

蒙东电力市场规则体系（试行）

内蒙古自治区能源局
国家能源局东北监管局
2025 年 10 月

总 目 录

1. 蒙东电力市场运行基本规则（试行）	1
2. 蒙东电力市场注册实施细则（试行）	30
3. 蒙东电力市场交易衔接实施细则（试行）	54
4. 蒙东电力现货市场交易实施细则（试行）	93
5. 蒙东电力市场结算实施细则（试行）	199
6. 蒙东电力市场计量管理实施细则（试行）	275
7. 蒙东电力市场信息披露实施细则（试行）	295
8. 蒙东电力需求侧响应交易实施细则（试行）	331
9. 蒙东电力辅助服务（调频）市场实施细则（试行）	352

蒙东电力市场运行基本规则（试行）

2025 年 10 月

目 录

第一章 总则	1
第二章 电力市场成员	3
第三章 市场注册与注销	8
第四章 市场构成与价格	8
第一节 交易类型与方式	8
第二节 市场限价	10
第五章 市场概述	10
第一节 中长期市场	10
第二节 现货市场	11
第三节 调频辅助服务市场	11
第四节 零售市场	12
第六章 市场衔接机制	12
第七章 市场计量与数据管理	13
第八章 市场结算	14
第一节 市场结算管理	14
第二节 市场结算权责	15
第九章 系统安全	19
第十章 风险防控	20
第十一章 信息披露	22
第十二章 市场干预	23
第十三章 争议处理	26
第十四章 附则	27

第一章 总则

第一条 [总述] 为规范蒙东电力市场行为，依法保护市场成员的合法权益，构建安全、合理、高效的市场体系，保证电力市场的统一、开放、竞争、有序，实现电力交易的公开、公平、公正，促进蒙东电力市场的稳定、健康、协调发展，制订本规则。

第二条 [适用范围] 蒙东电力市场规则体系包括运行基本规则和相关实施细则。以本规则为基础，制定相关实施细则。

第三条 [依据文件] 本规则依据有关现行法律法规和《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《发电企业与电网企业电费结算办法》（国能发监管〔2020〕79号）、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）、《国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047号）、《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）、《国家发展改革委 国家能源局关于建

立健全电力辅助服务市场价格机制的通知(发改价格〔2024〕196号)》、《电力市场信息披露基本规则》(国能发监管〔2024〕9号)、《电力市场运行基本规则》(2024年第20号令)、《电力市场监管办法》(发改2024年18号令)、《电力市场注册基本规则》(国能发监管规〔2024〕76号)、《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》(发改价格〔2025〕136号)、《电力辅助服务市场基本规则》(发改能源规〔2025〕411号)、《电力市场计量结算基本规则》(发改能源规〔2025〕976号)、《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》(发改办体改〔2025〕394号)、《深化蒙东电网新能源上网电价市场化改革实施方案》(内发改价费字〔2025〕661号)等文件精神,结合蒙东电力市场建设要求和电网实际情况进行编制。

第四条 [遵循原则] 蒙东电力市场运行遵循的主要原则:

(一) 坚持安全第一,积极、稳妥、有序地推进蒙东电力市场建设,确保电力供应安全、系统运行安全、市场改革安全;

(二) 坚持市场化方向,遵循市场经济基本规律和电力系统运行规律;

(三) 以“碳达峰、碳中和”战略目标为指引,构建与新型电力系统相适应的市场体系;

(四) 坚持问题导向,统筹推进电能量市场、辅助服务市场、平衡互济机制、容量机制(市场)等品种设置,促进

新能源消纳、保障电力外送，发挥蒙东能源基地的战略支撑作用；

（五）统筹兼顾蒙东电力市场发展和经营主体市场意识，合理设置市场价格保障机制，推动市场平稳起步。

第五条 [依法依规] 电力市场成员应当自觉维护社会主义市场经济秩序，严格遵守国家有关法律法规、电力市场规则和市场管理制度，自觉自律，不得操纵市场、损害社会公共利益和其他经营主体的合法权益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第六条 [实施管理] 内蒙古自治区能源局、国家能源局东北监管局、内蒙古自治区发展和改革委员会等根据职能依法履行蒙东电力市场管理职责，对经营主体、电网企业和电力市场运营机构的行为实施监督和管理。

第二章 电力市场成员

第七条 [市场成员] 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电网企业。

经营主体包括满足参与电力市场交易的各类型发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电公司和新型经营主体（含分布式发电、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等）等。

市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。

第八条 [市场管理委员会] 蒙东电力市场应按照国家、内蒙古自治区有关规定组建蒙东电力市场管理委员会，作为

独立于蒙东电力交易机构的自治性议事协调机制,对蒙东电力市场成员实施自律管理。

第九条 [发电企业权利和义务] 发电企业的权利和义务主要包括:

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

(二) 获得公平的输电服务和电网接入服务;

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

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

(五) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 [电力用户权利和义务] 电力用户的权利和义务主要包括:

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

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

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

（四）服从电力调度机构的统一调度，遵守电力需求侧管理等相关规定，提供承诺的需求侧响应服务；

（五）按规定支付电费，在规定时间内可对结算结果提出异议；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 [售电公司权利和义务] 售电公司的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与跨省跨区、省内电能量交易和辅助服务交易，提供增值服务，与用户签订零售合同，并履行合同规定的各项义务；

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

（三）获得电网企业的电费结算服务；

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

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 [其他经营主体权利和义务] 其他经营主体根据参与的市场交易类型，享受与上述经营主体同等的权利和义务，并需满足参与现货市场的技术条件。

第十三条 [电网企业权利和义务] 电网企业的权利和

义务：

- （一）保障输变电设备正常运行；
- （二）根据现货市场价格信号反映的阻塞情况，加强电网建设；
- （三）为经营主体提供公平的输电、配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收付费等服务；
- （四）建设、运行、维护和管理电网相关配套系统，服从电力调度机构统一调度；
- （五）依法依规提供相关市场信息，并承担保密义务；向市场运营机构提供支持现货市场交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性；
- （六）收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算；
- （七）保障居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电供应，执行现行目录销售电价政策；单独预测居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线；
- （八）向符合规定的工商业用户提供代理购电服务；
- （九）法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 [电力调度机构权利和义务] 电力调度机构的权利和义务主要包括：

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

- （二）合理安排电网运行方式,保障电力市场正常运行;
- （三）按规则建设、运行和维护电力现货市场技术支持系统（下文简称“现货技术支持系统”）;
- （四）按照信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息,提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关数据,按照国家网络安全有关规定与电力交易机构进行数据交互,承担保密义务;
- （五）配合国家能源局派出机构、内蒙古自治区有关主管部门开展市场分析和运营监控,履行相应市场风险防范职责,依法依规实施市场干预,并向国家能源局派出机构、内蒙古自治区有关主管部门报告,按照规则规定实施的市场干预予以免责;
- （六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十五条 [电力交易机构权利和义务] 电力交易机构的权利和义务主要包括:

- （一）向经营主体提供市场注册、信息变更和退出等相关服务;
- （二）负责中长期交易组织及合同管理,负责现货交易申报和信息发布;
- （三）提供电力交易结算依据及相关服务;
- （四）建设、运营和维护电力交易平台和相关配套系统;
- （五）按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定披露和发布信息,承担保密义务;提供信息发布平台,为经营主体信息发布提供便利,获得市场成员提

供的支撑现货市场交易以及服务需求的数据等；制定信息披露标准格式，及时开放数据接口；

（六）监测和分析市场运行情况，记录经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为，向国家能源局派出机构、内蒙古自治区有关主管部门及时报告并配合相关调查，依法依规实施市场干预，防控市场风险；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场注册与注销

第十六条[市场注册制度]蒙东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。

第十七条[市场注册（注销）]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 市场构成与价格

第一节 交易类型与方式

第十八条 [交易体系] 蒙东电力市场交易体系包括批发市场和零售市场。

第十九条 [电力批发市场] 蒙东电力批发市场包括电能交易、电力辅助服务交易和容量交易。其中，电能交易

易按照交易周期分为电力中长期交易和电力现货交易；电力辅助服务交易是指由经营主体通过市场化方式提供调频、备用等有偿电力辅助服务；结合蒙东电力市场建设情况逐步推动建立市场化的容量成本回收机制，引导经营主体合理投资，保障电力系统长期容量充裕。

第二十条 [电力中长期交易] 电力中长期交易指发电企业、电力用户、售电公司等经营主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周、多日等电力批发交易。

第二十一条 [电力现货交易] 电力现货交易是指通过现货交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。

第二十二条 [电力辅助服务交易] 电力辅助服务交易是指为维护电力系统的安全稳定运行、保证电能质量，由经营主体通过市场化方式提供除正常电能生产、传输、使用之外的有偿电力辅助服务，包括调频、备用、爬坡、有偿无功调节、转动惯量、自动电压控制、黑启动等市场。

现阶段，电力辅助服务交易指并网主体通过自动功率控制技术，跟踪电力调度机构下达的指令，按照一定调节速率实时调整发用电功率，以满足电力系统频率、联络线功率控制要求的二次调频辅助服务市场（下文简称“调频市场”），具备条件时推动备用、爬坡、有偿无功调节、转动惯量、自动电压控制、黑启动等辅助服务品种以市场化方式开展交易。

第二十三条[容量交易]容量交易的标的是在未来一定

时期内，由发电机组、储能等提供的能够可靠支撑最大负荷的出力能力。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。

第二十四条 [电力市场用户] 电力市场用户是指参与电力市场交易的用户，可直接参与批发市场、在零售市场向单一售电公司购电或通过电网企业代理购电，在同一时期只能以一种方式购电。直接参与批发市场的电力用户称为批发用户；参与零售市场的电力用户称为零售用户；通过电网企业代理购电的电力用户称为电网代理用户。直接参与批发市场的电力用户、售电公司和电网企业（代理购电）统称为批发市场用户。

第二节 市场限价

第二十五条 [市场限价] 现货市场应设定报价限价和出清限价，报价限价不应超过出清限价范围。除正常交易的市场限价之外，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。二级价格限值的上限可参考长期平均电价水平确定，一般低于正常交易的市场限价。

第五章 市场概述

第一节 中长期市场

第二十六条[交易价格]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。

第二十七条 [交易约束] 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，具体办法由交易机构制定。

第二十八条 [中长期合约要素] 中长期合约要素主要包括合约起止时间、合约电量、交易价格、交易曲线等。

第二节 现货市场

第二十九条 [现货电能量市场] 现货电能量市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。

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，日前仅进行可靠性机组组合及预出清，电力调度机构基于经营主体用于日前可靠性机组组合等申报的信息以及机组运行与电网运行边界条件，通过安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序开展日前出清，日前预出清结果、日前出清结果不作为结算依据，仅向经营主体披露。

第三十条 [电价机制] 现货电能量市场采用分时节点电价机制。现阶段，发电侧按照所在节点价格进行结算，用户侧以用户侧统一结算点电价结算。

第三节 调频辅助服务市场

第三十一条 [调频市场主体] 调频市场主体包括调频服务提供者、调频费用分摊者。调频服务提供者为满足技术条件的经营主体，按照调频市场出清结果和调频指令提供调频服务，获得调频补偿费用；调频费用分摊者按照“谁受益、

谁承担”原则承担调频补偿费用。

第三十二条 [调频市场组织] 调频市场由电力调度机构组织集中开展，与现货市场分开独立运行，确定系统运行需要的总需求，采用日前申报预出清、日内以小时为周期正式集中出清的模式，采用“日清月结”模式进行费用结算，对调频辅助服务提供者的合格调频服务进行经济补偿。

第三十三条 [调频市场费用] 调频市场费用包括调频补偿费用和调频分摊费用，采用收支平衡、日清月结的方式计算。

第四节 零售市场

第三十四条 [零售市场] 电力零售市场是指在批发市场的基础上，由售电公司和电力用户自主开展交易的市场。

第三十五条 [零售服务关系] 电力用户在同一合同周期内仅可与一家售电公司确立零售服务关系，电力用户全部电量通过该售电公司购买。

第六章 市场衔接机制

第三十六条 [中长期与现货市场衔接] 经营主体应通过自主协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格、结算参考点等关键要素。市场运营机构应不断优化中长期与现货市场运营衔接，开展中长期分时段带曲线交易，增加交易频次，缩短交易周期。跨省跨区交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买方成交结果作为受端关口电源参与省内出清结算，省间交

易结果作为省间交易电量的结算依据。

第三十七条 [代理购电与现货市场衔接] 电网企业应定期预测代理购电工商业用户用电量及典型负荷曲线,并考虑季节变更、节假日安排等因素分别预测分时段用电量,通过参与场内集中交易方式(不含撮合交易)代理购电,形成分时合同。代理工商业用户购电的偏差电量应按照现货市场价格结算。为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益,由全体工商业用户分摊或分享。

第三十八条 [辅助服务市场与现货市场衔接] 辅助服务市场由电力调度机构组织集中开展,与现货市场分开独立运行,具备条件时推动与现货市场联合出清。

第三十九条 [容量补偿机制与现货市场衔接] 发电侧容量补偿机制参照国家及内蒙古自治区有关规定执行。

第七章 市场计量与数据管理

第四十条 [电能计量] 市场经营主体应当具备独立计量条件,安装符合国家标准的计量装置,由计量检测机构检定后投入使用。电网企业应根据市场运行和市场经营主体需要及时配置、安装符合要求的计量装置。

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。

第四十一条 [电能计量校核] 计量检测机构对计量装置实行定期校核。经营主体可以申请校核计量装置,经校核,计量装置误差达不到规定精度的,由此发生的费用由该计量

装置的产权方承担；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。

第四十二条 [电能计量点] 电能计量装置应安装在产权分界点，产权分界点无法安装电能计量装置的，电网企业应在与市场经营主体协商明确计量装置安装位置后，依据相关规定确定相应的变（线）损和参与结算的关口计量点，并在购售电合同、供用电合同等合同中予以明确。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。

第四十三条 [电能计量数据库] 电网企业应安装采集通信设备，建设计量自动化系统，实现计量装置的远程采集，满足电力市场计量结算数据需求和计量装置日常监控维护要求，采集终端、通信装置和智能电能表应满足国家和行业相关技术标准要求。电网企业应当建立并维护电能计量数据库，并按照规定向经营主体公布相关的电能计量数据。

第八章 市场结算

第一节 市场结算管理

第四十四条 [结算模式] 现货市场采用“日清月结”的结算模式，每日对已执行的成交结果进行清分计算，以自然月为周期出具结算依据。结算时段是指形成结算依据的最小时段，每个结算时段以市场设计为准。每个结算时段的电费依据相应时段的计量数据、交易合同、出清结果、执行结果和市场规则计算确定。

现货市场全电量按现货市场价格结算，中长期合同电量按中长期合同价格与中长期结算参考点的现货价格差值结算。

第四十五条 [结算项目分摊与返还] 电力市场结算不得设置不平衡资金池，每项结算项目均需独立记录，分类明确疏导。因保障电力系统安全、维护市场秩序以及市场机制设计、系统阻塞等原因产生的补偿、考核、平衡或调节等相关费用，应根据“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”的原则，事前明确分摊（返还）方式，并主动向市场成员披露。

第二节 市场结算权责

第四十六条 [经营主体结算权责] 市场经营主体的权利和义务主要包括：

（一）按照市场规则参与电力市场，签订和履行电力交易合同、购售电合同、供用电合同或电费结算协议等合同或协议；

（二）依法依规披露和提供支撑电力市场结算以及市场服务所需的相关数据；

（三）获取、查看结算依据及电费账单，按规定时间核对并确认其准确性和完整性；

（四）负责向电网企业提供用于资金收付的银行账户，按规定向电网企业支付或收取款项，完成电费收付；

（五）配合电网企业做好自身相关关口计量装置的改造、验收、现场检查、故障处理等工作；

（六）拥有配电网运营权的售电公司根据《售电公司管

理办法》等规定开展电费结算；

（七）售电公司根据用户授权掌握其历史用电信息，可在电力交易机构或电网企业平台进行数据查询和下载；

（八）按规定向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品等；

（九）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第四十七条[电力交易机构市场结算权责] 电力交易机构的权利和义务主要包括：

（一）负责汇总结算基础数据；

（二）负责编制结算依据，并保证结算依据的准确性、完整性和及时性；

（三）负责通过电力交易平台向市场经营主体、电网企业出具结算依据，提供结算相关服务；

（四）组织协调结算依据有关问题，参与协调电费结算有关问题；

（五）按照数据管理有关规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理；

（六）负责编制与发布结算依据所需信息系统的建设、管理、维护；

（七）组织开展市场经营主体结算风险评估；

（八）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第四十八条 [电力调度机构市场结算权责] 电力调度机构的权利和义务主要包括：

（一）依法依规披露和提供信息，负责提供支撑结算所

需的相关基础数据，确保交互数据的准确性、完整性和及时性；

（二）负责按时向电力交易机构提供电力辅助服务市场费用计算结果；

（三）负责结算所需的调度数据采集管理信息系统的建设、管理、维护；

（四）按照数据管理有关规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理；

（五）组织协调电力辅助服务市场计量结算有关问题，参与协调结算依据、电费结算有关问题；

（六）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第四十九条 [电网企业市场结算权责] 电网企业的权利和义务主要包括：

（一）依法依规披露和提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的准确性、完整性和及时性；

（二）负责根据电力交易机构推送的结算依据，开展电费结算，按期向市场经营主体出具电费账单，提供电费账单查询等服务；

（三）负责根据电费账单按时完成电费收付，并向发生付款违约的市场经营主体催缴欠款；对于逾期仍未全额付款的市场经营主体，按规定向电力交易机构提出履约保函、保证金或其他结算担保品的使用申请；

（四）负责电费结算相关信息系统的建设、管理、维护，根据用户授权向市场经营主体提供电能数据查询服务，并将

电能数据推送电力交易平台；

（五）组织协调电能计量和电费结算有关问题，参与协调结算依据有关问题；

（六）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第五十条 [结算费用类型] 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。

第五十一条 [结算流程] 电力市场按日获取每个经营主体的计量数据，计算每个经营主体批发市场的月度结算结果。电力交易机构应于每月第5个工作日内向市场经营主体、相关电网企业出具上月结算依据（核对版），市场经营主体、相关电网企业应在1个工作日内完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。市场经营主体、相关电网企业提出异议的，电力交易机构应在1个工作日内组织市场经营主体、相关电网企业、相关电力调度机构进行核实，达成一致的，市场经营主体应对修正后的结算依据（核对版）在1个工作日内完成核对和确认；因异议处理无法按时达成一致的，纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算，异议处理不得影响无争议部分的电费结算。

第五十二条 [支付电费] 电网企业负责按照规则要求，依据电费账单完成电费收付工作，并保障电费资金安全。发电企业应根据厂网双方确认的电费账单及时、足额向电网企业开具增值税发票，电网企业根据厂网双方确认的电费账单、发电企业开具的增值税发票，及时足额支付发电企业电费。电力用户应在合同约定期限内与电网企业结清当期电费。售

电公司应与电网企业签订电费结算协议,由电网企业按月支付或收取售电公司电费。

第五十三条 [结算账单内容] 结算账单内容包括结算依据、汇总表及其他适用的附加项目。向用户侧主体收取电费的结算账单应包括电能量费用、输配电价、线损电费、系统运行费、政府性基金及附加等。向发电侧主体支付电费的结算账单应包括电能量费用、系统运行费、相关成本补偿费用等。

第九章 系统安全

第五十四条 [经营主体系统安全权责] 经营主体应当执行有关电网运行管理的规程、规定,服从统一调度,加强设备维护,按照并网协议配备必要的安全设施,提供电力辅助服务,维护电力系统的安全稳定运行。

第五十五条 [电力调度机构安全权责] 电力调度机构应当严格执行电力调度规则,合理安排系统运行方式,及时预报或者通报影响电力系统安全运行的信息,防止电网事故,保障电网运行安全。负责电力市场交易的安全校核,并公布校核方法、参数。根据电力供需形势、设备运行状况、安全约束条件和系统运行状况,统筹安排电力设备检修计划。

第五十六条 [电力市场技术支持系统] 电力市场技术支持系统建设应当符合规定的性能指标要求,具备能量管理、交易管理、电能计量、结算系统、合同管理、报价处理、市场分析与预测、交易信息、监管系统等功能。

第五十七条 [电力市场运营机构系统安全权责] 电力市场运营机构负责管理和维护电力市场技术支持系统,保障电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全。电力市场技术支持系统建设应当符合规定的性能指标要求,以电力市场运行规则为基础,统一规划、统一设计、统一管理、同步实施、分别维护,根据电力市场发展的需要及时更新。

第十章 风险防控

第五十八条 [市场风险防控机制] 电力市场应建立健全电力市场风险防控机制,防范市场风险,保障电力系统安全和市场平稳运行,维护经营主体合法权益和社会公共利益。市场运营机构在国家能源局派出机构、内蒙古自治区有关主管部门指导下,履行市场风险防控职责,市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

第五十九条 [风险类型] 电力市场风险类型包括:

(一) 电力供需风险,指电力供应与需求大幅波动、超出正常预测偏差范围,影响电力系统供需平衡的风险;

(二) 市场价格异常风险,指部分时段或局部地区市场价格持续偏高或偏低,波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险;

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

（四）电力市场技术支持系统风险，指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，影响市场正常运行的风险；

（五）网络安全风险，指因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其中数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险；

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

第六十条 [风险防控与处置] 市场风险监测以事前、事中为主。市场运营机构按照国家能源局派出机构、内蒙古自治区有关主管部门要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测。

市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告国家能源局派出机构、内蒙古自治区有关主管部门。

市场运营机构负责编制各类风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经国家能源局派出机构、内蒙古自治区有关主管部门审定后执行。

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

第六十一条 [信用管理] 电力交易机构秉承“统一体系、协同配合、全面覆盖、公开透明、守信激励、失信惩戒”原

则，进行电力市场信用评价和管理，根据经营主体信用评价结果和市场运营情况，建立健全信用管理机制，维护经营主体合法权益，营造良好市场信用环境。

第六十二条 [市场监测] 电力市场运营机构按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，履行市场监控和风险防控责任，对市场依规开展监测，接受电力监管机构监管。市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

第十一章 信息披露

第六十三条 [市场信息分类] 市场信息分为公众信息、公开信息、特定信息三类。公众信息是指向社会公众披露的信息；公开信息是指向所有市场成员披露的信息；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。

第六十四条 [信息披露原则] 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，信息披露主体应当严格按照要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性和及时性负责。

第六十五条 [市场运营机构信息披露权责] 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。经营主体、电网企业、电力调度机构应及时向电力交易机构提供支撑市场化交易开展所需的数据和信息。市场运营机构应当公平对待经营主体，无歧视披露社会公众信息和市场公开信息。市场成员严禁超职责范围获取特定信息，不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关

信息。

第六十六条 [信息披露渠道] 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。电力交易平台、信息披露平台、电力市场技术支持系统、电力交易机构网站安全等级应满足国家信息安全三级等级防护要求。

第十二章 市场干预

第六十七条 [政府干预措施] 现货市场运行过程中发生下列情形之一的，国家能源局派出机构、内蒙古自治区价格等有关主管部门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。

其他单位可提出蒙东现货市场运营干预建议，由国家能源局派出机构、内蒙古自治区价格等有关主管部门作出市场

干预决定。

第六十八条 [市场运营机构干预] 有下列情形之一的，为了保障电力系统稳定运行，市场运营机构按照“安全第一”的原则采取特殊情况处理机制或取消市场出清结果、实施发用（充放）电计划管理等措施对市场进行干预，同时尽快报告国家能源局派出机构、内蒙古自治区有关主管部门，并在信息披露平台上进行披露。

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

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

（三）发生现货技术支持系统或网络异常等情况影响现货系统正常运行，日前市场环节预计 23:00 以前无法完成出清，或实时市场持续 120 分钟及以上无法完成出清；

（四）其他影响电网运行安全、市场资金安全及市场正常组织的重大突发情况。

在灾害预警或故障解除后、系统安全供应风险可控受控的情况下，市场运营机构可恢复现货市场交易并发布公告。

第六十九条 [干预原因分析] 市场运营机构须按要求记录短期异常干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议向国家能源局派出机构、内蒙古自治区价格等有关主管部门备案。

市场运营机构应公布市场干预情况原始日志，包括干预

时间、干预人员、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令 第 599 号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

若干预期间机组总发电收入低于核定的总发电成本（包含调用停机机组的启动成本），应按照核定的总发电成本对机组进行结算。

第七十条 [市场中止与恢复] 当短期异常干预等措施不足以将市场恢复到正常运行状态，市场运营机构应向国家能源局派出机构、内蒙古自治区价格等有关主管部门报告有关情况，研究评估市场影响及后续趋势，并采取应急措施。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，由国家能源局派出机构、内蒙古自治区有关主管部门做出市场中止决定，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，事后由国家能源局派出机构、内蒙古自治区有关主管部门做出是否中止市场的决定并发布。

市场中止时采取如下的处理措施：

（一）电力调度机构以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日机组运行边界条件和电网运行边界条件，编制下达运行日的日前发电调度计划。

运行日电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，基于最新的机组运行边界条件和电网运行边界条件，对发电机组的实时

发电计划进行调整。

（二）当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经国家能源局派出机构、内蒙古自治区有关主管部门同意，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。

第十三章 争议处理

第七十一条 [争议内容] 本规则所指争议主要是指市场成员之间的下列争议：

（一）市场成员之间的纠纷包括但不限于合同纠纷、经济纠纷、隐私保密纠纷；

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

（三）其他方面的争议。

第七十二条 [争议解决] 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电力交易发生争议的，可先通过市场管理委员会调解，也可提交国家能源局东北监管局、内蒙古自治区能源局调解处理，调解不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第七十三条 [争议调解申请] 经营主体应按照规定时间提出争议调解申请：

（一）对于出清价格、结算依据中的电量或金额有争议

的，应在市场运营机构给出查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出；

（二）对于结算凭证中的电量或金额有争议的，应在电网企业给出结算查询回复后 10 个工作日内以书面方式提出；

（三）对于其他争议，经营主体应在事件发生之日起 2 年内提出。

市场成员有义务为国家能源局派出机构、内蒙古自治区有关主管部门提供争议处理所需的数据和材料。承担调解工作的相关人员应遵守保密规定，不得泄露因调解工作知悉的商业秘密。

第十四章 附 则

第七十四条 [解释] 本规则由内蒙古自治区能源局、国家能源局东北监管局等相关主管、监管部门负责解释。本规则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

蒙东电力市场注册实施细则（试行）

2025 年 10 月

目 录

第一章 总则	1
第一节 总述	1
第二节 术语定义	1
第二章 基本条件	3
第三章 市场注册	8
第四章 信息变更	14
第五章 市场注销	18
第六章 异议处理	20
第七章 监督管理	21
第八章 附 则	22

第一章 总则

第一节 总述

第一条 [总述] 为依法维护电力市场经营主体的合法权益,保证电力市场建设工作统一开放、竞争有序,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)及其配套文件、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于开展电力现货电能量市场建设试点工作的通知》(发改办能源〔2017〕1453号)、《电力中长期交易基本规则》(发改能源规〔2020〕889号)、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439号)、《国家发展改革委国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》(发改体改规〔2021〕1595号)、国家发展改革委《电力现货市场基本规则(试行)》(发改能源规〔2023〕1217号)、国家能源局《电力市场注册基本规则》(国能发监管规〔2024〕76号)等有关文件精神 and 有关法律、法规规定,结合蒙东实际,制定本细则。

第二条 [适用范围] 本细则适用于蒙东电力市场相关各类经营主体注册管理工作。

第二节 术语定义

第三条 [术语定义]

(一) 电力交易平台:在本细则中特指蒙东电力交易平台。

（二）市场运营机构：包括电力交易机构和电力调度机构，在本细则中分别指内蒙古东部电力交易中心有限公司、国网内蒙古东部电力有限公司电力调度控制中心。

（三）市场注册：指具备市场注册条件的经营主体到电力交易机构进行注册的业务。

（四）信息变更：指经营主体发生市场注册信息变化时，向电力交易机构提交信息变更申请。

（五）市场注销：指具备市场注销条件的经营主体到电力交易机构进行注销的业务。

第二章 基本条件

第四条 [基本要求] 经营主体应当是财务独立核算、能够独立承担民事责任的企业、经法人单位授权的内部核算主体、个体工商户、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体，提供有效身份证明证件及相关注册材料，可办理市场注册业务。若存在较严重的不良信用记录或者曾作出虚假承诺等情形的经营主体，在修复后方可办理市场注册业务。

第五条 [发电企业基本条件]

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

（二）已与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统；

（三）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求；

（四）并网自备电厂取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为经营主体直接参与电力市场交易。

第六条 [电力用户基本条件]

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

(二) 具备相应的计量能力或者替代技术手段,满足电力市场计量和结算的要求。

第七条 [售电公司基本条件]

(一) 依照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。

(二) 资产要求。

(1) 资产总额不得低于 2 千万元人民币;

(2) 资产总额在 2 千万元至 1 亿元(不含)人民币的,可以从事年售电量不超过 30 亿千瓦时的售电业务;

(3) 资产总额在 1 亿元至 2 亿元(不含)人民币的,可以从事年售电量不超过 60 亿千瓦时的售电业务;

(4) 资产总额在 2 亿元人民币以上的,不限制其售电量。

(三) 从业人员。拥有 10 名及以上具有劳动关系的全职专业人员,掌握电力系统基本技术、经济专业知识,具备风险管理、电能管理、节能管理、需求侧管理等能力,有电力、能源、经济、金融等行业 3 年及以上工作经验。其中,至少拥有 1 名高级职称和 3 名中级职称的专业管理人员,技术职称包括电力、经济、会计等相关专业;

(四) 经营场所和技术支持系统。应具有固定经营场所及能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能的电力市场技术支持系统和客户服务平台,参

与电力批发市场的售电公司技术支持系统应能接入电力交易平台；

（五）信用要求。售电公司法定代表人及主要股东具有良好的财务状况和信用记录，并按照规定要求做出信用承诺，确保诚实守信经营。董事、监事、高级管理人员、从业人员无失信执行记录；

（六）法律、行政法规和地方性法规规定的其他条件；

（七）发电企业、电力建设企业、高新产业园区、经济技术开发区、供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司所属售电公司（含全资、控股或参股）应当具有独立法人资格，独立运营。上述公司申请经营范围增项开展售电业务的，新开展的同一笔交易中不能同时作为买方和卖方；

（八）电网企业（含关联企业）所属配售电公司（含全资、控股或参股）应当具有独立法人资格并且独立运营，确保售电业务从人员、财务、办公地点、信息等方面与其他业务隔离，不得通过电力交易机构、电力调度机构、电网企业获得售电竞争方面的合同商务信息以及超过其他售电公司的优势权利。

第八条 [新型储能企业基本条件]

（一）与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统；

（二）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据

准确性与可靠性满足结算要求；

（三）满足最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电时间等对应的技术条件，具体数值以相关标准或国家、地方有关部门规定为准；

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

第九条 [虚拟电厂(含负荷聚合商)经营主体基本条件]

（一）与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统；

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

（三）具备聚合可调节负荷以及分布式电源、新型储能等资源的能力；

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

（五）聚合范围、调节性能等条件应满足相应市场的相关规则规定。

第十条 [分布式电源经营主体基本条件]

（一）依法取得发电项目核准或者备案文件；

（二）与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，根据电压等级标准接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统；

（三）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

第十一条 [电动汽车充电设施经营主体基本条件]

（一）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求；

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

第三章 市场注册

第十二条 [总体要求] 经营主体应提供真实、准确的注册信息。

（一）参与电力交易的经营主体，须办理数字安全证书或者采取同等安全等级的身份认证手段等；

（二）对于新投产的发电企业，在获得发电业务许可证后，须及时通过电力交易平台，上传发电业务许可证正本（及副本）并经电力交易机构审核通过后，方可参与电力市场交易；

（三）符合国家及内蒙古自治区相关规定且由电网企业代理购电的工商业用户，可在每季度（自然季度）最后15日前选择下一季度起直接参与市场交易，电网企业代理购电相应终止。根据国家政策变化具体调整。

（四）电力交易机构将市场注册生效的经营主体纳入经营主体目录，实行动态管理，按照信息披露要求向社会公布，根据内蒙古自治区能源局和国家能源局东北监管局要求备案。

第十三条 [发电企业注册]

（一）发电企业在电力交易平台自主注册并申请注册账号、签订入市承诺书，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：营业执照（法人证书与统一社会信用代码对应的证件同等有效）、授权委托书、并网调度协议、项目核准（备案文件）、发电业务许可证（办理承诺书）等。

电力交易机构收到发电企业提交的注册申请后，在 5 个工作日内进行完整性审查，电力调度机构应配合开展相关信息校核。对于注册材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性书面告知，发电企业须按要求对材料进行补充和完善；

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

（三）发电企业在新增机组时应进行市场注册。

第十四条 [电力用户注册]

（一）电力用户在电力交易平台自主注册并申请注册账号、网上签订入市承诺书，注册时需要提供的资料包括：营业执照、授权委托书、电力营销系统客户所属单位授权书（租赁他人厂房、转供电等各类原因导致电力营销系统用户名称与申请准入的电力用户名称不一致时）；

（二）用户注册和新增营销户号后须注册用电单元信息，由为其提供供电服务的电网企业提供用户用电信息（包括用户编号、户名、计量点等相关信息）；

（三）电力交易机构收到电力用户提交的注册申请和注册信息、材料等，在 5 个工作日内完成材料的完整性核验；对材料不全或不符合规范的，电力用户须按要求对材料进行补充和完善；

（四）电力用户提交的资料满足完整性要求后，电力交

易机构通过注册申请，无需公示、自动生效。

第十五条 [售电公司注册]

（一）符合注册条件的售电公司向电力交易机构提交注册申请，并按国家和自治区政府有关要求提供注册材料，办理注册手续；

（二）售电公司办理注册时，应按固定格式签署信用承诺书，并通过电力交易平台向电力交易机构提交以下资料：工商注册信息、法定代表人信息、统一社会信用代码、资产和从业人员信息、开户信息、营业执照、资产证明、经营场所和技术支持系统证明等材料。

（1）营业执照经营范围必须明确具备电力销售、售电或电力供应等业务事项；

（2）需提供资产证明包括，具备资质、无不良信用记录会计事务所出具的该售电公司近3个月内的资产评估报告，或近1年的审计报告，或近6个月的验资报告、银行流水，或开户银行出具的实收资本证明。对于成立时间不满6个月的售电公司，需提供自市场监督管理部门注册以后到申请市场注册时的资产评估报告，或审计报告，或验资报告、银行流水，或开户银行出具的实收资本证明；

（3）多业务范围并且开展实质交易的售电公司，资产总额应满足所有业务范围交易电量总和的要求；

（4）从业人员需提供能够证明售电公司全职在职员工

近 3 个月的社保缴费记录、职称证书。从业人员不能同时在两个及以上售电公司重复任职；

（5）对于工商注册时间不足 3 个月的售电公司，需提交工商注册后至申请日期内有效的社保证明。对于售电公司新聘用的员工，需提交员工劳动合同签订后至申请日期内有效的社保证明；

（6）经营场所证明需提供商业地产的产权证明或 1 年及以上的房屋出租合同、经营场所照片等。在多个省开展业务的售电公司，在售电业务所在行政区域需具备相应的经营场所；

（7）接入电力交易平台的售电公司技术支持系统，需提供安全等级报告和软件著作权证书以及平台功能截图，对于购买或租赁平台的还需提供购买或租赁合同；

（8）法律、法规及其他规定的条件。

（三）拥有配电网运营权的售电公司还需提供以下材料：

（1）电力业务许可证（供电类）；

（2）省级政府主管部门对配电网项目供电营业区的界定文件；

（3）配电网电压等级，配电网地理接线图等相关资料。

（四）售电公司对提供资料的真实性负责，提交资料未注明提交复印件的，应当提交原件；提交复印件的，应当注

明“与原件一致”并加盖公章；所有资料需同时提供 PDF 格式的电子扫描文档；

（五）接受注册后，电力交易机构收到售电公司提交的注册申请和注册材料后，在 5 个工作日内完成材料完整性审查。对于售电公司提交的注册材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性书面告知，售电公司需按要求对材料进行补充和完善；

（六）完成完整性核验和原件核验后，电力交易机构通过电力交易平台，将售电公司满足注册条件的信息、材料和信用承诺书向社会公示，公示期为 1 个月；

（七）电力交易机构应对公示期间被提出异议的售电公司的异议情况进行调查核实，并根据核实情况分类处理。

（1）如因公示材料疏漏缺失或公示期间发生人员等变更而产生异议，售电公司可以补充材料申请再公示；

（2）如因材料造假发生异议，售电公司自接到电力交易机构关于异议的告知之日起，5 个工作日内无法做出合理解释，电力交易机构终止其公示，退回售电公司的注册申请，将情况报送内蒙古自治区能源局、国家能源局东北监管局核实处理。

公示期满无异议的售电公司，注册手续自动生效。电力交易机构将公示期满无异议的售电公司纳入自主交易经营主体目录，实行动态管理并向社会公布。

电力交易机构按批次汇总售电公司注册情况向内蒙古自治区能源局、国家能源局东北监管局，并通过电力交易平台向社会公布。

第十六条 [独立储能注册] 独立储能取得并网调度协议后，应在通过电力交易平台提出注册申请，电力交易机构收到独立储能提交的注册申请和注册材料后，在 5 个工作日内进行完整性审查。对于注册材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性书面告知。

第十七条 [多重主体注册] 具有多重主体类型的经营主体，应当按类别分别进行注册。

第十八条 [政策变化调整] 当国家政策调整或者交易规则变化导致市场注册信息发生变化时，电力交易机构可按照全国统一的原则组织经营主体重新注册或补充完善注册信息。

第四章 信息变更

第十九条 [基本要求] 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。经营主体注册信息发生变化后,应在 5 个工作日内向首次注册的电力交易机构提出信息变更申请。

第二十条 [变更内容] 信息变更主要包含以下内容:

(一)经营主体身份名称变更、法定代表人(或负责人)更换;

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

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

第二十一条 [承担责任] 经营主体注册信息发生变化未按规定时间进行变更,并造成不良影响或经济损失的,由

经营主体承担相应责任。

第二十二条 [变更期间] 经营主体在注册信息变更期间可正常参与市场交易。

第二十三条 [发电企业信息变更] 发电企业在交易平台申请办理信息变更并提交相关证明材料,电力交易机构审核后生效。

(一) 发电企业注册时填报的市场成员信息发生变更的,须提供工商核准变更通知书、变更后营业执照、在机组信息中变更发电业务许可证正副本(如变更后需新发)等证明材料。电力交易机构收到发电企业提交的变更申请和变更材料后,在5个工作日内进行完整性审查。对于变更材料不符合要求的,应予以一次性书面告知。完整性审查通过后,发电企业信息变更手续自动生效。

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

第二十四条 [电力用户信息变更] 电力用户在交易平台申请办理信息变更并提交相关证明材料,电力交易机构审核后生效。电力用户发生并户、销户、过户、新增用电户号、更名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时,经营主体应在电网企业办理变更的同时,在电力交易机构办理注册信息变更手续。

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

（二）电力交易机构收到电力用户提交的变更申请和变更材料后，在 5 个工作日内进行完整性审查。对于变更材料不符合要求的，应予以一次性书面告知。完整性审查通过后，电力用户信息变更手续自动生效。

（三）电力用户发生并户、销户、过户时要妥善处理其相关户号的合同义务。

第二十五条 [售电公司信息变更]售电公司注册信息发生变化时，应在 5 个工作日内向首次注册的电力交易机构申请信息变更。法人信息、公司股东、股权结构、从业人员、配电网资质等发生变化的，售电公司需重新签署信用承诺书并予以公示，公示期为 7 天。

第二十六条 [独立储能信息变更]独立储能主体在交易平台申请办理信息变更并提交相关证明材料，电力交易机构审核后生效。

（一）独立储能注册时填报的工商信息发生变更的，需提供变更后营业执照等。

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

（三）电力交易机构收到电力用户提交的变更申请和变更材料后，在 5 个工作日内进行完整性审查。对于变更材料不符合要求的，应予以一次性书面告知。完整性审查通过后，电力用户信息变更手续自动生效。

第五章 市场注销

第二十七条 [注销申请] 经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销，售电公司市场注销条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

经营主体有下列正当理由之一的，可申请注销：

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

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

（三）因电网网架调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的电力市场进入条件；

（四）经营主体所有机组关停退役的；

（五）经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的。

第二十八条 [自动注销流程] 经营主体自动注销由电力交易机构发起，按照公示、生效的流程办理。售电公司退出电力市场交易条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第二十九条[申请注销流程] 经营主体申请注销按照申请、声明、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交注销申请、合同处理完毕声明以及相关支撑材料。

第三十条 [注销材料准备] 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,应予以一次性书面告知。

第三十一条[退市未履行合同] 对于即将市场注销的经营主体,其所有已签订但未履行的市场交易合同,原则上通过自主协商等方式在下一个合同履行月之前的 10 个工作日内完成处理。因市场交易合同各方造成的损失由退市的经营主体承担,或自行通过司法程序解决。

第三十二条 [注销公示] 电力交易机构应通过电力交易平台,将经营主体市场注销信息向社会公示,公示期为 10 个工作日,公示期满无异议,在电力交易平台中予以注销,保留其历史信息 5 年。

第六章 异议处理

第三十三条 [异议反馈] 任何单位或个人对于经营主体电力市场注册情况存在异议,可通过异议反馈渠道向电力交易机构实名反映,需提供包括但不限于异议内容、单位名称、个人真实姓名、有效联系地址、有效联系电话等,以便查证。异议反馈应提供相关证明材料,不得捏造事实、虚假举证。

第三十四条 [异议回复] 电力交易机构对实名举报人的投诉异议,应在调查后进行回复。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。

第三十五条 [异议处理] 对于公示存在异议的经营主体,电力交易机构开展调查核实,并根据核实情况分类处理。

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

(二)如因材料造假发生异议,经营主体自接到电力交易机构关于异议的告知之日起,5个工作日内无法做出合理解释,电力交易机构终止其市场注册业务公示,将情况报送首次注册地国家能源局派出机构和地方政府主管部门。

(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。

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

第七章 监督管理

第三十六条 [监督管理] 对未及时按本规则办理业务的经营主体，电力交易机构应采取提醒、公告等措施并报国家能源局东北监管局和内蒙古自治区能源局。

第三十七条 [失信管理] 经营主体在办理电力市场准入注册业务过程中存在违法违规和失信行为的，纳入电力交易信用评价，国家能源局东北监管局可依法依规采取将其纳入失信管理等措施。

对于经营主体存在未按规定办理电力市场注册手续、提供虚假注册资料等严重情形的，经核实后电力交易机构将情况报内蒙古自治区能源局、国家能源局东北监管局依法依规处理，在信息披露平台上进行披露，并依法依规将其纳入失信管理。国家能源局东北监管局可依照《电力监管条例》第三十一条、《电力市场监管办法》第三十六条有关规定处理。

对于电力交易机构存在未按照规定办理电力市场注册等情形的，国家能源局东北监管局可依照《电力监管条例》第三十三条、《电力市场监管办法》第三十八条有关规定处理。

对售电公司在注册过程中存在其他违规行为的，内蒙古自治区能源局可依照《售电公司管理办法》第二十八、二十九、四十二、四十三条有关规定处理。

第八章 附 则

第三十八条 [解释] 本细则由内蒙古自治区能源局、国家能源局东北监管局制定并解释。本细则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

蒙东电力市场交易衔接实施细则（试行）

2025 年 10 月

目 录

第一章 总则	1
第一节 总述	1
第二节 术语定义	2
第二章 交易要素	3
第一节 交易品种	3
第二节 交易方式	5
第三节 交易周期	9
第四节 价格机制	10
第三章 市场衔接	12
第一节 辅助服务市场与省内现货市场的衔接	12
第二节 中长期与省内现货市场衔接	13
第三节 省间现货与省内现货市场的衔接	13
第四节 东北电力互济交易与省内现货市场的衔接	14
第四章 交易曲线	18
第五章 交易组织	20
第一节 年度（多年）交易	20
第二节 月度交易	22
第三节 月内交易	26
第四节 中长期分时段交易	28
第六章 中长期交易约束	31

第七章 交易执行33

第八章 合同管理34

 第一节 合同内容 34

 第二节 合同调整 34

 第三节 合同解除 35

第九章 附则36

第一章 总 则

第一节 总 述

第一条 [总述] 为依法维护电力市场经营主体的合法权益,保证电力市场建设工作统一开放、竞争有序,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)及其配套文件、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于开展电力现货电能量市场建设试点工作的通知》(发改办能源〔2017〕1453号)、《电力中长期交易基本规则》(发改能源规〔2020〕889号)、国家能源局东北监管局《内蒙古东部地区电力中长期交易规则》(东北监能市场〔2021〕4号)、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439号)、《国家发展改革委国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》(发改体改规〔2021〕1595号)、国家发展改革委《电力现货市场基本规则(试行)》(发改能源规〔2023〕1217号)、《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)、《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则(修订稿)》(京电交市〔2023〕44号)等有关文件精神 and 有关法律、法规规定,结合蒙东实际,制定本细则。

第二条 [适用范围] 本细则适用于蒙东现货市场运行期间蒙东其他市场与现货市场衔接的运营、管理、组织与实施。

第二节 术语定义

第三条 [术语定义]

（一）交易日：除节假日外的周一至周五。

（二）运行日：执行市场交易计划的自然日。

（三）交易曲线：一天 96 个时段电量的比例关系曲线。

（四）用户侧：参与中长期交易的用户侧经营主体包括直接参与批发市场的电力用户（下文简称“批发用户”）、售电公司与电网企业代理购电用户。

（五）发电侧：发电企业、独立储能在电力交易中作为发（放）电单元的统称。

（六）用电侧：用户侧、独立储能在电力交易中作为用（充）电单元的统称。

（七）售电方：依据交易品种在电力中长期市场中售出电量的经营主体，发电企业、独立储能售出电量记为正数，用户侧售出电量记为负数。

（八）购电方：依据交易品种在电力中长期市场中购入电量的经营主体，发电企业、独立储能购入电量记为负数，用户侧购入电量记为正数。

第二章 交易要素

第一节 交易品种

第四条 [交易品种] 交易品种主要包括省间中长期交易、省内中长期交易、合同电量转让交易、省间现货、东北电力互济交易，以及省间发电权交易、绿色电力交易等特殊交易品种。后期根据市场需要，增加其他类型交易品种。

第五条 [省间中长期交易] 省间中长期交易按照《跨区跨省电力中长期交易实施细则》《东北区域省间电力中长期交易实施细则（试行）》执行，由北京电力交易中心交易组织安排。省间交易成交电量按交易公告发布的交易曲线进行曲线分解。在现货市场运行日的前 2 天（D-2 日），若省间有约束交易结果仍未发布，电力交易机构可依据无约束结果或交易公告原则先行生成交易合同、分解合同曲线，但在有约束结果下发前不允许参与合同转让交易。有约束结果下发后及时修正交易合同。

第六条 [省内中长期交易] 省内中长期交易在发电企业、售电公司、批发用户、电网公司（代理购电）等发电侧、用电侧主体之间开展，由电力交易机构组织。一般情况下，电力交易组织流程为：电力交易机构发布交易时间安排；经营主体按照电力交易机构时间安排在交易平台申报交易电量需求；电力交易机构发布交易公告；经营主体按交易公告明确的交易方式开展电力交易。

省内中长期交易按照分时段交易开展：

（一）交易双方可自主协商交易曲线或者按照典型交

易曲线进行合同分解，鼓励交易双方形成分时合同价格。

（二）电力交易机构依据市场化合同执行情况，组织开展 24 小时分时段交易，以每个时段的电量作为交易标的，由各个时段的交易结果形成各经营主体的中长期合同曲线。

第七条 [合同电量转让交易] 合同电量转让交易是发电企业、批发用户、售电公司在不影响合同相对方权益的前提下，通过市场化交易方式实现市场主体之间全部或部分合同电量的有偿买卖。

（一）发电侧合同电量转让交易原则上由大容量、高参数、环保机组替代低效、高污染火电机组及关停发电机组发电，由风电、光伏发电、水电等清洁能源发电机组替代低效、高污染火电机组发电，不应逆向替代，实现全社会节能减排目标和资源有效利用；此外允许同一容量（铭牌）等级间的发电机组进行合同电量转让。

（二）合同电量转让交易应在满足电网安全校核的前提下，遵循自愿平等、公开透明的市场化原则。在市场化合同电量转让交易中，出让方、受让方可协商合同曲线。转让交易的价格为合同电量的出让或买入价格，即出让方支付给受让方的价格，不影响出让方原有合同的价格。

第八条 [省间现货] 省间现货是指在落实省间中长期交易基础上，利用省间通道剩余输电能力，开展省间日前、日内电能量交易，省间现货交易为实物交易。

第九条 [东北电力互济交易] 东北电力互济交易，是指在省间电力现货交易基础上，进一步挖掘东北区域内省间电

力保供和新能源消纳能力，开展的省间电能量互济交易。

第十条 [省间发电权交易] 省间发电权交易是指蒙东控制区内外的发电企业之间转让已签约中长期合同中部分未执行的发电量计划。省间发电权交易可由转让方与被转让方之间的任一方提出，并应在满足电网安全校核的前提下，遵循自愿平等、公开透明的市场化原则进行。

第十一条 [绿色电力交易] 绿色电力交易是以绿色电力产品为标的物的电力中长期交易，用以满足经营主体出售、购买、消费绿色电力需求，并为购买绿色电力的经营主体提供绿色电力证书及相应的绿色电力消费凭证。申报和成交价格分别明确电能量价格和相应绿色电力证书价格，省内绿色电力交易中不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。绿证价格应由双方充分考虑可再生能源消纳责任权重、能耗双控、碳排放双控等因素通过市场化交易方式综合确定。绿电交易按政府现行规则管理，纳入可持续发展价格结算的机制电量，不重复获得绿证收益。除国家有明确规定的情况外，以双边协商方式组织的绿色电力交易中，不对价格进行限价。

参与现货市场的经营主体，其绿色电力交易电能量结算方式按照《蒙东电力市场结算实施细则（试行）》执行；绿色交易的绿证收益，采用当月绿电合同电量、发电企业机制外上网电量、电力用户用电量三者取小的原则结算。

第二节 交易方式

第十二条 [交易方式] 中长期市场交易方式主要包括双边协商、集中交易，其中集中交易包括集中竞价交易、挂

牌交易、滚动撮合交易三种交易形式。

第十三条 [双边协商交易] 双边协商交易，经营主体之间自主协商交易电量（电力）、电价，形成双边协商交易初步意向后，经相关方确认后形成交易结果。

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

（二）双边协商交易以自然日为最小合同周期，采用自定义分解曲线或典型交易曲线，在合同起始日（D日）基础上至少提前3天开市（D-3），具体开市时间要求以交易公告为准。

（三）如果申报的总量小于或等于当期交易规模，确认交易；如果申报的总量超过当期交易规模，其成交电量按申报总量与当期交易规模之比等比例缩减。

第十四条 [集中竞价交易] 经营主体按照分时段曲线或典型交易曲线、交易执行起止时间，通过交易平台申报交易电量、交易价格，电力交易机构按高低匹配或统一边际法进行出清，具体出清方式以交易公告为准，集中竞价交易最小申报电量须为0.001兆瓦时的整数倍，申报电价精确到0.01元/兆瓦时。

（一）高低匹配法

（1）将购电方申报价格由高到低排序、售电方申报价格由低到高排序，售电方的最低价与购电方的最高价优先配

对,并依次类推,直至售电方电价大于等于购电方电价为止,成交价格采用匹配双方申报价格的均价;

(2) 发电侧作为售电方申报价格相同时,按照申报电量等比例成交;

(3) 购电方申报价格相同时,按照申报电量等比例成交。

(二) 边际电价法

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

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

(3) 当售电方报价曲线与购电方报价曲线没有交叉,且购电方报价始终小于售电方报价时,没有成交电量。

第十五条 [挂牌交易] 购电方或售电方通过交易平台,发布购电量或售电量、交易曲线、交易价格、交易执行时间等交易要约,由认可该要约的售电方或购电方自主摘牌,经电力交易机构交易校核后形成交易结果;也可以采用典型曲线方式组织,即参与交易的双方均采用交易公告中明确的交易曲线,挂牌方挂牌时只需挂出电量和电价,由摘牌方摘牌。

挂牌交易最小申报电量须为 0.001 兆瓦时的整数倍。

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

（一）单挂单摘方式

单方挂牌，按照“购电方挂牌、售电方摘牌”或“售电方挂牌、购电方摘牌”组织；单方挂牌时，摘牌方可以直接摘牌，不需要先挂牌。

（二）双挂双摘方式

双挂双摘是在规定交易时间内，指购电方挂牌与售电方挂牌交易同时组织，购售双方均可挂牌和摘牌，购电方只能摘售电方，售电方也只能摘购电方。

（三）挂牌交易组织

（1）年度及以上挂牌交易每次挂牌不超过 3 轮，季度及以下挂牌交易每次挂牌不超过 2 轮。

（2）挂牌方挂牌时，挂出电量、曲线、价格、执行时间等交易要约。挂出后可以在限定时间内对电量、电价、曲线进行多次修改，修改后再次挂牌，已被摘牌的电量、电价、曲线无法修改。摘牌操作需要先录入摘牌电量、电价、曲线，再确认摘牌。

（3）挂牌交易用于常规电力交易时，只允许发电、用电侧进行相互摘牌。如果同一笔用电侧挂牌电量被多个发电侧申报且大于挂牌电量，则按发电侧的申购电量或申购容量比例进行计算；如果同一笔发电侧挂牌电量被多个用电侧申报且大于挂牌电量，则按用电侧的申购电量比例进行计算。

（4）挂牌交易用于合同转让交易时，只允许同侧摘牌。如果同一笔挂牌电量被多家申报且大于挂牌电量，则按“时间优先”原则成交。

（5）若在挂牌有效期内无经营主体摘牌，到达挂牌交易截止时间后该挂牌自动失效。挂牌交易截止时间应早于挂牌交易执行起始时间。

第十六条 [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“价格优先、时间优先”的原则进行滚动撮合成交。

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

（二）电力交易平台自动实时出清，交易平台按不同交易标的进行即时匹配撮合。出清原则是购电方价格大于售电方价格，成交价格按照先申报方的价格成交。若末位购电方或售电方部分成交，则剩余部分继续参与排序等待成交。没有成交的申报需求可以随时撤销。

（三）电力交易机构实时发布交易信息，主要包括实时购售双方匿名申报信息、末位未出清电量，以及已出清电量、出清价格信息等。

第三节 交易周期

第十七条 [交易周期] 经营主体根据北京电力交易平台时间安排参与省间交易。省内中长期电力直接交易以年度（多年）、月度、月内、日滚动为周期组织开展，省内中长

期合同电量转让交易以月内为周期组织开展，D-2 滚动融合交易以日滚动为周期组织开展。电力交易机构应当根据不同交易周期交易校核后的成交结果，于 D-2 日在电力交易平台汇总经营主体 D 日的累计中长期交易电量、累计交易曲线及综合成交电价等信息。

第四节 价格机制

第十八条 [价格形成] 除优先发电合同价格按照有关规定执行外，经营主体所有市场化交易合同的电力中长期交易的成交价格由市场化方式形成；市场化形成的上网电价包括脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价。

第十九条 [价格机制] 双边协商交易价格按照达成的交易合同确定；挂牌交易价格按挂牌价格确定；集中竞价交易根据双方报价高低匹配确定或按统一边际出清价格确定；滚动撮合交易根据先申报方的价格确定。双边协商、挂牌交易的交易双方协商一致后可在相应的允许时间范围内调整交易分时段合同电量，但需满足合同期内各分时段的合同总量不变，不能调整各时刻的价格。

第二十条 [价格限制] 综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，可对省内集中交易设置报价上、下限。上、下限标准由蒙东电力市场管理委员会根据国家相关政策，报国家能源局东北监管局、内蒙古自治区发展改革委、能源局批准后用于次年的相应交易。

第二十一条 [月内分时段交易价格约束] 月内分时段交易价格约束原则上暂与省内中长期常规交易价格约束保

持一致。

第二十二条 [日滚动分时段交易价格约束]**D-2** 日滚动交易可设定最高和最低限价，不进行逐个时段限价，分时按参考价最大、最小值+上下浮动方式形成。

第三章 市场衔接

第一节 辅助服务市场与省内现货市场的衔接

第二十三条 [调频市场与现货市场的衔接]

（一）日前调频市场

现阶段，调频市场与电能量市场按照分开运行，顺序出清的方式衔接。D-1 日，电力调度机构根据系统供需、新能源消纳等情况评估省内调频需求并披露调频市场信息，组织经营主体参与申报，并在日前电能量市场出清模型的系统备用约束中予以考虑调频需求，调频市场预出清在现货市场日前预出清机组组合确定后开展。

日前调频辅助服务市场中标的竞价燃煤机组在日前现货市场的出清出力范围，依据燃煤机组最大、最小可调出力预留日前调频中标容量后确定。

（二）日内调频市场

实时运行阶段，考虑负荷预测和新能源预测偏差等调节需求，以小时为周期在整点时刻实时现货市场出清前开展调频市场正式出清，确定未来 2 小时的调频中标单元及其调频中标容量，其中未来 1 小时的结果作为下一周期日内中标调频单元及其中标调频容量，并相应调整中标燃煤机组的出清出力范围，参与实时现货市场出清计算。调频单元按照日内调频出清结果投入调频状态。

调频辅助服务市场出清、调用方式详见《蒙东电力辅助服务（调频）市场实施细则（试行）》。

第二节 中长期与省内现货市场衔接

第二十四条 [中长期市场与现货市场的衔接] 省内中长期市场化合同、跨区跨省中长期市场化合同等各类中长期合同应约定曲线或曲线形成方式。参与现货市场的经营主体，其中长期合同作为具有财务约束力的结算依据，与现货市场电价进行差价结算。

D-3 日，市场运营机构按照相关规则，组织开展省间中长期日滚动撮合交易。

D-2 日，为贴近供需实际情况开展中长期合同调整，市场运营机构按照相关规则，组织开展省内中长期日滚动撮合交易。

D-2 日，电力交易机构向电力调度机构提供 D 日省间发电合同、跨区跨省中长期市场化合同、省内中长期市场化合同的分时曲线。

第三节 省间现货与省内现货市场的衔接

第二十五条 [省间与省内现货市场的衔接] 省间各类交易送出成交结果作为负荷增量参与送端省内市场出清，受入成交结果作为省内电源参与省内电力市场。

日前省内和省间现货市场采取“分别报价、分别出清”的组织方式，在日前省内现货市场预出清结束后，省内发电企业依据日前预出清结果，参与日前省间现货市场；实时现货市场滚动出清过程中，省内发电企业可参与日内省间现货市场。

省间现货市场的交易组织与实施按照《关于国家电网有

限公司省间电力现货交易规则的复函》(发改办体改〔2021〕837号)、《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》(发改办体改〔2022〕129号)执行。

第四节 东北电力互济交易与省内现货市场的衔接

第二十六条 [东北电力互济交易与省内现货市场的衔接] 东北电力互济交易是满足“省间市场未延伸、省内市场未覆盖”的交易需求。

第二十七条 [经营主体参与东北电力互济交易方式] 省内经营主体通过电力交易平台进行东北电力互济交易申报,申报原则以《东北电力互济交易实施细则(试行)》为准。电力交易机构将经营主体申报的相关交易数据发送至电力调度机构,电力调度机构接收经营主体申报数据并转发至上级电力调度机构。

(一) 组织时序

D-1 日 12:30-13:00, 省间电力现货出清后, 经营主体开展东北电力互济交易相关信息的申报; 东北电力调度控制中心、蒙东电力调度控制中心对经营主体的申报量进行合理性校验。蒙东电力调度控制中心将经营主体申报参加东北电力互济交易的相关信息及通过合理性校验后扣减的分时“电力-价格”曲线上报至东北电力调度控制中心。

D-1 日 13:00 前, 东北电力调度控制中心对区域内各交易节点的申报量进行合理性校验。

D-1 日 13:00-14:00, 东北电力调度控制中心组织日前东

北电力互济交易。

D-1 日 14:00-14:30, 东北电力调度控制中心将日前东北电力互济交易结果和省间联络线计划下发至蒙东电力调度控制中心。

D-1 日 14:30-17:30, 蒙东电力调度控制中心根据上级调度机构下发的联络线计划, 组织省内日前电力现货市场及电力辅助服务市场出清。

D-1 日 17:30-18:00, 东北电力调度控制中心根据省内日前出清结果进行全网潮流安全校核, 校核结果下发至蒙东电力调度控制中心。蒙东电力交易中心根据校核结果向市场成员发布市场出清结果。

T-60 分钟前, 日内省间电力现货交易形成出清结果。

T-60 至 T-45 分钟, 经营主体可申报东北电力互济交易量价信息, 东北电力调度控制中心、蒙东电力调度控制中心对经营主体的申报量进行合理性校验。

T-45 分钟前, 东北电力调度控制中心对区域内各交易节点的申报量进行合理性校验。

T-45 至 T-30 分钟, 东北电力调度控制中心组织开展日内东北电力互济交易出清, 并将交易结果和省间联络线计划下发至蒙东电力调度控制中心。

T-30 至 T-15 分钟, 蒙东电力调度控制中心根据东北电力调度控制中心下发的联络线计划, 组织省内实时市场及辅

助服务市场出清。

（二）执行方式

省内经营主体参与东北电力互济交易后,经营主体日前联络线计划对应的分时外送交易电力以申报价格下限叠加至原有申报量价曲线后参与省内现货市场出清(其中燃煤火电的分时外送交易电力需扣除最小可调出力,若为负置零),发电能力保持不变。

（三）安全校核

为保障区域电网安全稳定运行、电力保供及新能源消纳,在电力现货市场日前预出清阶段,安全约束机组组合(SCUC)后、安全约束经济调度(SCED)前,对全网火电机组开机容量进行安全校核。

（四）偏差解决

省内发电侧经营主体、鲁固直流配套分区新能源场站在日前、实时市场预出清中存在负偏差时,可由电网企业代理在省间现货市场及东北电力互济交易中进行购电,购电产生的相关费用由对应市场经营主体进行承担。

当省内发电侧经营主体、鲁固直流配套分区新能源场站优先满足省内供需平衡情况下,在日前、实时市场预出清中因非报价原因产生限电时,可通过省间现货市场及东北电力互济交易向外省进行消纳。

第二十八条 [东北电力互济交易结算周期] 东北电力

互济交易结算采用日清月结方式,D+5 日进行市场化交易结果清分,生成日清分结果。省级电力交易机构依据调度机构提供的互济交易结果和实际执行情况按日发布日清分结果,并在次月结算规定时限内,汇总其他交易结果,统一出具月度结算依据,并向经营主体发布。

第二十九条 [东北电力互济交易结算办法及分摊方式]
电力调度机构负责提供东北电力互济交易出清结果及执行结果,包括互济交易周期(日前、日内)、电量、电价;京交五部会同相关省级电力交易机构提供东北电力互济交易结算依据;电网企业负责开展相关经营主体电费结算,具体结算办法及分摊方式按照《东北电力互济交易实施细则(试行)》执行。

第四章 交易曲线

第三十条 [曲线选择] 以双边协商方式开展的直接交易，交易双方可自行约定交易曲线，也可以选取典型交易曲线；以集中竞价和滚动撮合方式开展的直接交易，交易双方自行申报需求曲线；以挂牌交易方式开展的直接交易，挂牌方可自行定义交易曲线，也可以选取典型交易曲线。

第三十一条 [典型交易曲线] 典型交易曲线包括年度（多年）、月度、月内典型交易曲线，根据蒙东电网统调负荷特性制定并于交易前发布。

（一）基础数据准备

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

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

（二）典型交易曲线计算方法

（1）年度典型交易曲线：根据统调历史负荷确定年度分月电量比例（Y）和月度分日电量比例（M），将年度电量分解至分月、分日电量，再按日典型分解曲线（D），将日电量分解为 24 点电量曲线，即年度典型分解曲线为 Y + M + D 形式。

（2）月度典型交易曲线：按照月度分日电量比例（M），将月度合同电量分解至日电量，再按日典型分解曲线（D）将日电量分解为 24 点电量曲线，即月度典型分解曲线为 M

+D 形式。

（3）月内（多日）典型交易曲线：按照月度分日电量比例（M），将短期多日的合同电量分解至日电量，再按日典型分解曲线（D），将日电量分解为 24 点电量曲线，即月内（多日）典型分解曲线为 M+D 形式。

（三）分时段交易曲线的分解原则上按照交易合同总量在合同周期内按自然日平均分配至相应时段。

第五章 交易组织

第三十二条 [省间交易组织] 根据北京电力交易中心安排，组织省内发电企业参与省间交易。达成交易后，交易曲线按交易公告执行。

第三十三条 [省内交易组织] 省内交易由电力交易机构根据内蒙古自治区能源局和国家能源局东北监管局确定的交易方案组织开展。原则上，省内交易的次序为：年度交易、年度合同分月调整、月度交易与合同转让交易、月内增量交易与合同电量转让交易、D-2 日滚动撮合交易。省内各类交易均需在交易平台开展。

第一节 年度（多年）交易

第三十四条 [年度（多年）交易] 原则上，每年 12 月份开展次年年度交易，具体时间以交易公告为准，市场信息包括但不限于：

- （一）参与年度交易经营主体信息；
- （二）次年直接交易电量需求预测及交易电量规模；
- （三）次年年度交易相关工作方案。

第三十五条 [年度交易] 年度交易可按双边协商或集中竞价、挂牌交易方式组织开展，执行过程中可根据市场运营实际、经营主体需要等情况进行调整。

第三十六条 [年度双边协商交易流程]

（一）交易公告发布。电力交易机构在交易平台发布年度双边协商交易公告，包括但不限于：交易规模、交易方式、交易时间安排等信息。

（二）交易申报。各经营主体根据交易公告，开展年度双边协商交易申报。购售双方登录交易平台申报交易意向并进行确认，主要包括交易对象、交易电量、交易曲线、交易电价、合同起止时间等，可申报年分月、月分日比例，交易曲线也可以选择交易平台提供的典型交易曲线。

（三）交易出清与结果发布。交易申报结束后，电力交易机构进行出清，经电力调度机构安全校核后发布交易结果。

（四）电量分解。自定义交易曲线的合同中未约定年分月、月分日比例的，原则上成交电量按照交易期日历天数平均分解至每日，其余已约定的则按照合同中约定的年分月、月分日的比例分解至每日，每日分解的合同电量按照日分时交易曲线将每日电量分解至各时段，形成带分时电量和电价的交易合同。采用典型交易曲线的合同，按照购售电双方确认的典型交易曲线分解形成带分时电量和电价的交易合同。

第三十七条 [年度集中竞价交易流程]

（一）交易公告发布。电力交易机构在交易平台发布年度集中竞价交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、交易合同起止时间、出清方式、交易曲线等信息。

（二）交易申报。各经营主体根据交易公告，开展集中竞价交易申报。购售双方登录交易平台，申报交易电量、交易电价。在交易申报时间内，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

（三）交易出清与结果发布。交易申报结束后 1 个工作日内，电力交易机构按照高低匹配法或边际电价法的方式进

行出清，经电力调度机构安全校核后发布交易结果。

（四）电量分解。申报交易曲线的集中竞价成交的分月电量，按照交易期日历天数平均分解至每日，典型交易曲线的合同，按照购售电双方确认的典型交易曲线分解形成带分时电量和电价的交易合同。

第三十八条 [年度挂牌交易流程]

（一）交易公告发布。电力交易机构在交易平台发布年度挂牌交易公告，包括但不限于：交易方式、交易规模、交易曲线、交易价格、交易时间安排等信息。

（二）挂牌。经营主体根据交易公告，申报挂牌。挂牌方根据需要，可以按总电量挂牌，也可以按分月电量分别挂牌。

发电侧在卖方序列申报，用电侧在买方序列申报，申报信息包括交易电量及交易曲线、交易电价、交易合同起止时间等，可选择申报电量年分月、月分日比例，交易曲线也可选择交易平台提供的典型交易曲线。

（三）摘牌。经营主体按照“第十五条”交易原则成交，经电力调度机构安全校核后发布交易结果，交易平台即时滚动更新剩余交易空间。

第二节 月度交易

第三十九条 [月度交易] 每月电力交易机构发布次月月度交易时间预安排，组织开展年度合同分月电量调整、月度交易、月度合同电量转让交易等。一般按照双边协商或集中竞价、挂牌交易、滚动撮合方式组织开展。执行过程中可

根据市场运营实际、经营主体需要等情况进行调整。

第四十条 [年度合同分月电量调整] 在保持合同电量不变的条件下,年度双边协商形成的市场化合同经双方协商一致,可以在规定时间内调整次月及以后数月的年度合同分月电量。

流程如下:

(一) 公告发布。电力交易机构在月度交易时间预安排中明确分月电量调整相关事项。

(二) 调整申报。用电侧合同方登录交易平台,发起分月电量调整申请。

(三) 调整确认。发电侧合同方登录交易平台,对用电侧合同方发起的分月电量调整进行确认。

(四) 结果发布。电力交易机构经交易校核后,发布交易结果。

(五) 数据更新。经发电侧合同方确认后,交易平台自动更新合同数据。若发电侧合同方在规定时间内未完成确认,则仍按照此次调整前的年度合同分月电量执行。

第四十一条 [月度双边协商流程]

(一) 交易公告发布。电力交易机构在交易平台发布月度双边协商交易公告,包括但不限于:交易规模、交易方式、交易时间安排等信息。

(二) 交易申报。各经营主体根据交易公告,开展月度双边协商交易申报。购售双方登录交易平台申报交易意向并进行确认,主要包括交易对象、交易电量、交易曲线、交易

电价、合同起止时间等，可申报月分日比例；交易曲线也可以选择交易平台提供的典型交易曲线。

（三）交易出清与结果发布。交易申报结束后，电力交易机构进行出清，经交易校核后发布交易结果。

（四）电量分解。自定义交易曲线的合同中未约定月分日比例的，原则上成交电量按照交易期日历天数平均分解至每日，其余已约定的则按照合同中约定的月分日的比例分解至每日，每日分解的合同电量按照日分时交易曲线将每日电量分解至各时段，形成带分时电量和电价的交易合同；采用典型交易曲线的合同，按照购售电双方确认的典型交易曲线分解形成带分时电量和电价的交易合同。

第四十二条 [月度集中竞价交易流程]

（一）交易公告发布。电力交易机构在交易平台发布月度集中竞价交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、交易合同起止时间、出清方式、交易曲线等信息。

（二）交易申报。各经营主体根据交易公告，开展月度集中竞价交易申报。购售双方登录交易平台，申报交易电量、交易电价。在交易申报时间内，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

（三）交易出清与结果发布。交易申报结束后，电力交易机构按照高低匹配法或边际电价法的方式进行出清，电力交易机构进行出清，经交易校核后发布交易结果。

（四）电量分解。申报交易曲线的集中竞价成交的分月电量，按照交易期日历天数平均分解至每日，典型交易曲线

的合同,按照购售电双方确认的典型交易曲线分解形成带分时电量和电价的交易合同。

第四十三条 [月度挂牌交易流程]

(一) 交易公告发布。电力交易机构在交易平台发布月度挂牌交易公告,包括但不限于:交易方式、交易规模、交易曲线、交易价格、交易时间安排等信息。

(二) 挂牌。经营主体根据交易公告,申报挂牌。挂牌方根据需要按总电量挂牌。

发电侧在卖方序列申报,用电侧在买方序列申报,申报信息包括交易电量及交易曲线、交易电价、交易合同起止时间等,可选择申报电量月分日比例。其中,交易起始时间不能早于挂牌截止时间;交易曲线也可选择交易平台提供的典型交易曲线。

(三) 摘牌。经营主体按照“第十五条”交易原则成交,经电力调度机构安全校核后发布交易结果,交易平台即时滚动更新剩余交易空间。

第四十四条 [月度市场化合同转让交易] 月度市场化合同转让交易以双边协商或挂牌交易的方式组织,发电侧、用电侧可以出让或受让次月市场化合同电量。流程如下:

(一) 交易公告发布。交易机构在交易平台发布市场化合同电量转让交易公告,包括但不限于:交易方式、交易时间安排等信息。

(二) 交易申报。根据交易公告,出让方登录交易平台,在对应交易序列下申报交易对象、交易电量、交易曲线、交

易合同起止时间。受让方登录交易平台对出让方填报意向进行确认。

（三）交易结果发布。经电力调度机构安全校核后，交易机构发布交易结果。

第三节 月内交易

第四十五条 [月内交易] 电力交易机构发布月内交易时间预安排，组织开展月内增量交易、月内合同电量转让交易及月内滚动撮合交易等。

第四十六条 [月内增量交易] 月内增量交易的交易标的原则上为 D+3 日至当月月底的合同，一般按照集中竞价、滚动撮合方式开展。执行过程中可根据市场运营实际、经营主体需要等情况进行调整。

第四十七条 [月内增量集中竞价交易流程]

（一）交易公告发布。电力交易机构在交易平台发布月内集中竞价交易公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、交易合同起止时间、出清方式、交易曲线等信息。

（二）交易申报。各经营主体根据交易公告，开展月内集中竞价交易申报。购售双方登录交易平台，申报交易电量、交易电价。在交易申报时间内，以申报截止前最后一次有效申报作为最终申报。

（三）交易出清与结果发布。交易申报结束后，电力交易机构按照高低匹配法或边际电价法的方式进行出清，电力交易机构进行出清，经交易校核后发布交易结果。

（四）电量分解。申报交易曲线的集中竞价成交的月内

电量，按照交易期日历天数平均分解至每日，典型交易曲线的合同，按照购售电双方确认的典型交易曲线分解形成带分时电量和电价的交易合同。

第四十八条 [月内市场化合同转让交易] 月内市场化合同转让交易以双边协商或挂牌的方式组织，其中合同电量转让交易分为发电侧合同电量转让和用电侧合同电量转让。

第四十九条 [月内市场化合同转让双边协商交易流程]

（一）交易公告发布。电力交易机构在交易平台发布月内市场化合同转让双边协商交易公告，包括但不限于：交易规模、交易方式、交易时间安排等信息。

（二）交易申报。各经营主体根据交易公告，开展月内市场化合同转让双边协商交易申报。购售双方登录交易平台申报交易意向并进行确认，主要包括交易对象、交易电量、交易曲线、交易电价、合同起止时间等。

（三）交易出清与结果发布。交易申报结束后，电力交易机构进行出清，经交易校核后发布交易结果。

（四）电量分解。合同电量按照日分时交易曲线将每日电量分解至各时段，形成带分时电量和电价的交易合同。

第五十条 [月内市场化合同挂牌交易流程]

（一）交易公告发布。电力交易机构在交易平台发布月内挂牌交易公告，包括但不限于：交易方式、交易规模、交易曲线、交易价格、交易时间安排等信息。

（二）挂牌。经营主体根据交易公告，申报挂牌。挂牌方根据需要按总电量挂牌。

（三）发电侧在卖方序列申报,用电侧在买方序列申报,申报信息包括交易电量及交易曲线、交易电价、交易合同起止时间等。其中,交易起始时间不能早于挂牌截止时间。

（四）摘牌。经营主体按照“第十五条”交易原则成交。

（五）交易出清与结果发布。交易申报结束后,电力交易机构进行出清,经交易校核后发布交易结果。

第五十一条 [月内滚动撮合交易流程]

（一）交易公告发布。电力交易机构在交易平台发布月内滚动撮合交易流程公告,包括但不限于:交易方式、交易时间安排、交易合同起止时间等信息。

（二）交易申报。各经营主体根据交易公告,开展月内滚动撮合交易申报。购售双方登录交易平台,在对应交易序列下申报交易电量、交易电价。

（三）交易出清与结果发布。交易申报结束后,电力交易机构进行出清,经电力调度机构安全校核后发布交易结果。

第四节 中长期分时段交易

第五十二条[中长期分时段交易] 月内分时段交易暂按24个时段进行划分,每个时段的电量单独进行交易。

第五十三条 [分时段交易组织方式] 月内分时段交易按照集中竞价、挂牌交易、滚动撮合的方式组织。

第五十四条 [分时段交易要求] 月内、D-2日滚动分时段交易中,发电侧、用电侧可以同时申报购电需求及售电需求;对某一时段,发电侧、用电侧主体进行交易申报时必须

先选择是售出或购入电量，在同批次交易中，一个时段只能选定一个方向。

第五十五条 [日滚动融合分时段交易要求] D-2 分时段日滚动融合交易的交易标的原则上为 D 或 D 至 D+2 的合同。执行过程中可根据市场运营实际、经营主体需要等情况进行调整，遇法定节假日可适当顺延。

第五十六条 [交易组织与电量分解]

（一）月度分时段交易原则上每月中旬开展，交易标的为次月每个时段的总电量。原则上分时段成交电量按照月度日历天数平均分解至相应时段，形成分时段电量电价交易合同。

（二）月内增量交易、月内滚动撮合、月内合同转让分时段交易原则上按日组织，D 日交易标的物为多日或者 D+3 日至当月月底的合同。原则上分时段成交电量平均分解至相应时段，形成分时段电量电价交易合同。

（三）日滚动分时段交易按工作日连续开展，D-2 日交易标的物为 D 日每个时段的电量，遇有国家法定节假日，则做出相应调整。

第五十七条 [D-2 日滚动撮合交易流程]

（四）交易公告发布。电力交易机构在交易平台发布 D-2 日滚动撮合交易流程公告，包括但不限于：交易方式、交易时间安排、交易合同起止时间等信息。

（五）交易申报。各经营主体根据交易公告，开展 D-2 日滚动撮合交易申报。购售双方登录交易平台，在对应交易

序列下申报交易电量、交易电价。

（六）交易出清与结果发布。交易申报结束后，电力交易机构进行出清，经电力调度机构安全校核后发布交易结果。

第六章 中长期交易约束

第五十八条 [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。

第五十九条 [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。

第六十条 [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、下限原则上由市场管理委员会提出，经内蒙古自治区发展改革委及国家能源局东北监管局、内蒙古自治区能源局审定后执行。

第六十一条 [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其报装容量，发电企业合同曲线电力最大值原则上不超过装机容量，售电公司合同曲线电力最大值原则上不超过其代理用户的报装容量。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。

第六十二条 [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，报内蒙古自治区能源局和

国家能源局东北监管局审定后执行。

第六十三条 [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 交易执行

第六十四条 [交易执行] 省内优先发电合同电量由市场运营机构根据电力供需形势、省内用电量预测、外送和受入交易结果、省内水电和新能源发电量预测等信息，统筹安排执行。现货市场开展后中长期合同电量仅作为结算依据。经营主体每达成一条新的中长期合同，自动在已有合同基础上进行同日同时段累加或者削减。

第八章 合同管理

第一节 合同内容

第六十五条 [年度（多年）、多月交易合同内容]

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

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

第六十六条 [月度及以下交易合同内容] 月度及以下交易合同：

（一）月度、月内、日滚动交易合同依据交易组织结果签订。

（二）交易合同内容包括但不限于：交易主体、交易时间、交易电量、交易曲线、交易价格、输电通道、交易计量、电量电费结算、不可抗力、争议解决、调整和违约、特别约定等。

（三）合同转让交易形成的合同依据交易结果和原合同约定签订。合同内容包括但不限于：交易主体、交易时间、转让电量、原转让方交易曲线、原转让方合同电价、输电通道、交易计量、电量电费结算、不可抗力、争议解决、调整和违约、特别约定等。

第二节 合同调整

第六十七条 [合同调整] 双边协商达成的交易双方可根据电力供需形势变化，经协商一致，年度交易合同及分月安排在月度指定时间内对交易合同中未发生的交易电量调整年分月安排，在合同剩余执行周期内进行调整。月内交易合同原则上不允许调整。

第六十八条 [转让交易合同] 转让交易合同作为新交易合同执行。除交易各方特别约定外，涉及原合同交易主体的相关权利义务视为已履行完毕，涉及原合同的相关条款自动终止。

第三节 合同解除

第六十九条 [基本要求] 根据国家法律法规的规定，交易合同需要解除的，按相关规定执行。

第七十条 [合同解除] 交易各方协商一致，可以解除交易合同。合同解除时，须按照原交易合同形式，签订解除协议。合同解除后，已履行部分不再返还，尚未履行部分终止履行。

第九章 附 则

第七十一条 [解释] 本细则由内蒙古自治区能源局、国家能源局东北监管局制定并解释。本细则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

蒙东电力现货市场交易实施细则（试行）

2025 年 10 月

目 录

第一章 总则.....	1
第一节 总述.....	1
第二节 术语定义.....	2
第三节 经营主体.....	5
第二章 辅助服务市场与省内现货市场的衔接.....	9
第三章 省间交易与省内现货市场的衔接.....	10
第一节 中长期与省内现货市场衔接.....	10
第二节 省间现货与省内现货市场的衔接.....	10
第三节 东北电力互济交易与省内现货市场的衔接.....	11
第四章 日前市场.....	12
第一节 市场参数管理.....	12
第二节 日前经营主体运行边界条件.....	12
第三节 日前电网运行边界条件.....	18
第四节 事前信息发布.....	22
第五节 交易申报.....	22
第六节 日前出清.....	26
第七节 特殊机组日前出清方式.....	27
第八节 日前市场安全校核.....	30
第九节 日前出清结果.....	31
第五章 实时市场.....	33
第一节 实时市场交易方式.....	33
第二节 实时经营主体运行边界条件.....	33

第三节 实时电网运行边界条件.....	35
第四节 实时市场出清.....	36
第五节 特殊机组实时出清方式.....	36
第六节 实时运行调整.....	37
第七节 实时出清结果.....	41
第六章 启动补偿费用.....	43
第七章 新能源日前申报最大可调出力偏差考核.....	44
第八章 新能源实时申报最大可调出力准确率考核.....	47
第九章 执行偏差获利回收.....	50
第十章 市场力监测.....	53
第十一章 市场干预与中止.....	57
第一节 市场干预机制.....	57
第二节 特殊情况处理机制.....	58
第三节 市场中止与恢复.....	59
第十二章 附则.....	61
附件一：市场参数表.....	62
附件二：经营主体缺省参数表.....	64
附件三：日前安全约束机组组合数学模型.....	66
附件四：日前安全约束经济调度数学模型.....	77
附件五：日前节点电价数学模型.....	84
附件六：实时安全约束经济调度数学模型.....	91
附件七：实时节点电价数学模型.....	97

第一章 总则

第一节 总述

第一条[总述]为深入贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)、《国家发改委、国家能源局关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》(发改办体改〔2022〕129号)、《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》(发改办体改〔2023〕813号)、《电力现货市场基本规则(试行)》(发改能源规〔2023〕1217号)、《电力市场信息披露基本规则》(国能发监管〔2024〕9号)、《电力市场运行基本规则》(2024年第20号令)、《电力辅助服务市场基本规则》(发改能源规〔2025〕411号)、《电力市场计量结算基本规则》(发改能源规〔2025〕976号)、《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》(发改价格〔2025〕136号)、《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》(发改办体改〔2025〕394号)、《深化蒙东电网新能源上网电价市场化改革实施方案》(内发改价费字〔2025〕661号)以及电力体制改革配套文件精神,进一步优化蒙东电力供给侧结构、提升电力资源优化配置效率,以竞争方式形成反映成本与供需的分时电力价格,实现保障电力平衡与清洁能源高效消纳、降低市场运行风险、促进蒙东新型电力系统建设健康有序发展的目标,结合蒙东电力运行实际情况,制定本实施细则。

第二条[适用范围]本细则适用于蒙东电能量现货市场（下文简称“现货市场”）的运营、管理、组织与实施。

第二节 术语定义

第三条[术语定义]

（一）电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。

（二）运行日（D）：为实际执行日前市场交易计划的自然日。

（三）竞价日（D-1）：为运行日的前一日（D-1）。

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

（五）可靠性机组组合及日前预出清：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 D 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。

（六）日前出清：电力调度机构基于经营主体用于日前可靠性机组组合等申报的信息以及机组运行与电网运行边界条件，通过安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序开展日前出清。

（七）实时电能量市场（下文简称“实时市场”）：运行日（D 日）进行的决定运行日（D 日）未来 15 分钟最终

调度资源分配状态和计划的电能量市场。

（八）系统负荷：蒙东电网范围内的发受电电力总和。

（九）母线负荷：蒙东电网范围内的 220 千伏变电站的母线下网负荷，即节点负荷。

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

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

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

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

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

（十五）安全校核：对检修计划、发用（充放）电计划、市场出清结果和电网运行方式等内容，从电力系统运行安全

角度分析的过程。分析方法包括静态安全分析、暂态稳定分析、动态稳定分析、电压稳定分析等。

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

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

（十八）全网用户侧统一结算点电价：指全网所有节点电价以实际调度端下送电力的用电数据为权重，对全网所有节点电价进行加权平均后得出加权的平均值，包括日前全网用户侧统一结算点电价与实时全网用户侧统一结算点电价。

其中日前全网用户侧统一结算点电价由所有参与现货市场的日前市场节点电价按照母线负荷预测的下网用电量加权平均计算；实时全网用户侧统一结算点电价由所有参与现货市场的实时市场节点电价按照实际调度端下送电力的用电量加权平均计算。

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

第三节 经营主体

第四条[现货市场成员]现货市场成员包括经营主体、电网企业与市场运营机构。

第五条[经营主体]经营主体包括满足准入条件的各类发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电公司、新型经营主体等各类经营主体。

第六条[准入要求]参与现货市场交易的各类经营主体应符合国家和蒙东有关准入条件，满足参与现货市场交易的计量、通信等技术条件，符合信用管理要求，在电力交易机构注册，遵守电力市场运营规则，接受国家能源局派出机构、内蒙古自治区有关主管部门的监督，服从市场管理，接受电力调度机构的统一调度，履行法律法规规定的权利和义务。

第七条[发电企业参与方式]

（一）燃煤火电机组（含电蓄热设施，下同）。

燃煤火电机组与配套电蓄热设施以一体化形式参与现货市场。蒙东电网公用燃煤火电机组（含京科电厂2号机、科右中电厂1、2号机）均以“报量报价”的方式参与现货市场，下文简称“竞价燃煤机组”。

若燃煤火电机组电蓄热设施无法平滑调节导致电网负荷瞬间陡增或陡降，电力调度机构将根据电网安全合理安排燃煤火电机组电蓄热设施投放时序。

（二）新能源场站

新能源场站分为以下几类：集中式新能源场站，分布式、分散式新能源项目（含集中式管理分布式），特许权新能源

场站，扶贫光伏新能源项目。其中：

1.集中式新能源场站

集中式新能源场站包括蒙东电网集中式风电光伏电站（含配建储能，下同），集中式新能源场站与配建储能以一体化形式参与现货市场。集中式新能源场站通过“报量报价”的方式全电量参与现货市场。

蒙东电力现货市场内建立公共分区和鲁固配套电源分区。鲁固直流配套电源在分区内优化出清，竞价空间为鲁固直流配套新能源外送计划；其余经营主体参与公共分区优化出清，公共分区竞价空间不含鲁固直流配套新能源外送计划。

鲁固直流配套电源通过“报量报价”方式全电量参与鲁固配套电源分区市场出清，确定发电计划；当配套电源可发电力小于出清分区竞价空间时，欠发电量按优先顺序通过省级现货公共分区、省间交易购入，并分别按省级现货公共分区价格、省间交易规则确定的交易价格开展结算；当配套电源可发电力超出分区竞价空间时，超出部分以剩余报价段优先参与公共分区交易，与公共分区发电主体同报价时，公共分区发电主体优先出清，出清电量接受公共分区出清价格；仍有富余电力通过省间交易售出，按省间交易规则确定交易价格。

新能源场站与其投资建设的配套储能装置作为联合主体参与现货市场；配套储能通过技术改造满足下述技术条件时，可自愿转为独立储能运行，并作为独立储能参与现货市场，相应方案另行制定。

（1）技术条件：

对同一安装地点功率不低于 3 万千瓦的配建储能，按照自愿原则，改造后接入电压等级为 110kV 及以上，具备独立计量、控制等技术条件，达到相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面的要求，并接入调度自动化系统可被电网监控和调度的，可转为独立储能。

（2）其他要求：

按照《国家发展改革委国家能源局关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280 号）有关要求，涉及风光水火储多能互补一体化项目的储能，原则上暂不转为独立储能。

2.分布式、分散式新能源项目（含集中式管理分布式）

分布式、分散式新能源项目（含集中式管理分布式）具备可观、可测、可调、可控条件时，可作为独立的经营主体按自然月自愿选择“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场。

分布式、分散式新能源项目（含集中式管理分布式）也可聚合后参与现货市场，聚合后需满足可观、可测、可调、可控条件。聚合后按自然月自愿选择“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场。

3.特许权新能源场站、扶贫光伏新能源项目

特许权新能源场站、扶贫光伏新能源项目按自然月自愿选择“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场。

（三）除上述机组类型外，水电、生物质、余热余气余

压机组、自备电厂（自发自用新能源）等，暂不参与现货市场（下文简称“非现货市场机组”）。

第八条[市场用户参与方式]直接参与批发市场的电力用户（下文简称“批发用户”）、售电公司、电网企业代理购电用户初期以“不报量不报价”的方式参与现货市场。

第九条[独立储能参与方式]独立储能是指具备独立分时正反向计量和 AGC/APC 功能，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，以独立主体身份接受电网统一调度管理并具有法人资格的独立储能电站或储能装置，能够准确地与电力调度机构交互实时充放电功率、荷电状态等运行信息，可靠接收和连续执行实时调度指令。独立储能应以同一节点的独立法人项目为交易单元直接参与电力批发市场，额定功率应不低于准入值 P_{es}^{th} ，额定功率充放电持续响应时间不低于准入值 RT_{es}^{th} ，相关准入条件根据市场交易情况适时调整。

独立储能按自然月自愿选择“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场。

第十条[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。

第二章 辅助服务市场与省内现货市场的衔接

第十二条[调频市场与现货市场的衔接]

（一）日前调频市场

现阶段，调频市场与电能量市场按照分开运行，顺序出清的方式衔接。D-1 日，电力调度机构根据系统供需、新能源消纳等情况评估省内调频需求并披露调频市场信息，组织经营主体参与申报，并在日前电能量市场出清模型的系统备用约束中予以考虑调频需求，调频市场预出清在日前预出清机组组合确定后开展。

日前调频辅助服务市场中标的竞价燃煤机组在日前现货市场的出清出力范围依据燃煤机组最大、最小可调出力预留日前调频中标容量后确定，当电力系统出现平衡缺口时，为保障电力系统供应能力，市场运营机构原则上不在相应时段预留调频需求容量。

（二）日内调频市场

实时运行阶段，考虑负荷预测和新能源预测偏差等调节需求，以小时为周期在整点时刻实时现货市场出清前开展调频市场正式出清，形成未来 2 小时的调频中标单元及其调频中标容量，其中未来 1 小时的结果作为下一周期日内中标调频单元及其中标调频容量，并相应调整中标燃煤机组的出清出力范围，参与实时现货市场出清计算。调频单元按照日内调频出清结果投入调频状态。

调频辅助服务市场出清、调用方式详见《蒙东电力辅助服务（调频）市场实施细则（试行）》。

第三章 省间交易与省内现货市场的衔接

第一节 中长期与省内现货市场衔接

第十三条[中长期市场与现货市场的衔接]省内中长期市场化合同、跨区跨省中长期市场化合同等各类中长期合同应约定曲线或曲线形成方式。参与现货市场的经营主体，中长期合同电量按中长期合同价格与中长期结算参考点的现货价格差值结算。网调直调机组京科电厂 2 号机、科右中电厂 1、2 号机由蒙东电力交易中心形成结算依据后，上报至上级交易机构。

（一）D-3 日，市场运营机构按照相关规则，组织开展省间中长期日滚动撮合交易。

（二）D-2 日，为贴近供需实际情况开展中长期合同调整，市场运营机构按照相关规则，组织开展省内中长期日滚动撮合交易。

（三）D-2 日，电力交易机构向电力调度机构提供 D 日省间发电合同、跨区跨省中长期市场化合同、省内中长期市场化合同的分时曲线。

第二节 省间现货与省内现货市场的衔接

第十四条[省间与省内现货市场的衔接]省间各类交易送出成交结果作为负荷增量参与送端省内市场出清，受入成交结果作为省内电源参与省内电力市场。

日前省内和省间现货市场采取“分别报价、分别出清”

的组织方式，在日前省内现货市场预出清结束后，省内发电企业依据日前预出清结果参与日前省间现货市场；实时现货市场滚动出清过程中，省内发电企业可参与日内省间现货市场。

省间现货市场的交易组织与实施按照《关于国家电网有限公司省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2021〕837号）、《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）执行。

第三节 东北电力互济交易与省内现货市场的衔接

第十五条[东北电力互济交易与省内现货市场的衔接] 东北电力互济交易是满足“省间市场未延伸、省内市场未覆盖”的交易需求。与省内现货市场交易衔接机制、交易组织流程、发电主体物理执行多个市场（其他省间交易、省内现货等）交易结果办法、其他省间交易与省内现货偏差费用分摊及分享方式、结算办法等，按照相应的方案或规则执行。其中，省内经营主体参与其他省间交易时，其他省间交易成交的发电任务机组须按市场出清结果严格物理执行。

参与东北电力互济交易的省内经营主体，其对应的分时段外送交易电力以申报价格下限为基准，叠加至该主体原有分时量价申报曲线，形成包含外送需求的新量价申报曲线，参与日前市场联合出清。

第四章 日前市场

第一节 市场参数管理

第十六条[缺省参数管理]缺省参数是指经营主体各类状态下运行参数、量价参数的默认值。经营主体的缺省参数由经营主体负责申报（见附件二），现货开市前，经营主体的缺省参数需完备。如需变更，应通过参数变更管理流程进行更改。经营主体的缺省参数申报及变更需经市场运营机构审核批准后生效。

第十七条[能量价格参数管理]能量价格相关参数计算标准由电力市场管理委员会提出建议，经内蒙古自治区相关主管部门同意后执行。

（一）燃煤机组启动费用上下限 R_1 ；

（二）经营主体电能量报价上下限 R_2 ；

（三）电能量市场出清价格上下限 R_3 ；

（四）燃煤机组核定成本 C_0 ：核定成本价格指基于燃煤发电机组的发电变动成本核定的成本价格；核定成本用于市场力监测环节以及发电侧考核与补偿费用计算。

第二节 日前经营主体运行边界条件

第十八条[竞价燃煤机组缺省运行参数]竞价燃煤机组用于日前经营主体运行边界条件的缺省运行参数包括：

（一）发电机组额定有功功率，单位为兆瓦。

（二）综合厂用电率，单位为%。各电压等级的燃煤机组分别设置供暖期和非供暖期的综合厂用电率，具体参数按

照电力管理委员会核定结果执行。

（三）热态启动通知时间（ E_1 ），即机组处于热态情况下（停机时间 24 小时以内）从接到开机通知到机组并网所需的时间，单位为小时。

（四）温态启动通知时间（ E_2 ），即机组处于温态情况下（停机时间 24 小时及以上，72 小时以内）从接到开机通知到机组并网所需的时间，单位为小时。

（五）冷态启动通知时间（ E_3 ），即机组处于冷态情况下（停机时间 72 小时及以上）从接到开机通知到机组并网所需的时间，单位为小时。

（六）典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至 50%装机容量期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟，开机曲线持续时间不超过 E_4 小时（大于等于机组从并网开始有功达到最小发电能力的时间），期间机组的开机曲线在现货市场中优先出清，不参与定价。

（七）典型停机曲线，即机组在停机过程中，从 50%装机容量至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟，停机曲线持续时间不超过 E_5 小时（大于等于机组从停机降功率曲线开始达到最小发电能力的时间），期间机组的停机曲线作为价格接受者保障优先出清。

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

（九）最小连续停机时间，即机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时；机组在最小连续停机时间内，原则上安排其连续停运，不参与机组组合优化。

（十）最大可调出力，即机组（或新能源场站）在 D 日可达到的最大发电有功出力，单位为兆瓦；申报值应不大于额定有功功率；特别地，配建储能一体化场站自愿安排配建储能设施的放电计划曲线，叠加所属新能源场站发电功率曲线，形成配建储能新能源项目一体化主体的最大可调出力；电蓄热一体化机组自愿安排按机组容量分劈后的电蓄热装置（存在两台及以上机组时，按装机容量比例分劈电蓄热装置容量）分时用电计划曲线，以其申报的机组最大发电能力与电蓄热分时用电计划之差作为日前现货市场出清的出力上限约束，即为一体化主体的最大可调出力。相应出力段的报价等于最大发电能力所在报价段的价格，机组与电蓄热装置一体化主体的联合出清结果作为日前市场结算依据。电力调度机构严格按照日前联合发电计划叠加电蓄热用电计划的结果向机组下达机组的日前发电调度指令。

（十一）最小可调出力，即机组（或新能源场站）在 D 日可达到的最小发电有功出力，单位为兆瓦；申报值应不小于 0，不大于最小运行方式，申报最小可调出力应以确保机组安全为前提。特别地，配建储能一体化场站自愿安排配建储能设施的充电计划曲线，从所属新能源场站发电功率曲线核减充电计划曲线，形成配建储能新能源项目一体化主体的

最小可调出力；电蓄热一体化机组自愿安排按机组容量分劈后的电蓄热装置分时用电计划曲线，以其申报的机组最小发电能力与电蓄热分时用电计划之差作为日前现货市场出清的出力下限约束，即为一体化主体的最小可调出力，最小可调出力不小于零。相应出力段的报价等于最小发电能力所在报价段的价格。

（十二）从对应机组发电功率曲线核减电蓄热装置用电计划曲线，形成的最小值为配套电蓄热机组一体化主体的最小可调出力。

（十三）电力调度机构所需的其他运行参数。

第十九条[新能源场站缺省运行参数]新能源场站用于日前经营主体运行边界条件的缺省运行参数包括：

（一）额定装机容量：单位为兆瓦，应与并网调度协议保持一致；

（二）新能源场站统一采用同类型电源平均综合厂用电率，具体参数按照电力市场管理委员会核定结果执行。

第二十条[独立储能缺省运行参数]独立储能用于日前经营主体运行边界条件的缺省运行参数包括：

（一）额定功率，即额定充放电功率，单位为兆瓦；应与并网调度协议保持一致；

（二）额定功率充放电持续响应时间，单位为小时；独立储能依据额定功率与额定功率充放电持续响应时间结算的额定容量；

（三）充放电效率，单位为%，即独立储能充放电时增

加存储电量与输入电量的比值与放电时输出电量与减少存储电量的比值；

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

第二十一条[调试及试验计划]发电机组按照以下要求开展调试及试验计划：

（一）新建主体调试

燃煤机组完成满负荷试运行、新能源场站在取得电力业务许可证后，次月未完成全容量投产操作的，其发电量需接受电力现货市场实时出清价格进行结算。独立储能完成电力调度机构核验的并网调试操作当天（D）的次日（D+1），可按现货市场交易规则参与出清要求参与 D+2 日的日前市场申报及出清。

（二）在运机组试验

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

第二十二条[燃煤机组状态]D-2 日 17:00 前，电力调度机构根据机组运行状态、机组检修计划、试验计划等信息，确定运行日竞价燃煤机组的 96 点状态（包括可用、不可用两类）。处于可用状态的机组，相应的时段内按照交易规则

参与日前现货市场出清；处于不可用状态的机组，相应时段不参与日前现货市场出清。

（一）可用状态：包括机组处于运行、备用以及调试（试验）状态时均视为可用状态。在 D-1 日处于停机状态且预计 D 日具备并网条件，按照开机通知时刻（ T_k ）往后顺延机组申报的冷态、温态、热态启动时间，作为 D 日机组最早可并网时刻。

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

（二）不可用状态：包括机组处于检修、故障、缺燃料、非供暖季不可用等停运状态或受最小连续停机时间约束、冷温热态启动过程等其他情况。按照调度机构的机组检修批复结果，批复的开工时间与机组申报的预计报备时间之间的时段记为不可用状态。若机组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。

D-2 日 17:30 前，竞价燃煤机组应与电力调度机构确认相关信息，逾时未确认则默认采用电力调度机构发布的状态。若机组预计将于 D 日某时段结束停运，则可在日前机组状态确认环节将 D 日预计停运结束时间下一个时刻点的机组状态置为可用状态，作为 96 点启停约束，相应机组 D 日的实际最早可并网时刻为其申报的机组状态和系统计算的最早可并网时刻两者中的较晚值。

第二十三条[新能源场站短期功率预测]D-1 日 06:30 前，

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

对于同一调度单元下存在多个主体、同一主体不同价格的新能源场站，相应新能源场站应优先实现调度端及场站端数据的分开预测、分别遥测、分别控制，以实现分开出清；并网发电的同时应在电力交易平台完成注册程序，并约定分劈原则后申报至电力交易平台，电力交易平台按照约定分劈比例进行出清结果的计算。若新能源场站未约定分劈原则，则按照各场站注册的装机容量进行分劈计算，结算时造成的合约分配、结算偏差由相应新能源场站自行承担。

第二十四条[非现货市场机组日前发电计划]暂不参与现货市场的机组，依据各自发电特性与电网安全保障需求，综合考虑优先发电计划、政策保障性收购等因素制定 D 日分时发电计划曲线，作为日前现货市场边界条件。

第三节 日前电网运行边界条件

第二十五条[日前电网边界条件准备]D-1 日 08:45 前，电力调度机构准备好日前电网运行边界条件。

第二十六条[日前负荷预测]日前负荷预测包括 D 日 96 点系统负荷预测、96 点的母线负荷预测。

（一）系统负荷预测

系统负荷预测是指预测 D 日 00:15 开始的每 15 分钟的系统负荷需求，每天共计 96 个点。电力调度机构负责开展

D 日的系统负荷预测,预测时需综合考虑但不仅限于以下因素: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、需求响应及有序用电等情况。

(二) 母线负荷预测

母线负荷预测是指预测 D 日 00:15 开始的每 15 分钟的 220 千伏母线节点负荷需求,每天共计 96 个点。省内各供电企业负责根据综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、地方电出力预测、需求响应及负荷管理等因素,预测运行日辖区范围内的母线负荷。

第二十七条[备用约束]电力调度机构根据系统运行需要,制定电网运行正备用、负备用要求。日前市场出清结果需同时满足 D 日的各类备用要求。电力调度机构根据电网运行特性实时调整各类型备用的约束限值,并向经营主体披露调整情况。

第二十八条[输变电设备停电检修计划]电力调度机构基于月度输变电设备检修计划,结合电网实际运行状态,批复确定运行日的输变电设备检修计划。

第二十九条[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,作为现货市场优化出清的边界条件。电网安全约束包括但不限于

于输变电设备与断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、经营主体（群）出力上下限约束等。

（一）输变电设备与断面极限功率

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

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

（2）因系统安全运行约束或上级调度指令要求，将输变电设备功率或潮流、断面潮流控制在指定值以内；

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

（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（群），必开机组（群）必开时段视为可用状态：

（1）因系统安全约束，必须并网运行的机组，以及必须维持运行状态的机组；

（2）因电压支撑要求，必须并网运行的机组，以及必须维持运行状态的机组；

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

（4）因电网安全运行需要，经电力调度机构批复同意进行试验的机组；

（5）根据电网安全运行要求需要在运行日某些时段固定出力曲线的机组；固定出力时段，机组的出力计划不参与优化，保障优先出清；

（6）其他保障电网安全可靠供应需要开机运行的机组。

电力调度机构在事前信息发布中需包含必开机组的计划安排，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（群），必停机组（群）必停时段视为不可用状态；接到停机指令的机组，应做好停机准备，按时安全停机：

（1）因系统安全约束，必须停止运行的机组，以及必须维持停机状态的机组；

（2）因保供电、保供热、保民生或政府要求，必须停止运行的机组，以及必须维持停机状态的机组；

（3）已纳入政府当年关停计划的机组或能源监管机构、政府部门下达的停机要求；

（4）处于计划检修、临时检修、缺煤停机、事故停机等状态的机组；

（5）其他保障电网安全可靠供应需要停机的机组。

（四）发电机组（群）出力上下限（最小可调出力及最大可调出力）约束

出现以下情况时，电力调度机构设置发电机组（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或新能源消纳，需要在运行日某些时段限制出力上下限的发电机组（群）；

(4) 因阻塞导致量价不匹配需要调整出力上下限的发电机组（群）；

(5) 其他保障电网安全可靠供应需要限制出力上下限的发电机组（群）。

第三十一条[日前省间联络线预计划]D-2 日 17:00 前，上级电力调度机构结合蒙东新能源的出力预测、负荷预测以及蒙东省内机组调节能力形成并下发省间联络线预计划，作为日前省内现货市场组织的边界条件。

第四节 事前信息发布

第三十二条[日前市场信息披露]D-1 日 08:45 前，市场运营机构按照《蒙东电力市场信息披露实施细则（试行）》发布 D 日的边界条件信息。

第五节 交易申报

第三十三条[日前交易申报要求]D-1 日 09:45 前，竞价燃煤机组、新能源场站、独立储能通过电力交易平台申报交易信息，电力交易机构汇总后推送至电力调度机构。迟报、漏报或不报，未做特别说明时采用缺省参数的相关值作为申

报信息。

第三十四条[竞价燃煤机组交易信息]竞价燃煤机组应申报的交易信息包括以下内容：

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

（二）机组电能量报价：电能量报价为全天一条单调非递减的发电量价曲线，最多不超过 10 段。每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间的能量价格（元/兆瓦时）。第一段出力区间起点为 0，最后一段出力区间终点为额定有功功率。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。每一个报价段的长度不能小于 1 兆瓦，申报价格最小单位为 1 元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围（ R_2 ）。

（三）分档爬坡速率：即机组在 D 日不同出力区间的所能达到的最大爬坡速率，单位为兆瓦/分钟。

起步阶段，燃煤机组应综合考虑其灵活性调节能力，结合辅助服务市场运行，以机组最小技术出力为档位界限开展申报（具备条件后实施）。第一档以最小技术出力为区间终

点，第二档以最小技术出力为区间起点。

（四）供热约束出力：供暖季，考虑供热约束出力，单位为兆瓦；机组申报的 96 点供热约束出力曲线不得影响相应模式下的电力安全与供热质量。供热约束出力不小于机组最小可调出力，不大于能源监管机构核定的最小运行方式。供热约束出力及以下部分接受市场价格，供热约束出力以上部分参与市场竞价出清。

第三十五条[新能源场站交易信息]新能源场站应申报的交易信息为：

场站电能量报价：新能源场站电能量报价为全天一条单调非递减的发电量价曲线，最多不超过 10 段。每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间的能量价格（元/兆瓦时）。第一段出力区间起点为 0，最后一段出力区间终点为装机容量。每一个报价段的起始出力点必须等于上一个报价段的出力终点。每一个报价段的长度不能小于 1 兆瓦，申报价格最小单位为 1 元/兆瓦时。每段报价的电能量价格均不可超过事前规定的申报价格的上、下限范围（ R_2 ）。

新能源场站全停期间，相应时段的发电预测曲线应按零申报。新能源场站集电线路、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。

第三十六条[独立储能交易信息]“报量报价”参与现货市场的独立储能应申报交易信息包括以下内容：

（一）独立储能电能量报价：独立储能电能量充、放电

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

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

(三) 最大、最小充放电功率，单位为兆瓦，即现货市场优化充放电功率上下限值；若迟报、漏报或不报，最大、最小充电功率默认分别为零和额定充电功率(以负值表示)，最大、最小放电功率默认分别为额定放电功率(以正值表示)和零。

(四) 最大、最小允许荷电状态，单位为%，即依据最大、最小充放电功率，申报的现货市场优化存储电量极限；若迟报、漏报或不报，最大、最小允许荷电状态默认为额定

容量和零。

“报量不报价”参与现货市场的独立储能应申报 D 日的 96 点充放电计划曲线，放电功率曲线为正值，充电功率为负值，单位为兆瓦；若迟报、漏报或不报，则默认独立储能 D 日无充放电计划。日前申报的充放电曲线在日前、实时现货市场中优先出清，并严格按照出清结果充放电。

选择参与调频市场的独立储能应申报调频市场相关参数，详见《蒙东电力辅助服务(调频)市场实施细则(试行)》。若迟报、漏报或不报，则默认独立储能按照缺省信息参与日前调频市场，按照交易信息或充放电曲线申报值参与现货市场。

第六节 日前出清

第三十七条[日前出清模型]日前出清数学模型如下：

- (一) 日前安全约束机组组合 (SCUC) 模型 (附件三)
- (二) 日前安全约束经济调度 (SCED) 模型 (附件四)
- (三) 日前节点电价计算模型 (附件五)

第三十八条[日前预出清]D-1 日 11:00 前，电力调度机构基于经营主体的交易申报信息以及次日系统负荷预测曲线、日前省间联络线预计划等日前市场边界条件，采用安全约束机组组合 (SCUC) 程序优化计算；确定运行日机组组合后，考虑调频市场预出清结果，采用安全约束经济调度 (SCED) 程序优化计算运行日机组发电计划。预出清后向经营主体、上级调度机构披露预出清结果、省内电力平衡裕度和可再生能源富余程度，并适时对机组启停计划进行预通

知。

第三十九条[日前省间现货市场申报]D-1 日 11:00-11:30, 经营主体按照省间电力现货交易规则的要求申报省间电力现货交易分时“电力-价格”曲线。D-1 日 11:45 前, 电力调度机构对省内经营主体申报数据进行合理性校验并上报至上级电力调度机构。

第四十条[日前正式出清]D-1 日 14:30 前, 省间联络线终计划下发后, 电力调度机构基于预出清机组与电网运行边界条件、省间联络线预计划与终计划的偏差、经营主体省间交易结果等日前市场边界条件, 经安全约束机组组合(SCUC)程序确定运行日机组组合后, 考虑调频市场预出清结果, 采用安全约束经济调度(SCED)程序优化计算形成 D 日现货交易结果, 包括各节点每小时日前节点电价、机组开停计划、各机组与场站 96 点出力曲线、独立储能充放电计划等, 作为日前现货电能量市场结算依据。出清价格不能超过上、下限范围(R_4)。

市场预出清阶段的机组组合中新增开机的机组在日前省内正式出清时原则上保障优先出清, D 日实际机组开停计划以省内正式出清交易结果发布为准。

第七节 特殊机组日前出清方式

第四十一条[特殊机组出清顺序]特殊机组包括必开机组、必停机组、供热机组、调试(试验)主体、“报量不报价”参与市场的独立储能等。不同类型特殊机组在出清过程中的优先级顺序为: 固定出力机组(包括必开机组必开出力、

必停机组、供热机组供热约束出力、地调供热机组、处于开/停机过程状态机组等) > “报量不报价” 特许权新能源场站、“报量不报价” 扶贫光伏电站> “报量不报价” 参与市场的独立储能> “报量不报价” 参与现货市场的分布式、分散式新能源项目>调试(试验)机组。

在竞价机组申报下限的出力段叠加非市场发电计划曲线和“报量不报价” 优先出清机组的发电计划曲线之和超出系统负荷预测及关口联络线总和时,竞价机组申报下限的出力段与“报量不报价” 参与现货市场的分布式、分散式新能源项目出清次序保持一致,按照该交易时段各类中长期合约电量的比例,分配中标出力。

第四十二条[同报价单元日前出清顺序]当发电侧报价相同时,按照同报价段有效申报容量比例,分配中标出力。

第四十三条[必开机组日前出清方式]必开机组在必开时段内的机组状态为开机,不参与优化;必开最小出力以下优先出清;若电力调度机构未指定必开机组的必开最小出力,则必开最小出力为该台机组的分时最小可调出力;若电力调度机构未指定必开机组的必开时段,则该必开机组运行日96点全时段为必开时段;必开最小出力之上的发电能力根据发电机组的日前市场报价参与优化出清。某交易时段中,若必开机组仅中标必开最小出力,该时段内该台必开机组不参与市场定价。

第四十四条[供热机组日前出清方式]在确保民生供热需求、电网安全稳定、电力平衡情况、调频等基本需要的前

提下，供暖季安全约束机组组合（SCUC）出清过程中，供热机组供热约束出力部分保障优先出清。某交易时段中，若供热机组仅中标供热约束出力，则该时段内该台供热机组不参与市场定价。

当出清结果存在省内新能源限电时，安全约束经济调度（SCED）程序出清过程中，供热机组供热约束出力空间，按照容量配比以及电能量报价联动出清，实现新能源总量最大化消纳。某交易时段中，若供热机组仅中标供热约束出力，则该时段内该台供热机组不参与市场定价。

第四十五条[开/停机过程机组出清方式]处于开机过程中的发电机组，在机组并网后升功率至出力下限期间，发电出力为机组申报的冷态/温态/热态典型开机曲线，作为出清边界条件不参与优化。

处于停机过程中的发电机组，在机组从出力下限降功率至与电网解列期间，发电出力为机组申报的典型停机曲线，作为出清边界条件不参与优化。

第四十六条[独立储能日前出清方式]“报量不报价”参与市场的独立储能在日前现货市场中优先出清，不参与市场定价。

市场运营机构有权根据日前电网安全、供需紧张或断面调控困难等需求，依据市场出清结果，优化调整独立储能、配建储能充放电曲线，接受相应时段的现货市场价格，市场运营机构做好相关记录，并向各经营主体披露原因。

第四十七条[调试（试验）主体出清方式]

（一）新建调试

新建主体在并网调试期间按照调试需求安排发电，作为现货市场出清的边界条件。

经营主体完成相应调试操作（D日）后参与D+2日的日前市场（D+1日）申报，D+2日0:00时可参与现货市场；D+2日0:00时前，原则上按电网运行需求安排发用（充放）电计划，作为现货市场边界条件。

（二）在运试验

试验主体在试验时段内，出力为电力调度机构批复或设定的试验出力计划曲线，在现货市场中优先出清，不参与市场定价；非试验时段内，试验机组申报量价曲线参与现货市场集中优化。

第四十八条[最小连续开机时间约束机组出清方式]发电机组开机运行后，在其最小连续运行时间内，原则上安排其连续开机运行，按照其日前市场报价参与市场出清，确定其发电出力；某交易时段中，若最小连续运行时间内机组仅中标出力下限，该时段内该台机组不参与市场定价。

第八节 日前市场安全校核

第四十九条[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等情况。包括正备用校核与负备用校核。若存在平衡约束无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第五十条[电网安全校核]根据电网模型、检修计划、发用（充放）电计划、关口联络线计划、系统负荷预测、母线负荷预测、无功电压等数据开展电网安全校核。若存在安全约束无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

第九节 日前出清结果

第五十一条[日前出清电价]日前出清形成每 15 分钟的节点电价，1 小时内每 15 分钟节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的节点电价。

当日前市场出清的节点电价处于价格限值的连续时间超过一定时长 $T_{\text{限价}}$ 后，执行二级价格限值。电力交易机构执行二级限价后，相应时段的节点日前电价修正为二级价格限值，并按照修正后的节点电价重新计算该时段的日前全网用户侧统一结算点电价。二级价格限值暂定为 k 倍燃煤基准电价。

第五十二条[日前出清结果发布]D-1 日 17:30 前，市场运营机构发布日前出清结果。其中，东北分部直调蒙东内火发电机组的出清交易结果由电力调度机构转发至上级电力调度机构，由上级电力调度机构下发至相应机组。

第五十三条[日前出清调整]一般情况下，日前市场的经营主体出清结果即为运行日的日前调度计划。若电网运行日边界条件发生重大变化，可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳时，电力调度机构可根据日前

市场机组启停排序和电网安全约束,基于经营主体的日前报价,采用日前电能量市场的出清算法,对运行日的调度计划进行调整并重新出清,以保证电力供应平衡、电网安全运行以及清洁能源消纳,同时通过平台向相关市场成员发布相关信息及具体调整原因,并将调整后的调度计划下发至各发电企业、新型经营主体。

主要边界条件发生重大变化的情况包括但不限于:

- (一) 因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化需要调整次日的负荷预测;
- (二) 发生机组非计划停运(含出力受限)情况;
- (三) 发电机组检修计划延期或调整;
- (四) 联络线因电网故障、清洁能源消纳等原因出现计划外调整;
- (五) 新能源出力较预测发生较大变化;
- (六) 电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修;
- (七) 政府临时下达的保电或环保要求等;
- (八) 其他经电力调度机构判定的情况。

若不具备市场重新出清计算条件时,按市场干预机制对日前出清计划进行处理。

第五章 实时市场

第一节 实时市场交易方式

第五十四条[实时市场定位]实时现货市场定位为在日前电能量市场出清的基础上,依据日内超短期负荷预测、新能源功率预测申报等边界条件变化,开展实时市场出清形成实时发(充放)电计划与实时节点电价。

第五十五条[实时市场组织方式]实时市场运行时,电力调度机构基于日前电能量市场封存的经营主体申报信息,根据超短期负荷预测、新能源超短期功率预测,日内省间现货交易结果等边界条件,在省间联络线终计划的基础上,以全网发电成本最小化为优化目标,采用安全约束经济调度(SCED)算法进行集中优化计算,得到实时电能量市场各发电企业、独立储能需要实际执行的发(充放)电计划和实时节点电价。

第二节 实时经营主体运行边界条件

第五十六条[物理运行参数调整]当发电机组、新型经营主体的运行参数与日前相比发生变化时,须及时向所属电力调度机构进行报送,经电力调度机构审核批准后,用于实时市场出清。

若竞价燃煤机组日内申请变更最大、最小可调出力或供热约束出力,需提前1小时通过相应参数变更申请流程。

第五十七条[发电机组预计并网/解列时间]若发电机组预计无法按照日前市场出清结果按时并网/解列,发电企业须及时向所属电力调度机构进行报送,电力调度机构审核批

准后，对机组并网/解列时间参数进行修改，以修正后的参数开展实时市场出清。

第五十八条[新能源超短期功率预测]新能源场站基于最新的运行和气象数据，上报实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 4 小时的超短期出力预测曲线，新能源场站全电量参与实时现货市场竞价。当迟报、漏报或不报时，申报数据置为最近一个有效申报时段的超短期预测结果值。

第五十九条[独立储能日内充放电计划]“报量不报价”参与现货市场时，实时沿用日前申报的充放电功率预测曲线形成实时充放电计划。

电力调度机构有权根据实时电网安全、供需紧张或断面调控困难等需求，依据市场出清结果，优化调整独立储能、配建储能充放电曲线，接受相应时段的现货市场价格，市场运营机构做好相关记录，在实时市场信息披露过程中向经营主体滚动发布并披露原因。

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直接调用，直接调用期间充电时按照实时统一结算点价格；放电时按照现货市场实时节点电价参照独立储能充放电价格机制执行。

第六十条[其他机组实时发电计划]非现货市场机组原则上与日前发电计划保持一致，作为实时现货市场边界条件。电力调度机构可依据日内滚动出清过程中的电网安全、供需

紧张或断面调控困难等需求，调整其实时发电计划，在实时市场信息披露过程中向经营主体滚动发布。

第六十一条[应急新增开机机组]应急新增开机机组指在日前市场中未被列入机组开机组合，在日前特殊情况调整环节或实时运行调整环节，由电力调度机构安排新增开机的机组。实时市场中，应急新增开机机组作为必开机组，根据其必开出力、电能量报价参与实时市场出清。

第三节 实时电网运行边界条件

第六十二条[超短期负荷预测]超短期系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 2 小时系统负荷需求。超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 2 小时 220 千伏及以上电压等级母线节点负荷需求。

第六十三条[日内运行备用]实时运行应满足每日运行备用要求，日内发生变化时需以更新后的运行备用要求作为边界条件开展实时市场出清。

第六十四条[电网安全约束]实时市场的电网安全约束条件与日前市场的电网安全约束条件一致。如果电网安全约束条件发生变化，经电力调度机构评估影响系统安全运行时，对电网安全约束条件进行更新后用于实时市场出清。

第六十五条[日内联络线调整]上级电力调度机构根据省间日内现货交易结果、日内负荷和新能源预测情况对运行日（D 日）的联络线计划进行调整，在 T-45 分钟前发送至电力调度机构。

第六十六条[偏差约束及二次出清]电力平衡预测值和

实际值偏差主要包括超短期负荷预测偏差、新能源超短期功率预测偏差以及火电实际出力与指令的偏差。为保证电网运行实时平衡，试运行期间电力调度机构设置偏差约束，当判断三者偏差之和超过该时段调频总需求时，根据偏差总量动态修正 T-15、T-30 对应时刻的实时出清曲线，并据此开展实时市场出清计算。电力调度机构可根据电网实际平衡需要，实时调整偏差约束的最高、最低限值，偏差约束最高值暂定为超短期负荷预测偏差、新能源超短期功率预测偏差以及火电实际出力与指令偏差之和的 50%，最低值暂定为 0。

第四节 实时市场出清

第六十七条[实时市场出清机制]实时市场整点时刻前，电力调度机构滚动出清未来 1 小时的调频市场。T-15 分钟前，现货技术支持系统以 15 分钟为周期滚动出清未来 2 小时(共 8 个量价点)的实时市场交易结果，并向经营主体发布出清结果。其中出清结果的第 1 个量价点作为 T 时刻实时市场交易结果，包括各发电机组(场站)实时发电计划与独立储能实时充放电计划、实时节点电价、实时全网用户侧统一结算点电价(参考)等信息。出清价格不能超过上、下限范围(R_3)。特殊机组出清方式原则上与日前一致。

实时市场滚动出清后，电力调度机构转发东北分部直调蒙东内火电机组的出清交易结果至上级电力调度机构，由上级电力调度机构下发至相应机组。

第五节 特殊机组实时出清方式

第六十八条[与日前同出清原则的特殊机组]其中必开

机组、必停机组、调试（试验）主体出清、开/停机过程机组、最小连续开机时间约束机组实时现货市场出清方式与日前一致。

第六十九条[同报价单元实时出清顺序]当发电侧报价相同时，按照同报价段有效申报容量比例，分配中标出力。

第七十条[供热机组实时出清方式]日内滚动出清结果存在省内新能源限电时，供热机组投入供热约束出力空间，按照容量配比以及电能量报价联动出清，滚动出清过程中实现新能源总量最大化消纳。

当某时段机组在实时运行中因供热稳定保障需求需要对机组进行调整时，发电厂可向电力调度机构申请在一定时间内调整各机组出力曲线，经电力调度机构许可后进行调整。相应时段内机组按照电力调度机构许可的出力曲线运行，不参与市场定价，并承担东北电网两个细则发电曲线考核。

第七十一条[独立储能实时出清方式]“报量不报价”独立储能的日内充放电计划在实时现货市场中优先出清，不参与市场定价。

第六节 实时运行调整

第七十二条[实时市场安全校核]实时市场安全校核与日前一致。

第七十三条[容量电价考核]为保障煤电容量电价政策有效执行，验证火电机组实际发电能力，对纳入容量电价适用名单的机组开展发电能力考核，考核分为随机抽查与实际运行考核两种模式。

（一）随机抽查考核模式

各火电厂于 D 日 16 时 30 分在煤电容量电价考核系统中查看被抽查机组，并于 17 时前结合自身机组爬坡速率，在新一代电力交易平台自行申报 18 时 15 分至 20 时日的日内计划发电曲线。申报曲线应平滑，且只允许设置连续 2 个点（共 30 分钟）为日内最大申报发电能力，该时段为考核时段。考核时段前（含考核时段）现货市场按申报曲线出清，考核时段后由现货市场自由优化出清。18 时 15 分的申报值应参考该时刻现货最近出清值。

（二）实际运行考核模式

为满足实时电力平衡需要，蒙东电力调度当值调度员于 T-105 分钟在系统中抽查火电机组。被抽查火电厂于 T-60 分钟前结合自身机组爬坡速率，在新一代电力交易平台自行申报 T+15 分钟至 T+120 分钟的日内计划发电曲线。曲线申报要求、出清规则及起始点参考要求与随机抽查模式一致。

（三）考核期特殊规定

容量电价执行期间，被抽查机组在考核时段内不参与调频辅助服务，以确保考核的严肃性与准确性。

第七十四条[实时电网安全运行调整]电网实时运行应按照系统运行有关规定，保留合理的调频、调压、备用容量以及各输变电断面潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。

若实时边界条件发生重大变化，可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳时，电力调度机构

可进行日内电力平衡偏差调整，并做好调度运行记录，同时通过平台向相关市场成员发布相关信息及具体调整原因，并将调整后的调度计划下发至各发电企业、新型经营主体。调整后的经营主体出力作为市场出清边界，不参与市场定价。

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

- （一）电力系统发生事故可能影响电网安全时；
- （二）系统频率或电压超过规定范围时；
- （三）系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时；
- （四）输变电设备过载或超出稳定限额时；
- （五）继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；
- （六）气候、水情发生极端变化可能对电网安全造成影响时；
- （七）电力设备缺陷影响电网安全时；
- （八）电力调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形。

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

- （一）改变经营主体的发用（充放）电计划；
- （二）令发电机组、储能设施投入或者退出运行；
- （三）调整电网运行方式，包括调整设备检修计划和停复役计划；

- (四) 上级调度机构调整省间联络线的送受电计划;
- (五) 采取负荷控制措施;
- (六) 调整断面限额, 设置临时断面;
- (七) 投入或退出机组控制模式;
- (八) 发电机组延迟投入或延迟退出运行;
- (九) 电力调度机构认为有效的其他手段。

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

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

第七十五条[保供电时期处理机制]保供电时期, 为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性, 根据保供电等级要求, 可采取调整电网旋备、调整断面限额、设置临时断面等措施。

第七十六条[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 and 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。

第七十七条[系统出清异常处理机制]当现货及辅助服务市场技术支持系统运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需重新按照原有边界条件重新进行出清计算，得到校正之后的出清结果，并及时向市场成员发布。若重新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行。若重新计算校正结果后，出清结果已经执行，但市场未正式结算，则按校正之后的结果结算。

第七十八条[富余发电能力转移]为进一步挖掘蒙东新能源消纳能力，试运行过程中采用新能源富余发电能力转移机制，当新能源 AGC 在调电过程中，新能源场站可发电力扣除出清计划后仍有发电能力的计为富余发电电力，可发电力小于出清计划的差额部分计为可增发空间。存在可增发空间的新能源经营主体有意愿增发时，AGC 在分钟级调电过程中将其富余发电电力依据可增发空间增量调电，新能源增量调电对应电量接受实时现货市场价格，当实时现货市场价格为负值时，按 0 价处理。

第七节 实时出清结果

第七十九条[实时市场出清电价]实时出清形成每 15 分钟的节点电价，1 小时内每 15 分钟节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的节点电价。为防止因断面阻塞原因造成发电侧经营主体量价不匹配，当发电侧经营主体节点电价低于其申报价格且为负值时，发电侧经营主体实时市场出清电价采用被调用出力段申报价格与实时全网用户侧统一结算点电价的较小值进行结算。

当实时市场出清的节点电价处于价格限值的连续时间超过一定时长 $T_{\text{限价}}$ 后,执行二级价格限值。电力交易机构执行二级限价后,相应时段的节点实时电价修正为二级价格限值,并按照修正后的节点电价重新计算该时段的实时全网用户侧统一结算点电价。二级价格限值暂定为 k 倍燃煤基准电价。

第八十条[实时市场正式出清结果] $D+1$ 日 17:30 前,发布 D 日各时段实时市场出清正式结果。

第六章 启动补偿费用

第八十一条[启动补偿费用]日前市场优化启机的机组及日内应急新增开机机组，在运行日内，从停机状态变为开机状态并网运行，计为一次启动，计算相应的启动费用。补偿原则为：

（一）启动费用根据其在现货市场申报的启动费用进行计算；发电机组实际的启动状态根据电力调度机构的启停机时间信息进行认定，当停机时间 <24 小时，启动补偿为发电机组在现货市场中申报的热态启动费用； $24\text{小时}\leq\text{停机时间}<72$ 小时，启动补偿为发电机组在现货市场中申报的温态启动费用；当停机时间 ≥ 72 小时，启动补偿为发电机组在现货市场中申报的冷态启动费用。

（二）对于市场化调停的机组、为促进新能源消纳或维持系统稳定运行而停机的机组，下一次启动的费用进行启动补偿，其他场景均不进行启动补偿。

机组启动费用按月统计与分摊，详见《蒙东电力市场电费结算实施细则（试行）》。

第七章 新能源日前申报最大可调出力偏差考核

第八十二条[新能源日前申报最大可调出力偏差考核]

新能源日前申报最大可调出力偏差考核如下：

风电场、光伏电站每日向电力调度机构上报未来 0-24 小时日前申报最大可调出力，申报步长为 15 分钟。遇节假日，应在节前最后一个工作日申报节假日期间及节后第一个工作日的最大可调出力。新能源日前申报最大可调出力按照误差带方式纳入考核，误差带以外的偏差电量为考核电量。

风电场、光伏电站日前申报最大可调出力（0-24 小时）误差带以外平均偏差电量按日计算。

1. 新能源日前最大可调出力曲线的单侧误差带宽

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

式中：

$P_{\text{日前申报最大可调出力},i,n}$ 为新能源场站 i 在 n 点的新能源日前申报最大可调出力值；

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

n 为日最大可调出力申报点数， $n=1,2,3,\dots,96$ 。

2. 误差带以外偏差电量

如果 $P_{\text{单侧带宽},i,n} \leq F_l (G_l)$ ，则不进行日前申报最大可调出力偏差考核，即 $Q_{\text{偏差电量},i} = 0$ ；如果 $P_{\text{单侧带宽},i,n} > F_l (G_l)$ ，则进行日前申报最大可调出力偏差考核，计算公式如下：

$$Q_{\text{偏差电量(风电)},i} = \int \left| P_{\text{可用},i,n} - (1 \pm F_l) \times P_{\text{日前申报最大可调出力},i,n} \right| dt$$

$$Q_{\text{偏差电量(光伏)},i} = \int |P_{\text{可用},i,n} - (1 \pm G_1) \times P_{\text{日前申报最大可调出力},i,n}| dt$$

式中：

F_1 为风电场日前申报最大可调出力曲线单侧误差带宽允许值， G_1 为光伏电站日前最大可调出力曲线单侧误差带宽允许值。其中，“±”的“+”表示正偏差，即实发功率超出预测曲线的上带宽，“-”表示负偏差，即实发功率超出申报曲线的下带宽。误差带以外的偏差电量为考核电量，带宽允许值根据预测技术的提高而逐步调整。

3. 日前申报最大可调出力偏差考核费用

$$R_{\text{日前申报最大可调出力偏差考核},i} = Q_{\text{偏差电量},i} \times C_1$$

式中： C_1 为新能源日前最大可调出力功率预测考核价格，单位为元/兆瓦时，见附件一。

4. 新能源日前申报最大可调出力偏差考核豁免及上限

(1) 单个新能源场站偏差考核费用（含日前申报最大可调出力偏差费用、实时最大可调出力偏差费用）之和上限不超过当月场站电能量结算费用的 10%。

(2) 新能源场站检修、调试时段免予考核。

(3) 集中式新能源场站与配建储能以一体化形式参与日前现货市场，储能设施充电时，所属新能源场站短期功率预测曲线扣除日前充电计划曲线，作为一体化项目申报的日前最大可调出力曲线，充电电力不能大于功率预测电力；储能设施放电时，所属新能源短期功率预测曲线叠加日前放电计划曲线，作为一体化项目申报的日前最大可调出力曲线，一体化项目总体上网电力满足电网稳定约束。一体化项目日

前自愿安排储能设施充放电，可事前申请免考核，获得市场运营机构认可的时段免予考核。

（4）配建储能实际充放电时段免予考核。

（5）其他经市场运营机构判定可豁免的情况。

第八章 新能源实时申报最大可调出力准确率考核

第八十三条[新能源实时申报最大可调出力准确率考核]

新能源实时申报最大可调出力准确率考核如下：

（一）实时申报最大可调出力偏差考核

并网风电场、光伏电站的实时申报最大可调出力未来 4 小时的发电功率曲线，预测步长为 15 分钟，电力调度机构选取每次申报时的第一个点进行判断并按月度考核。

1.实时申报最大可调出力误差

$$P_{\text{误差},i} = \left| \frac{P_{\text{实时申报最大可调出力},i} - P_{\text{可用},i}}{P_{\text{实时申报最大可调出力},i}} \right|$$

式中：

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

$P_{\text{实时申报最大可调出力},i}$ 为新能源场站 i 的现货市场实际调用的实时最大可调出力功率。

2.评价周期内准确率

$$A_i = \left(1 - \frac{1}{D} \sum_d \sum_{k=1}^{96} P_{\text{误差},i,k,d} \right) \times 100\%$$

如果 $P_{\text{误差},i,k,d} \geq 1$ ，则取 $P_{\text{误差},i,k,d} = 1$ ；此时，实时最大可调出力准确率 $A_i = 0$ 。

3.实时申报最大可调出力偏差考核费用

风电场的实时申报最大可调出力月度准确率不应低于

M_4 。

$$R_{\text{风电场实时申报最大可调出力准确率考核},i} = (M_4 - A_i) \times 100 \times Cap_i \times C_2$$

光伏电站的实时申报最大可调出力月度准确率不应低于 M_5 。

$$R_{\text{光伏电站实时申报最大可调出力准确率考核},i} = (M_5 - A_i) \times 100 \times Cap_i \times C_2$$

式中：

Cap_i 为新能源场站 i 的运行装机容量；

C_2 为新能源实时申报最大可调出力偏差考核价格，单位为元/兆瓦，见附件一。

（二）新能源实时申报最大可调出力偏差考核豁免及上限

1. 当实时申报最大可调出力、可用功率和实发功率都小于装机容量的 10%，对新能源实时申报最大可调出力结果免予考核。

2. 单个新能源场站申报最大可调出力准确率考核费用（日前最大可调出力偏差费用、实时最大可调出力预测偏差费用之和）上限不超过当月场站电能量结算费用的 10%。

3. 新能源场站检修、调试时段免予考核。

4. 集中式新能源场站与配建储能以一体化形式参与实时现货市场，储能设施充电时，所属新能源场站超短期功率预测曲线扣除日内充电计划曲线，作为一体化项目申报的实时市场最大可调出力曲线，充电电力不能大于功率预测电力；储能设施放电时，所属新能源超短期功率预测曲线叠加日内放电计划曲线，作为一体化项目申报的实时市场最大可调出

力曲线，一体化项目总体上网电力满足电网稳定约束。一体化项目自愿安排储能设施日内充放电，可事前申请免考核，获得市场运营机构认可的时段免予考核。

5.配建储能实际充放电时段免予考核。

6.其他经市场运营机构判定可豁免的情况。

第九章 执行偏差获利回收

第八十四条[执行偏差获利回收]竞价燃煤机组、新能源场站执行偏差获利回收计算方式如下：

（一）竞价燃煤机组、新能源场站 i 在实时市场 t 时段的实时发电出力执行偏差 $\Delta_{i,t}$ 按如下公式计算：

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

式中：

t 为所计算的时段，以 15 分钟为一个时段；

$P_{\text{指令},i,t}$ 为 t 时段电力调度机构向竞价燃煤机组、新能源场站 i 下达的出力指令；

$P_{\text{实际},i,t}$ 为 t 时段竞价燃煤机组、新能源场站 i 的实际出力。

当竞价燃煤机组、新能源场站 i 在 t 时段的实时发电量执行偏差 $\Delta_{i,t}$ 超过实时中标出力发电量的允许偏差率（ M_6 ）时，该时段认定为执行偏差时段。

（二）竞价燃煤机组执行偏差获利计算方式如下：

$$R_{\text{执行偏差},i,t} = \text{MAX} \left[(Q_{\text{实测},i,t} - Q_{\text{实时},i,t}) \times (LMP_{\text{实时},i,t} - C_{\text{成本},i,t}) \times M_7, 0 \right]$$

其中：

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

$$C_{\text{成本},i,t} = C_i \left(\frac{P_{\text{实时},i,t} + P_{\text{实时},i,t-1}}{2} - 50 \right)$$

式中：

$Q_{\text{实测},i,t}$ 为实时市场 t 时段竞价燃煤机组 i 的实时测量出力发电量；

$Q_{\text{实时},i,t}$ 为实时市场 t 时段竞价燃煤机组 i 实时市场 t 时段的出清电量；

$P_{\text{实时},i,t}$ 为实时市场 t 时段竞价燃煤机组 i 的出清出力；

$C_i(P_{i,t})$ 为机组 i 的电能量报价曲线；

M_7 为竞价燃煤机组执行偏差回收系数。

（三）新能源场站执行偏差获利计算方式如下：

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

当新能源场站 i 在 t 时段实际发电量超出 AGC 指令时，相应时段进行执行偏差获利回收，计算公式如下：

$$R_{\text{新能源执行偏差},i,t} = \text{Max} \left[(Q_{\text{实测},i,t} - Q_{\text{实时},i,t}) \times LMP_{\text{实时},i,t} \times M_8, 0 \right]$$

式中：

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

$Q_{\text{实时},i,t}$ 为实时市场 t 时段新能源场站 i 的实时 AGC 指令的电量；

M_8 为新能源执行偏差回收系数。

竞价燃煤机组、新能源场站 i 在执行偏差时段集合的执

行偏差超额获利计算公式如下：

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

执行偏差获利回收按月统计与分摊，详见《蒙东电力市场结算实施细则（试行）》。

（四）竞价燃煤机组有如下情况之一时，相应的时段不进行执行偏差获利回收：

- 1.一次调频正确动作导致的偏差；
- 2.典型开机/停机曲线时间内，机组启动和停运过程中的偏差；
- 3.调频市场实际调用；
- 4.实时调度干预机组出力导致的偏差；
- 5.其他经市场运营机构判定可豁免的情况。

（五）新能源场站有如下情况之一时，相应的时段不进行执行偏差获利回收：

- 1.调频市场实际调用；
- 2.实时调度干预出力导致的偏差；
- 3.新能源场站检修、调试时段免予考核。
- 4.集中式新能源场站与配建储能以一体化形式参与现货市场的可事前申请免考核，获得市场运营机构认可的时段免予考核。
- 5.配建储能实际充放电时段免予考核。
- 6.其他经市场运营机构判定可豁免的情况。

第十章 市场力监测

第八十五条[市场监管指标分析]经能内蒙古自治区能源局、国家能源局东北监管局同意后，市场监管机构可启用省级电力市场监管类指标体系对蒙东电力市场整体、市场成员进行评估，评估结果用于市场力行为识别与处置、市场力缓解以及电力市场各项参数制定，相关标准按照国家与内蒙古自治区有关规定执行。

第八十六条[市场力行为识别]行使市场力行为指经营主体违反公平竞争原则，损害市场公共利益、扰乱市场秩序等行为，主要包括持留行为、串谋行为和操纵行为等。市场运营机构应对相关行为进行识别，并将情况报告内蒙古自治区能源局、东北能源监管局。

第八十七条[持留行为]持留行为指经营主体通过物理持留和经济持留等不正当手段，影响市场成交结果，扰乱市场秩序的行为。物理持留指经营主体故意限制自身发电能力，从而减少市场有效供应、提高市场价格；经济持留指经营主体对部分机组故意进行不经济的报价，从而抬高同一控制关系的经营主体整体收益。

在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动持留行为识别：

- （一）机组设备非计划停运、故障或运行受限的；
- （二）无故申请机组设备检修或延长检修期限的；
- （三）无故降低机组出力的；

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

（五）系统边际条件发生变化导致机组在区域内拥有市场力且行使市场力的；

（六）控制报价、在现货市场不成交，通过价差合约在中长期市场套利的；

（七）其他涉嫌持留行为的情形。

第八十八条[串谋行为]市场串谋行为指两个或两个以上不具有实际控制关系（非同一集团）的经营主体通过串通报价等方式协调其相互竞争关系，从而使共同利润最大化的行为。

（一）在市场监测中发现以下情形的，电力市场运营机构启动串谋行为识别；

（二）不具有实际控制关系的经营主体集中申报的；

（三）不具有实际控制关系的经营主体拥有的信息化交易平台存在数据交互的；

（四）不具有实际控制关系的经营主体频繁出现关联性申报行为的；

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

（六）其他涉嫌市场串谋行为的情形。

第八十九条[操纵行为]在市场监测中发现以下情形的，

电力市场运营机构启动操纵行为识别：

- （一）频繁改变设备运行参数；
- （二）机组实际运行关键参数与事前注册信息存在较大偏差的；
- （三）发布或散布信息、虚假申报价格恶意引导市场价格走向，干扰市场正常运行的；
- （四）炒作可再生能源电力价格，以谋求在绿证交易和碳排放交易中牟取暴利的；
- （五）其他涉嫌市场操纵行为的情形。

第九十条[市场力监测与缓解]为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，根据市场运行需要和技术条件，可采取包括但不限于下述事前、事中和事后措施中的一项或多项进行市场力监测与缓解。

第九十一条[事前措施]事前措施是指在日前现货市场出清前开展的市场力监测机制，监测内容包括但不限于发电机组超成本报价、横向异常报价。

第九十二条[事中措施]事中措施是指在日前现货市场正式出清结果发布前，开展的市场力监测机制，监测内容包括但不限于市场或局部出清价格、市场竞价容量，监测方法包括但不限于管制容量价格缓解、三寡头测试。

为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，日前市场出清后需应用管制容量价格缓解机制。当日前市场发电机组节点电价按照出清折算上网电量加权后的平均电价，高于管

制容量监管基准价格时，触发管制容量价格缓解条件：

日前市场出清后，逐时段计算市场供需比和价格情况，初步判断市场内是否存在操纵市场力的行为，并启动市场力行为监测，市场供需比及触发市场力监管价格标准另行制定。

若某时段达到启动市场力行为监测的情况，对发电集团计算剩余供给指数（RSI），并对该发电集团旗下机组报价进行检测，具体计算公式如下：

发电集团的剩余供给指数=（所有准入发电主体的总发电容量-该发电集团的发电容量）/目标交易时段的市场总需求容量。

市场监管初期，当发电集团的 RSI 达到临界值 RSI_0 ，则认为该发电集团具有市场力，将该集团下的所有机组高于参考报价的报价段替换为参考报价 $P_{参考}$ ，重新组织日前市场出清。实时市场同样采用替换后的报价出清。

第九十三条[事后措施]事后措施是指在日前、实时现货市场正式出清结果发布后开展的市场力监测机制，监测内容包括但不限于出清价格、异常收益，监测方法包括但不限于应用二级限价、选取近一段时期现货市场平均价格进行结算、历史价格影响测试。

第十一章 市场干预与中止

第一节 市场干预机制

第九十四条[政府干预]现货市场运行过程中发生下列情形之一的，由国家能源局东北监管局、内蒙古自治区价格等有关主管部门根据职责作出市场干预决定，包括启动特殊情况处理机制、临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托市场运营机构实施市场干预：

- （一）电力供应严重不足且持续超过 2 小时以上时；
- （二）电力市场未按照规则运行和管理时；
- （三）电力市场交易规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时；
- （四）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果时；
- （五）市场价格达到市场运行公告或其他规定的价格限值且触发管控条件时；
- （六）其他认为需要进行市场干预的情形。

第九十五条[市场运营机构干预]当现货市场出现如下短期运行异常情况时，市场运营机构应按照“安全第一”的原则采取特殊情况处理机制或取消市场出清结果、实施发用（充放）电计划管理等措施对市场进行干预，同时尽快向国家能源局东北监管局、内蒙古自治区价格等有关主管部门报告，并在信息披露平台上进行披露。

- （一）电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏、电网被迫发生主备调切

换等异常，引起电力供应短缺或严重危及电网安全时；

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

（三）发生现货技术支持系统或网络异常等情况影响现货系统正常运行，日前市场环节预计 23:00 以前无法完成出清，或实时市场持续 120 分钟及以上无法完成出清；

（四）其他影响电网运行安全、市场资金安全及市场正常组织的重大突发情况。

第九十六条[市场干预原则]市场运营机构须按要求记录短期异常干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议并尽快向国家能源局东北监管局、内蒙古自治区价格等有关主管部门备案。

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

若干预期间发电机组发电收入低于核定的总发电成本（包含调用停机机组的启动成本），应按照核定的总发电成本对机组进行结算。

第二节 特殊情况处理机制

第九十七条[特殊情况处理机制]保供电时期，为保证电网安全和保供电区域的供电可靠性，根据保供电等级要求，可采取调整电网旋备、调整断面限额、设置临时断面等措施。

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。

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

第三节 市场中止与恢复

第九十八条[市场中止条件]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，由国家能源局东北监管局、内蒙古自治区有关主管部门做出市场中止决定，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，市场运营机构可按上述规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由国家能源局东北监管局、内蒙古自治区有关主管部门做出是否中止市场的决定并发布。

第九十九条[市场中止措施]市场中止时采取如下的处理措施：

（一）日前电能量市场中止时，电力调度机构以保障电

力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日机组运行边界条件和电网运行边界条件，编制下达运行日的日前调度计划。若运行日的实时电能量市场正常运行，以运行日实际执行的结果以及实时电能量市场价格作为运行日的日前电能量市场出清结果。

（二）实时电能量市场中止时，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，基于最新的机组运行边界条件和电网运行边界条件，对经营主体的实时发用（充放）电计划进行调整。若日前电能量市场正常运行，以日前电能量市场中相同时段的价格作为实时电能量市场价格。

（三）若日前和实时电能量市场中止时，相应时段内不开展日前和实时电能量市场出清，电力调度机构以保障电力有序供应、保障电网安全运行为原则，综合考虑运行日机组运行边界条件和电网运行边界条件，编制下达运行日的日前调度计划。运行日电力调度机构基于最新的机组运行边界条件和电网运行边界条件，对经营主体的实时发用（充放）电计划进行调整。在相应的时段内，以运行日实际执行的结果以及最近 30 天所有现货运行日各时段电价的算术平均值作为运行日的日前和实时电能量市场结算价格。

第一百条[市场中止恢复]当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经国家能源局东北监管局、内蒙古自治区有关主管部门同意，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。

第十二章 附则

第一百〇一条[解释]本规则由内蒙古自治区能源局、国家能源局东北监管局负责解释。本细则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

第一百〇二条[参数核定]本细则相关的市场参数（详见附件一 市场参数表）取值及计算标准由电力市场管理委员会提出建议，经政府主管部门和能源监管机构同意后执行，应用于市场运营。

附件一：市场参数表

E_1	热态启动时间，单位：小时
E_2	温态启动时间，单位：小时
E_3	冷态启动时间，单位：小时
P_{es}^{th}	独立储能额定功率准入值，单位：兆瓦
RT_{es}^{th}	独立储能额定功率充放电持续响应时间准入值，单位：小时
R_1	燃煤机组启动费用上下限范围， 单位：万元/次
R_2	经营主体电能量报价上下限范围，单位：元/千瓦时
R_3	日前/实时市场出清价格上下限范围， 单位：元/千瓦时
C_0	燃煤机组核定成本，单位：元/千瓦时
T_k	竞价燃煤机组缺省开机通知时刻
RSI_0	日前市场发电企业/集团/虚拟寡头剩余供给指数限定值
$P_{参考}$	管制容量价格的参考报价

$T_{\text{限价}}$	日前/实时二级限价阈值时长
χ_{es}	独立储能参与实时优化小时末荷电状态浮动比率
C_1	新能源日前申报最大可调出力偏差考核价格
C_2	新能源实时申报最大可调出力偏差考核价格
F_1	风电场日前申报最大可调出力曲线误差带
G_1	光伏电站日前申报最大可调出力曲线误差带
M_4	风电场实时申报最大可调出力月度准确率允许值
M_5	光伏电站实时申报最大可调出力月度准确率允许值
M_6	火电机组、新能源场站执行偏差率允许值
M_7	竞价燃煤机组执行偏差回收系数
M_8	新能源场站执行偏差回收系数
E_4	燃煤机组开机时间范围
E_5	燃煤机组停机时间范围
K	燃煤基准电价倍数

附件二：经营主体缺省参数表

发电企业应申报的缺省参数包括：

（一）竞价燃煤机组运行相关参数：

（1）额定有功功率

（2）典型开机曲线

（3）典型停机曲线

（4）综合厂用电率

（5）最大可调出力

（6）最小可调出力

（7）最大爬坡速率

（8）冷态启动时间

（9）温态启动时间

（10）热态启动时间

（11）最小连续开机时间：暂定为 24-72 小时，由电力调度机构核定

（12）最小连续停机时间：暂定为 6-24 小时，由电力调度机构核定

（13）机组投入供热约束出力

（14）最小运行方式：由政府主管部门或监管机构核定。供热期，暂按国家能源局东北监管局核定的最小运行方式执行；非供热期，按照全网机组灵活性调峰水平确定。

（二）竞价燃煤机组量价相关参数：

（1）机组冷/温/热态启动费用

（2）电能量量-价曲线

(3) 调频里程价格

(三) 新能源场站运行相关参数:

(1) 装机容量

(2) 厂用电率

(四) 新能源场站量价参数:

(1) 电能量量-价曲线

新型经营主体应申报的缺省参数包括:

(一) 独立储能运行相关参数:

(1) 额定功率

(2) 额定功率充放电持续响应时间

(3) 充放电效率

(4) 日充放电转换次数

(5) 标准调频容量

(二) 独立储能量价相关参数:

(1) 电能量量-价曲线

(2) 调频里程价格

附件三：日前安全约束机组组合数学模型

日前市场出清 SCUC 的目标函数如下所示：

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

其中：

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

T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，考虑 96 个时段； $D+1$ 日考虑负荷高峰、低谷 2 个时段，故 T 为 98；

$P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力；

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

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

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

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

SL_i 表示新能源交易单元 i 的弃电量；

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

发电企业出力表达式：

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

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

发电企业运行费用表达式：

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

其中， $C_{i,m}$ 为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

独立储能出力表达式：

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

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

独立储能运行费用表达式：

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

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

日前市场出清 SCUC 的约束条件包括：

（一）系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

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

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

（二）系统正备用容量约束

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

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

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

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

（三）系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\begin{aligned}\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{MIN} &\leq D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} - R_t^D \\ \sum_{i=1}^N (P_{i,t} - \alpha_{i,t} P_{i,t}^{MIN}) &\geq R_t^D \\ \sum_{i=1}^N P_{i,t} &= D_t - \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t}\end{aligned}$$

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

（四）特殊机组状态约束

必开机组、热电联产机组、试验机组应处于开机状态：

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

其中， I_s 为必开机组、热电联产机组、试验机组的全集。

（五）机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

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

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

对于热电联产机组，在其热电联产运行时段内，要求 $\alpha_{i,t}=1$ ，且上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 取为对应时段的供热约束技术出力， $P_{i,t}^{MAX}$ 取为对应时段的最大可调出力；

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

对于新能源场站， $P_{i,t}^{MAX}$ 为当前时段新能源场站功率预测值；

对于自由优化机组，机组出力下限建模为：

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

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

机组出力上限建模为：

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

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

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

（六）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

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

（七）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

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

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

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（八）机组最小连续开停时间约束

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

$$\begin{aligned} T_{i,t}^U - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t})T_U &\geq 0 \\ T_{i,t}^D - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1})T_D &\geq 0 \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} T_{i,t}^U &= \sum_{k=t-T_U}^{t-1} \alpha_{i,k} \\ T_{i,t}^D &= \sum_{k=t-T_D}^{t-1} (1 - \alpha_{i,k}) \end{aligned}$$

（九）机组最大启停次数约束

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

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

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

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下：

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^T \eta_{i,t} &\leq \eta_i^{MAX} \\ \sum_{t=1}^T \gamma_{i,t} &\leq \gamma_i^{MAX} \end{aligned}$$

（十）电厂电量约束

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

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

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

（十一）独立储能充放电功率约束

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

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

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

(十二) 独立储能荷电状态约束

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

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

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

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

(十三) 独立储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

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

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

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

(十四) 独立储能循环充放电约束

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

其中， $N_{es, circle}$ 为独立储能 es 的缺省日充放电转换次数。

（十五）独立储能小时内充放电状态约束

独立储能在同一小时内的充放电状态保持一致。

$$1 - \alpha_{es, t} \geq \frac{1}{4} \sum_{ts=4n-3}^{4n} \beta_{es, ts} \quad t \in [4n-3, 4n], n \in [1, 24]$$

其中， $\alpha_{es, t}$ 和 $\beta_{es, ts}$ 分别表示独立储能在时段 t 、 ts 的充放电状态的 0-1 变量。

（十六）新能源交易单元弃电约束

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

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

（十七）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned} -P_l^{MAX} &\leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i, t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j, t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k, t} + \\ &\sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es, t}^{dis} + G_{l-e} P_{es, t}^{ch}) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX} \end{aligned}$$

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为发电企业 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k, t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值； G_{l-e} 为独立储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； SL_l^+ 和 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(十八) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{MIN} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}$$

其中， P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-e} 为独立储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏度因子； SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

附件四：日前安全约束经济调度数学模型

日前市场出清 SCED 的目标函数如下所示：

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

其中：

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

T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，考虑 96 个时段； $D+1$ 日考虑负荷高峰、低谷 2 个时段，故 T 为 98；

$P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力；

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

M_l 、 M_s 分别为线路、断面潮流约束松弛罚因子； M_a

为用于表示新能源的弃电约束松弛罚因子；

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

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

SL_i 表示新能源交易单元 i 的弃电量；

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

发电企业出力表达式：

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

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

发电企业运行费用表达式：

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

其中， $C_{i,m}$ 为发电企业 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

独立储能出力表达式：

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

其中， NC 、 ND 表示独立储能充放电报价总段数， $P_{es,t,m}^{ch}$ 、 $P_{es,t,m}^{dis}$ 表示独立储能 es 在时段 t 第 m 个出力区间中的充放中

标电力， $P_{es,m}^{ch(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{ch(MIN)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MAX)}$ 、 $P_{es,m}^{dis(MIN)}$ 分别表示独立储能 es 申报的第 m 个充放电出力区间上、下界；

独立储能运行费用表达式：

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

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

日前市场出清 SCED 的约束条件包括：

（一）系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

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

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

（二）机组出力上下限约束

发电企业的出力应该处于其最大、最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

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

（三）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

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

（四）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq RU_i \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq RD_i \end{aligned}$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（五）电厂电量约束

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

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

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

（六）独立储能充放电功率约束

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

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_{es,t} P_{es}^{dis(MIN)} \leq P_{es,t}^{dis} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{dis(MAX)} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{ch(MAX)} \leq P_{es,t}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{ch(MIN)} \\ 0 \leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{ch(MIN)} < 0, P_{es}^{ch(MAX)} < 0 \end{array} \right.$$

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

(七) 独立储能荷电状态约束

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

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

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

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

(八) 独立储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

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

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

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

(九) 独立储能小时内充放电状态约束

独立储能能在同一小时内的充放电状态保持一致。

$$1 - \alpha_{es,t} \geq \frac{1}{4} \sum_{ts=4n-3}^{4n} \beta_{es,ts} \quad t \in [4n-3, 4n], n \in [1, 24]$$

其中， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,ts}$ 分别表示独立储能在时段 t 、 ts 的充放电状态的 0-1 变量。

(十) 新能源交易单元弃电约束

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

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

(十一) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned} -P_l^{MAX} &\leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} + \\ &\sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} + G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX} \end{aligned}$$

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为发电企业 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值； G_{l-e} 为独立储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子； SL_l^+ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(十二) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

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

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

其中, P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限; G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-e} 为独立储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏度因子; SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

附件五：日前节点电价数学模型

日前市场节点电价（LMP）计算模型如下：

目标函数：

$$\begin{aligned} \text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M'_l [SL_l^+ + SL_l^-] + \right. \\ \left. \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M'_s [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{es,t}(P_{es,t})] + \sum_{i=1}^{NE} \sum_{t=1}^T M'_a [SL_i] \right\} \end{aligned}$$

其中：

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

T 表示所考虑的总时段数，其中D日每15分钟一个时段，考虑96个时段；D+1日考虑负荷高峰、低谷2个时段，故 T 为98；

$P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力；

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

M'_l 、 M'_s 为用于节点电价计算的网潮流约束松弛罚因子； M'_a 为用于节点电价计算的表示新能源的弃电约束松弛罚因子；

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

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

SL_i 表示新能源交易单元 i 的弃电量；

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

节点电价计算模型的约束条件包括：

（一）系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

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

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

（二）机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大、最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

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

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

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

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

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

（三）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

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

（四）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq RU_i$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq RD_i$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（五）独立储能充放电功率约束

当储能处于充电状态时，充电上下限为：

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

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

当储能处于放电状态时，放电上下限为：

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

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

其中， δ 为 LMP 模型中允许独立储能偏离日前 SCED 优化结果的比例， $(P_{es}^{ch(MAX)})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{ch(MIN)})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{dis(MAX)})^{SCED}$ 、 $(P_{es}^{dis(MIN)})^{SCED}$ 分别表示日前 SCED 模型中独立储能 es 的最大、最小充放电功率， $P_{es,t}^{ch,SCED}$ 、 $P_{es,t}^{dis,SCED}$ 为日前 SCED 的充放电功率结果。

（六）独立储能荷电状态约束

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

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

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

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

（七）独立储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

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

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

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

（八）独立储能小时内充放电状态约束

独立储能能在同一小时内的充放电状态保持一致。

$$1 - \alpha_{es,t} \geq \frac{1}{4} \sum_{ts=4n-3}^{4n} \beta_{es,ts} \quad t \in [4n-3, 4n], n \in [1, 24]$$

其中， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,ts}$ 分别表示独立储能在时段 t 、 ts 的充放电状态的 0-1 变量。

（九）新能源交易单元弃电约束

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

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

（十）线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned} -P_l^{MAX} &\leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} + \\ &\sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} + G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX} \end{aligned}$$

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为发电企业 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷

值; G_{l-e} 为独立储能 es 所在节点 e 对线路 l 的灵敏度因子; SL_l^+ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(十一) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束, 该约束可以描述为:

$$P_s^{MIN} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}$$

其中, P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限; G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-e} 为独立储能 es 所在节点 e 对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-a} 表示负荷聚合商 a 所在节点 a 对断面 s 的罚灵敏度因子; SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

求解上述节点电价计算模型, 得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子, 则节点 k 在时段 t 的节点电价为:

$$LMP_{k,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L (\tau_{l,t}^{MAX} - \tau_{l,t}^{MIN}) G_{l-k} - \sum_{s=1}^S (\tau_{s,t}^{MAX} - \tau_{s,t}^{MIN}) G_{s-k}$$

其中:

λ_t 为时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子;

$\tau_{l,t}^{MAX}$ 为线路 l 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当线路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{l,t}^{MIN}$ 为线路 l 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当线路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{MAX}$ 为断面 s 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{MIN}$ 为断面 s 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子；

G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。

(注：所有拉格朗日乘子均大于等于 0)

附件六：实时安全约束经济调度数学模型

实时市场出清 SCED 的目标函数如下所示：

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

其中：

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

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

$P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力；

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

M_b 为的发用电平衡约束的惩罚因子； M_l 、 M_s 分别为支路、断面潮流约束松弛罚因子； M_a 为用于表示新能源的弃电约束松弛罚因子；

LB_t^+ 、 LB_t^- 分别为发用电平衡约束时段 t 的正、反向松弛变量；

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

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

SL_i 表示新能源交易单元 i 的弃电量。

实时市场出清 SCED 的约束条件包括：

（一）系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

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

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

（二）机组出力上下限约束

发电企业的出力应该处于其最大、最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

对于未来时段停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取为零。

（三）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

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

（四）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$\begin{aligned} P_{i,t} - P_{i,t-1} &\leq RU_i \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} &\leq RD_i \end{aligned}$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（五）独立储能充放电功率约束

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

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

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

（六）独立储能荷电状态约束

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

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

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

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

（七）独立储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

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

$$E_{es,t}^{DA}(1 - \chi_{es}) \leq E_{es,t}^{RT} \leq E_{es,t}^{DA}(1 + \chi_{es})$$

其中, $E_{es,k}^0$ 代表第 k 轮滚动计算时用于计算的初始荷电状态, $E_{es,k}^{ini}$ 代表第 k 轮滚动计算时传给算法的荷电状态, 该值应为上一轮滚动计算最后一时段的荷电状态, 其中 $E_{es,t}^{DA}$ 为储能机组在日前市场出清得到的每时段 t 末的电荷量, χ_{es} 为 0 至 1 间的扰动量, $E_{es,t}^{RT}$ 为实时市场的优化量。

（八）独立储能小时内充放电状态约束

独立储能在同一小时内的充放电状态保持一致。

$$1 - \alpha_{es,t} \geq \frac{1}{4} \sum_{ts=4n-3}^{4n} \beta_{es,ts} \quad t \in [4n-3, 4n], n \in [1, 24]$$

其中， $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,ts}$ 分别表示独立储能在时段 t 、 ts 的充电状态的 0-1 变量。

(九) 新能源交易单元弃电约束

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

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

(十) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$\begin{aligned} -P_l^{MAX} &\leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} + \\ &\sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} + G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX} \end{aligned}$$

其中， P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 $SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(十一) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$\begin{aligned} P_s^{MIN} &\leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \\ &\sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX} \end{aligned}$$

其中, P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限; G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子; G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。 $SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

附件七：实时节点电价数学模型

实时市场节点电价（LMP）计算模型如下：

目标函数：

$$\begin{aligned} MIN \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M'_l [SL_l^+ + SL_l^-] + \right. \\ \left. \sum_{t=1}^T M'_b [LB_t^+ + LB_t^-] + \right. \\ \left. \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M'_s [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^{T \in \text{优化}} [C_{es,t}(P_{es,t})] + \sum_{i=1}^{NE} \sum_{t=1}^T M'_a [SL_i] \right\} \end{aligned}$$

其中：

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

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

$P_{i,t}$ 表示发电企业 i 在时段 t 的出力；

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

M'_b 为用于节点电价计算的发用电平衡约束的惩罚因子； M'_l 、 M'_s 为用于节点电价计算的潮流约束松弛罚因子； M'_a 为用于节点电价计算的表示新能源的弃电约束松弛罚因子；

LB_t^+ 、 LB_t^- 分别为发用电平衡约束时段 t 的正、反向松弛变量；

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

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

SL_i 表示新能源交易单元 i 的弃电量。

（一）系统负荷平衡约束

对于每个时段 t ，负荷平衡约束可以描述为：

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

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

（二）机组出力上下限约束

发电企业的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

对于停机的机组，上式中 $P_{i,t}^{MIN}$ 、 $P_{i,t}^{MAX}$ 均取为零。

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

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

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

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

（三）机组群出力上下限约束

机组群的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

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

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

（四）机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq RU_i$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq RD_i$$

其中， RU_i 表示机组 i 最大上爬坡速率， RD_i 表示机组 i 最大下爬坡速率。

（五）独立储能充放电功率约束

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

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

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

(六) 独立储能荷电状态约束

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

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

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

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

(七) 独立储能运行日初始与末尾时段荷电状态约束

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

$$E_{es,t}^{DA} (1 - \chi_{es}) \leq E_{es,t}^{RT} \leq E_{es,t}^{DA} (1 + \chi_{es})$$

其中， $E_{es,k}^0$ 代表第 k 轮滚动计算时用于计算的初始荷电状态， $E_{es,k}^{ini}$ 代表第 k 轮滚动计算时传给算法的荷电状态，该值应为上一轮滚动计算最后一时段的荷电状态，其中 $E_{es,t}^{DA}$ 为

储能机组在日前市场出清得到的每时段 t 末的电荷量, χ_{es} 为 0 至 1 间的扰动量, $E_{es,t}^{RT}$ 为实时市场的优化量。

(八) 独立储能小时内充放电状态约束

独立储能在同一小时内的充放电状态保持一致。

$$1 - \alpha_{es,t} \geq \frac{1}{4} \sum_{ts=4n-3}^{4n} \beta_{es,ts} \quad t \in [4n-3, 4n], n \in [1, 24]$$

其中, $\alpha_{es,t}$ 和 $\beta_{es,ts}$ 分别表示独立储能在时段 t 、 ts 的充放电状态的 0-1 变量。

(九) 新能源交易单元弃电约束

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

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

(十) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为:

$$\begin{aligned} -P_l^{MAX} &\leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} + \\ &\sum_{es=1}^{ES} (G_{l-e} P_{es,t}^{dis} + G_{l-e} P_{es,t}^{ch}) - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{MAX} \end{aligned}$$

其中, P_l^{MAX} 为线路 l 的潮流传输极限; G_{l-i} 为机组 i 所在节点对线路 l 的灵敏度因子; G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对线路 l 的灵敏度因子; K 为系统的节点数量; G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子; $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 $SL_{l,t}^+$ 、 $SL_{l,t}^-$ 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量。

断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{MIN} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} T_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} + \sum_{es=1}^{ES} (G_{s-e} P_{es,t}^{dis} + G_{s-e} P_{es,t}^{ch}) - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{MAX}$$

其中， P_s^{MIN} 、 P_s^{MAX} 分别为断面 s 的潮流传输极限； G_{s-i} 为机组 i 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的灵敏度因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。 $SL_{s,t}^+$ 、 $SL_{s,t}^-$ 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

求解上述节点电价计算模型，得到各时段系统负荷平衡约束、线路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点 k 在时段 t 的节点电价为：

$$LMP_{k,t} = \lambda_t - \sum_{l=1}^L (\tau_{l,t}^{MAX} - \tau_{l,t}^{MIN}) G_{l-k} - \sum_{s=1}^S (\tau_{s,t}^{MAX} - \tau_{s,t}^{MIN}) G_{s-k}$$

其中：

λ_t 为时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子；

$\tau_{l,t}^{MAX}$ 为线路 l 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当线路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{l,t}^{MIN}$ 为线路 l 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当线路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{MAX}$ 为断面 s 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

$\tau_{s,t}^{MIN}$ 为断面 s 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子，当断面潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子；

G_{l-k} 为节点 k 对线路 l 的灵敏度因子；

G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的灵敏度因子。

(注：所有拉格朗日乘子均大于等于 0)

蒙东电力市场结算实施细则（试行）

2025 年 10 月

目 录

第一章 总则	1
第一节 总述	1
第二节 术语定义	1
第二章 市场成员结算的权利与义务	4
第三章 结算原则	7
第四章 电能量电费	10
第一节 发电企业电能量电费	10
第二节 鲁固直流配套电源电能量电费	15
第三节 用电侧电能量电费	20
第四节 代理购电用户电能量电费	25
第五节 居民农业用户电能量电费	28
第六节 独立储能电能量电费	31
第五章 电费结算查询及追补管理	34
第六章 其他结算事项	36
第七章 附则	38
附录 1：市场结算流程	39
附录 2：市场运营相关结算科目	42
第一节 成本补偿费用	42
第二节 市场平衡费用	43
第三节 偏差调节费用	58
附录 3：市场参数表	73

第一章 总则

第一节 总述

第一条 [总述] 为深入贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）、《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）、《电力市场运行基本规则》（2024年第20号令）、《电力市场监管办法》（发改2024年18号令）、《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）、《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号）、《深化蒙东电网新能源上网电价市场化改革实施方案》（内发改价费字〔2025〕661号）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）以及电力体制改革配套文件精神，进一步指导、规范、明确蒙东电力市场电费结算相关工作开展，维护电力交易各方合法权益和社会公众利益，构建安全、合理、高效的市场体系，制定本细则。

第二条 [适用范围] 本细则适用于蒙东现货市场运行期间蒙东电力现货市场交易结算工作。

第二节 术语定义

第三条 [术语定义]

（一）电力用户：直接参与批发市场的电力用户（简称“批发用户”）、参与零售市场的电力用户（简称“零售用户”）和未直接参与市场交易，暂由电网企业通过市场化方式代理购电的工商业用户（简称“代理购电用户”）。

（二）售电公司：提供售电服务或配售电服务的市场主体。

（三）发电企业：参与现货电能量交易的燃煤机组、新能源场站等，详见《蒙东电力现货市场交易实施细则（试行）》。

（四）发电侧：发电企业与独立储能在电力交易中作为发（放）电单元的统称。

（五）用电侧：电力用户、售电公司、独立储能在电力交易中作为用（充）电单元以及居民农业用户的统称。

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

（七）全网用户侧统一结算点电价：指全网所有节点电价以实际调度端本级下送电力的用电数据为权重，对全网所有节点电价进行加权平均后得出加权的平均值，包括日前全网用户侧统一结算点电价与实时全网用户侧统一结算点电价。

其中日前全网用户侧统一结算点电价由所有参与现货市场的日前市场节点电价按照母线负荷预测的下网用电量加权平均计算；实时全网用户侧统一结算点电价由所有参与现货市场的实时市场节点电价按照实际调度端本级下送电力的用电量加权平均计算。

（八）电能量电费：发电企业、电力用户、售电公司以及新型经营主体（含独立储能等）在现货市场和中长期交易市场中以电能量为交易标的物的电费。

（九）市场运营相关结算科目费用（下文简称“市场运营费用”）：按照各科目独立记账、逐项分摊的原则，用于规范统计除系统运行费用以外的其他省内电力市场相关的补偿、考核与分摊结算科目，包括成本补偿费用、市场平衡费用与偏差调节费用。

（十）成本补偿费用：在电力市场中针对机组启动成本等进行的补偿费用。

（十一）市场平衡费用：在市场运行过程中，由于计划市场双轨并行、节点边际电价机制等因素在电能量电费计算时产生盈余或亏损以及自身费用、省间应急送电损益电费、省间应急购电损益电费、省间关口联络线费用等。

（十二）偏差调节费用：基于经营主体在电力市场中因运行允许偏差、交易约束而用于调节市场相关结算平衡性设置的考核费用或准许外超额收益回收费用。

第二章 市场成员结算的权利与义务

第四条 [市场经营主体的权利和义务]

（一）按照市场规则参与电力市场，签订和履行电力交易合同、购售电合同、供用电合同或电费结算协议等合同或协议。

（二）依法依规披露和提供支撑电力市场结算以及市场服务所需的相关数据。

（三）获取、查看结算依据及电费账单，按规定时间核对并确认其准确性和完整性。

（四）负责向电网企业提供用于资金收付的银行账户，按规定向电网企业支付或收取款项，完成电费收付。

（五）配合电网企业做好自身相关关口计量装置的改造、验收、现场检查、故障处理等工作。

（六）拥有配电网运营权的售电公司根据《售电公司管理办法》等规定开展电费结算。

（七）售电公司根据用户授权掌握其历史用电信息，可在电力交易机构或电网企业平台进行数据查询和下载。

（八）按规定向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品等。

（九）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第五条 [电力交易机构的权利和义务]

（一）负责汇总结算基础数据。

（二）负责编制结算依据，并保证结算依据的准确性、完整性和及时性

（三）负责通过电力交易平台向市场经营主体、电网企业出具结算依据，提供结算相关服务。

（四）组织协调结算依据有关问题，参与协调电费结算有关问题。

（五）按照数据管理有关规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理。

（六）负责编制与发布结算依据所需信息系统的建设、管理、维护。

（七）组织开展市场经营主体结算风险评估。

（八）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务

第六条 [电力调度机构的权利和义务]

（一）依法依规披露和提供信息，负责提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的准确性、完整性和及时性。

（二）负责按时向电力交易机构提供电力辅助服务市场费用计算结果

（三）负责结算所需的调度数据采集管理信息系统的建设、管理、维护。

（四）按照数据管理有关规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理。

（五）组织协调电力辅助服务市场计量结算有关问题，参与协调结算依据、电费结算有关问题。

（六）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第七条 [电网企业的权利和义务]

（一）依法依规披露和提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的准确性、完整性和及时性。

（二）负责根据电力交易机构推送的结算依据，开展电费结算，按期向市场经营主体出具电费账单，提供电费账单查询等服务。

（三）负责根据电费账单按时完成电费收付，并向发生付款违约的市场经营主体催缴欠款。对于逾期仍未全额付款的市场经营主体，按规定向电力交易机构提出履约保函、保证金或其他结算担保品的使用申请。

（四）负责电费结算相关信息系统的建设、管理、维护，根据用户授权向市场经营主体提供电能数据查询服务，并将电能数据推送电力交易平台。

（五）组织协调电能计量和电费结算有关问题，参与协调结算依据有关问题。

（六）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第三章 结算原则

第八条 [结算周期]

（一）电力批发市场按照“日清月结”的模式开展结算。按日进行市场化交易结果清分，生成日清分结算依据；按月进行市场化交易电费结算，生成月结算依据，并向经营主体发布。

（二）电力零售市场根据零售合同以月度为周期结算，即按月进行零售市场电费结算，生成月结算依据，并向经营主体发布。

第九条 [结算时段] 批发市场以每 1 小时为一个结算时段。实时出清形成每 15 分钟的节点电价，1 小时内每 15 分钟节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的节点电价。

第十条 [结算电量] 根据电网企业提供的计量数据，计算形成发电企业各时段上网电量、独立储能放电量，以及用户各时段用电量、独立储能充电量，作为结算电量。

第十一条 [结算电价]

（一）蒙东现货市场全电量按现货市场价格结算，中长期合同电量按中长期合同价格与中长期结算参考点的现货价格差值结算。市场初期，经营主体的中长期结算参考点现货电价选取为实时全网用户侧统一结算点电价。待市场成熟后允许经营主体自主选取结算参考点。

（二）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。分布式、分散式新能源项目原则上均需在电力交易机构进行注册，其中具备可观、可测、可调、可控

条件的，可作为独立经营主体在电力交易平台注册；也可聚合后作为虚拟电厂等新型经营主体在电力交易平台注册。未在电力交易平台注册的工商业分布式、分散式新能源项目原则上暂不进行电费结算。

（三）用户侧电力现货市场电价：电力用户、售电公司、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用户侧统一结算点电价。

（四）独立储能现货市场电价：市场初期，独立储能同时参与中长期市场和现货市场时，独立储能实际放（发）电量现货结算电价为所在电气节点的节点电价，独立储能实际充（用）电量现货结算电价为全网用户侧统一结算点电价，且需参与各项市场运营费用（除省间损益费用及阻塞费用）相关结算科目的分摊或返还。独立储能参与现货市场未参与中长期市场时，独立储能实际放（发）、充（用）电量现货结算电价为所在电气节点的节点电价，且无需参与各项市场运营费用相关结算科目的分摊或返还。

第十二条 [两个细则费用] 各经营主体“两个细则”考核、补偿以及相应的分摊或返还费用具体结算方式详见《东北区域电力并网运行管理实施细则》及《东北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》相关规定开展结算。

第十三条 代理购电用户在具备全量分时计量、结算条件前，可通过典型用电曲线方式结算，代理购电典型用电曲线通过可计量、可采集用户的分时数据占比和代理购电电量

拟合形成。居民农业用户典型曲线通过发电侧发电曲线扣减市场化用户用电曲线形成。

第十四条 分布式电源在具备全量分时计量、结算条件前，可通过典型发电曲线方式结算，典型发电曲线通过可计量、可采集所有同类型电源用户的分时数据占比和电量拟合形成。

第十五条 辅助服务费用结算按照《蒙东电力辅助服务（调频）市场实施细则（试行）》有关规定执行。

第十六条 参与蒙东电力现货市场的网调直调机组京科电厂 2 号机、科右中电厂 1、2 号机按照本实施细则进行结算。

第四章 电能量电费

第一节 发电企业电能量电费

第十七条 [发电企业电能量电费] 发电企业电能量电费包含实时市场电能量电费、省间中长期差价合约电能量电费、省间日前市场差价电能量电费、省间日内市场差价电能量电费、省内中长期差价合约电能量电费、日前互济交易差价合约电能量电费、日内互济交易差价合约电能量电费、调平费用等。计算公式如下：

$$\begin{aligned} R_{\text{电能},i} = & R_{\text{实时},i} + R_{\text{省间净合约},i} + R_{\text{省内净合约},i} \\ & + R_{\text{省间日前},i} + R_{\text{省间日内},i} + R_{\text{互济日前},i} \\ & + R_{\text{互济日内},i} + R_{\text{调平发电},i} \end{aligned}$$

式中：

$R_{\text{电能},i}$ 为发电企业*i*月度电能量电费；

$R_{\text{实时},i}$ 为发电企业*i*月度实时市场电能量电费；

$R_{\text{省间净合约},i}$ 为发电企业*i*月度省间中长期市场差价合约电能量电费；

$R_{\text{省内净合约},i}$ 为发电企业*i*月度省内中长期差价合约电能量电费；

$R_{\text{省间日前},i}$ 为发电企业*i*月度省间日前市场差价合约电能量电费；

$R_{\text{省间日内},i}$ 为发电企业*i*月度省间日内市场差价合约电能量电费；

$R_{\text{互济日前},i}$ 为发电企业*i*月度东北电力互济日前交易差价合约电能量电费；

$R_{\text{互济日内},i}$ 为发电企业*i*月度东北电力互济日内交易差价

合约电能量电费；

$R_{\text{调平发电},i}$ 为发电企业 i 月度发电企业调平费用。

第十八条 [实时电能量电费] 根据发电企业机制电量实时电能量电费与市场化合约实时电能量电费计算实时全电量电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{实时},i} = R_{\text{机制实时},i} + R_{\text{市场化合约实时},i}$$
$$R_{\text{机制实时},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} (Q_{\text{机制电量},i,h} \times LMP_{\text{省内实时},i,h})$$
$$R_{\text{市场化合约实时},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} [(Q_{\text{日上网},i,h} - Q_{\text{机制电量},i,h}) \times LMP_{\text{省内实时},i,h}]$$

式中：

$R_{\text{实时},i}$ 为发电企业 i 月度省内实时市场电能量电费；

$R_{\text{机制实时},i}$ 为发电企业 i 月度机制电量省内实时市场电能量电费；

$R_{\text{市场化合约实时},i}$ 为发电企业 i 月度市场化电量省内实时市场电能量电费；

$Q_{\text{机制电量},i,h}$ 为发电企业 i 在 h 小时的机制电量；

$Q_{\text{日上网},i,h}$ 为发电企业 i 在 h 小时的实际上网电量；

$LMP_{\text{省内实时},i,h}$ 为发电企业 i 在 h 小时的省内实时市场节点电价。

第十九条 [省间中长期市场差价合约电能量电费] 根据发电企业分解至 h 小时的省间中长期净合约电量与对应的净合约电价、中长期结算参考点现货电价计算省间中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省间净合约},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} [Q_{\text{省间净合约},i,h} \times (P_{\text{省间净合约},i,h} - LMP_{\text{实时统一},h})]$$

$$Q_{\text{省间净合约},i,h} = Q_{\text{省间年度合约},i,h} + Q_{\text{省间月度(多月)合约},i,h} + \\ Q_{\text{省间月内合约},i,h} + Q_{\text{省间多日合约},i,h}$$

式中：

$R_{\text{省间净合约},i}$ 为发电企业*i*月度省间中长期市场差价合约电能电费；

$Q_{\text{省间净合约},i,h}$ 为发电企业*i*在*h*小时的省间中长期净合约分解电量；

$Q_{\text{省间年度合约},i,h}$ 为发电企业*i*在*h*小时的年度省间中长期合约分解电量；

$Q_{\text{省间月度(多月)合约},i,h}$ 为发电企业*i*在*h*小时的月度（多月）省间中长期合约分解电量；

$Q_{\text{省间月内合约},i,h}$ 为发电企业*i*在*h*小时的月内省间中长期合约分解电量；

$Q_{\text{省间多日合约},i,h}$ 为发电企业*i*在*h*小时的多日省间中长期合约分解电量。

$P_{\text{省间净合约},i,h}$ 为发电企业*i*在*h*小时省间中长期净合约价格；

$LMP_{\text{实时统一},h}$ 为发电企业*i*在*h*小时的实时全网用户侧统一结算点电价。

第二十条 [省内中长期差价合约电能电费] 根据发电企业分解至*h*小时的省内中长期净合约电量与对应的净合约电价、中长期结算参考点现货电价计算省内中长期差价合约电能电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省内净合约},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{省内净合约},i,h} \times (P_{\text{省内净合约},i,h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

式中：

$R_{\text{省内净合约},i}$ 为发电企业*i*月度省内中长期差价合约电能量电费；

$Q_{\text{省内净合约},i,h}$ 为发电企业*i*在*h*小时的省内中长期净合约分解电量；

$P_{\text{省内净合约},i,h}$ 为发电企业*i*在*h*小时的省内中长期净合约电价。

第二十一条 [省间日前市场差价合约电能量电费] 根据发电企业省间日前市场交易结算电量与省间日前市场成交电价、中长期结算参考点现货电价计算省间日前市场差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省间日前},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{省间日前},i,h} \times (P_{\text{省间日前},i,h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

式中：

$R_{\text{省间日前},i}$ 为发电企业*i*月度省间日前市场差价合约电能量电费；

$Q_{\text{省间日前},i,h}$ 为发电企业*i*在*h*小时的省间日前市场交易结算电量；

$P_{\text{省间日前},i,h}$ 为发电企业*i*在*h*小时省间日前市场成交电价。

第二十二条 [省间日内市场差价合约电能量电费] 根据发电企业省间日内市场交易结算电量与省间日内市场节点电价、中长期结算参考点现货电价计算省间日内市场电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省间日内},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} [Q_{\text{省间日内},i,h} \times (P_{\text{省间日内},i,h} - LMP_{\text{实时统一},h})]$$

式中：

$R_{\text{省间日内},i}$ 为发电企业*i*月度省间日内市场差价合约电能量电费；

$Q_{\text{省间日内},i,h}$ 为发电企业*i*在*h*小时的省间日内市场交易结算电量；

$P_{\text{省间日内},i,h}$ 为发电企业*i*在*h*小时省间日内市场节点电价。

第二十三条 [日前互济交易差价合约电能量电费] 根据发电企业东北电力互济日前交易结算电量与互济交易日前成交电价、中长期结算参考点现货电价计算互济日前交易电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{互济日前},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} [Q_{\text{互济日前},i,h} \times (P_{\text{互济日前},i,h} - LMP_{\text{实时统一},h})]$$

式中：

$Q_{\text{互济日前},i,h}$ 为发电企业*i*在*h*小时的东北电力日前互济交易结算电量；

$P_{\text{互济日前},i,h}$ 为发电企业*i*在*h*小时的东北电力日前互济交易成交电价。

第二十四条 [日内互济交易差价合约电能量电费] 根据发电企业在东北电力互济日内交易结算电量与互济交易日内成交电价、中长期结算参考点现货电价计算互济日内交易电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{互济日内},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} [Q_{\text{互济日内},i,h} \times (P_{\text{互济日内},i,h} - LMP_{\text{实时统一},h})]$$

式中：

$Q_{\text{互济日内},i,h}$ 为发电企业 i 在 h 小时的东北电力日内互济交易结算电量；

$P_{\text{互济日内},i,h}$ 为发电企业 i 在 h 小时的东北电力日内互济交易成交电价。

第二十五条 [发电企业调平费用] 发电企业调平费计算公式如下：

$$R_{\text{调平发电},i} = Q_{\text{调平发电},i} \times LMP_{\text{月度发电实时平均}}$$

式中：

$R_{\text{调平发电},i}$ 为发电企业 i 月度调平费用；

$Q_{\text{调平发电},i}$ 为发电企业 i 月度实际上网电量与现货市场按时段合计上网电量之差。多个主体或同一主体不同价格的新能源场站共用同一贸易关口计量点时，按约定分劈计量关口电量比例进行计算时，月拆分数据与时段拆分合计数据差异纳入发电企业调平电量；

$LMP_{\text{月度发电实时平均}}$ 为月度发电侧实时加权平均电价。

第二节 鲁固直流配套电源电能量电费

第二十六条 [鲁固直流配套电源电能量电费] 鲁固直流配套电源电能量电费包含净合约电能量电费、偏差电能量电费、偏差返还电能量电费、鲁固直流配套电源参与公共分区实时电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{电能（鲁固分区）},i} = R_{\text{净合约},i} + R_{\text{分区偏差},i} + R_{\text{分区偏差返还},i} + R_{\text{主区实时},i}$$

式中：

$R_{\text{电能（鲁固分区）},i}$ 为鲁固直流配套电源*i*月度电能量电费；

$R_{\text{净合约},i}$ 为鲁固直流配套电源*i*月度净合约电能量电费；

$R_{\text{分区偏差},i}$ 为鲁固直流配套电源*i*月度鲁固配套电源分区偏差电能量电费；

$R_{\text{分区偏差返还},i}$ 为鲁固直流配套电源*i*月度鲁固配套电源分区偏差返还电能量电费；

$R_{\text{主区实时},i}$ 为鲁固直流配套电源*i*月度参与公共分区实时电能量电费；

第二十七条 [鲁固直流配套电源净合约电能量电费]

鲁固直流配套电源净合约电能量电费包括鲁固直流配套电源省间中长期净合约电能量电费、省内市场化合约电能量电费、东北电力互济交易电能量电费。计算公式如下：

$$R_{\text{净合约},i} = R_{\text{省间中长期净合约},i} + R_{\text{省内中长期净合约},i} + R_{\text{互济交易},i}$$

$$R_{\text{省间中长期净合约},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} (Q_{\text{省间中长期净合约},i,h} \times P_{\text{省间中长期净合约},i,h})$$

$$R_{\text{省内中长期净合约},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[\frac{Q_{\text{省内中长期净合约},i,h} \times (P_{\text{省内中长期净合约},i,h} + LMP_{\text{分区实时},i,h} - LMP_{\text{分区实时统一},i,h})}{LMP_{\text{分区实时统一},i,h}} \right]$$

$$R_{\text{互济交易},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} (Q_{\text{互济交易},i,h} \times P_{\text{互济交易},i,h})$$

式中：

$R_{\text{省间中长期净合约},i}$ 为鲁固直流配套电源*i*月度省间中长期净合约电能量电费；

$R_{\text{省内中长期净合约},i}$ 为鲁固直流配套电源*i*月度省内中长期净合约电能量电费；

$R_{\text{互济交易},i}$ 为鲁固直流配套电源*i*月度东北电力互济交易电能量电费；

$Q_{\text{省间中长期净合约},i,h}$ 为鲁固直流配套电源*i*在*h*小时省间中长期净合约电量，包括鲁固直流配套电源参与东北区域省间电力中长期交易的年度交易合约、月度（多月）交易合约、月内交易合约以及多日交易合约；

$Q_{\text{省内中长期净合约},i,h}$ 为鲁固直流配套电源*i*在*h*小时省内市场化中长期净合约电量；

$P_{\text{省间中长期净合约},i,h}$ 为鲁固直流配套电源*i*在*h*小时省间中长期净合约电量对应的电价；

$P_{\text{省内中长期净合约},i,h}$ 为鲁固直流配套电源*i*在*h*小时省内市场化中长期净合约电量对应的电价；

$LMP_{\text{分区实时},i,h}$ 为鲁固直流配套电源*i*在*h*小时鲁固配套电源分区节点电价；

$LMP_{\text{分区实时统一},i,h}$ 为鲁固直流配套电源*i*在*h*小时中长期结算参考点现货电价，即鲁固配套电源分区节点电价加权均价。若鲁固配套电源上网电量均小于1万千瓦，则为鲁固配套电源分区节点电价算术均价；

$Q_{\text{互济交易},i,h}$ 为鲁固直流配套电源*i*在*h*小时互济交易中标电量；

$P_{\text{互济交易},i,h}$ 为鲁固直流配套电源*i*在*h*小时互济交易中标电量对应的电价。

第二十八条 [鲁固直流配套电源偏差电能量电费] 鲁固直流配套电源实际上网电量与净合约偏差部分的电能量电费。计算公式如下：

当 $Q_{\text{上网},h} > Q_{\text{净合约},h}$ ，且

$Q_{\text{上网},i,h} > Q_{\text{净合约},i,h}$ 时，

$$R_{\text{分区偏差},i,h} = - \sum_d^D \sum_h^{24} \left\{ \frac{(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{净合约},i,h})}{\sum_i^I \max[(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{净合约},i,h}), 0]} \times \sum_i^I \min[(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{净合约},i,h}), 0] \times LMP_{\text{分区节点},i,h} \right\}$$

当 $Q_{\text{上网},h} > Q_{\text{净合约},h}$ ，且

$Q_{\text{上网},i,h} < Q_{\text{净合约},i,h}$ 时，

$$R_{\text{分区偏差},i,h} = \sum_d^D \sum_h^{24} [(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{净合约},i,h}) \times LMP_{\text{分区统一},h}]$$

当 $Q_{\text{上网},h} < Q_{\text{净合约},h}$ ，且

$Q_{\text{上网},i,h} > Q_{\text{净合约},i,h}$ 时，

$$R_{\text{分区偏差},i,h} = \sum_d^D \sum_h^{24} [(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{净合约},i,h}) \times LMP_{\text{分区节点},h}]$$

当 $Q_{\text{上网},h} < Q_{\text{净合约},h}$ ，且

$Q_{\text{上网},i,h} < Q_{\text{净合约},i,h}$ 时，

$$R_{\text{分区偏差},i,h} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left\{ \frac{(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{净合约},i,h})}{\sum_i^I \min[(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{净合约},i,h}), 0]} \times \sum_i^I \max[(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{净合约},i,h}), 0] \times LMP_{\text{分区统一},h} \right\}$$

式中：

$Q_{\text{净合约},h}$ 为鲁固直流配套电源 i 在 h 小时净合约电量；

$Q_{\text{上网},h}$ 为鲁固直流配套电源整体 h 小时上网电量。

第二十九条 [鲁固直流配套电源偏差返还电能量电费]

鲁固直流配套电源偏差返还电能量电费计算公式如下：

$$R_{\text{分区偏差返还},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left(\frac{Q_{\text{上网},i,h}}{\sum_i^I Q_{\text{上网},i,h}} \times R_{\text{分区偏差}h} \right)$$

第三十条 [鲁固直流配套电源公共分区实时电能量电费] 鲁固直流配套电源公共分区实时电能量电费计算公式如下：

当 $Q_{\text{上网},h} > Q_{\text{净合约},h}$ ，且鲁固直流逐个配套电源上网电量均大于净合约电量时，

$$R_{\text{主区实时},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{净合约},i,h}) \times LMP_{\text{主区节点},i,h} \right]$$

当 $Q_{\text{上网},h} > Q_{\text{净合约},h}$ ，且鲁固直流个别配套电源上网电量大于净合约电量时，

$$R_{\text{主区实时},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{净合约},i,h} - Q_{\text{对冲},i,h}) \times LMP_{\text{主区节点},i,h} \right]$$

$$Q_{\text{对冲},i,h} = \frac{(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{净合约},i,h})}{\sum_i^I \max[(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{净合约},i,h}), 0]} \times \sum_i^I \min[(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{净合约},i,h}), 0]$$

当 $Q_{\text{上网},h} < Q_{\text{净合约},h}$ ，且鲁固直流逐个配套电源上网电量均小于净合约电量时：

$$R_{\text{主区实时},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{净合约},i,h}) \times LMP_{\text{主区实时统一},h} \right]$$

当 $Q_{\text{上网},h} < Q_{\text{净合约},h}$ ，且鲁固直流个别配套电源上网电量小于净合约电量时：

$$R_{\text{主区实时},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[\frac{(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{净合约},i,h} - Q'_{\text{对冲},i,h}) \times LMP_{\text{主区实时统一},h}}{\sum_i^I \min[(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{中长期合约},i,h}), 0]} \right]$$

$$Q'_{\text{对冲},i,h} = \frac{(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{中长期合约},i,h})}{\sum_i^I \min[(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{中长期合约},i,h}), 0]} \times \sum_i^I \max[(Q_{\text{上网},i,h} - Q_{\text{中长期合约},i,h}), 0]$$

第三节 用电侧电能量电费

第三十一条 [批发用户、售电公司电能量电费] 批发用户、售电公司电能量电费包含实时全电量电能量电费、省内中长期差价净合约电能量电费、省间中长期差价净合约电能量电费、省间日前市场差价合约电能量电费、省间日内市场差价合约电能量电费、日前互济交易差价合约电能量电费、日内互济交易差价合约电能量电费以及调平费用等。计算公式如下：

$$\begin{aligned} C_{\text{电能},j} = & C_{\text{实时},j} + C_{\text{省内净合约},j} + C_{\text{省间净合约},j} + C_{\text{省间日前},j} \\ & + C_{\text{省间日内},j} + C_{\text{互济日前},j} + C_{\text{互济日内},j} \\ & + C_{\text{调平用电},j} \end{aligned}$$

式中：

$C_{\text{电能},j}$ 为批发用户、售电公司 j 月度电能量电费；

$C_{\text{实时},j}$ 为批发用户、售电公司 j 月度实时全电量电能量电费；

$C_{\text{省内净合约},j}$ 为批发用户、售电公司 j 月度省内中长期差价合约电能量电费；

$C_{\text{省间净合约},j}$ 为批发用户、售电公司 j 月度省间中长期差价合约电能量电费；

$C_{\text{省间日前},j}$ 为批发用户、售电公司 j 月度省间日前差价合约电能量电费；

$C_{\text{省间日内},j}$ 为批发用户、售电公司 j 月度省间日内差价合约电能量电费；

$C_{\text{互济日前},j}$ 为批发用户、售电公司 j 月度东北电力互济日前差价合约电能量电费；

$C_{\text{互济日内},j}$ 为批发用户、售电公司 j 月度东北电力互济日内差价合约电能量电费；

$C_{\text{调平用电},j}$ 为批发用户、售电公司 j 月度用户侧调平费用。

第三十二条 [实时全电量电能量电费] 根据批发用户、售电公司实际用电量与实时全网用户侧统一结算点电价计算实时全电量电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{实时},j} = \sum_d^D \sum_h^{24} (Q_{\text{日用电},j,h} \times LMP_{\text{实时统一},h})$$

式中：

$C_{\text{实时},j}$ 为批发用户、售电公司 j 月度省内实时市场电能量电费；

$Q_{\text{日用电},j,h}$ 为批发用户、售电公司 j 在 h 小时的实际用电量；

$LMP_{\text{实时统一},h}$ 为批发用户、售电公司 j 在 h 小时的实时全网用户侧统一结算点电价。

第三十三条 [省内中长期差价净合约电能量电费] 根据批发用户、售电公司分解至 h 小时的省内中长期净合约电量与对应的净合约电价、中长期结算参考点现货电价计算省内中长期差价净合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省内净合约},j} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{省内净合约},j,h} \times (P_{\text{省内净合约},j,h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

式中：

$C_{\text{省内净合约},j}$ 为批发用户、售电公司 j 省内中长期差价净合约电能量电费；

$Q_{\text{省内净合约},j,h}$ 为批发用户、售电公司 j 在 h 小时的省内中长期净合约分解电量；

$P_{\text{省内净合约},j,h}$ 为批发用户、售电公司 j 在 h 小时的省内中长期净合约电价。

第三十四条 [省间中长期差价净合约电能量电费] 根据批发用户、售电公司分解至 h 小时的省间中长期净合约电量与对应的净合约电价、中长期结算参考点现货电价计算省间中长期差价净合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省间净合约},j} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{省间净合约},j,h} \times (P_{\text{省间净合约},j,h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

式中：

$C_{\text{省间净合约},j}$ 为批发用户、售电公司 j 省间中长期差价净合约电能量电费；

$Q_{\text{省间净合约},j,h}$ 为批发用户、售电公司 j 在 h 小时的省间中长期净合约分解电量；

$P_{\text{省间净合约},j,h}$ 为批发用户、售电公司 j 在 h 小时的省间中长期净合约电价。

第三十五条 [省间日前市场差价合约电能量电费]根据批发用户、售电公司省间日前市场交易结算电量与省间日前市场成交电价、中长期结算参考点现货电价计算省间日前市场差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省间日前},j} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{省间日前},j,h} \times (P_{\text{省间日前},j,h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

$Q_{\text{省间日前},j,h}$ 为批发用户、售电公司 j 在 h 小时的省间日前市场交易结算电量；

$P_{\text{省间日前},j,h}$ 为批发用户、售电公司 j 在 h 小时省间日前市场交易成交电价。

第三十六条 [省间日内市场差价合约电能量电费]根据批发用户、售电公司省间日内市场交易结算电量与省间日内市场节点电价、中长期结算参考点现货电价计算省间日内市场差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省间日内},j} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{省间日内},j,h} \times (P_{\text{省间日内},j,h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

$Q_{\text{省间日内},j,h}$ 为批发用户、售电公司 j 在 h 小时的省间日内市场交易结算电量；

$P_{\text{省间日内},j,h}$ 为批发用户、售电公司 j 在 h 小时省间日内市场交易成交电价。

第三十七条 [日前互济交易差价合约电能量电费]根据批发用户、售电公司日前东北电力互济交易成交电量与日前东北电力互济交易成交电价、中长期结算参考点现货电价计算日前互济交易差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{互济日前},j} = \sum_d^D \sum_h^{24} [Q_{\text{互济日前},j,h} \times (P_{\text{互济日前},j,h} - LMP_{\text{实时统一},h})]$$

$Q_{\text{互济日前},j,h}$ 为批发用户、售电公司 j 在 h 小时的东北电力互济日前交易结算电量；

$P_{\text{互济日前},j,h}$ 为批发用户、售电公司 j 在 h 小时东北电力互济日前交易成交电价。

第三十八条 [日内互济交易差价合约电能量电费]根据批发用户、售电公司日内东北电力互济交易成交电量与省间日内市场节点电价、中长期结算参考点现货电价计算省间日内市场差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{互济日内},j} = \sum_d^D \sum_h^{24} [Q_{\text{互济日内},j,h} \times (P_{\text{互济日内},j,h} - LMP_{\text{实时统一},h})]$$

$Q_{\text{互济日内},j,h}$ 为批发用户、售电公司 j 在 h 小时的东北电力互济日内交易结算电量；

$P_{\text{互济日内},j,h}$ 为批发用户、售电公司 j 在 h 小时东北电力互济日内交易成交电价。

第三十九条 [批发用户、售电公司调平费用] 批发用户、售电公司调平费用计算公式如下：

$$C_{\text{调平用电},j} = Q_{\text{调平用电},j} \times LMP_{\text{月实时统一}}$$

式中：

$C_{\text{调平用电},j}$ 为批发用户、售电公司 j 月度调平费用；

$Q_{\text{调平用电},j}$ 为批发用户、售电公司 j 月度实际用电量与现货市场按时段合计实际用电量之差；

$LMP_{\text{月实时统一}}$ 为月度实时全网用户侧统一结算点算术平均电价。

第四节 代理购电用户电能量电费

第四十条 [代理购电用户电能量电费]代理购电用户电能量电费包含代理购电实时电能量电费、代理购电用户省内净合约中长期差价电能量电费、代理购电用户省间净合约中长期差价电能量电费、代理购电用户省间日前差价电能量电费、代理购电用户省间日内差价电能量电费以及代理购电调平电费。计算公式如下：

$$C_{\text{电能(代购)}} = C_{\text{实时(代购)}} + C_{\text{省内净合约(代购)}} + C_{\text{省间合约(代购)}} + C_{\text{省间日前(代购)}} + C_{\text{省间日内(代购)}} + C_{\text{调平用电(代购)}}$$

式中：

$C_{\text{电能(代购)}}$ 为代理购电用户电能量电费；

$C_{\text{实时(代购)}}$ 为代理购电用户实时电能量电费；

$C_{\text{省内净合约(代购)}}$ 为代理购电用户省内中长期净合约差价电能量电费；

$C_{\text{省间合约(代购)}}$ 为代理购电用户省间中长期合约（不含省间滚撮合约）差价电能量电费；

$C_{\text{省间日前(代购)}}$ 为代理购电用户省间日前差价电能量电费；

$C_{\text{省间日内(代购)}}$ 为代理购电用户省间日内差价电能量电费；

第四十一条 [代理购电用户实时电能量电费]

根据代理购电用户实际用电量与全网用户侧实时统一结算点电价计算代理购电用户实时全电量电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{实时（代购）}} = \sum_d^D \sum_h^{24} (Q_{\text{用电（代购）},h} \times LMP_{\text{实时统一},h})$$

式中：

$Q_{\text{用电（代购）},h}$ 为代理购电用户 h 小时的实际用电量；

$LMP_{\text{实时统一},h}$ 为全网用户侧 h 小时的实时统一结算点电价。

第四十二条 [代理购电用户省内净合约中长期差价电能量电费]

根据代理购电用户分解至 h 小时的省内中长期净合约电量与对应的净合约电价、中长期结算参考点现货电价计算代理购电用户中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省内净合约（代购）}} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{省内净合约（代购）},h} \times (P_{\text{省内净合约（代购）},h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

式中：

$C_{\text{省内净合约（代购）}}$ 为代理购电用户省内中长期差价合约电能量电费；

$Q_{\text{省内净合约（代购）},h}$ 为代理购电用户 h 小时的省内中长期净合约分解电量；

$P_{\text{省内净合约（代购）},h}$ 为代理购电用户 h 小时的省内中长期净合约电价。

第四十三条 [代理购电用户省间合约中长期差价电能量电费]

根据代理购电用户分解至 h 小时的省间中长期净合约电量与对应的净合约电价、中长期结算参考点现货电价计算代理购电用户中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省间合约（代购）}} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{省间合约（代购）},h} \times (P_{\text{省间合约（代购）},h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

式中：

$C_{\text{省间合约（代购）}}$ 为代理购电用户省间中长期差价合约电能量电费；

$Q_{\text{省间合约（代购）},h}$ 为代理购电用户 h 小时的省间中长期合约分解电量；

$P_{\text{省间合约（代购）},h}$ 为代理购电用户 h 小时的省间中长期合约电价。

第四十四条 [代理购电用户省间日前差价电能量电费] 根据代理购电用户省间日前市场交易结算电量与月度日前市场成交电价、中长期结算参考点现货电价计算代理购电用户省间日前市场差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省间日前（代购）}} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{省间日前（代购）},h} \times (P_{\text{省间日前（代购）},h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

$Q_{\text{省间日前（代购）},h}$ 为代理购电用户 h 小时的省间日前市场交易结算电量；

$P_{\text{省间日前（代购）},i,h}$ 为代理购电用户 h 小时省间日前市场交易成交电价。

第四十五条 [代理购电用户省间日内差价电能量电费] 根据代理购电用户省间日内市场交易结算电量与省间日内

市场成交电价、中长期结算参考点现货电价计算代理购电用户省间日内市场差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省间日内（代购）}} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{省间日内（代购）},h} \times (P_{\text{省间日内（代购）},h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

$Q_{\text{省间日内（代购）},h}$ 为代理购电用户 h 小时的省间日内市场交易结算电量；

$P_{\text{省间日内（代购）},h}$ 为代理购电用户 h 小时省间日内市场交易成交电价。

第四十六条 [代理购电用户调平费用] 代理购电用户调平费用计算公式如下：

$$C_{\text{调平用电（代购）}} = Q_{\text{调平用电（代购）}} \times LMP_{\text{月实时统一}}$$

式中：

$C_{\text{调平用电（代购）}}$ 为代理购电用户月度调平费用；

$Q_{\text{调平用电（代购）}}$ 为代理购电用户月度实际用电量与现货市场按时段合计实际用电量之差；

$LMP_{\text{月实时统一}}$ 为月度实时全网用户侧统一结算点算术平均电价。

第五节 居民农业用户电能量电费

第四十七条 [居民农业用户电能量电费] 居民农业用户电能量电费包含居民农业用户实时电能量电费、居民农业用户省内中长期差价电能量电费、居民农业用户省间中长期差价电能量电费以及居民农业用户月度调平电费。计算公式如下：

$$C_{\text{电能(居农)}} = C_{\text{实时(居农)}} + C_{\text{省内净合约(居农)}} + C_{\text{省间净合约(居农)}} + C_{\text{调平用电(居农)}}$$

式中：

$C_{\text{电能(居农)}}$ 为居民农业电能量电费；

$C_{\text{实时(居农)}}$ 为居民农业实时电能量电费；

$C_{\text{省内净合约(居农)}}$ 为居民农业省内中长期净合约差价电能量电费；

$C_{\text{省间净合约(居农)}}$ 为居民农业省间中长期净合约差价电能量电费；

$C_{\text{调平用电(居农)}}$ 为居民农业月度调平用电电费。

第四十八条 [居民农业实时电能量电费]

根据居民农业实际用电量与全网用户侧实时统一结算点电价计算居民农业用户实时全电量电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{实时(居农)}} = \sum_d^D \sum_h^{24} (Q_{\text{用电(居农)},h} \times LMP_{\text{实时统一},h})$$

式中：

$Q_{\text{用电(居农)},h}$ 为居民农业 h 小时的实际用电量。

第四十九条 [居民农业用户省内中长期差价电能量电费]

根据代理购电用户分解至 h 小时的省内中长期净合约电量与对应的净合约电价、中长期结算参考点现货电价计算代理购电用户省内中长期净合约差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省内净合约（居农）}} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{省内净合约（居农）},h} \times (P_{\text{省内净合约（居农）},h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

$$Q_{\text{省内净合约（居农）},h} = Q_{\text{省内优先购电（居农）},h} +$$

$$Q_{\text{省内市场化购电净合约（居农）},h}$$

式中：

$C_{\text{省内净合约（居农）}}$ 为居民农业用户省内净合约差价合约电能电费；

$Q_{\text{省内净合约（居农）},h}$ 为居民农业用户 h 小时的省内净合约分解电量；

$P_{\text{省内净合约（代购）},h}$ 为居民农业用户 h 小时的省内净合约电价；

$Q_{\text{省内优先购电（居农）},h}$ 为匹配居民农业省内优先购电合约 h 小时分解电量；

$Q_{\text{省内市场化购电净合约（居农）},h}$ 为居民农业省内市场化采购合约 h 小时分解电量。

第五十条 [居民农业用户省间中长期差价电能量电费]

根据代理购电用户分解至 h 小时的省间中长期净合约电量与对应的净合约电价、中长期结算参考点现货电价计算代理购电用户省间中长期净合约差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省间净合约（居农）}} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{省间净合约（居农）},h} \times (P_{\text{省间净合约（居农）},h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

式中：

$C_{\text{省间净合约(居农)}}$ 为居民农业用户省间净合约差价合约电能量电费；

$Q_{\text{省间净合约(居农)},h}$ 为居民农业用户 h 小时的省间净合约分解电量；

$P_{\text{省间净合约(代购)},h}$ 为居民农业用户 h 小时的省间净合约电价。

第五十一条 [居民农业用户调平费用] 居民用户调平费用计算公式如下：

$$C_{\text{调平用电(居农)}} = Q_{\text{调平用电(居农)}} \times LMP_{\text{月实时统一}}$$

式中：

$C_{\text{调平用电(居农)}}$ 为居民农业用户月度调平费用；

$Q_{\text{调平用电(居农)}}$ 为居民农业用户月度实际用电量与现货市场按时段合计实际用电量之差。

第六节 独立储能电能量电费

第五十二条 [独立储能电能量电费] 独立储能电能量电费包含省内现货市场电能量电费、省内中长期合约差价电费、调平电费等。计算公式如下：

$$R_{\text{电能},i} = R_{\text{省内现货},i} + R_{\text{省内合约},i} + R_{\text{调平储能},i}$$

式中：

$R_{\text{电能},i}$ 为独立储能 i 月度电能量电费；

$R_{\text{省内现货},i}$ 为独立储能 i 月度省内现货市场电能量电费；

$R_{\text{省内合约},i}$ 为独立储能 i 月度省内中长期合约差价电费；

$R_{\text{调平储能},i}$ 为独立储能 i 月度调平费用。

第五十三条 [省内现货市场电能量电费] 根据独立储能省内现货市场充放电结算电量与省内实时市场节点电价/实时全网用户侧统一结算点电价计算省内现货电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省内现货},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} (Q_{\text{实时放电},i,h} \times LMP_{\text{省内实时},i,h}) + \sum_d^D \sum_h^{24} (Q_{\text{实时充电},i,h} \times LMP_{\text{省内实时},i,h} / LMP_{\text{实时统一},i,h})$$

其中：独立储能同时参与中长期市场和现货市场时，独立储能实际充（用）电量现货结算电价为全网用户侧统一结算点电价；独立储能参与现货市场未参与中长期市场时，独立储能实际充（用）电量现货结算电价为所在电气节点的节点电价。

式中：

$R_{\text{省内现货},i}$ 为独立储能*i*月度省内现货电能量电费；

$Q_{\text{实时充电},i,h}$ 为独立储能*i*在*h*小时的实时充电上网电量（上网电量记为负值）；

$Q_{\text{实时放电},i,h}$ 为独立储能*i*在*h*小时的实时放电上网电量；

$LMP_{\text{省内实时},i,h}$ 为独立储能*i*在*h*小时所在电气节点的节点电价。

第五十四条 [省内中长期市场差价合约电费] 根据独立储能分解至*h*小时的省内中长期净合约电量（用电电量记为负值、放电电量记为正值）与对应的净合约电价、中长期

结算参考点现货电价计算省内中长期差价合约电能量电费，
计算公式如下：

$$R_{\text{省内合约},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{省内合约（充电）},i,h} \times (P_{\text{省内合约},i,h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right] \\ + \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{省内合约（放电）},i,h} \times (P_{\text{省内合约},i,h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

第五十五条 [独立储能调平费用]

计算公式如下：

$$R_{\text{调平储能},i} = Q_{\text{调平储能},i} \times LMP_{\text{月度发电实时平均}}$$

式中：

$R_{\text{调平储能},i}$ 为独立储能*i*月度调平费用（正数记为电费收入，
负数记为电费支出）；

$Q_{\text{调平储能},i}$ 为独立储能*i*月度实际充放电量与现货、调频市场按时段合计充放电量之差。

第五章 电费结算查询及追补管理

第五十六条 [结算查询及追退补] 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）追退补是指因市场经营主体原因或数据异常以及其他规则允许情况，对已结算的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补。追退补应设追溯期，原则上不超过 12 月。

（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。结算依据调整按照经营主体错误发生月已发行的结算价格开展费用追补工作，无已发行结算价格按同类型经营主体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。

（四）因计量故障、差错形成的追补电量，按照差错发生月结电量退补，执行月总量传递，日清电量暂不处理。

（五）月结电量与日清累计电量的差值，进入月度调平电量。日清电量计算中，因计量误差或线损计算导致结算单

元电量出现负值时结算单元电量按 0 计算,结算单元电量因按比例分劈计算丢失情况不处理,差值电量进入月度调平电量。因换表导致日清采集示数缺失,差值电量进入月度调平电量。

第六章 其他结算事项

第五十七条 [收付款管理]发电企业、独立储能电费结算纳入电网企业购电管理流程，由电网企业按月支付。

批发市场用户、零售市场用户结算电费按照电网企业相关收费规定执行，纳入电网企业售电管理流程，由电网企业收取，增量配电网所辖用户可由拥有该增量配电网运营权的售电公司收取。

第五十八条 [新投运机组结算] 各发电机组在完成项目整套设备启动试运行具备商业运营条件后参与电力市场交易，商业运营前按调度规定调试发电，按照当地同类型机组当月代理购电市场化采购平均价结算。新投运机组参与电力现货市场机制详见《蒙东电力现货市场交易实施细则（试行）》“第二十一条”。

第五十九条 [市场中止与管制]在市场中止和价格管制时段，根据《蒙东电力现货市场交易实施细则（试行）》以及市场运营机构向政府部门报备的市场中止和管制措施开展结算。

第六十条 [违约处理原则]对付款违约经营主体的处理应符合以下要求：

（一）若电力用户未在约定期限内完成电费支付，由电网企业负责催缴并采取有效措施收取电费，并按照国家规定、合同约定依法计收电费违约金。电力用户经催缴在合理期限内仍未付清电费的，电网企业可按国家规定的程序对电力用

户中止供电，相关损失由电力用户承担，同时欠费记录依法依规纳入用户征信。

（二）售电公司未及时足额缴纳电费的，电网企业可按程序使用其提交的履约保函、保证金或其他结算担保品等信用担保物。

（三）用电侧发生违约用电、窃电行为的，按照《供电营业规则》规定承担相关责任，其补交电费执行当期电网企业代理购电电价、上网环节线损电价、输配电价、系统运行费折价及政府性基金及附加等，并承担相应的违约使用电费。市场化用户发生窃电等违约用电行为，相关电量不纳入市场结算，由电网企业按照发生月的代理购电价格进行电费结算。

（四）计算分摊线、变损的市场用户，线、变损电量以月度为计算周期计入月度结算电量。线、变损电量按日计算日清电量，线、变损电量按从早到晚依次摊入平时段（蒙东平时段为 5:00-6:00、9:00-11:00、14:00-17:00、22:00-24:00）。

第七章 附则

第六十一条 [解释]本细则由内蒙古自治区能源局、国家能源局东北监管局制定并解释。本细则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

第六十二条 [参数核定]本细则相关的市场参数（详见附录3 市场参数表）取值及计算标准由电力市场管理委员会提出建议，经政府主管部门和能源监管机构同意后执行，应用于市场运营。

附录 1：市场结算流程

第一条 [结算基础数据]

结算基础数据包括市场经营主体档案数据、交易合同数据、电能量市场出清及调度执行数据、辅助服务市场费用计算结果、调试及商业运行时间、关口设置及电能计量数据、市场规则、电价政策文件，以及其他需蒙东电力交易中心合并出具结算依据的数据等。结算环节不得改变结算基础数据。

第二条 [结算准备]

（一）市场出清类数据由电力调度机构按日向电力交易机构提供后 1 日的电力现货市场日前出清结果、辅助服务市场出清结果（涉及电量清分部分）、必开机组以及前 1 日的现货市场日内、实时出清结果等。

（二）调度执行类数据由电力调度机构按日向电力交易机构提供前 1 日中长期交易及电力现货市场执行结果、辅助服务市场实际调用结果（涉及电量清分部分）、应急调度执行结果、机组有效发电容量、偏差责任认定结果等。

（三）新投跨省跨区输电通道、发电机组（独立储能）首次并网、完成整套启动试运行、进入商业运行时间节点等信息，电力调度机构应在每个阶段开始后的 1 个工作日内提供至电力交易机构。

（四）计量类数据由电网企业、电力调度机构应保证计量数据准确、完整，并按结算时序要求传输至电力交易机构。电力现货市场运行期间，电网企业、电力调度机构每日提供前 1 日跨省跨区输电通道和发电企业的计量数据。电网企业

原则上于每月第 1 个工作日内将用户侧月度抄表电量提供至电力交易机构。此外，电网企业按日提供前 1 日用户侧分时电量至电力交易机构。

第三条 [日清算流程]

（一）D+4 日，电力交易机构获取 D 日市场用户和机组电量数据，计算并发布实时市场正式结算电价信息。

（二）运行日后第 8 天（D+8 日），通过电力交易平台发布日清分预结算依据。发布后 3 天内，经营主体进行核对、确认。若有异议，提出反馈意见，逾期未反馈的视为确认。反馈意见经双方确认一致后，形成日清分结算依据确认结果。

（三）运行日后第 11 天（D+11 日），通过电力交易平台发布日清分正式结算依据。

第四条 [月结算流程]

（一）电力交易机构应于每月第 5 个工作日内向市场经营主体、相关电网企业出具上月结算依据（核对版），市场经营主体、相关电网企业应在 1 个工作日内完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。市场经营主体、相关电网企业提出异议的，电力交易机构应在 1 个工作日内组织市场经营主体、相关电网企业、相关电力调度机构进行核实，达成一致的。市场经营主体应对修正后的结算依据（核对版）在 1 个工作日内完成核对和确认；因异议处理无法按时达成一致的，纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算，异议处理不得影响无争议部分的电费结算。

（二）电力辅助服务相关费用由电力调度机构计算，于每月第3个工作日前（含第3个工作日）推送至电力交易机构，由电力交易机构合并出具相应结算依据。

（三）当因结算准备中的市场出清类数据、调度执行类数据以及计量类数据等结算基础数据受制于计量条件、系统故障等原因造成推送滞后，电力交易机构清分、结算时间根据结算基础数据滞后时间情况进行调整。

附录 2：市场运营相关结算科目

第一节 成本补偿费用

第一条 [启动补偿费用] 启动补偿费用是指日前市场优化启机的机组及日内应急新增开机机组，在运行日内，从停机状态变为开机状态并网运行，计为一次启动，计算相应的启动费用。

启动费用根据其在现货市场申报的启动费用进行计算；发电机组实际的启动状态根据电力调度机构的启停机时间信息进行认定，当停机时间 < 24 小时，启动补偿为发电机组在现货市场中申报的热态启动费用；24 小时 ≤ 停机时间 < 72 小时，启动补偿为发电机组在现货市场中申报的温态启动费用；当停机时间 ≥ 72 小时，启动补偿为发电机组在现货市场中申报的冷态启动费用。

对于市场化调停的机组、为促进新能源消纳和维持系统稳定运行而停机的机组，下次启动的费用进行启动补偿，其他场景均不进行启动补偿。

（一）计算方式

$$R_{\text{启动补偿},i} = \sum_x^X P_{\text{启动},i,x}$$

式中：

$R_{\text{启动补偿},i}$ 为机组 i 月度总启动补偿费用；

$P_{\text{启动},i,x}$ 为机组 i 月度第 x 次启动报价。

月度总启动补偿费用为各竞价燃煤机组月度启动补偿费用之和：

$$R_{\text{启动补偿}} = \sum_i^I R_{\text{启动补偿},i}$$

(二) 分摊方式

该项费用按月统计，在发电侧、用电侧按1： $K_{\text{启动}}$ 比例分摊。发电侧由新能源场站按月度实际上网电量比例进行分摊，用电侧由批发市场用户按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{启动补偿分摊(发电)},i} = \frac{Q_{\text{月上网},i}}{\sum_i^I Q_{\text{月上网},i}} \times \frac{1}{K_{\text{启动}} + 1} \times R_{\text{启动补偿}}$$

$$C_{\text{启动补偿分摊(用电)},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j^J Q_{\text{用电},j}} \times \frac{K_{\text{启动}}}{K_{\text{启动}} + 1} \times R_{\text{启动补偿}}$$

式中：

$R_{\text{启动补偿分摊(发电)},i}$ 为发电侧新能源场站*i*月度启动补偿分摊费用；

$C_{\text{启动补偿分摊(用电)},j}$ 为用电侧批发市场用户*j*月度启动补偿分摊费用。

第二节 市场平衡费用

第二条 [阻塞费用] 阻塞费用是指现货市场中，发电侧以所在节点的节点电价进行电能量电费结算，用电侧以统一结算点电价进行电能量电费结算，由此导致的应收费用和应付费用之间的偏差费用。

(一) 计算方式

$$R_{\text{阻塞}} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[\sum_j^J (Q_{\text{日用电},j,h} \times LMP_{\text{实时统一},h}) - \sum_i^I (Q_{\text{日上网},i,h} \times LMP_{\text{省内实时},h}) \right]$$

式中：

$R_{\text{阻塞}}$ 为应收费用和应付费用之间的偏差费用。

$Q_{\text{日上网},i,h}$ 为发电企业、独立储能 i 在 h 小时实际上网(放)电量之和；

$Q_{\text{日用电},j,h}$ 为批发用户、售电公司、独立储能、居民农业 j 在 h 小时的实际用(充、上网)电量之和。

(二) 分摊分享方式

阻塞费用按月统计，在发电侧、用电侧(不包括新型经营主体)平均分摊或返还。发电侧(不含鲁固直流配套电源)按月度实际上网电量比例进行分摊或返还，鲁固直流配套电源按主区实时出清电量比例进行分摊或返还，用电侧按月度实际用电量比例进行分摊或返还。

$$R_{\text{阻塞(主区发电)},i} = \frac{Q_{\text{月上网},i}}{\sum_i^I Q_{\text{月上网},i} + \sum_i^I Q_{\text{主区实时出清},i}} \times \frac{R_{\text{阻塞}}}{2}$$

$$R_{\text{阻塞(鲁固直流配套)},i} = \frac{Q_{\text{主区实时出清},i}}{\sum_i^I Q_{\text{月上网},i} + \sum_i^I Q_{\text{主区实时出清},i}} \times \frac{R_{\text{阻塞}}}{2}$$

$$C_{\text{阻塞(用电)},j} = \frac{Q_{\text{月用电},j}}{\sum_j^J Q_{\text{月用电},j}} \times \frac{R_{\text{阻塞}}}{2}$$

式中：

$R_{\text{阻塞(主区发电)},i}$ 为主区发电侧电源*i*月度阻塞分摊或返还费用；

$R_{\text{阻塞(鲁固直流配套)},i}$ 为鲁固直流配套电源*i*月度阻塞分摊或返还费用；

$C_{\text{阻塞(用电)},j}$ 为用户侧*j*月度阻塞分摊或返还费用。

第三条 [省间差价结算损益费用] 省间差价结算损益费用是指省间交易结算费用与省内现货市场运行后外送用户结算费用的差值。在发电侧与用电侧分配，发、用电两侧按月度实际上网电量、实际用电量比例分摊或返还。新型经营主体不参与省间差价结算损益费用分摊分享。

(一) 计算方式

$$R_{\text{省间差价结算损益}} = \sum_i^I (R_{\text{省间交易结算},i} - R_{\text{外送用户}})$$

(二) 分摊返还方式

$$R_{\text{省间差价结算损益(发电)}} = \frac{\sum_i^I Q_{\text{月上网},i}}{\sum_i^I Q_{\text{月上网},i} + \sum_j^J Q_{\text{月用电},j}} \times R_{\text{省间差价结算损益}}$$

$$R_{\text{省间差价结算损益(用电)}} = \frac{\sum_i^I Q_{\text{月用电},i}}{\sum_i^I Q_{\text{月上网},i} + \sum_j^J Q_{\text{月用电},j}} \times R_{\text{省间差价结算损益}}$$

$$R_{\text{省间差价结算损益(发电)},i} = \frac{Q_{\text{月上网},i}}{\sum_i^I Q_{\text{月上网},i}} \times R_{\text{省间差价结算损益(发电)}}$$

$$R_{\text{省间差价结算损益(用电)},j} = \frac{Q_{\text{月用电},j}}{\sum_i Q_{\text{月用电},j}} \times R_{\text{省间差价结算损益(用电)}}$$

第四条 [省间应急送电损益电费]当跨区跨省应急调度送出电量作为省内现货市场出清边界,由于无法分配至相应的经营主体纳入分时电能量电费计算时,省内现货市场出清时相应发电企业现货结算电量或电价变化导致的市场损益费用。

(一) 计算方式

$$R_{\text{应急送电损益}} = \sum_d^D \sum_h^{24} [Q_{\text{应急送电},h} \times (P_{\text{应急送电},h} - LMP_{\text{实时统一},h})]$$

式中:

$R_{\text{应急送电损益}}$ 为月度应急送电损益费用;

$Q_{\text{应急送电},h}$ 为实时 h 小时应急调度送电电量;

$P_{\text{应急送电},h}$ 为实时 h 小时应急调度送电净电价。

(二) 分摊返还方式

该项费用按月统计,在发电侧按月度实际上网电量比例分摊或返还。

$$R_{\text{应急送电盈余},i} = \frac{Q_{\text{月上网},i}}{\sum_i Q_{\text{月上网},i}} \times R_{\text{应急送电盈余}}$$

式中:

$R_{\text{应急送电盈余},i}$ 为发电侧 i 月度应急送电盈余分摊或返还电费;

$Q_{\text{月上网},i}$ 为发电侧 i 月度实际上网(放)电量。

第五条 [省间应急购电损益电费]当跨区跨省应急调度受入电量作为省内现货市场出清边界,由于无法分配至相应的经营主体纳入分时电能量电费计算时,省内现货市场出清时相应市场用户现货结算电量或电价变化导致的市场损益费用。

(一) 计算方式

$$R_{\text{应急购电损益}} = \sum_d^D \sum_h^{24} [Q_{\text{应急购电},h} \times (P_{\text{应急购电},h} - LMP_{\text{实时统一},h})]$$

式中:

$R_{\text{应急购电损益}}$ 为月度应急购电损益费用;

$Q_{\text{应急购电},h}$ 为 h 小时应急调度购电量匹配市场化用户电量;

$P_{\text{应急购电},h}$ 分别为现货市场下 h 小时应急调度购电净电价。

(二) 分摊返还方式

该项费用按月统计,在发、用电两侧按欠发电量、超用电量比例分摊或返还。

$$R_{\text{应急购电损益 (发电)}} = \frac{\sum_i^I Q_{\text{月欠发},i}}{\sum_i^I Q_{\text{月欠发},i} + \sum_j^J Q_{\text{月超用},j}} \times R_{\text{应急购电损益}}$$

$$R_{\text{应急购电损益 (用电)}} = \frac{\sum_j^J Q_{\text{月超用},j}}{\sum_i^I Q_{\text{月欠发},i} + \sum_j^J Q_{\text{月超用},j}} \times R_{\text{应急购电损益}}$$

$$R_{\text{应急购电损益 (发电)},i} = \frac{Q_{\text{月欠发},i}}{\sum_i^I Q_{\text{月欠发},i}} \times R_{\text{应急购电损益 (发电)}}$$

$$C_{\text{应急购电损益 (用电)},j} = \frac{Q_{\text{月超用},j}}{\sum_j^J Q_{\text{月超用},j}} \times R_{\text{应急购电损益 (用电)}}$$

式中：

$R_{\text{应急购电损益(发电), } i}$ 为发电侧 i 月度应急购电损益分摊或返还电费。

$C_{\text{应急购电损益(用电), } j}$ 为用户侧 j 月度应急购电损益分摊或返还电费。

第六条 [省间中长期滚撮缺口费用] 电网企业参与省间中长期滚撮交易时，在 D-2 日平衡缺口场景下，将实际发、用电量与相应时段中长期合同电量存在偏差的市场主体确定为责任主体，包括欠发电量的发电企业和超用电量的批发用户、售电公司以及代理购电用户。按照发电侧相应时段欠发电量（实际上网电量小于中长期净合同电量部分）、用电侧相应时段超用电量（实际用电量大于中长期净合同电量部分）的比例分摊或返还。

（一）计算方式

$$R_{\text{省间中长期购电费}} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{省间中长期购电量}, h} \times (P_{\text{省间中长期购电价}, h} - LMP_{\text{实时统一}, h}) \right]$$

$R_{\text{省间中长期购电费}}$ 为电网企业省间中长期滚撮交易中购电费；

$Q_{\text{省间中长期购电费}, h}$ 为电网企业省间中长期滚撮交易中分解至 h 小时的购电电量；

$P_{\text{省间中长期购电费}, h}$ 为电网企业省间中长期滚撮交易的成交价。

（二）分摊返还方式

（1）发电企业应承担费用

按照发电企业欠发电量占比计算应承担的分摊费用。计算公式如下：

$$R_{\text{省间中长期购电电费},i} = \frac{\sum_d^D \sum_h^{24} Q_{\text{欠发电量},i,h}}{\sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{欠发电量},i,h} + \sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{超用电量},i,h}} \times$$

$R_{\text{省间中长期购电电费}}$

（2）用户侧应承担费用

按照用户侧超用电量占比计算其应承担的分摊费用，计算公式如下：

$$C_{\text{省间中长期购电电费},j} = \frac{\sum_d^D \sum_h^{24} Q_{\text{超用电量},j,h}}{\sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{欠发电量},i,h} + \sum_d^D \sum_h^{24} \sum_j^J Q_{\text{超用电量},j,h}} \times$$

$R_{\text{省间中长期购电电费}}$

第七条 [电力互济市场缺口费用]在平衡缺口场景下，将实际发、用电量与相应时段中长期合同电量存在偏差的市场主体确定为责任主体，包括欠发电量的发电企业和超用电量的批发用户、售电公司以及代理购电用户。按照发电侧相应时段欠发电量（实际上网电量小于中长期净合同电量部分）、用电侧相应时段超用电量（实际用电量大于中长期净合同电量部分）的比例分摊或返还。

（一）计算方式

$$R_{\text{电力互济市场缺口}} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[\frac{Q_{\text{电力互济市场缺口},h}}{(P_{\text{电力互济市场缺口},h} - LMP_{\text{实时统一},h})} \times \right]$$

$R_{\text{电力互济市场缺口}}$ 为电力互济市场缺口费用；

$Q_{\text{电力互济市场缺口},h}$ 为 h 小时电力互济市场缺口电量；

$P_{\text{电力互济市场缺口},h}$ 为 h 小时电力互济市场缺口电价。

(二) 分摊返还方式

(1) 发电企业应承担费用

按照发电企业欠发电量占比计算应承担的分摊费用。计算公式如下：

$$R_{\text{电力互济市场缺口},i} = \frac{\sum_d^D \sum_h^{24} Q_{\text{欠发电量},i,h}}{\sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{欠发电量},i,h} + \sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{超用电量},i,h}} \times$$

$R_{\text{电力互济市场缺口}}$

(2) 用户侧应承担费用

按照用户侧超用电量占比计算其应承担的分摊费用，计算公式如下：

$$C_{\text{电力互济市场缺口},j} = \frac{\sum_d^D \sum_h^{24} Q_{\text{超用电量},j,h}}{\sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{欠发电量},i,h} + \sum_d^D \sum_h^{24} \sum_j^J Q_{\text{超用电量},j,h}} \times$$

$R_{\text{电力互济市场缺口}}$

第八条 [省间关口联络线费用]省间关口联络线支援费用是指为确保蒙东日前预出清、实时阶段电力电量平衡，上级调度机构在日前预出清、实时阶段依据蒙东支援申请需求，向蒙东提供的各项省间支援能力产生的盈余或亏损。

(一) 计算方式

$$R_{\text{省间关口联络线}} = R_{\text{保供电送电}} + R_{\text{保供电受电}} + R_{\text{调峰送电}} + \\ R_{\text{调峰受电}} + R_{\text{新能源消纳送电}} + R_{\text{新能源消纳受电}}$$

$$R_{\text{保供电送电}} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{保供电送电},h} \times (P_{\text{保供电售电},h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

$$R_{\text{保供电受电}} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{保供电受电},h} \times (P_{\text{保供电购电},h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

$$R_{\text{调峰送电}} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{调峰送电},h} \times (P_{\text{调峰售电},h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

$$R_{\text{调峰受电}} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{调峰受电},h} \times (P_{\text{调峰购电},h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

$$R_{\text{新能源消纳送电}} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{新能源消纳送电},h} \times (P_{\text{新能源消纳售电},h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

$$R_{\text{新能源消纳受电}} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[Q_{\text{新能源消纳受电},h} \times (P_{\text{新能源消纳购电},h} - LMP_{\text{实时统一},h}) \right]$$

式中：

$R_{\text{省间关口联络线}}$ 为省间关口联络线支援总费用；

$R_{\text{保供电送电}}$ 为保供原因送电电费；

$R_{\text{保供电受电}}$ 为保供原因受电电费。

$R_{\text{调峰送电}}$ 为向下调峰能力不足的送电电费；

$R_{\text{调峰受电}}$ 为向下调峰能力不足的受电电费；

$R_{\text{新能源消纳送电}}$ 为新能源消纳原因的送电电费；

$R_{\text{新能源消纳受电}}$ 为新能源消纳原因的受电电费；

$Q_{\text{保供送电},h}$ 为 h 小时保供偏差送电量；

$P_{\text{保供售电},h}$ 为 h 小时保供偏差送电电价；

$Q_{\text{保供受电},h}$ 为 h 小时保供偏差受电量；

$P_{\text{保供购电},h}$ 为 h 小时保供偏差受电电价。

$Q_{\text{调峰送电},h}$ 为 h 小时调峰偏差送电量；

$P_{\text{调峰售电},h}$ 为 h 小时调峰偏差送电电价；

$Q_{\text{调峰受电},h}$ 为 h 小时调峰偏差受电量；

$P_{\text{调峰购电},h}$ 为 h 小时调峰偏差受电电价。

$Q_{\text{新能源消纳送电},h}$ 为 h 小时新能源消纳偏差送电量；

$P_{\text{新能源消纳售电},h}$ 为 h 小时新能源消纳偏差送电电价；

$Q_{\text{新能源消纳受电},h}$ 为 h 小时新能源消纳偏差受电量；

$P_{\text{新能源消纳购电},h}$ 为 h 小时新能源消纳偏差受电电价。

（二）分摊方式

（1）保供送电电费

该项费用按月统计，在发、用电两侧按月度 24 点超发电量（实际上网电量大于中长期净合约电量部分）、欠用电量（实际用电量小于中长期净合约电量部分）比例分摊或返还。

$$R_{\text{保供送电(发电)},i} = \frac{\sum_d^D \sum_h^{24} Q_{\text{月超发},i}}{\sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{月超发},i} + \sum_d^D \sum_h^{24} \sum_j^J Q_{\text{月欠用},j}} \times R_{\text{保供送电}}$$

$$R_{\text{保供送电(用电),j}} = \frac{\sum_d^D \sum_h^{24} Q_{\text{月欠用},j}}{\sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{月超发},i} + \sum_d^D \sum_h^{24} \sum_j^J Q_{\text{月欠用},j}} \times R_{\text{保供送电}}$$

式中：

$R_{\text{保供送电(发电),i}}$ 为发电侧*i*月度保供偏差送电盈余分摊或
返还电费；

$C_{\text{保供送电(送电),j}}$ 为用电侧*j*月度保供偏差送电盈余分摊或
返还电费。

(2) 保供少送/多受电费

该项费用按月统计,在发、用电两侧按月度欠发电量(实际上网电量小于中长期净合约电量部分)、超用电量(实际用电量大于中长期净合约电量部分)比例分摊或返还。

$$R_{\text{保供受电(发电),i}} = \frac{\sum_d^D \sum_h^{24} Q_{\text{月欠发},i}}{\sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{月欠发},i} + \sum_d^D \sum_h^{24} \sum_j^J Q_{\text{月超用},j}} \times R_{\text{保供受电}}$$

$$R_{\text{保供受电(用电),j}} = \frac{\sum_d^D \sum_h^{24} Q_{\text{月超用},j}}{\sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{月欠发},i} + \sum_d^D \sum_h^{24} \sum_j^J Q_{\text{月超用},j}} \times R_{\text{保供受电}}$$

式中：

$R_{\text{保供受电(发电),i}}$ 为发电侧*i*月度保供偏差受电盈余分摊或
返还电费；

$C_{\text{保供受电(用电),j}}$ 为用电侧*j*月度保供偏差受电盈余分摊或返
还电费。

(3) 调峰多送/少受电费

该项费用按月统计，在发电燃煤机组、用电侧按月度超发电量（实际上网电量大于中长期净合约电量部分）、欠用电量（实际用电量小于中长期净合约电量部分）比例分摊或返还。

$$R_{\text{调峰送电(发电)},i} = \frac{\sum_d^D \sum_h^{24} Q_{\text{月超发},i}}{\sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{月超发},i} + \sum_d^D \sum_h^{24} \sum_j^J Q_{\text{月欠用},j}} \times R_{\text{调峰送电}}$$

$$R_{\text{调峰送电(用电)},j} = \frac{\sum_d^D \sum_h^{24} Q_{\text{月欠用},j}}{\sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{月超发},i} + \sum_d^D \sum_h^{24} \sum_j^J Q_{\text{月欠用},j}} \times R_{\text{调峰送电}}$$

式中：

$R_{\text{调峰送电(发电)},i}$ 为发电侧*i*月度调峰偏差送电盈余分摊或返还电费；

$C_{\text{调峰送电(送电)},j}$ 为用电侧*j*月度调峰偏差送电盈余分摊或返还电费。

(4) 调峰受电电费

该项费用按月统计，在发电燃煤机组、用电侧按月度欠发电量（实际上网电量小于中长期净合约电量部分）、超用电量（实际用电量大于中长期净合约电量部分）比例分摊或返还。

$$R_{\text{调峰受电(发电)},i} = \frac{\sum_d^D \sum_h^{24} Q_{\text{月欠发},i}}{\sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{月欠发},i} + \sum_d^D \sum_h^{24} \sum_j^J Q_{\text{月超用},j}} \times R_{\text{调峰受电}}$$

$$R_{\text{调峰受电(用电)},j} = \frac{\sum_d^D \sum_h^{24} Q_{\text{月超用},j}}{\sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{月欠发},i} + \sum_d^D \sum_h^{24} \sum_j^J Q_{\text{月超用},j}} \times R_{\text{调峰受电}}$$

式中：

$R_{\text{调峰受电(发电)},i}$ 为发电侧 i 月度调峰偏差受电盈余分摊或
返还电费；

$R_{\text{调峰受电(送电)},j}$ 为用电侧 j 月度调峰偏差受电盈余分摊或
返还电费。

(5) 新能源消纳多送/少受电费

该项费用按月统计，在发电新能源场站、用电侧按月度
超发电量（实际上网电量大于中长期净合约电量部分）、欠
用电量（实际用电量小于中长期净合约电量部分）比例分摊
或返还。

$$R_{\text{新能源消纳送电(发电)},i} = \frac{\sum_d^D \sum_h^{24} Q_{\text{月超发},i}}{\sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{月超发},i} + \sum_d^D \sum_h^{24} \sum_j^J Q_{\text{月欠用},j}} \times R_{\text{新能源消纳送电}}$$

$$R_{\text{新能源消纳送电(用电)},j} = \frac{\sum_d^D \sum_h^{24} Q_{\text{月欠用},j}}{\sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{月超发},i} + \sum_d^D \sum_h^{24} \sum_j^J Q_{\text{月欠用},j}} \times R_{\text{新能源消纳送电}}$$

式中：

$R_{\text{新能源消纳送电(发电)},i}$ 为发电侧 i 月度新能源消纳偏差送电盈余分摊或返还电费；

$C_{\text{新能源消纳送电(用电)},j}$ 为用电侧 j 月度新能源消纳偏差送电盈余分摊或返还电费。

(6) 新能源消纳受电电费

该项费用按月统计，在发电新能源场站、用电侧按月度欠发电量（实际上网电量小于中长期净合约电量部分）、超用电量（实际用电量大于中长期净合约电量部分）比例分摊或返还。

$$R_{\text{新能源消纳受电(发电)},i} = \frac{\sum_d^D \sum_h^{24} Q_{\text{月欠发},i}}{\sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{月欠发},i} + \sum_d^D \sum_h^{24} \sum_j^J Q_{\text{月超用},j}} \times R_{\text{新能源消纳受电}}$$

$$R_{\text{新能源消纳受电(用电)},j} = \frac{\sum_d^D \sum_h^{24} Q_{\text{月超用},j}}{\sum_d^D \sum_h^{24} \sum_i^I Q_{\text{月欠发},i} + \sum_d^D \sum_h^{24} \sum_j^J Q_{\text{月超用},j}} \times R_{\text{新能源消纳受电}}$$

式中：

$R_{\text{新能源消纳受电(发电)},i}$ 为发电侧 i 月度新能源消纳偏差受电盈余分摊或返还电费；

$C_{\text{新能源消纳受电(用电)},j}$ 为用电侧 j 月度新能源消纳偏差受电盈余分摊或返还电费。

第九条 [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。

(一) 计算方式

$$R_{\text{计量}} = \sum_j^J C_{\text{调平用电},j} + C_{\text{调平用电（代购）}} + C_{\text{调平用电（居农）}} + \\ \sum_i^I C_{\text{调平储能（充电）},j} - \sum_i^I R_{\text{调平发电},i} - \sum_i^I R_{\text{调平储能（放电）},i} - \\ R_{\text{差错}}$$

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

式中：

$Q_{\text{发用电差错}}$ 为发电侧、用户侧历史差错电量；

$P_{\text{发用电差错}}$ 为差错发生月已发行的结算价格。

（二）分摊返还方式

该笔费用由市场化机组以及市场化用户以月度上网电量及月度实际用电量占比进行分摊或返还。

第十条 [结构平衡费用] 结构平衡费用是指现货市场分时电价与发、用两侧非分时电价不匹配等因素在电能量电费计算时电网企业产生的盈余或亏损。

（一）计算方式

$$R_{\text{结构平衡}} = C_{\text{用电}} - R_{\text{电能}} - R_{\text{阻塞}} - R_{\text{计量}}$$

（二）分摊返还方式

该项费用按月统计，在发电侧和用电侧之间按照月度实际上网电量与月度实际用电量的比例进行分摊或返还。

$$R_{\text{结构平衡(发电)}} = \frac{\sum_i^I Q_{\text{月省内上网},i}}{\sum_i^I Q_{\text{月省内上网},i} + \sum_j^J Q_{\text{月用电},j}} \times R_{\text{结构平衡}}$$

$$C_{\text{结构平衡(用电)}} = \frac{\sum_j^J Q_{\text{月用电},j}}{\sum_i^I Q_{\text{月省内上网},i} + \sum_j^J Q_{\text{月用电},j}} \times R_{\text{结构平衡}}$$

$$R_{\text{结构平衡(发电),i}} = \frac{Q_{\text{月省内上网},i}}{\sum_i^I Q_{\text{月省内上网},i}} \times R_{\text{结构平衡(发电)}}$$

$$C_{\text{结构平衡(用电),j}} = \frac{Q_{\text{月用电},j}}{\sum_j^J Q_{\text{月用电},j}} \times C_{\text{结构平衡(用电)}}$$

式中：

$R_{\text{结构平衡(发电),i}}$ 为发电侧*i*月度结构平衡费用分摊或返还；

$C_{\text{结构平衡(用电),j}}$ 为用户侧*j*月度结构平衡费用分摊或返还。

第三节 偏差调节费用

第十一条 [燃煤机组中长期偏差收益回收] 对燃煤机组中长期净合约电量高于允许上限的电量部分或低于允许下限的电量部分，以 $T_{\text{周期}}$ 分别进行超额收益回收或缺额收益回收。当中长期合约签约率低于 $K_{\text{合约比例}}$ 时，按 $T_{\text{周期}}=24$ 时段执行中长期偏差收益回收。

(一) 计算方式

(1) 中长期净合约电量高于允许上限电量部分，即

$Q_{\text{周期净合约},i} - Q_{\text{深调电量},i} > Q_{\text{周期上网},i} \times w_{ul1}$ 时：

$R_{\text{燃煤中长期超额回收},i} = (Q_{\text{周期净合约},i} - Q_{\text{深调电量},i} - Q_{\text{周期上网},i} \times w_{ul1}) \times$

$\text{Max}[(P_{\text{燃煤合约综合}} - LMP_{\text{周期实时统一}}), 0] \times h_1$

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

式中：

$R_{\text{燃煤中长期超额回收},i}$ 为燃煤机组*i*周期中长期超额收益回收费用；

$Q_{\text{深调电量},i}$ 为燃煤机组设立核减基准线，核减基线由机组最小运行方式、机组灵活性改造情况及历史运营因素等确定，为燃煤机组容量与 β_i 的乘积。

$Q_{\text{周期净合约},i}$ 为燃煤机组*i*周期中长期净合约电量，包含省间、省内中长期合约；

$Q_{\text{周期上网},i}$ 为燃煤机组*i*周期实际上网电量；

w_{ul1} 为燃煤机组中长期电量占比允许上限系数；

$P_{\text{燃煤合约综合}}$ 为所有燃煤机组月度中长期净合约电价按对应各时段中长期净合约电量占比加权的平均值；

$LMP_{\text{周期实时统一}}$ 为周期实时全网用户侧统一结算点电价算术平均值；

h_1 为燃煤机组中长期超、缺额收益回收系数。

（2）中长期净合约电量低于允许下限电量部分，即

$Q_{\text{周期上网},i} \times w_{ul1} > Q_{\text{周期净合约},i}$ 时：

$$R_{\text{燃煤中长期缺额回收},i} = (Q_{\text{周期上网},i} \times w_{ul1} - Q_{\text{周期净合约},i}) \times \text{Max}[(LMP_{\text{周期省内实时},i} - P_{\text{燃煤合约综合}}), 0] \times h_1$$

式中：

$R_{\text{燃煤中长期缺额回收},i}$ 为燃煤机组*i*周期中长期缺额收益回收费用；

w_{ul1} 为燃煤机组中长期电量占比允许下限系数；

$LMP_{\text{周期省内实时},i}$ 为燃煤机组*i*所在电气节点的周期节点电

价加权值；

燃煤机组中长期偏差收益回收总费用为各燃煤机组周期中长期超额收益回收费用与周期中长期缺额收益回收费用之和：

$$R_{\text{燃煤中长期偏差收益回收}} = \sum_i^I (R_{\text{燃煤中长期超额回收},i} + R_{\text{燃煤中长期缺额回收},i})$$

（二）返还方式

该项费用按 $T_{\text{周期}}$ 统计，按月度在发电侧与用电侧平均返还。发电侧按市场化机组（不含鲁固直流配套电源）合约执行情况返还，用电侧按市场化用户合约执行情况返还。

$$K_{\text{中长期签约},i} = \frac{Q_{\text{月度合约总量},i}}{Q_{\text{月度实际上网},i}} \times 100\%$$

$$M_{\text{中长期签约},i} = 1 - |1 - K_{\text{中长期签约},i}|$$

$$R_{\text{燃煤中长期偏差收益回收返还},i} = \frac{(M_{\text{中长期签约},i} - 0.5) \times Q_{\text{月度实际上网},i}}{\sum_i^I [(M_{\text{中长期签约},i} - 0.5) \times Q_{\text{月度实际上网},i}]}$$

$$\times \frac{R_{\text{燃煤中长期偏差收益回收}}}{2}$$

$$C_{\text{燃煤中长期偏差收益回收返还},j} = \frac{(M_{\text{中长期签约},j} - 0.5) \times Q_{\text{月度实际用电},j}}{\sum_j^J [(M_{\text{中长期签约},j} - 0.5) \times Q_{\text{月度实际用电},j}]}$$

$$\times \frac{R_{\text{燃煤中长期偏差收益回收}}}{2}$$

式中：

$K_{\text{中长期签约},i}$ 为发电侧机组（场站） i 中长期合约签约率；
 $M_{\text{中长期签约},i}$ 为中间系数，当 $M_{\text{中长期签约},i} - 0.5 \leq 0$ 时不进行
 返还；

$R_{\text{燃煤中长期偏差收益回收返还},i}$ 为发电机组（场站） i 月度燃煤机
 组中长期偏差收益回收返还费用；

$C_{\text{燃煤中长期偏差收益回收返还},j}$ 为用户侧 j 月度燃煤机组中长期偏
 差收益回收返还费用。

第十二条 [新能源场站中长期偏差收益回收] 对常规、
 平价新能源场站（含鲁固直流配套电源，下同）分别设置新
 能源场站中长期偏差收益回收机制，新能源场站中长期净合
 约电量高于允许上限的电量部分或低于允许下限的电量部
 分，以 $T_{\text{周期}}$ 分别进行超额收益回收或缺额收益回收。当中长
 期合约签约率低于 $K_{\text{合约比例}}$ 时，按 $T_{\text{周期}}=24$ 时段时执行中长期偏
 差收益回收。

第十三条

（一）计算方式

（1）中长期净合约电量高于允许上限电量部分，即
 $Q_{\text{周期净合约},i} > Q_{\text{周期上网},i} \times w_{ul2}$ 时：

$$R_{\text{新能源中长期超额回收},i} = (Q_{\text{周期净合约},i} - Q_{\text{周期上网},i} \times w_{ul2, \text{风电/光伏}}) \times \\ \text{Max} \left[(P_{\text{新能源合约综合}} - LMP_{\text{周期实时统一}}), 0 \right] \times h_2$$

式中：

$R_{\text{新能源中长期超额回收},i}$ 为新能源场站 i 周期中长期超额收益回
 收费用；

$Q_{\text{周期净合约},i,h}$ 为新能源场站 i 周期中长期净合约电量，包含

省间、省内中长期合约；

$Q_{\text{周期上网},i}$ 为新能源场站*i*周期实际上网电量；

$w_{ul2,\text{风电/光伏}}$ 为新能源场站中长期电量占比允许上限系数，其中 $w_{ul2,\text{风电}}$ 为风电中长期电量占比允许上限系数； $w_{ul2,\text{光伏}}$ 为光伏中长期电量占比允许上限系数。

$P_{\text{新能源合约综合}}$ 为新能源场站月度中长期净合约电价按对应各时段中长期净合约电量占比加权的平均值；常规风电类 $P_{\text{常规风电合约综合}}$ 为常规风电各时段中长期净合约电量占比加权的平均值；平价风电类 $P_{\text{平价风电合约综合}}$ 为平价风电各时段中长期净合约电量占比加权的平均值；常规光伏类 $P_{\text{常规光伏合约综合}}$ 为常规光伏电站各时段中长期净合约电量占比加权的平均值；平价光伏类 $P_{\text{平价光伏合约综合}}$ 为平价光伏各时段中长期净合约电量占比加权的平均值。

h_2 为新能源场站中长期超、缺额收益回收系数。

(2) 中长期净合约电量低于允许下限电量部分，即

$Q_{\text{周期上网},i} \times w_{ul2} > Q_{\text{周期净合约},i}$ 时：

$$R_{\text{新能源中长期缺额回收},i} = (Q_{\text{周期上网},i} \times w_{ul2,\text{风电/光伏}} - Q_{\text{周期净合约},i}) \times \text{Max}(LMP_{\text{周期省内实时},i} - P_{\text{新能源合约综合}}, 0) \times h_2$$

式中：

$R_{\text{新能源中长期缺额回收},i}$ 为新能源场站*i*周期中长期缺额收益回收费用；

$w_{ll2,\text{风电/光伏}}$ 为新能源场站中长期电量占比允许下限系数，其中 $w_{ll2,\text{风电}}$ 为风电中长期电量占比允许下限系数； $w_{ll2,\text{光伏}}$ 为

光伏中长期电量占比允许下限系数；

$LMP_{\text{周期省内实时},i}$ 为新能源场站*i*所在电气节点的周期节点电价加权值；

新能源场站中长期偏差收益回收总费用为各新能源场站周期中长期超额收益回收费用与周期中长期缺额收益回收费用之和：

$$R_{\text{新能源中长期偏差收益回收}} = \sum_i^I (R_{\text{新能源中长期超额回收},i} + R_{\text{新能源中长期缺额回收},i})$$

（二）返还方式

该项费用按 $T_{\text{周期}}$ 统计，按月在发电侧与用电侧平均返还。发电侧按市场化机组（含鲁固直流配套电源）合约执行情况进行返还，用电侧按市场化用户合约执行情况进行返还。其中鲁固直流配套电源该项费用在鲁固直流配套电源内部进行返还。

$$K_{\text{中长期签约},i} = \frac{Q_{\text{月度合约总量},i}}{Q_{\text{月度实际上网},i}} \times 100\%$$

$$M_{\text{中长期签约},i} = 1 - |1 - K_{\text{中长期签约},i}|$$

$$R_{\text{新能源中长期偏差收益回收返还},i} = \frac{(M_{\text{中长期签约},i} - 0.5) \times Q_{\text{月度实际上网},i}}{\sum_i \left[(M_{\text{中长期签约},i} - 0.5) \times Q_{\text{月度实际上网},i} \right]}$$

$$\times \frac{R_{\text{新能源中长期偏差收益回收}}}{2}$$

$$C_{\text{新能源中长期偏差收益回收返还},j} = \frac{(M_{\text{中长期签约},j} - 0.5) \times Q_{\text{月度实际用电},j}}{\sum_j \left[(M_{\text{中长期签约},j} - 0.5) \times Q_{\text{月度实际用电},j} \right]}$$

$$\times \frac{R_{\text{新能源中长期偏差收益回收}}}{2}$$

式中：

$K_{\text{中长期签约},i}$ 为发电侧机组（场站） i 中长期合约签约率；

$M_{\text{中长期签约},i}$ 为中间系数，当 $M_{\text{中长期签约},i} - 0.5 \leq 0$ 时不进行返还；

$R_{\text{新能源中长期偏差收益回收返还},i}$ 为发电机组（场站） i 月度新能源场站中长期偏差收益回收返还费用；

$C_{\text{新能源中长期偏差收益回收返还},j}$ 为用户侧 j 月度新能源场站中长期偏差收益回收返还费用。

第十四条 [独立储能中长期偏差收益回收] 对已签订中长期合约的独立储能场站设置独立储能中长期偏差收益回收机制，独立储能中长期净合约放电（充电）电量高于允许上限的电量部分或低于允许下限的电量部分，以 $T_{\text{周期}}$ 分别进行超额收益回收或缺额收益回收。

（一）计算方式

(1) 中长期净合约放电电量高于允许上限电量部分,
即 $Q_{\text{周期净合约(放电)},i} > Q_{\text{周期上网},i} \times w_{ul4}$ 时:

$$R_{\text{储能中长期超额回收(放电)},i} = (Q_{\text{周期净合约(放电)},i} - Q_{\text{周期上网},i} \times w_{ul4}) \times \\ \text{Max}(P_{\text{储能合约综合(放电)}} - LMP_{\text{周期实时统一}}, 0) \times h_4$$

式中:

$R_{\text{储能中长期超额回收(放电)},i}$ 为独立储能场站 i 周期中长期放电
超额收益回收费用;

$Q_{\text{周期净合约(放电)},i,h}$ 为独立储能场站 i 周期中长期净合约放
电电量, 包含省间、省内中长期合约;

$Q_{\text{周期上网},i}$ 为独立储能场站 i 周期实际上网电量;

w_{ul4} 为独立储能中长期放电电量占比允许上限系数;

$P_{\text{储能合约综合(放电)}}$ 为所有独立储能场站年度分月、月度、
月内的中长期放电交易均价;

h_4 为独立储能场站中长期放电超、缺额收益回收系数。

(2) 中长期净合约放电电量低于允许下限电量部分,
即 $Q_{\text{月周期},i} \times w_{ul4} > Q_{\text{周期净合约(放电)},i}$ 时:

$$R_{\text{储能中长期缺额回收(放电)},i} = (Q_{\text{周期上网},i} \times w_{ul4} - Q_{\text{周期净合约(放电)},i}) \times \\ \text{Max}(LMP_{\text{周期省内实时},i} - P_{\text{储能合约综合(放电)}}, 0) \times h_4$$

式中:

$R_{\text{储能中长期缺额回收(放电)},i}$ 为独立储能场站 i 周期中长期放电
缺额收益回收费用;

w_{ul4} 为独立储能场站中长期电量占比允许下限系数;

$LMP_{\text{周期省内实时},i}$ 为独立储能 i 所在电气节点的周期节点电
价加权值;

独立储能场站中长期放电偏差收益回收总费用为各独立储能场站周期中长期放电超额收益回收费用与周期中长期放电缺额收益回收费用之和：

$$R_{\text{储能中长期偏差收益回收（放电）}} = \sum_i^I (R_{\text{储能中长期超额回收（放电）},i} + R_{\text{储能中长期缺额回收（放电）},i})$$

（3）中长期净合约充电电量高于允许上限电量部分，即 $Q_{\text{周期净合约（充电）},i} > Q_{\text{周期用电},i} \times w_{ul5}$ 时：

$$R_{\text{储能中长期超额回收（充电）},i} = (Q_{\text{周期净合约（充电）},i} - Q_{\text{周期用电},i} \times w_{ul5}) \times \text{Max}(LMP_{\text{周期实时统一}} - P_{\text{储能合约综合（充电）}}, 0) \times h_5$$

式中：

$R_{\text{储能中长期超额回收（充电）},i}$ 为独立储能场站 i 周期中长期充电超额收益回收费用；

$Q_{\text{周期净合约（充电）},i}$ 为独立储能场站 i 周期中长期净合约充电电量；

$Q_{\text{周期用电},i}$ 为独立储能场站 i 周期实际充电量；

w_{ul5} 为独立储能中长期充电电量占比允许上限系数；

$P_{\text{储能合约综合（充电）}}$ 为所有独立储能场站年度分月、月度、月内的中长期充电交易均价；

h_5 为独立储能场站中长期充电超、缺额收益回收系数。

（4）中长期净合约充电电量低于允许下限电量部分，即 $Q_{\text{周期用电},i} \times w_{ul5} > Q_{\text{周期净合约（充电）},i}$ 时：

$$C_{\text{储能中长期缺额回收（充电）},i} = (Q_{\text{周期用电},i} \times w_{ul5} - Q_{\text{周期净合约（充电）},i}) \times \text{Max}(P_{\text{储能合约综合（充电）}} - LMP_{\text{周期实时统一}}, 0) \times h_5$$

式中：

$C_{\text{储能中长期缺额回收},i}$ 为独立储能场站*i*周期中长期充电超额收益回收费用；

w_{ll5} 为独立储能中长期充电电量占比允许下限系数。

独立储能场站中长期充电偏差收益回收总费用为各独立储能场站周期中长期充电超额收益回收费用与周期中长期充电缺额收益回收费用之和：

$$C_{\text{储能中长期偏差收益回收（充电）}} = \sum_i^I (C_{\text{储能中长期超额回收（充电）},i} + C_{\text{储能中长期缺额回收（充电）},i})$$

独立储能场站中长期偏差收益回收总费用为各独立储能场站周期中长期放电收益回收费用与周期中长期充电收益回收费用之和：

$$R_{\text{储能中长期偏差收益回收}} = C_{\text{储能中长期偏差收益回收（充电）}} + R_{\text{储能中长期偏差收益回收（放电）}}$$

（二）返还方式

该项费用按 $T_{\text{周期}}$ 统计，按月度在发电侧与用电侧平均返还。发电侧按市场化机组（不含鲁固直流配套电源）合约执行情况进行返还，用电侧按市场化用户合约执行情况进行返还。

$$K_{\text{中长期签约},i} = \frac{Q_{\text{月度合约总量},i}}{Q_{\text{月度实际上网},i}} \times 100\%$$

$$M_{\text{中长期签约},i} = 1 - |1 - K_{\text{中长期签约},i}|$$

$$R_{\text{储能中长期偏差收益回收返还},i} = \frac{(M_{\text{中长期签约},i} - 0.5) \times Q_{\text{月度实际上网},i}}{\sum_i [(M_{\text{中长期签约},i} - 0.5) \times Q_{\text{月度实际上网},i}]}$$

$$\times \frac{R_{\text{储能中长期偏差收益回收}}}{2}$$

$$C_{\text{储能中长期偏差收益回收返还},j} = \frac{(M_{\text{中长期签约},j} - 0.5) \times Q_{\text{月度实际用电},j}}{\sum_j [(M_{\text{中长期签约},j} - 0.5) \times Q_{\text{月度实际用电},j}]}$$

$$\times \frac{R_{\text{储能中长期偏差收益回收}}}{2}$$

式中：

$K_{\text{中长期签约},i}$ 为发电侧机组（场站） i 中长期合约签约率；

$M_{\text{中长期签约},i}$ 为中间系数，当 $M_{\text{中长期签约},i} - 0.5 \leq 0$ 时不进行返还；

$R_{\text{储能中长期偏差收益回收返还},i}$ 为发电机组（场站） i 月度独立储能场站中长期偏差收益回收返还费用；

$C_{\text{储能中长期偏差收益回收返还},j}$ 为用户侧 j 月度独立储能场站中长期偏差收益回收返还费用。

第十五条 [批发市场用户中长期偏差收益回收] 对批发市场用户中长期净合约电量高于允许上限的电量部分或低于允许下限的电量部分，以 $T_{\text{周期}}$ 分别进行超额收益回收或缺额收益回收。当中长期合约签约率低于 $K_{\text{合约比例}}$ 时，按 $T_{\text{周期}} = 24$ 时段时执行中长期偏差收益回收。

第十六条

（一）计算方式

(1) 中长期净合约电量高于允许上限电量部分，即 $Q_{\text{周期净合约},j} > Q_{\text{周期用电},j} \times w_{ul3}$ 时：

$$C_{\text{用户中长期超额回收},j} = (Q_{\text{周期净合约},j} - Q_{\text{周期用电},j} \times w_{ul3}) \times \text{Max}(LMP_{\text{周期实时统一}} - P_{\text{用户合约综合}}, 0) \times h_3]$$

式中：

$C_{\text{用户中长期超额回收},j}$ 为批发市场用户 j 周期中长期超额收益回收费用；

$Q_{\text{周期净合约},j,h}$ 为批发市场用户 j 周期中长期净合约电量；

$Q_{\text{周期用电},j,h}$ 为批发市场用户 j 周期实际用电量叠加需求响应实际响应值；

w_{ul3} 为用户侧中长期电量占比允许上限系数；

$P_{\text{用户合约综合}}$ 为批发市场用户年度分月、月度、月内的中长期交易均价。

h_3 为批发市场用户中长期超、缺额收益回收系数。

(2) 中长期净合约电量低于允许下限电量部分，即 $Q_{\text{周期用电},j} \times w_{ul3} > Q_{\text{周期净合约},j}$ 时：

$$C_{\text{用户中长期缺额回收},j} = (Q_{\text{周期用电},j} \times w_{ul3} - Q_{\text{周期净合约},j}) \times \text{Max}(P_{\text{用户合约综合}} - LMP_{\text{周期实时统一}}, 0) \times h_3$$

式中：

$C_{\text{用户中长期缺额回收},j}$ 为批发市场用户 j 周期中长期缺额收益回收费用；

w_{ul3} 为用户侧中长期电量占比允许下限系数。

用户侧中长期偏差收益回收总费用为各批发市场用户

周期中长期超额收益回收费用与周期中长期缺额收益回收费用之和：

$$C_{\text{用户中长期偏差收益回收}} = \sum_j^J (C_{\text{用户中长期超额回收},j} + C_{\text{用户中长期缺额回收},j})$$

（二）返还方式

该项费用按 $T_{\text{周期}}$ 统计，按月度在发电侧与用电侧平均返还。发电侧按市场化机组（不含鲁固直流配套电源）合约执行情况进行返还，用电侧按市场化用户合约执行情况进行返还。

$$K_{\text{中长期签约},i} = \frac{Q_{\text{月度合约总量},i}}{Q_{\text{月度实际上网},i}} \times 100\%$$

$$M_{\text{中长期签约},i} = 1 - |1 - K_{\text{中长期签约},i}|$$

$$R_{\text{用户中长期偏差收益回收返还},i} = \frac{(M_{\text{中长期签约},i} - 0.5) \times Q_{\text{月度实际上网},i}}{\sum_i^I [(M_{\text{中长期签约},i} - 0.5) \times Q_{\text{月度实际上网},i}]}$$

$$\times \frac{C_{\text{用户中长期偏差收益回收}}}{2}$$

$$C_{\text{用户中长期偏差收益回收返还},j} = \frac{(M_{\text{中长期签约},j} - 0.5) \times Q_{\text{月度实际用电},j}}{\sum_j^J [(M_{\text{中长期签约},j} - 0.5) \times Q_{\text{月度实际用电},j}]}$$

$$\times \frac{C_{\text{用户中长期偏差收益回收}}}{2}$$

式中：

$K_{\text{中长期签约},i}$ 为发电侧机组（场站） i 中长期合约签约率；

$M_{\text{中长期签约},i}$ 为中间系数，当 $M_{\text{中长期签约},i} - 0.5 \leq 0$ 时不进行返还；

$R_{\text{用户中长期偏差收益回收返还},i}$ 为发电机组（场站） i 月度用户中长期偏差收益回收返还费用；

$C_{\text{用户中长期偏差收益回收返还},j}$ 为用户侧 j 月度用户中长期偏差收益回收返还费用。

第十七条 [新能源日前最大可调出力预测偏差考核]

（一）计算方式

新能源日前最大可调出力预测偏差考核计算方式参考《蒙东电力现货市场交易实施细则（试行）》的相关规定。

（二）返还方式

该项费用按月统计，按照贡献电量比例返还至参与相应时段新能源预测偏差调节的火电机组。其中燃煤机组偏差调节贡献度计算方式如下：

$$\rho_{\text{燃煤机组偏差调节},i} = \frac{\sum_d^D (S'_{i,j} \times k_h^{i,j})}{\sum_d^D \sum_j^J (S'_{i,j} \times k_h^{i,j})}$$

式中：

$\rho_{\text{燃煤机组偏差调节},i}$ 为中标调频辅助服务市场的燃煤机组 i 的偏差调节贡献度

J 为中标调频辅助服务市场的燃煤机组 i 调频市场日总中标小时；

D 为中标调频辅助服务市场的燃煤机组 i 调频市场月度总天数；

$S'_{i,j}$ 为中标调频辅助服务市场的燃煤机组 i 被调用小时 j 的累计调频深度，单位为兆瓦；

$k_h^{i,j}$ 为中标调频辅助服务市场的燃煤机组 i 被调用小时 j 的实际小时综合调频性能指标；

第十八条 [新能源实时最大可调出力预测准确率考核]

(一) 计算方式

新能源实时最大可调出力预测准确率考核计算方式参考《蒙东电力现货市场交易实施细则（试行）》的相关规定。

(二) 返还方式

该项费用按月统计，按照贡献电量比例返还至参与相应时段新能源预测偏差调节的火电机组。

第十九条 [执行偏差获利回收]

(一) 计算方式

执行偏差获利回收计算方式参考《蒙东电力现货市场交易实施细则（试行）》的相关规定。

(二) 返还方式

该项费用按月统计，按照贡献电量返还至参与相应时段新能源预测偏差调节的火电机组。

附录 3：市场参数表

$K_{启动}$	启动补偿费用电侧分摊比例
$K_{合约比例}$	中长期偏差收益回收合约比例
$T_{周期}$	中长期超、缺额收益回收周期
h_1	燃煤机组中长期超、缺额收益回收系数
h_2	新能源场站中长期超、缺额收益回收系数
h_3	批发市场用户中长期超、缺额收益回收系数
h_4	独立储能场站中长期放电超、缺额收益回收系数
h_5	独立储能场站中长期充电超、缺额收益回收系数
w_{ul1}	燃煤机组中长期电量占比允许上限系数
w_{ll1}	燃煤机组中长期电量占比允许下限系数
$w_{ul2,风电/光伏}$	新能源场站中长期电量占比允许上限系数 ($w_{ul2,风电}$ 为风电中长期电量占比允许上限系数; $w_{ul2,光伏}$ 为光伏中长期电量占比允许上限系数)

$w_{ll2, \text{风电/光伏}}$	新能源场站中长期电量占比允许下限系数 ($w_{ll2, \text{风电}}$ 为风电中长期电量占比允许下限系数；$w_{ll2, \text{光伏}}$ 为光伏中长期电量占比允许下限系数)
w_{ul3}	用户侧中长期电量占比允许上限系数
w_{ll3}	用户侧中长期电量占比允许下限系数
w_{ul4}	独立储能中长期放电电量占比允许上限系数
w_{ll4}	独立储能中长期放电电量占比允许下限系数
w_{ul5}	独立储能中长期充电电量占比允许上限系数
w_{ll5}	独立储能中长期充电电量占比允许下限系数
k	燃煤基准电价倍数

蒙东电力市场计量管理实施细则（试行）

2025 年 10 月

目 录

第一章 总述	1
第一节 总则	1
第二节 术语定义	1
第二章 计量点设置	3
第三章 计量及采集装置配置	4
第四章 计量及采集装置运行管理	6
第一节 计量装置运行管理	6
第二节 采集终端运行管理	7
第五章 申校仲裁管理	8
第六章 计量数据管理	9
第七章 数据补全拟合规则	11
第一节 发电侧用户拟合规则	11
第二节 用电侧用户拟合规则	12
第三节 低压分布式光伏用户发电、上网侧数据拟合规则	14
第八章 附则	18

第一章 总述

第一节 总则

第一条 [总述] 为推进内蒙古自治区电力市场化改革进程，优化电力资源配置效能，维护电力市场公平有序竞争环境，规范市场交易、结算考核等关键环节的电能计量装置运行管理工作。明晰管理权责边界，强化计量装置全生命周期管理，确保电能计量数据准确可靠，保障计量装置安全稳定运行，为电力市场高效运作提供技术支撑，依据《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国计量法》《中华人民共和国电力供应与使用条例》《中华人民共和国计量法实施细则》《供电营业规则》《电力市场计量结算基本规则》《电能计量装置技术管理规程》（DL/T 448-2016）等文件要求和有关法律、法规规定，结合蒙东电网实际情况，制定本细则。

第二条 [适用范围] 本细则适用于蒙东电力市场的市场计量管理。

第二节 术语定义

第三条 [术语定义]

（一）电能计量装置：由各种类型的电能表或与计量用电压、电流互感器（或专用二次绕组）及其二次回路相连接组成的用于计量电能的装置，包括电能计量柜（箱、屏）。

（二）结算计量点：电网企业与市场主体间进行电能量贸易结算的计量点。

（三）考核计量点：发电企业中用于发电机组分劈结算

的计量点。

（四）用电信息采集终端：用电信息采集终端是对各信息采集点用电信息采集的设备，简称采集终端。用电信息采集终端按应用场所分为专变采集终端、集中抄表终端、分布式能源监控终端、融合终端等类型。

第二章 计量点设置

第四条 [计量点设置] 计量点设置采取如下方式：

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

（二）为实现机组电量计量，对于参与市场交易的发电企业应增设考核计量点，并满足以下要求：

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

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

考核计量点暂不具备安装条件的，由电网企业与市场主体协商电量计算公式。对于参与电量分劈的计量点，电量计算公式等内容应在相关合同、协议中给予明确。

第三章 计量及采集装置配置

第五条 [计量及采集装置配置] 计量及采集装置应安装在现场计量屏、计量箱内，市场主体计量点应满足计量及采集装置的安装条件，如暂不满足安装要求，应按规定时限完成改造。

第六条 [计量装置配置要求] 电能计量装置按计量对象重要程度和管理需要分为五类，分类细则如下表。

类型	分类要求
I 类	220kV以上贸易结算用电能计量装置 500kV及以上考核用电能计量装置 计量单机容量300MW及以上发电机发电量的电能计量装置
II 类	110（66）kV-220kV贸易结算用电能计量装置220kV-500kV考核用电能计量装置 计量单机容量100MW-300MW发电机发电量的电能计量装置
III 类	10kV-110（66）kV贸易结算用电能计量装置 10kV-220kV考核用电能计量装置 计量100MW以下发电机发电量、发电企业厂（站）用电量的电能计量装置
IV 类	380V-10kV电能计量装置
V 类	220V单相电能计量装置

各类电能计量装置应配置的电能表、互感器准确度等级不低于下表标准。

电能计量装置类别	准确度等级			
	电能表		电力互感器	
	有功	无功	电压互感器	电流互感器*
I	0.2S	2	0.2	0.2S
II	0.5S	2	0.2	0.2S
III	0.5S	2	0.5	0.5S

IV	1	2	0.5	0.5S
V	2			0.5S

*发电机出口可选用非S级电流互感器。

其中，Ⅰ类、Ⅱ类电能计量装置应安装同型号、同规格、同精度的主副电能表各一套。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。

第七条 [采集终端配置要求] 现货交易的市场主体采集终端应满足以下配置要求：

（一）发电企业应安装专变采集终端。

（二）供/用电电压在 10kV 及以上的分布式电源及用户，应安装专变采集终端。

第四章 计量及采集装置运行管理

第一节 计量装置运行管理

第八条 [投运前管理] 各类电能计量装置的设计方案应经有关电能计量专业人员审查通过。参与现货交易的发电企业、拥有配电网运营权的配售电企业向电网企业申请到关口计量点后，应及时提供电能计量装置设计方案，经由电网企业组织有关电能计量专业人员审查通过后再行建设。

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

第九条 [计量装置现场检验管理] 新建、改（扩）建关口计量装置投运后，产权单位应建立相应的运行档案并及时维护。新建、改（扩）建关口计量装置在投运后 1 个月内，应进行首次现场检验（投运时间以首次抄见电量时间为准），并定期开展周期现场检验，发现不合格的电能计量装置应及时申请更换。市场主体内部用于电量考核、电量平衡、经济技术指标分析的电能计量装置，宜应用运行监测技术开展运行状态检测。

第十条 [计量装置运行维护管理] 安装在发电企业、拥有配电网运营权的售电公司生产运行场所的电能计量装置，运行人员应负责监护，保证其封印完好；安装在用户侧的电能计量装置，由用户负责保护其封印完好，装置本身不受损坏或丢失。

当电能计量装置发生故障时,应及时通知电能计量技术机构进行处理。贸易结算用电能计量装置故障,应由电网企业和供电企业电能计量技术机构依据《中华人民共和国电力法》及其配套法规的有关规定进行处理。

计量装置使用的封印样式和编号方式等由电网企业按照省级市场监管部门相关要求订制及管理。计量装置变更、现场工作结束后应对关口计量装置实施封印,记录封印编号。相关各方均应做好关口计量装置封印维护和管理,任何一方不得无故擅自开启封印。

第二节 采集终端运行管理

第十一条 [采集终端运行管理] 采集终端运行管理方式如下:

采集终端投运前应完成设备安装、调试,满足数据采集要求。

采集终端运行维护内容主要包括现场设备巡视、故障处理等。现场设备应结合用电检查、周期性核抄、现场校验等工作同步开展常规巡视。现场设备故障处理应根据故障影响的用户类型、数量、距离远近及抄表结算日等因素,综合安排现场工作计划。

市场主体应负责设备监护,保证设备运行完好。

第五章 申校仲裁管理

第十二条 [申校仲裁管理] 市场主体对电网企业装设的电能计量器具的准确性存在异议时,有权向电网企业提出校验申请,电网企业应在规定时限内提供检验结果。如市场主体对申校结果有异议,可向电网企业上级计量检定机构申请二次检定。

第六章 计量数据管理

第十三条 [数据管理要求] 对于直接参与现货市场交易的市场主体，电网企业在 D+4 日前实现发电侧及用户侧结算计量装置内电能数据的采集，且数据存储时长和采集频率满足现货市场交易数据结算需求。

第十四条 [数据采集信息管理系统管理要求] 电网企业应建立用电信息采集系统（以下简称“采集系统”）实现现场计量数据的采集、存储，进入电力市场交易的市场主体应配合实现计量装置的接入与数据采集。采集系统应满足以下要求：

（一）采集系统的数据采集范围应涵盖所有涉及市场结算的计量数据，并满足现货市场交易结算数据需求。

（二）采集系统的数据来源应保证唯一性，所有数据均来源于现场运行的计量装置的原始计量数据。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，原则上应由用电信息采集系统自动采集。自动采集数据不完整或明显异常时，由用电信息采集系统根据拟合方法补全。

（三）采集系统应建立异常数据排查及处理机制。

第十五条 [数据采集管理要求] 参与现货交易的市场主体应按要求配置采集终端，通过采集系统实现电能量数据的远程采集。未接入采集系统但接入调度电能量采集系统的发电企业，暂可通过调度电能量采集系统实现电能量数据的远程采集，采集的计量数据应满足现货市场交易数据结算需

求。电网企业负责组织开展采集终端设备改造，发电企业配合完成设备更换、调试工作。

第七章 数据补全拟合规则

第十六条 [数据补全拟合规则] 对于参与蒙东电力市场交易的市场主体,当计量装置计量时段无法满足结算时段要求时,由电网企业进行电量数据拟合,具体规则约定如下:

(一) 对于参与现货交易的市场主体,电网企业对采集的电能表表码数据漏点、飞走、倒走等情况进行示值校验。

(二) 示值校验失败的数据点,按照不同市场主体拟合规则分别进行示值补全拟合:

第一节 发电侧用户拟合规则

应用场景:针对发电侧用户,原则上要求 96 点数据采集,主要应用于现货交易日清电量计算。

(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副表数据进行叠加,若叠加后示数大于主表恢复后的第一个示数值,则全部采用主表恢复后的第一个示数值。若主副表均采集失败,则继续使用下一条拟合方法。

(2) 0 时和 24 时对应的电能示值曲线数据未缺失;或 0 时、24 时电能示值曲线数据缺失,但当日的日冻结电能示值数据正常采集(优先取用对应日冻结电能示值替代电能示值曲线 0 点或 24 点的缺值)。

缺失 2 个及以下电能示值曲线点,取该节点前后节点电能示值曲线平均值。

公式:

$$R_N = R + \frac{(R_{T+1} - R)}{T + 1} * N$$

其中：

T 为总缺失点数

R_N 为第 N 点缺失点示值；

R 为缺失点前一点示值；

R_{T+1} 为缺失点后一点示值；

相邻电能示值曲线点连续缺失 2 个以上，根据计量点最近 7 日示值曲线平均值比例匹配拟合。。利用下面公式计算：

缺失点电能示值=曲线缺失段前一点曲线示值+（曲线缺失段后一点曲线示值-曲线缺失段前一点曲线示值）*（近 7 日示值曲线平均值中对应缺失点电能示值与曲线缺失段前一点对应的曲线示值差值的均值）/近 7 日对应缺失曲线段后一点曲线示值与缺失曲线段前一点曲线示值的差值均值。

（3）若当日 24 时无曲线示值且无对应日冻结电能示值，则不做拟合并要求现场开展运维消缺处置。当某关口电能计量装置示值曲线采集异常或失败超过 2 天（自然天）时，进行示值追溯，缺失点示值按照追溯值补全。恢复采集后，当日缺失点示值用恢复采集后的第 1 个点示值替代，采集异常或失败区间电量计入月调平电量。

第二节 用电侧用户拟合规则

应用场景：高压用户和低压一般工商业用户，原则上要求 96 点数据采集，主要应用于现货交易日清电量计算。

（1）当用电侧计量点主表采集数据不完整或明显异常

时，则相关时段采用该关口点副表示数差进行叠加，若叠加后示数大于主表恢复后的第一个示数值，则全部采用主表恢复后的第一个示数值。若主副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) 0 时和 24 时对应的电能示值曲线数据未缺失，或 0 时、24 时对应的电能示值曲线数据缺失，但当日的日冻结电能示值数据正常采集(优先取用对应日冻结电能示值替代电能示值曲线 0 点或 24 点的缺值)。

相邻电能示值曲线点连续缺失 1 天及以下，取该缺失时段前后电能示值曲线平均值拟合。

公式：

$$R_N = R + \frac{(R_{T+1} - R)}{T + 1} * N$$

其中：

T 为总缺失点数

R_N 为第 N 点缺失点示值；

R 为缺失时段前一点示值；

R_{T+1} 为缺失时段后一点示值；

(3) 当用户在无副表、无考核计量点参考，且断点数据大于 1 天小于 2 天时，可采用系统召测召回 D+1 日 0 点的日冻结总、峰（含尖峰）、平、谷（含深谷）示值，根据两个日冻结电能示值做差计算出日总、峰（含尖峰）、平、谷（含深谷）示数差，并按照峰、平、谷对应时段平均计算出其各点电能示值。

(4) 当用户断点数据大于 1 天小于 2 天且无法采用系

统主动召测 D+1 日 0 点的日冻结总、峰（含尖峰）、平、谷（含深谷）示值时，则不做拟合并要求现场开展运维消缺处置。恢复采集后，当日缺失点示值用恢复采集后的第 1 个点示值替代，采集异常或失败区间电量计入月调平电量。

（5）暂停、减容场景拟合。如用户处于暂停、减容等未用电状态，则根据营销提供的暂停、减容运行容量为零的计量点或采集系统具备停电标识的对应用户表计，如有缺点情况，则用最近采集到的电能示值或营销暂停凭证按未用电进行拟合。

（6）拆、换表场景拟合。如发生拆、换表的情形，根据营销拆、换表信息，对旧表最后一个正常示值后的缺点取用最后一个示值补全，新表第一个采集正常示值前缺点取用第一个示值进行补全。

第三节 低压分布式光伏用户发电、上网侧数据拟合规则

光伏发电时段可根据各单位实际情况设置，默认设置 6:00 至 18:00，其余时段为不发电时段。

（1）发电表拟合规则

若缺失点位于光伏默认发电时段内，根据光伏发电特性，采用“同区域发电效率参考”和“历史发电电量参考”的方式进行拟合。若电能示值曲线采集失败点为 0 时或 24 时，优先取用日冻结电能示值替代。

首先取用同台区下数据采集完整的光伏发电表计作为对照表计（若台区下仅一只发电表计，则参考点取用相邻台区光伏表计），根据对照表计与待拟合表计的历史发电曲线

计算光伏发电效率因子。通过对照表计当日在缺点时段的走字乘光伏发电效率因子倒算待拟合表计缺点时段示值。

光伏发电效率因子公式：

$$E = \frac{(R1_{1E} - R1_{1S}) + (R2_{1E} - R2_{1S}) + \dots + (R7_{1E} - R7_{1S})}{(R1_E - R1_S) + (R2_E - R2_S) + \dots + (R7_E - R7_S)}$$

其中：

E 为光伏发电效率因子；

RN_E 为待拟合表计往前历史第 N 天的缺失段后第一个示值；

RN_S 为待拟合表计往前历史第 N 天的缺失段前第一点示值；

RN_{1E} 为参照表计往前历史第 N 天的缺失段后第一个示值；

RN_{1S} 为参照表计往前历史第 N 天的缺失段前第一点示值；

缺点示值计算公式：

$$R_{S+T} = R_S + \frac{(R1_{S+T} - R1_S)}{E}$$

其中：

E 为光伏效率因子；

R_{S+T} 为第 T 个缺失点示值；

R_S 为缺失区间段前 1 个点示值；

$R1_{S+T}$ 为参照表计同区间段第 T 个电示值；

$R1_S$ 为参照表计同同区间段前 1 个点示值。

若无法获取电能示值曲线相对完整的临近发电表计，则

取用发电时段前可获取到的最近一点电能示值与发电时段后可获取到的最近一点电能示值,通过扣减得出当日发电时段走字,并按前一日该发电表计在发电时段的走字趋势进行缺失段各点电能示值曲线拟合。

若缺失点位于非光伏发电时段,则按未发电直接进行数据补全。

(2) 上网表计拟合规则

若缺失点位于光伏发电时段内,根据光伏发电特性,采用“同区域发电效率参考”和“相似日上网电量参考”的方式进行拟合。若电能示值曲线采集失败点为 0 时或 24 时,优先取用日冻结电能示值替代。

取用同台区总表作为对照表计,取其反向有功电能示值曲线。根据对照表计与待拟合表计的历史相似日上网曲线计算光伏上网效率因子。通过对照表计当日在缺点时段的走字乘光伏上网效率因子倒算待拟合表计缺点时段示值。相似日定义同上。

光伏上网效率因子公式:

$$E = \frac{(R1_{1E} - R1_{1S}) + (R2_{1E} - R2_{1S}) + \dots + (R7_{1E} - R7_{1S})}{(R1_E - R1_S) + (R2_E - R2_S) + \dots + (R7_E - R7_S)}$$

其中:

E 为光伏上网效率因子;

RN_E 为待拟合表计往前历史相似日第 N 天的缺失段后第一个示值;

RN_S 为待拟合表计往前历史相似日第 N 天的缺失段前第一点示值;

RN_{1E} 为参照表计往前历史相似日第 N 天的缺失段后第一个示值；

RN_{1S} 为参照表计往前历史相似日第 N 天的缺失段前一点示值；

缺点示值计算公式：

$$R_{S+T} = R_S + \frac{(R1_{S+T} - R1_S)}{E}$$

其中：

E 为光伏上网效率因子；

R_{S+T} 为第 T 个缺失点示值；

R_S 为缺失区间段前 1 个点示值；

$R1_{S+T}$ 为参照表计同区间段第 T 个点示值；

$R1_S$ 为参照表计同同区间段前 1 个点示值。

若缺失点位于非光伏发电时段，则按未发电直接进行数据补全。

（三）如出现因用户新装、计量装置故障等示值曲线无法拟合的情况，按照 0 电量处理。由电网企业出具电量更正报告，经相关经营主体确认后进行电量追退补。

（四）电能计量装置更换日，电能量为更换前后两套装置计量电能量之和。前后两段计量装置示值曲线采集异常或失败时，参照本条第二款进行补全拟合。

（五）如在账单核对修正期内重新获得电能表实际示值，应用实际示值替换拟合数据重新进行电量计算；如在月度账单发布后重新获得电能表实际示值，按照《蒙东电力市场结算实施细则》中退补管理规则执行。

第八章 附则

第十七条 [解释] 本细则由内蒙古自治区能源局、国家能源局东北监管局制定并解释。本规则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

蒙东电力市场信息披露实施细则（试行）

2025 年 10 月

目 录

第一章 总述	1
第一节 总则	1
第二节 术语定义	1
第二章 信息披露原则和方式	3
第三章 信息披露内容	5
第一节 发电企业	5
第二节 售电公司	6
第三节 电力用户	8
第四节 新型主体	9
第五节 电网企业	10
第六节 市场运营机构	11
第四章 披露信息调整	16
第五章 信息保密和封存	17
第六章 监督管理	19
第七章 附则	20
附表	21

第一章 总述

第一节 总则

第一条 [总述] 为指导、规范、明确蒙东电力市场的信息披露工作，加强电力交易信息披露监管，维护电力市场主体合法权益，促进电力市场公开、透明、有序运营，保障蒙东电力市场安全有序运转，依据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家能源局关于印发〈电力市场信息披露基本规则〉的通知》（国能发监管〔2024〕9号）等文件要求和有关法律、法规规定，结合蒙东电网实际情况，制定本细则。

第二条 [适用范围] 本细则适用于蒙东电力市场的市场信息披露管理。

第二节 术语定义

第三条 [术语定义]

（一）调度机构：指国网内蒙古东部电力有限公司电力调度控制中心。

（二）交易机构：指蒙东电力交易中心有限公司。

（三）信息披露：指信息披露主体向社会公众、行业内其他市场主体提供与电力现货市场相关数据和信息的行为。

（四）信息披露主体：指参与蒙东电力市场交易的市场成员，主要包括发电企业、售电公司、电力用户、新型主体、电网企业和市场运营机构（含交易机构和调度机构）等。

（五）信息披露平台：主要指蒙东电力交易平台，信息

披露主体须通过信息披露平台按本细则规定履行信息披露义务。

第二章 信息披露原则和方式

第四条 [基本原则] 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。市场竞争所需信息应当充分披露，信息披露主体对其披露信息的真实性、准确性、完整性负责。信息披露主体若存在无法满足要求的信息披露内容，应向国家能源局东北监管局书面报备。

第五条 [信息披露实施] 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，电力交易机构制定信息披露标准数据格式，在保障信息安全的前提下提供数据接口服务。

第六条 [格式要求] 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。

第七条 [时间要求] 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。现货未开展的时期，可根据市场运行需要披露周、日信息，现货市场不结算试运行期间暂不披露现货市场相关信息。

第八条 [多省业务披露要求] 涉及多省业务的信息披露主体应以法人为主体披露其全量及分省信息。

第九条 [异议处理] 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向蒙东电力交易中心提出，蒙东电力

交易中心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

第十条 [信息披露分类] 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

第十一条 [发电企业公众信息] 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。

第十二条 [发电企业公开信息] 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(如有)。

(三) 机组出力受限情况。

(四) 机组检修及设备改造计划。

第十三条 [发电企业特定信息] 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、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

第十四条 [售电公司公众信息] 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、信用代码、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。

（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。

第十五条 [售电公司公开信息] 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）。

第十六条 [售电公司特定信息] 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

第十七条 [电力用户公众信息] 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。

第十八条 [电力用户公开信息] 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）。

第十九条 [电力用户特定信息] 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

第二十条 [独立储能公众信息] 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。

第二十一条 [独立储能公开信息] 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。

第二十二条 [独立储能特定信息] 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。

第五节 电网企业

第二十三条 [电网企业公众信息] 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。

第二十四条 [电网企业公开信息] 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。

第二十五条 [电网企业特定信息] 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，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

第二十六条 [市场运营机构公众信息] 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。

第二十七条 [市场运营机构公开信息] 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、经国家能源局东北监管局或者内蒙古自治区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，非市场机组总发电计划、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。

第二十八条 [市场运营机构特定信息] 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）新能源场站的优先发电曲线。

（二）调频单元相应的综合调频性能指标平均值。

（三）成交信息，包括各类交易成交量价信息。

（四）日前省内机组预计划。

（五）月度交易计划。

（六）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。

（七）争议解决结果。

第四章 披露信息调整

第二十九条 [信息调整] 信息调整是指市场成员扩增或变更本细则规定的披露信息，包括新增披露信息，变更披露内容、披露范围、披露周期等。

第三十条 [扩增或变更信息] 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。

第三十一条 [意见征询] 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，并报国家能源局东北监管局审核。审核结果通过信息披露平台公示。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。

第三十二条 [变更说明] 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

第三十三条 [信息披露承诺书] 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。

第三十四条 [保密管理制度] 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。

第三十五条 [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。

第三十六条 [市场干预管理机制] 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东北监管局备案，国家能源局东北监管局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。

第三十七条 [封存信息要求] 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。

第三十八条 [封存期限] 信息的封存期限为五年，特殊情形除外。

第六章 监督管理

第三十九条 [监督管理] 国家能源局东北监管局对市场成员的信息披露进行监督。蒙东电力交易中心配合国家能源局东北监管局开展信息披露监管工作，对未按本规则披露信息的信息披露主体，采取提醒信息披露主体、报送国家能源局东北监管局等方式进行管理。

第四十条 [市场成员信息披露要求] 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。

第四十一条 [惩戒机制] 对于出现第四十条所述行为的市场成员，纳入电力交易信用评价。国家能源局东北监管局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。

第七章 附则

第四十二条 [解释] 本细则由国家能源局东北监管局负责解释。本规则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

附表：电力市场信息披露内容（公众、公开部分）

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	

二、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、资产评估出具机构、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、配电网电价格等	及时披露	公开	
2.10	财务审计报告（如有）		年	公开	

三、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、解散及申请破产的決定，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（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	

四、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	

五、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	

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
5.11		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	
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	

六、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	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		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	业务标准规范	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	信用信息	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		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	

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
6.14	电力市场运行情况	截至上一年底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	
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	经国家能源局或国家能源局东北监管局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		按照市场监督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	500kV 电压等级及以上	年	公开	省间、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
	意图						
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	
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	参数信息	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		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，适用于节点边实际电价市场
6.34	预测信息	节点分配因子确定方法	及时更新	公开	省内	电力调度机构	适用于节点边实际电价市场
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	适用于节点边实际电价市场
6.36		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

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
6.38		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，分区分边实际电价市场需发布分区预测
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		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	交易组织前及时	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
		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	披露				
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	中长期交易安全校核及原因		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	
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	节点实际电价 市场应当披露 交易时间单元 所有节点的节 点实际电价以 及各节点边 际电价的能量、 阻塞等分量 价格

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
6.53	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	出清按交易时段单元披露，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	运行结束按交易时段单元披露，适用节点边实际电价市场
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段单元披露
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	运行信息	重要通道实际输电情况	日	公开	省内	电力调度机构	运行日次日按交易时段单元披露
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	
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	

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
6.70		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	不平衡资金分项计划
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，结合资产总额确定的售电量规模限额	月	公开	省内	电力交易机构	
6.81	交易总体情况	年度、月度、月内、现货交易成	月	公开	省间、省内	电力交易机构	中长期交易分

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
		交均价及电量					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	省间联络线输电电量分配结果		日	公开	省内	电力调度机构	适用于分区分 实际电价市场
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	

蒙东电力需求侧响应交易实施细则（试行）

2025年10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	6
第四章 需求侧响应交易组织流程	7
第一节 日前需求侧响应	7
第二节 紧急需求侧响应	9
第三节 响应效果评估	11
第五章 费用结算	13
第一节 需求侧响应补偿费用	13
第二节 需求侧响应考核费用	14
第三节 费用分摊	15
第四节 需求侧响应分摊费用结算顺序	16
第六章 其他事项	17

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）、《电力负荷管理办法（2023年版）》的通知（发改运行规〔2023〕1261号）、《交易市场基本规则》和有关法律、法规规定，结合交易市场实际情况，制定本规则。

第二条 [适用范围]本实施细则适用于内蒙古东部电力交易市场（以下简称“蒙东电力市场”）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、需求侧响应用足、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]电网企业负责开展需求侧响应政策宣传；负责与紧急需求侧响应触发及执行资源库中的经营主体、有序用电涉及用户签订负荷直控协议，为有序用电涉及用户（除保安负荷）安装分路监控装置，为其他市场化用户安装分路监测装置；负责通知用户按照出清容量执行需求侧响应；负责开展财务结算。

电力负荷管理中心负责基于现货竞价的交易出清；负责计量数据管理，需求侧响应能力测试；负责用户实时负荷、需求侧响应执行、监控；负责基线负荷计算，响应效果评估；按职责负责相关技术支持系统、装置的建设运维；负责开展有序用电的管理工作等。

调度机构负责触发需求侧响应，负责安全校核，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，负责日前需求侧响应相关信息发布,出具结算依据及信息披露。

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蒙东电力市场内的电力用户、负荷聚合商、虚拟电厂、电动汽车运营商以及其他符合条件的新型主体等。参与主体应符合国家和蒙东电力市场有关准入条件，满足参与市场交易的计量、满足按节点进行申报条件、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。

参与蒙东电力市场全部交易单元的可调节负荷视为需求侧响应资源。市场初期，参与电力批发市场直接交易用户可作为电力用户直接参与需求侧响应市场；参与电力零售市场用户，只能通过售电公司代理参与需求侧响应市场。电力负荷管理中心应加快推进行业负荷研究工作，按照工信部发布的行业负荷报告为用户校验可调节能力，暂未发布的行业，暂按电网企业确定的行业可调节能力比例确定用户可调节能力，工信部发布相关行业负荷报告后，电力负荷管理中心应尽快为该行业用户确定可调节能力。

（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.具有蒙东电力市场内独立电力营销户号，属于蒙东电力市场交易用户，属于蒙东电网供电区域范围内。

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业务授权委托书。

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调度机构触发需求侧响应小时数。

5.代理的用户属于蒙东电网供电区域范围内，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.虚拟电厂应具有售电公司资质，并与代理用户签署需求侧响应业务授权委托书，代理用户需属于蒙东电网供电区域范围内，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，且属于蒙东电网供电区域范围内。

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，并向内蒙古自治区能源局报备。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电力交易平台向经营主体发布。并将信息发送电网公司、电力负荷管理中心。

第十二条 经营主体通过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负荷管理中心，电力负荷管理中心出清计算确定需求侧响应中标范围和中标结果，将相关信息推送给电力调度机构、电力交易机构，电力调度机构基于需求侧响应出清结果作为边界条件开展现货市场出清，电力交易机构向中标主体发布。

（一）日前（D-1日）15:00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）16:10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交易系统申报运行日（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)16:30前，电力负荷管理中心基于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经营主体申报最高价)。出清结果反馈给电力交易机构与电力调度机构，电力调度机构基于出清结果作为市场运行边界条件开展现货出清，电力交易机构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)现货市场出清前预计运行日(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参与日前需求侧响应时，应将该用户申报日前需求侧响应容量从紧急需求侧响应执行资源库剔除，并重新生成紧急需求侧响应执行资源库用于紧急需求侧响应。参加紧急需求侧响应的用户需接入负荷控制系统，电网企业与经营主体签订负荷直控协议。

第十六条 交易组织流程：

（一）电力负荷管理中心按照“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）每月倒数第4日（M-4日），电力交易机构根据电力负荷管理中心发布的次月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申报响应容量、响应价格。响应容量最小单位为1MW，最低申报响应容量3MW。响应价格最小单位10元/MWh，下限为100元/MWh，上限为3000元/MWh。市场初期，参与响应经营主体只能对全月全部时段进行一段报价；后期适时开放多段报价。

（三）申报截止当日，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，并推送至电网企业、电力负荷管理中心。

（四）每月倒数第2日（M-2日），电力负荷管理中心根据紧急需求侧响应申报资源库对其中用户进行响应能力校核，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，推送电力交易平台向经营主体发布。

第十七条 响应执行

（一）响应通知下达

电力负荷管理中心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全额匹配，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电力交易平台。

（二）响应执行

电力调度机构执行日（D日）电力缺口发生时间前1小时告知电力负荷管理中心，电力负荷管理中心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，并在执行日后第2天（D+2日）24:00前将实际执行结果上传至电力交易平台。

第十八条 响应出清

（一）电力负荷管理中心根据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 电力负荷管理中心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 电力负荷管理中心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

$$Q_{\text{基线电量}}(j, k) = \frac{\sum_{d=1}^N Q_r(j-1-d, k)}{N}$$

式中：

$Q_{\text{基线电量}}(j, k)$ 为用户第 j 日 k 时段的基线电量；

$Q_r(j-1-d, k)$ 为用户第 $j-1$ 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。

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。

（四）拥有储能、V2G、自备电源等资源且具备并网反向送电能力的用户，在评估响应结果时应叠加并网点计量的反向电量。

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力调度机构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：

$$R_{\text{考核}(j,k)} = (Q_{\text{中标电量}(j,k)} \times 0.8 - Q_{\text{实际响应}(j,k)}) \times C_{\text{出清}(j,k)} \times M$$

其中：

$R_{\text{考核}(j,k)}$ 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；

$Q_{\text{实际响应}(j,k)}$ 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 时段用户需求侧响应的中标电量。

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
$<80\%$, $\geq 70\%$	$M=0.1$
$<70\%$, $\geq 60\%$	$M=0.2$
$<60\%$, $\geq 50\%$	$M=0.3$
$<50\%$, $\geq 40\%$	$M=0.4$
$<40\%$, $\geq 30\%$	$M=0.5$
$<30\%$, $\geq 20\%$	$M=0.6$
$<20\%$, $\geq 10\%$	$M=0.7$
$<10\%$, $\geq 0\%$	$M=0.8$

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、电网企业代理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 1 个分摊主体需要承担的分摊费用计算公式为：

$$R_l = R_{\text{响应费用}} \times \frac{Q_{\text{分摊}l}}{Q_{\text{经营主体}}}$$

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、电网企业代理用户月度实际上网电量或用电量；

$Q_{\text{经营主体}}$ 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、电网企业代理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。

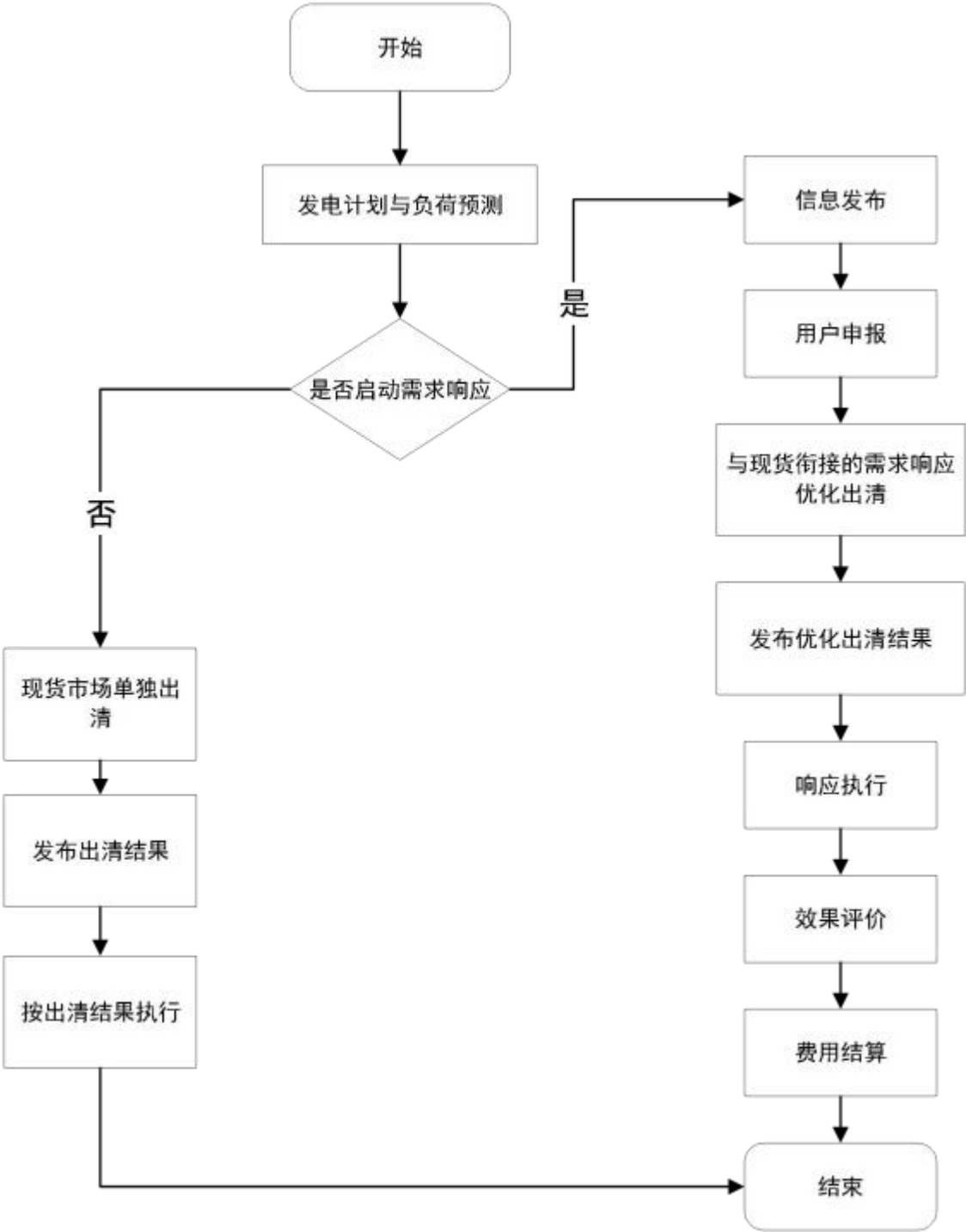
第六章 其他事项

第三十一条 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。

第三十二条 本实施细则由内蒙古自治区能源局和国家能源局东北监管局制定并解释。

第三十三条 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。

与现货衔接出清需求侧响应工作流程图



紧急需求侧响应工作流程图



蒙东电力辅助服务（调频）市场 实施细则（试行）

2025 年 10 月

目 录

第一章 总则.....	1
第一节 总述.....	1
第二节 术语定义.....	1
第二章 调频经营主体.....	4
第三章 调频市场组织实施.....	6
第一节 组织准备.....	6
第二节 市场申报.....	6
第三节 机组排序及市场出清.....	8
第四章 结果执行与考核.....	11
第一节 结果执行.....	11
第二节 市场考核.....	11
第五章 计量与结算.....	12
第一节 结算模式.....	12
第二节 调频市场补偿费用.....	12
第三节 调频补偿费用分摊.....	13
第六章 市场干预.....	14
第七章 信息披露.....	15
第八章 争议裁决.....	15
第九章 附则.....	15
附件一：市场参数表.....	16
附件二：调频单元性能系数相关参数计算.....	17
附件三：调频单元调频性能系数计算.....	19
附件四：现货模式下独立储能 AGC 调电执行策略.....	21

第一章 总则

第一节 总述

第一条 [总述] 为深入贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）、《国家发改委、国家能源局关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）、《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）、《国家发展改革委国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196号）、《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）以及电力体制改革配套文件精神，进一步规范蒙东电网调频辅助服务运行，建立调频辅助服务市场化运营机制，发挥市场在调频资源配置中的决定性作用，保障蒙东电网安全稳定运行，制定本细则。

第二条 [适用范围] 本细则适用于现货电能量市场运行后的蒙东电网调频市场运营及管理。

第二节 术语定义

第三条 [术语定义]

（一）调频辅助服务：指在符合条件的市场成员申报的出力调整范围内，调频单元通过 AGC/APC 控制装置自动响应区域控制偏差（ACE），按一定调节速率实时调整发电出力，以满足 ACE 控制要求，其调节效果通过调频深度衡量。

（二）综合调频性能指标（ k ）：用于衡量调频单元响应 AGC/APC 控制指令的综合性能表现，包括调节速率 k_1 、响应时间 k_2 和调节精度 k_3 三个因子。（计算方式详见附件）

综合调频性能指标按次计算，调频单元 i 第 j 次 AGC 调节的综合调频性能指标为：

$$k^{i,j} = 0.5k_1^{i,j} + 0.25k_2^{i,j} + 0.25k_3^{i,j}$$

k 值实行最高限值，最大值为 2。

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

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

式中， J 为调频单元 i 中标小时内 AGC 调节的次数。

（四）综合调频性能系数平均值（ k_p ）：电力调度机构在日前市场开市前，以调频单元最近 12 个中标且实际调用小时的 k_h 值计算 k_p 。调频单元 i 的 k_p 计算公式为：

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

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

（六）调频深度：指调频单元有效响应 AGC/APC 控制指令的调节出力，单位为兆瓦。分以下三种情况：

单指令周期内，若调频单元出力进入目标值调节死区范围内，则该指令周期的调频深度为调频单元进入调节死区时刻指令目标值与动作初始值之差的绝对值；

单指令周期内，若调频单元出力未进入目标值调节死区范围内，当指令结束时的出力与指令目标值同向时，则该指令周期的调频深度为指令结束时出力与动作初始值之差的绝对值；

单指令周期内，若调频单元出力未进入目标值调节死区范围内，当指令结束时的出力与指令目标值反向时，则该指令周期的调频深度不予累计。

第二章 调频经营主体

第四条 [调频服务提供者] 调频辅助服务提供者（下文简称“调频单元”）包括发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、智能微电网、车网互动运营企业等）。提供电力辅助服务的经营主体是指满足电力市场要求，具备可观、可测、可调、可控能力的主体，主要包括火电、水电、新型经营主体等可调节资源。市场初期，调频单元包括具备参与调频市场条件的公用燃煤火电机组（暂不含京科电厂二号机、科右中电厂，下文简称调频火电机组）与独立储能。

独立储能是指具备独立分时正反向计量和 AGC/APC 功能，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，以独立主体身份接受电网统一调度管理并具有法人资格的独立储能电站或储能装置，能够准确地与电力调度机构交互实时充放电功率、荷电状态等运行信息。

第五条 [调频单元准入要求] 调频单元参与调频市场应具备以下基本条件：

（一）具备 AGC/APC 功能，并实时将 AGC/APC 设备的运行参数传输到电力调度机构的主站系统，确保能够根据电力调度机构调度指令提供符合规定要求的调频响应。加装 AGC/APC 设备的调频单元应保证其正常运行，不得擅自退出 AGC/APC 功能；

（二）调频市场开市前，调频单元需要通过性能测试，调节性能参数满足《东北区域电力并网运行管理实施细则》

《东北区域电力辅助服务管理实施细则》要求。在调频单元经过改造后或调频单元的综合调频性能发生显著变化时，也可以自愿向电力调度机构提交性能测试。测试期间调频单元应至少 12 小时投入调频模式；同时若最近 30 天调频单元中标且调用小时数小于 12 小时的，可向电力调度机构申请测试综合调频性能指标。调频单元开展性能测试期间，不予支付调频补偿费用。

第六条 [调频辅助服务费用分摊原则] 按照“谁受益、谁承担”的原则，由受益的经营主体或相关方承担辅助服务费用。

第三章 调频市场组织实施

第一节 组织准备

第七条 [组织方式] 竞价日（D-1 日），调频单元在日前依据要求申报调频市场交易信息，电力调度机构依据日前机组组合结果开展调频市场日前预出清，调频火电机组以及独立储能参与日前预出清排序。日内整点时刻前，电力调度机构以小时为周期开展日内调频市场滚动出清，确定未来 2 小时的调频中标单元及其调频中标容量，其中未来 1 小时的结果作为下一周期日内调频市场正式出清结果。

第八条 [调频日前信息披露] D-1 日 08:45 前，市场运营机构发布运行日调频市场信息。

条件具备时，组织开展调频市场分时段交易，电力调度机构发布时段划分信息与分时段调频需求。

第二节 市场申报

第九条 [火电机组调频信息申报] 参与调频市场的火电机组在 D-1 日 09:45 前申报以下信息：

（一）标准调频容量：调频火电机组标准调频容量申报下限为： $\text{Min}(\text{调频单元最近 12 个中标且实际调用小时的调节速率} \times 5\text{min}, \text{额定有功功率} \times g_1)$ ；申报上限为 $\text{Max}(\text{额定有功功率} \times g_2)$ ；若迟报、漏报或不报，则默认调频火电机组不参与调频市场。

为防止调频造成系统潮流分布大幅变化影响系统稳定运行，规定单个电厂的中标发电单元调频容量之和不超过该时段调频容量需求值的一定比例 G_1 ；中标发电单元调频

容量不超过其标准调频容量。

（二）调频深度价格：单位为元/兆瓦，最小单位是 0.1 元/兆瓦，不超过调频深度价格上、下限范围（ R_5 ）；若迟报、漏报或不报，则按照缺省值参与出清。系统将对各调频服务供应商的申报价格进行自动审核，确认申报价格是否在限值范围以内。对于申报高于报价上限的或低于下限的发电机组，系统自动识别为无效申报价格。

第十条 [独立储能调频信息申报] 独立储能参与调频市场前，应向电力调度机构申报的缺省参数包括但不限于：额定功率、额定功率充放电持续响应时间、充放电效率、日充放电转换次数、缺省标准调频容量、缺省调频深度报价。

现货市场运行期间，自愿参与日前调频市场的独立储能可在 D-1 日 09:45 前申报以下信息：

（一）标准调频容量：独立储能标准调频容量申报范围不大于额定功率的一定比例 g_3 。若迟报、漏报或不报，则按照缺省值参与出清。

（二）调频深度价格：单位为元/兆瓦，最小单位是 0.1 元/兆瓦，不超过调频深度价格上、下限范围（ R_5 ）；若迟报、漏报或不报，则按照缺省值参与出清；

（三）最大、最小允许荷电状态：即依据标准调频容量，申报的实时调频充放电存储电量极限，单位为兆瓦时；若迟报、漏报或不报，最大、最小允许荷电状态默认为额定容量和零。

第三节 机组排序及市场出清

第十一条 [日前调频容量需求确定] 次日调频市场可调容量需求，暂定为系统负荷预测的 $a\%$ +新能源功率预测的 $b\%$ 。调度机构可依据市场运行情况及实际电网调频情况，按需调整系统调频需求。

第十二条 [调频性能归一化] 为便于横向比较调频单元间性能差异，每天组织交易前（D-1 日 08:15 前）对所有调频单元进行调频性能归一化处理，调频单元归一化后的综合调频性能指标平均值为 K_i ：

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

其中， k_p^i 为调频单元 i 的综合调频性能指标， $k_{(Avr)}$ 为调频单元综合调频性能系数平均值 k_p^i 的算术平均值。

第十三条 [报价排序] 调频单元 i 的排序价格：

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

式中：

C_i 为调频单元 i 的调频申报价格。

电力调度机构按照“价格优先、性能优先、容量优先、按需调度”的原则，按照调频单元排序价格由低到高进行排序。如果排序价格相同，综合调频性能指标平均值大的调频单元优先。当排序价格与综合调频性能指标平均值均相同时，标准调频容量大的调频单元优先中标。

第十四条 [日前调频预出清] 电力调度机构在日前现货

市场安全约束机组组合（SCUC）计算后，根据机组组合结果，从调频火电机组及独立储能中排除停机、试验、因系统安全固定出力状态以及启停机曲线覆盖时段内的调频单元后开展调频市场日前预出清，直至满足电网调频需求，最后一个中标的调频单元的排序价格作为调频服务的统一出清价格。调频火电机组在日前调频市场中标后，预留相应的调频容量开展日前现货市场安全约束经济调度（SCED）出清。

第十五条 [日内调频出清] 日内在整点时刻前，电力调度机构在满足安全校核的前提下，从调频火电机组、独立储能中排除 AGC/APC 装置异常、停机、试验、因系统安全固定出力、启停过程中等情况下的调频单元后，依据调频单元排序组织出清，确定下一小时调频市场中标单元、边际出清价格及滚动出清结果。

调频火电机组在日内调频市场中标后，预留相应的调频容量开展小时内各时段实时现货市场出清；独立储能在日内调频市场中标后，中标周期开始时刻其基准功率应置为零，并严格日内小时调频市场交易结果。若调频市场中标周期开始前独立储能荷电状态无法满足正常提供调频服务的电量要求或因其他原因导致提供调频辅助服务过程中频繁出现电量充满或耗尽现象，AGC/APC 将依据独立储能实际调频能力开展调频调用。

第十六条 [特殊情况出清机制] 日前与日内出清时，若申报调频交易的经营主体的调频容量或速率不能满足电网

调频需求，电力调度机构可以按照“性能优先、按需调度”的原则，在全网范围内优先调用调节性能综合调频性能系数较高的调频火电机组、独立储能参与调频服务满足缺额，该时段调频市场出清价格为最近三个有效交易日同时段日内出清价格的算术平均值。

第四章 结果执行与考核

第一节 结果执行

第十七条 [结果执行] 调频市场正式出清后，实时各时段当系统需要进行调频时，依据日内整点时刻的出清结果优先调用调频市场中标单元在该时段进行调频，AGC/APC系统在对中标小时的起始时刻相应切换调频中标单元的控制模式，调频中标单元在中标小时内，依据滚动修正的调频需求，跟踪 AGC/APC 指令提供调频服务。

当调频中标单元因电网运行安全控制需要无法提供调频辅助服务时，应暂停提供调频辅助服务，待条件允许后继续提供。

第十八条 [实际调频调用] 实际调用时，在已出清的经营主体或所有申报的调频单元的中标容量或调节速率无法满足调频需求，电力调度机构可以按照“性能优先、按需调度”的原则，将已申报未中标的经营主体或未参与调频交易申报的经营主体纳入调频服务组合参与调频服务，按照“全网发电成本最小化”的原则进行调频调用。所调用调频单元的调频收益以日内该时段调频市场边际出清价格进行结算。

第二节 市场考核

第十九条 [调频市场考核] 调频调用单元出现以下情况之一，中标时段不予进行调频补偿。

（一）若调频单元 i 响应第 n 个被调用小时的实际小时综合调频性能指标 $k_{hi}^{i,n}$ 低于合格标准阈值 α ，该出清时段的调

频补偿费用不予累计；

（二）调频中标单元频繁无指令擅自调节或未按照调度指令频繁退出AGC/APC装置的，经电力调度机构审核后退出调频市场，依据市场运行情况批准其重新准入，并向其他经营主体进行披露；

（三）传输虚假错误信息、出现影响市场公平性行为等情况，市场运营机构视情况采取暂停该经营主体参与调频市场资格。

第五章 计量与结算

第一节 结算模式

第二十条 [计量依据] 调频市场计量的依据为：电力调度指令、能量管理系统、智能电网调度控制系统采集的实时数据等。

第二十一条 [结算模式] 调频火电机组、独立储能实际接受调频调用后，该周期内可获得调频收益。

电力市场运营机构负责按照收支平衡原则、以日清月结的方式进行调频市场相关费用结算。经营主体应获得（支付）的调频服务补偿（分摊）费用纳入系统运行费用，与当月电费结算同步完成。

第二节 调频市场补偿费用

第二十二条 [调频市场补偿费用] 调频市场补偿费用包括调频深度补偿。

第二十三条 [调频深度补偿] 调频市场调用的调频单元 i 的月度调频深度补偿费用为：

$$R_{\text{调节深度补偿},i} = \sum_d^D \sum_j^J (S'_{i,j} \times k_h^{i,j} \times P_j)$$

其中：

$$S'_{i,j} = \sum_{n=1}^N S_{i,n} + \sum_{n=1}^N S_{i,n} \times \sigma$$

$$\sigma = \beta / M$$

式中：

J 为调频单元 i 调频市场日总中标小时；

D 为调频单元 i 调频市场月度总天数；

N 为调频单元 i 调频市场被调用单位小时的调节总次数；

$S_{i,n}$ 为调频单元 i 被调用单位小时的第 n 次调频深度，单位为兆瓦；

$S'_{i,j}$ 为调频单元 i 被调用小时 j 的累计调频深度，单位为兆瓦；

$k_h^{i,j}$ 为调频单元 i 被调用小时 j 的实际小时综合调频性能指标；

P_j 为被调用小时 j 的调频市场边际出清价格，单位为元/兆瓦，不超过调频深度出清限价范围 R_5 。

σ 为调节时间系数，在调频单元完成一个增加和保持的过程或完成减少和保持的过程记为一个调整周期，在一个调整周期中，出力连续保持不变的调节时长为 β ， M 为指令调节参考时长。

第三节 调频补偿费用分摊

第二十四条 [调频深度补偿分摊] 电力现货市场未连续运行时，不向用户侧疏导辅助服务费用；电力现货市场不

间断连续运行时，调频深度补偿费用由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量分担，参与跨省跨区售出交易的经营主体根据辅助服务的受益情况，按照电量比例由受益电量部分分担辅助服务费用，该部分费用由跨省跨区交易的经营主体与交易对手方商定承担。独立储能、虚拟电厂等“发用一体”主体，在结算时段内按上网（下网）电量参与发电侧（用户侧）辅助服务费用分摊或分享。调频深度补偿费用按照上网电量和用电量 1： $k_{\text{调频深度补偿}}$ 进行分摊，分摊比例由政府价格主管部门确定。

第六章 市场干预

第二十五条 [调频市场干预] 发生以下情况时，市场运营机构可对调频辅助服务市场进行干预，并尽快报告政府主管部门。

（一）电力系统或电力现货市场技术支持系统发生故障、电力现货市场技术支持系统技术升级，导致市场无法正常进行时；

（二）电网出现电力平衡紧张、调频困难、断面约束矛盾严重等其它必要情况；

（三）其他影响电网安全运行的重大突发情况。

第二十六条 [调频市场干预方式] 市场干预的主要手段包括：

（一）临时修改调频容量需求；

（二）强制调用未在调频市场中标的调频单元；

（三）调整调频单元控制模式；

（四）电力调度机构认为有效的其他手段。

第七章 信息披露

第二十七条 [信息披露] 按照《蒙东电力市场信息披露实施细则（试行）》相关要求，披露调频容量需求及采购流程、调频市场边际出清价格、调频市场性能计算依据等信息。

第八章 争议裁决

第二十八条 [争议裁决] 经营主体对辅助服务交易存在争议时，可向市场运营机构提出申诉意见，市场运营机构在规定期限内完成核实并予以答复。经营主体认为仍有争议的，可通过市场管理委员会调解，也可提交国家能源局东北监管局依法协调；协调不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第九章 附则

第二十九条 [解释] 本细则由国家能源局东北监管局负责解释。本规则中所引用的其他规则发生改变时，以最新版为准。

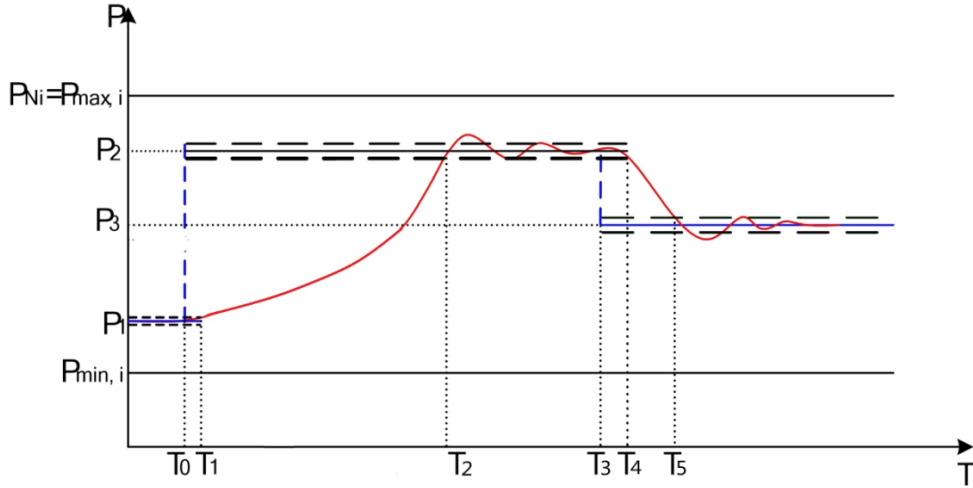
第三十条 [参数核定] 本细则相关的市场参数（详见市场参数表）取值及计算标准由电力市场管理委员会提出建议，经能源监管机构和政府主管部门同意后执行，应用于市场运营。

附件一：市场参数表

参数	说明
P_{es}^{th}	独立储能额定功率准入值，单位：兆瓦
RT_{es}^{th}	独立储能额定功率充放电持续响应时间准入值， 单位：小时
g_1	燃煤机组标准调频容量调节折算比例下限， 单位：%
g_2	燃煤机组标准调频容量调节折算比例上限， 单位：%
g_3	独立储能标准调频容量调节折算比例上限， 单位：%
G_1	燃煤电厂总调频容量上限比例，单位：%
R_4	调频深度报价上下限范围，单位：元/兆瓦
R_5	调频深度出清价格上限，单位：元/兆瓦
α	小时调频合格标准阈值
$k_{\text{调频深度补偿}}$	调频深度补偿分摊比例
α	小时调频合格标准阈值
M	指令调节参考时长，单位：分钟

附件二：调频单元性能系数相关参数计算

如下图所示，以AGC/APC一个调节过程为例，具体情况如下：



T_0 时刻以前，调频单元稳定运行在 P_1 附近， T_0 时刻AGC/APC下发功率为 P_2 的设点命令，调频单元开始涨出力，到 T_1 时刻跨出 P_1 的调节死区。至 T_2 时刻，第一次进入调节死区范围，然后在 P_2 附近小幅振荡，并稳定运行于 P_2 附近。直至 T_3 时刻，AGC/APC又下发功率为 P_3 的设点命令，调频单元又开始降出力过程， T_4 时刻跨出 P_2 的调节死区，至 T_5 时刻，进入 P_3 的调节死区。

（一）调节速率

调节速率 $v_{\text{调节}}$ 为：

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

式中：

P_{T_2} 为调频单元进入调节死区时刻的出力；

P_{T_1} 为调频单元出响应死区时刻出力；

T_2 为调频单元进入调节死区时刻；

T_1 为调频单元出响应死区时刻。

（二）响应时间

响应时间 $T_{\text{响应}}$ 为：

$$T_{\text{响应}} = T_1 - T_0$$

T_0 为指令下发时刻。

（三）调节量精度

如果进入调节死区，每个指令调节量精度的统计从出力进入调节死区开始，直至下一条指令下发为止。

调节量精度 ΔP 为：

$$\Delta P = \frac{\sum_{T_2}^T (|P_{T_2} - P_{\text{实际}}|) \times t_{\text{采集}}}{T - T_2}$$

式中：

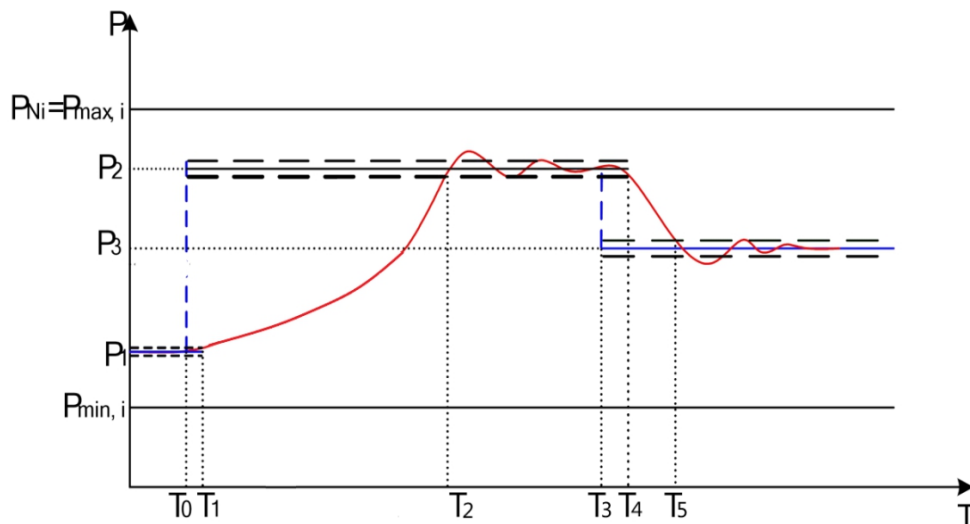
T 为当前计算时刻；

$P_{\text{实际}}$ 为调频单元 T 时刻实际出力；

$t_{\text{采集}}$ 为现场数据的采集周期，暂定为 1 秒。

附件三：调频单元调频性能系数计算

如下图所示，以AGC/APC一个调节过程为例，具体情况如下：



调频深度 S 、 k_1 、 k_2 、 k_3 计算方法如下：

调频深度 S 为调频单元进入调节死区时刻出力值与动作初始值之差的绝对值：

$$S = |P_{T_2} - P_1|$$

调节速率指标因子 k_1 的计算方法为：

$$k_1 = 2 - \frac{v_{\text{标准调节}}}{v_{\text{调节}}}$$

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

若 k_1 计算结果小于0或 $v_{\text{调节}}$ 小于0，则 k_1 取为0；后续随电网实际运行情况进行调整。

调节精度指标因子 k_2 的计算方法为：

$$k_2 = 2 - \frac{\Delta P}{Cap \times \mu}$$

式中：

Cap 为并网发电单元额定有功功率、独立储能额定功率。

μ 为调节允许偏差系数。

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

若 k_2 计算结果小于 0，则取为 0，后续随电网实际运行情况进行调整。

响应时间指标因子 k_3 的计算方法为：

$$k_3 = 2 - \frac{T_{\text{响应}}}{T_{\text{标准响应}}}$$

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

若 k_3 计算结果小于 0，则取为 0，后续随电网实际运行情况进行调整。

附件四：现货模式下独立储能 AGC 调电执行策略

独立储能装置接入火电 AGC 系统，在实现以调峰、调频、促进新能源消纳为目标的基础上，应兼顾运行安全、调整灵活、界面简洁。独立储能 AGC 应具备自动控制（自动跟踪计划）和手动控制模式，并能批量切换，按照以下调电执行策略执行：

在满足电网安全、电力可靠供应、新能源消纳条件下，独立储能参与现货市场并以其出清的充放电曲线作为计划，独立储能 AGC 按照计划自动对储能装置下达充放电指令。

独立储能 AGC 具有常规断面和检修断面，独立储能应满足断面裕度要求，在 AGC 系统中充放电过程中不能造成所属断面越限，达到所属断面的限值时不再增加充放电功率，如后续断面空间充裕，继续按照出清计划曲线自动对储能装置下达充放电指令。

独立储能在 AGC 系统中的荷电状态（SOC）以储能运行维护方报送为准，充放电过程中荷电状态不应大于 SOC 上下限。

主值、副值帐号修改独立储能 AGC 系统参数及指令时，需完成调度重要操作的双确认流程。由主值、副值帐号申请，值长帐号进行审核确认，防止人员误操作。

独立储能 AGC 充放电调节步长为独立储能额定功率的 2%，每个指令时间间隔 1 分钟，累加计算调整。

独立储能 AGC 具有充放电高频闭锁功能，系统频率大于50.05HZ 时，储能所有装置不继续增加放电功率，系统频率小于49.95HZ 时，储能所有装置不继续增加充电功率。

确保储能装置充放电异常时（超出上报的额定功率或荷电状态），有告警、停止调用等功能。