$$C_{用电侧价差调整分摊,j}=\frac{Q_{用电,j}}{\sum_{j}^{J}Q_{用电,j}}\times C_{用电侧价差调整}$$

式中:

$C_{用电侧价差调整分摊,j}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）j月度用电侧价差调整费用分摊或返还。

9 市场运营不平衡费用

9.1 成本补偿费用

9.1.1 启动补偿费用

日前市场优化启机的机组及日内应急新增开机机组，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。按启动原因将启动分为电

网运行需求导致的启机、因新能源出力波动引起的启机。启动费用根据其在日前市场申报的启动费用进行计算。

其中，日前市场运营机构披露的日前必开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；对于非停机组，下次启动的费用不进行启动补偿。

（一）计算方式

$$R_{\text{启动补偿},i}=\sum_{x}^{X}P_{\text{启动},i,x}$$

式中：

$R_{\text{启动补偿},i}$为竞价燃煤机组i月总启动补偿费用；

$P_{\text{启动},i,x}$为竞价燃煤机组i月第x次启动报价。

（二）分摊方式

（1）日前市场电网运行需求导致的部分启动费用补偿，在发电侧、用电侧按1：$K_{\text{电网启动补偿}}$比例共同承担。发电侧由新能源场站按月度实际上网电量（扣除省间现货交易结算电量）比例进行分摊，用电侧由批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）按月度实际用电量（抄见电量按月扣减非市场化电量部分，加线、变损分摊电量，下同）比例分摊。

$$R_{\text{电网启动补偿分摊(发电)},i}=\frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{上网},i}}\times\frac{1}{1+K_{\text{电网启动补偿}}}\times R_{\text{电网启动补偿}}$$

$$C_{\text{电网启动补偿分摊(用电)},j}=\frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_{j}^{J}Q_{\text{用电},j}}\times\frac{K_{\text{电网启动补偿}}}{1+K_{\text{电网启动补偿}}}\times R_{\text{电网启动补偿}}$$

式中：

$R_{\text{电网启动补偿分摊(发电)},i}$为发电企业$i$月度因日前市场电网运行需求导致的启动补偿费用分摊；

$C_{\text{电网启动补偿分摊(用电)},j}$为批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）$j$月度因日前市场电网运行需求导致的启动补偿费用分摊；

$R_{\text{电网启动补偿}}$为月度因日前市场电网运行需求导致的启动补偿总费用。

（2）日前可靠性机组组合校验新增开机机组、日内新能源消纳原因应急新增开机机组，该类机组的启动费用补偿，由新能源场站按月度实际上网电量（扣除省间现货交易结算电量）比例分摊。

$$R_{\text{新能源启动补偿分摊},i}=\frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_{I\in\text{新能源}} Q_{\text{上网},i}}\times R_{\text{新能源启动补偿}}$$

式中：

$R_{\text{新能源启动补偿分摊},i}$为新能源场站i月度因新能源出力波动导致的启动补偿费用分摊；

$R_{\text{新能源启动补偿}}$为月度因新能源出力波动导致的启动补偿总费用。

9.1.2 特殊机组成本补偿费用

特殊机组的电能量电费收益不能弥补生产运行所产生的成本费用的，对其进行成本补偿，包括以下四类：

（1）日前（日内）电网安全原因的必开机组（不包括供热必开机组）、日内电网安全原因应急新增开机与停机机组；

（2）日前可靠性机组组合校验新增开机与停机机组、日内新能源消纳原因应急新增开机与停机机组；

（3）实时运行中指定出力机组；

（4）市场干预期间总发电收入低于核定总发电成本的机组。

（一）计算方式

$$R_{\text{特殊补偿},i}=\sum_{d}^{D}\left[MAX\left(\sum_{t}^{96}Q_{\text{日上网},i,t}\times C_{\text{成本},i}-R_{\text{电能},i,d},0\right)\right]$$

式中：

$R_{\text{特殊补偿},i}$为竞价燃煤机组i月度特殊机组成本补偿费用；

$C_{\text{成本},i}$为竞价燃煤机组i的核定发电成本；

$Q_{\text{日上网},i,t}$为竞价燃煤机组 i 在 t 时段的日实际上网电量，日前可靠性机组组合校验新增停机机组、日内临时停机机组为零；

$R_{\text{电能},i,d}$为竞价燃煤机组 i 在 d 日电能量电费，计算方式与本细则“8.1 节”一致。

（二）分摊方式

（1）日前（日内）电网安全原因的必开机组（不包括供热必开机组）、日内电网安全原因应急新增开机与停机机

组、实时运行中指定出力机组，该类机组的特殊机组成本补偿总费用在发电侧和用电侧按1：$K_{\text{电网特殊补偿}}$比例承担。发电侧由发电企业按月度实际上网电量（扣除省间现货交易结算电量）比例进行分摊，用电侧由批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）按月度实际用电量比例分摊。

$$R_{\text{电网特殊补偿分摊(发电)},i}=\frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{上网},i}}\times\frac{1}{1+K_{\text{电网特殊补偿}}}\times R_{\text{电网特殊补偿}}$$

$$C_{\text{电网特殊补偿分摊(用电)},j}=\frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_{j}^{J}Q_{\text{用电},j}}\times\frac{K_{\text{电网特殊补偿}}}{1+K_{\text{电网特殊补偿}}}\times R_{\text{电网特殊补偿}}$$

式中：

$R_{\text{电网特殊补偿分摊(发电)},i}$为发电企业$i$月度因电网安全产生的特殊机组成本补偿总费用分摊；

$C_{\text{电网特殊补偿分摊(用电)},j}$为批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）$j$月度因电网安全产生的特殊机组成本补偿总费用分摊；

$R_{\text{电网特殊补偿}}$为月度因电网安全产生的特殊机组成本补偿总费用。

（2）日前可靠性机组组合校验新增开机与停机机组、日内新能源消纳原因应急新增开机与停机机组，该类机组的特殊机组成本补偿总费用由新能源场站按月度实际上网电量（扣除省间现货交易结算电量）比例进行分摊。

$$R_{\text{新能源特殊补偿分摊},i}=\frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_{I\in\text{新能源}} Q_{\text{上网},i}}\times R_{\text{新能源特殊补偿}}$$

$R_{\text{新能源特殊补偿分摊},i}$为新能源场站i月度因新能源消纳导致的特殊机组成本补偿总费用分摊;

$R_{\text{新能源特殊补偿}}$为因新能源消纳导致的特殊机组成本补偿总费用。

（3）市场干预期间总发电收入低于核定的总发电成本的机组，该类机组的特殊机组成本补偿总费用的分摊机制由政府主管部门与市场运营机构于市场干预恢复后披露。

9.1.3 调频量价补偿

燃煤机组实际调频调用阶段的量价补偿费用分为上调补偿、下调补偿两类。

（一）计算方式

上调补偿指机组实际上网电量超过实时现货电能量市场出清结果折算上网电量，且其实际发电出力所在报价段的电能量报价高于实时节点电价时，按照其上调补偿价格与实时节点电价的正差价对该时段机组实际上网电量超过实时现货电能量市场出清结果折算上网电量进行补偿，即:

当$Q_{\text{日上网},i,t_p}>Q_{\text{实时},i,t_p}$且$C_i\left(P_{\text{实际},i,t_p}\right)>LMP_{\text{实时},i,t_p}$时，

$$R_{\text{调频量价补偿},i,t_p}=\left(Q_{\text{日上网},i,t_p}-Q_{\text{实时},i,t_p}\right)\times\left(C_{\text{上调补偿},i,t_p}-LMP_{\text{实时},i,t_p}\right)$$

其中:

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

下调补偿指机组实际上网电量低于实时现货电能量市场出清结果折算上网电量，且其实际发电出力所在报价段的电能量报价低于实时节点电价时，按照其实时节点电价与下调补偿价格的正差价对该时段机组实时现货电能量市场出清结果折算上网电量超过实际上网电量进行补偿，即：

当$Q_{日上网,i,t_p}<Q_{实时,i,t_p}$且$C_i\left(P_{实际,i,t_p}\right)<LMP_{实时,i,t_p}$时，

$$R_{调频量价补偿,i,t_p}=\left(Q_{实时,i,t_p}-Q_{日上网,i,t_p}\right)\times\left(LMP_{实时,i,t_p}-C_{下调补偿,i,t_p}\right)$$

式中：

$$C_{上调补偿,i,t_p}=Min\left[C_i\left(P_{实时,i,t_p}\right),1.2\times C_{燃煤基准}\right]$$

$$C_{下调补偿,i,t_p}=Max\left[C_i\left(P_{实时,i,t_p}\right),0.8\times C_{燃煤基准}\right]$$

$Q_{日上网,i,t_p}$为燃煤机组i在实际调频调用t_p时段实际上网电量；

$P_{实时,i,t_p}$为燃煤机组i在实际调频调用t_p时段实时现货电能量市场出清出力；

$C_i\left(P_{实时,i,t_p}\right)$为燃煤机组$i$在实际调频调用$t_p$时段实时现货电能量市场出清出力在电能量报价曲线对应的报价；

$LMP_{实时,i,t_p}$为燃煤机组i在实际调频调用t_p时段所在节点的实时现货电能量市场节点电价；

$C_{燃煤基准}$为燃煤发电基准价。

（二）分摊方式

该项费用按月统计，在现货与调频市场连续运营前，在发电侧按月度省内优先发电合约电量比例进行分摊。

$$R_{调频量价分摊,i}=\frac{Q_{月度省内优先发电,i}}{\sum_{i}^{I}Q_{月度省内优先发电,i}}\times R_{调频量价补偿}$$

其中:

$R_{调频量价分摊,i}$为发电企业i月度调频量价补偿费用分摊;

$R_{调频量价补偿}$为月度上调补偿与下调补偿之和。

在现货与调频市场连续运营后，在发电侧、用电侧按1:$K_{调频量价}$比例分摊，发电侧按月度省内优先发电合约电量比例进行分摊，用电侧由批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）按月度实际用电量比例进行分摊（纳入系统运行费用）。

9.2 市场平衡费用

9.2.1 阻塞费用

阻塞费用是指现货市场中，发电侧以实时节点电价进行电能量电费结算，用电侧以实时统一结算点电价进行电能量电费结算，由此导致的应收费用和应付费用之间的偏差费用。

（一）计算方式

$$R_{阻塞}=\sum_{d}^{D}\sum_{i}^{I}\sum_{t}^{96}\left[Q_{日前出清,i,t}\times\left(LMP_{省内实时,i,t}-LMP_{实时统一,t}\right)\right]$$

式中：

$R_{阻塞}$为月度阻塞费用；

$Q_{日前出清,i,t}$为发电企业i日前市场t时段的出清上网电量。

（二）分摊方式

该项费用按月统计，在发电侧和用电侧之间按 1：$K_{阻塞}$比例承担。发电侧由发电企业按月度上网电量（扣除省间现货交易结算电量）比例进行分摊，用电侧由批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{阻塞分摊(发电),i}=\frac{Q_{上网,i}}{\sum_{i}^{I}Q_{上网,i}}\times\frac{1}{K_{阻塞}+1}\times R_{阻塞}$$

$$C_{阻塞分摊(用电),j}=\frac{Q_{用电,j}}{\sum_{j}^{J}Q_{用电,j}}\times\frac{K_{阻塞}}{K_{阻塞}+1}\times R_{阻塞}$$

式中：

$R_{阻塞分摊(发电),i}$为发电企业i月度阻塞费用分摊；

$C_{阻塞分摊(用电),j}$为批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）j月度阻塞费用分摊。

9.2.2 结构平衡费用

结构平衡费用是指在计划与市场双轨制下，由于非市场用户用电量与优先发电上网电量不匹配、现货市场分时

电价与发用两侧非分时电价不匹配等因素在电能量电费计算时电网企业产生的盈余或亏损。

（一）计算方式

$$R_{\text{结构平衡}} = C_{\text{省内市场化电能}} - \left[R_{\text{省内市场化电能}} + \left(Q_{\text{月省内用电}} - Q_{\text{月省内市场化上网}}\right) \times P_{\text{实际平均购电}}\right] - R_{\text{阻塞}}$$

式中:

$R_{\text{结构平衡}}$为月度结构平衡费用;

$C_{\text{省内市场化电能}}$为批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）月度省内电能量电费（含追退补电费，不含各类省间结算电量的偏差或盈余费用分摊或返还、对于电网代理购电同时不包含省间现货购电电能量电费）;

$R_{\text{省内市场化电能}}$为发电企业、独立储能月度省内市场化电能量电费（含暂未参与现货市场发电机组的省内中长期市场化合约电费、追退补电费，不含省间中长期合约电能量电费、省间日前市场电能量电费、省间日内市场电能量电费）;

$Q_{\text{月省内用电}}$为批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）月度省内实际用电量（不含各类省间结算电量）;

$Q_{\text{月省内市场化上网}}$为发电企业、独立储能月度省内市场化折算上网电量（含暂未参与现货市场发电机组的省内中长期

市场化折算上网电量，不含各类省间结算电量、省内优先发电量）；

$P_{实际平均购电}$为月度电网企业代理优先购电用户、代理工商业用户匹配的发电侧电量的实际加权平均上网电价。

（二）分摊返还方式

该项费用按月统计，在发电侧和用电侧之间按 1:$K_{结构平衡}$比例承担。发电侧由发电企业按月度实际上网电量（扣除省间现货交易结算电量）比例进行分摊或返还，用电侧由批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{结构平衡分摊(发电),i}=\frac{Q_{上网,i}}{\sum_{i}^{I}Q_{上网,i}}\times\frac{1}{1+K_{结构平衡}}\times R_{结构平衡}$$

$$C_{结构平衡分摊(用电),j}=\frac{Q_{用电,j}}{\sum_{j}^{J}Q_{用电,j}}\times\frac{K_{结构平衡}}{1+K_{结构平衡}}\times R_{结构平衡}$$

式中:

$R_{结构平衡分摊(发电),i}$为发电企业i月度结构平衡费用分摊;

$C_{结构平衡分摊(用电),j}$为批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）j月度结构平衡费用分摊。

9.3 偏差调节费用

9.3.1 运行考核与获利回收

9.3.1.1 执行偏差获利回收费用

（一）计算方式

详见《黑龙江省现货电能量市场交易实施细则》。

（二）返还方式

该项费用按月统计，按调频市场结算的调频市场总里程补偿费用比例返还至当月实际参与调频调用的燃煤机组、新型经营主体与新能源场站，调频调用相关内容详见《黑龙江省电力辅助服务（调频）市场实施细则》。

$$R_{\text{执行偏差获利回收返还},i(j)}=\frac{R_{\text{月度里程补偿},i}}{\sum_{I\in\text{调频单元}}^{i} R_{\text{月度里程补偿},i}}\times R_{\text{执行偏差}}$$

式中：

$R_{\text{执行偏差获利回收返还},i(j)}$为当月实际参与调频调用的燃煤机组、独立储能、新能源场站i与虚拟电厂（负荷聚合商）j月度执行偏差获利回收返还费用；

$R_{\text{月度调频里程补偿},i}$为月实际参与调频调用的竞价燃煤机组、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）与新能源场站i的月度调频市场总补偿费用；

$R_{\text{执行偏差}}$为月度发电企业、独立储能、虚拟电厂（负荷聚合商）执行偏差获利回收总费用。

若调频市场未运行，按当月参与现货市场的燃煤机组月度实际上网电量、新能源场站出力未受限时段上网电量（扣除省间现货交易结算电量）的比例返还至相应燃煤机组和新能源场站。

$$R_{\text{执行偏差获利回收返还},i}=\frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{上网},i}}\times R_{\text{执行偏差}}$$

9.3.1.2 燃煤机组非停获利回收费用

（一）计算方式

详见《黑龙江省现货电能量市场交易实施细则》。

（二）返还方式

该项费用按月统计，按照月度实际上网电量（扣除省间现货交易结算电量）比例返还至竞价燃煤机组。

$$R_{\text{燃煤非停获利回收返还},i}=\frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_{i}^{I\in\text{竞价燃煤}}Q_{\text{上网},i}}\times R_{\text{非停}}$$

式中:

$R_{\text{燃煤非停获利回收返还},i}$为竞价燃煤机组i月度燃煤机组非停获利回收返还费用;

$R_{\text{非停}}$为月度燃煤机组非停获利回收总费用。

9.3.1.3 燃煤机组启停偏差获利回收费用

（一）计算方式

详见《黑龙江省现货电能量市场交易实施细则》。

（二）返还方式

该项费用按月统计，按照月度实际上网电量（扣除省间现货交易结算电量）比例返还竞价燃煤机组。

$$R_{燃煤启停偏差获利回收返还,i}=\frac{Q_{上网,i}}{\sum_{I\in竞价燃煤 i} Q_{上网,i}}\times R_{启停偏差}$$

式中：

$R_{燃煤启停偏差获利回收返还,i}$为竞价燃煤机组i月度燃煤机组启停偏差获利回收返还费用；

$R_{启停偏差}$为月度燃煤机组启停偏差获利回收总费用。

9.3.1.4 燃煤机组限高考核费用

（一）计算方式

详见《黑龙江省现货电能量市场交易实施细则》。

（二）返还方式

该项费用按月统计，按照月度实际上网电量（扣除省间现货交易结算电量）比例返还至竞价燃煤机组。

$$R_{燃煤限高考核返还,i}=\frac{Q_{上网,i}}{\sum_{I\in竞价燃煤 i} Q_{上网,i}}\times R_{限高}$$

式中：

$R_{燃煤限高考核返还,i}$为竞价燃煤机组i月度燃煤机组限高考核返还费用；

$R_{限高}$为月度燃煤机组限高考核总费用。

9.3.1.5 燃煤机组限低考核费用

（一）计算方式

详见《黑龙江省现货电能量市场交易实施细则》。

（二）返还方式

该项费用按月统计，按照月度实际上网电量（扣除省间现货交易结算电量）比例返还至竞价燃煤机组。

$$R_{燃煤限低考核返还,i}=\frac{Q_{上网,i}}{\sum_{I\in竞价燃煤 i} Q_{上网,i}}\times R_{限低}$$

式中：

$R_{燃煤限低考核返还,i}$为竞价燃煤机组i月度燃煤机组限低考核返还费用；

$R_{限低}$为月度燃煤机组限低考核总费用。

9.3.1.6 燃煤机组最大发电能力变更考核费用

（一）计算方式

详见《黑龙江省现货电能量市场交易实施细则》。

（二）返还方式

该项费用按月统计，按照月度实际上网电量（扣除省间现货交易结算电量）比例返还至竞价燃煤机组。

$$R_{燃煤最大发电能力变更考核返还,i}=\frac{Q_{上网,i}}{\sum_{I\in竞价燃煤 i} Q_{上网,i}}\times R_{变更最大}$$

式中：

$R_{燃煤最大发电能力变更考核返还,i}$为竞价燃煤机组i月度燃煤机组最大发电能力变更考核返还费用；

$R_{变更最大}$为月度燃煤机组最大发电能力变更考核总费用。

9.3.1.7 燃煤机组最小发电能力变更考核费用

（一）计算方式

详见《黑龙江省现货电能量市场交易实施细则》。

（二）返还方式

该项费用按月统计，按照月度实际上网电量（扣除省间现货交易结算电量）比例返还至竞价燃煤机组。

$$R_{燃煤最小发电能力变更考核返还,i}=\frac{Q_{上网,i}}{\sum_{I\in竞价燃煤,i} Q_{上网,i}}\times R_{变更最小}$$

式中：

$R_{燃煤最小发电能力变更考核返还,i}$为竞价燃煤机组i月度燃煤机组最小发电能力变更考核返还费用；

$R_{变更最小}$为月度燃煤机组最小发电能力变更考核总费用。

9.3.2 偏差调节与超额获利回收

9.3.2.1 非竞价燃煤机组超额获利回收费用

非竞价燃煤机组实时市场每个小时实际上网电量与日前市场申报分时发电需求曲线偏差超出允许偏差范围的，将允许偏差外的实时市场与日前市场非竞价燃煤机组的节点电价价差收益进行回收。

（一）计算方式

$Q_{日前申报,i,t}>Q_{日上网,i,t}\times\left(1+X_{7上限}\right)$且

$LMP_{省内日前,i,t}>LMP_{省内实时,i,t}$时：

$$R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收},i}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\Big[\Big(Q_{\text{日前申报},i,t}-Q_{\text{日上网},i,t}\times\big(1+X_{7\text{上限}}\big)\Big)\times\Big(LMP_{\text{省内日前},i,t}-LMP_{\text{省内实时},i,t}\Big)\Big]$$

$Q_{\text{日前申报},i,t}<Q_{\text{日上网},i,t}\times\big(1+X_{7\text{下限}}\big)$且

$LMP_{\text{省内日前},i,t}<LMP_{\text{省内实时},i,t}$时：

$$R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收},i}=\sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\Big[\Big(Q_{\text{日上网},i,t}\times\big(1+X_{7\text{下限}}\big)-Q_{\text{日前申报},i,t}\Big)\times\Big(LMP_{\text{省内实时},i,t}-LMP_{\text{省内日前},i,t}\Big)\Big]$$

式中：

$R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收},i}$为非竞价燃煤机组i月度非竞价燃煤超额获利回收费用；

$Q_{\text{日前申报},i,t}$为非竞价燃煤机组i在日前申报的t时段用电需求曲线折算的上网电量；

$X_{7\text{上限}}$、$X_{7\text{下限}}$为非竞价燃煤超额获利回收允许偏差上限系数与下限系数。

（二）返还方式

该项费用按月统计，在发电侧和用电侧之间按1：$K_{\text{非竞价燃煤超额获利}}$比例返还。发电侧由发电企业按月度上网电量（扣除省间现货交易结算电量）比例进行返还，用电侧由批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）按月度实际用电量比例进行返还。

$$R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收返还(发电)},i}=\frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_{i}^{I}Q_{\text{上网},i}}\times\frac{1}{1+K_{\text{非竞价燃煤超额获利}}}\times R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收}}$$

$$C_{\text{用电侧超额获利回收返还(用电)},j}=\frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_{j}^{J}Q_{\text{用电},j}}\times\frac{K_{\text{非竞价燃煤超额获利}}}{1+K_{\text{非竞价燃煤超额获利}}}\times R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收}}$$

式中:

$R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收返还(发电)},i}$为发电企业$i$月度非竞价燃煤机组超额获利回收返还费用;

$C_{\text{非竞价燃煤超额获利回收返还(用电)},j}$为批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）$j$月度非竞价燃煤机组超额获利回收返还费用;

$R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收}}$为月度总非竞价燃煤机组超额获利回收费用。

9.3.2.2 用电侧超额获利回收费用

对于一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）非现货调节时段实时市场每小时实际用电量与日前市场申报电量偏差超出允许偏差范围的，将允许偏差外的实时市场与日前市场小时均价的价差收益进行回收。

（一）计算方式

$Q_{\text{日前申报},j,h} > Q_{\text{实际},j,h} \times \left(1 + X_{8\text{上限}}\right)$ 且 $LMP_{\text{实时统一},h} > LMP_{\text{日前统一},h}$ 时：

$$C_{\text{用电侧超额获利回收},j} = \sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left[\left(Q_{\text{日前申报},j,h} - Q_{\text{日用电},j,h} \times \left(1 + X_{8\text{上限}}\right)\right) \times \left(LMP_{\text{实时统一},h} - LMP_{\text{日前统一},h}\right)\right]$$

$Q_{\text{日前申报},j,h} < Q_{\text{实际},j,h} \times \left(1 + X_{8\text{下限}}\right)$ 且 $LMP_{\text{实时统一},h} < LMP_{\text{日前统一},h}$ 时：

$$C_{\text{用电侧超额获利回收},j} = \sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left[\left(Q_{\text{日用电},j,h} \times \left(1 + X_{8\text{下限}}\right) - Q_{\text{日前申报},j,h}\right) \times \left(LMP_{\text{日前统一},h} - LMP_{\text{实时统一},h}\right)\right]$$

式中：

$C_{\text{用电侧超额获利回收},j}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）非现货调节时段j月度超额获利回收费用；

$Q_{\text{日前申报},j,h}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）段非现货调节时段j在h小时的省内日前申报电量；

$Q_{\text{日用电},j,h}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）非现货调节时段j在h小时的日实际用电量；

$LMP_{\text{日前统一},h}$为h小时省内日前市场统一结算点电价（4个对应时段价格的算术平均值）；

$LMP_{\text{实时统一},h}$为h小时省内实时市场统一结算点电价（4个对应时段价格的算术平均值）；

$X_{8\text{上限}}$、$X_{8\text{下限}}$为用电侧超额获利回收允许偏差上限系数与下限系数。

（二）返还方式

该项费用按月统计，在发电侧和用电侧之间按1:$K_{\text{用电超额获利}}$比例返还。发电侧由发电企业按月度上网电量（扣除省间现货交易结算电量）比例进行返还，用电侧由一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）非日前优化时段按月度实际用电量比例进行返还。

$$R_{\text{用电侧超额获利回收返还(发电)},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_{i}^{I} Q_{\text{上网},i}} \times \frac{1}{1+K_{\text{用电超额获利}}} \times C_{\text{用电侧超额获利回收}}$$

$$C_{\text{用电侧超额获利回收返还(用电)},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_{j}^{J} Q_{\text{用电},j}} \times \frac{K_{\text{用电超额获利}}}{1+K_{\text{用电超额获利}}} \times C_{\text{用电侧超额获利回收}}$$

式中:

$R_{\text{用电侧超额获利回收返还(发电)},i}$为发电企业$i$月度用电侧超额获利回收返还费用;

$C_{\text{用电侧超额获利回收返还(用电)},j}$为一类用户、售电公司、虚拟电厂（负荷聚合商）$j$月度用电侧超额获利回收返还费用;

$C_{\text{用电侧超额获利回收}}$为月度总用电侧超额获利回收费用。

9.3.2.3 新能源超额获利回收费用

对于非限电时段未执行AGC发电指令的新能源场站，其每小时实际上网电量与日前市场申报电量偏差超出允许偏

差范围的，将允许偏差外的实时市场与日前市场小时均价的价差收益进行回收。

（一）计算方式

$Q_{日前申报,i,h} > Q_{日上网,i,h} \times (1+X_{9上限})$且

$LMP_{省内日前,i,h} > LMP_{省内实时,i,h}$时：

$$R_{新能源超额获利回收,i} = \sum_{d}^{D}\sum_{h}^{24}\left[\left(Q_{日前申报,i,h} - Q_{日上网,i,h} \times (1+X_{9上限})\right) \times \left(LMP_{省内日前,i,h} - LMP_{省内实时,i,h}\right)\right]$$

$Q_{日前申报,i,h} < Q_{日上网,i,h} \times (1+X_{9下限})$且

$LMP_{省内日前,i,h} < LMP_{省内实时,i,h}$时：

$$R_{新能源超额获利回收,i} = \sum_{d}^{D}\sum_{t}^{96}\left[\left(Q_{日上网,i,h} \times (1+X_{9下限}) - Q_{日前申报,i,h}\right) \times \left(LMP_{省内实时,i,h} - LMP_{省内日前,i,h}\right)\right]$$

式中：

$R_{新能源超额获利回收,i}$为未执行AGC发电指令的新能源场站i月度新能源超额获利回收费用；

$Q_{日前申报,i,h}$为未执行AGC发电指令的新能源场站i在日前申报的t时段短期功率预测曲线折算的上网电量；

$Q_{日上网,i,h}$为未执行AGC发电指令的新能源场站i在h小时的日实际上网电量；

$LMP_{省内日前,i,h}$为未执行AGC发电指令的新能源场站i在h小时省内日前市场节点电价（4个对应时段价格的算术平均值）；

$LMP_{省内实时,i,h}$为未执行AGC发电指令的新能源场站i在h小时省内实时市场节点电价（4个对应时段价格的算术平均值）；

$X_{9上限}$、$X_{9下限}$为新能源超额获利回收允许偏差上限系数与下限系数。

（二）返还方式

该项费用按月统计，在发电侧和用电侧之间按1:$K_{新能源超额获利}$比例返还。发电侧由发电企业按月度上网电量（扣除省间现货交易结算电量）比例进行返还，用电侧由批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）按月度实际用电量比例进行返还。

$$R_{新能源超额获利回收返还(发电),i}=\frac{Q_{上网,i}}{\sum_{i}^{I}Q_{上网,i}}\times\frac{1}{1+K_{新能源超额获利}}\times R_{新能源超额获利回收}$$

$$C_{新能源超额获利回收返还(用电),j}=\frac{Q_{用电,j}}{\sum_{j}^{J}Q_{用电,j}}\times\frac{K_{新能源超额获利}}{1+K_{新能源超额获利}}\times R_{新能源超额获利回收}$$

式中:

$R_{新能源超额获利回收返还(发电),i}$为发电企业i月度新能源超额获利回收返还费用;

$C_{新能源超额获利回收返还(用电),j}$为批发市场用户、虚拟电厂（负荷聚合商）j月度新能源超额获利回收返还费用;

$R_{新能源超额获利回收}$为月度总新能源超额获利回收费用。

10 经营主体结算依据

经营主体结算依据包括电能量电费、系统运行费用、市场运营费用等。结算账单内容包括结算依据、汇总表及其他适用的附加项目。

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。

10.1 发电企业结算依据

发电企业*i*的月度结算依据包括电能量电费、系统运行费用、市场运营费用、两个细则费用等，其中:

系统运行费用中包含辅助服务交易费用为发电企业 *i* 月度辅助服务交易费用，按照《黑龙江省电力辅助服务（调频）市场实施细则》等有关规定执行;

发电企业市场运营费用包含:

$$R_{\text{市场运营费用},i}=\left(R_{\text{启动补偿},i}-R_{\text{电网启动补偿分摊(发电)},i}-R_{\text{新能源启动补偿分摊(发电)},i}\right)+\left(R_{\text{特殊补偿},i}-R_{\text{电网特殊补偿分摊(发电)},i}-R_{\text{新能源特殊补偿分摊(发电)},i}\right)+\left(R_{\text{调频量价补偿},i}-R_{\text{调频量价补偿分摊},i}\right)+\left(R_{\text{阻塞分摊(发电)},i}+R_{\text{结构平衡分摊(发电)},i}\right)+\left(R_{\text{执行偏差获利回收返还},i}-R_{\text{执行偏差},i}\right)+\left(R_{\text{燃煤非停获利回收返还},i}-R_{\text{非停},i}\right)+\left(R_{\text{燃煤启停偏差获利回收返还},i}-R_{\text{启停偏差},i}\right)+\left(R_{\text{燃煤限高考核返还},i}-R_{\text{限高},i}\right)+\left(R_{\text{燃煤限低考核返还},i}-R_{\text{限低},i}\right)+\left(R_{\text{燃煤最大发电能力变更考核返还},i}-R_{\text{变更最大},i}\right)+\left(R_{\text{燃煤最小发电能力变更考核返还},i}-R_{\text{变更最小},i}\right)+\left(R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收返还(发电)},i}-R_{\text{非竞价燃煤超额获利回收},i}\right)+\left(R_{\text{新能源超额获利回收返还(发电)},i}-R_{\text{新能源超额获利回收},i}\right)+R_{\text{用电侧超额获利回收返还(发电)},i}$$

10.2 一类用户结算依据

一类用户参与市场后，月度结算依据包括电能量电费、上网环节线损费用、系统运行费用、市场运营费用、输配电费、政府性基金及附加、两个细则费用等，其中：

上网环节线损费用、系统运行费用（含抽水蓄能容量电费、煤电容量电费、电价交叉补贴损益新增损益费用、绿色发展电价损益费用等）、输配电费、政府性基金及附加等，按照黑龙江省有关规定执行。

一类用户市场运营费用包含：

$$C_{\text{市场运营费用},j}=\left(C_{\text{电网启动补偿分摊(用电)},j}+C_{\text{电网特殊补偿分摊(用电)}j}\right)-C_{\text{阻塞分摊(用电)},j}-C_{\text{结构平衡分摊(用电)},j}+\left(C_{\text{用电侧超额获利回收}j}-C_{\text{用电侧超额获利回收返还(用电)},j}\right)-C_{\text{非竞价燃煤超额获利回收返还(用电)},j}-C_{\text{新能源超额获利回收返还(用电)},j}$$

10.3 二类用户结算依据

二类用户参与市场后，月度结算依据包括电能量电费、上网环节线损费用、系统运行费用、市场运营费用、输配电费、政府性基金及附加、两个细则费用等，其中电能量电费计算方式为:

$$C_{\text{电能(零售)}}=Q_{\text{用电(零售)}}\times P_{\text{结算(零售)}}+C_{\text{偏差电费}}$$

式中:

$Q_{\text{用电(零售)}}$为二类用户月度实际用电量;

$P_{\text{结算(零售)}}$为二类用户结算电价，详见《黑龙江省电力零售市场管理实施细则》相关规定;

$C_{\text{偏差电费}}$为二类用户偏差电费，详见《黑龙江省电力零售市场管理实施细则》相关规定;

上网环节线损费用、系统运行费用（含抽水蓄能容量电费、煤电容量电费、电价交叉补贴损益新增损益费用、绿色发展电价损益费用等）、输配电费、政府性基金及附加等，按照黑龙江省有关规定执行。

市场运营费用由售电公司承担，暂不分摊或返还至二类用户。

10.4 三类与四类用户结算依据

三、四类用户由电网企业代理参与市场后，月度实际用电量执行电网企业代理购电价格政策。电网企业月度代理购电价格依据电网代理购电月度电能量电费（含月度偏差电量电费）、上网环节线损费用、系统运行费用、市场运营费用折算；其中市场运营费用包括:

$$C_{\text{市场运营费用（电网代理购电）}} = \left(C_{\text{电网启动补偿分摊(用电),}j} + C_{\text{电网特殊补偿分摊(用电),}j}\right) - C_{\text{阻塞分摊(用电),}j} - C_{\text{结构平衡分摊 用电),}j} - C_{\text{非竞价燃煤超额获利回收返还(用电),}j} - C_{\text{新能源超额获利回收返还(用电),}j}$$

三、四类用户输配电费、政府性基金及附加等，按照黑龙江省有关规定执行。

10.5 售电公司结算依据

售电公司参与批发市场、零售市场后，月度结算依据包含批发市场购电费、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;

$C_{\text{市场运营费用},j}$统计目录与一类用户保持一致;

$\sum C_{\text{电能(零售)}}$为售电公司代理的所有二类用户的电能量电费，按照本细则“10.3 节”的原则计算。

10.6 独立储能结算依据

独立储能i的月度结算依据包括电能量电费、辅助服务交易费用、执行偏差获利回收与返还费用、两个细则费用等，计算公式如下:

$$R_{\text{独立储能总电 },i} = R_{\text{电能},i} + R_{\text{辅助服务},i} + R_{\text{两个细则},i} + \left(R_{\text{执行偏差获利回收返还},i} - R_{\text{执行偏差},i}\right)$$

10.7 虚拟电厂、负荷聚合商结算依据

虚拟电厂（负荷聚合商）月度结算依据包括批发市场购电费、代理资源购售电费、市场运营费用、系统运行费用等，其中:

批发市场购电费、市场运营费用与本细则“10.2 节”一致。虚拟电厂（负荷聚合商）代理资源购售电费按照代理资源与虚拟电厂（负荷聚合商）的代理协议或其他相关规定的结算方式开展结算，代理电力用户总电费按照本细则“10.3 节”的原则与虚拟电厂（负荷聚合商）结算;

市场运营费用传导机制与本细则“10.5 节”一致。

11 退补管理

11.1 政策性退补

（一）因国家电价政策调整、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，由电力交易机构出具退补依据，再由电网企业依照有关规定开展市场化电费退补。

11.2 非政策性退补

经营主体由于历史发用电量计量差错、营业差错、违约用电窃电等等原因需要进行电费追退补调整的，由电网企业依据以下原则开展追退补工作。

（一）用电侧在日清分账单核对期内，及月度账单发布前发生电量、电价、市场运营相关结算费用变化等情况，并能及时调整时，重新计算相应日期和时段的电能量电费及相关市场运营相关结算费用。

（二）发电侧在月度账单发布前发生电量、电价、市场运营费用变化等情况，并能及时调整的，重新计算差错期间的电能量日清分结果及相关市场运营相关结算费用；但无法对日清分结果进行调整的事项，通过月内追退补结算流程调整计算结果:

若发电侧经营主体当月一段时期出现的电量差错累计

值小于该段时期市场总电量累计值0.05%，且小于该段时期其自身电量累计值5%的，在月度结算时电能量电费按实时市场月度加权均价进行追退补结算，原则上用电侧电价及相关市场运营相关结算费用不做调整。

其余情况，若差错电量可追溯至时点时，在月度结算中电能量电费按相应的节点电价进行电能量电费及其相关市场运营结算费用的追退补结算；若差错电量不能追溯至时点时，电能量电费按差错月实时市场月度加权均价进行追退补结算，并对其具备追溯条件的相关市场运营相关结算费用开展追退补结算。

（三）月度账单发布后，6个月内经营主体可反馈异议，经核实后随后续现货试运行月度结算进行追退补（追溯期最长不超过6个月）。在月度追退补时，按照以下原则进行处理:

原则上，对发电侧月度电量追退补后，不对统一结算点电价进行调整，若影响较大（如统一结算点电价变化超过0.01元/千瓦时）可由经营主体提出后相应调整统一结算点电价。

若经营主体差错电量可追溯至时点时，按相应的节点电价（统一结算点电价）进行电能量电费及其相关市场运营结算费用（不含分摊项）的追退补结算；若差错电量不能追溯至时点时，电能量电费按差错月实时市场月度加权

均价进行追退补结算，并对其具备追溯条件的相关市场运营费用（不含分摊项）开展追退补结算。发生差错的经营主体的市场运营费用经追退补调整后，其余缺纳入退补月相应类别市场运营费用进行分摊、返还。原则上对个体电量数值发生变化的电量差错，其追退补电量不再参与市场运营费用的分摊、返还计算。

根据修正后的发用电两侧电量重新计算差错月的资金余缺费用；若经营主体因电量、电价差错等原因追退补的电能量电费与追退补的资金余缺费用存在差额时，将差额纳入资金余缺费用追退补管理。

（四）市场运营相关结算费用的追退补结算原则为：

对于分摊或返还类的市场运营费用，当市场整体追退补结算金额小于差错发生月30%时，按追退补结算月电量结构进行分摊或返还；当市场整体追退补结算金额大于等于差错发生月30%时，以差错发生月电量结构进行分摊或返还。

原则上对经营主体市场运营费用的分摊或返还项不做追补，当需要进行追退补时，在发用两侧进行分摊或返还的，结算月单侧分摊或返还方式与差错月一致，追补费用在单侧处理；在发用两侧进行分摊或返还的，结算月单侧分摊或返还方式与差错月不一致，追补费用纳入结算月该项市场运营费用总额处理。

（五）若出现重大偏差（调度出清结果变更等），由相关经营主体提出，经利益相关方共同确认后，电网企业按业务发生期（差错发生期间）价格及电量结构追溯调整结算，并相应计算对市场运营相关结算费用的影响。

（六）原则上，对用电侧发生电量退补，不再调整电量差错月售电公司、虚拟电厂批发市场电能量均价、零售结算均价或代理协议价格等计算市场运营费用涉及的各类价格。若出现重大偏差，可由相关经营主体提出，经利益相关方共同确认后，进行追溯调整计算。

（七）对用电侧发生分时电量退补，按差错时段计算价差调整电费对应电价进行电能量电费退补结算，原则上不再调整电量差错月价差调整电费，若出现重大偏差，由电网企业进行追溯调整计算。

（八）若因经营主体主观原因造成电量差错的，追退补调整按照《电力法》《供电营业规则》等法规执行。

（九）无法在最近一次结算周期内完成追退补的，追退补金额应在下个结算周期的结算依据中记为“结算调整项目”费用。

（十）未尽事宜，需提请相关政府管理部门，按政府管理部门决策意见执行。

12 收付款管理

发电企业、独立储能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（负荷聚合商）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。

对因履约保函（或保险）无法覆盖次月批零倒挂电费、且未及时追加保函的售电公司，将其前期盈利的部分资金暂缓支付，用于弥补售电公司可能产生的亏损，结清亏损电费且追加保函后，恢复正常。

13 其他结算事项

13.1 市场中止与管制

在现货市场市场中止和价格管制时段，根据《黑龙江省现货电能量市场交易实施细则》与本细则“6.1节”中规定的结算原则开展结算。

13.2 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。电网企业向经营主体付款的总额不应超过实际收款及提取到的履约保函、保险金额总和。

（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，并纳入市场信用管理流程。

（四）用电侧发生违约用电、窃电行为的，按照《供电营业规则》规定承担相关责任，其补交电费执行当期电能量价格、输配电价及政府性基金及附加等用电价格，并承担相应的违约使用电费。

附件一：市场参数表

$K_{\text{电网启动补偿}}$	电网运行需求导致的部分启动补偿费用用电侧分摊比例
$K_{\text{电网特殊补偿}}$	电网运行需求导致的部分特殊机组补偿费用用电侧分摊比例
$K_{\text{调频量价}}$	调频量价补偿费用用电侧分摊比例
$K_{\text{阻塞}}$	阻塞费用用电侧分摊比例
$K_{\text{结构平衡}}$	结构平衡费用用电侧分摊比例
$K_{\text{非竞价燃煤超额获利}}$	非竞价燃煤机组超额获利回收用电侧返还比例
$K_{\text{用电超额获利}}$	用电侧超额获利回收用电侧返还比例
$K_{\text{新能源超额获利}}$	新能源超额获利回收用电侧返还比例
X_7	非竞价燃煤超额获利回收允许偏差，单位%
X_8	用电侧超额获利回收允许偏差，单位%
X_9	新能源超额获利回收允许偏差，单位%