

内蒙古电力多边交易市场规则体系

(征求意见稿)

内蒙古自治区能源局
国家能源局华北监管局
2024年11月

总 目 录

1. 内蒙古电力多边交易市场基本规则（试行）	1
2. 内蒙古电力多边交易市场准入注册实施细则	15
3. 内蒙古电力多边交易市场电力中长期交易实施细则	39
4. 内蒙古电力多边交易市场电力现货交易实施细则	57
5. 内蒙古电力多边交易市场结算实施细则	141
6. 内蒙古电力多边交易市场计量管理实施细则	185
7. 内蒙古电力多边交易市场信息披露实施细则	201
8. 内蒙古电力多边交易市场经营主体交易行为及信用评价 实施细则	233
9. 内蒙古电力多边交易市场需求侧响应交易实施细则	247
10. 内蒙古电力多边市场运行参数（试行）	267

附件 1

内蒙古电力多边交易市场 基本规则（试行） （征求意见稿）

二〇二四年十一月

目 录

第一章	总 则	1
第二章	电力市场成员	2
第三章	市场注册与注销	3
第四章	电能量交易	3
第一节	电能量交易总则	3
第二节	中长期交易	4
第三节	现货交易	4
第四节	绿电交易	5
第五章	需求侧响应交易	6
第六章	辅助服务市场	6
第七章	市场调控	7
第八章	计量与结算	8
第九章	信息披露	10
第十章	风险防控	10
第十一章	法律责任	11
第十二章	附 则	11

第一章 总 则

第一条 为进一步深化内蒙古自治区电力体制改革，健全绿色低碳发展机制，加快推进新型电力系统建设，完善统一开放、竞争有序的电力市场体系，发挥市场在电力资源配置中的决定性作用，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）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第20号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）等文件要求，结合内蒙古自治区实际，制定本规则。

第二条 本规则适用于内蒙古电力多边交易市场（以下简称“内蒙古电力市场”），市场范围为内蒙电力（集团）有限公司的电网供电区域。

第三条 华北能源监管局、内蒙古自治区电力市场主管部门依据本规则组织制定内蒙古电力市场各项实施细则。华北能源监管局、内蒙古自治区电力市场主管部门根据职能对电力市场实施监督管理。

第四条 内蒙古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、需求侧响应交易等。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。

第五条 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。

第二章 电力市场成员

第六条 本规则所称的电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等。其中，经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体（含储能企业、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、电力调度机构。

第七条 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。

第八条 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。

第九条 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。

第三章 市场注册与注销

第十一条 内蒙古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，具体负责电力市场成员注册、信息变更、市场注销、交易暂停和异议处理等管理工作。

第十二条 电力交易机构依法依规履行经营主体市场注册的信息披露义务。

第十三条 经营主体进入（退出）电力市场应当办理相应的注册（注销）手续，按照“申请、承诺（声明）、审查、公示、生效”的流程，获取（注销）市场交易资格。

第四章 电能量交易

第一节 电能量交易总则

第十四条 电能量交易采用节点电价机制，体现中长期交易和现货交易的时间属性和空间属性。每一个节点作为独立的交易位置开展交易，并按照各节点电价进行独立结算。

第十五条 自治区电力市场主管部门根据运行情况确定中长期交易位置的节点位置。中长期交易形成经营主体在有关交易节点上的注入、流出物理交割义务。

第十六条 电网企业作为内蒙古电力市场唯一承运方，通过承运合约方式实现输电权让渡或交易，完成电力商品运输。承运合约在约定的起点和终点节点上形成节点注入、流出的物理交割

义务。

第十七条 根据节点的合约义务和调度出清的物理结果平衡的原则，形成每一个经营主体在各节点上的现货交易量，经营主体的现货交易对象是电网企业。

第十八条 不同节点之间的通道输电权默认为电网企业所有，电网企业通过节点间电力商品运输参与各节点市场，节点间价差收益为阻塞盈余。

第二节 中长期交易

第十九条 中长期交易时标为全天 96 点电能量交易，带时标的交易量组成交易曲线。

第二十条 按照交易周期划分为数年、年度、季度、月度、周、多日等不同时间维度的交易。

第二十一条 中长期交易合同可采用纸质、电子合同或交易凭证形式，合同内容应包括但不限于合同主体、合同周期、合同电量（带时标或曲线）、合同价格、交易位置（合同交割点）等要素。

第二十二条 电力中长期交易的成交价格由经营主体通过协商、竞价、挂牌和滚动撮合等市场化方式形成，鼓励采用典型标准化交易曲线。

第三节 现货交易

第二十三条 初期，仅开展实时现货交易，实时交易结果作

为经营主体执行和结算依据。考虑日前市场边界稳定等因素，暂不开展日前交易，日前仅进行可靠性机组组合及预出清，日前预出清结果仅向经营主体披露。根据市场发展需要，适时开展日内交易。

第二十四条 电力调度机构考虑经营主体申报情况及各类约束条件，以社会福利最大化为目标出清形成实时电网物理运行结果(分时出力曲线)，按照节点边际电价机制形成各节点电价，按照第十七条节点义务平衡原则形成经营主体在各节点上的现货交易量。

第二十五条 出清过程中需满足的各类安全约束条件，安全校核与市场出清同步进行。市场出清结果必须严格满足国家和行业政策、标准要求，同时满足电网安全稳定运行、机组安全运行以及电力电量平衡等约束条件。

第四节 绿电交易

第二十六条 绿色电力交易是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值为标的物的电力交易品种，绿电交易纳入电力中长期交易范畴。

第二十七条 内蒙古电力市场绿电交易组织相关事项按照具体细则执行。

第二十八条 鼓励新能源企业与资信良好的电力用户签订长周期的电力购买协议(PPA)，建立促进绿色电力发展的长效

机制。

第五章 需求侧响应交易

第二十九条 电力需求侧响应是指通过市场价格信号或资金补贴等激励机制，引导鼓励电力用户改变原有电力消费模式的用能行为，以促进电力供需平衡，保障电网稳定运行。

第三十条 需求侧响应交易与现货电能量交易按照“顺序衔接、独立出清”的方式协同运行，研究探索需求侧响应交易和现货电能量交易融合。

第三十一条 需求侧响应主体应符合国家和蒙西地区有关准入条件，满足参与市场交易的计量条件，满足按节点进行申报、通信等技术条件，信用良好，未被列入失信联合惩戒黑名单，符合信用管理要求。鼓励满足条件的经营主体以虚拟电厂身份参与需求侧响应交易。

第六章 辅助服务市场

第三十二条 辅助服务市场交易包括电网调频、调压、备用、爬坡等辅助运行相关的交易。市场初期开展调频辅助服务市场交易，与现货市场“顺序衔接、独立出清”（与需求侧响应保持一致）。视市场发展和实际需要，建立备用、爬坡等辅助服务交易品种。具备条件时，辅助服务市场与现货市场联合出清。

第三十三条 华北能源监管局结合内蒙古电网运行需求和特性，按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，确定各

类电力辅助服务交易品种、补偿类型并制定具体细则。鼓励新型储能、可调节负荷等经营主体参与电力辅助服务。

第三十四条 承诺提供电力辅助服务的经营主体，在实际运行中，未按照约定提供有效电力辅助服务的，具体考核依照有关实施细则或市场交易规则执行。已通过市场机制完全实现的，不在实施细则中重复考核。

第七章 市场调控

第三十五条 为保障用户用能价格平稳、中长期市场和现货市场的有序衔接，内蒙古价格主管部门可以对交易限价、价格干预等管制性价格规则按程序进行调整，内蒙古电力市场主管部门可以对交易组织管理、电量约束、市场参数等按规定程序进行调整，市场成员可以提出相关调整建议。

第三十六条 市场运营机构应监测分析市场运行情况，开展市场仿真研究测算，向内蒙古电力市场主管部门及时提出市场调控建议。

第三十七条 内蒙古电力市场主管部门可以根据实际需要，对交易位置、市场参数结构和运输责任等要素按规定程序进行优化和调整，市场成员可提出有关建议。

第三十八条 电网企业按照内蒙古电力市场主管部门要求开展输电权分配，有关规则另行制定。市场初期，阻塞盈余暂按结算细则返还至参与电力市场的经营主体。

第三十九条 为抑制不当投机，保障市场稳定，市场运行初期，内蒙古价格主管部门对中长期交易实施限价约束管理，内蒙古电力市场主管部门对中长期交易实施限量约束管理，并对中长期交易频次适时调整，中长期交易应满足相应交易约束，经交易机构校核后确认成交。

第四十条 现货市场限价设定考虑经济社会承受能力，有利于市场发现价格，激励投资，引导用户侧削峰填谷，提高电力保供能力，并与中期限价有效衔接，防范市场运行风险。内蒙古价格主管部门会同电力市场主管部门可根据市场运行情况设置或调整现货交易报价频次、申报价格和出清价格限值，当市场价格处于价格限值的连续时间超过一定时长后，可设置并执行二级价格限值。

第四十一条 政府有关部门可根据用电负荷或净负荷特性变化，参考电力现货市场分时电价信号，适时调整目录分时电价时段划分、浮动比例，建立分时电价动态调整机制，合理设定峰谷电价标准。

第四十二条 开展市场调控时，应按照国家要求履行相关程序。

第八章 计量与结算

第四十三条 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。

第四十四条 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。

第四十五条 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。

第四十六条 参与电能量交易的经营主体，应当明确各自电能计量点。电能计量点位于经营主体与电网企业的产权分界点，产权分界点不能安装电能计量装置的，由双方协商确定电能计量点。法定或者约定的计量点计量的电能作为电费结算的依据。经营主体以计量点为分界承担电能损耗和相关责任，国家另有规定的除外。

第四十七条 电网企业应当建立并维护电能计量数据库，并按照有关规定向经营主体公布相关的电能计量数据。

第四十八条 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。

第四十九条 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。

第五十条 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 严格执行国家能源局《电力市场信息披露基本规则》，电力监管机构监督实施。

第十章 风险防控

第五十四条 电力市场运营机构要履行市场监控和风险防控责任，对电力供需风险、电力系统安全运行风险、市场价格异常风险、市场操纵风险、市场金融风险、电力市场技术支持系统风险、网络安全风险、履约风险等进行监测和分析。市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

第五十五条 市场运营机构开展市场力监测，对滞留、市场串谋和市场操纵行为进行识别，并将情况及时报告电力监管机构和内蒙古电力市场主管部门，电力监管机构和内蒙古电力市场主管部门按照职能分工查处。

第五十六条 电网企业和电力市场运营机构应加强金融风险防范和监测，根据市场金融发展的阶段和形势，建立适应需要

的、相对独立的内部审计机构和监督机制，保障电网企业和电力市场运营机构的规范性和独立性。市场初期，各类电力交易产生的价格仅在内蒙古电力市场中内部使用。

第五十七条 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。

第十一章 法律责任

第五十八条 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；

（四）其他违反本规则规定且造成社会不良影响的。

第五十九条 任何单位和个人扰乱电力市场运营机构的秩序且影响电力市场活动正常进行，或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的，按照有关规定处理；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第十二章 附 则

第六十条 经营主体之间、经营主体与市场运营机构之间、经营主体与电网企业之间因参与内蒙古电力市场发生争议的，市

场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可先通过市场管理委员会调解，也可向华北能源监管局、内蒙古自治区政府有关部门申请行政调解；调解不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第六十一条 本规则由华北能源监管局和内蒙古自治区能源局解释。

附件 2

内蒙古电力多边交易市场 准入注册实施细则 (征求意见稿)

二〇二四年十一月

目 录

第一章 总 则.....	1
第二章 市场注册.....	2
第一节 经营主体注册条件.....	4
第二节 注册流程.....	7
第三章 信息变更.....	9
第一节 信息变更类型及条件.....	9
第二节 信息变更流程.....	10
第四章 市场注销.....	12
第一节 申请注销.....	12
第二节 自动注销.....	14
第三节 注销说明.....	17
第五章 交易暂停.....	18
第六章 异议处理.....	20
第七章 附 则.....	21

第一章 总 则

第一条 为规范内蒙古电力多边交易市场（以下简称内蒙古电力市场）的经营主体注册、信息变更和退出管理，依法保护市场成员的合法权益，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）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）《内蒙古电力多边交易市场基本规则》和有关法律、法规规定等文件要求，结合内蒙古自治区实际，制定本细则。

第二条 本细则适用于内蒙古电力市场的各类经营主体参与电力批发市场的注册业务。

第三条 本细则所称经营主体包括发电企业、电力用户、售电企业（不含拥有配电网业务的售电企业，配售电企业相关办法另行制定）、独立储能、虚拟电厂以及其他新型经营主体（包含电动汽车运营商、负荷聚合商、分布式电源等）。经营主体可根据自身条件，通过内蒙古电力市场主管部门认定后注册或自主注册获取市场资格并参与市场交易。

第四条 与内蒙古电网有电气连接的地方电网和趸售电网，可由趸售区内的电网企业或电力用户注册参与内蒙古电力市场交易，也可暂由供电区内的电网企业注册参与交易。

与内蒙古电网有电气连接的境外电网、发电企业、电力用户或相关经营主体，在满足所在国家（地区）相关法律法规和

政策规定前提下，可按照中华人民共和国对外贸易相关法律法规和内蒙古电力市场有关规定注册成为经营主体，通过与内蒙古自治区内具有跨境电力贸易资质的企业建立购售电关系，参与内蒙古电力市场。

第五条 电力交易机构根据市场政策及市场运行规则，按照统一管理、规范运作的原则组织开展市场注册服务，建设并运维内蒙古电力多边交易市场技术支持系统（以下简称电力交易平台）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。

第六条 内蒙古电力市场各类经营主体的电力市场注册业务信息，应根据市场建设进程需求、相关市场规则要求，进行调整、完善。

第二章 市场注册

第七条 经营主体应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。无独立法人资格的经营主体，由拥有独立法人资格的上级公司代理或授权参与市场交易。售电企业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、负荷聚合商初期参照执行。具有多重主体身份的经营主体，应设立不同类型交易账号，分别以发电、用电（多行业）等不同类型参与市场交易。

第八条 符合参与市场条件及范围的经营主体，在电力交易平台提交注册申请、填写和上传相应注册资料，电力交易机构依据政府文件及相关市场规则为经营主体办理注册，注册完成并且公示无异议的经营主体，方可参与市场交易。其中，一般经营主体执行注册制，按照“申请、承诺、审查、公示、生效”的流程，办理市场注册手续，获取市场交易资格。经内蒙古电力市场主管部门认定的电力用户，获取市场交易资格并明确经营主体类型，完成注册后即可参与相应市场交易。

第九条 经营主体应对提交材料的真实性、有效性、合规性和完备性负责，在充分知悉参与市场交易应承担责任和存在风险的前提下，签署入市信用承诺书，承诺严格遵守相关文件规定、电力交易平台使用规约、市场规则和交易组织中的相关要求。

第十条 经营主体参与市场交易，应当符合注册要求，在电力交易机构办理市场注册，获取交易资格。

第十一条 电力用户在同一合同周期内仅可与一家售电企业确立零售服务关系，电力用户全部电量通过该售电企业购买。

第十二条 电力交易机构将注册生效的经营主体纳入经营主体目录，按照信息披露要求向社会公布，按照内蒙古电力市场主管部门要求进行备案。

第十三条 当市场政策调整或者交易规则发生重大变化时，电力交易机构可组织经营主体重新注册或补充完善注册资料。

第一节 经营主体注册条件

第十四条 发电企业执行市场注册制，应满足以下基本条件：

（一）依法取得发电项目核准或备案文件，依法取得或者豁免电力业务许可证（发电类）；

（二）与电网企业签订《购售电合同》；

（三）具备电量分时、分表计量与数据传送等技术标准，数据准确性与可靠性应能满足交易要求，接入电力调度自动化电力交易平台，具备接收和执行调度指令条件；

（四）并网自备电厂取得电力业务许可证（发电类）。

第十五条 电力用户注册参与市场，应满足以下基本条件：

（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《供用电合同》；

（二）具备相应的计量条件，满足市场计量和结算的要求；

（三）需行业认定的电力用户，应取得盟市级及以上电力市场主管部门出具的批复文件；

（四）参与外送电力交易的经营主体作为购电主体在电力交易平台进行注册参与市场交易，购入电量向域外进行输送与供应。

第十六条 售电企业市场注册应具备以下基本条件：

（一）依照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人；

(二) 符合国家《售电公司管理办法》有关规定，其中拥有配电网运营权的售电企业应当取得电力业务许可证（供电类）；

(三) 满足自治区《售电公司管理办法》相关规定，其中有关资产、专业人员、经营场所、电力交易平台及信用状况等条件，专业人员需满足单一任职条件，高级或中级职称的人员中至少有1名为电力类专业；售电企业需在内蒙古自治区行政区划内的银行进行企业基本账户设立，银行开户证明文件需加盖立户银行业务章。

第十七条 独立储能市场注册应满足以下基本条件：

(一) 依法取得项目核准或备案文件。

(二) 签订《并网协议》、《并网调度协议》、《购售电合同》以及《供用电合同》等合同，接入电力调度自动化系统，与电网企业建立电费结算关系，并公平承担社会责任，缴纳相关费用；

(三) 具有独立分时计量、数据传输以及发电/负荷控制等技术条件，数据准确性与可靠性满足要求，通过电力调度机构技术测试，能够以独立主体身份接受电网统一调度，向电网提供容量调用资源；

(四) 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，具体数值以国家或自治区有关规定为准；

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

第十八条 虚拟电厂市场注册应满足以下基本条件：

(一) 签订《并网协议》、《并网调度协议》、《购售电合同》以及《供用电合同》等合同，与电网企业建立电费结算关系，并公平承担社会责任，缴纳相关费用；

(二) 接入电网的调节容量、速率等调节性能达到自治区虚拟电厂相关政策要求；

(三) 具有独立分时计量、数据传输以及发电负荷控制等技术条件，数据准确性与可靠性满足要求，接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统，聚合同一 220kV 节点调节资源的，以一体化单元参与市场，聚合不同 220kV 节点调节资源的，以多个单元分别参与市场；

(四) 虚拟电厂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。

第十九条 其他新型经营主体市场注册应满足以下基本条件：

(一) 签订《并网调度协议》、《购售电合同》或《供用电合同》、《负荷确认协议》等合同，与电网企业建立电费结算关系，并公平承担社会责任，缴纳相关费用；

(二) 具有独立分时计量、数据传输以及发电负荷控制等技术条件，数据准确性与可靠性满足要求，接入新型电力负荷管理电力交易平台或电力调度自动化电力交易平台，能够以一体化单元接受电网统一调度；

(三) 负荷聚合商具备对聚合资源的调节或控制能力，拥有安全、可靠的负荷管理运营系统，聚合范围、调节性能等条件应满足国家和自治区的相关规则规定。

第二节 注册流程

第二十条 经营主体注册流程：

(一) 符合参与市场条件及范围的经营主体，可以自愿登录电力交易平台提交入市申请，提交《入市信用承诺书》，并按要求填报企业信息和上传注册所需资料；

(二) 电网企业在 3 个工作日内维护电费结算信息及户号基本信息。

(三) 电力交易机构在电网企业完成电费结算信息及户号基本信息维护后 5 个工作日内进行完整性审查。对于市场注册材料不符合要求的，应予以一次性告知；

(四) 注册生效后，电力交易机构将生效的经营主体纳入经营主体目录，按照信息披露要求向社会公布，按照内蒙古电力市场主管部门要求进行备案。

第二十一条 市场注册审查通过的发电企业、电力用户、独立储能原则上无需公示，注册手续直接生效。

第二十二条 电力用户可选择电网代购电参与市场交易、直接参与市场交易或由售电企业代理的方式参与市场。新报装电力用户在报装阶段可选择由电网代购电参与市场交易或直接参与市场交易。选择直接参与交易的电力用户，电网企业在电力用户报装生成户号后实时同步推送至电力交易平台，并出具相关证明文件，用于电力用户办理市场主体注册。经电网企业确认户号生效，具备计量推送条件后，完成注册工作。

第二十三条 电网代购电用户在每季度最后一个月 15 日前完成市场注册的可参与下个季度的直接交易，超过季度最后一个月 15 日前未完成注册的顺延到下个季度末生效。

第二十四条 售电企业、虚拟电厂、负荷聚合商市场注册按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。

（一）售电企业市场注册流程按照《售电公司管理办法》规定执行；

（二）虚拟电厂、负荷聚合商初期参照售电企业注册流程执行，市场注册审查通过的，电力交易机构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 5 个工作日，公示期满无异议的经营主体，注册手续自动生效。

（三）经公示无异议的经营主体完成市场注册，获取市场交易资格；公示有异议并通过电力交易机构审核确认的，市场

注册暂不生效，补充完善相关材料，再次提交注册申请，并重新履行公示程序。

第三章 信息变更

第一节 信息变更类型及条件

第二十五条 经营主体市场注册信息发生变化后，应在5个工作日内向电力交易机构提交变更申请并按要求提供以下材料：

（一）企业基本信息变更；

（1）企业名称变更。同一经营主体在统一社会信用代码不变的情况下可发起申请。需提交属地市场监管局出具的《名称变更核准通知书》、变更后的营业执照、《入市信用承诺书》。

（2）法定代表人（或负责人）变更。需提交变更后的身份证信息、变更后的营业执照及《入市信用承诺书》。

（二）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；

（三）电力业务许可证变更、延续等；

（四）发电企业机组并网投运、经营权变化引起的机组转让、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；

（五）储能企业主体经营权变化引起的储能项目（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；

（六）售电企业、虚拟电厂、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；

（七）户号信息变更。新增一般行业户号可直接发起申请，需行业认定的电力用户，应取得盟市级及以上电力市场主管部门出具的认定文件。删除户号需提供盟市级电网企业出具的销户证明。已入市经营主体新增新装户号，由电网企业提供相关文件，电力交易机构审核通过直接生效；已入市经营主体的电网代购户号选择参与市场交易，按季度生效。

（八）银行账号、交易账号信息等变更；

（九）其他市场注册信息变更的。

第二节 信息变更流程

第二十六条 经营主体市场注册信息变更按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。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。售电企业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。

第二十七条 经营主体信息变更流程：

（一）经营主体在信息发生变化的5个工作日内，向电力交易机构提交信息变更申请与相关资料；

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

（三）变更信息生效后，电力交易机构按规定及时通过电力交易平台向社会公开，并经电力交易平台推送至内蒙古电力市场主管部门、电力监管机构备案。

第二十八条 信息变更审查通过的发电企业、电力用户、独立储能以及不存在第二十五条第一、二、六款情形的售电企业、虚拟电厂、负荷聚合商原则上无需公示，变更手续直接生效。

第二十九条 售电企业、虚拟电厂、负荷聚合商市场注册信息变更存在第二十五条第一、二、六款情形的，信息变更按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。

（一）售电企业信息变更流程按照《售电公司管理办法》规定执行；

（二）虚拟电厂、负荷聚合商初期参照售电企业信息变更流程执行，信息变更审查通过的，电力交易机构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5个工作日，公示期满无异议的经营主体，信息变更手续自动生效。

(三) 经公示无异议的经营主体完成信息变更，公示有异议并通过电力交易机构审核确认的，信息变更手续暂不生效，补充完善相关材料，再次提交变更申请，并重新履行公示程序。

第三十条 经营主体市场注册信息发生变化未按规定时间进行变更，并造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担相应责任。

第三十一条 经营主体在注册信息变更期间可正常参与市场交易。

第四章 市场注销

第三十二条 经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销。

第一节 申请注销

第三十三条 依据国家及内蒙古电力市场相关政策要求，经营主体一经入市，不得随意退出市场。确需申请注销的经营主体，发电企业和售电企业应提前 45 个工作日、其他经营主体提前 30 个工作日登录电力交易平台提交注销申请，并上传相关资料。

第三十四条 当经营主体发生以下情形时，经营主体在妥善处理全部合同义务后，可申请注销：

（一）经营主体宣告破产、解散、工商注销的，依法被撤销、解散、关闭的，或虽未破产但被地方政府有关部门关停或主动拆除，不再发电或者用电；

（二）电力用户在当地供电单位办理销户；

（三）因企业兼并、重组、出让等原因，经营主体无实际用电设施对应营销户号；

（四）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；

（五）因电网网架调整，导致发电企业、电力用户的发用电物理属性无法满足所在地区的市场注册条件；

（六）经营主体所有机组关停退役的；

（七）经营主体不再属于工商业用电性质的；

（八）售电企业注销条件按照国家有关售电企业准入与退出的管理规定执行。

第三十五条 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。经营主体申请注销之前，应提交注销申请、合同处理完毕声明以及相关支撑材料，并妥善处理其全部合同义务，包括但不限于缴清市场化费用及欠费，处理完毕尚未交割的合同电量，解除售电代理关系并处理好后续事宜等。

第三十六条 经营主体申请注销流程：

（一）符合注销条件的经营主体在电力交易平台上传相关材料，发起退市申请；

（二）即将市场注销的经营主体处理所有已签订但未履行的市场交易合同。

（三）电力交易机构收到经营主体注销申请之日起，会同电网企业相关部门、电力调度机构、属地供电单位、交易合同利益相关方，核实其应履行的市场义务、电费收缴、交易费用缴纳、合同履行、结算执行等情况；

（四）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；

（五）经核实后满足注销条件的，电力交易机构通过电力交易平台向社会进行公示，公示期为10个工作日；

（六）公示期满无异议的，电力交易机构为经营主体办理注销手续；

（七）电力交易机构报华北能源监管局和内蒙古电力市场主管部门备案。

第二节 自动注销

第三十七条 电力交易机构每年开展经营主体持续满足注册条件核验，发现下列情形的予以自动注销处理：

（一）符合正当理由退出电力市场交易、工商营业执照注销、吊销且未申请市场注销的；

(二) 核验后不满足电力市场准入注册条件的经营主体，电力交易机构应采取提醒、公告等措施告知经营主体；对于告知后 3 个月内仍不满足电力市场准入注册条件的。

相关情况报华北能源监管局和内蒙古电力市场主管部门备案。

第三十八条 经营主体如拒不履行相关义务，存在如下行为的，应由电力交易机构发起自动注销：

(一) 隐瞒有关情况或以提供虚假申请资料等方式违规进入市场，且拒不整改的；

(二) 严重违反市场交易规则及市场管理规定，且拒不整改或未在规定期限内完成整改的；

(三) 拒不服从电力调度指令，对电网或电力市场造成重大不良影响或严重后果的；

(四) 电力用户恶意拖欠电费、擅自变更用电类别或违规用电造成严重后果的；

(五) 企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价不适合继续参与市场交易的；

(六) 被有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为做出处理，并被纳入失信企业黑名单的；

(七) 因安全、环保、节能标准及市场诚信不满足要求，被责令停产的，或被相关部门明确要求不得参与市场交易的；

（八）出现市场串谋、提供虚假材料误导调查、散布不实市场信息等严重扰乱市场秩序的；

（九）与其他经营主体发生购售电合同纠纷，经法院裁定为存在诈骗等行为的，或经司法机构、司法鉴定机构裁定伪造公章等行为的；

（十）依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业的；

（十一）售电企业未持续满足《售电公司管理办法》规定的注册条件且未在规定时间内整改到位的；

（十二）内蒙古电力市场主管部门和华北能源监管局认定的其他情况；

（十三）法律、法规规定的其他情形。

第三十九条 经营主体自动注销由电力交易机构发起，按照公示、生效的流程办理。经营主体申请注销流程：

（一）华北能源监管局和内蒙古电力市场主管部门确定符合自动注销条件的经营主体名单；

（二）电力交易机构发起相关经营主体的自动注销；

（三）即将市场注销的经营主体处理所有已签订但未履行的市场交易合同；

（四）电力交易机构发起自动注销之日起，会同电网企业相关部门、调度机构、属地供电单位、交易合同利益相关方，核实其应履行的市场义务、电费收缴、交易费用缴纳、合同履行、结算执行等情况；

（五）经核实后满足注销条件的，电力交易机构通过电力交易平台向社会进行公示，公示期为 10 个工作日；

（六）公示期满无异议的，电力交易机构为经营主体办理注销手续；

（七）电力交易机构报华北能源监管局和内蒙古电力市场主管部门备案。

第三节 注销说明

第四十条 已市场注销的经营主体如需再次参与电力市场交易，应重新办理入市及相关注册手续。

第四十一条 注销后仍用电的电力用户由电网企业提供保底供电服务，相应电量纳入电网代理购电范围，按照国家政策要求执行代理购电价格。

第四十二条 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，原则上优先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；自主协商期满未协商一致的应由电力交易机构征求合同各方意愿，通过电力交易平台进行转让；10 个工作日内仍未完成处理的，电力交易机构在下一个合同履行月冻结相关存续合同。因市场交易合同各方造成的损失由注销的经营主体承担，或自行通过司法程序解决。售电企业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。

第四十三条 注销手续生效后，电力交易机构注销该经营主体的电力交易平台账号，但保留其历史信息 5 年。

第五章 交易暂停

第四十四条 当经营主体发生以下情形的，电力交易机构可按相关规定暂停企业市场交易资格：

（1）被华北能源监管局、内蒙古电力市场主管部门明确暂停市场交易资格的，电力交易机构可依据文件办理交易暂停。

（2）未按要求持续满足注册条件的，电力交易机构应立即通知限期整改，限期整改期间可暂停其交易资格。

（3）不服从电力调度指令、拖欠电费、违反交易规则及市场管理规定，情节较轻但经电力交易机构书面提醒仍拒不整改的。

（4）长期因非自主原因不具备发电条件的发电企业。

（5）长期停产停用（连续超过 12 月）且未在交易平台申请注销的电力用户。

（6）售电企业未按时足额缴纳履约保函（险），经电力交易机构书面提醒仍拒不足额缴纳的。

（7）连续 12 个月未进行实际交易的售电企业。

第四十五条 满足上述条件可启动暂停交易流程，相关经营主体应在 3 个工作日内申请通过合同回购交易或合同置换交易（以双边协商模式开展）对剩余未履行合约进行处理，3 个工作日后，相关经营主体进入暂停交易状态。

第四十六条 在电力交易机构发起暂停交易流程3个工作日后，暂停交易的经营主体逾期未处理完成的合同或协议，电力交易机构将进行冻结，并向受影响经营主体进行通告。经营主体交易暂停发起后，电力交易机构应同步并将相关情况通过电力交易平台向全部合同对手方予以通告。

第四十七条 电力交易机构按月汇总暂停和恢复市场交易资格的经营主体名单，经电力交易平台推送至华北能源监管局和内蒙古电力市场主管部门备案。

第四十八条 经营主体交易资格暂停期间，电力交易平台账号的相关功能处于冻结状态，可查看、修改企业主体信息，处理剩余合同，不得参与市场交易，经营主体的发、用电量按照相关政策规定价格结算。

第四十九条 暂停交易的经营主体，中长期超额回收费用和中长期合约偏差费用，偏差电费暂时不予计算，待企业恢复交易后进行汇总发行清算。

第五十条 经营主体如需恢复交易资格，需完成对应暂停原因的优化调整、问题整改工作，可申请恢复交易资格，需提供相关证明资料并重新履行申请、承诺、审查、公示、生效手续。因收到华北能源监管局、内蒙古电力市场主管部门、电网企业出具说明确定暂停市场交易资格的经营主体，需出具上述部门同意恢复其交易资格的文件。

第六章 异议处理

第五十一条 任何单位或个人对于经营主体电力市场注册存在异议，可向电力交易机构实名反映，需提供包括但不限于单位名称、个人真实姓名、有效联系地址、有效联系电话等信息。异议反映应提供相关证明材料，不得捏造事实、虚假举证。

第五十二条 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的，电力交易机构终止其市场注册业务公示，并将情况报送华北能源监管局和内蒙古电力市场主管部门；

（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，电力交易机构根据调查结果予以驳回或撤销公示。

第五十三条 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，对于调查后不满足电力市场注册条件的经营主体，按照前款要求处理。

第五十四条 电力交易机构应对实名反映人相关身份信息进行保密，不得对外泄露，并及时回复调查处理情况。

第七章 附 则

第五十五条 本细则由华北能源监管局、内蒙古电力市场主管部门制定并解释。

第五十六条 本细则自发布之日起执行。

附件 3

内蒙古电力多边交易市场 电力中长期交易实施细则 (征求意见稿)

二〇二四年十一月

第 39 页，共 269 页

目 录

第一章	总 则	1
第二章	中长期交易合同	2
第一节	合同总则	2
第二节	大用户直接交易	3
第三节	绿色电力交易	3
第四节	电网企业代理购电交易	4
第五节	优先发电电量	5
第六节	省间中长期交易	5
第七节	输电权（电力商品运输）合同	6
第三章	交易品种和交易方式	6
第一节	交易品种	6
第二节	交易方式	7
第四章	价格机制	9
第五章	交易组织	9
第六章	交易约束	11
第七章	合同签订与执行	12
第八章	市场干预与中止	13
第九章	特殊情况处理机制	14
第十章	附 则	15

第一章 总 则

第一条 [依据]为进一步深化内蒙古自治区电力体制改革，提升电力资源的优化配置效率，促进可再生能源消纳，保障市场公平、高效运行，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）及其相关配套文件精神，按照《内蒙古自治区电力体制改革综合试点方案》（发改经体〔2016〕2192号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《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）、《内蒙古电力多边交易市场基本规则》和有关法律、法规规定等文件要求，结合内蒙古自治区实际，制定本细则。

第二条 [适用范围]本实施细则适用于内蒙古电力多边交易市场（以下简称“内蒙古电力市场”）中开展的电力中长期交易。

第三条 [中长期交易定义和结构]电力中长期交易，是指对未来某一时期内在某个预设节点位置（交易位置）交割的电能量或服务的交易，包含数年、年、月、周、多日等不同时间维度的交易。

第四条 [市场管理责任]内蒙古电力交易中心有限公司负责电力中长期市场的运营管理。

第五条 [市场行为规范]电力市场成员应当严格遵守市场规

则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的合法权益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第二章 中长期交易合同

第一节 合同总则

第六条 [合同分类]中长期交易合同按照合同要素不同，分为大用户直接交易合同、绿电交易合同、电网企业代理购电交易合同、优先发电电量购售合同、输电权交易合同等。

第七条 [合同要素]中长期交易合同（以下简称“合同”）内容应包括但不限于以下要素：

（一）合同主体，指订立合同的双方市场成员。

（二）合同交割点，指合同约定的商品交付节点位置，该节点位置同时也是交易发生的实际位置（各类合同的交割点详见内蒙古电力多边市场运行参数表）。

（三）合同义务：电力中长期交易市场以每 15 分钟作为一个交割时间单元，需以电力曲线形式约定合同中每一个交割时间单元的交割电量，在合同交割点上形成购售双方明确的节点流出和注入的物理交割义务。

（四）合同价格：合同价格根据交易结果形成或根据政府授权形成。

（五）合同周期，包含数年、年、月、周、多日等不同执行

时间周期。

第二节 大用户直接交易

第八条 [定义和合同主体]大用户直接交易合同是参与批发侧电力市场的大用户（售电公司）和发电企业直接自愿签定的电力中长期合同，电力市场的用户和发电企业是合同的购售双方主体。

第九条 [合同义务]大用户直接交易合同曲线根据交易方式和各方意愿确定。

第十条 [价格联动]鼓励经营主体签订与上下游产品行情、指数相关联的价格联动合同。价格联动方式可由市场成员提出，经电力市场管理委员会审议通过后实施。

第三节 绿色电力交易

第十一条 [绿电交易定义]绿色电力交易（以下简称“绿电交易”），是指以绿色电力和对应绿色证书为标的物的交易品种，交易电力的同时提供国家颁发的可再生能源绿色电力证书（以下简称“绿证”），用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。

第十二条 [合同主体]绿电交易合同的合同主体为参与批发侧电力市场的用户和可再生能源发电企业（以下简称“可再生能源企业”），可采用大用户直接交易合同的方式或 PPA（VPPA）

合同方式建立交易关系。

第十三条 [直接交易证电协调]采用大用户直接交易方式开展绿电交易时，电能量交易的要素与大用户直接交易合同相同，绿证与物理电能量解耦，随中长期交易的合同关系单独划转。

第四节 电网企业代理购电交易

第十四条 [代购电原则]电网企业代理购电交易合同指由电网企业代理暂无法直接参与电力市场交易的工商业用户与发电企业所签定的购电合同。鼓励工商业用户直接参与市场交易，暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电。

第十五条 [合同参考点和曲线]电网企业代理购电交易合同要素与大用户直接交易合同相同；合同曲线由电网企业按照代理购电用户需求进行预测。

第十六条 [合同方式和价格]电网企业代理购电交易原则上采用集中交易方式，以报量不报价方式、作为价格接受者参与电力中长期交易市场，其中采取挂牌交易方式的，价格参考当月月度交易加权平均价格确定。具体交易方式及价格按照国家和内蒙古自治区相关规定执行。

第十七条 [交易量要求]为减少市场风险，须在中长期交易保障全额的电网代购电交易量，电网企业代理购电成交不足部分由市场化机组按剩余交易空间等比例承担，价格按挂牌价格执行。

无挂牌交易价格时，参考当月月度交易加权平均价格确定。

第五节 优先发电电量

第十八条 [定义]执行政府定价的优先发电电量视为电网企业代理居民（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）、农业用户与发电企业的双边交易电量，签订厂网间购售电合同，纳入中长期交易合同管理范畴。

第十九条 [保量保价合同]优先发电电量规模（优先发电小时数）由内蒙古电力市场主管部门进行核定。电力交易机构根据下达的电量规模，结合电网企业提供的月度居民、农业及非市场化机组预测曲线，按照优先发电小时数比例对经营主体优先发电电量进行分解，分解过程应考虑不同类型经营主体发电特性，优先对光伏发电等有限时段出力经营主体进行分解。发电企业有权选择接受或放弃优先发电电量分解。

第六节 省间中长期交易

第二十条 通过政府间协议或省间购售电等方式开展跨区跨省中长期交易，实现电力平衡与省间互济，具体方式参照相关政策文件和《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则》。

第二十一条 市场初期，省内发、用电企业授权电网企业根据电力平衡预测，统一参与北京电力交易中心组织的跨区跨省中

长期交易。

第二十二条 跨省区优先发电计划按照自治区相关要求，通过中长期交易合同方式落实。

第七节 输电权（电力商品运输）合同

第二十三条 输电权合同是指为实现电力商品的跨节点运输，承运方与托运方所签定的电力商品运输合同。

第二十四条 电网企业是电力市场中唯一的电力商品承运方，按照政府主管部门规定和要求为经营主体（托运方）开展运输服务，有关规则视市场发展另行制订。

第三章 交易品种和交易方式

第一节 交易品种

第二十五条 电力中长期交易品种主要包括电力直接交易、合同电量转让交易、合同电量回购交易等。后期根据市场需要，增加其他类型交易品种。

第二十六条 [电力直接交易]电力直接交易指发电企业与售电公司、电力用户，通过双边协商交易或集中交易模式直接达成市场合同的中长期交易。电力交易机构应依据自治区相关政策按照电力用户及发电企业类别分别组织开展。

第二十七条 [合同电量转让交易]合同电量转让交易指拥有市场合同电量的经营主体，通过双边协商交易或集中交易模式，

将全部或部分市场合同电量转让给其他经营主体的中长期交易。

第二十八条 [合同电量回购交易]合同电量回购交易指拥有市场合同电量的经营主体，无法履行合同时，通过与原合同相对方协商一致，减持未履行合同的中长期交易。

第二节 交易方式

第二十九条 中长期交易包括双边协商交易和集中交易两种方式，其中集中交易可采用集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易等形式组织开展。电力交易机构按照内蒙古电力市场开展的具体要求，适时按需组织。

第三十条 双边协商交易

采用双边协商模式开展，即供给侧、需求侧任一方将协商一致形成的电力曲线及分时价格提交至交易平台，由另一方受理，经双方确认后达成交易合同。

第三十一条 集中竞价交易

集中竞价交易由供给侧或需求侧一方提出电量需求，另一方报量、报价，或由双方同时报量、报价，按照供给侧价格由低到高排序、需求侧价格由高到低排序，采用边际出清或高低匹配方式完成市场出清。

第三十二条 挂牌交易

挂牌交易模式包括单边集中挂牌、单边连续挂牌、双边集中

挂牌和双边连续挂牌。

1.单边集中挂牌模式

采用单边集中挂牌模式的，供给侧或需求侧（由具体交易品种确定）在挂牌时间内提交电力曲线及分时价格，完成挂牌操作；另一方在指定的摘牌时间段内参与摘牌，以时间优先为原则，完成摘牌后双方即获得相应交易合同。

2.单边连续挂牌模式

采用单边连续挂牌模式的，供给侧或需求侧在挂牌交易开市时间段内进行挂牌或摘牌操作，以时间优先原则，完成摘牌后双方即获得相应交易合同。

3.双边集中挂牌模式

采用双边集中挂牌模式的，供给侧和需求侧可同时在挂牌时间段内进行挂牌；摘牌时间段内，供给侧和需求侧可同时以时间优先原则摘取对侧挂牌，完成摘牌后双方即获得相应交易合同。

4.双边连续挂牌模式

采用双边连续挂牌模式的，供给侧和需求侧可同时在挂牌交易开市时间段内进行挂牌或摘牌操作，以时间优先原则，完成摘牌后双方即获得相应交易合同。

第三十三条 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。

第四章 价格机制

第三十四条 交易价格形成

（一）优先发电电量合同按照政府确定的价格执行。

（二）除优先发电电量执行政府确定的价格外，电力中长期交易的成交价格应当由经营主体通过双边协商交易、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

（三）双边协商交易价格按照双方合同约定执行。集中交易价格按照交易出清方式执行。其中，集中竞价交易可采用边际出清或者高低匹配等价格形成机制；滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制。

（四）电力中长期交易峰谷分时价格要求由自治区政府有关部门制定。

（五）绿电交易中绿证价格不纳入峰谷分时电价机制、以及力调电费等计算，如遇国家政策调整，以最新规定为准。

第五章 交易组织

第三十五条 [交易周期]中长期交易包括年度（多年）交易、月度交易和月内（多日）交易。

第三十六条 [交易方案]内蒙古电力市场主管部门应当在每年 11 月底前确定并下达次年优先发电计划及电力中长期交易方案。电力交易机构按照本细则及电力中长期交易方案开展中长期交易组织工作。

第三十七条 交易公告

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：

（一）交易标的（含电力、电量和交易周期、交易位置）、申报起止时间；

（二）交易出清方式；

（三）价格形成机制；

（四）关键输电通道可用输电容量情况。

第三十八条 交易限定条件

交易的限定条件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。

第三十九条 双边协商交易组织流程

经营主体经双边协商形成的协商交易意向，需要在协商交易申报截止前，通过电力交易平台提交意向，意向信息主要包括：

- (一) 经营主体;
- (二) 交易分时电量 (电力);
- (三) 交易分时价格;
- (四) 其他必要信息。

电力交易机构汇集发电侧、用电侧经营主体协商一致的交易意向，以匹配对的形式形成预成交结果，经双方确认后形成正式成交结果。

第四十条 集中交易组织流程

各经营主体在规定的申报时限内通过电力交易平台申报电价、电量数据，电力交易平台汇总申报信息，按照集中市场出清规则，形成成交结果。

第六章 交易约束

第四十一条 [约束目的]为有效防控市场风险、引导合理竞争，市场初期，可对电力中长期交易的电量（电力）、价格等设置适当的交易约束。

第四十二条 [交易电量签约要求]电力交易机构可根据国家、自治区有关要求，对不同经营主体设定年度、月度及月内中长期合同签约电量要求。

第四十三条 [交易价格约束]除国家明确规定的情况外，双边协商交易原则上不进行限价。对于集中交易，为避免市场操纵

以及恶性竞争，可对报价或者出清价格设置上、下限。价格上、下限原则上由市场成员提出，经电力市场管理委员会审议通过，报内蒙古自治区价格主管部门及电力市场主管部门审定后执行。

第四十四条 [交易曲线约束]经营主体应根据实际生产情况签订中长期合同曲线，电力用户合同曲线电力最大值原则上不超过运行变压器容量，发电企业合同曲线电力最大值原则上不超过装机容量。考虑到新能源发电特性，新能源合同电量及曲线约束可结合近期新能源实际发电情况进行设置，其中光伏发电成交曲线时段原则上不应超过光伏有效发电时段。

第四十五条 [新增、调整交易约束]按照市场建设运营需要，需新增或调整市场交易约束的，应由市场成员提出，经电力市场管理委员会审议通过，报内蒙古电力市场主管部门和河北能源监管局审定后执行。

第四十六条 [安全校核]作为电网实时运行出清边界的中长期合同，需由调度机构进行安全校核，作为发、用电计划或发、用电运行执行依据。

第七章 合同签订与执行

第四十七条 在电力交易平台提交、确认的双边协商交易确认结果及集中交易成交结果，视为经营主体交易合同，电力交易机构汇总并作为执行及结算依据。

第四十八条 [执行原则]除作为电网实时运行出清边界的中长期合同之外，其他所有中长期合同均按照节点义务平衡原则，参照实时最优化物理运行结果，通过现货交易兜底的方式金融化履约执行，未附带输电权的中长期合同形成差价合约的履约方式。

第四十九条 [节点义务平衡]在各节点上，每一个经营主体在该节点的中长期合约义务与现货义务之和，应等于该经营主体在该节点上的实际注入或流出物理电能量；有关物理电能量由电力调度机构按照市场主体的报价进行实时最优化调度得到。

第五十条 年度交易合同应按月分解执行。允许年度交易成交双方经协商一致，在不改变成交电量前提下，按月调整月分解电力曲线。

第八章 市场干预与中止

第五十一条 当出现以下情况时，电力交易机构可依法依规采取市场干预措施：

- （一）电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
- （二）发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
- （三）市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；
- （四）因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；

- (五) 国家能源局及其派出机构作出暂停市场交易决定的;
- (六) 市场发生其他严重异常情况的。

第五十二条 电力交易机构应当详细记录市场干预期间的有关情况,并向华北能源监管局、内蒙古电力市场主管部门提交报告。

第九章 特殊情况处理机制

第五十三条 无效申报处理。经营主体申报价格或申报电量(电力)超过交易约束时,电力交易机构应认定为无效申报,可对其他有效申报数据进行重新出清。

第五十四条 应急处理。当中长期交易组织过程中出现以下紧急情况时,市场运营机构应启动相应应急处理机制,保障市场平稳运行。

(一) 临近交易组织或交易组织过程中,电力交易平台出现故障造成交易组织异常或中断的。

(二) 临近交易组织或交易组织过程中,出现人为因素导致交易组织异常或中断的。

(三) 不可抗力造成交易组织异常或中断的。

(四) 突发性交易政策调整。

(五) 交易组织过程中出现明显异常申报价格、电量(电力)的。

(六) 其他造成交易组织异常或中断的紧急情况。

第五十五条 因上述紧急情况造成交易组织推迟、中断的，电力交易机构应积极采取措施，尽快恢复交易组织工作。无法在1小时内恢复交易组织的，对于月内（多日）等短周期交易品种，应取消当日受影响及后续交易品种、清理受影响的交易数据，并发布相应处理公告；对于年度、月度交易等长周期交易品种，应按要求重新编制交易安排并发布交易调整公告，并按公告时间组织开展。

第五十六条 差错处理。市场运营机构应制定差错处理办法。因电力交易平台异常、不可抗力或人为因素等造成电力中长期交易流程异常、过程数据错误的，市场运营机构应启动相应的差错处理流程。对异常流程及错误数据进行纠正，并将处理结果报华北能源监管局和内蒙古电力市场主管部门。

第十章 附 则

第五十七条 [解释]本实施细则由华北能源监管局及内蒙古自治区能源局负责解释。

第五十八条 [引用文件更新]本实施细则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

第五十九条 [施行]本实施细则自发布之日起施行。

附件 4

内蒙古电力多边交易市场 电力现货交易实施细则 (征求意见稿)

二〇二四年十一月

目 录

第一章 总 则.....	1
第二章 市场衔接机制.....	2
第三章 市场运营.....	3
第一节 市场组织方式.....	3
第二节 经营主体参数.....	4
第四章 可靠性机组组合及日前预出清.....	5
第一节 交易周期和流程.....	5
第二节 日前机组运行边界条件准备.....	7
第三节 日前电网运行边界条件准备.....	10
第四节 交易申报.....	11
第五节 日前交易出清.....	13
第六节 日前交易安全校核.....	14
第七节 日前运行调整.....	14
第五章 实时交易.....	15
第一节 交易周期和流程.....	15
第二节 实时机组运行边界条件准备.....	16
第三节 实时电网运行边界条件准备.....	17
第四节 实时交易出清.....	19
第五节 实时运行调整.....	21

第六章	市场管理.....	23
第七章	特殊情况处理机制.....	24
第八章	信息保密和封存.....	29
第九章	免责条款.....	30
第十章	附 则.....	31
附录 1	术语定义.....	32
附录 2	经营主体参与现货市场方式.....	35
附录 3	机组运行参数.....	37
附录 4	默认申报参数.....	39
附录 5	市场核定参数.....	40
附录 6	电网安全约束.....	42
附录 7	火电机组申报信息及方式.....	45
附录 8	日前市场特殊机组出清机制.....	50
附录 9	实时市场特殊机组出清机制.....	52
附录 10	日前市场安全约束机组组合（SCUC）数学模型..	54
附录 11	日前市场安全约束经济调度（SCED）数学模型..	61
附录 12	日前市场节点电价（LMP）计算模型.....	65
附录 13	实时市场安全约束经济调度（SCED）数学模型..	71
附录 14	实时市场节点电价（LMP）计算模型.....	75

第一章 总 则

第一条 [依据]为规范内蒙古电力多边交易市场（以下简称内蒙古电力市场）电力现货交易的运营和管理，依法维护经营主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，根据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《内蒙古电力多边交易市场基本规则》和有关法律、法规规定，结合内蒙古电力多边交易市场实际，制定本规则。

第二条 [适用范围]本实施细则适用于内蒙古电力多边交易市场（以下简称“省内市场”）中开展的电力现货交易，以及省内现货市场与相关市场的衔接。

第三条 [现货定义和结构]本实施细则所称电力现货市场是指符合准入条件的经营主体开展日前、日内和实时电能量交易的市场（以下简称“现货市场”）。电力现货市场通过竞争形成体现时空价值的市场出清价格，并配套开展调频、备用等辅助服务交易。市场初期，仅开展实时现货交易，实时交易结果作为经营主体执行和结算依据。考虑日前市场边界稳定等因素，暂不开展日前交易，日前仅进行可靠性机组组合及预出清，日前预出清结果仅向经营主体披露。根据市场发展需要，适时开展日内交易。本

规则所称“现货市场”包括日前可靠性机组组合、日前预出清及实时交易。

第四条 [可靠性机组组合和日前预出清定义]可靠性机组组合及日前预出清是指为保障电力平衡安全，依据未来三日电网负荷预测、联络线计划、新能源发电预测、设备检修计划等信息，结合机组申报信息，以系统发电成本最小化为目标，确定机组组合及发电预计划，以市场化机制保障电网电力电量平衡。

第五条 [实时交易定义]实时电能量交易（以下简称“实时交易”）是指依据电网超短期负荷预测、新能源超短期预测、联络线最新计划、设备运行状态等实时信息，在可靠性机组组合的基础上，结合机组申报信息，以发电成本最小化为目标，组织开展的电能量现货交易。实时交易通过竞争形成体现时空价值的市场出清价格，并实现所有经营主体合约的节点义务与物理运行结果的兜底平衡。参与内蒙古电力市场的经营主体均须参与现货市场。

第六条 [术语规范]本实施细则所引用术语定义见附录 1。

第二章 市场衔接机制

第七条 [省内中长期交易与现货市场衔接]省内中长期交易与省内现货市场按照节点义务与最优化物理运行结果平衡原则进行衔接。

第八条 [省间交易与省内现货市场衔接]按照交易组织时序，

省间交易结果作为后续省内现货市场边界条件，省内现货市场交易结果作为经营主体、电网企业参与后续省间现货市场的依据和参考。两级市场有关组织时序为：省间中长期交易、省内现货可靠性机组组合、省间日前现货市场、省内现货日前预出清、省间日内现货市场、省内现货实时交易。

第九条 [调频辅助服务与现货市场的协调]调频市场预出清基于可靠性机组组合结果开展。实时运行阶段，组织调频市场正式出清，调频机组按照日内调频出清结果投入调频状态，机组中标调频后，预留上下调节容量，剩余发电空间依据机组报价按照现货市场出清规则确定实时发电计划曲线。

第十条 [市场化需求响应与现货市场的协调]现阶段，日前需求响应与现货市场采用顺序衔接、独立出清的方式协同运行。视市场发展情况，逐步探索日前需求响应与现货市场联合出清；日内紧急需求侧响应按需启动，需求响应结果在日内超短期负荷预测及母线预测中体现，现货市场按原流程组织。

第三章 市场运营

第一节 市场组织方式

第十一条 [组织方式]现货市场采用“全电量竞价、集中优化出清”方式开展。可靠性机组组合结果用于次日执行，并衔接省间日前现货市场；日前预出清得出的机组出力预计划及出清价格

仅作为参考，不进行财务结算。实时交易结果作为经营主体执行和结算依据。

第十二条 [参与方式]原则上市场化发电企业以报量报价方式参与现货市场；市场化用户以不报量不报价方式、作为价格接受者参与现货市场；独立新型储能、虚拟电厂等新型主体初期申报运行曲线、作为价格接受者参与现货市场，逐步实现报量报价参与现货市场。各类经营主体参与现货市场的具体方式见附录2。

第十三条 [价格机制]现货市场采用节点边际电价机制。根据经营主体类型，内蒙古价格主管部门会同电力市场主管部门设置申报价格和出清价格限值。当市场价格处于价格限值的连续时间超过一定时长后，实时市场设置并执行二级价格限值。

第二节 经营主体参数

第十四条 [参数分类]经营主体参数共计三类，分别为机组运行参数，默认申报参数，市场核定参数。

第十五条 [机组运行参数]主要包括发电机组额定有功功率、有功功率调节速率、综合厂用电率、典型开、停机曲线等相对稳定、体现机组自身基础性能的运行参数。所有发电主体需向电力调度机构提供机组运行参数，经审核批准后生效，并作为现货电能量市场计算出清参数。机组运行参数见附录3。

第十六条 [默认申报参数]主要包括电能量报价曲线、机组

启动费用、机组出力上、下限等动态性较强、体现短期运行经济特性的申报参数。若参与现货市场的发电主体未按时在日前进行申报，则采用默认申报参数进行计算出清。允许经营主体自主修改默认申报参数。默认申报参数见附录 4。

第十七条 [市场核定参数]主要包括机组启动费用上、下限，经营主体电能量申报价格上、下限、市场出清价格上、下限，二级价格限值及相关触发条件等市场核定参数。市场参数修订建议可由市场成员提出，经电力市场管理委员会审议通过，报华北能源监管局和内蒙古价格主管部门、电力市场主管部门审定后执行。市场核定参数见附录 5。

第四章 可靠性机组组合及日前预出清

第一节 交易周期和流程

第十八条 [日前交易周期]可靠性机组组合、日前预出清按日组织，竞价日（D-1 日）组织未来三日的可靠性机组组合，组织运行日（D 日）96 个时段（00:15~24:00，15 分钟为一个时段）的日前预出清。

第十九条 [经营主体申报 1]竞价日（D-1 日）08:00 前，火电企业申报机组出力限额、启停机曲线、机组启动通知时间等信息，新能源企业上报短期功率预测曲线等信息。

第二十条 [事前信息披露]竞价日（D-1 日）08:30 前，市场

成员按规定开展运行日（D日）事前信息披露，包括但不限于负荷预测、检修计划、联络线计划等。

第二十一条 [经营主体申报 2]申报日 09:30 前经营主体完成现货电能量市场及辅助服务市场申报。现阶段，申报日即竞价日（D-1日），申报日及申报周期按政府主管部门要求适时进行调整。

第二十二条 [可靠性机组组合]竞价日（D-1日）11:00 前，基于经营主体申报信息及市场运行边界条件，开展省内现货市场可靠性机组组合并发布出清结果。遇节假日可靠性机组组合发布未来多日各机组发电预计划曲线和富余发电能力曲线。省内现货市场运行日（D日）执行的机组组合及发电预计划按日滚动优化确定。

第二十三条 [省间日前现货市场]竞价日（D-1日）11:00 前，省内火电机组和新能源发电企业依据可靠性机组组合发布的开停机结果及发电预计划，参照自身各时段的富余发电能力，自愿参与省间现货交易。

第二十四条 竞价日（D-1日）11:45 前，电力调度机构依据系统潮流计算结果及省内电力平衡情况，对经营主体省间现货市场申报数据进行合理性校验。

第二十五条 [调频预出清、日前预出清]竞价日（D-1日）18:30 前，基于省内现货市场可靠性机组组合结果，组织开展调

频辅助服务市场预出清；综合考虑调频辅助服务市场预出清结果、经营主体申报信息、省间日前现货市场出清结果及市场运行边界条件，开展省内现货市场日前预出清。

第二十六条 [事后信息披露]竞价日（D-1 日）22:00 前，发布省内现货市场日前预出清结果。包括机组/场站 96 点发电出力计划曲线、全市场 96 点电能量价格曲线等。

第二节 日前机组运行边界条件准备

第二十七条 [发电机组状态约束]电力调度机构应根据机组检修批复以及调试（试验）计划批复情况，结合机组申报信息，确定运行日其调管范围内机组的 96 点状态，作为可靠性机组组合及日前预出清的边界条件。

机组状态分为可用及不可用两类。处于可用状态的机组，相应时段内按照本实施细则要求参与可靠性机组组合及日前市场预出清；处于不可用状态的机组，相应时段内不参与可靠性机组组合及日前市场预出清。

（一）可用状态：机组处于运行状态、备用状态以及调试（试验）状态时均视为可用状态。当发电机组处于可用状态但实际未能正常调用时，其影响时间纳入机组非计划停运考核。

（二）不可用状态：不可用状态包括机组检修及其他情况。

1.机组检修：按照电力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最早可并网时间之间的时段记为不可用状态。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。

2.其他情况：机组不满足发电调度管理并网要求相关规定时，视为不可用状态。

第二十八条 [发电机组出力上下限]电力调度机构根据发电机组的额定有功功率、机组限额申报情况、检修和调试（试验）批复情况，结合电网检修、运行约束等实际情况，确定运行日其调管范围内发电机组的96点机组出力上下限约束，作为可靠性机组组合及日前预出清的边界条件。正常情况下，机组出力上限由经营主体自行申报，与额定容量偏差部分接受“两个细则”考核。机组出力下限为申报最小可调出力。现阶段，考虑机组调频性能差异，调频中标机组出力下限暂采用基准最小可调出力。

第二十九条 [风光新能源场站发电预测]竞价日（D-1日）08:00前，各风电、光伏新能源场站上传运行日（D日）96点发电预测曲线。预测曲线作为省间现货交易的出力上限约束。为保障运行日电网安全和电力平衡，可靠性机组组合及日前预出清采用调度主站预测的各新能源场站功率预测曲线作为其出力上限约束。

第三十条 [机组启停出力曲线]机组启动或停机过程的功率

曲线，时间间隔为 15 分钟；发电企业可在调度技术支持系统中进行更新，若未更新则默认使用最近一次填报的启机/停机曲线。

第三十一条 [机组调试计划曲线]机组调试计划曲线

（一）新建火电机组调试：新建火电机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，完成 168 小时试运行当天（D-2 日）的次日（D-1 日），且机组完成市场注册，可参与运行日（D 日）的日前市场申报及出清。机组完成 168 小时试运行后，原则上按照基准最小可调出力安排运行，直至机组参与日前出清的运行日（D 日）当天零点；（D 日）起，发电机组按照现货电能量市场交易规则参与出清。

（二）在运火电机组调试：在运火电机组计划于运行日（D 日）进行试验（调试）的，需于竞价日前一天（D-2 日）17:00 前，通过现货技术支持系统向电力调度机构报送运行日（D 日）调试计划曲线，经审核同意后执行。火电机组在调试时段内按照调试曲线固定出力，在现货市场中优先出清，接受市场价格。

第三十二条 [非市场化机组发电计划编制]竞价日（D-1 日）08:30 前，电力调度机构根据自备电厂前一日实际发电情况、机组检修安排及自备负荷情况，编制自备电厂发电计划；根据电力供需平衡情况，考虑来水情况和水位控制要求，编制水电及抽蓄机组发电计划；在满足系统安全的基础上，作为可靠性机组组合及日前预出清组织的边界条件。分散式风电、分布式光

伏、扶贫光伏等非市场化新能源以调度主站预测的新能源短期发电功率预测曲线作为可靠性机组组合及日前预出清的边界条件。

第三节 日前电网运行边界条件准备

第三十三条 [负荷预测]短期负荷预测

(一)短期直调负荷预测：电力调度机构负责开展运行日全网直调总负荷需求预测（全天 96 点）。预测时需综合考虑但不仅限于以下因素：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。

(二)短期母线负荷预测：电力调度机构负责开展运行日全网 220 千伏母线节点负荷需求预测（全天 96 点）。如母线负荷预测之和与直调负荷预测存在偏差，则由现货技术支持系统以各节点的负荷预测值为比例分摊偏差。

第三十四条 [备用约束]电力调度机构根据相关规定制定备用要求。备用应考虑重要设备跳闸、新能源预测偏差、网络受限、调试出力不稳定等因素的影响。原则上可靠性机组组合及日前预出清结果需同时满足未来三日的备用要求，特殊时期电力调度机构可根据电网安全和电力平衡需要，调整备用约束限值。

第三十五条 [输变电设备检修计划]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。

第三十六条 [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。

第三十七条 [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，作为可靠性机组组合及日前预出清的边界条件。考虑到日前新能源预测及负荷预测与实际存在偏差，为确保电网实时运行安全稳定，安全稳定断面的限值留出一定的控制裕度，原则上，按照在断面限值基础上扣除 5%-10%后的限值作为日前控制裕度要求。电网安全约束见附录 6：

第四节 交易申报

第三十八条 [交易申报组织]现货电能量市场为每日连续运行的市场，经营主体需在申报日向市场运营机构提交申报信息。迟报、漏报或不报者（均视为未申报）按照相关规定处理。

第三十九条 [火电机组申报交易信息]竞价日（D-1 日），所有市场化火电机组申报次日的现货市场电能量价格、机组启动费用、最小可调出力成本、机组开机/停机曲线、机组预计最

早可并网时间、机组出力限额、最小连续开机/停机时间等。具体申报信息及方式见附录 7。

第四十条 [新能源场站申报交易信息]竞价日（D-1 日），所有市场化新能源申报运行日（D 日）的现货市场电能量价格及短期发电功率预测。

（一）电能量报价曲线，单位为元/MWh：竞价日（D-1 日）09:30 前，市场化新能源申报运行日（D 日）量价曲线。新能源量价曲线申报规则参考火电机组电能量报价曲线申报规则，出力申报范围为零至额定有功功率。

（二）新能源短期发电功率预测：竞价日（D-1 日）08:00 前，新能源场站上报未来三日短期发电功率预测曲线，若场（站）未上报预测数据，则采用主站预测数据进行替代，若主站、场（站）均无预测数据，则认为预测数据为 0。新能源场站应根据自身机组、设备检修情况，如实申报未来三日 96 点发电预测曲线。新能源场站全停期间，相应时段的发电预测曲线应按 0 申报。新能源场站集电线、主变等设备检修期间，相应时段的发电预测曲线须剔除相应检修容量后进行申报。

第四十一条 [独立新型储能设施及虚拟电厂申报交易信息]竞价日（D-1 日）09:30 前，独立新型储能设施及虚拟电厂需通过现货技术支持系统滚动申报未来三日 96 点运行曲线（单位为 MW）。

第五节 日前交易出清

第四十二条 日前交易出清计算过程如下：

（一）可靠性机组组合

根据未来三日短期负荷预测、外送电预计划，结合经营主体申报信息，考虑电网安全约束和机组运行约束，以三日发电总成本最小化为目标，采用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）一体化程序，滚动优化计算未来三日可靠性机组组合和机组发电预计划，并以此作为发电主体参与省间日现货市场的依据。其中运行日机组组合用于实际执行。

（二）日前预出清

基于可靠性机组组合确定的开停机结果，更新外送电计划，结合调频辅助服务市场预出清结果，以次日发电成本最小化为目标，采用安全约束经济调度（SCED）程序，计算得到运行日各机组的最终发电预计划。

（三）可靠性机组组合及日前预出清采用的优化算法数学模型及节点电价计算模型参见本规则附录 10、11、12。

第四十三条 [特殊机组的出清机制]特殊机组包括必开机组、调试（试验）机组、参与现货市场的独立新型储能设施及虚拟电厂等，不同类型特殊机组与调频中标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、处于开/停机状态机组等）

＞独立新型储能设施及虚拟电厂＞调试（试验）机组＞调频中标机组＞优先执行中长期曲线机组，详见附录 8。

第六节 日前交易安全校核

第四十四条 安全校核分为电力平衡校核和安全稳定校核。

（一）电力平衡校核

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。

（二）安全稳定校核

包括基态潮流校核与静态安全分析。基态潮流校核采用交流潮流模型校核基态潮流下线路、变压器、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。

第四十五条 若存在安全校核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。

第七节 日前运行调整

第四十六条 为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，根据保供电要求，在可靠性机组组合及日前预出清结果发布后，

电力调度机构可采取调整机组启停计划、启停时间、调整断面限额、设置临时断面、临时安排输变电设备停运、临时中止输变电设备检修恢复送电等措施。电力调度机构应记录事件经过、相关调整情况等，包括调整时间、调整对象、调整人员、调整原因等，调整后的结果作为运行日实际执行依据。按照调整后的机组启停计划计算启动补偿费用。

第五章 实时交易

第一节 交易周期和流程

第四十七条 [实时交易周期]实时交易采用封存的日前预出清发电侧申报信息，以 5 分钟为间隔滚动出清未来 5 分钟至 1 小时的电价和出力曲线。

第四十八条 运行日（D 日）T-120 至 T-110（交易时段起始时刻为 T，下同），发电主体根据日前预出清结果以及自身富裕发电能力，电网企业根据电力电量平衡情况完成日内省间现货市场量价申报。

第四十九条 运行日（D 日）T-90 前，电力调度机构完成省内经营主体省间日内现货市场申报数据合理性校验，并将经营主体、电网企业申报数据整合提交至省间电力现货交易平台。

第五十条 运行日（D 日）T-10，现货技术支持系统读取 T 时刻最新边界数据及各类约束条件，结合发电主体日前报价信息，

调频市场正式出清结果，准备开始下一交易时段现货市场出清计算。

第五十一条 运行日（D日）T-10至T-5分钟，进行实时现货市场安全约束经济调度（SCED）出清计算，形成T至T+60分钟的市场出清价格及各机组/场站的实时发电计划。

第五十二条 运行日（D日）T-5分钟前，现货市场技术支持系统将T时段各机组/场站实时出清结果发送至调度能量管理系统，各控制系统下发执行。

第五十三条 运行日（D日）后一日（D+1日），市场运营机构向经营主体披露实时现货市场出清结果，包括每15分钟出清电力、节点价格，用户侧全网及分区统一结算点现货价格。

第二节 实时机组运行边界条件准备

第五十四条 [发电机组出力上/下限约束]火电机组出力上下限约束原则上与日前预出清一致。新能源场站出力上限为超短期功率预测值。超短期功率预测数据来源可选择调度主站的新能源发电功率预测或新能源场站上报的超短期功率预测，鼓励新能源场站采用自主申报的电站超短期预测数据。数据来源选定后，原则上不得频繁修改，电力调度机构根据市场发展情况及主体需求设定数据来源调整周期。新能源场站在截止时间前未及时申报调整数据来源时，沿用当前数据来源。

第五十五条 [发电机组故障而要求的出力计划调整]机组发生故障后，若要对机组出力计划进行调整，需明确具体的发电出力计划对应的时间段，由电力调度机构审核同意后执行，作为固定出力机组参与市场。

第五十六条 [发电机组调试及试验计划执行]原则上，发电机组调试及试验计划应按照日前发电计划执行，电力调度机构可根据不同情况进行调整，并做好记录。包括但不限于以下情况：因发电机组自身要求、电力电量平衡或电网安全稳定约束要求等。

第五十七条 [独立储能设施及虚拟电厂充放电计划编制]原则上，独立储能设施及虚拟电厂充放电计划应按照日前计划执行，当出现危及电网安全运行、电力可靠供应等极端情况时，电力调度机构在保证设备安全的情况下，可对充放电计划进行临时调整。

第五十八条 [非市场机组发电计划]实时交易中自备机组、水电机组、抽蓄电站、非市场化新能源以实际出力作为市场出清的边界条件。

第三节 实时电网运行边界条件准备

第五十九条 [超短期负荷预测]超短期负荷预测：

(一) 超短期直调负荷预测

电力调度机构开展全网超短期直调负荷需求预测(自实时运行时刻至未来 2 小时)，可根据实际情况对超短期负荷预测结果

进行调整,调整需综合考虑但不仅限于以下因素:实时负荷走势、历史相似日负荷、政治保电、工作日类型、气象因素、用户用电需求、节假日、社会大事件影响等情况。

(二) 超短期母线负荷预测

电力调度机构开展全网 220kV 母线节点超短期负荷需求预测(自实时运行时刻至未来 2 小时)。

第六十条 [省间日前及日内现货交易结果]省间日前及日内现货交易结果体现为跨省区联络线计划调整,作为实时电能量市场出清的边界条件。

第六十一条 [电网拓扑模型]当前时刻最新的状态估计后的电网模型。应包含线路、变压器、母线节点、母线负荷、机组等设备、相应拓扑连接关系及设备运行状态等信息。

第六十二条 [发电机组及输变电设备检修执行]电力调度机构基于发电机组及输变电设备日前检修计划,综合考虑电网实时运行要求、不同检修设备停送电顺序衔接、现场设备状态、现场操作准备等,执行发输变电设备停、送电操作,并做好相应记录。

第六十三条 [运行备用]电力调度机构根据相关规定制定备用要求。电网实时运行应满足每日下达的运行备用要求,若发生变化,需以更新后的运行备用要求作为边界条件进行滚动计算。当运行备用容量无法满足要求时,实时控制原则如下:

(一) 若内蒙古电网系统备用容量无法满足要求,在全网备用

容量满足要求以及送电通道不受限制的前提下，电力调度机构向国调华北分中心申请备用支援。

（二）若内蒙古电网系统备用容量无法满足要求，且华北分中心无法提供支援时，电力调度机构可立即采取措施以保证备用容量满足要求，包括新增开机、执行有序用电等。

（三）发生机组跳闸等故障后，应立即调出系统备用，尽快恢复系统频率，控制联络线输送功率在规定范围内。

第六十四条 [电网安全约束]实时交易出清使用的安全约束条件原则上与交易前安全校核所提出约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化，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。考虑到母线负荷波动性、随机性较大，在实时运行中为确保电网安全约束不被破坏，须将安全稳定断面的限值留出一定的控制裕度。原则上，按照在断面限值基础上扣除 3%-5%后的限值作为实时控制要求。特殊情况，按相关要求执行。

第四节 实时交易出清

第六十五条 实时交易出清计算过程如下：

（一）电力调度机构根据 T 时刻超短期负荷预测，最新联络线计划，新能源超短期预测、实时断面限额、设备及机组状态等信息，在可靠性机组组合基础上，考虑机组实际开停机状态和调

频市场正式出清结果，以发电成本最小化为目标，采用安全约束经济调度（SCED）程序进行实时交易集中优化出清，形成 T 至 T+60 分钟各发电机组实时发电计划和实时节点电价，确保系统平衡、实施阻塞管理。

（二）实时现货市场出清采用的优化算法数学模型及节点电价计算模型参见本规则附录 13、14。

第六十六条 [特殊机组的出清机制]其中必开机组、调试（试验）机组、独立储能设施、虚拟电厂出清机制同日前市场一致。不同类型特殊机组与调频中标机组在出清过程中的优先级顺序为：固定出力机组（包括因电网安全或机组故障需固定出力机组、处于开/停机状态机组等）>独立储能设施及虚拟电厂>调试（试验）机组>调频中标机组>优先执行中长期曲线机组，详见附录 9。

第六十七条 [安全校核]实时交易安全校核与可靠性机组组合及日前预出清安全校核方法、原则一致。

第六十八条 [出清价格]实时出清形成每 15 分钟的实时节点电价，1 小时内 4 个 15 分钟节点电价的算术平均值，计为该节点该小时的节点电价。因电网事故、设备检修、涉网实验等原因，出现局部电网与主网拓扑解列运行的特殊方式时，局部电网内节点价格按照“与临近主网拓扑带电设备一致”的原则确定。

第五节 实时运行调整

第六十九条 [市场调整]电网实时运行应按照电力系统运行有关规则规定，保留合理的调频、调压及备用容量，以及各输变电断面合理的潮流波动空间，满足电网安全运行及电力保供要求。

电网实时运行中，发生下列情况之一时，电力调度机构应按照安全第一的原则处理。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时交易出清计算，电力调度机构应做好记录，按规定进行信息披露。

- (一) 电力系统发生故障影响电网安全时；
- (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或异常、电网缺陷、电网临时方式调整时；
- (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) 电网上、下旋备紧张，影响电力实时平衡时；
- (九) 风光新能源预测、负荷预测与实际偏差较大，影响电力实时平衡时；

(十)为保证省间联络线输送功率在正常允许范围而需要调整时;

(十一)上级调度机构为保证电网安全而下达调度指令时;

(十二)电力保供困难或预计未来电力保供困难时;

(十三)区域控制偏差(ACE)剧烈波动或存在越限风险时;

(十四)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。

第七十条 [市场调整措施]在出现上一条所述情况时,电力调度机构可视情况采取以下措施调整运行方式,并详细记录调整时间、调整对象、调整人员、调整原因等。机组启停计划发生调整时,按照调整后的结果计算启动补偿费用。

(一)发电机组投入或退出运行;

(二)调整发电机组投入或退出运行时间;

(三)改变机组的发电计划;

(四)改变机组有功功率控制模式;

(五)安排储能设施(包括独立储能及新能源配建储能)充放电或调整储能设施充放电计划;

(六)调整断面限额,设置临时断面;

(七)调整电网运行方式,包括调整设备停复役计划;

(八)调整省间联络线的送受电计划;

(九)采取有序用电措施;

(十) 调度机构认为有效的其他手段。

实时运行过程中机组、电力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、用户行为及时记录并按相关规定进行经济考核，严重情况可建议内蒙古电力市场主管部门对相应机组、用户实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由机组、电力用户自行承担。

第六章 市场管理

第七十一条 [机组非计划停运]当机组出现非计划停运时，按照“两个细则”相关规定考核。次日 24 点前，具备恢复并网条件的机组，经电力调度机构同意可恢复并网，无启动补偿费用。次日 24 点后，机组需重新参与可靠性机组组合优化确定开机方式。

第七十二条 [机组未按照规定时间并网]机组偏离规定并网时间超过 1 小时视为未按照规定时间并网，偏离时间大于 1 小时小于等于 6 小时，启机补偿费用按照 50% 结算；大于 6 小时，无启机补偿费用；大于 12 小时，电力调度机构有权根据电网实际情况取消机组开机方式。

第七十三条 [机组长时间执行偏差过大]实时市场运行过程中，为保障全网电力电量平衡，对于长时间不跟踪市场出清结果、执行偏差过大的机组，降低其爬坡速率，待机组执行市场出清结

果情况良好后，恢复其标准爬坡速率。

第七十四条 [调峰能力测试]实时市场运行阶段，若机组不跟踪市场出清结果或 AGC 指令，为真实了解火电机组顶峰运行及深调能力情况，电力调度机构可对火电机组进行调峰能力测试，此时机组作为市场价格接受者，参与优化出清，相关损失由对应经营主体承担。若机组无法在规定时间内达到调度下达的出力指令要求，则视为调用测试失败，并纳入“两个细则”调峰考核。

第七章 特殊情况处理机制

第七十五条 [新能源富余发电空间转移] 因新能源出力波动或预测偏差等原因造成新能源场站实际出力低于出清结果时，系统自动将富余发电空间转移至仍有发电能力的新能源场站。为应对新能源出力波动，保障全网电力平衡，全网新能源场站执行偏差自动纳入下一周期现货市场出清计算。

第七十六条 [新型储能应急调度方式]在发生危及电力系统安全事故（事件）及其他必要情况时，所有调管范围内的新型储能应接受电力调度机构统一直接调用，直接调用期间按照独立储能充放电价格机制执行。场站风电或光伏单元继续执行现货出清结果。

第七十七条 [自然灾害影响期处理机制]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。

第七十八条 [系统异常处理机制]现货技术支持系统及调度相关技术支持系统（包括负荷预测、新能源预测、SCADA 实时量测等系统）发生故障、异常，边界条件准备有误，可采取如下处置方式：

（一）事前披露信息有误，影响经营主体正常申报

向经营主体发布通知公告，组织经营主体重新申报或延迟申报时间。

（二）日前市场出清结果出现差错

重新进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向经营主体发布。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。

（三）实时市场出清结果出现差错

实时市场边界数据发生异常突变或出清程序异常时，电力调度机构可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，基于实际的电网运行状态与负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。对于技术支持系统故障异常期间对应的结算时段，事后基于经营主体日前报价，更

正各类边界条件，重新开展实时电能量市场出清，出清价格作为市场结算依据。

第七十九条 [价格异常处理机制]

（一）因局部区域供需形势失衡，造成局部市场价格失真，市场机制无法正常发挥作用时，经市场管理委员会审议通过，报内蒙古价格主管部门、电力市场主管部门和电力监管机构审定同意后，可采取二级限价、临时限价、报价替代、延长报价周期等临时管控手段，防范市场重大风险，保障市场平稳运行，待相关风险因素消除后，可解除临时管控手段。

（二）供热机组在供热期设置为必开机组。经检测，如果供热机组存在较大市场力，引起市场价格明显异常的，经市场管理委员会审议通过，报内蒙古电力市场主管部门和电力监管机构审定同意后，可调整限价范围、进行申报价格替代或选取近一段时期现货电能量市场平均价格进行结算。

第八十条 [有序用电期]现货市场运行期间，市场化用户依据有序用电方案被安排有序用电时，按照实际用电量参与市场结算，产生的盈亏由市场化用户承担。

第八十一条 [实时市场熔断机制]在电网和相关技术支持系统出现异常情况时，为及时有效消除异常情况对电网及现货电能量市场影响，保证电力系统安全稳定运行，在市场干预与中止启动前，增加实时电能量市场熔断机制。当出现技术支持系统异常

短时难以恢复，雪灾、地震等重大自然灾害、突发事件可能影响电力供应或电网安全，重大电源或电网故障，电力供不应求等情况时，触发市场熔断机制，及时向市场发布原因和触发时间，熔断时长不超过 24 小时。若上述情况在规定时间内未解除，市场运营机构及时向内蒙古电力市场主管部门和电力监管机构汇报有关情况，经授权后，实施市场中止措施。

在市场熔断期间，不开展实时电能量市场出清，以确保电网安全稳定运行为目标，对调度设备进行运行状态调整，以日前预出清相应时段的现货价格作为实时电能量市场结算价格。

第八十二条 [政府市场干预]现货市场运行过程中发生下列情形之一的，由内蒙古电力市场主管部门、电力监管机构根据职责作出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制、调整报价频次等措施，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）市场价格达到价格限值且触发管控条件时；

(六) 其他认为需要进行市场干预的情形。

第八十三条 [市场运营机构市场干预]当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告内蒙古电力市场主管部门、电力监管机构。

(一) 电力系统出力不足，无法保证电力市场正常运行时；

(二) 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，严重危及电网安全时；

(三) 因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全风险较大时；

(四) 电力市场技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等发生重大故障，导致无法按照市场规则进行出清和调度时；

(五) 其他认为需要进行市场干预的情形。

第八十四条 [市场中止]当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由内蒙古电力市场主管部门、电力监管机构做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由内蒙古电力市场主管部门、电力监管机构做出是否中止市场的决定并发布。

(一) 日前市场中止措施

日前预出清中止时，电力调度机构基于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，综合考虑运行日直调负荷预测、新能源预测、联络线计划等边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。以运行日实际执行的结果以及实时电能量市场价格作为运行日的日前预出清结果。

（二）实时市场中止措施

实时电能量市场中止时，相应时段内不开展实时电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。在市场中止期间所对应的结算时段，以日前预出清或最近一个同类型交易日相同时段的实时电能量市场价格作为实时电能量市场价格。当市场长时间中止时，按照政府主管部门及市场监管机构指定方式进行结算。

第八十五条 [市场恢复]当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经内蒙古电力市场主管部门、电力监管机构同意，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。

第八章 信息保密和封存

第八十六条 [信息保密]任何市场成员不得违规获取或者泄

露未经授权披露的信息。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。市场成员应当建立健全信息保密管理制度，定期开展保密培训，明确保密责任，必要时应当对办公系统、办公场所采取隔离措施。

第八十七条 [信息封存]信息封存是指对关键信息的记录留存。任何有助于还原运行日当日情况的关键信息应记录、封存。封存信息包括但不限于：

（一）运行日市场出清模型信息。

（二）市场申报量价信息。

（三）市场边界信息，包括外来（外送）电曲线、检修停运类信息、预测信息、新能源发电曲线、电网约束信息等。

（四）市场干预行为，包括修改计划机组出力、修改外来（外送）电出力、修改市场出清参数、修改预设约束条件、调整检修计划、调整既有出清结果等，应当涵盖人工干预时间、干预主体、干预操作、干预原因等。

（五）实时运行数据，包括机组状态、实际负荷等。

（六）市场结算数据、计量数据。

信息的封存期限为5年，特殊情形除外。

第九章 免责条款

第八十八条 [不可抗力]当出现自然灾害、重大电源或电网

故障、电网安全约束等不可抗力时，电网企业为保障电网安全运行及电力有序供应而采取相关措施，导致经营主体所承担的风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

第八十九条 [技术支持系统故障]由于通信系统繁忙、通信通道检修、现货技术支持系统故障、数据采集与监视控制系统故障等原因导致调度指令传达出现延迟、中断或数据错误，或电力调度机构无法按规则执行电力现货市场出清结果，由此造成的市场风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

第九十条 [系统外部攻击]由于黑客攻击、病毒破坏、非法登录等风险，给经营主体造成的损失，市场运营机构及电网企业不承担责任。

第九十一条 [政策调整]由于国家有关法律、法规、规章、政策、规则的改变、紧急措施的出台等导致经营主体所承担的风险，市场运营机构及电网企业不承担责任。

第十章 附 则

第九十二条 [解释]本实施细则由华北能源监管局及内蒙古自治区能源局负责解释。

第九十三条 [引用文件更新]本实施细则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

[施行]本实施细则自发布之日起施行。

附录 1 术语定义

(一) 直调负荷：指电力调度机构直调发电负荷。

(二) 母线负荷：指内蒙古电网 220kV 变电站的母线下网负荷。

(三) 负荷预测：指根据电网运行特性，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。

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

(五) 安全约束机组组合 (Security-Constrained Unit Commitment, SCUC)：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，制定分时段的机组开停机计划。

(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，制定分时段的机组发电出力计划。

(七) 运行日 (D 日)：为实际执行可靠性机组组合及日前预出清交易计划的自然日。

(八) 竞价日(D-1日):为运行日前一日,即为对运行日(D)日市场开展首次机组组合和预出清的当天。

(九) 申报日:为申报运行日量价信息的自然日,按政府主管部门要求进行设置和调整,默认为竞价日当天。

(十) 市场出清:电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

(十一) 安全校核:对检修计划、发电计划、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。现货电能量市场交易安全校核与市场出清同步进行,市场出清结果必须严格满足国家和行业政策、标准要求,同时满足电网安全稳定运行、机组安全运行以及电力电量平衡约束条件。

(十二) 节点边际电价: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。简称节点电价。节点电价由系统电能价格与阻塞价格两部分构成。

(十三) 优先执行中长期曲线机组:指在日前申报阶段,自主选择在实时市场出清过程中尽可能执行中长期交易结果的火电机组。当机组实时出清严格执行中长期交易结果对电力平衡、电网安全、新能源消纳产生影响时,机组按照规则参与市场统一

优化调整。

（十四）调度控制单元（AGC 单元）：指电力调度机构进行有功出力控制的最小单位。

（十五）基准最小可调出力：发电机组正常运行时应达到的最小出力。火电机组基准最小可调出力按照“两个细则”基本调峰标准执行，灵活性改造机组按照改造后最小技术出力执行，供热机组以及工业抽汽机组按照华北能源监管局核准的最小运行方式执行。

（十六）申报最小可调出力：发电机组在不影响机组安全运行、民生供热的前提下，自主申报的最小出力，应小于等于基准最小可调出力。若经营主体申报最小可调出力大于基准最小可调出力，则申报最小可调出力修正为基准最小可调出力。

（十七）可靠性机组组合：指省内现货市场在日前依据市场申报信息和未来三日市场边界条件，以系统发电成本最小为目标，确定省内现货市场运行日机组组合及参与省间日前现货市场的依据。

（十八）日前预出清：基于可靠性机组组合结果，更新省间日前现货市场中标联络线计划，考虑调频辅助服务市场预出清结果，依据市场申报信息及次日市场运行边界条件，确定省内现货市场运行日发电预计划和节点价格。

附录 2 经营主体参与现货市场方式

(一) [发电企业参与方式]各类型市场化发电企业按照如下方式参与现货市场:

1.火电企业

完成市场注册,且具备 AGC 控制条件的火电企业以机组或 AGC 单元为单位按照报量报价的方式参与现货电能量市场,可选择作为优先执行中长期曲线机组参与市场出清或依据申报信息参与市场统一出清。

完成市场注册,在 AGC 控制条件具备前,火电企业优先执行中长期交易曲线,作为价格接受者参与现货市场。

2.新能源企业

风电、光伏新能源发电企业以交易单元为单位按照报量报价的方式参与现货电能量市场。对于不具备独立控制条件的交易单元,按照调度控制单元参与现货市场申报出清,第一期交易单元申报的量价曲线等比例拉伸至调度单元对应全容量段。

(二) [独立新型储能设施参与方式]独立新型储能设施参与现货市场方式:

1.市场初期,独立新型储能设施在日前申报充/放电功率曲线,在满足电网安全和新能源消纳的前提下作为价格接受者参与出清。

2.当出现危及电网安全运行、电力可靠供应等极端情况时,

在常规市场化调整手段用尽后，若独立新型储能设施仍有调节能力，在保证设备安全的情况下，可强制调用消除电网风险。

（三）[虚拟电厂参与方式]虚拟电厂参与现货市场方式：

1.虚拟电厂以接入电网同一 220kV 节点的资源耦合为一个虚拟机组作为交易单元参与现货市场。虚拟机组在日前申报运行曲线，在满足电网安全和新能源消纳的前提下作为价格接受者参与出清。

2.当出现危及电网安全运行、电力可靠供应等极端情况时，在常规市场化调整手段用尽后，若虚拟电厂设施仍有调节能力，在保证设备安全的情况下，可强制调用消除电网风险。

（四）电力用户、售电公司、外送电、居民、农业等优先保障性用户参与现货市场方式：

全部工商业电力用户（含电网代理购电用户）、售电公司、外送电（视同为市场化用户）、居民、农业等优先保障性用户（视同为市场化用户）以不报量不报价方式、作为价格接受者参与现货市场出清。

附录 3 机组运行参数

(一) 发电机组额定有功功率(水电、新能源场站为全厂额定有功功率)，单位为 MW，应于《并网调度协议》一致；

(二) 发电机组有功调节速率，单位为 MW/分钟。火电机组可根据自身调节能力自主申报，申报有功调节速率应不低于“两个细则”标准调节速率。技术条件具备后，火电机组可根据负荷率分段申报有功调节速率。新能源场站暂定为每分钟装机容量的 5%。

(三) 综合厂用电负荷，单位为 MW。综合厂用电负荷设定为机组(新能源以场站为单位)综合厂用电率与装机容量的乘积，综合厂用电率由经营主体自主申报。

(四) 机组启动通知时间，即机组处于备用情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时；

(五) 典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至额定有功功率期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

(六) 典型停机曲线，即机组在停机过程中，从额定有功功率至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

(七) 火电最小连续开机时间，即机组竞价启动后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时，暂定为 24-48 小时。允许经营主体按日更新；

(八) 火电最小连续停机时间，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，暂定为 3-12 小时。允许经营主体按日更新；

（九）电力调度机构所需的其他参数。

附录 4 默认申报参数

序号	参数名称	取值
1	火电机组/新能源场站电 能量市场默认报价曲线	取对应类型申报价格下限，出力范 围从零覆盖至机组额定有功功率。
2	机组冷态、温态、热态启 动费用	取该类型机组冷态、温态、热态启 动费用上限。
3	机组开机/停机曲线	取该机组典型开机/停机曲线。
4	机组出力上限	取机组额定有功功率。
5	机组出力下限	取机组基准最小可调出力。
6	机组最小连续开机时间	取允许申报范围最大值。
7	机组最小连续停机时间	取允许申报范围最大值。
8	机组最小可调出力成本	取最小可调出力成本参考值。
9	机组启动通知时间	取零。

附录 5 市场核定参数

序号	参数名称	取值
1	机组启动费用	启动费用包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为万元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用>温态启动费用>热态启动费用。机组额定容量级别在 200MW 及以下时，冷态启动上限为 40 万元/次、温态启动上限为 32 万元/次、热态启动上限为 24 万元/次；机组额定容量级别在 300MW 至 350MW 时，冷态启动上限为 50 万元/次、温态启动上限为 40 万元/次、热态启动上限为 30 万元/次；机组额定容量级别在 600MW 及以上时，冷态启动上限为 70 万元/次、温态启动上限为 55 万元/次、热态启动上限为 40 万元/次。
2	最小可调出力成本	是指发电机组维持最小可调出力运行需要的成本，单位为元/MWh。由发电企业基于最小可调出力成本参考值，在一定范围内自主申报：申报范围为各机组最小可调出力成本参考值的 80%-120%。最小可调出力成本参考值分机组类型确定并按周更新。调节系数 K 暂定为 1。
3	煤炭指数	煤炭指数暂定为秦皇岛煤炭网公布的 5500 大卡动力煤环渤海动力煤价格指数。每周三滚动更新最近一次公布的指数，遇节假日顺延。
4	现货市场申报价格限值	单位为元/MWh，综合考虑边际机组成本、电力供需情况、能源绿色转型等因素，根据机组类型设置市场申报价格上下限。火电申报价格下限为 1 元/MWh，申报价格上限为 1500 元/MWh；新能源申报价格下限为 0 元/MWh，申报价格上限为 1500 元/MWh。

5	现货市场出清价格限值	单位为元/MWh，考虑出清价格上限设置满足鼓励调节电源顶峰需要并与需求侧响应价格相衔接，价格下限设置参考当地新能源平均变动成本。设置出清价格限值为 0-3000 元/MWh。
6	二级价格限值	单位为元/MWh，当满足触发条件时，现货市场出清节点电价高于二级价格限值时，节点电价等于二级价格限值。二级限价仅适用于现货市场实时交易。二级限价触发条件及限值由内蒙古自治区价格主管部门牵头研究。 暂不开展二级限价，若市场运行过程中出现较长时间、较大幅度价格严重失真的情况，适时增加相关约束性机制。
7	日前交易电力平衡约束松弛罚因子	单位为元/MWh。SCUC 或 SCED 中罚因子为 $5e7$ ，节点电价计算模型中罚因子为 1500。
8	日前交易断面潮流约束松弛罚因子	单位为元/MWh。SCUC 或 SCED 中罚因子为 $5e5$ 。节点电价计算模型中惩罚因子为 1000。
9	日前交易支路潮流约束松弛罚因子	单位为元/MWh。SCUC 或 SCED 中罚因子为 $5e5$ 。节点价格计算中 SCED 中惩罚因子为 1000。
10	实时交易电力平衡约束松弛罚因子	单位为元/MWh。SCED 中罚因子为 $5e7$ ，节点电价计算模型中惩罚因子为 1500。
11	实时交易断面潮流约束松弛惩罚因子	单位为元/MWh。SCED 中惩罚因子为 $5e5$ 。节点电价计算模型中惩罚因子为 1000。
12	实时交易支路潮流约束松弛惩罚因子	单位为元/MWh。SCED 中惩罚因子为 $5e5$ 。节点电价计算模型中惩罚因子为 1000。

附录 6 电网安全约束

电网安全约束边界条件包括但不限于线路极限功率、断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

（一）线路极限功率和断面极限功率

出现以下情况时，电力调度机构可设置线路极限功率、断面极限功率：

1.因系统安全约束，需要将线路、变压器、断面潮流及电压控制在指定值以内；

2.因保供电、防范极端自然灾害或提高供电可靠性，需要提高安全裕度将线路、变压器、断面潮流控制及电压控制在指定值以内；

3.其他保障电网安全、电力可靠供应需要将线路、变压器、断面潮流及电压控制在指定值以内。

（二）发电机组（群）必开约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必开机组：

1.因系统安全约束，需要提前开出的机组，以及必须维持运行状态的机组；

2.因保供电、保供热、保民生、上级调度机构或政府部门要求，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组；

3.根据电网安全运行要求进行调试的机组，或电力调度机构批复同意进行试验的机组；

4.根据电网安全运行要求在运行日某些时段固定出力的机组；

5.其他保障电网安全运行，电力可靠供应需要开机运行的机组。

对于因电网安全运行需要设置的必开机组，在没有可选择或替代情况下，由电力调度机构明确必开机组名称及编号；在可选择或替代情况下，通过在出清计算模型中增加必开机组群约束条件选择发电成本最小的机组作为必开机组。

电力调度机构在竞价日（D-1日）事前信息发布截止时间前，通知其调管范围内的必开机组，明确相应的必开时段，必开机组应提前做好开机准备，确保在运行日（D日）能够正常开机运行。

（三）发电机组（群）必停约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必停机组，必停机组视为不可用状态：

- 1.因系统安全约束需要停机的机组；
- 2.不具备并网条件的机组；
- 3.已纳入政府当年关停计划的机组；
- 4.电力监管机构、政府部门下达的停机要求；
- 5.处于计划检修、临时检修、缺煤停机或经营不善等状态的

机组。

电力调度机构在竞价日(D-1日)事前信息发布截止时间前,通知其调管范围内的必停机组,明确相应的必停时段。接到停机指令的机组,应做好停机准备,按时安全停机。

(四) 发电机组(群)出力上下限约束

出现以下情况时,电力调度机构可设置发电机组(群)出力上下限约束:

- 1.因系统安全约束,需要限制出力上下限的发电机组(群);
- 2.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发电机组(群);
- 3.根据电网安全运行要求需要在运行日某些时段限制出力上下限的发电机组(群);
- 4.其他保障电网安全、电力可靠供应需要限制出力上下限的发电机组(群)。

附录 7 火电机组申报信息及方式

(一) 电能量报价曲线, 单位为元/MWh: 竞价日 (D-1 日) 09:30 前, 所有市场化火电机组申报运行日 (D 日) 的现货市场电能量价格。电能量报价表示机组运行在不同出力区间时单位电能量的价格, 可最多申报 10 段, 电力最小单位是 1MW, 申报电价的最小单位是 10 元/MWh。每段需申报出力区间起点 (MW)、出力区间终点 (MW) 以及该区间报价 (元/MWh)。第一段出力区间起点为机组的申报最小可调出力, 最后一段出力区间终点为机组的额定有功功率, 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低于机组额定有功功率的 5%。每段报价的电能量价格均不可超过申报价格限值。未申报主体采用默认报价作为运行日 (D 日) 申报信息。

(二) 机组启动费用, 单位为万元/次: 竞价日 (D-1 日) 09:30 前, 所有市场化火电机组申报运行日 (D 日) 机组启动费用。包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用, 三者之间的大小关系为: 冷态启动费用 > 温态启动费用 > 热态启动费用。

燃煤机组的启动工况标准定义如下: 自机组最近一次非调试解列至电力调度机构最终确定的计划并网时间, 10 小时以内为

热态启动，10小时（含）至72小时（含）为温态启动，72小时以上为冷态启动。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。未申报主体采用默认值作为运行日（D日）申报信息。

（三）最小可调出力成本，单位为元/MWh：竞价日（D-1日）09:30前，所有市场化火电机组基于最小可调出力成本参考值，在一定范围内自主申报运行日（D日）机组最小可调出力成本。未申报主体采用默认值作为运行日（D日）申报信息。

最小可调出力成本参考值分机组类型确定并按周更新，机组分类及供电煤耗标准参照内蒙古自治区能源局关于印发《内蒙古自治区煤电节能降耗及灵活性改造行动计划（2021-2023年）》的通知（内能电力字〔2021〕372号）有关内容执行。

各类型机组供电煤耗表

非循环流化床机组			
机组额定容量级别 (MW)	供电煤耗 (g/KWh)	机组额定容量级别 (MW)	供电煤耗 (g/KWh)
30万千瓦级超临界	308	20万千瓦及以下超高压	352
60万千瓦级超临界	300	30万千瓦级亚临界	323
60万千瓦级超超临界	293	60万千瓦级亚临界	314
100万千瓦级超超临界	285		
注：空冷机组在此基础上增加12克/千瓦时，褐煤机组在以上基础上增加3克/千瓦时。			

循环流化床低热值煤发电机组			
机组额定容量级别 (MW)	供电煤耗 (g/KWh)	机组额定容量级别 (MW)	供电煤耗 (g/KWh)
30 万千瓦级湿冷	318	60 万千瓦级湿冷	306
30 万千瓦级空冷	338	60 万千瓦级空冷	325

$C_{\text{最小可调出力成本参考值}, i} = B_{\text{供电煤耗}, i} \times P_{\text{煤炭价格}} \times K \div 1000$

$P_{\text{煤炭价格}} = (7000 \div 5500) \times P_{\text{煤炭指数}}$

$C_{\text{最小可调出力费用基准}, i}$ 为机组 i 的最小可调出力成本参考值；

$B_{\text{供电煤耗}, i}$ 为机组 i 的供电煤耗；

$P_{\text{煤炭价格}}$ 为按 5500 大卡折算的标煤价格；

K 为调节系数。

对于不在上表(各类型机组供电煤耗表)范围内的发电机组,最小可调出力成本上限等于表中各类型机组最小可调出力成本上限的最大值,下限值等于表中各类型机组最小可调出力成本下限的最小值,经营主体根据煤耗、煤价等实际情况,进行自主申报。最小可调出力成本参考值等于最小可调出力成本上限与下限的平均值。

(四) 机组出力上限和申报最小可调出力。竞价日(D-1日)08:00前,所有市场化火电机组通过调度技术支持系统和现货技术支持系统滚动申报未来三天出力上限和申报最小可调出力。未申报则默认使用最近一次申报的限额。机组申报出力上限小于机

组基准最小可调出力时，机组出力上限按照装机容量处理。

（五）机组开机/停机曲线。竞价日（D-1日）08:00前，经营主体根据实际情况在现货技术支持系统更新机组开机/停机曲线，未更新则默认使用最近一次更新的开机/停机曲线。现货技术支持系统于竞价日（D-1日）09:00前读取机组开机/停机曲线用于运行日（D日）出清。

（六）机组检修结束预计最早可并网时间。经营主体根据检修票批复情况，结合自身实际，于竞价日前一日（D-2日）22:00前在调度技术支持系统申报/更新运行日（D日）及以后时间范围机组预计最早可并网时间。未申报主体默认最早可并网时间为检修票批复计划结束时间加12小时。

（七）机组启动通知时间。经营主体根据自身实际，于竞价日前一日（D-2日）22:00前在调度技术支持系统申报/更新运行日（D日）及以后时间范围机组启动通知时间。未更新则默认使用最近一次更新的启动通知时间。

（八）最小连续开机/停机时间。竞价日（D-1日）08:00前，经营主体根据实际情况在调度技术支持系统更新机组最小连续开机/停机时间，未更新则默认使用最近一次更新的最小连续开机/停机时间。

（九）市场出清方式。每月申报次月是否作为优先执行中长期曲线机组参与市场出清。未申报主体默认按照价格信息参与市

场集中优化。

（十）电厂机组不全停约束情况。市场初期，默认各电厂的机组不全停约束生效，经营主体根据实际情况，于竞价日（D-1）日 08:00 前，更新该约束的生效情况，未更新则默认采用最近一次更新的约束生效情况。约束取消后，电厂内机组在满足电网安全约束的条件下，可能因市场经济性原因出现机组全停情况。

附录 8 日前市场特殊机组出清机制

（一）必开机组

必开机组不参与机组组合计算优化，最小必开出力曲线以下保障优先出清。最小必开出力曲线未作特别说明时，取机组基准最小可调出力。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，最小必开出力曲线之上的发电能力根据机组的电能量报价参与优化出清和市场定价。

供热必开机组不纳入必开机组成本补偿范围，必开机组成本补偿仅限因电网安全原因必开的机组。

（二）调试（试验）机组

调试阶段的新建机组组按照调试需求安排发电，作为市场出清的边界条件。在完成满负荷试运行之前，视为非市场机组，不参与现货电能量市场的定价与结算。调试（试验）的在运机组，调试时段机组出力不参与优化，作为价格接受者优先安排出清，非调试时段按照其电能量报价信息正常参与市场出清。

（三）优先执行中长期曲线机组

为保证新能源最大化消纳，可靠性机组组合及日前预出清时不考虑优先执行中长期曲线机组。依据全部经营主体申报信息，考虑电力平衡及约束条件，以发电成本最小为目标，确定机组组合及发电预计划。

（四）最小连续开机、停机时间内机组

发电机组开机运行或停机解列后，在其申报最小连续开机时间或最小连续停机时间内，原则上安排其机组状态满足相关时间要求，按照其申报价格参与优化出清，确定发电出力。

（五）处于开/停机过程中的机组

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，发电出力为其申报的开机曲线，不参与优化，接受市场价格。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，发电出力为其申报的停机曲线，不参与优化，接受市场价格。

（七）独立新型储能设施及虚拟电厂

在满足电网安全、电力可靠供应、新能源消纳的条件下，独立新型储能设施及虚拟电厂申报的运行曲线优先出清，作为其充放电计划。独立储能根据各时段中标情况接受现货市场价格。

附录 9 实时市场特殊机组出清机制

（一）处于开/停机过程中的机组

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，发电出力计划为机组实际出力，不参与优化。接受市场价格。机组达到出力下限后，从下一交易时段开始，按照其电能量报价参与实时交易优化出清。

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，发电出力计划为机组实际出力，不参与优化，接受市场价格。

（二）优先执行中长期曲线机组

申报优先执行中长期曲线且实时市场开机运行，未中标调频市场的火电机组作为优先执行中长期曲线机组参与实时市场出清。优先执行中长期曲线机组目标出力计划为机组运行日中长期交易曲线，当机组中长期交易曲线低于机组出力下限或高于机组出力上限时，目标出力计划修正为机组出力上下限。

出清机制：将优先执行中长期曲线机组目标出力曲线以下出力对应的价格设置为市场最低价，目标出力曲线以上出力对应的价格设置为市场最高价，参与市场优化出清；当机组优先执行中长期曲线影响电网新能源消纳时，机组按照申报价格参与市场统一优化出清。

定价机制：实时市场定价阶段，优先执行中长期曲线机组按固定出力处理，作为价格接受者不参与市场定价。

（三）因故障需调整出力计划的机组

机组在实时运行中因发生故障需要对机组出力进行调整时，发电企业可向调度机构申请，经调度机构许可后进行出力计划调整。故障处理时段内机组出力固定为经调度机构同意的发电出力值，相应时段内该台机组优先出清，接受市场价格。故障处理结束后，发电企业需及时向调度机构申请恢复，调度机构许可后解除机组出力固定，从下一交易时段开始，按照机组电能量报价参与实时交易优化出清。

（四）独立储能设施及虚拟电厂

在满足电网安全和新能源消纳的条件下，独立储能设施及虚拟电厂申报的运行曲线优先出清，作为其充放电计划。独立储能及虚拟电厂根据各时段中标情况接受现货市场价格。

附录 10 日前市场安全约束机组组合 (SCUC) 数学模型

一、目标函数

最小化机组发电成本和各种松弛成本。

$$\begin{aligned} \min & \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (C_{i,t}^{\text{startup}} + u_{i,t} C_{i,t}^{\text{minpower}} + C_{i,t}^{\text{energy}}) + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \gamma^{L1} (s_{l,t}^+ + s_{l,t}^-) + \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M \gamma^{M1} (s_{m,t}^+ + s_{m,t}^-) + \\ & \sum_{t=1}^T \gamma^1 (s_t^+ + s_t^-) \end{aligned} \quad (1)$$

其中，

T 表示所考虑的时段总数；

I 表示机组总台数；

$C_{i,t}^{\text{startup}}$ 表示机组 i 在时段 t 的启动成本；

$C_{i,t}^{\text{minpower}}$ 表示机组 i 在时段 t 的最小可调出力成本；

$C_{i,t}^{\text{energy}}$ 表示机组 i 在时段 t 的电能量成本，是与机组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；

$u_{i,t}$ 表示机组启停状态， $u_{i,t} = 0$ 表示机组停机， $u_{i,t} = 1$ 表示机组开机；

γ^{L1} 表示 SCUC 支路潮流约束松弛罚因子；

γ^{M1} 表示 SCUC 断面潮流约束松弛罚因子；

γ^1 表示 SCUC 电力平衡约束松弛罚因子；

$s_{l,t}^+$ 、 $s_{l,t}^-$ 表示 t 时刻线路 l 的正、反向路潮流约束松弛变量；

L 表示线路总数；

$s_{m,t}^+$ 、 $s_{m,t}^-$ 表示 t 时刻断面 m 的正、反向潮流约束松弛变量；

M 表示断面总数；

s_t^+ 、 s_t^- 表示 t 时刻电力平衡正、反向松弛变量。

1) 机组总出力

$$p_{i,t} = P_{i,t}^F \quad \forall i \in I^F, \forall t \quad (2)$$

$$p_{i,t} = p_{i,t}^S + p_{i,t}^O + \sum_{b=1}^B p_{i,t,b}^E + u_{i,t} P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (3)$$

其中， I^F 表示所有固定出力机组集合； $p_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力； $P_{i,t}^F$ 表示机组 i 在时段 t 的固定出力； $P_{i,t}^S$ 、 $P_{i,t}^O$ 表示机组 i 在时段 t 的启动曲线和停机曲线； $u_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态， $u_{i,t} = 0$ 表示机组停机， $u_{i,t} = 1$ 表示机组开机； $P_{i,t}^{min}$ 表示机组 i 在时段 t 的最小可调出力。

2) 机组电能量成本

$$c_{i,t}^{energy} = \sum_{b=1}^{BU} p_{i,t,b}^E C_{i,t,b}^E \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (4)$$

其中， BU 表示报价总段数， $p_{i,t,b}^E$ 表示机组 i 在时段 t 第 b 个出力区间的中标电力； $C_{i,t,b}^E$ 表示机组 i 在时段 t 第 b 个出力区间的电能量报价段。 I^V 表示所有竞价机组集合。

3) 机组启动成本

$$C_{i,t}^{startup} = \begin{cases} y_{i,t}C_{i,t,1}^{ST} & \text{如果在 } t \text{ 时段的停机时间在热态启动时间范围} \\ y_{i,t}C_{i,t,2}^{ST} & \text{如果在 } t \text{ 时段的停机时间在温态启动时间范围} \\ y_{i,t}C_{i,t,3}^{ST} & \text{如果在 } t \text{ 时段的停机时间在冷态启动时间范围} \end{cases} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (5)$$

其中， $C_{i,t,g}^{ST}$ 表示机组启动成本， $g=1$ 表示热态启机成本， $g=2$ 表示温态启机成本， $g=3$ 表示冷态开机成本； $y_{i,t}$ 表示机组启动0-1变量。

4) 最小可调出力成本

$$C_{i,t}^{minpower} = C_i^{MP} P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (6)$$

其中， C_i^{MP} 表示机组*i*在时段*t*的最小可调出力成本申报费用； $P_{i,t}^{min}$ 表示机组*i*在时段*t*的最小可调出力。

二、约束条件

1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t} + \sum_{j=1}^J T_{j,t} - s_t^+ + s_t^- = D_t \quad \forall t \quad (7)$$

其中， J 表示联络线总数， $T_{j,t}$ 表示联络线*j*在时段*t*的计划功率（受入为正，送出为负）， D_t 表示时段*t*的系统负荷。

2) 系统上备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^U \leq R_t^{U,max} \quad \forall t \quad (8)$$

$$p_{i,t} + r_{i,t}^U \leq P_{i,t}^{max} u_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (9)$$

其中， $R_t^{U,max}$ 表示在时段 t 的系统最大上备用； $r_{i,t}^U$ 表示机组 i 在时段 t 的上备用； $P_{i,t}^{max}$ 表示机组 i 在时段 t 的最大出力。

3) 系统下备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^D \leq R_t^{D,max} \quad \forall t \quad (10)$$

$$p_{i,t} - r_{i,t}^D \geq P_{i,t}^{min} u_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (11)$$

其中， $R_t^{D,max}$ 表示在时段 t 的系统最大下备用； $r_{i,t}^D$ 表示机组 i 在时段 t 的下备用； $P_{i,t}^{min}$ 表示机组 i 在时段 t 的最小出力。

4) 机组爬坡约束

$$p_{i,t-1} - p_{i,t} \leq u_{i,t} RD_i + z_{i,t} P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (12)$$

$$p_{i,t} - p_{i,t-1} \leq u_{i,t-1} RU_i + y_{i,t} P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (13)$$

其中， RD_i 表示机组 i 的下爬坡限制； RU_i 表示机组 i 的上爬坡限制。

5) 机组最小连续开/停机时间约束

$$u_{i,t} - u_{i,t-1} = y_{i,t} - z_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (14)$$

$$u_{i,t} = u_{i,0} \quad \forall i \in I^V, \forall t \in [1, NT_i^{begin}] \quad (15)$$

$$\sum_{t' \leq t - T^{\min_on} + 1}^t y_{i,t'} \leq u_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \in (NT_i^{\text{begin}}, T] \quad (16)$$

$$\sum_{t' \leq t - T^{\min_off} + 1}^t z_{i,t'} \leq 1 - u_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \in (NT_i^{\text{begin}}, T] \quad (17)$$

其中， $y_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启动 0-1 变量； $z_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的停机 0-1 变量； $u_{i,0}$ 表示机组 i 的初始状态； NT_i^{begin} 表示机组 i 的初始状态还需要持续的时间； T^{\min_on} 表示机组最小连续运行时间；其中， T^{\min_off} 表示机组最小连续停运时间。

6) 机组开机需要提前通知的时间约束

$$u_{i,t} = 0 \quad \forall i \in I^V, \forall t \in [1, T_i^B] \quad (18)$$

其中， T_i^B 表示机组 i 的需要提前通知的时间。

7) 断面潮流约束

$$\begin{aligned} F_{m,t}^{\min} - s_{m,t}^- &\leq \sum_{i=1}^I SF_{m,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{m,j,t} T_{j,t} - \\ \sum_{k=1}^K SF_{m,k,t} D_{k,t} &\leq F_{m,t}^{\max} + s_{m,t}^+ \quad \forall m, \forall t \end{aligned} \quad (19)$$

其中， $F_{m,t}^{\min}$ 、 $F_{m,t}^{\max}$ 分别表示断面 m 在时段 t 的潮流传输极限； $SF_{m,i,t}$ 表示机组 i 所在节点在时段 t 对断面 s 的潮流转移因子；

$SF_{m,j,t}$ 表示联络线 j 所在节点在时段 t 对断面 s 的潮流转移因子； K 表示母线负荷总数， $SF_{m,k,t}$ 表示母线负荷 k 所在节点在时段 t 对断面 s 的潮流转移因子。

8) 支路潮流约束

$$\begin{aligned} F_{l,t}^{min} - s_{l,t}^- &\leq \sum_{i=1}^I SF_{l,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{l,j,t} T_{j,t} - \\ \sum_{k=1}^K SF_{l,k,t} D_{k,t} &\leq F_{l,t}^{max} + s_{l,t}^+ \quad \forall l, \forall t \end{aligned} \quad (20)$$

其中， $F_{l,t}^{min}$ 、 $F_{l,t}^{max}$ 表示支路 l 在时段 t 的潮流传输极限； $SF_{l,i,t}$ 表示机组 i 所在节点在时段 t 对支路 l 的潮流转移因子； $SF_{l,j,t}$ 表示联络线 j 所在节点在时段 t 对支路 l 的潮流转移因子； K 表示母线负荷总数， $SF_{l,k,t}$ 表示母线负荷 k 所在节点在时段 t 对支路 l 的潮流转移因子。

9) 机组群约束

$$U_{q,t}^{min} \leq \sum_{i=1}^{IU_q} u_{i,t} \leq U_{q,t}^{max} \quad \forall q, \forall t \quad (21)$$

$$P_{q,t}^{min} \leq \sum_{i=1}^{IL_q} p_{i,t} \leq P_{q,t}^{max} \quad \forall q, \forall t \quad (22)$$

其中， IU_q 表示状态受限电厂群数量； $U_{p,t}^{min}$ ， $U_{p,t}^{max}$ 分别表示机组群 p 在时段 t 的最少运行机组数目和最多运行机组数目； IL_q 表示出力受限电厂群数量； $P_{p,t}^{min}$ ， $P_{p,t}^{max}$ 分别表示机组群 p 在时段 t 的最大出力和最小出力。

10) 全厂不能全停约束

$$\sum_{i=1}^{IU_v} u_{i,t} \geq 1 \quad i \in v, \forall t \quad (23)$$

其中， IU_v 分别表示电厂群数量。

初期，为保证电力系统安全稳定，增加火电厂不全停约束条件。

附录 11 日前市场安全约束经济调度 (SCED) 数学模型

一、目标函数

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (c_{i,t}^{energy}) + \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \gamma^{L2} (s_{l,t}^+ + s_{l,t}^-) + \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M \gamma^{M2} (s_{m,t}^+ + s_{m,t}^-) + \sum_{t=1}^T \gamma^2 (s_t^+ + s_t^-) \quad (1)$$

其中,

T 表示所考虑的时段总数;

I 表示机组总台数;

$c_{i,t}^{energy}$ 表示机组 i 在时段 t 的电能量成本,是与机组申报的各

段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数;

γ^{L2} 表示 SCED 支路潮流约束松弛罚因子;

γ^{M2} 表示 SCED 断面潮流约束松弛罚因子;

γ^2 表示 SCED 电力平衡约束松弛罚因子;

$s_{l,t}^+$ 、 $s_{l,t}^-$ 表示 t 时刻线路 l 的正、反向路潮流约束松弛变量;

L 表示线路总数;

$s_{m,t}^+$ 、 $s_{m,t}^-$ 表示 t 时刻断面 m 的正、反向潮流约束松弛变量;

M 表示断面总数;

s_t^+ 、 s_t^- 表示 t 时刻电力平衡正、反向松弛变量。

1) 机组总出力

$$p_{i,t} = P_{i,t}^F \quad \forall i \in I^F, \forall t \quad (2)$$

$$p_{i,t} = p_{i,t}^S + p_{i,t}^O + \sum_{b=1}^B p_{i,t,b}^E + U_{i,t} P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (3)$$

其中， I^F 表示所有固定出力机组集合； $p_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力； $P_{i,t}^F$ 表示机组 i 在时段 t 的固定出力； $P_{i,t}^S$ 、 $P_{i,t}^O$ 表示机组 i 在时段 t 的启动曲线和停机曲线； $U_{i,t}$ 表示SCUC得到的机组运行/停运0-1状态。

2) 机组电能量成本

$$c_{i,t}^{energy} = \sum_{b=1}^{BU} p_{i,t,b}^E C_{i,t,b}^E \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (4)$$

其中， BU 表示报价总段数， $p_{i,t,b}^E$ 表示机组 i 在时段 t 第 b 个出力区间的中标电力； $C_{i,t,b}^E$ 表示机组 i 在时段 t 第 b 个出力区间的电能量报价段。 I^V 表示所有竞价机组集合。

二、约束条件

1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t} + \sum_{j=1}^J T_{j,t} - s_t^+ + s_t^- = D_t \quad \forall t \quad (5)$$

其中， J 表示联络线总数， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（受入为正，送出为负）， D_t 表示时段 t 的系统负荷。

2) 系统上备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^U \leq R_t^{U,max} \quad \forall t \quad (6)$$

$$p_{i,t} + r_{i,t}^U \leq P_{i,t}^{\max} U_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (7)$$

其中， $R_t^{U,\max}$ 表示在时段 t 的系统最大上备用； $r_{i,t}^U$ 表示机组 i 在时段 t 的上备用； $P_{i,t}^{\max}$ 表示机组 i 在时段 t 的最大出力。

3) 系统下备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^D \leq R_t^{D,\max} \quad \forall t \quad (8)$$

$$p_{i,t} - r_{i,t}^D \geq P_{i,t}^{\min} U_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (9)$$

其中， $R_t^{D,\max}$ 表示在时段 t 的系统最大下备用； $r_{i,t}^D$ 表示机组 i 在时段 t 的下备用； $P_{i,t}^{\min}$ 表示机组 i 在时段 t 的最小出力。

4) 机组爬坡约束

$$p_{i,t-1} - p_{i,t} \leq U_{i,t} RD_i + Z_{i,t} P_{i,t}^{\min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (10)$$

$$p_{i,t} - p_{i,t-1} \leq U_{i,t-1} RU_i + Y_{i,t} P_{i,t}^{\min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (11)$$

其中， RD_i 表示机组下爬坡限制； RU_i 表示机组上爬坡限制； $Y_{i,t}$ 表示 SCUC 得到的机组启动 0-1 状态； $Z_{i,t}$ 表示机组停机 0-1 状态。

5) 断面潮流约束

$$\begin{aligned} F_{m,t}^{\min} - s_{m,t}^- &\leq \sum_{i=1}^I SF_{m,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{m,j,t} T_{j,t} - \\ \sum_{k=1}^K SF_{m,k,t} D_{k,t} &\leq F_{m,t}^{\max} + s_{m,t}^+ \quad \forall m, \forall t \end{aligned} \quad (12)$$

其中， $F_{m,t}^{min}$ 、 $F_{m,t}^{max}$ 分别表示断面 m 在时段 t 的潮流传输极限； $SF_{m,i,t}$ 表示机组 i 所在节点在时段 t 对断面 s 的潮流转移因子； $SF_{m,j,t}$ 表示联络线 j 所在节点在时段 t 对断面 s 的潮流转移因子； K 表示母线负荷总数， $SF_{m,k,t}$ 表示母线负荷 k 所在节点在时段 t 对断面 s 的潮流转移因子。

6) 支路潮流约束

$$\begin{aligned} F_{l,t}^{min} - s_{l,t}^- &\leq \sum_{i=1}^I SF_{l,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{l,j,t} T_{j,t} - \\ \sum_{k=1}^K SF_{l,k,t} D_{k,t} &\leq F_{l,t}^{max} + s_{l,t}^+ \quad \forall l, \forall t \end{aligned} \quad (13)$$

其中， $F_{l,t}^{min}$ 、 $F_{l,t}^{max}$ 表示支路 l 在时段 t 的潮流传输极限； $SF_{l,i,t}$ 表示机组 i 所在节点在时段 t 对支路 l 的潮流转移因子； $SF_{l,j,t}$ 表示联络线 j 所在节点在时段 t 对支路 l 的潮流转移因子； K 表示母线负荷总数， $SF_{l,k,t}$ 表示母线负荷 k 所在节点在时段 t 对支路 l 的潮流转移因子。

7) 机组群出力约束

$$P_{q,t}^{min} \leq \sum_{i=1}^{IL_q} p_{i,t} \leq P_{q,t}^{max} \quad \forall q, \forall t \quad (14)$$

其中， IL_q 表示出力受限电厂群数量； $P_{p,t}^{min}$ ， $P_{p,t}^{max}$ 分别表示机组群 p 在时段 t 最大出力和最小出力。

附录 12 日前市场节点电价 (LMP) 计算模型

一、目标函数

最小化机组电能量成本和各种松弛成本。

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (c_{i,t}^{energy}) + \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \gamma^{L3} (s_{l,t}^+ + s_{l,t}^-) + \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M \gamma^{M3} (s_{m,t}^+ + s_{m,t}^-) + \sum_{t=1}^T \gamma^3 (s_t^+ + s_t^-) \quad (1)$$

其中，

T 表示所考虑的时段总数；

I 表示机组总台数；

$c_{i,t}^{energy}$ 表示机组 i 在时段 t 的电能量成本，是与机组申报的各

段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

γ^{L3} 表示节点电价计算的支路潮流约束松弛罚因子；

γ^{M3} 表示节点电价计算的断面潮流约束松弛罚因子；

γ^3 表示节点电价计算的电力平衡约束松弛罚因子；

$s_{l,t}^+$ 、 $s_{l,t}^-$ 表示 t 时刻线路 l 的正、反向路潮流约束松弛变量；

L 表示线路总数；

$s_{m,t}^+$ 、 $s_{m,t}^-$ 表示 t 时刻断面 m 的正、反向潮流约束松弛变量；

M 表示断面总数；

s_t^+ 、 s_t^- 表示 t 时刻电力平衡正、反向松弛变量。

1) 机组总出力

$$p_{i,t} = P_{i,t}^F \quad \forall i \in I^F, \forall t \quad (2)$$

$$p_{i,t} = p_{i,t}^S + p_{i,t}^O + \sum_{b=1}^B p_{i,t,b}^E + U_{i,t} P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (3)$$

其中， I^F 表示所有固定出力机组集合； $p_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力； $P_{i,t}^F$ 表示机组 i 在时段 t 的固定出力； $P_{i,t}^S$ 、 $P_{i,t}^O$ 表示机组 i 在时段 t 的启动曲线和停机曲线； $U_{i,t}$ 表示 SCUC 得到的机组运行/停运 0-1 状态。

2) 机组电能量成本

$$c_{i,t}^{energy} = \sum_{b=1}^{BU} p_{i,t,b}^E C_{i,t,b}^E \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (4)$$

其中， BU 表示报价总段数， $p_{i,t,b}^E$ 表示机组 i 在时段 t 第 b 个出力区间的中标电力； $C_{i,t,b}^E$ 表示机组 i 在时段 t 第 b 个出力区间的电能量报价段。 I^V 表示所有竞价机组集合。

二、约束条件

1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t} + \sum_{j=1}^J T_{j,t} - s_t^+ + s_t^- = D_t \quad \forall t \quad (5)$$

其中， J 表示联络线总数， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（受入为正，送出为负）， D_t 表示时段 t 的系统负荷。

2) 系统上备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^U \leq R_t^{U,max} \quad \forall t \quad (6)$$

$$p_{i,t} + r_{i,t}^U \leq P_{i,t}^{\max} U_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (7)$$

其中， $R_t^{U,\max}$ 表示在时段 t 的系统最大上备用； $r_{i,t}^U$ 表示机组 i 在时段 t 的上备用； $P_{i,t}^{\max}$ 表示机组 i 在时段 t 的最大出力。对于不可定价机组， $P_{i,t}^{\max}$ 取 SCED 优化结果中机组中标出力 $P_{i,t}^{SCED}$ ，对于可定价机组， $P_{i,t}^{\max}$ 取如下数值：

$$P_{i,t}^{\max} = \min \{ (1 + \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{\max})^{SCED} \} \quad (8)$$

其中， δ 表示节点电价模型中允许机组偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{i,t}^{\max})^{SCED}$ 表示日前 SCED 模型中的机组最大出力。

3) 系统下备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^D \leq R_t^{D,\max} \quad \forall t \quad (9)$$

$$p_{i,t} - r_{i,t}^D \geq P_{i,t}^{\min} U_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (10)$$

其中， $R_t^{D,\max}$ 表示在时段 t 的系统最大下备用； $r_{i,t}^D$ 表示机组 i 在时段 t 的下备用； $P_{i,t}^{\min}$ 表示机组 i 在时段 t 的最小出力。对于不可定价机组， $P_{i,t}^{\min}$ 取 SCED 优化结果中机组中标出力 $P_{i,t}^{SCED}$ ，对于可定价机组， $P_{i,t}^{\min}$ 取如下数值：

$$P_{i,t}^{\min} = \max \{ (1 - \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{\min})^{SCED} \} \quad (11)$$

其中， δ 表示节点电价模型中允许机组偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{i,t}^{\min})^{SCED}$ 表示日前 SCED 模型中的机组最小出力。

4) 机组爬坡约束

$$p_{i,t-1} - p_{i,t} \leq U_{i,t}RD_i + Z_{i,t}P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (12)$$

$$p_{i,t} - p_{i,t-1} \leq U_{i,t-1}RU_i + Y_{i,t}P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (13)$$

其中， RD_i 表示机组下爬坡限制； RU_i 表示机组上爬坡限制； $Y_{i,t}$ 表示 SCUC 得到的机组启动 0-1 状态； $Z_{i,t}$ 表示机组停机 0-1 状态。

5) 断面潮流约束

$$\begin{aligned} F_{m,t}^{min} - s_{m,t}^- &\leq \sum_{i=1}^I SF_{m,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{m,j,t} T_{j,t} - \\ \sum_{k=1}^K SF_{m,k,t} D_{k,t} &\leq F_{m,t}^{max} + s_{m,t}^+ \quad \forall m, \forall t \end{aligned} \quad (14)$$

其中， $F_{m,t}^{min}$ 、 $F_{m,t}^{max}$ 分别表示断面 m 在时段 t 的潮流传输极限； $SF_{m,i,t}$ 表示机组 i 所在节点在时段 t 对断面 s 的潮流转移因子； $SF_{m,j,t}$ 表示联络线 j 所在节点在时段 t 对断面 s 的潮流转移因子； K 表示母线负荷总数， $SF_{m,k,t}$ 表示母线负荷 k 所在节点在时段 t 对断面 s 的潮流转移因子。

6) 支路潮流约束

$$\begin{aligned} F_{l,t}^{min} - s_{l,t}^- &\leq \sum_{i=1}^I SF_{l,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{l,j,t} T_{j,t} - \\ \sum_{k=1}^K SF_{l,k,t} D_{k,t} &\leq F_{l,t}^{max} + s_{l,t}^+ \quad \forall l, \forall t \end{aligned} \quad (15)$$

其中, $F_{l,t}^{min}$ 、 $F_{l,t}^{max}$ 表示支路 l 在时段 t 的潮流传输极限; $SF_{l,i,t}$ 表示机组 i 所在节点在时段 t 对支路 l 的潮流转移因子; $SF_{l,j,t}$ 表示联络线 j 所在节点在时段 t 对支路 l 的潮流转移因子; K 表示母线负荷总数, $SF_{l,k,t}$ 表示母线负荷 k 所在节点在时段 t 对支路 l 的潮流转移因子。

7) 机组群出力约束

$$P_{q,t}^{min} \leq \sum_{i=1}^{IL_q} p_{i,t} \leq P_{q,t}^{max} \quad \forall q, \forall t \quad (16)$$

其中, IL_q 表示出力受限电厂群数量; $P_{p,t}^{min}$, $P_{p,t}^{max}$ 分别表示机组群最大出力和最小出力。

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、支路和断面潮流约束的拉格朗日乘子, 则节点 n 在时段 t 的节点电价为:

$$LMP_{n,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L SF_{l,n,t} (\bar{\pi}_{l,t} - \underline{\pi}_{l,t}) - \sum_{m=1}^M SF_{m,n,t} (\bar{\pi}_{m,t} - \underline{\pi}_{m,t}) \quad (17)$$

其中:

λ_t 表示时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子;

$\bar{\pi}_{l,t}$ 表示支路 l 在时段 t 的最大正向潮流约束的拉格朗日乘子, 当支路潮流越限时, 该拉格朗日乘子为支路潮流约束松弛罚因子;

$\underline{\pi}_{l,t}$ 表示支路 l 在时段 t 的最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当支路潮流越限时，该拉格朗日乘子为支路潮流约束松弛罚因子；

$\underline{\pi}_{m,t}$ 表示断面 s 在时段 t 的最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为断面潮流约束松弛罚因子。

附录 13 实时市场安全约束经济调度 (SCED) 数学模型

一、目标函数

最小化机组电能量成本和各种松弛成本。

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (c_{i,t}^{\text{energy}}) + \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \gamma^{L2} (s_{l,t}^+ + s_{l,t}^-) + \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M \gamma^{M2} (s_{m,t}^+ + s_{m,t}^-) + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J \gamma^2 (s_t^+ + s_t^-) \quad (1)$$

其中，

T 表示所考虑的时段总数；

I 表示机组总台数；

$c_{i,t}^{\text{energy}}$ 表示机组 i 在时段 t 的电能量成本，是与机组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；

γ^{L2} 表示 SCED 支路潮流约束松弛罚因子；

γ^{M2} 表示 SCED 断面潮流约束松弛罚因子；

γ^2 表示 SCED 电力平衡约束松弛罚因子；

$s_{l,t}^+$ 、 $s_{l,t}^-$ 表示 t 时刻线路 l 的正、反向路潮流约束松弛变量；

L 表示线路总数；

$s_{m,t}^+$ 、 $s_{m,t}^-$ 表示 t 时刻断面 m 的正、反向潮流约束松弛变量；

M 表示断面总数；

s_t^+ 、 s_t^- 表示 t 时刻电力平衡正、反向松弛变量。

1) 机组总出力

$$p_{i,t} = P_{i,t}^F \quad \forall i \in I^F, \forall t \quad (2)$$

$$p_{i,t} = p_{i,t}^S + p_{i,t}^O + \sum_{b=1}^B p_{i,t,b}^E + U_{i,t} P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (3)$$

其中， I^F 表示所有固定出力机组集合； $p_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力； $P_{i,t}^F$ 表示机组 i 在时段 t 的固定出力； $P_{i,t}^S$ 、 $P_{i,t}^O$ 表示机组 i 在时段 t 的启动曲线和停机曲线。

2) 机组电能量成本

$$c_{i,t}^{energy} = \sum_{b=1}^{BU} p_{i,t,b}^E C_{i,t,b}^E \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (4)$$

其中， BU 表示报价总段数， $p_{i,t,b}^E$ 表示机组 i 在时段 t 第 b 个出力区间的中标电力； $C_{i,t,b}^E$ 表示机组 i 在时段 t 第 b 个出力区间的电能量报价段。 I^V 表示所有竞价机组集合。

二、约束条件

1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t} + \sum_{j=1}^J T_{j,t} - s_t^+ + s_t^- = D_t \quad \forall t \quad (5)$$

其中， J 表示联络线总数， $T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（受入为正，送出为负）， D_t 表示时段 t 的系统负荷。

2) 系统上备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^U \leq R_t^{U,max} \quad \forall t \quad (6)$$

$$p_{i,t} + r_{i,t}^U \leq P_{i,t}^{\max} U_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (7)$$

其中， $R_t^{U,\max}$ 表示在时段 t 的系统最大上备用； $r_{i,t}^U$ 表示机组 i 在时段 t 的上备用； $P_{i,t}^{\max}$ 表示机组 i 在时段 t 的最大出力。

3) 系统下备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^D \leq R_t^{D,\max} \quad \forall t \quad (8)$$

$$p_{i,t} - r_{i,t}^D \geq P_{i,t}^{\min} U_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (9)$$

其中， $R_t^{D,\max}$ 表示在时段 t 的系统最大下备用； $r_{i,t}^D$ 表示机组 i 在时段 t 的下备用； $P_{i,t}^{\min}$ 表示机组 i 在时段 t 的最小出力。

4) 机组爬坡约束

$$p_{i,t-1} - p_{i,t} \leq U_{i,t} RD_i + Z_{i,t} P_{i,t}^{\min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (10)$$

$$p_{i,t} - p_{i,t-1} \leq U_{i,t-1} RU_i + Y_{i,t} P_{i,t}^{\min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (11)$$

其中， RD_i 表示机组下爬坡限制； RU_i 表示机组上爬坡限制； $Y_{i,t}$ 表示 SCUC 得到的机组启动 0-1 状态； $Z_{i,t}$ 表示机组停机 0-1 状态。

5) 断面潮流约束

$$F_{m,t}^{\min} - s_{m,t}^- \leq \sum_{i=1}^I SF_{m,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{m,j,t} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K SF_{m,k,t} D_{k,t} \leq F_{m,t}^{\max} + s_{m,t}^+ \quad \forall m, \forall t$$

(12)

其中， $F_{m,t}^{min}$ 、 $F_{m,t}^{max}$ 分别表示断面 m 在时段 t 的潮流传输极限； $SF_{m,i,t}$ 表示机组 i 所在节点在时段 t 对断面 s 的潮流转移因子； $SF_{m,j,t}$ 表示联络线 j 所在节点在时段 t 对断面 s 的潮流转移因子； K 表示母线负荷总数， $SF_{m,k,t}$ 表示母线负荷 k 所在节点在时段 t 对断面 s 的潮流转移因子。

6) 支路潮流约束

$$F_{l,t}^{min} - s_{l,t}^- \leq \sum_{i=1}^I SF_{l,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{l,j,t} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K SF_{l,k,t} D_{k,t} \leq F_{l,t}^{max} + s_{l,t}^+ \quad \forall l, \forall t \quad (13)$$

其中， $F_{l,t}^{min}$ 、 $F_{l,t}^{max}$ 表示支路 l 在时段 t 的潮流传输极限； $SF_{l,i,t}$ 表示机组 i 所在节点在时段 t 对支路 l 的潮流转移因子； $SF_{l,j,t}$ 表示联络线 j 所在节点在时段 t 对支路 l 的潮流转移因子； K 表示母线负荷总数， $SF_{l,k,t}$ 表示母线负荷 k 所在节点在时段 t 对支路 l 的潮流转移因子。

7) 机组群出力约束

$$P_{q,t}^{min} \leq \sum_{i=1}^{IL_q} p_{i,t} \leq P_{q,t}^{max} \quad \forall q, \forall t \quad (14)$$

其中， IL_q 表示出力受限电厂群数量； $P_{p,t}^{min}$ 、 $P_{p,t}^{max}$ 分别表示机组群 p 在时段 t 最大出力和最小出力。

附录 14 实时市场节点电价 (LMP) 计算模型

一、目标函数

最小化机组电能量成本和各种松弛成本。

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (c_{i,t}^{energy}) + \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \gamma^{L3} (s_{l,t}^+ + s_{l,t}^-) + \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M \gamma^{M3} (s_{m,t}^+ + s_{m,t}^-) + \sum_{t=1}^T \gamma^3 (s_t^+ + s_t^-) \quad (1)$$

其中，

T 表示所考虑的时段总数；

I 表示机组总台数；

$c_{i,t}^{energy}$ 表示机组 i 在时段 t 的电能量成本，是与机组申报的各

段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

γ^{L3} 表示节点电价计算的支路潮流约束松弛罚因子；

γ^{M3} 表示节点电价计算的断面潮流约束松弛罚因子；

γ^3 表示节点电价计算的电力平衡约束松弛罚因子；

$s_{l,t}^+$ 、 $s_{l,t}^-$ 表示 t 时刻线路 l 的正、反向路潮流约束松弛变量；

L 表示线路总数；

$s_{m,t}^+$ 、 $s_{m,t}^-$ 表示 t 时刻断面 m 的正、反向潮流约束松弛变量；

M 表示断面总数；

s_t^+ 、 s_t^- 表示 t 时刻电力平衡正、反向松弛变量。

1) 机组总出力

$$p_{i,t} = P_{i,t}^F \quad \forall i \in I^F, \forall t \quad (2)$$

$$p_{i,t} = p_{i,t}^S + p_{i,t}^O + \sum_{b=1}^B p_{i,t,b}^E + U_{i,t} P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (3)$$

其中， I^F 表示所有固定出力机组集合； $p_{i,t}$ 表示机组*i*在时段*t*的出力； $P_{i,t}^F$ 表示机组*i*在时段*t*的固定出力； $P_{i,t}^S$ 、 $P_{i,t}^O$ 表示机组*i*在时段*t*的启动曲线和停机曲线。

2) 机组电能量成本

$$c_{i,t}^{energy} = \sum_{b=1}^{BU} p_{i,t,b}^E C_{i,t,b}^E \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (4)$$

其中， BU 表示报价总段数， $p_{i,t,b}^E$ 表示机组*i*在时段*t*第*b*个出力区间的中标电力； $C_{i,t,b}^E$ 表示机组*i*在时段*t*第*b*个出力区间的电能量报价段。 I^V 表示所有竞价机组集合。

二、约束条件

1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t} + \sum_{j=1}^J T_{j,t} - s_t^+ + s_t^- = D_t \quad \forall t \quad (5)$$

其中， J 表示联络线总数， $T_{j,t}$ 表示联络线*j*在时段*t*的计划功率（受入为正，送出为负）， D_t 表示时段*t*的系统负荷。

2) 系统上备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^U \leq R_t^{U,max} \quad \forall t \quad (6)$$

$$p_{i,t} + r_{i,t}^U \leq P_{i,t}^{max} U_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (7)$$

其中， $R_t^{U,max}$ 表示在时段 t 的系统最大上备用； $r_{i,t}^U$ 表示机组 i 在时段 t 的上备用； $P_{i,t}^{max}$ 表示机组 i 在时段 t 的最大出力。对于不可定价机组， $P_{i,t}^{max}$ 取 SCED 优化结果中机组中标出力 $P_{i,t}^{SCED}$ ，对于可定价机组， $P_{i,t}^{max}$ 取如下数值：

$$P_{i,t}^{max} = \min \{ (1 + \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{max})^{SCED} \} \quad (8)$$

其中， δ 表示节点电价模型中允许机组偏离实时 SCED 优化结果的比例， $(P_{i,t}^{max})^{SCED}$ 表示实时 SCED 模型中的机组最大出力。

3) 系统下备用约束

$$\sum_{i=1}^{I^V} r_{i,t}^D \leq R_t^{D,max} \quad \forall t \quad (9)$$

$$p_{i,t} - r_{i,t}^D \geq P_{i,t}^{min} U_{i,t} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (10)$$

其中， $R_t^{D,max}$ 表示在时段 t 的系统最大下备用； $r_{i,t}^D$ 表示机组 i 在时段 t 的下备用； $P_{i,t}^{min}$ 表示机组 i 在时段 t 的最小出力。对于不可定价机组， $P_{i,t}^{min}$ 取 SCED 优化结果中机组中标出力 $P_{i,t}^{SCED}$ ，对于可定价机组， $P_{i,t}^{min}$ 取如下数值：

$$P_{i,t}^{min} = \max \{ (1 - \delta) P_{i,t}^{SCED}, (P_{i,t}^{min})^{SCED} \} \quad (11)$$

其中， δ 表示节点电价模型中允许机组偏离实时 SCED 优化结果的比例， $(P_{i,t}^{min})^{SCED}$ 表示实时 SCED 模型中的机组最小出力。

4) 机组爬坡约束

$$p_{i,t-1} - p_{i,t} \leq U_{i,t}RD_i + Z_{i,t}P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (12)$$

$$p_{i,t} - p_{i,t-1} \leq U_{i,t-1}RU_i + Y_{i,t}P_{i,t}^{min} \quad \forall i \in I^V, \forall t \quad (13)$$

其中， RD_i 表示机组下爬坡限制； RU_i 表示机组上爬坡限制； $Y_{i,t}$ 表示 SCUC 得到的机组启动 0-1 状态； $Z_{i,t}$ 表示机组停机 0-1 状态。

5) 断面潮流约束

$$\begin{aligned} F_{m,t}^{min} - s_{m,t}^- &\leq \sum_{i=1}^I SF_{m,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{m,j,t} T_{j,t} - \\ \sum_{k=1}^K SF_{m,k,t} D_{k,t} &\leq F_{m,t}^{max} + s_{m,t}^+ \quad \forall m, \forall t \end{aligned} \quad (14)$$

其中， $F_{m,t}^{min}$ 、 $F_{m,t}^{max}$ 分别表示断面 m 在时段 t 的潮流传输极限； $SF_{m,i,t}$ 表示机组 i 所在节点在时段 t 对断面 s 的潮流转移因子； $SF_{m,j,t}$ 表示联络线 j 所在节点在时段 t 对断面 s 的潮流转移因子； K 表示母线负荷总数， $SF_{m,k,t}$ 表示母线负荷 k 所在节点在时段 t 对断面 s 的潮流转移因子。

6) 支路潮流约束

$$\begin{aligned} F_{l,t}^{min} - s_{l,t}^- &\leq \sum_{i=1}^I SF_{l,i,t} p_{i,t} + \sum_{j=1}^J SF_{l,j,t} T_{j,t} - \\ \sum_{k=1}^K SF_{l,k,t} D_{k,t} &\leq F_{l,t}^{max} + s_{l,t}^+ \quad \forall l, \forall t \end{aligned} \quad (15)$$

其中, $F_{l,t}^{min}$ 、 $F_{l,t}^{max}$ 表示支路 l 在时段 t 的潮流传输极限; $SF_{l,i,t}$ 表示机组 i 所在节点在时段 t 对支路 l 的潮流转移因子; $SF_{l,j,t}$ 表示联络线 j 所在节点在时段 t 对支路 l 的潮流转移因子; K 表示母线负荷总数, $SF_{l,k,t}$ 表示母线负荷 k 所在节点在时段 t 对支路 l 的潮流转移因子。

7) 机组群出力约束

$$P_{q,t}^{min} \leq \sum_{i=1}^{IL_q} p_{i,t} \leq P_{q,t}^{max} \quad \forall q, \forall t \quad (16)$$

其中, IL_q 表示出力受限电厂群数量; $P_{p,t}^{min}$, $P_{p,t}^{max}$ 分别表示机组群最大出力和最小出力。

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、支路和断面潮流约束的拉格朗日乘子, 则节点 n 在时段 t 的节点电价为:

$$LMP_{n,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L SF_{l,n,t} (\bar{\pi}_{l,t} - \underline{\pi}_{l,t}) - \sum_{m=1}^M SF_{m,n,t} (\bar{\pi}_{m,t} - \underline{\pi}_{m,t}) \quad (17)$$

其中:

λ_t 表示时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子;

$\bar{\pi}_{l,t}$ 表示支路 l 在时段 t 的最大正向潮流约束的拉格朗日乘子, 当支路潮流越限时, 该拉格朗日乘子为支路潮流约束松弛罚因子;

$\underline{\pi}_{l,t}$ 表示支路 l 在时段 t 的最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当支路潮流越限时，该拉格朗日乘子为支路潮流约束松弛罚因子；

$\underline{\pi}_{m,t}$ 表示断面 s 在时段 t 的最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为断面潮流约束松弛罚因子。

附件 5

内蒙古电力多边交易市场 结算实施细则 (征求意见稿)

二〇二四年十一月

第 141 页, 共 269 页

目 录

第一章 总 则.....	1
第二章 结算管理.....	1
第一节 结算原则.....	1
第二节 市场结算流程.....	2
第三节 电费追补管理.....	6
第三章 电能量电费计算.....	7
第一节 发电侧电能量电费.....	7
第二节 用户侧电能量电费.....	9
第四章 中长期合约偏差及调整结算.....	10
第五章 绿电交易结算.....	11
第六章 省间购电交易结算.....	12
第七章 市场费用计算.....	15
第一节 发电侧月度市场费用.....	15
第二节 用户侧月度市场费用.....	16
第八章 结算查询及调整.....	16
第九章 附 则.....	17
附录 1：市场运行调整费用计算.....	18
附录 2：术语定义.....	40

第一章 总 则

第一条 [依据]为指导、规范、明确内蒙古电力多边交易市场结算工作，提升结算服务水平，构建规范、高效、透明的结算服务体系，根据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《内蒙古电力多边交易市场基本规则》和有关法律、法规规定，结合内蒙古电力多边交易市场实际情况，制定本细则。

第二条 [适用范围]本细则主要适用于内蒙古电力市场结算，适用于电能量电费、市场运行调整费用等市场费用的清算和结算工作。本细则所称市场成员包括经营主体、电网企业和电力市场运营机构。经营主体包括各类型发电企业、电力用户(含电网企业代理购电用户)、售电企业和新型经营主体(含负荷聚合商、储能和虚拟电厂等)；电力市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。

第二章 结算管理

第一节 结算原则

第三条 [结算周期及数据拟合]市场结算周期采用“日清月结”的模式。初期，电网企业代理购电用户、直接参与市场交易的低压用户等计量表计不具备分时计量条件的经营主体，按照典

型曲线拟合分时计量数据。因经营主体计量点无法拆分等原因无法分别结算的，可依据实际情况对计量电量分劈或按结算单元进行数据拟合。

第四条 [市场清算时段]初期，市场化用户以一个小时为清算时段，市场化机组以 15 分钟为清算时段。

第五条 [差价合约结算参考点及电价]

(一) 初期，差价合约发用双方的结算参考点选取为电力用户所在区域的区域结算参考点，待市场成熟后允许自主选取结算参考点。

(二) 发电企业现货市场电价：发电企业现货结算电价为机组（场站）所在电气节点的节点电价。

(三) 电力用户现货市场电价：电力用户现货结算电价为所在区域结算参考点电价；电网企业代理购电用户、居民农业用户现货结算电价为全网统一结算参考点电价。

(四) 通过综合考虑发电企业运营、电力用户电价承受能力等因素设置市场结算价格上下限。

第二节 市场结算流程

第六条 [数据准备]电力交易机构在竞价日（D-1 日）24:00 前提取运行日（D 日）及当月剩余日的中长期合约数据。

电力调度机构在竞价日（D-1 日）向电力交易机构提供 D 日日前机组组合安排、日前出清结果、必开、必停等特殊机组标签、省间现货出清结果、日前需求响应出清结果；在运行日（D 日）提供实时交易发电侧所有节点每 15 分钟出清电力、出清价格；在运行日后第 1 天（D+1 日）提供实时交易每 1 小时全网统一结算参考点电价和区域结算参考点电价、限价后的出清价格，紧急需求响应出清结果；

电网企业（电力调度机构）在运行日后第 2 天（D+2 日）24:00 前，以交易单元为计量单位，提供市场化用户（不含电网企业代理购电用户和不满足计量条件的用户）每小时计量数据，提供发电侧每 15 分钟的上网计量数据及 D 日机组组合实际启停状态。

相关数据提供方应对数据准确性及时效性负责，初期，设置数据缺省值为 0。

第七条 [日清算]运行日后第 3 天（D+3 日）24:00 前，电力交易机构发布临时日清算结果，具体包括：各经营主体 D 日清算数据及需求响应费用等。

经营主体在临时日清算结果发布后，对清算数据进行确认，在运行日第 4 天（D+4 日）24:00 前反馈意见，在规定时间内无反馈的视同确认无异议。

运行日第 5 日 (D+5 日) 12:00 前, 根据经营主体反馈意见, 电力市场运营机构及电网企业修正相关结算准备数据, 包括但不限于电力调度机构提供发电侧每 15 分钟的上网计量数据, 修正市场出清结果, 电网企业提供市场化用户每小时计量数据等。

电力交易机构根据各方处理意见, 运行后第 5 天 (D+5 日) 24:00 前对运行日临时日清算结果进行重新计算, 并发布正式日清算结果。

第八条 [月度清算]次月 (M+1 月) 第 3 日 18:00 前, 电网企业将 M 月电网企业代理购电用户与独立参与市场但无法分时计量的低压侧用户全月分时计量数据 (1 小时) 发送至电力交易机构, 电力交易机构按照数据清算相关账目。

第九条 [月度结算]电网企业 (电力调度机构) 在次月 (M+1 月) 第 5 日 18:00 前, 完成 M 月月度市场化用户电量及月度上网电量、深调电量、历史差错电量、M-1 月“两个细则”及辅助服务结算等信息推送, 电力交易机构次月 8 日 24:00 前根据上月日清算结果以及历史月份的退补结算结果, 出具 M 月临时结算依据, 并发布给经营主体查询确认。电网企业按照月度临时结算依据同经营主体进行结算, 正式结算依据发布后, 电力交易机构将正式结算依据与临时结果差异推送至电网企业, 电网企业于下一月进

行退补。

经营主体在月结算临时结算依据发布后，对结算数据进行确认，在次月 10 日 24:00 前反馈意见，无反馈的视同确认无异议；在次月 12 日 24:00 前电力调度机构提供发电侧月度上网计量数据，电网企业提供市场化用户月度计量数据。

在日清、月结结果确认过程中，电力交易机构负责对经营主体结算电费异常进行处理，电网企业（电力调度机构）负责对电量异常进行处理。电力交易机构在当月结算异常处理完成后，在下月电费发行前出具上月的月结算正式结算依据，发布至经营主体和电网企业。

第十条 [发电侧电费计算]发电企业的电费包括电能量电费、市场运行调整费用等。其中：电能量电费包括现货全电量电能量电费与中长期差价合约电能量电费；市场运行调整费用包括成本补偿类费用、市场平衡类费用、市场调节类费用。发电企业的电费结算顺序按照电能量电费、成本补偿类费用、市场平衡类费用、用户侧风险防范费用、中长期缺额（超额）回收费用、新能源风险防范费用、中长期合约偏差费用、中长期合约转让费用、回购费用、省间购电费用等依次进行。

第十一条 [用户侧电费计算]电力用户到户电费包含用户电

能量电费支出、市场运行调整费用、输配电费、功率因数调整电费、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加等。其中，电能量电费包括现货全电量电能量电费与中长期差价合约电能量电费；市场运行调整费用包含成本补偿类费用、市场平衡类费用、市场调节类费用。外送电电能量电费按照用户电能量电费计算原则进行计算。电力用户的电费结算顺序按照电能量电费、用户侧风险防范费用、中长期缺额（超额）回收费用、成本补偿类费用、市场平衡类费用、中长期合约偏差费用、中长期合约转让费用、回购费用、省间购电费用等依次进行。

第十二条 [售电企业费用计算]售电企业费用按照不同代理协议模式分别计算：其中使用“代理服务费模式”的协议，售电企业费用为约定的代理服务费用，现货市场产生所有损益由代理用户承担；使用“差价模式”的协议，售电企业费用为电力市场购、售电费差额，现货市场产生的所有损益由售电企业承担。售电企业与代理用户双方本着自愿原则同意调整当月代理服务费的，可由双方共同向电力交易机构提交书面申请，电力交易机构审核后及时予以处理。

第三节 电费追补管理

第十三条 [电费追补原则]

（一）因市场结算实施细则、电价政策调整、政府有关部门新政策出台或者因经营主体适用的电价类别变化、交易出清结果变更等原因，导致电费需要调整的，由电力交易机构依照有关政策文件出具电费退补明细，电网企业负责按照明细进行电费退补。

（二）由于历史发用电量计量差错原因需要进行电费退补调整的，由电力交易机构根据修正电量等结算准备数据，计算有关经营主体的退补结算电费。电量差错退补调整追溯期原则上不超过 12 个月，差错电量以及差错电费纳入计量平衡费用处理。中长期交易价格根据联动机制确定的关联用户差错电量按照发现月同类型企业中长期成交均价进行追补（退），相关费用纳入关联用户中长期缺额回收费用进行分摊或返还。

（三）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。

第三章 电能量电费计算

第一节 发电侧电能量电费

第十四条 [发电侧电能量电费]现货运行期间，市场化机组的电能量电费包括现货全电量电能量电费、中长期差价合约电能量电费。其中：现货全电量电能量电费为机组 t 时段的上网电量与所在节点电价的乘积；中长期差价合约电能量电费为 t 时段中

长期合约电价减去用户侧区域结算参考点电价后与合约电量的乘积。省间现货售电中标合约视为省内中长期合约，中标电量按照中标电价与送出节点所在区域结算参考点电价的差价进行结算。

现货运行期间，市场化机组电能量电费：

$$R_{\text{发电}, i} = \sum_{t=0}^T \left[Q_{\text{上网}, i}^t \times P_{\text{节点}, i}^t + \sum_{j=0}^M Q_{\text{合约}, i, j}^t \times (P_{\text{合约}, i, j}^t - P_{\text{结算参考点}}^t) \right]$$

其中：

$R_{\text{发电}, i}$ 为市场化机组 i 结算的电能量电费；

$P_{\text{节点}, i}^t$ 为 t 时段，市场化机组 i 所处节点的实时市场出清电价；

$P_{\text{结算参考点}}^t$ 为 t 时段，中长期签约市场化用户 j 所在区域的结算参考点电价，外送中长期合约、省间现货售电中标合约按照送出节点所在区域结算参考点结算，电网企业代理购电用户和居民农业保量保价合约按照全网统一结算参考点结算。

$Q_{\text{上网}, i}^t$ 为市场化机组 i 在 t 时段上网电量。

$Q_{\text{合约}, i, j}^t$ 为 t 时段市场化机组 i 与市场化用户 j 签订的中长期合约电量。

$P_{\text{合约}, i, j}^t$ 为 t 时段市场化机组 i 与市场化用户 j 签订的中长期

合约价格。

第二节 用户侧电能量电费

第十五条 [用户侧电能量电费]现货运行期间，市场化用户电能量电费包含现货全电量电能量电费、中长期差价合约电能量电费。其中：现货全电量电能量电费为 t 时段实际用电量与区域结算参考点电价的乘积；中长期差价合约电能量电费为合约电价减去用户侧区域结算参考点电价后与合约电量的乘积。

现货运行期间，市场化用户电能量电费：

$$R_{\text{用户},j} = \sum_{t=0}^T \left[Q_{\text{用},j}^t \times P_{\text{结算参考点}}^t + \sum_{j=0}^M Q_{\text{合约},i,j}^t \times (P_{\text{合约},i,j}^t - P_{\text{结算参考点}}^t) \right]$$

$R_{\text{用户},j}$ 为市场化用户 j 结算的电能量电费；

$Q_{\text{用},j}^t$ 为市场化用户 j 在 t 时段的实际用电量。

第十六条 [电网企业代理购电用户和居民农业用户结算模式]电网企业代理购电用户与居民、农业用户参与市场结算。电网企业代理购电用户不具备分时计量条件期间，按照电量拟合办法将月实际用电量拟合至小时，拟合结果作为现货市场结算计量数据。电网企业代理购电用户中长期曲线按照历史数据确定典型曲线，拟合的计量曲线形状与中长期交易曲线形状保持一致。

居民、农业用户中长期曲线采用典型曲线进行分解，计量曲

线由全网市场化发电机组（场站）计量曲线减去市场化用户计量曲线形成。

第十七条 [省间现货售电交易结算模式]省间现货售电交易结算按照省内发电侧省间现货售电交易中标总曲线、中标加权均价作为东送华北联络线的省间现货售电交易日清数据；月结时，按照省内发电侧省间现货售电交易中标总电量、加权均价作为东送华北联络线月结数据。

第十八条 [新型经营主体电能量电费结算方式]新型经营主体放电 t 时段的上网电量与所在节点电价的乘积作为 t 时段的电费收入，充电 t 时段的实际用电量与所在区域结算参考点电价的乘积作为 t 时段的电费支出。

第四章 中长期合约偏差及调整结算

第十九条 [中长期合约偏差结算]月度中长期合约（含年度合约月分解、月度交易及月内交易）签约比例未达到要求的经营主体，对实际签约电量和满足签约比例电量之间的差额进行偏差结算。居民农业、独立储能暂不参与中长期合约偏差结算。

偏差结算费用按照发电侧（区分燃煤机组、各类新能源）、用电侧分别设立账目。发电侧偏差结算费用按照用电企业交易电量比例进行分配，用电侧偏差结算费用按照发电企业单位装机交易

电量比例进行分配。鼓励经营主体积极参与市场化交易，提高市场活力。

第二十条 [中长期合约调整结算]中长期合约转让、回购费用按转让、回购电量和转让、回购价格开展结算。

第五章 绿电交易结算

第二十一条 [绿电交易结算]绿电交易的合约电量及电能量价格按照本细则规定的中长期合约结算方式开展结算。绿电交易的环境价值费用按绿电交易结算电量和绿电交易环境价值开展结算。

第二十二条 [绿电交易结算电量的确定]绿色电力环境价值以发电企业上网电量、电力用户用电量、绿色电力合约电量的最小值确定结算电量，结算电量单位为“兆瓦时”，保留整数位。具体核算方式如下：

（一）发电企业上网电量和电力用户/售电企业用电量均大于绿电交易合约电量时，按合约电量结算。

（二）合约一方实际上网或用电量小于绿电交易合约电量时，按电量较低一方的实际上网或用电量结算，具体为：

1. 同一电力用户/售电企业与多个发电企业签约，总用电量低于总合约电量时，该电力用户/售电企业对应用于各发电企业的用电量按总用电量占总合约电量比重等比例分配。

2. 同一发电企业与多个电力用户/售电企业签约，总上网电量低于总合约电量时，该发电企业对应用于各电力用户/售电企业的上网电量按总上网电量占总合约电量比重等比例分配。

第二十三条 [绿电交易偏差结算]绿色电力环境价值偏差电量按照合约明确的绿色电力环境价值偏差补偿条款，由违约方向合约对手方支付补偿费用。

第六章 省间购电交易结算

第二十四条 [东送盈余费用]是指省间交易与省内现货市场运行后东送用户结算费用的差值，东送盈余费用优先用于省间购电费用的疏导，疏导后剩余部分在发电侧与用户侧分配，发电侧与用户侧按照上网电量和实际用电量比例分配，按月执行。

第二十五条 [省间现货购电费用]省间现货购电费用为省间现货购电交易开展 t 时间段，省间现货购电中标电量与中标电价的乘积。

$$R_{\text{现货购电}} = \sum_{t=0}^T (Q_{\text{现货购电}}^t \times P_{\text{省间现货中标}}^t)$$

$Q_{\text{现货购电}}^t$ 为省间现货购电交易时间段中标电量；

$P_{\text{省间现货中标}}^t$ 为省间现货购电交易时间段中标电价。

第二十六条 [省间中长期购电费用]省间中长期购电费用为省间中长期购电交易开展 t 时间段，省间中长期购电成交量与成交电价的乘积。

$$R_{\text{中长期购电}} = \sum_{t=0}^T (Q_{\text{中长期购电}}^t \times P_{\text{省间中长期成交}}^t)$$

$Q_{\text{中长期购电}}^t$ 为省间中长期购电交易时间段成交量；

$P_{\text{省间中长期中标}}^t$ 为省间中长期购电交易时间段成交价。

第二十七条 [东送电量调平]省间购电交易开展期间，东送用户实时计量电量和月度发行电量核增省间交易中标电量，正常日清月结，并在东送用户月结算总费用中扣除省间购电费用。

$$R_{\text{电能, 东送}} = \sum_{t=0}^T \left[(Q_{\text{计量, 东送}}^t + Q_{\text{现货购电}}^t + Q_{\text{中长期购电}}^t) \times P_{\text{区域结算参考点}}^t + Q_{\text{东送合约}}^t \times (P_{\text{东送合约}}^t - P_{\text{区域结算参考点}}^t) \right]$$

$$R_{\text{总, 东送}} = R_{\text{电能, 东送}} + R_{\text{市场运行调整费用, 东送}} - R_{\text{现货购电}} - R_{\text{中长期购电}}$$

$Q_{\text{计量, 东送}}^t$ 为省间购电交易时间段 t，东送用户的实时计量电量；

$P_{\text{区域结算参考点}}^t$ 为省间购电交易时间段 t ，东送用户所在区域

的区域结算参考点电价；

$Q_{\text{东送合约}}^t$ 为省间购电交易时间段 t ，东送用户的合约电量；

$P_{\text{东送合约}}^t$ 为省间购电交易时间段 t ，东送用户的合约电价。

第二十八条 [电网企业代理购电用户电量调平]省间现货购电交易开展期间，电网企业代理购电用户实时计量电量和月度发行电量核减省间现货购电中标电量，正常日清月结，并在电网企业代理购电用户月结算总费用中增加省间现货购电费用。

$$R_{\text{电能量, 代购}} = \sum_{t=0}^T \left[\left(Q_{\text{计量, 代购}}^t - Q_{\text{现货购电}}^t \right) \times P_{\text{全网统一}}^t + Q_{\text{合约}}^t \times \left(P_{\text{合约}}^t - P_{\text{全网统一}}^t \right) \right]$$

$$R_{\text{总, 代购}} = R_{\text{电能量, 代购}} + R_{\text{市场运行调整费用, 代购}} + R_{\text{现货购电}}$$

$Q_{\text{计量, 代购}}^t$ 为省间现货购电交易时间段 t ，电网企业代理购

电用户的计量电量；

$P_{\text{全网统一}}^t$ 为省间现货购电交易时间段 t ，现货市场的全网统

一结算参考点电价；

$Q_{\text{合约}}^t$ 为省间现货购电交易时间段 t ，电网企业代理购电用

户的合约电量；

$P_{\text{合约}}^t$ 为省间现货购电交易时间段 t ，电网企业代理购电用户的合约价格。

第二十九条 [居民农业电量调平]省间中长期购电交易开展期间，居民农业实时计量电量和月度发行电量核减省间中长期购电成交电量，正常日清月结。

$$R_{\text{电能量, 居民农业}} = \sum_{t=0}^T \left[\left(Q_{\text{居民农业实际}}^t - Q_{\text{中长期购电}}^t \right) \times P_{\text{全网统一}}^t + Q_{\text{合约}}^t \times \left(P_{\text{合约}}^t - P_{\text{全网统一}}^t \right) \right]$$

$Q_{\text{居民农业实际}}^t$ 为居民农业用户 t 时段实际用电量；

第三十条 [省间中长期购电费用分摊]省间中长期购电费用在除新型经营主体外的市场化用户间，按月度发行电量比例分摊。

$$R_l = R_{\text{中长期回购}} \times \frac{E_{\text{分摊 } l}}{E_{\text{总市场主体}}}$$

R_l 为第 l 个市场化用户需要承担的省间中长期购电分摊费用；

$E_{\text{分摊 } l}$ 为第 l 个市场化用户的月度发行电量；

$E_{\text{总市场主体}}$ 为除新型经营主体外的市场化用户总月度发行电量。

第七章 市场费用计算

第一节 发电侧月度市场费用

第三十一条 [发电侧月度市场费用]发电企业的月度结算总费用包括电能量电费、市场运行调整费用、中长期合约偏差费

用、合约转让费用、回购费用、绿电结算费用、不平衡费用等。

第二节 用户侧月度市场费用

第三十二条 [用户侧月度市场费用]电力用户的月度结算总费用包括电能量电费、市场运行调整费用、中长期合约偏差费用、合约转让费用、回购费用、绿电结算费用、不平衡费用等。

第八章 结算查询及调整

第三十三条 [结算查询及调整]结算查询与调整流程具体如下：

(一)经营主体应于电力交易机构发布市场结算依据后的十五个工作日内，向电力交易机构提出查询或异议反馈。经营主体需提供正式证明材料，证明材料内容应包括但不限于具体调整请求、事实及理由等，相关证明材料应加盖单位公章。

(二)电力交易机构应于收到查询或异议反馈后的五个工作日内，对查询或异议反馈进行确认和评估是否有效，可要求经营主体追加信息。

(三)电力交易机构对确认有效的结算查询或异议反馈开展结算依据调整工作。

结算依据调整按照如下原则开展：若结算错误影响多个经营主体，电力交易机构重新进行结算计算，并在最近一次结算周期

内完成调整；无法在最近一次结算周期内完成调整的，调整金额在下一个结算周期的结算依据中记为“结算调整项目”费用。

对于结算错误影响个别经营主体且已超出结算细则或指引规定的结算反馈时限的，按照调整月同行业、同类型经营主体合约均价或结算均价开展费用追补工作，由此产生的市场差额费用纳入市场不平衡费用处理。

电力交易机构完成调整后，需及时将相关情况上报电力监管机构和内蒙古电力市场主管部门。

第九章 附 则

第三十四条 [细则解释]由国家能源局华北监管局、内蒙古自治区能源局负责解释。

第三十五条 [细则修订]国家能源局华北监管局、内蒙古自治区能源局可根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修订。

第三十六条 [细则实施]本细则自印发之日起施行。

附录 1:

市场运行调整费用计算

第一节 市场平衡类费用

第一条 [阻塞盈余费用]阻塞盈余具体计算公式如下:

1. 计算方式

$$R_{\text{阻塞盈余}} = \sum_{t=0}^T [\sum_{j=1}^M (Q_{\text{用},j}^t \times P_{\text{结算参考点}}^t) + (Q_{\text{居民农业实际}}^t \times P_{\text{全网统一}}^t) - \sum_{i=1}^N (Q_{\text{上网},i}^t \times P_{\text{节点},i}^t)]$$

$R_{\text{阻塞盈余}}$ 为当月所有时段的阻塞盈余费用合计;

$Q_{\text{居民农业实际}}^t$ 为全网居民农业用户 t 时段实际总用电量;

$P_{\text{全网统一}}^t$ 为现货市场 t 时段的全网统一结算参考点电价。

2. 分摊返还方式

总费用返还方式: 阻塞盈余总费用按照市场化机组 (不包含新型经营主体) 上网电量总和与市场化用户 (不包含新型经营主体) 实际用电量总和比例分摊。计算公式如下:

$$R_{\text{阻塞盈余, 用户}} = R_{\text{阻塞盈余}} \times \frac{\sum_{j=1}^M Q_{\text{用},j}}{\sum_{i=1}^N Q_{\text{上网},i} + \sum_{j=1}^M Q_{\text{用},j}}$$

$$R_{\text{阻塞盈余, 发电}} = R_{\text{阻塞盈余}} \times \frac{\sum_{i=1}^N Q_{\text{上网}, i}}{\sum_{i=1}^N Q_{\text{上网}, i} + \sum_{j=1}^M Q_{\text{用}, j}}$$

其中：

$Q_{\text{用}, j}$ 为市场化用户 j 全月累计用电量；

$Q_{\text{上网}, i}$ 为市场化机组 i 全月累计上网电量；

市场化机组返还方式：按照全网统一结算参考点电价与市场化机组（不包含新型经营主体）所在节点电价的价差和上网电量乘积的比例进行返还。市场化机组（不包含新型经营主体）所在节点电价高于全网统一结算参考点电价的不进行返还，按照清算时段进行分摊清算。

$$R_{\text{阻塞盈余}, i}^t = R_{\text{阻塞盈余, 发电}} \times \frac{Q_{\text{上网}, i}^t \times (P_{\text{全网统一}}^t - P_{\text{节点}, i}^t)}{\sum_{i=1}^N [Q_{\text{上网}, i}^t \times (P_{\text{全网统一}}^t - P_{\text{节点}, i}^t)]}$$

市场化用户返还方式：按照全网统一结算参考点电价与市场化用户（不包含新型经营主体）所在节点电价的价差和实际用电量乘积的比例进行返还。市场化用户（不包含新型经营主体）所在节点电价高于全网统一结算参考点电价的不进行返还。按照清算时段进行分摊清算。

$$R_{\text{阻塞盈余}, j}^t = R_{\text{阻塞盈余}, \text{用户}} \times \frac{Q_{\text{用}, j}^t \times (P_{\text{全网统一}}^t - P_{\text{节点}, j}^t)}{\sum_{j=1}^M [Q_{\text{用}, j}^t \times (P_{\text{全网统一}}^t - P_{\text{节点}, j}^t)]}$$

其中：

$R_{\text{阻塞盈余}, i}^t$ 为 t 时段市场化机组 i 返还的阻塞盈余费用；

$R_{\text{阻塞盈余}, j}^t$ 为 t 时段市场化用户 j 返还的阻塞盈余费用；

$P_{\text{节点}, j}^t$ 为市场化用户 j 在 t 时段所处节点的实时市场出清电价。

第二条 [市场结构平衡费用] 市场结构平衡费用是指因电网企业预测居民、农业用户用电量时存在偏差产生的费用以及新能源场站自愿不参与居民农业保量保价合约交易产生的费用。新型经营主体不参与市场结构平衡费用的分摊与返还。具体计算公式如下：

1. 计算方式

$$R_{\text{结构平衡}}^t = (Q_{\text{居民农业预测}}^t - Q_{\text{居民农业实际}}^t) \times (P_{\text{基准}} - P_{\text{全网统一}}^t)$$

$$R_{\text{新自愿不参与}}^t = \sum_{t=0}^T [Q_{\text{新自愿不参与}}^t \times (P_{\text{基准}} - P_{\text{全网统一}}^t)]$$

其中：

$Q_{\text{居民农业预测}}^t$ 为 M-1 月预测的 M 月每日 t 时段全网居民农业用

电量；

$Q_{\text{新自愿不参与}}^t$ 为 t 时段全网新能源场站自愿不参与居民农业

保量保价合约的总电量；

$P_{\text{基准}}$ 为自治区价格主管部门发布的燃煤机组基准价；

2. 分摊返还方式

因新能源自愿不参与居民农业保量保价合约交易产生的费用由新能源场站按照应成交的居民农业保量保价合约电量进行分摊或返还；因电网企业预测居民农业电量偏差产生的费用，由全体市场化用户按实际用电量比例分摊或返还，按照清算时段进行清算。

$$R_{\text{工商业}, j}^t = R_{\text{结构平衡}}^t \times \frac{Q_{\text{工商业}, j}^t}{\sum_{j=1}^M Q_{\text{工商业}, j}^t}$$
$$R_{\text{新自愿不参与}, i}^t = R_{\text{新自愿不参与}}^t \times \frac{Q_{\text{新自愿不参与}, i}^t}{\sum_{i=1}^N Q_{\text{新自愿不参与}, i}^t}$$

其中：

$Q_{\text{新自愿不参与}, i}^t$ 为全网自愿不摘牌的新能源场站 i 在 t 时段应成交的居民农业电量；

$R_{\text{工商业}, j}^t$ 为市场化用户 j 在 t 时段需分摊或返还的费用；

$R_{\text{新自愿不参与}, i}^t$ 为新能源场站 i 在 t 时段需分摊或返还的费用。

第三条 [计量平衡费用] 因计算精度和四舍五入造成的叠加总电量与月度总电量之间的偏差电量，发电企业按照月度现货加权均价平衡，电力用户按照月度区域结算参考点电价加权均价平衡。差错电量计入计量平衡费用处理，发电差错按发电侧月度现货加权均价平衡，用电差错按用户侧月度现货加权均价平衡。

1. 计算公式如下：

$$Q_{\text{发电调平}, i} = Q_{\text{上网}, i} - \sum_{t=0}^T Q_{\text{上网}, i}^t$$

$$R_{\text{发电调平}, i} = Q_{\text{发电调平}, i} \times P_{\text{节点月度加权}, i}$$

$$Q_{\text{用户调平}, j} = Q_{\text{用}, j} - \sum_{t=0}^T Q_{\text{用}, j}^t$$

$$R_{\text{用户调平}, j} = Q_{\text{用户调平}, j} \times P_{\text{月度区域加权}, j}$$

$$R_{\text{差错}} = Q_{\text{发电差错}} \times P_{\text{发电差错}} - Q_{\text{用电差错}} \times P_{\text{用电差错}}$$

$$R_{\text{计量}} = R_{\text{用户调平}, i} - R_{\text{发电调平}, i} - R_{\text{差错}}$$

$Q_{\text{发电调平}, i}$ 为市场化机组 i 月度上网电量与按时段累计上网

电量之差；

$Q_{\text{用户调平}, j}$ 为市场化用户 j 月度结算电量与按时段累计实际用电量之差；

$Q_{\text{发电差错}}$ 为发电侧历史差错电量，多记电量为负，少计电量为正；

$Q_{\text{用电差错}}$ 为用电侧历史差错电量，不包含关联用户历史差错电量，多记电量为负，少计电量为正；

$P_{\text{节点月度加权}, i}$ 为市场化机组 i 所在节点现货市场月度加权均价。

$P_{\text{月度区域加权}, j}$ 为市场化用户 j 所在区域结算参考点现货市场月度加权均价。

$P_{\text{发电差错}}$ 为发电侧月度现货加权均价。

$P_{\text{用电差错}}$ 为用户侧月度现货加权均价。

$R_{\text{差错}}$ 为发电侧和用户侧历史差错电费总和。

2. 分摊返还方式

分摊返还方式：市场化机组（不包含新型经营主体）以及市场化用户（不包含新型经营主体）以月度上网电量及月度实际用

电量占比进行分摊或返还。

第二节 成本补偿类费用

第四条 [燃煤机组启动补偿费用] 燃煤机组启动补偿费用补偿范围为现货市场机组组合优化启动的机组以及为保障电网安全、电力可靠供应日前调整或增开、日内临时调起的机组，开机启动时间需满足相关要求。

1. 计算方式

$$R_{\text{启动费用}} = \sum_{i=1}^N P_{\text{启动报价}, i}$$

其中： $P_{\text{启动报价}, i}$ 为机组启动报价；N 为机组启动台数；

2. 分摊方式

总费用分摊方式：日前开机优化调整部分，由市场化用户（不包含新型经营主体）承担。实时开机优化调整部分，由新能源场站承担。

个体分摊方式：市场化用户间（不包含新型经营主体）按实际用电量比例分摊，新能源发电企业按照上网电量比例分摊，每日进行一次分摊清算。

第五条 [必开机组补偿费用] 电力调度机构确定的必开机组最小必开出力超出中长期合约总量的部分，按照核定的补偿成本

与该时段现货节点电价的价差进行补偿，中长期合约曲线高出最小必开出力的时段不进行补偿。供热必开机组不纳入必开机组成本补偿范围，新型经营主体不参与必开机组补偿费用的计算与返还。具体计算公式如下：

1. 计算公式

$$Q_{\text{必开}, i}^t = Q_{\text{最小必开出力}, i}^t - Q_{\text{合约总}, i}^t$$

$$R_{\text{必开机组}}^t = \sum_{i=1}^N \left[Q_{\text{必开}, i}^t \times (P_{\text{必开}, i} - P_{\text{现货}, i}^t) \right]$$

其中：

$Q_{\text{必开}, i}^t$ 为必开机组 i 在 t 时段的应补偿电量；

$Q_{\text{最小必开出力}, i}^t$ 为电力调度机构确定的必开机组 i 在 t 时段的最小必开出力；因保障电网安全或电力平衡，导致市场出清和定价环节边际机组发生变化，造成机组节点电价低于对应出力申报价格时，机组在该时段的出清结果视同为必开机组最小必开出力。

$P_{\text{必开}, i}$ 为核定的必开机组 i 的成本补偿价格；

$P_{\text{现货}, i}^t$ 为 t 时段必开机组 i 的节点电价。

2. 分摊方式

总费用分摊方式：必开机组补偿费用由新能源场站承担当月

居民农业保量保价合约电量占总上网电量比例的部分，剩余部分由市场化用户（不包含新型经营主体）承担。

个体分摊方式：新能源场站按居民农业保量保价合约电量比例分摊；市场化用户（不包含新型经营主体）按实际用电量比例分摊，按清算时段进行分摊清算。

第三节 市场调节类费用

第六条 [用户侧风险防范补偿费用]初期，参与市场结算后，对电力用户每月风险防范前结算均价超出中长期合约均价允许偏差的部分进行补偿，纳入市场调节类费用处理。后续逐步降低用户侧风险防范补偿规模。

1. 计算方式具体如下：

当 $P_{\text{用户结算均价, 月, } j} > P_{\text{用户中长期月度加权}} \times \lambda_{\text{用户补偿允许偏差比例}}$ 时；

$$R_{\text{用户补偿费用, } j} = Q_{\text{用, } j} \times (P_{\text{用户结算均价, 月, } j} - P_{\text{用户中长期月度加权}} \times \lambda_{\text{用户补偿允许偏差比例}});$$

其中：

$R_{\text{用户补偿费用, } j}$ 为运行月需要对电力用户 j 补偿的费用；

$P_{\text{用户结算均价, 月, } j}$ 为运行月电力用户 j 全月风险防范前结算均价，

即该电力用户全月风险防范前的所有电费除以全月用电量；

$\lambda_{\text{用户补偿允许偏差比例}}$ 为用户侧风险防范补偿比例，视市场运行情况设定；

$P_{\text{用户中长期月度加权}}$ 为本行业、本区域月度中长期交易加权均价。当本行业本区域所有电力用户未参与中长期交易，中长期交易价格缺失时，月度中长期交易加权均价采用当月本行业全网电力用户中长期月度加权均价。

2. 分摊方式

该项费用在发电侧单侧调节，总费用以月为周期在所有市场化机组间按上网电量比例分摊。

第七条 [用户侧风险防范回收费用]初期，参与市场结算后，对用户侧每月风险防范前结算电价低于规定偏差范围的部分进行回收，纳入市场调节费用处理。当市场化用户全月无累计用电量时，回收其电能量电费获利部分。由联动机制确定的关联用户不进行风险防范回收。新型经营主体不参与用户侧风险防范回收费用的计算与返还。后续逐步降低用户侧风险防范回收规模。

1. 计算方式

具体如下：

当 $P_{\text{用户结算均价, 月, } j} < P_{\text{用户中长期月度加权}} \times \lambda_{\text{用户回收允许偏差比例}}$ 时；

$$R_{\text{用户回收费用}, j} = Q_{\text{用}, j} \times (P_{\text{中户中长期月度加权}} \times \lambda_{\text{用户回收允许偏差比例}} - P_{\text{用户结算均价}, \text{月}, j});$$

其中：

$R_{\text{用户回收费用}, j}$ 为运行月需要对电力用户 j 回收的费用；

$\lambda_{\text{用户回收允许偏差比例}}$ 为用户风险防范回收比例，视市场运行情况设定；

2. 返还方式

该项费用在发电侧单侧调节，总费用在以月为周期在所有市场化机组（不包含新型经营主体）间按照上网电量比例进行返还。

第八条 [新能源风险防范补偿费用]初期，参与市场结算后，对新能源场站风险防范前的结算均价低于允许负偏差范围的部分进行补偿，纳入市场运行调整费用处理。后续在设置结算价格下限和优化新能源结算参考点的基础上，逐步降低新能源风险防范补偿规模。

1. 计算方式

当 $P_{\text{新能源结算均价}, \text{月}, i} < P_{\text{新能源中长期均价}, \text{月}, i} \times \lambda_{\text{新能源补偿允许偏差比例}}$ ，且该场站满足新能源风险防范启动条件时；

$$R_{\text{新能源补偿费用}, i} = Q_{\text{新能源侧全月上网电量}, i} \times (P_{\text{新能源中长期均价}, \text{月}, i} \times \lambda_{\text{新能源补偿允许偏差比例}} - P_{\text{新能源结算均价}, \text{月}, i})$$

$$R_{\text{新能源补偿费用}} = \sum_{i=1}^N R_{\text{新能源补偿费用}, i}$$

其中：

$R_{\text{新能源侧补偿费用}, i}$ 为运行月需要对 i 场站补偿的费用；

$P_{\text{新能源结算均价}, \text{月}, i}$ 为 i 场站全月风险防范前的结算均价，计算方法为 i 场站全月风险防范前的总电费除以全月累计上网电量；

$P_{\text{新能源中长期均价}, \text{月}, i}$ 为 i 场站当月中长期合约加权均价；新入市且未做中长期交易的新能源发电企业当月中长期合约加权均价为当月全网新能源中长期合约均价；

$\lambda_{\text{新能源补偿允许偏差比例}}$ 为新能源风险防范补偿比例，视市场运行情况进行调整。

2. 分摊方式

该项费用由所有燃煤机组和新型经营主体承担，以月为周期在燃煤机组和新型经营主体间按市场结算费用占比分摊。

3. 新能源平衡补偿费用

新能源平衡补偿费用根据新能源结算价格低于其中长期合约价格 90% 的部分及其上网电量确定，在参与日前出清的燃煤机组间，按照调节新能源贡献度进行返还。调节新能源贡献度根据全网新能源实际上网电量和日前出清结果偏差情况，在各清算时段对燃煤机组实际上网电量与日前出清结果正负偏差分别累计，

同时考虑厂用电率后确定。

第九条 [新能源风险防范回收费用]初期，参与市场结算后，对新能源每月风险防范前的结算均价超出规定偏差范围的部分进行回收，纳入市场调整费用处理。后续在设置结算价格上限和优化新能源结算参考点的基础上，逐步降低新能源风险防范回收规模。新型经营主体不参与新能源风险防范回收费用的计算与返还。

1. 计算方式

当 $P_{\text{新能源结算均价, 月, } i} > P_{\text{新能源中长期均价, 月, } i} \times \lambda_{\text{新能源回收允许偏差比例}}$ ，且该场站满足

新能源风险防范启动条件时；

$$R_{\text{新能源回收费用, } i} = Q_{\text{新能源侧全月上网电量, } i} \times (P_{\text{新能源结算均价, 月, } i} - P_{\text{新能源中长期均价, 月, } i} \times \lambda_{\text{新能源回收允许偏差比例}})$$

其中：

$R_{\text{新能源侧回收费用, } i}$ 为运行月需要对 i 场站回收的费用；

$\lambda_{\text{新能源回收允许偏差比例}}$ 为新能源风险防范回收比例，视市场运行情况进行调整。

2. 返还方式

该项费用以月为周期在燃煤机组间按月度上网电量占比返

还。

第十条 [中长期缺额回收]为鼓励发用两侧签订中长期合约，稳定市场价格，对发用两侧中长期交易电量低于实际上网电量（用电量）规定比例的部分进行回收。新型经营主体不参与中长期缺额回收费用的计算与返还。

1. 发电侧中长期缺额回收：市场化机组月度中长期合约电量除以月度上网电量为中长期签约比例，视市场运行情况设定签约比例下限值为 λ_1 。对市场化机组中长期签约比例低于下限值的部分进行回收，费用为负时不回收。

计算公式为：

当 $Q_{\text{上网},i} \times \lambda_1 > Q_{\text{合约总量},i}$ 且 $P_{\text{节点月度加权},i} > P_{\text{发电区域中长期月度加权1}}$ 时，

$$R_{\text{中长期缺额回收},i} = (Q_{\text{上网},i} \times \lambda_1 - Q_{\text{合约总量},i}) \times (P_{\text{节点月度加权},i} \times \sigma_{\text{发电缺额}} - P_{\text{发电区域中长期月度加权1}})$$

$$R_{\text{发电侧总中长期缺额回收}} = \sum R_{\text{中长期缺额回收},i}$$

$P_{\text{发电区域中长期月度加权1}}$ 为市场化机组所在区域月度中长期合约均价，

其中燃煤机组按照燃煤机组所在区域中长期非煤炭、非高耗能电力用户月度加权平均值计算；新能源场站按照新能源场站所在区域中长期月度加权平均值计算（剔除保量保价电量）；

$Q_{\text{合约总量}, i}$ 为市场化机组 i 月度中长期合约总量，新能源合约总量包括自愿不参与居民农业电量合约；

$R_{\text{中长期缺额回收}, i}$ 为市场化机组 i 中长期缺额回收费用；

$R_{\text{发电侧总中长期缺额回收}}$ 为全网市场化机组中长期缺额回收总费用；

λ_i 为发电侧缺额回收比例下限值，视市场运行情况进行调整；

$\sigma_{\text{发电缺额}}$ 为发电侧缺额回收系数，视市场运行情况进行调整。

费用返还：中长期缺额回收总费用按照市场化机组合约执行情况向市场化机组返还。

$$k_i = \frac{Q_{\text{合约总量}, i}}{Q_{\text{上网}, i}} \times 100\%$$

$$M_i = 1 - |1 - k_i|$$

$$R_{\text{缺额返还}, i} = \frac{(M_i - 0.5) \times Q_{\text{上网}, i}}{\sum_{i=1}^n [(M_i - 0.5) \times Q_{\text{上网}, i}]} \times R_{\text{总缺额返还}}$$

k_i 为发电侧中长期合约签约率；

M_i 为中间系数，当 $M_i - 0.5 \leq 0$ 时不进行返还；

$R_{\text{缺额返还}, i}$ 为市场化机组 i 的中长期缺额返还费用。

2. 用户侧中长期缺额回收：市场化用户月度中长期合约电量除以月度实际用电量为中长期签约比例，视市场运行情况设定签约比例下限值 λ_2 。对市场化用户中长期签约比例低于下限值的部分进行回收，费用为负时不回收。

计算公式为：

当 $Q_{\text{用},j} \times \lambda_2 > Q_{\text{合约总量},j}$ 且 $P_{\text{中长期月度加权},j} > P_{\text{区域现货月度加权}}$ 时，

$$R_{\text{中长期缺额回收},j} = (Q_{\text{用},j} \times \lambda_2 - Q_{\text{合约总量},j}) \times (P_{\text{用户中长期月度加权}} \times \sigma_{\text{用户缺额}} - P_{\text{区域现货月度加权}})$$

$$R_{\text{用户侧总中长期缺额回收}} = \sum R_{\text{中长期缺额回收},j}$$

$Q_{\text{合约总量},j}$ 为市场化用户 j 签订的月度中长期合约总量；

$P_{\text{用户中长期月度加权}}$ 为本行业、本区域月度中长期交易加权均价；

$P_{\text{区域现货月度加权}}$ 为本区域市场化用户区域结算参考点现货市场月度加权均价；

$P_{\text{中长期月度加权},j}$ 为市场化用户 j 月度中长期合约均价；

$R_{\text{中长期缺额回收},j}$ 为市场化用户 j 中长期缺额回收费用；

$R_{\text{用户侧总中长期缺额回收}}$ 为全网用户侧中长期缺额回收总费用；

λ_2 为用户侧缺额回收电量比例下限，视市场运行情况进行调

整；

$\sigma_{\text{用户缺额}}$ 为用户侧缺额回收系数，视市场运行情况进行调整。

费用分摊：用户侧（不含由联动机制确定的关联用户）中长期缺额回收费用按照市场化用户合约执行情况返还。

$$k_j = \frac{Q_{\text{合约总量}, j}}{Q_{\text{用}, j}} \times 100\%$$

$$M_j = 1 - |1 - k_j|$$

$$R_{\text{缺额返还}, j} = \frac{(M_j - 0.5) \times Q_{\text{用}, j}}{\sum_{i=1}^n [(M_i - 0.5) \times Q_{\text{用}, i}]} \times R_{\text{用户侧总中长期缺额回收}}$$

k_j 为用户侧中长期合约签约率；

M_j 为中间系数，当 $M_j - 0.5 \leq 0$ 时不进行返还；

$R_{\text{缺额返还}, j}$ 为市场化用户 j 的缺额返还费用。

由联动机制确定的关联用户缺额部分按照自治区关联企业同类型中长期交易成交均价与月度用户侧区域统一结算点均价的差价进行回收，按自治区发布的燃煤机组地区系数、区内发电量及中长期合约执行情况分配并结算，计算公式如下：

$$R_{\text{煤炭缺额返还}, i} = \frac{(M_i - 0.5) \times Q_{\text{区内发电}, i} \times D_i}{\sum_{i=1}^n [(M_i - 0.5) \times Q_{\text{区内发电}, i} \times D_i]} \times R_{\text{煤炭缺额回收总费用}}$$

$Q_{\text{区内发电}, i}$ 为燃煤机组 i 的区内发电量。

D_i 为燃煤机组 i 的地区系数。

第十一条 [中长期超额回收]为规范发用两侧按照预测上网电量、用电量合理签订中长期合约，对中长期合约电量超出实际上网电量、用电量规定比例的部分进行回收。新型经营主体不参与中长期超额回收费用的计算与返还。

1、发电侧中长期超额回收：市场化机组月度中长期合约电量除以月度上网电量为中长期签约比例，视市场运行情况设定签约比例上限值 λ_3 。对市场化机组中长期签约比例高于上限值的部分进行回收，费用为负时不回收。

计算公式为：

$$\text{当 } Q_{\text{合约总量}, i} - Q_{\text{深调电量}, i} - Q_{\text{上网}, i} \times \lambda_3 > 0$$

且 $P_{\text{中长期月度加权}, i} > P_{\text{全网统一结算参考点月度加权}}$ 时，

$$R_{\text{中长期超额回收}, i} = (Q_{\text{合约总量}, i} - Q_{\text{深调电量}, i} - Q_{\text{上网}, i} \times \lambda_3) \times (P_{\text{中长期月度加权}, i} \times \sigma_{\text{发电超额}} - P_{\text{全网统一结算参考点月度加权}})$$

$$R_{\text{发电侧总中长期超额回收}} = \sum R_{\text{中长期超额回收}, i}$$

$P_{\text{中长期月度加权}, i}$ 为市场化机组 i 月度中长期加权均价，其中新能源场站中长期月度加权平均值计算中剔除新能源竞价交易电量

和保量保价电量；

$P_{\text{全网统一结算参考点月度加权}}$ 为全网统一结算参考点月度加权均价；

$R_{\text{中长期超额回收, } i}$ 为市场化机组 i 中长期超额回收费用；

$R_{\text{发电侧总中长期超额回收}}$ 为全网市场化机组中长期超额回收总费用；

λ_3 为发电侧超额回收比例上限值，视市场运行情况进行调整；

$Q_{\text{深调电量, } i}$ 为燃煤机组基于最小技术出力折算的上网电量(厂用电率按照调度机构统计数据计算)与各时段实际上网电量的差，当差值为正数时，计入该机组的深调电量。具体计算公式如下：

$$Q_{\text{深调电量, } i} = \sum Q_{\text{深调电量, } i}^t$$

$\sigma_{\text{发电超额}}$ 为发电侧超额回收系数，视市场运行情况进行调整。

费用分摊：中长期超额回收总费用按照市场化机组合约执行情况向市场化机组返还。

$$k_i = \frac{Q_{\text{合约总电量, } i}}{Q_{\text{上网, } i}} \times 100\%$$

$$M_i = 1 - |1 - k_i|$$

$$R_{\text{超额返还, } i} = \frac{(M_i - 0.5) \times Q_{\text{上网, } i}}{\sum_{i=1}^n [(M_i - 0.5) \times Q_{\text{上网, } i}]} \times R_{\text{发电侧总中长期超额回收}}$$

$R_{\text{超额返还}, i}$ 为市场化机组 i 的超额返还费用。

2、用户侧中长期超额回收：市场化用户月度中长期合约电量除以月度用电量为中长期签约比例，视市场运行情况设定签约比例上限值为 λ_4 。对市场化用户中长期签约比例高于上限值的部分进行回收，费用为负时不回收。

计算公式为：

当 $Q_{\text{合约总量}, j} - Q_{\text{高峰核减}, j} > Q_{\text{用}, j} \times \lambda_4$ 且 $P_{\text{区域现货月度加权}} \times \sigma_{\text{用户超额}} > P_{\text{中长期月度加权}, j}$

时，

$$R_{\text{中长期超额回收}, j} = (Q_{\text{合约总量}, j} - Q_{\text{用}, j} \times \lambda_4 - Q_{\text{高峰核减}, j}) \times (P_{\text{区域现货月度加权}} \times \sigma_{\text{用户超额}} - P_{\text{用户侧中长期月度加权}})$$

$$R_{\text{用户侧总中长期超额回收}} = \sum R_{\text{中长期超额回收}, j}$$

$R_{\text{中长期超额回收}, j}$ 为市场化用户 j 中长期超额回收费用；

$Q_{\text{高峰核减}, j}$ 为市场化用户 j 全月高峰时段基准电量和中长期合约电量取小值，减去实际用电量的差值。当差值为负时不予计算；

$R_{\text{用户侧总中长期超额回收}}$ 为全网市场化用户中长期超额回收总费用；

λ_4 为用户侧超额回收电量比例上限，视市场运行情况进行调整；

$\sigma_{\text{用户超额}}$ 为用户侧超额回收系数，视市场运行情况进行调整。

费用分摊：按照市场化用户合约执行情况返还。

$$k_i = \frac{Q_{\text{合约总电量}, i}}{Q_{\text{用}, i}} \times 100\%$$

$$M_i = 1 - |1 - k_i|$$

$$R_{\text{超额返还}, j} = \frac{(M_j - 0.5) \times Q_{\text{用}, j}}{\sum_{j=1}^n [(M_j - 0.5) \times Q_{\text{用}, j}]} \times R_{\text{用户侧总中长期超额回收}}$$

$R_{\text{超额返还}, j}$ 为市场化用户 j 的超额返还费用。

第十二条 [燃煤机组顶峰能力调节费用] 为提升燃煤机组发电积极性，引导燃煤机组在电网供需紧张时段顶峰发电，进一步降低燃煤机组发电受阻容量，充分发挥市场保供作用，结合内蒙古电力市场实际，在非调频燃煤机组范围内开展燃煤机组顶峰能力调节，以 15 分钟为周期进行计算和返还。

(一) 计算方式：

燃煤机组顶峰能力调节费用计算公式如下：

$$R_{\text{燃煤顶峰考核}, i}^t = Q_{\text{上网}, i}^t \times P_{\text{现货}, i}^t \times (1 - \varepsilon_i^t)$$

其中， ε_i^t 为燃煤机组 i 在 t 时刻顶峰能力调节系数。

(二) 返还方式

所有机组考核费用总和在燃煤机组间，按照燃煤机组上网电量与 ε_i^t 的乘积比例进行返还。

附录 2:

术语定义

(一) 市场化机组：纳入市场范畴的所有机组（场站），包含放电状态下的新型经营主体。

(二) 市场化用户：除居民农业以外的所有电力用户，包含售电企业和充电状态下的新型经营主体。

(三) 电能量电费：指经营主体的现货全电量电能量电费、中长期差价合约电能量电费之和。

(四) 全网统一结算参考点电价：是指对应时段全网用户侧各交易位置（节点）电价按照用电侧实际下网电量的加权平均值。

(五) 区域结算参考点电价：用户侧以呼包断面为界，分为东部区与西部区（根据市场运行情况以及电网阻塞情况适时调整）。区域结算参考点电价等于对应时段所属分区内用户侧各交易位置（节点）电价按照用电侧实际下网电量的加权平均值。

(六) 不平衡费用：发电企业与电力用户总电费差额形成的不平衡费用，由发用双方按照上网电量及实际用电量比例分摊或返还（新型经营主体不参与不平衡费用分摊或返还）。

(七) 结算单元：因结算准备数据、政策调整等原因无法按交易单元开展结算时，按实际情况分劈或拟合结算准备数据形成

的用于市场结算的单元。

（八）结算依据：电力交易机构根据市场成交及实际运行情况，向经营主体出具的包含结算电量、电价、电费等信息的结算凭证。

（九）结算查询：指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的查询或异议反馈。

（十）结算调整：指电力交易机构收到查询并确认有效或针对市场运营评估过程中发现的市场风险，根据实施细则采取的调整结算依据的行为。

附件 6

内蒙古电力多边交易市场 计量管理实施细则 (征求意见稿)

二〇二四年十一月

第 185 页, 共 269 页

目 录

第一章	总 则	1
第二章	基本要求	3
第三章	电能计量装置管理	7
第四章	封印管理	9
第五章	计量数据管理	9
第六章	监督与考核	13

第一章 总 则

第一条 总 述

为进一步深化内蒙古自治区电力体制改革，提升电力资源的优化配置效率，促进可再生能源消纳，保障市场公平、高效运行，规范内蒙古电网用于市场交易、市场结算和考核的关口电能计量装置运行管理工作，明确管理职责和范围，确保电能计量量值的准确统一和装置的安全可靠运行，促进蒙西电力市场有序开展，特编制本实施细则。

第二条 适用范围

本实施细则适用于内蒙古电力多边交易市场（以下简称“内蒙古电力市场”）经营主体间的关口电能计量装置的安装、运行、维护、管理等。

第三条 引用文件

《中华人民共和国电力法》（中华人民共和国主席令 1995 年第 60 号）

《中华人民共和国计量法》（第十三届全国人民代表大会常务委员会第六次会议《关于修改〈中华人民共和国野生动物保护法〉等十五部法律的决定》）

《中华人民共和国电力供应与使用条例》（中华人民共和国国务院令 2016 年第 666 号）

《中华人民共和国计量法实施细则》（中华人民共和国国务

院令 2022 年第 752 号)

《供电营业规则》(中华人民共和国发展和改革委员会 2024 年第 14 号令)

《电能计量装置技术管理规程》(DL/T 448-2016)

《中华人民共和国合同法》(中华人民共和国国务院令 1999 年第 15 号)

第四条 术语定义

电能计量点：各市场成员间包括电网企业与发电企业之间、电网企业与电力用户之间、电网企业与(配)售电公司之间、(配)售电公司与其供电范围内电力用户之间、发电企业发电单元之间进行电能量结算的计量点。

电能计量装置：由计量用电能表、电压互感器(或专用二次绕组)、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)、各类电能量采集终端。电能量采集终端是安装在电能计量点的电能量采集设备，具有按一定规约对电能表数据进行采集、处理、分时存储、长时间保存和远方传输等功能。

采集成功：电能计量点电能表电能示值(包括日电量示值和曲线电量示值)正常传输至电能计量采集管理信息系统，且数据完整、准确。

采集异常：电能计量点电能表电能示值(包括日电量示值和

曲线电量示值)采集正常,但与现场电能表计量示值不一致,或者曲线不完整的。

采集失败:电能计量点电能表、采集终端对电能计量采集管理信息系统命令无响应的。

示值追溯:当某电能计量点因采集异常或失败需要追溯电能示值时,电能计量采集管理信息系统自采集异常或失败当日起向前追溯一年(自然年),并按最后一个采集成功的示值进行补全。否则,按“零”示值补全。

第二章 基本要求

第五条 电能计量装置管理目的

电能计量装置管理目的是保证电能量值的准确性、溯源性,保障电能计量装置安全可靠运行,为内蒙古电力市场有序规范、公平公正开展,保障市场成员合法权益提供支撑。

第六条 电能计量装置管理要求

电能计量装置管理以电网企业、发电企业、电力用户、拥有配电网运营权的售电公司管理为基础,以统一归口管理为原则开展。

(1) 电网企业应建立电能计量技术管理体系,负责所辖电网电能计量装置监督和管理的工作。电网企业应设置所属电网计量装置的技术管理机构,负责电网企业所有贸易结算用计量点的技术管理。

(2) 发电企业、电力用户负责管理本企业内部考核用电能计量装置的日常维护,并配合电网企业管理与本企业有关的市场结算用电能计量装置。

(3) 拥有配电网运营权的售电公司负责所辖电力用户电能计量及采集装置的日常运维工作,并配合内蒙古电网开展本企业所辖电力用户结算电量的信息采集、传输、存储。

第七条 电能计量采集管理信息系统管理要求

为适应内蒙古电力市场等深化建设需要,全面推行自动化、信息化、智能化等现代科技成果在电能计量装置管理中的应用,内蒙古电网应建立规范的电能计量采集管理信息系统。系统应满足以下要求:

(1) 电能计量采集管理信息系统采集范围应涵盖所有涉及市场结算的计量装置。采集数据应满足现货市场交易结算数据需求。

(2) 电能计量采集管理信息系统应保证数据的唯一性,所有数据均来源于现场运行的计量装置。原始计量数据不得修改。

(3) 电能计量采集管理信息系统应具有完善的数据校验功能。

(4) 电能计量采集管理信息系统应具有稳定可靠的数据传输通道,包括计量装置与电能计量采集管理信息系统之间、电能计量采集管理信息系统与外部系统传输接口之间。

(5) 电能计量采集管理信息系统应有应急或灾备系统，保障系统运行出现故障后，能够迅速恢复并正常运行。

第八条 电网企业、拥有配电网运营权的售电公司负责本企业所辖电力用户电能计量及采集装置的日常运维，按照电力市场结算要求，定期将电力用户电能计量点计量装置记录的电量数据，传送给电力交易机构，作为结算基础数据。电网企业负责将发电企业、电力用户、省级电网之间、电网企业与拥有配电网运营权售电公司之间的电能计量点计量装置记录的电量数据，传送给电力交易机构，作为结算基础数据。辅助服务通过调度技术支持系统等计量，由电力调度机构按照结算要求统计辅助服务提供和使用情况。

第九条 电网企业

(1) 贯彻执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理的有关规定；负责制订所辖电网电能计量管理的各项规章制度、技术规范并督促实施。

(2) 组织制定所辖电网电能计量标准建设规划及电能计量标准的管理。

(3) 组织制定市场结算及考核电力系统经济技术指标计量点的电能计量装置的配置、更新与发展规划。

(4) 组织对所辖电网内电力建设工程、发电厂并网、分布式电源及增量配电网接入有关电能计量方式的确定、设计方案审

查、并网验收等工作。

(5) 组织开展电能计量器具的检定、修理和其他计量测试工作；负责电能计量装置现场检验及抽检工作。

(6) 负责电能计量采集管理信息系统的建设、运行与管理。

(7) 组织对电能计量装置运行质量的监督、对电量计量故障、差错和窃电案件的调查与处理。

(8) 组织对所辖电网电能计量业务管理的统计、分析、报表等工作。

第十条 发电企业、电力用户

(1) 负责本企业电能计量装置的管理工作。

(2) 执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理有关规定，执行本企业电能计量的各项规章制度。

(3) 配合电网企业做好本企业涉及的市场结算用的关口计量装置的验收、现场检验、故障处理等工作。

(4) 配合电网企业做好本企业电能计量装置接入电能计量采集管理信息系统，并做好日常运行维护工作。

第十一条 拥有配电网运营权的售电公司

(1) 拥有配电网运营权的售电公司负责本企业所辖电力用户电能计量装置的管理工作。

(2) 执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理有关规定，执行本企业电能计量的各项规章制度。

(3) 配合电网企业做好本企业涉及的市场结算用的关口计量装置的验收、现场检验、故障处理等工作。

(4) 配合电网企业做好本企业及所辖电力用户电能计量装置接入电能计量采集管理信息系统，并做好日常运行维护工作。

第三章 电能计量装置管理

第十二条 电能计量点设置

结算使用的电能计量点原则上设置在产权分界处，出现穿越功率引起计量不确定或产权分界处不适宜安装等情况的，由双方或多方协商。火电、水电机组在主变高压侧或发电机端增加设置关口计量点，风电、光伏按照项目分期增加设置关口计量点，作为分机组（分期）电量分劈计量点，发电厂站单机或分期按分劈计量点所计量电量占结算电量的比例计算。多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的实际发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照各项目核准容量比例计算各自上网电量。新增或变更计量点时，由经营主体向电网企业提交相关设计方案，并完成施工，经电网企业验收合格并重新签订购售电合同、供用电合同后方可投运。

第十三条 电能计量装置配置要求

发电企业，I、II类电力用户和III类重要电力用户的关口计量点，应安装同型号、同规格、同精度的主副电能表各一套，主

副表应有明确标志。以主表计量数据作为结算数据，副表计量数据作为参照。当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算数据。其他电力用户关口计量点至少安装一具符合技术要求的电能计量装置。

电能计量装置精度的选择以供电容量及被计量对象的重要程度为基础，按照 DL448-2016 规程及内蒙古电力（集团）有限责任公司相关规定要求配置。现场计量装置时钟以北斗或 GPS 标准时钟为基准，实现自动对时。

计量装置应具备约定时刻冻结电能量数据，最小冻结间隔不大于 15 分钟。冻结内容及标识应符合 DL/T645-2007、DL/T698 及其备案文件要求。存储的电能量数据至少保存 10 年。

第十四条 电能计量装置运行管理

新建、改（扩）建电能计量装置投运后，产权单位应建立相应的运行档案并及时维护。新建、改（扩）建电能计量装置应在投运后 1 个月内，进行关口电能计量系统首次运行核验（投运时间以首次抄见电量时间为准）。

现场电能电能计量装置由相关责任部门和人员负责日常维护，保证其封印、接线、外观结构完好，不受人为损坏。发现异常时应及时报送产权单位和运维单位进行消缺处理。

电能计量装置产权单位应定期开展电能计量装置配置情况、修调前检验及监督抽检结果、故障差错情况等统计分析，评价电

能计量装置配置水平和运行质量，为制定、实施电能计量装置改造计划提供依据。

经营主体对电能计量装置计量电量有异议时，可向电能计量装置产权单位提出申请，由产权单位组织相关方共同向有资质的计量检定机构提出检验申请。如果检定合格，检定费用由提出单位承担；如果检定存在误差，由产权单位承担检定费用，差错电量按检定结果进行更正。

第四章 封印管理

第十五条 电能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。

电能点计量装置变更时，在现场工作结束后应对电能计量装置实施封印，记录封印编号，由各方代表在记录中签名确认。

相关各方均应做好电能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，确保封印完好。

第五章 计量数据管理

第十六条 计量数据异常处理

电能计量装置是电能量计量数据的唯一来源。市场结算使用的电能计量数据，原则上应由电能计量采集管理信息系统自动采集。自动采集数据不完整或明显异常时，由电能计量采集管理信息系统根据下述拟合方法补全。

第十七条 不具备自动采集条件的市场化发电企业、电力用户计量数据补录

对于暂不具备实现自动采集条件的市场化发电企业、电力用户，按照市场规则要求的周期，由所属供电公司赴现场抄读电能计量数据。相关发电企业、电力用户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。

第十八条 入市、退市电力用户电能示值的确认

新进入准入目录的电力用户应在办理注册环节时，与代理售电公司（如果有）、电网企业共同对该电力用户下所有参与交易的电能计量点电能示值进行确认，并将结果作为结算起始电能示值的参考值录入电能计量采集管理信息系统。

申请退出交易的电力用户，应在提交市场注销申请时，与代理售电公司（如果有）、电网企业共同对该电力用户下所有参与交易的电能计量点电能示值进行确认，并将结果作为结算终止电能示值的参考值录入算费系统。

第十九条 发电侧电能示值采集补全算法

对于参与市场的发电厂站，截至数据出具日零点电能计量采集管理信息系统仍无法采集或补录到其电表数据，则由电能计量采集管理信息系统对需提供的电表数据进行拟合后用于电量计算。拟合方法约定如下：

- (1) 当发电侧关口点主表采集数据不完整或明显异常时，

则相关时段采用该关口点备表数据进行替代，若主备表均采集失败，则采用对端副计量点关口表计数据核减线损后进行替代。若上述表计均采集不完整或明显异常时，则继续使用下一条拟合方法。具体线损参照电网公司年度测算。

(2) 当某关口计量点采集不完整或明显异常，且点数小于等于 2 个点时，按该计量点区间前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

(3) 当某关口计量点采集不完整或明显异常时点数大于 2 个且未超过数据出具日零点时，根据恢复正常采集后第一点电能示值，按该计量点最近 7 日的示值曲线平均值对该部分进行拟合。

(4) 当某关口计量点不完整或明显异常超过数据出具日零点仍未恢复时，按该计量点前 7 日的示值曲线平均值对异常或失败部分进行拟合。

第二十条 用电侧计量数据拟合规则

市场运行初期，电网公司代理购电的一般工商业，居民、农业，直接参与市场交易的低压电力用户等计量表计不具备分时计量条件时，按照典型曲线拟合分时计量数据。电网代理购电中长期曲线按照历史数据确定典型曲线，拟合的计量曲线形状与中长期交易曲线形状保持一致。

第二十一条 市场化电力用户电能示值采集补全算法

对于市场化电力用户，截至 D+3 日零点电能计量采集管理

信息系统仍无法采集或补录到其电表数据，则由电能量信息采集与监控系统对需提供的电表数据进行拟合后用于电量计算。拟合方法约定如下：

（1）当用电侧计量点主表采集数据不完整或明显异常时，则相关时段采用该计量点备表数据进行替代，若主备表均采集失败，则采用对端副计量点计量表计数据核减线损后进行替代。若上述表计均采集不完整或明显异常时，则继续使用下一条拟合方法。

（2）当电力用户在无副表、无考核计量点参考，且断点数据小于 1 天时，系统将按断点区间前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

（3）当电力用户在无副表、无考核计量点参考，且断点数据大于 1 天小于 2 天时，可采用系统主动召测的形式召回 D 日 0 点的日冻结能示值，根据两个日冻结能示值做差计算出日电量，并平均计算出各点电量。

（4）当电力用户断点数据大于 1 天小于 2 天且无法采用系统主动召测 D 日 0 点的日冻结能示值时，系统在 D+1 日触发告警，由人工赴现场进行核查并抄读数据。

第二十二条 调平机制

以月度电量为准，每个月用月度电量对发电企业 15 分钟电量合计值进行调平，相关不平衡量依据《内蒙古电力多边交易市

场结算实施细则》进行结算。

第二十三条 差错电量处理

经营主体由于历史发用电量计量差错等原因需要进行市场电费调整的，由电网企业组织相关经营主体确认后，由电力交易机构根据结算实施细则进行处理。

第六章 监督与考核

第二十四条 电网企业按其管辖范围对经营主体电能计量装置及采集设备开展技术指导和管理工作。发电侧电量采集装置考核管理参照“两个细则”执行，电力用户侧考核规则如下：

(1) 经营主体如未经允许启、停电能计量装置或数据采集设备，每发生一次按照当月用网电费的 0.25%考核。

(2) 经营主体如未经允许开启电能计量装置或数据采集设备封印，但未改变用电数据信息，每发生一次按照当月用网电费的 0.25%考核。

(3) 经营主体如因维护不当造成电能计量装置或数据采集设备无法正常运行，每发生一次按照当月用网电费的 0.5%考核。

(4) 经营主体如未经允许改变表码、变比等用电数据信息，每发生一次按照当月用网电费的 1%考核，如涉及其他违规违法行为，再按照相应政策进行处理。

(5) 经营主体的计量方式如需发生变化，需要报请电网企业审核并通过，电网企业完成相关业务流程变更。如未经允许私

自变更计量方式，每发生一次按照当月用网电费的 1%考核，如涉及其他违规违法行为，再按照相应政策进行处理。

(6) 总考核费用按市场化电力用户当月用网电量比例进行返还。

附件 7

内蒙古电力多边交易市场 信息披露实施细则 (征求意见稿)

二〇二四年十一月

目 录

第一章	总 则	1
第二章	信息披露原则和方式	1
第三章	信息披露内容	2
第四章	披露信息调整	13
第五章	信息保密和封存	14
第六章	监督管理	15
第七章	附 则	16

第一章 总 则

第一条 为进一步深化内蒙古自治区电力体制改革，提升电力资源的优化配置效率，促进可再生能源消纳，保障市场公平、高效运行，规范蒙西电力市场的信息披露行为，切实维护电力市场秩序，满足有关各方获取电力市场信息的需要，依据《电力监管条例》（中华人民共和国国务院令第 432 号）《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118 号）《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9 号）等有关规定，结合电力市场实践，制定本细则。

第二条 本细则所称电力市场包含电力中长期、现货、辅助服务市场等。

第三条 本细则所称信息披露主体包括发电企业、售电公司、电力用户、新型主体（独立储能等）、电网企业和市场运营机构。市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。

第四条 本细则所称信息披露是指信息披露主体提供、发布与电力市场相关信息的行为。

第五条 根据电力市场运营情况，若存在无法满足本细则要求的信息披露内容，有关信息披露主体应向国家能源局或其派出机构书面报备。

第二章 信息披露原则和方式

第六条 信息披露应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、

易于使用的原则。

第七条 信息披露主体应严格按照本细则要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第八条 电力交易机构负责电力市场信息披露的实施，以电力交易平台为基础设立信息披露平台，做好国家能源局或其派出机构、政府相关部门、市场经营主体信息披露平台登录账号运维管理工作。

第九条 信息披露主体按照标准数据格式在信息披露平台披露信息，披露的信息保留或可供查询的时间不少于2年。信息披露应以结构化数据为主，非结构化信息采用PDF等文件格式。

第十条 电力市场信息应在信息披露平台上进行披露，在确保信息安全基础上，按信息公开范围要求，可同时通过信息发布会、交易机构官方公众号等渠道发布。

第十一条 电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期开展披露。预测类信息在交易申报开始前披露，运行类信息在运行日次日披露。

第十二条 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向电力交易机构提出，电力交易机构根据本细则规定要求相关信息披露主体予以解释及配合。

第三章 信息披露内容

第十三条 按照信息公开范围，电力市场信息分为公众信

息、公开信息、特定信息三类。

（一）公众信息：是指向社会公众披露的信息。

（二）公开信息：是指向有关市场成员披露的信息。

（三）特定信息：是指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。

第一节 发电企业

第十四条 发电企业应当披露的公众信息包括：

（一）企业全称、企业性质、所属集团、工商注册时间、统一社会信用代码、股权结构、法定代表人、电源类型、装机容量、联系方式等。

（二）企业变更情况，包括企业更名或法定代表人变更，企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。

（三）与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

（四）其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第十五条 发电企业应当披露的公开信息包括：

（一）电厂机组信息，包括电厂调度名称、所在地市、电力业务许可证（发电类）编号、机组调度管辖关系、投运机组台数、单机容量及类型、投运日期、接入电压等级、单机最大出力、机组出力受限的技术类型（如流化床、高背压供热）、抽蓄机组最大及最小抽水充电能力、静止到满载发电及抽水时间等。

（二）配建储能信息。

(三) 机组出力受限情况。

(四) 机组检修及设备改造计划。

第十六条 发电企业应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

(一) 市场交易申报信息、合同信息。

(二) 核定(设计)最低技术出力,核定(设计)深调极限出力,机组爬坡速率,机组边际能耗曲线,机组最小开停机时间,机组预计并网和解列时间,机组启停出力曲线,机组调试计划曲线,调频、调压、日内允许启停次数,厂用电率,热电联产机组供热信息等机组性能参数。

(三) 机组实际出力和发电量、上网电量、计量点信息等。

(四) 发电企业燃料供应情况、燃料采购价格、存储情况、供应风险等。

(五) 发电企业批发市场月度售电量、售电均价。

(六) 水电、新能源机组发电出力预测。

第二节 售电公司

第十七条 售电公司应当披露的公众信息包括：

(一) 企业全称、企业性质、售电公司类型、工商注册时间、注册资本金、统一社会信用代码、股权结构、经营范围、法定代表人、联系方式、营业场所地址、信用承诺书等。

(二) 企业资产信息,包括资产证明方式、资产证明出具机构、报告文号(编号)、报告日期、资产总额、实收资本总额等。

(三) 从业人员信息, 包括从业人员数量、职称及社保缴纳人数等。

(四) 企业变更情况, 包括企业更名或法定代表人变更, 企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定, 或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息, 配电网运营资质变化等。

(五) 售电公司年报信息, 内容包括但不限于企业基本情况、持续满足市场准入条件情况、财务情况、经营状况、业务范围、履约情况、重大事项, 信用信息、竞争力等。

(六) 售电公司零售套餐产品信息(如有)。

(七) 与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

(八) 其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第十八条 售电公司应当披露的公开信息包括:

(一) 履约保函、保险缴纳金额、有效期等信息。

(二) 拥有配电网运营权的售电公司应当披露电力业务许可证(供电类)编号、配电网电压等级、配电区域、配电价格等信息。

(三) 财务审计报告(如有)。

第十九条 售电公司应当向特定市场成员披露的特定信息包括:

(一) 市场交易申报信息。

(二) 与代理用户签订的购售电合同信息或者协议信息。

(三) 与发电企业签订的交易合同信息。

(四) 售电公司批发侧月度结算电量、结算均价。

(五) 可参与系统调节的响应能力和响应方式等。

第三节 电力用户

第二十条 电力用户应当披露的公众信息包括：

(一) 企业全称、企业性质、行业分类、用户类别、工商注册时间、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、经营范围、所属行业等。

(二) 企业变更情况，包括企业更名或法定代表人变更，企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。

(三) 与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

(四) 其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第二十一条 电力用户应当披露的公开信息包括：

(一) 企业用电类别、接入地市、用电电压等级、自备电源(如有)、变压器报装容量以及最大需量等。

(二) 配建储能信息(如有)。

第二十二条 电力用户应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

(一) 市场交易申报信息。

(二) 与发电企业、售电公司签订的购售电合同信息或协议信息。

(三) 企业用电信息，包括用电户号、用电户名、结算户号、

用电量及分时用电数据、计量点信息等。

(四) 可参与系统调节的响应能力和响应方式等。

(五) 用电需求信息, 包括月度、季度、年度的用电需求安排。

(六) 大型电力用户计划检修信息。

第四节 新型主体

第二十三条 独立储能应当披露的公众信息包括:

(一) 企业全称、企业性质、额定容量、工商注册时间、统一社会信用代码、股权结构、经营范围、法定代表人、联系方式等。

(二) 企业变更情况, 包括企业更名或法定代表人变更, 企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定, 依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。

(三) 与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

(四) 其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第二十四条 独立储能应当披露的公开信息包括:

(一) 调度名称、调度管辖关系、投运日期、接入电压等级、机组技术类型(电化学、压缩空气等)、所在地市。

(二) 满足参与市场交易的相关技术参数, 包括额定充(放)电功率、额定充(放)电时间、最大可调节容量、最大充放电功率、最大持续充放电时间等。

第二十五条 独立储能应当向特定市场成员披露的特定信

息包括：

（一）市场交易申报信息、合同信息。

（二）性能参数类信息，包括提供调峰、调频、旋转备用等辅助服务的持续响应时长，最大最小响应能力、最大上下调节功（速）率、充放电爬坡速率等。

（三）计量信息，包括户名、发电户号、用电户号、结算户号、计量点信息、充放电电力电量等信息。

第二十六条 虚拟电厂、负荷聚合商等其他新型主体信息披露要求根据市场发展需要另行明确。

第五节 电网企业

第二十七条 电网企业应当披露的公众信息包括：

（一）企业全称、企业性质、工商注册时间、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、供电区域等。

（二）与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

（三）政府定价信息，包括输配电价、政府核定的输配电线路损率、各类政府性基金及其他市场相关收费标准等。

（四）代理购电信息，包括代理购电电量及构成、代理购电电价及构成、代理购电用户分电压等级电价及构成等。

（五）其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第二十八条 电网企业应当披露的公开信息包括：

（一）电力业务许可证（输电类、供电类）编号。

（二）发电机组装机、电量及分类构成（含独立储能）情况。

- (三) 年度发用电负荷实际情况。
- (四) 全社会用电量及分产业用电量信息（转载披露）。
- (五) 年度电力电量供需平衡预测及实际情况。
- (六) 输变电设备建设、投产情况。
- (七) 市场经营主体电费违约总体情况。
- (八) 需求响应执行情况。

第二十九条 电网企业应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

- (一) 向电力用户披露历史用电数据、用电量等用电信息。
- (二) 经电力用户授权同意后，应允许市场经营主体获取电力用户历史用电数据、用电量等信息。

第六节 市场运营机构

第三十条 市场运营机构应当披露的公众信息包括：

- (一) 电力交易机构全称、工商注册时间、股权结构、统一社会信用代码、法定代表人、服务电话、办公地址、网站网址等。
- (二) 电力市场公开适用的法律法规、政策文件、规则细则类信息，包括交易规则、交易相关收费标准，制定、修订市场规则过程中涉及的解释性文档等。
- (三) 业务标准规范，包括注册流程、争议解决流程、负荷预测方法和流程、辅助服务需求计算方法、电网安全校核规范、电力市场服务指南、数据通讯格式规范等。
- (四) 信用信息，包括市场经营主体电力交易信用信息（经

政府部门同意）、售电公司违约情况等。

（五）电力市场运行情况，包括市场注册、交易总体情况。

（六）强制或自愿退出且公示生效后的市场经营主体名单。

（七）市场结构情况，可采用 HHI、Top-m 等指标。

（八）市场暂停、中止、重新启动等情况。

（九）其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第三十一条 市场运营机构应当披露的公开信息包括：

（一）报告信息，包括信息披露报告等定期报告、经国家能源局派出机构或者地方政府电力管理部门认定的违规行为通报、市场干预情况、电力现货市场第三方校验报告、经审计的收支总体情况（收费的电力交易机构披露）等。

（二）交易日历，包括多年、年、月、周、多日、日各类交易安排。

（三）电网主要网络通道示意图。

（四）约束信息，包括发输变电设备投产、检修、退役计划，关键断面输电通道可用容量，省间联络线输电可用容量，必开必停机组名单及总容量，开停机不满最小约束时间机组名单等。

（五）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、节点分配因子及其确定方法、节点及分区划分依据和详细数据等。

（六）预测信息，包括系统负荷预测、电力电量供需平衡预测、省间联络线输电曲线预测、发电总出力预测、非市场机组总

出力预测、新能源（分电源类型）总出力预测、水电（含抽蓄）出力预测等。

（七）辅助服务需求信息，包括各类辅助服务市场需求情况，具备参与辅助服务市场的机组台数及容量、用户及售电公司总体情况。

（八）交易公告，包括交易品种、经营主体、交易方式、交易申报时间、交易合同执行开始时间及终止时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等必要信息。

（九）中长期交易申报及成交情况，包括参与的主体数量、申报电量、成交的主体数量、最终成交总量及分电源类型电量、成交均价及分电源类型均价、中长期交易安全校核结果及原因等。

（十）绿电交易申报及成交情况，包括参与的主体数量、申报电量、成交的主体数量、最终成交总量、成交均价等。

（十一）省间月度交易计划。

（十二）现货、辅助服务市场申报出清信息，包括各时段出清总量及分类电源中标台数和电量、出清电价、输电断面约束及阻塞情况等。

（十三）运行信息，包括机组状态、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、省间联络线潮流、重要线路与变压器平均潮流，发输变电设备检修计划执行情况、重要线路非计划停运情况、发电机组非计划停运情

况，非市场机组实际出力曲线，月度发用电负荷总体情况等。

（十四）市场结算总体情况，包括结算总量、均价及分类构成情况，绿电交易结算情况，省间交易结算情况，不平衡资金构成、分摊和分享情况，偏差考核情况等。

（十五）电力并网运行管理考核和返还明细情况，包括各并网主体分考核种类的考核费用、返还费用、免考核情况等。

（十六）电力辅助服务考核、补偿、分摊明细情况，包括各市场经营主体分辅助服务品种的电量、容量、补偿费用、考核费用、分摊比例、分摊费用等。

（十七）售电公司总体经营情况，包括售电公司总代理电量、户数、批发侧及零售侧结算均价信息，各售电公司履约保障凭证缴纳、执行情况、结合资产总额确定的售电量规模限额。

（十八）交易总体情况，包括年度、月度、月内、现货交易成交均价及电量。

（十九）发电机组转商情况，包括发电机组、独立储能完成整套设备启动试运行时间。

（二十）到期未取得电力业务许可证的市场经营主体名单。

（二十一）市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预主体、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。

第三十二条 市场运营机构应当向特定市场成员披露的特

定信息包括：

（一）成交信息，包括各类交易成交量价信息。

（二）日前省内机组预计划。

（三）月度交易计划。

（四）结算信息，包括各类交易结算量价信息、绿证划转信息、日清算单（现货市场）、月结算依据等。

（五）争议解决结果。

第四章 披露信息调整

第三十三条 信息调整是指市场成员扩增或变更本细则规定披露的信息，包括新增披露信息，变更披露内容、披露范围、披露周期等。

第三十四条 市场成员可申请扩增或变更信息，申请人应当将申请发送至电力交易机构，内容应包括扩增或变更信息内容、披露范围、披露周期、必要性描述、申请主体名称、联系方式等。

第三十五条 电力交易机构收到扩增或变更信息披露申请后在交易平台发布相关信息，征求市场成员意见。受影响的市场成员在信息发布后7个工作日反馈意见，电力交易机构汇总各市场成员的反馈意见并形成初步审核建议，报国家能源局或其派出机构审核，审核结果通过信息披露平台公示。

第三十六条 申请审核通过后，电力交易机构组织相关信息披露主体开展披露工作。

第三十七条 现货市场信息如有变更应及时发布变更说明。

第五章 信息保密和封存

第三十八条 信息披露主体在披露、查阅信息之前应在信息披露平台签订信息披露承诺书。信息披露承诺书中应明确信息安全保密责任与义务等条款。

第三十九条 任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。市场成员应当建立健全信息保密管理制度，定期开展保密培训，明确保密责任，必要时应当对办公系统、办公场所采取隔离措施。

第四十条 信息封存是指对关键信息的记录留存。任何有助于还原运行日情况的关键信息应当记录、封存。封存信息包括但不限于：

（一）运行日市场出清模型信息。

（二）市场申报量价信息。

（三）市场边界信息，包括外来（外送）电曲线、检修停运类信息、预测信息、新能源发电曲线、电网约束信息等。

（四）市场干预行为，包括修改计划机组出力、修改外来（外送）电出力、修改市场出清参数、修改预设约束条件、调整检修计划、调整既有出清结果等，应当涵盖人工干预时间、干预主体、干预操作、干预原因等。

（五）实时运行数据，包括机组状态、实际负荷等。

（六）市场结算数据、计量数据。

第四十一条 市场运营机构应当建立市场干预记录管理机制，明确记录保存方式。任何单位或者个人不得违法违规更改已封存信息。市场干预记录应当报国家能源局及其派出机构备案，国家能源局及其派出机构定期对市场干预行为进行监管，保证市场干预行为的公平性。

第四十二条 封存的信息应当以易于访问的形式存档，存储系统应当满足访问、数据处理和安全方面的要求。

第四十三条 信息的封存期限为 5 年，特殊情形除外。

第六章 监督管理

第四十四条 国家能源局及其派出机构对市场成员的信息披露工作进行监管。

第四十五条 电力交易机构配合国家能源局及其派出机构开展信息披露监管工作，对未按本细则披露信息的信息披露主体，采取提醒信息披露主体、报送国家能源局或其派出机构等方式进行管理。

第四十六条 市场成员应按照本细则要求，做好电力市场信息披露工作，不得出现以下行为：

- （一）信息披露不及时、不准确、不完整的。
- （二）制造传播虚假信息的。
- （三）发布误导性信息的。
- （四）其他违反信息披露有关规定的行为。

第四十七条 对于出现以上行为的市场成员，纳入电力交易信用评价，国家能源局及其派出机构可依法依规将其纳入失信管理，采取有关监管措施，并根据《电力监管条例》等有关规定作出行政处罚。

第四十八条 国家能源局及其派出机构组织电力交易机构对各市场成员披露信息的及时性、完整性、准确性等情况作出评价，评价结果向所有市场成员公布。

第七章 附 则

第四十九条 本细则由国家能源局华北监管局和内蒙古自治区能源局负责解释。

第五十条 本细则自印发之日起施行。

附表

电力市场信息披露内容（公众、公开部分）

一、发电企业

编号	信息名称	信息内容	披露时间或周期	披露范围	备注
1.1	基本信息	企业全称、所属集团、工商注册时间、统一社会信用代码、股权结构、法定代表人、电源类型、装机容量、联系方式等	注册生效后披露，及时更新	公众	股权结构只披露直接股东及股份占比
1.2	变更情况	包括企业更名或法定代表人变更，企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息	注册生效后披露，及时更新	公众	
1.3	关联信息	直接或间接控股其他企业 25%以上的，双方被同一股东控股 50%以上的	注册生效后披露，及时更新	公众	
1.4	电厂机组信息	包括电厂调度名称、所在地市、电力业务许可证（发电类）编号、机组调度管辖关系、投运机组台数、单机容量及类型、投运日期、接入电压等级、单机最大出力、机组出力受限的技术类型（如流化床、高背压供热）等	注册生效后披露，及时更新	公开	
1.5	抽蓄机组信息	包括最大发电能力、正常最小发电出力、最大抽水充电能力、正常最小抽水充电能力、静止到满载发电最小时间、静止到满载抽水最小时间、机组解列到重新并网最小间隔时间等	注册生效后披露，及时更新	公开	
1.6	配建储能信息（如有）	额定充（放）电功率、最大调节容量、最大充（放）电功率、额定充（放）电时间、最大持续充（放）电时间	注册生效后披露，及时更新	公开	
1.7	机组出力受限情况		及时披露	公开	
1.8	机组检修及设备改造计划		年	公开	

售电公司

编号	信息名称	信息内容	披露时间或周期	披露范围	备注
2.1	基本信息	企业全称、企业性质、售电公司类型、工商注册时间、注册资本金、统一社会信用代码、股权结构、经营范围、法定代表人、联系方式、营业场所地址、信用承诺书等	注册生效后披露，及时更新	公众	股权结构只披露直接股东及股份占比
2.2	变更情况	包括企业更名或法定代表人变更，企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息，配电网运营资质变化等	注册生效后披露，及时更新	公众	
2.3	关联信息	直接或间接控股 25%以上的，双方被同一股东控股 50%以上的	注册生效后披露，及时更新	公众	
2.4	资产信息	包括资产证明方式、资产证明出具机构、报告文号（编号）、报告日期、资产总额、实收资本总额等	年	公众	
2.5	从业人员信息	从业人员数量、职称及社保缴纳人数	年	公众	
2.6	售电公司年报	企业基本情况、持续满足市场准入条件情况、财务情况、经营状况、业务范围、履约情况、重大事项，信用信息、竞争力等	年	公众	
2.7	零售套餐产品信息（如有）		及时披露	公众	
2.8	履约保函、保险信息（如有）	各省履约保函（保险）缴纳金额、有效期等	及时披露	公开	
2.9	配电网运营有关信息（如有）	电力业务许可证（供电类）编号、配电网电压等级、配电区域、配电价格等	及时披露	公开	
2.10	财务审计报告（如有）		年	公开	

电力用户

编号	信息名称	信息内容	披露时间或周期	披露范围	备注
3.1	基本信息	企业全称、企业性质、行业分类、用户类别、工商注册时间、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、经营范围、所属行业等	注册生效后披露,及时更新	公众	
3.2	变更情况	包括企业更名或法定代表人变更,企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定,依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息	注册生效后披露,及时更新	公众	
3.3	关联信息	直接或间接控股 25%以上的,双方被同一股东控股 50%以上的	注册生效后披露,及时更新	公众	
3.4	用电信息	用电类别、接入地市、自备电源(如有)、变压器报装容量以及最大需量等	注册生效后披露,及时更新	公开	
3.5	配建储能信息	额定充(放)电功率、最大调节容量、最大充(放)电功率、额定充(放)电时间、最大持续充(放)电时间	注册生效后披露,及时更新	公开	

二、新型主体

编号	信息名称	信息内容	披露时间或周期	披露范围	备注
4.1	基本信息	企业全称、企业性质、额定容量、工商注册时间、统一社会信用代码、股权结构、经营范围、法定代表人、联系方式等	注册生效后披露， 及时更新	公众	股权结构只披露 直接股东及股份 占比
4.2	变更情况	包括企业更名或法定代表人变更，企业增 减资、合并、分立、解散及申请破产的决 定，依法进入破产程序、被责令关闭等重 大经营信息	注册生效后披露， 及时更新	公众	
4.3	关联信息	直接或间接控股 25%以上的，双方被同一 股东控股 50%以上的	注册生效后披露， 及时更新	公众	
4.4	储能设备信息	调度名称、调度管辖关系、投运日期、接 入电压等级、机组技术类型（电化学、压 缩空气等）、所在地市	注册生效后披露， 及时更新	公开	
4.5	技术参数	额定充（放）电功率、最大调节容量、最 大充（放）电功率、额定充（放）电时间、 最大持续充（放）电时间	注册生效后披露， 及时更新	公开	

三、电网企业

编号	信息名称	信息内容	披露时间或周期	披露范围	披露市场	备注
5.1	基本信息	企业全称、企业性质、工商注册时间、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、供电区域等	注册生效后披露，及时更新	公众	省间、省内	
5.2	关联信息	直接或间接控股 25%以上的，双方被同一股东控股 50%以上的	注册生效后披露，及时更新	公众	省间、省内	
5.3	政府定价信息	政府印发的电价政策相关文件、输配电价、政府核定的输配电线损率、政府性基金及附加等	收到文件后 5 个工作日内	公众	省间、省内	
5.4	代理购电信息	代理购电量及构成、代理购电价及构成（含上网环节线损折价，系统运行费用折价等）、代理购电用户分电压等级电价及构成	月	公众	省内	
5.5	电力业务许可证	电力业务许可证（输电类、供电类）编号	注册生效后披露，及时更新	公开	省间、省内	
5.6	发电机组装机及发电总体情况	各类型电源（含独立储能）的装机容量、投产及退役容量、发电量等	月	公开	省间、省内	
5.7	全社会以及分产业用电量信息		月	公开	省间、省内	转载披露
5.8	年度供需实际情况	电网最高负荷、负荷变化和供需情况	年	公开	省间、省内	
5.9	年度电力电量供需预测	次年度供需预测情况（最高负荷、供需形势分析）	年	公开	省间、省内	
5.10	输变电设备建设、投产情况	220kV 及以上输变电设备年度建设投产规模	年	公开	省内	
5.11		220 千伏及以上电源送出工程建设投产计划	年	公开	省内	
5.12		省间联络线工程建设投产计划	年	公开	省间	

编号	信息名称	信息内容	披露时间或周期	披露范围	披露市场	备注
5.13	市场经营主体电费违约总体情况		月	公开	省内	
5.14	需求响应执行情况		地方政府发布后及时更新	公开	省内	

四、市场运营机构

编号	信息名称	信息内容	披露时间或周期	披露范围	披露市场	提供方	备注
6.1	交易机构基本信息	机构全称、工商注册时间、股权结构、统一社会信用代码、法定代表人、服务电话、办公地址、网站网址等	注册生效后披露，及时更新	公众	省间、省内	电力交易机构	股权结构披露 直接股东及股份占比
6.2	法律法规、政策文件、规则及细则	电力市场公开适用的法律法规、政策文件	收到文件后5个工作日内	公众	省间、省内	电力交易机构	
6.3		可公开的电力市场规则细则类信息，包括交易规则，制定、修订市场规则过程中涉及的解释性文档等	文件印发后5个工作日内	公众	省间、省内	电力交易机构	
6.4		交易收费标准（如有）	收到文件后5个工作日内	公众	省间、省内	电力交易机构	
6.5	业务标准规范	负荷预测方法和流程	及时更新	公众	省内	电力调度机构	
6.6		辅助服务需求计算方法	及时更新	公众	省间、省内	电力调度机构	
6.7		电网安全校核规范	及时更新	公众	省间、省内	电力调度机构	
6.8		市场经营主体注册流程	制定后及时披露	公众	省间、省内	电力交易机构	
6.9		争议解决流程	制定后及时披露	公众	省间、省内	电力交易机构	
6.10		电力市场服务指南	制定后及时披露	公众	省间、省内	电力交易机构	
6.11		数据通讯格式规范	制定后及时披露	公众	省间、省内	电力交易机构	
6.12	信用信息	经政府同意的市场经营主体电力交易信用信息	年	公众		电力交易机构	
6.13		售电公司违约情况	发生后及时披露	公众	省间、省内	电力交易机构	
6.14	电力市场运行情况	截至上一年度各类市场经营主体注册情况，上一年度交易结算总量、均价情况	年	公众	省间、省内	电力交易机构	

编号	信息名称	信息内容	披露时间或周期	披露范围	披露市场	提供方	备注
6.15	退市市场经营主体名单	强制或自愿退出且公示生效后的市场经营主体名单	及时更新	公众	省间、省内	电力交易机构	
6.16	市场结构情况	HHI、Top-m 指标	年	公众	省内	电力交易机构	
6.17	市场暂停、中止、重新启动等情况		发生后及时披露	公众	省间、省内	电力调度机构 电力交易机构	
6.18	市场信息披露报告	市场信息披露报告,包括电网概况、电力供需及预测情况、市场准入、市场交易、市场结算、市场建设、违规情况、市场干预情况等	季、月	公开	省间、省内	电力交易机构	交易机构牵头编制报告,其他信息披露主体提供相关信息
6.19	违规行为通报及市场干预情况	经国家能源局派出机构或者地方政府电力管理部门认定的违规行为通报、市场干预情况	收到文件后 5 个工作日内	公开	省间、省内	电力交易机构	
6.20	电力现货市场第三方校验报告		按照市场管理委员会要求时间	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.21	交易机构经审计的收支总体情况		年	公开	——	电力交易机构	向市场经营主体收费的电力交易机构披露
6.22	交易日历	多年、年、月、周、多日、日各类交易安排	年	公开	省间、省内	电力交易机构	
6.23	电网主要网络通道示意图	500kV 电压等级及以上	年	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.24	约束信息	发输变电设备投产、退役计划	年、月	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.25		发输变电设备检修计划	年、月、日	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.26		省间联络线输电可用容量(考虑所有已知影响)	年、月、周	公开	省间	电力调度机构	月度分周按峰平谷时段披露,周按交易时间单元披露
6.27		省内关键输电断面可用容量(考虑所有已知影响)	年、月、周	公开	省内	电力调度机构	

编号	信息名称	信息内容	披露时间或周期	披露范围	披露市场	提供方	备注
6.28		必开必停机组名单及总容量	日	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.29		开停机不满最小约束时间机组名单	日	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.30	参数信息	市场出清模块算法及运行参数	及时更新	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.31		价格限值	及时更新	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.32		约束松弛惩罚因子	及时更新	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.33		节点分配因子	日	公开	省内	电力调度机构	以每两小时为单位披露，适用于节点边际电价市场
6.34		节点分配因子确定方法	及时更新	公开	省内	电力调度机构	适用于节点边际电价市场
6.35		节点及分区划分依据和详细数据	及时更新	公开	省内	电力调度机构	适用于节点边际电价市场
6.36	预测信息	系统负荷预测	月	公开	省内	电力调度机构	月最大负荷
6.37			周、日	公开	省内	电力调度机构	按交易时间单元披露
6.38		电力电量供需平衡预测	月	公开	省内	电力调度机构	供需形势分析
6.39			日	公开	省内	电力调度机构	按交易时间单元披露供需差额
6.40			各电网电力平衡预测	月	公开	省间	电力调度机构
6.41		省间联络线输电曲线预测	日前、日内	公开	省内	电力调度机构	按交易时间单元披露
6.42		发电总出力预测	日	公开	省间、省内	电力调度机构	按交易时间单元披露，分区边际电价市场需发布分区预

编号	信息名称	信息内容	披露时间或周期	披露范围	披露市场	提供方	备注
							测
6.43		非市场机组总出力预测	日	公开	省间、省内	电力调度机构	按交易时间单元披露
6.44		新能源总出力预测	周、日	公开	省内	电力调度机构	分电源类型按交易时间单元披露
6.45		水电（含抽蓄）总出力预测	周、日	公开	省间、省内	电力调度机构	按交易时间单元披露
6.46		各类辅助服务需求总量	日	公开	省间、省内	电力调度机构	按交易时间单元披露
6.47	辅助服务需求信息	具备参与辅助服务市场的机组台数及容量、用户及售电公司个数等	日	公开	省间、省内	电力调度机构	按交易时间单元披露
6.48	交易公告	包括交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易合同执行开始时间及终止时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等	交易组织前及时披露	公开	省间、省内	电力交易机构	
6.49	中长期交易申报及成交情况	包括交易参与的主体数量、申报情况、成交的主体数量、成交总量及分电源类型电量、成交均价及分电源类型均价等	交易出清后及时披露	公开	省间、省内	电力交易机构	
6.50	中长期交易安全审核及原因		交易出清后及时披露	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.51	绿电交易申报及成交情况	包括参与的主体数量、申报电量、成交的主体数量、最终成交总量、成交均价	交易出清后及时披露	公开	省间、省内	电力交易机构	

编号	信息名称	信息内容	披露时间或周期	披露范围	披露市场	提供方	备注
6.52	现货市场申报、出清信息	日前、日内平均申报电价，日前、日内各时段出清电量及各类电源电量和台数，日前、日内平均出清电价	出清后及时披露	公开	省间、省内	电力调度机构	节点边际电价市场应当披露交易时间单元所有节点的节点边际电价以及各节点边际电价的电能、阻塞等各分量价格
6.53	辅助服务市场申报、出清信息	各类辅助服务市场申报总电量及平均价格，各时段出清电量及各类电源电量和台数、平均中标价格	出清后及时披露	公开	省间、省内	电力调度机构	出清按交易时间单元披露，其他按日披露
6.54	日前、实时市场各时段出清的断面约束及阻塞情况		日	公开	省间、省内	电力调度机构	运行结束按交易时间单元披露，适用节点边际电价市场
6.55	省间交易计划		月	公开	省间	电力交易机构	
6.56	运行信息	机组状态	日	公开	省间、省内	电力调度机构	运行日次日按交易时间单元披露
6.57		发电总出力	日	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.58		非市场机组总出力	日	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.59		新能源总出力	日	公开	省内	电力调度机构	
6.60		水电（含抽蓄）总出力	日	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.61		实际负荷	日	公开	省内	电力调度机构	
6.62		系统备用信息	日	公开	省内	电力调度机构	
6.63		重要通道实际输电情况	日	公开	省内	电力调度机构	
6.64		实际运行输电断面约束情况	日	公开	省内	电力调度机构	

编号	信息名称	信息内容	披露时间或周期	披露范围	披露市场	提供方	备注
6.65		省间联络线输电情况	日	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.66		重要线路与变压器平均潮流	日	公开	省内	电力调度机构	
6.67		发输变电设备投产、退役、检修、改造等计划执行情况	月、日	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.68		重要线路实际停运情况	日	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.69		发电机组非停情况	日	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.70		电网负荷总体情况	月	公开	省内	电力调度机构	最高最低负荷和负荷变化情况
6.71	电力并网运行管理考核和返还明细	各并网主体分考核种类考核费用、返还费用、免考核情况等	月	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.72	电力辅助服务考核、补偿和分摊明细	各市场经营主体分辅助服务品种的电量/容量、补偿费用、考核费用、分摊比例、分摊费用等	月	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.73	结算情况	结算总体情况及分类构成情况	月	公开	省间、省内	电力交易机构	
6.74			日	公开	省间、省内	电力交易机构	
6.75		绿电交易结算情况	月	公开	省间、省内	电力交易机构	
6.76		省间交易结算情况	月	公开	省间	电力交易机构	
6.77		不平衡资金构成、分摊和分享情况	月	公开	省内	电力交易机构	不平衡资金分项计列
6.78		偏差考核情况	月	公开	省间、省内	电力交易机构	
6.79	售电公司结算总体情况	售电公司代理电量，批发侧、零售侧结算均价	月	公开	省内	电力交易机构	零售侧结算均价不含输配电价及基金附加等
6.80	售电公司履约保障凭证情况	各售电公司履约保障凭证缴纳、执行情况，结合资产总额	月	公开	省内	电力交易机构	

编号	信息名称	信息内容	披露时间或周期	披露范围	披露市场	提供方	备注
		确定的售电量规模限额					
6.81	交易总体情况	年度、月度、月内、现货交易成交均价及电量	月	公开	省间、省内	电力交易机构	中长期交易分电源类型披露
6.82	发电机组转商情况	发电机组、独立储能完成整套设备启动试运行时间	及时更新	公开	省间、省内	电力调度机构	
6.83	到期未取得电力业务许可证的市场经营主体名单		及时更新	公开	省间、省内	电力交易机构	
6.84	市场干预情况原始日志	干预时间、干预主体、干预操作、干预原因	发生后及时披露	公开	省间、省内	电力调度机构 电力交易机构	
6.85	省间联络线输电容量分配结果		日	公开	省内	电力调度机构	适用于分区边 际电价市场
6.86	省间联络线输电容量预留		日	公开	省内	电力调度机构	
6.87	平衡市场交易电量、价格		日	公开	省内	电力调度机构	
6.88	再调度费用及明细		季	公开	省内	电力调度机构	

附件 8

**内蒙古电力多边交易市场
经营主体交易行为及
信用评价实施细则
(征求意见稿)**

二〇二四年十一月

第 233 页, 共 269 页

目 录

第一章	总 则	1
第二章	评价机制	2
第三章	评价指标	3
第四章	等级评价	7
第五章	评价流程	8
第六章	结果应用	10
第七章	信用修复	10
第八章	附 则	12

第一章 总 则

第一条 为进一步深化内蒙古自治区电力体制改革，提升电力资源的优化配置效率，促进可再生能源消纳，保障市场公平、高效运行，按照《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其相关配套文件、《电力监管条例》、《关于对电力行业严重违法失信市场主体及其有关人员实施联合惩戒的合作备忘录》（发改运行〔2017〕946号）、《关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见》（发改体改〔2020〕234号）、《关于推进社会信用体系建设高质量发展促进形成新发展格局的意见》《内蒙古电力多边交易市场基本规则》和有关法律、法规规定等文件要求，结合内蒙古自治区实际，制定本细则。

第二条 电力市场交易信用管理，坚持公开透明、褒扬诚信、惩戒失信的原则。信用评价工作全流程接受市场主管、监管部门管理与监督。本细则适用于内蒙古电力多边交易市场（以下简称“内蒙古电力市场”）内已完成注册登记流程、获得电力市场交易资质并参与电力交易的经营主体，包括但不限于发电企业、电力用户、售电企业以及新型经营主体等。

第三条 电力市场信用评价是通过科学、标准的评价体系对电力经营主体在执行国家相关法律、法规及政策，参与社会活动、

承担社会责任、履行相关合约的能力进行综合评价，并得出确定结果的行为。

第四条 内蒙古电力市场信用管理由内蒙古电力交易中心有限责任公司（以下简称“电力交易机构”）负责。电力交易机构进行电力市场信用评价和管理，根据经营主体信用评价结果和市场运营情况，建立经营主体信用管理机制，对能够客观反映经营主体交易行为和履约表现(包括但不限于注册、交易、结算、信息管理、合同履行以及费用缴纳等)的数据和信息，进行收集、记录与评估计算，生成信用评价结果，并进行发布和应用等系列工作。现阶段暂由电力交易机构负责经营主体信用体系的建设管理工作。

第二章 评价机制

第五条 电力交易机构按照内蒙古电力市场主管部门管理指导，建立健全市场信用评价体系，负责电力经营主体信用评价工作具体实施，采集信用信息、做好信息公开、建设信用档案、培育市场诚信，防范交易业务违约风险；及时将评价结果报内蒙古电力市场主管部门，依规发布评价结果；根据评价结果提交名单建议，建立信用评价“黑红名单”制度；充分利用信用评价结果，按需开展信息核验、保函跟踪、市场培训等联合奖惩工作；履行保密义务，接受政府监管。

第七条 电网企业、调度机构按照评价工作需要，及时提供经营主体调度纪律遵守情况、电费缴纳、合同履行情况等，对其真实性、有效性负责。

第八条 经营主体应按照评价工作需要，按时向电力交易机构提交有关数据并提供支撑材料，对其真实性、有效性负责。

第九条 市场初期，信用评价工作按季度进行评分，按年度进行评级。其中场外指标资料按年进行收集，场内指标按季度进行统计测算评分。原则上，新入市经营主体自参与交易后下一季度开展评分工作，在开展下一年度交易前发布上一周期信用评级结果。

第十条 电力交易机构定期将经营主体评价结果报电力监管机构及内蒙古电力市场主管部门，共享至相关信用管理平台，并做好评价结果联动应用。

第三章 评价指标

第十一条 按照内蒙古电力多边交易经营主体信用评价指标对经营主体开展交易行为信用评价，内蒙古电力多边交易经营主体信用评价指标根据市场方案与运行情况动态调整。

第十二条 评价指标主要由基础指标、奖励指标、惩罚指标三部分组成。根据数据获取渠道和信用表征范围不同，基础指标分为场内指标和场外指标。场内评价主要评价经营主体在市场交易中的表现和行为，涉及市场化市场管理、合同管理、运行管理、

信息公开等方面的评价；场外评价主要评价市场主体的财务状况、社会信用以及获奖状况等。

信用评价总得分=基础指标评分+奖励指标评分+惩罚指标扣除分

第十三条 基础指标

基础指标总分为 1000 分。其中，场内指标权重 800 分，场外指标权重 200 分。

（一）售电企业基础指标

1.场外指标

（1）财务状况 120 分，包括偿债能力、盈利能力等；

（2）社会信用 80 分，包括管理人员信用、企业信用等。

2.场内指标

（1）市场管理 420 分，包括售电业务、用户优势、信息管理、交易管理、结算管理、社会责任、市场交互等；

（2）合同管理 140 分、包括履约保函、合同签订、合同执行等；

（3）运行管理 120 分，包括市场满意度、负荷预测、代理用户等；

（4）交易系统操作 60 分，包括操作规范性、账号密码管理、系统软件漏洞等；

（5）信息公开 60 分，包括信息公开规范性、信息公开及时性等。

（二）电力用户基础指标

1.场外指标

（1）信用情况 160 分，包括法定代表人、社会信用记录、相关认证信用等级等；

（2）奖励情况 40 分，包括企业获得科技创新、质量管理、先进评选等各项荣誉、奖项情况等。

2.场内指标

（1）市场管理 490 分，包括市场交易能力、信息管理、交易管理、结算管理、社会责任、市场交互等；

（2）运行管理 120 分，包括用电行为、市场满意度、负荷预测等；

（3）交易系统操作 90 分，包括操作规范性、账号密码管理、系统软件漏洞等；

（4）信息公开 100 分，包括信息公开规范性、信息公开及时性等。

（三）发电企业基础指标

1.场外指标

（1）信用情况 160 分，包括法定代表人、社会信用记录、相关认证信用等级等；

（2）奖励情况 40 分，包括企业获得科技创新、质量管理、先进评选等各项荣誉、奖项情况等。

2.场内指标

(1) 市场管理 530 分，包括市场交易能力、信息管理、交易管理、结算管理、社会责任、市场交互等；

(2) 运行管理 80 分，包括市场满意度、负荷预测等；

(3) 交易系统操作 90 分，包括操作规范性、账号密码管理、系统软件漏洞等；

(4) 信息公开 100 分，包括信息公开规范性、信息公开及时性等。

第十四条 奖励指标

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，最高不超过 100 分。

(一) 售电企业奖励指标，包括主动建议、投诉举报、交易系统软件漏洞上报、企业诚信文化建设等。

(二) 电力用户奖励指标，包括主动建议、投诉举报、电力需求侧响应、交易系统软件漏洞上报、企业诚信文化建设等。

(三) 发电企业奖励指标，包括主动建议、投诉举报、能源清洁低碳高效利用、交易系统软件漏洞上报、企业诚信文化建设等。

第十五条 惩罚指标

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，分数扣完为止。

(一) 售电企业惩罚指标，包括虚假信息、不履行交易结果、不正当竞争等。

(二)电力用户惩罚指标,包括虚假信息、不履行交易结果、不正当竞争等、不当行为等。

(三)发电企业惩罚指标,包括虚假信息、不履行交易结果、不正当竞争等。

第四章 等级评价

第十六条 电力交易机构按照经营主体信用评价指标,定期进行等级评价。评价结果在内蒙古电力交易平台定期公布。

第十七条 信用评价结果采用“四等六级制”划分等级,分为A、B、C、D四等,下设AAA、AA、A、B、C、D六级。必要时,可根据评分通过“+”、“-”对企业信用等级进行微调,以区分相同等级下信用优劣。发生(较)严重的失信行为时,信用等级可直接降为“C”或“D”等级。

信用评价得分与信用等级对应关系

信用等级评价	信用评价分数区间	信用评价情况
AAA	900分及以上	优秀
AA	800-899分	优良
A	700-799分	良好
B	500-699分	一般
C	300-499分	较差
D	299分及以下	差

AAA 级表示经营主体信用记录优秀，交易、履约能力强，不确定因素对其经营和发展的影响极小。

AA 级表示经营主体信用记录优良，交易、履约能力强，不确定因素对其经营和发展影响很小。

A 级表示经营主体信用记录良好，交易、履约能力较强，不确定因素对其经营和发展影响较小。

B 级表示经营主体履约能力不稳定，交易能力一般，目前对合同的履行尚属适应，但未来经营与发展容易受内外部不确定因素的影响，履约能力会产生波动。

C 级表示经营主体履约能力不稳定，交易能力较差，有较多不良信用记录。

D 级表示经营主体履约能力差，交易能力很差，有较多不良信用记录。

第十八条 为强化市场培育，在未发生惩罚性事项的情况下，新入市经营主体注册生效后首次信用评价结果按 A 级评定。如发生惩罚性事项的，按照惩罚指标自 700 分向下扣，以实际得分对应等级作为最终评定结果。

第五章 评价流程

第十九条 各经营主体交易行为信用评价工作按照如下步骤开展：

(一) 参评材料提交。经营主体根据信用评价工作安排，于年度评级工作启动 1 个月内通过系统平台等方式及时录入相关信息并提交信用相关证明资料。未按要求及时提供的，涉及的评价指标以零分记。

(二) 信用评分计算。电力交易机构每季度结束后开始归集评价样本数据，以交易单元为单位分指标计算信用评分。

(三) 评分结果公示。电力交易机构将形成的评分结果通过电力交易平台等渠道对经营主体公示，公示时间为 5 个工作日。

(四) 评分异议申诉。对评分结果存异议的经营主体，可在公示期内以书面形式向电力交易机构提出异议申诉，说明理由并提交相关证明材料。公示期满后视为无异议，不再接受异议申诉。评价指标与评分标准不在异议范围内。

(五) 评分结果发布。电力交易机构按季度及时发布各经营主体评分结果根据上一评级周期四个季度评分情况按年对经营主体进行信用评级，通过系统平台向经营主体及社会发布，并将评价结果报送内蒙古电力市场主管部门与电力监管机构。评级结果将直接发布，不再进行公示。

第二十条 经营主体在上一个评价周期完成后，如发生重大市场问题，经内蒙古电力市场主管部门、电力监管机构认定后，动态调整相关主体信用评价等级。

第二十一条 电力交易机构根据需要适时向经营主体颁发信用等级评价证书。

第六章 结果应用

第二十二条 市场初期，以售电主体起步，将信用评级结果与市场注册、退出，信息核验管理，市场交易行为，信息获取，市场培训等环节建立联合奖惩机制。适时将评价结果推送至“信用中国”的等政府指定网站。

第二十三条 信用评价结果按照奖优罚劣原则，可以但不限于以下应用：

- （一）履约保函（保险）额度调整；
- （二）信息核验管理；
- （三）中长期合同交易优先级；
- （四）市场培训与认证；
- （五）保底售电公司管理；
- （六）交易行为信用黑红名单；
- （七）信用风险预警；
- （八）联合惩戒；
- （九）其他政策法规规定的情况。

第七章 信用修复

第二十四条 为深入推进信用体系建设,建立贯穿事前、事中、事后全过程机制,鼓励和引导失信主体主动纠正失信行为,消除不良影响,维护失信主体合法权益,开展信用修复工作。

第二十五条 修复流程

(一)除法律、法规和相关政策文件明确不可修复的情形外，C级及以下经营主体纠正失信行为、消除失信不良影响后可在信用评价结果发布30日内向电力交易机构书面提交信用修复申请及相关材料。

(二)收到申请后，电力交易机构对资料进行核查，对未达修复条件的申请予以驳回，对符合修复条件的经营主体情况通过系统平台向经营主体公示，公示期5个工作日。

(三)若市场相关方有异议的，应在公示期内以书面方式实名向电力交易机构提出异议，说明理由并提交相应证明材料，逾期视为无异议。

(四)电力交易机构核实后，修正修复结果或驳回异议。

(五)公示期满且无异议，电力交易机构将修复情况同步报送内蒙古电力市场主管部门、电力监管机构，经其批准后停止相应惩戒措施。

第二十六条 修复限制

(一)被处以吊销许可证件、责令退市、永久限制开展生产经营活动、终身限制从业的，不得申请信用修复。

(二)经营主体负面行为修复或评价等级提升后，售电公司停牌、暂停交易资格按照最新评级与记分执行，失信行为曝光不予撤销。

(三)经营主体被移出电力行业严重违法失信“黑名单”的，在满足内蒙古电力市场相关规则的条件下，可重新申请注册。

第八章 附 则

第二十七条 本细则由华北能源监管局、内蒙古自治区能源局负责解释。

第二十八条 华北能源监管局与内蒙古自治区能源局负责经营主体信用评价工作的管理，监督指导经营主体信用评价工作的正常开展，并对评价结果进行利用。根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修订。

第二十九条 本细则自发布之日起施行。

附件 9

内蒙古电力多边交易市场需求侧 响应交易实施细则 (征求意见稿)

二〇二四年十一月

目 录

第一章 总 则	1
第二章 交易主体	2
第三章 交易方式与周期	5
第四章 需求侧响应交易组织流程	5
第一节 日前需求侧响应	5
第二节 紧急需求侧响应	8
第三节 响应效果评估	10
第五章 费用结算	11
第一节 需求侧响应补偿费用	11
第二节 需求侧响应考核费用	13
第三节 费用分摊	14
第四节 需求侧响应分摊费用结算顺序	15
第六章 其他事项	15

第一章 总 则

第一条 [依据]为构建安全高效的新型电力系统，充分激发和释放用户侧灵活调节能力，发挥市场在资源配置中的决定性作用。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）、《电力需求侧管理办法(2023年版)》（发改运行规〔2023〕1283号）、《内蒙古电力多边交易市场基本规则》和有关法律、法规规定，结合内蒙古电力多边交易市场实际情况，制定本规则。

第二条 [适用范围]本实施细则适用于内蒙古电力多边交易市场（以下简称“内蒙古电力市场”）中开展的需求侧响应交易。

第三条 [定义]电力需求侧响应是指应对短时的电力供需紧张、可再生能源电力消纳困难等情况，通过经济激励为主的措施，引导电力用户、负荷聚合商、虚拟电厂运营商、电动汽车运营商等各类经营主体根据电力系统运行的需求自愿调整用电行为，实现削峰填谷，提高电力系统灵活性，保障电力系统安全稳定运行，促进可再生能源电力消纳。

第四条 [市场原则]按照“公平公正、自愿参加、需求侧响应优先、有序用电保底”的原则，遵循“政府主导、统筹兼顾、安全稳定”的工作要求，推动经营主体参与电力需求侧响应，全力构建清洁低碳、安全高效的新型电力系统。

第二章 交易主体

第五条 [权利与义务]

电网企业负责用户需求侧响应的通知与紧急需求侧响应触发及执行资源库中的经营主体签订负荷直控协议,负责开展财务结算,需求侧响应执行,计量数据管理,紧急需求侧响应能力测试,按职责负责相关技术支持系统的建设运维,负责开展有序用电的管理工作等。

电力调度机构负责触发需求侧响应及相关信息发布,负责基于现货竞价的交易出清,安全校核,分析监测和相关技术支持系统的建设运维与数据交互等。

电力交易机构负责日前需求侧响应的组织申报、紧急需求侧响应组织申报与交易出清,出具结算依据,基线负荷计算,响应效果评估及相关技术支持系统的建设运维及信息披露等。

第六条 [资源类型]需求侧响应资源包括工业负荷、商业负荷、虚拟电厂、电动汽车。

第七条 [经营主体]需求侧响应经营主体包括内蒙古电力市场内的电力用户、负荷聚合商、虚拟电厂、电动汽车运营商。参与主体应符合国家和内蒙古电力市场有关准入条件,满足参与市场交易的计量条件,满足按节点进行申报、通信等技术条件,信用良好,未被列入失信联合惩戒黑名单,符合信用管理要求。

（一）电力用户

1.具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。

2.具有内蒙古电力市场内独立电力营销户号，属于内蒙古电力市场交易用户，属于内蒙古电网区域范围内。

3.原则上单个需求侧响应用户按节点单次申报响应量不低于1兆瓦，市场初期，参与需求侧响应用户申报小时数不小于电网及电力调度机构触发需求侧响应小时数。

4.具备独立采控计量条件。

（二）负荷聚合商

1.具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。

2.代理参与需求侧响应的电力用户具备上述电力用户准入条件。

3.负荷聚合商应具有售电公司资质，并与代理用户签署需求侧响应协议。

4.负荷聚合商按被代理用户所在节点进行响应能力申报，节点申报能力不低于1兆瓦，市场初期，负荷聚合商可以作为虚拟电厂，参与需求侧响应负荷聚合商代理的用户申报小时数不小于电网及电力调度机构触发需求侧响应小时数。

5.代理的用户属于内蒙古电网区域范围内，需具备独立电力营销户号，且具备按节点参与需求侧响应能力。

6.代理的用户具备独立采控计量条件。

（三）虚拟电厂运营商

1.具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。

2.虚拟电厂要求具备节点申报条件，节点申报能力不低于1兆瓦，市场初期，参与需求侧响应虚拟电厂聚合的用户申报小时数不小于电网及电力调度机构触发需求侧响应小时数。

3.具备独立采控计量条件。

4.虚拟电厂应具备与内蒙古电力交易平台、新型负荷管理平台进行数据交互的技术支持系统，并满足系统接入的基本要求，功能包括负荷在线监测、负荷优化调控、分布式能源协同控制、合同管理、结果管理、系统管理等。

5.虚拟电厂运营商应与代理用户签署需求侧响应协议，代理用户需属于内蒙古电网区域范围内，且具备按节点参与需求侧响应能力。

（四）电动汽车运营商

1.具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体，且属于内蒙古电网区域范围内。

2.电动汽车聚合商代理的电动汽车充电桩应满足相关标准规范要求，符合电网安全运行相关技术要求。

3.电动汽车管理平台应满足与内蒙古电力交易平台、新型负荷管理平台系统接入的基本要求，电动汽车充换电站原则上应具备单独计量条件，且具备按节点参与需求侧响应能力。

4.电动汽车运营商要求具备节点申报条件，节点申报能力不低于1兆瓦，市场初期，参与需求侧响应电动汽车运营商申报小时数不小于电网及电力调度机构触发需求侧响应小时数。

第三章 交易方式与周期

第八条 [交易分类]需求侧响应交易分为日前需求侧响应和紧急需求侧响应。

第九条 [交易方式]采用与现货电能量交易“顺序衔接、独立出清”的方式协同运行。

第十条 [交易周期]日前需求侧响应以日为周期，按需开展交易；紧急需求侧响应以月为周期组织开展，根据运行日需要调用。

第四章 需求侧响应交易组织流程

第一节 日前需求侧响应

第十一条 若预计运行日出现供电能力不足、局部负荷过载

或其他系统安全需要等情况时，则按需启动需求侧响应。电力调度机构将电力供需缺口、需求容量、需求时段等相关信息作为系统边界信息通过内蒙古电力交易平台向经营主体发布，并将信息发送电网公司。

第十二条 经营主体通过内蒙古电力交易平台申报响应容量、补偿价格、响应时段等信息，具有多个电力营销户号的经营主体，只能申报一个补偿价格。

第十三条 交易组织流程：为做好与现货衔接出清，经营主体在日前（D-1日）申报，根据电力交易机构发布的相关信息，结合自身实际情况，自主申报下调量报价曲线，电力交易机构将经营主体相关信息推送给电力调度机构，电力调度机构在现货市场日前出清后，经出清计算确定需求侧响应中标范围和中标结果，并将出清结果推送给电力交易机构，电力交易机构向中标主体发布。

（一）日前（D-1日）14:30前，电力交易机构发布需求侧响应竞价信息，包括：响应容量、响应时段等。

（二）日前（D-1日）15:30前，经营主体根据电力交易机构发布的需求侧响应信息通过内蒙古电力交易平台申报运行日（D日）的响应时段、容量、价格等、下调量报价曲线（单位为元/MWh，电力最小单位是1MW，申报价格下限暂定为100元

/MWh，申报价格上限暂定为 1500 元/MWh)。市场初期需求侧响应时间段内，参与响应经营主体只能申报一段，一段申报需求侧响应时间全段，待市场成熟后，可采用多段报价。

(三) 日前 (D-1 日) 18:00 前，电力调度机构基于市场运行边界条件以及需求侧响应申报信息，按照现货市场出清原理开展计算出清，得到各经营主体的需求侧响应中标计划和节点出清价格(各节点的出清价格不高于当时全部经营主体申报最高价)。出清结果反馈给电力交易机构与电网企业，并对经营主体进行披露。

第十四条 响应调整和中止

(一) 日前 (D-1 日) 预计运行日 (D 日) 出现联络线计划曲线调整、机组非停或其他系统安全需要等边界条件重大变化时，电力调度机构可视电力供需实际情况调整需求容量及需求时段。调整后的需求容量和需求时段如未超出调整前的范围，直接按照调整后的需求进行出清；如超出调整前的范围，电力调度机构将电力供需缺口、需求容量、需求时段等调整信息通过内蒙古电力交易平台向经营主体发布，按照流程重新组织需求侧响应。

(二) 电力调度机构可视电力供需实际情况中止或取消部分电力需求侧响应，取消部分响应时按照已中标用户价格从高到低的顺序按需取消，取消结果应及时上传至内蒙古电力交易平台，

视具体情况对响应用户进行补偿。

第二节 紧急需求侧响应

第十五条 若预计日前需求侧响应能力不足、电网日内调峰能力不能适应峰谷差、可再生能源波动性及间歇性或其他不确定因素造成电力供应缺口等情况时，则按需启动紧急需求侧响应。参与紧急需求侧响应的用户不可以同时参与日前需求侧响应，参加紧急需求侧响应的用户需接入负荷控制系统，并与电网企业签订负荷直控协议。

第十六条 交易组织流程：

（一）电网企业按照“月度组织、日度备用、事后出清”的原则发布紧急需求侧响应容量需求。

（二）电力交易机构根据电网企业发布的紧急需求侧响应容量，组织经营主体进行申报，经营主体根据自身实际情况进行响应容量（最小单位是 3MW，只申报一段，一段申报需求侧响应时间全段）、响应价格（价格下限暂定位 100 元/MWh、价格上限暂定为 3000 元/MWh）申报。待市场成熟后，可采用多段报价。

（三）电力交易机构按照“价格优先、容量优先”的原则，对申报用户依次排序（价格相同时按申报容量由大到小依次排序），直至达到用户申报容量规模，形成紧急需求侧响应申报资源库。

（四）电力交易机构将申报结果推送给电网企业，电网企业

根据紧急需求侧响应申报资源库中用户申报信息对紧急需求侧响应申报资源库中的用户进行响应能力测试，将响应能力不合格的用户从紧急需求侧响应申报资源库中剔除，形成紧急需求侧响应执行资源库，并上传至内蒙古电力交易平台，向经营主体进行公示。

第十七条 响应执行

（一）响应通知下达

电网企业根据紧急需求侧响应执行资源库，向用户下发响应指令通知，并根据实际容量需求与紧急需求侧响应执行序位表中的经营主体申报容量进行匹配，直至达到需求容量规模，形成紧急需求侧响应序位表，并将执行后结果上传至内蒙古电力交易平台。

（二）响应执行

电网企业可视电力供需实际情况，根据紧急需求侧响应执行序位表中的用户信息，对紧急需求侧响应执行序位表进行执行，并将实际执行结果上传至内蒙古电力交易平台。

第十八条 响应出清

（一）电力交易机构根据电网企业提供的实际执行结果进行响应出清计算，以执行序位表中实际执行需求侧响应的最后一个经营主体申报的响应价格作为市场统一出清价格。

(二) 紧急需求侧响应的用户可根据实际执行响应量及出清价格获得补偿费用。

第三节 响应效果评估

第十九条 电力交易机构以交易单元作为需求侧响应执行效果评价主体，采用“日清月结”的评价模式。初期，以一个小时为评价时段。在评价时段内，将用户中标容量和中标时间折算为中标电量，用户是否按照中标电量执行响应，通过基线电量和实际电量确定。实际响应电量计算方法如下：

$$Q_{\text{实际响应}(j,k)} = Q_{\text{基线电量}(j,k)} - Q_{\text{实际电量}(j,k)}$$

$Q_{\text{实际响应}(j,k)}$ 为用户第 j 日 k 时段执行需求侧响应时的实际响应电量，当值为负时不予计算。

$Q_{\text{实际电量}(j,k)}$ 为用户第 j 日 k 时段的实际电量；

$Q_{\text{基线电量}(j,k)}$ 为用户第 j 日 k 时段的基线电量；

第二十条 电力交易机构根据用户需求侧响应中标电量和实际响应电量开展需求侧响应效果评估，基线电量计算方法如下：

(一) 需求侧响应基线电量计算方法

$$Q_{\text{基线电量}(j,k)} = \frac{\sum_{d=1}^N Q_r(j-d,k)}{N}$$

式中：

$Q_{\text{基线电量}(j,k)}$ 为用户第 j 日 k 时段的基线电量；

$Q_r(j-d,k)$ 为用户第 j 日前 d 日 k 时段的实际负荷电量；

N 为最终评价日的总个数。

取需求侧响应信息发布日前 3 个自然日作为评价日，评价日应去除需求侧响应、电网原因、政策原因、不可抗力等因素造成的负荷下降日向前依次递推，直到选满符合要求的 3 个评价日。

(二) 负荷聚合商、虚拟电厂运营商、电动汽车运营商基线电量计算方法：

负荷聚合商、虚拟电厂运营商、电动汽车运营商的基线电量，按其聚合响应用户的交易单元分别计算，计算方法与电力用户基线电量计算方法一致。

(三) 针对评价日内，需求侧响应用户因配建储能或自备机组出力波动等原因，造成基线负荷偏离实际过大的问题，或通过调整生产工艺等方式长期缓解电网供需压力的情况，基线负荷另行制定。

第五章 费用结算

第一节 需求侧响应补偿费用

第二十一条 经营主体的补偿费用单独记账、单独结算。

第二十二条 单个用户实际响应电量除以中标电量为需求侧响应执行比例。

日前需求侧响应，如果用户申报总容量大于等于电网需求总容量时，单个用户执行上限设定为 120%，如果用户申报总容量

小于电网需求总容量时，上限设定为（电网需求容量除以申报总容量*100%）；

初期日前和紧急需求侧响应执行比例下限设定为 80%，低于下限值时，不进行补偿。不低于下限值时评价为合格。对于紧急需求侧响应单个用户评价为合格的用户暂不设执行上限，取实际响应电量。

第二十三条 日前或紧急需求侧响应补偿费用计算公式为：

$$R_{\text{补偿}(j,k)} = Q_{\text{实际响应}(j,k)} \times C_{\text{出清}(j,k)}$$

其中：

$C_{\text{出清}(j,k)}$ 为用户第 j 日 k 时段日前需求侧响应基于现货节点出清价格或日内紧急需求侧响应出清价格；

$Q_{\text{实际响应}(j,k)}$ 日前需求侧响应中标用户低于响应执行比例下限时，取 0 值；高于响应执行比例上限时，取上限值。紧急需求侧响应中标用户低于响应执行比例下限时，取 0 值；高于响应执行比例上限时，取实际响应值。

第二十四条 中标用户在参与需求侧响应过程中，仅获得评价为合格时段的需求侧响应费用收益，对评价为合格的需求侧响应时段内的市场日清算获利部分进行回收，回收费用首先用于冲抵日前需求侧响应补偿费。评价为不合格的需求侧响应时段不进行补偿，日清算获利部分按未参与需求侧响应结算方法进行计算。

第二十五条 对于日前需求侧响应，电网企业可根据日内供需情况，提前大于 8 小时取消响应时，对中标用户不进行补偿；小于等于 8 小时取消响应时，对中标用户按实际响应容量乘以 0.5 系数进行补偿；小于等于 6 小时取消响应时，对中标用户按实际响应容量乘以 0.8 系数进行补偿；小于等于 4 小时取消响应时，对中标用户按实际响应容量进行补偿。因电网取消响应而响应不合格的用户不进行考核。

第二节 需求侧响应考核费用

第二十六条 用户实际响应电量除以中标电量为需求侧响应执行比例，初期响应执行比例下限设定为 80%，低于下限值时考核，对该时段用户需求侧响应缺额电量按需求侧响应出清价格的 M 倍进行考核。

第二十七条 考核费用计算公式如下：

$$R_{考核(j,k)} = (Q_{中标电量(j,k)} * 0.8 - Q_{实际响应(j,k)}) * C_{出清(j,k)} * M$$

其中：

$R_{考核(j,k)}$ 为第 j 日 k 时段参与需求侧响应的用户未完全按中标电量执行所产生的考核费用；

$Q_{实际响应(j,k)}$ 为第 j 日 k 时段用户执行需求侧响应时的实际响应电量。

$Q_{\text{中标电量}(j,k)}$ 为第 j 日 k 时段用户需求响应的中标电量。

M 为考核调整系数,视市场运行情况更改,随着需求侧响应执行比例下降,逐步增大,对应关系如下表:

需求侧响应执行比例	M
<80%, ≥70%	M=0.1
<70%, ≥60%	M=0.2
<60%, ≥50%	M=0.3
<50%, ≥40%	M=0.4
<40%, ≥30%	M=0.5
<30%, ≥20%	M=0.6
<20%, ≥10%	M=0.7
<10%, ≥0%	M=0.8

第三节 费用分摊

第二十八条 日前和紧急需求侧响应补偿费用首先由考核费用及需求侧响应用户市场日清算获利回收费用进行冲抵,冲抵后还有剩余费用向除居民农业用户及独立储能外的市场化发电企业以及市场化电力用户按照月度实际上网电量及用电量占比进行分摊或返还。

第二十九条 第 l 个分摊主体需要承担的分摊费用计算公式

为：

$$R_l = R_{\text{响应费用}} \times \frac{Q_{\text{分摊}l}}{Q_{\text{市场主体}}}$$

其中：

R_l 为第 l 个分摊主体需要承担的需求侧响应分摊费用；

$R_{\text{响应费用}}$ 为日前或紧急需求侧响应补偿的费用；

$Q_{\text{分摊}l}$ 为第 l 个除居民农业用户及独立储能外的市场化发电企业或市场化电力用户的月度实际上网电量或用电量；

$Q_{\text{市场主体}}$ 为除居民农业用户及独立储能外的所有市场化发电企业或市场化电力用户的月度实际上网电量及用电量；

第四节 需求侧响应分摊费用结算顺序

第三十条 市场初期，经营主体日前需求侧响应分摊费用和紧急需求侧响应分摊费用的电费结算顺序设置在市场运行调整费用之后，同时可根据实际运行情况及时调整费用分摊方式。

第六章 其他事项

第三十一条 [组织实施]内蒙古自治区能源局负责指导内蒙古电力市场需求侧响应工作，华北能源监管局和内蒙古自治区能源局组织编制需求侧响应实施方案，根据职能依法依规履行监管职责等。

第三十二条 [健全有序用电衔接机制] 开展有序用电前，优

先开展电力需求侧响应。若电力需求侧响应资源用尽后仍存在电力供应缺口或主要断面过载风险等情况时，按照内蒙古自治区有序用电方案开展相关工作。

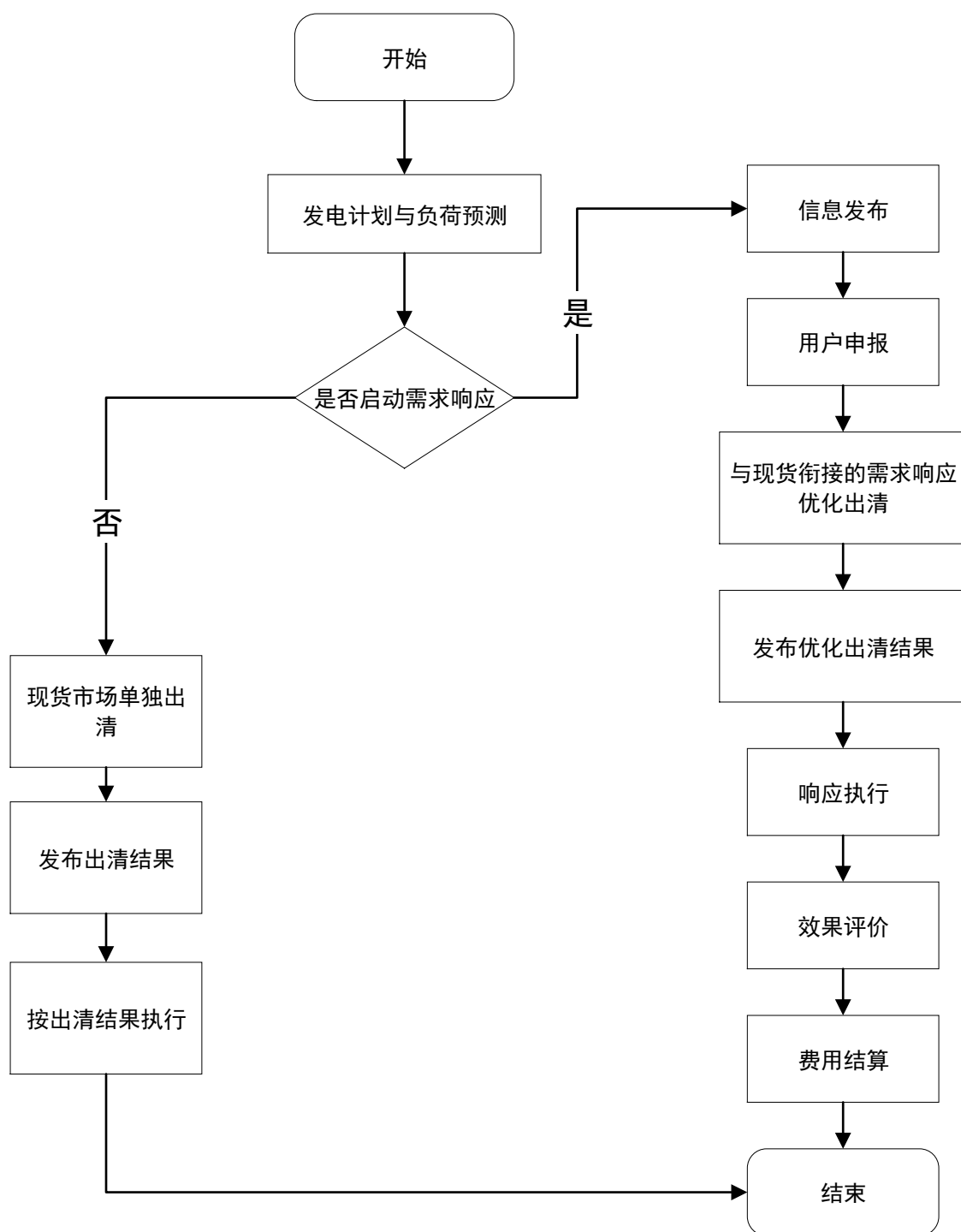
第三十三条 [解释]本实施细则由华北能源监管局及内蒙古自治区能源局负责解释。

第三十四条 [引用文件更新]本实施细则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

第三十五条 [施行]本实施细则自发布之日起施行。

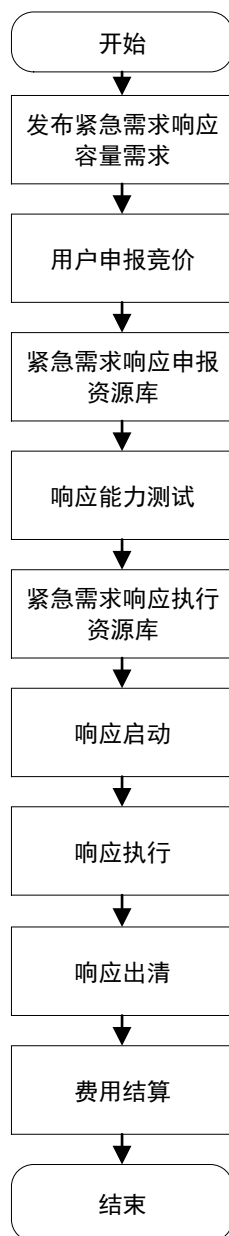
附录 1

与现货衔接出清需求侧响应工作流程图



附录 2

紧急需求侧响应工作流程图



附件10

内蒙古电力多边市场运行参数（试行）

（征求意见稿）

编号	关键参数	取值
1	中长期合同交割点 (交易位置)	电网代理购电用户、居民农业用户中长期合同交割点为全网统一结算参考点。其他电力用户中长期合同交割点为该用户所在区域结算参考点。市场初期，其他电力用户直接交易合同的交割点为合同最后持有电力用户所在区域结算参考点。
2	新能源风险防范启动条件	新能源风险防范触发条件为“该场站当月区内协商、挂牌成交加权均价在基准价的正负10%之间或该场站未参与协商、挂牌交易，其中无补贴新能源场站的基准价为燃煤发电基准价，享受中央政府补贴新能源场站的基准价为补贴新能源竞价交易价格下限”。区内协商、挂牌成交加权均价由电能量均价和环境价值构成，计算电能量均价时剔除电网企业代理购电用户、居民农业新能源交易电量。
3	用户侧风险防范回收与中长期超额回收上限比例系数	1.1
4	用户侧风险防范回收与中长期超额回收上限	$(\text{月累计发行电量} * \text{同行业同区域中长期均价} * 1.1 - \text{电能量电费}) * 1.1$
5	用户侧风险防范回收比例	电力用户参与现货市场时风险防范回收比例按90%执行。
6	用户侧风险防范补偿比例	电力用户参与现货市场时风险防范补偿比例按110%执行。实际持有中长期合约比例低于80%的，降低的数值按50%调增风险防范上限比例；未达到签约比例要求的电力用户，风险防范补偿比例不超115%。

编号	关键参数	取值
7	新能源风险防范回收比例	享受国家补贴新能源企业风险防范回收比例按照115%执行，无补贴新能源企业风险防范回收比例按照125%执行。
8	新能源风险防范补偿比例	享受国家补贴新能源企业风险防范补偿比例按照80%执行，无补贴新能源企业风险防范补偿比例按照70%执行，实际持有中长期合约比例低于90%的，降低的数值按50%调减风险防范下限比例。
9	新能源平衡补偿费用燃煤机组厂用电率	10%
10	新能源平衡补偿费用新能源场站厂用电率	2%
11	启动费用补偿要求	机组偏离规定并网时间超过1小时视为未按照规定时间并网，偏离时间大于1小时小于等于6小时，启机补偿费用按照50%结算；大于6小时，无启机补偿费用；大于12小时，电力调度机构有权根据电网实际情况取消机组开机方式。
12	发电侧中长期签约缺额回收比例下限	火电为95%、新能源85%
13	发电侧中长期签约超额回收比例上限	火电为110%、新能源115%
14	用户侧中长期超额回收电量比例上限	高耗能行业、关联行业用户、外送为103%；一般行业市场用户、电网代理购电用户为105%。
15	用户侧中长期缺额回收电量比例下限	高耗能行业、关联行业用户、外送为95%；一般行业市场用户、电网代理购电用户为90%。
16	发电侧超额回收系数	1
17	发电侧缺额回收系数	1

编号	关键参数	取值
18	用户侧超额回收系数	1.1
19	用户侧缺额回收系数	1.05
20	顶峰能力调节系数	是指燃煤机组 <i>i</i> 在 <i>t</i> 时刻顶峰能力调节系数，默认为1。当实时出清电力等于机组申报上限时，等于燃煤机组实际出力除以额定装机容量（供热机组在供热期按照华北能监局核定的上限执行）。当实时出清电力未达到申报上限，但大于等于装机容量的70%，且机组实际出力低于实时出清电力超过机组容量的2%时，等于燃煤机组实际出力除以实时出清电力。燃煤机组厂用电率按实际厂用电率折算。
21	绿电交易偏差结算	绿色电力环境价值偏差电量按照合约明确的绿色电力环境价值偏差补偿条款，由违约方向合约对手方支付补偿费用。初期暂按全网环境价值均价的5%向购方、售方支付偏差补偿费用。
22	绿电交易环境价值	不得低于1元/兆瓦时，不得高于31.5元/兆瓦时
23	煤炭指数	煤炭指数暂定为秦皇岛煤炭网公布的5500大卡动力煤环渤海动力煤价格指数。每周三滚动更新最近一次公布的指数，遇节假日顺延。
24	高峰时段	需求侧响应时段
25	基准电量	市场化用户未触发超额回收电量核减的近三日对应时段平均实际用电量

注：以上参数条款术语均与内蒙古电力多边交易市场规则相配套。市场参数修订建议可由市场成员提出，经电力市场管理委员会审议通过，报华北能源监管局和自治区电力市场主管部门审定后执行。