

附件 2

山东省电力现货市场交易规则(试行)

2020 年 7 月

目 录

第一章 总则	1
第二章 市场成员	3
第三章 市场准入与退出	9
第一节 市场准入.....	9
第二节 市场注册.....	11
第三节 市场主体停牌.....	17
第四节 市场退出.....	18
第四章 现货市场交易基本原则	22
第五章 日前市场交易组织	26
第一节 组织方式及交易时间.....	26
第二节 机组参数.....	27
第三节 日前机组运行边界条件准备.....	31
第四节 日前电网运行边界条件准备.....	34
第五节 事前信息发布和交易申报.....	39
第六节 日前市场出清.....	43
第七节 特殊机组在日前市场中的出清机制.....	57
第八节 日前市场安全校核.....	62
第九节 交易结果发布.....	62
第六章 日内机组组合调整交易组织	63
第一节 组织方式及时间.....	64
第二节 日内发电机组物理运行参数变化.....	65
第三节 日内机组运行边界条件准备.....	66
第四节 日内电网运行边界条件.....	68
第五节 日内机组组合调整出清与调度计划发布.....	69
第七章 实时市场交易组织	70
第一节 组织方式及时间.....	70
第二节 实时市场运行边界条件.....	70
第三节 实时市场出清.....	73
第四节 特殊机组在实时市场中的出清机制.....	74
第五节 实时市场安全校核与出清结果发布.....	79
第八章 市场偏差处理机制	81
第一节 发电侧市场偏差处理机制.....	81
第二节 用户侧允许申报偏差外收益处理机制.....	85

第九章 辅助服务市场	86
第一节 辅助服务市场基本原则.....	86
第二节 调频服务市场要求.....	88
第三节 调频市场组织实施.....	88
第四节 调频服务考核.....	94
第十章 价格机制	95
第十一章 市场计量和抄表	102
第十二章 市场结算	103
第一节 结算原则.....	103
第二节 结算电价.....	105
第三节 结算流程.....	106
第四节 发电侧批发市场结算.....	109
第五节 用户侧批发市场结算.....	112
第六节 辅助服务市场结算.....	115
第七节 综合结算.....	117
第八节 退补管理.....	119
第九节 不平衡资金结算.....	121
第十节 电费收付.....	130
第十一节 其他结算事项.....	131
第十三章 信息披露	134
第一节 市场信息分类.....	134
第二节 信息披露内容.....	137
第三节 信息披露管理.....	145
第十四章 系统运行管理	149
第一节 技术支持系统.....	149
第二节 机组运行参数管理.....	150
第三节 机组调试管理.....	152
第四节 供热机组管理.....	154
第十五章 市场力行为监管	156
第一节 市场力监测及缓解.....	156
第二节 市场力行为事前监管.....	158
第三节 市场力行为事后监管.....	160
第十六章 市场干预与管制	164
第十七章 市场争议处理	169
第十八章 信用管理	170

第十九章 附则.....	171
附件 1 术语定义.....	172
附件 2 日前市场申报信息表单.....	178
附件 3 市场用户电量数据拟合办法.....	180
附件 4 发电侧电量数据拟合办法.....	188
附件 5 不具备分时计量条件市场用户分时电量数据拟合办法.....	190
附件 6 AGC 性能指标计算及补偿考核度量办法.....	198

第一章 总则

第 1.1 条 为规范山东电力市场建设、运行和管理，构建安全、高效的市场体系，实现电力交易的公开、公平、公正，保障市场成员合法权益，促进山东电力现货市场稳定、健康、协调发展，制订本规则。

第 1.2 条 本规则依据《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》、《电力监管条例》、《电网调度管理条例》、《电力企业信息披露规定》、《电力监控系统安全防护规定》、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》、《国家发展改革委国家能源局售电公司准入与退出管理办法》、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司印发关于深化电力现货市场建设试点工作的意见的通知》、《华北区域发电厂并网运行管理实施细则（试行）及其修改条款（山东发布版）》、《华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则（试行）及其修改条款（山东发布版）》、《中共山东省委山东省人民政府关于印发〈山东省电力体制改革综合试点方案〉的通知》以及电力体制改革配套文件精神 and 有关法律法规规定，结合山东省现货市场试点要求和山东电网实际情况进行编制。

第 1.3 条 制定本规则遵循的主要原则：

坚持电力系统安全、优质、经济运行，确保连续可靠供电；

坚持“公开、公平、公正”；

积极发挥市场机制作用，积极稳妥，平稳起步，兼顾各方利益，坚持可持续发展。

第 1.4 条 本规则适用于在山东省开展的电力现货市场交易和辅助服务市场交易等。

第 1.5 条 电力市场交易分为电力批发交易和电力零售交易。

电力批发交易是指发电企业、电力批发用户或售电公司等市场主体之间，通过市场化方式进行的电力交易活动的总称，现阶段是指发电企业与售电公司、电力批发用户、独立辅助服务提供者等市场主体通过市场化方式开展的中长期市场交易和现货市场交易以及辅助服务交易。电力批发用户是指直接参与电力批发市场交易的电力用户。

电力零售交易是指售电公司与电力用户之间开展的购售电交易。

第 1.6 条 本规则所称电力现货市场交易主要是指符合准入条件的发电企业、售电企业、电力批发用户和独立辅助服务提供者等市场主体，通过市场化方式，开展的日前市场、日内机组组合调整、实时市场交易和辅助服务市场交易。

第 1.7 条 电力市场成员应严格遵守市场规则,自觉自律,不得行使市场力、操纵市场价格、损害其他市场主体的合法权益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第 1.8 条 国家能源局山东监管办公室(以下简称山东能源监管办)会同山东省发展和改革委员会(以下简称省发展改革委)、山东省能源局(以下简称省能源局)根据职能依法履行山东电力现货市场监管职责。

第二章 市场成员

第 2.1 条 市场成员包括市场主体和市场运营机构。其中,市场主体包括发电企业、售电公司、电力用户、电网企业、独立辅助服务提供者等,市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。

第 2.2 条 电力用户分为市场用户和非市场用户。市场用户指参与电力市场化交易的电力用户,非市场用户指按政府定价或政府相关规定优先购电用户以及其他不参与市场化交易的电力用户。

第 2.3 条 发电企业的基本权利和义务:

(一)按规则参与电力市场交易,签订和履行年度优先发电量和基数电量合同以及市场化交易形成的购售电合

同，按时完成资金结算，执行现货市场出清形成的发电计划；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，按规定提供辅助服务；

（四）按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务，不泄露市场信息；

（五）向电网企业开具增值税专用发票；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第 2.4 条 电力用户的基本权利和义务：

（一）按规则参与电力市场交易，签订并履行购售电合同、输配电服务合同等，提供市场化交易所必须的电力电量需求、负荷曲线及相关生产信息；

（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（含交叉补贴）、缴纳政府性基金及附加；从电网企业获取增值税专用发票；

（三）服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、电力供应紧张等）按调度要求安排用电；

（四）遵守政府电力需求侧管理有关规定，执行有序用电管理，配合开展错避峰；

（五）按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务，不泄露市场信息；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第 2.5 条 电网企业（含增量配电网企业）的基本权利和义务：

（一）保障输配电设施的安全稳定运行；

（二）为市场主体提供公平开放的输配电服务和电网接入服务；

（三）服从电力调度机构的统一调度，建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统；

（四）向市场主体提供报装、计量、抄表、结算等各类供电服务；向其他市场主体获取或者开具增值税专用发票；

（五）按规定收取输配电费用，代收代付电费和政府性基金与附加等，按时完成资金结算；

（六）按政府定价向非市场用户提供售电服务，签订和履行相应的供用电合同；

（七）按规定披露和提供信息，向市场运营机构提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与市场运营机构的数据交互；承担保密义务，不泄露市场信息；

(八) 预测非市场用户的电力、电量需求等;

(九) 增量配网企业从事竞争性售电业务时, 其售电业务部门应独立运营;

(十) 法律法规规定的其他权利和义务。

第 2.6 条 售电公司的基本权利和义务:

(一) 按规则参与电力市场交易, 签订和履行市场化交易合同等, 约定交易、服务、结算、收费等事项; 按时完成资金结算, 向电网企业获取或者开具增值税专用发票;

(二) 获得公平的输配电服务;

(三) 按规定披露和提供信息, 获得市场交易和输配电服务等相关信息, 并承担保密义务, 不泄露市场信息;

(四) 按照国家有关规定, 在指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺, 对公司重大事项进行公告, 并定期公布公司年报;

(五) 服从电力调度机构的统一调度, 在系统特殊运行状况下(如事故、电力供应紧张等)按调度要求协助安排用电;

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第 2.7 条 独立辅助服务提供者的基本权利和义务:

(一) 按规则参与电力市场交易, 签订和履行市场交易合同, 按时完成资金结算;

(二) 获得公平的输配电服务和电网接入服务;

(三) 服从电力调度机构的统一调度,按调度指令和合同约定提供辅助服务;

(四) 按规定披露和提供信息,获得市场交易和输配电服务等相关信息;

(五) 法律法规规定的其他权利和义务。

第 2.8 条 电力交易机构的基本权利和义务:

(一) 按照职责分工与电力调度机构共同拟定相应电力交易实施细则;

(二) 与电力调度机构共同组织现货市场交易以及辅助服务市场交易;

(三) 监测和分析市场运行情况,经监管机构委托暂停执行市场交易结果,经监管机构委托在特定情况下实施市场干预或市场中止;

(四) 建设、运营和维护山东电力交易平台;

(五) 负责市场主体注册管理,为市场主体提供电力市场业务的宣贯培训;

(六) 负责拟定电力市场结算管理制度。提供电力交易结算依据及相关服务,组织协调交易结算问题;

(七) 建立落实市场风险防范机制;

（八）做好市场管理，配合开展市场主体信用管理和市场争议处理，维护市场秩序，对市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查；

（九）对市场交易规则进行分析评估，提出修改建议；

（十）负责市场信息管理，按规定披露和发布信息，提供信息发布平台，为市场主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑市场化交易及服务需求的数据等；承担保密义务，不泄露市场信息；

（十一）法律法规规定的其他权利和义务。

第 2.9 条 电力调度机构的基本权利和义务：

（一）按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，负责电网调度运行安全；

（二）按照职责分工与电力交易机构共同拟定电力交易实施细则；

（三）与电力交易机构共同组织现货市场交易以及辅助服务市场交易；

（四）经监管机构委托暂停执行市场交易结果，经监管机构委托在特定情况下实施市场干预或市场中止；

（五）与电力交易机构共同建设、运营和维护技术支持系统；为市场主体提供电力现货市场业务的宣贯培训；

（六）按调度管理权限负责安全校核；

(七) 合理安排电网运行方式, 按照市场规则和调度规程编制并执行发电调度计划, 落实交易计划, 保障电力市场正常运行;

(八) 按规定披露和发布信息, 向电力交易机构提供安全约束边界和必开机组组合、必开机组发电需求等数据, 提供支撑市场化交易及市场服务所需的相关数据, 实现和电力交易机构的数据交互; 承担保密义务, 不泄露市场信息;

(九) 监测和分析市场运行情况;

(十) 建立落实市场风险防范机制;

(十一) 对市场交易规则进行分析评估, 提出修改建议;

(十二) 配合开展电费结算, 参与协调交易结算问题;

(十三) 法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场准入与退出

第一节 市场准入

第 3.1.1 条 参加电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户、独立辅助服务提供者等市场主体, 应是具有独立法人资格、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。非法人发电企业、电力用户经所属法人单位

授权，可参与相应电力市场交易。市场主体在参与电力交易前，须具备电量数据分时计量与传输或替代技术手段，数据准确性与可靠性应能满足交易要求。

第 3.1.2 条 发电企业准入基本条件：

（一）满足国家和行业有关发电企业并网规范、电网调度运行技术标准等要求；

（二）依法取得核准或备案文件、取得或豁免电力业务许可证（发电类），符合国家有关准入条件；

（三）并网自备电厂参与市场化交易，须公平承担社会责任、承担政府性基金以及政策性交叉补贴和系统备用费。

第 3.1.3 条 电力用户准入基本条件：

（一）符合国家和山东省有关准入条件；

（二）拥有自备电厂的用户应按规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费；

（三）微电网用户应满足微电网接入系统的条件。

第 3.1.4 条 售电公司准入条件按照《售电企业准入与退出管理办法》（发改经体〔2016〕2120号）有关规定执行。

第 3.1.5 条 独立辅助服务提供者准入基本条件：经电力调度机构进行技术测试通过后，可参与交易。

第 3.1.6 条 参与电力市场的发电企业、售电公司、电力用户、独立辅助服务提供者应符合国家、山东省有关准入

条件，按照如下程序完成市场准入：

（一）符合准入条件的发电企业（机组），向山东能源监管办提出准入申请，按规定程序纳入发电企业准入目录；

（二）符合准入条件的电力用户，按规定流程完成注册，并经公示和审核无异议，向省能源局、山东能源监管办备案后完成准入；

（三）符合准入条件的售电公司，向电力交易机构提出准入注册申请，按照“一注册”、“一承诺”、“一公示”、“三备案”的流程完成准入注册；

（四）符合准入条件的独立辅助服务提供者等市场主体，按照规定程序完成准入。

第二节 市场注册

第 3.2.1 条 电力交易机构应建立《售电公司市场注册规范指引》、《山东电力市场发电企业注册规范指引》、《山东电力市场电力用户注册规范指引》等市场注册管理工作制度，经山东电力市场管理委员会审议通过，报省能源局和山东能源监管办备案后执行。

第 3.2.2 条 进入准入目录的发电企业，符合市场准入条件的售电公司、电力用户和独立辅助服务提供者，均需按照市场注册管理制度在电力交易机构进行市场注册。经电力交易机构完整性核验后，获得交易资格和交易权限。

电力交易机构按规定披露相关信息，包括但不限于已注册的发电企业、售电公司、电力用户等市场主体的名单、联系方式等。

第 3.2.3 条 发电企业注册：

（一）列入准入目录中的发电企业应向电力交易机构提交注册申请。

（二）发电企业在交易平台网站自主注册，申请注册账号，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：发电企业注册申请表及信息表、银行开户许可证、营业执照、法人代表身份证、授权委托书、发电业务许可证。电力交易机构收到发电企业提交的注册申请和注册信息、材料等，原则上在 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，发电企业应在 3 个工作日内对材料进行补充和完善。

（三）发电企业注册生效后，与电力交易机构签订《山东电力市场市场主体入市协议》和《山东电力市场电力交易平台使用协议》后，取得交易资格。

第 3.2.4 条 电力用户注册：

（一）符合准入条件的电力用户向电力交易机构提交注册申请。

(二) 电力用户在交易平台网站自主注册, 申请注册账号, 注册时需要提供的注册资料包括但不限于: 营业执照、银行开户许可证、法定代表人身份证、授权委托书。电力用户注册时在交易平台填报用电信息(包括用电户号、用电户名等信息), 电网企业根据准入条件进行审核, 对于符合准入条件的用户, 电网企业将相关用电信息推送至电力交易平台。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, 原则上在 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, 电力用户应在 3 个工作日内对材料进行补充和完善。

(三) 电力用户注册生效后, 与电力交易机构签订《山东电力市场市场主体入市协议》和《山东电力市场电力交易平台使用协议》后, 取得交易资格。

第 3.2.5 条 售电公司注册:

(一) 售电公司应按要求签署信用承诺书, 在交易平台填写注册信息、上传相关附件, 向电力交易机构提交准入注册申请, 并将书面申请材料及相关证明材料原件提交电力交易机构现场核验。

(二) 申请材料包括但不限于: 信用承诺书、售电公司注册申请表、企业基本情况说明、公司章程、法定代表人身份证明、营业执照、企业经营场所的房产证件或租赁协

议、银行开户许可证、资产证明、企业设备情况证明、企业及从业人员资质情况及证明等。拥有配电网运营权的售电公司除上述材料外还需提交：电力业务许可证(供电类)、配售电业务服务章程等。

(三) 电力交易机构受理准入注册申请后，在 5 个工作日内完成注册资料完整性核验。材料不全或不符合规范要求的，退回售电公司补充和完善；材料完整的，进行信息公示。

(四) 信息公示内容包括但不限于：售电公司的信用承诺书、基本情况、资产情况、专业人员信息、经营场所和设备信息以及供电类电力业务许可证（仅拥有配电网运营权的售电公司）等。

(五) 每月第一个工作日，电力交易机构对提交申请并通过核验的售电公司，在交易平台上公示 1 个月。逾期提交申请的售电公司转入下月公示。

(六) 公示期间有异议的，需以实名、书面形式提交电力交易机构。对于公示材料信息不准确等问题，经电力交易机构核验确认后，通知售电公司补充完善并继续公示。对于存在弄虚作假等问题的，电力交易机构在收到书面异议之日起 5 个工作日内进行调查并出具书面调查结论，如

确认不存在上述情况的，予以继续公示；如存在上述情况，公示期满不予以准入。

（七）经过两次公示仍存在同类异议的售电公司，由电力交易机构上报省能源局和山东能源监管办核实处理。

（八）公示期满无异议的售电公司，纳入山东省售电公司准入目录，准入及注册自动生效。

（九）售电公司注册生效后，与电力交易机构签订《山东电力市场市场主体入市协议》和《山东电力市场电力交易平台使用协议》后，取得交易资格。

第 3.2.6 条 市场主体注册信息发生变化时，应在变化之日起 5 个工作日内向电力交易机构申请注册信息变更。电力交易机构完成信息变更材料完整性核验后，注册信息变更生效。因市场主体未及时变更信息而产生的后果，由其自行承担相应责任。市场主体注册信息发生变化但未及时办理注册信息变更的，经电力交易机构核实后，上报山东能源监管办、省能源局，按有关规定处理。

第 3.2.7 条 发电企业信息变更应向电力交易机构提交变更申请。信息变更材料通过电力交易机构核验后变更自动生效。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；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。

第 3.2.8 条 电力用户市场交易基本信息变更应向电力交易机构提交信息变更申请，通过电力交易机构核验后变更自动生效。其中，涉及电力用户销户、更名过户、分户、并户、法人信息变更等用电信息变更申请，由电网企业推送至交易机构，系统核验完成后变更生效。参与市场化交易的电力用户新增的用电户号，自核验通过后的第 5 个工作日纳入次月市场化交易范围。

第 3.2.9 条 售电公司注册信息变更分为一般变更和重大变更。售电公司的名称、法定代表人、股东和股权结构等信息变更属于重大变更，其他信息变更属于一般变更。

（一）售电公司申请注册信息一般变更的，电力交易机构在 5 个工作日内完成信息变更材料核验，核验通过后变更自动生效。

（二）售电公司申请注册信息重大变更的，应再次履行承诺、公示等手续。售电公司应将信用承诺书、售电公司重大变更申请表及相关证明材料向电力交易机构提交。电力交易机构在收到售电公司变更申请之日起 5 个工作日内完成完整性核验，确认无误后予以公示。每月月初第二个工作日，电力交易机构对提交重大变更申请并核验通过的售电公司，在交易平台向社会公示 7 个工作日。售电公司信息变更导致

不再符合准入条件的，电力交易机构按有关规定注销其市场交易注册；售电公司信息变更仍符合准入条件，但导致交易电量限额等发生变化的，按变化后的交易限额执行。

售电公司重大变更相关证明材料规范要求如下：

1. 企业名称变更的，须提交工商核准变更通知书、变更后营业执照、公司章程、银行开户信息。

2. 法定代表人变更的，须提交变更后营业执照，法定代表人身份证明。

3. 股东情况、股权结构变更的，须提交变更后的股东身份信息、股权转让协议、公司章程及工商部门备案登记材料等相关文件。

第三节 市场主体停牌

第 3.3.1 条 因违反交易规则及市场管理规定等情形，需限时整改的市场主体，整改期间对该市场主体的交易资格和交易权限进行全部或部分暂停，简称停牌。暂停期间，该市场主体已签订尚未履行完毕的合同及所有市场义务仍需继续履行，尚未完成交割的交易成交电量仍按规则结算。存在下列情形的，电力交易机构按照要求暂停其交易资格：

（一）因违反交易规则，山东能源监管办、省能源局要求限时整改的；

（二）因违反市场管理规定，经电力交易机构核实，并出具书面通知且拒不改正的；

（三）限期整改期间未达到整改要求的。

第 3.3.2 条 市场主体停牌当日未开展交易，当日停止其交易权限；停牌当日已开展交易，自停牌之日起次日停止其交易权限。

第 3.3.3 条 市场主体按要求完成整改，经山东能源监管办、省能源局认可并出具正式通知或电力交易机构核实后，对该市场主体复牌。市场主体自复牌之日起恢复其交易资格和交易权限。

第四节 市场退出

第 3.4.1 条 售电公司因运营不善、资产重组或者破产倒闭导致无法履约等特殊原因退出市场的，应提前 30 个工作日向电力交易机构提交退出申请，同时抄送电网企业，以及发电企业、电力用户等利益相关方。

电力交易机构收到申请后，5 个工作日内完成对退出申请的核验，通过核验的，通过技术支持系统向社会公示 10 个工作日。公示期满无异议的，办理退出市场手续。电力交易机构从售电公司准入目录中将其剔除，按月将售电

公司退出情况生成备案信息，向省能源局、山东能源监管办备案，并抄送电网企业。

售电公司申请退出之前，有未完成零售合同的，应承担违约责任，缴清市场化费用及欠费，处理完毕尚未完成交割的交易成交量。拥有配电网运营权的售电公司申请自愿退出时，还应提供妥善处置配电资产的证明或者由保底售电公司接收并提供保底供电服务的相关文件。若无其他公司承担该地区配电业务，由电网企业接收并提供保底供电服务。

售电公司申请退出需要提交的材料包括：退出申请表、已签订的交易合同履行或处理完毕的相关证明材料、妥善处置配电资产的证明或者由保底售电公司接收并提供保底供电服务的相关文件（仅限拥有配电网运营权的售电公司）。

第 3.4.2 条 电力用户参加电力市场交易后，原则上不得退出，不再执行政府规定的销售电价。已参加市场交易的电力用户又退出的，在再次通过售电公司购电或直接参与电力市场交易前，由为其提供输配电服务的电网企业承担保底供电责任，用电价格按照政府核定的保底电价执行。保底电价由省发展改革委制定并公布执行。保底电价出台前，市场用户申请退出交易的，用电价格暂执行政府规定

的销售电价。

批发用户申请退出之前，应缴清市场化结算费用，处理完毕尚未完成交割的交易成交电量。零售用户退出之前，应解除零售合同关系，并缴清市场化结算费用。

电力交易机构受理退出申请后，5个工作日内完成对退出申请的核验，核验通过后退出生效。电力交易机构按月将电力用户退出情况生成备案信息，向省能源局、山东能源监管办备案，并抄送电网企业。

第 3.4.3 条 市场主体因情况变化不再符合准入条件，或因其他法律法规有关规定需要退出电力市场的，按有关规定强制其退出市场。电力交易机构将其从市场主体目录中删除，同时注销其市场交易注册，按月向省能源局和山东能源监管办备案。

市场主体违反国家有关法律法规，严重违反市场规则、滥用市场力、恶意扰乱市场秩序、隐瞒情况或提供虚假注册材料进入电力市场、发生重大违约行为且拒不整改的，省能源局、山东能源监管办可以宣告强制退出市场交易。对强制退出市场交易的市场主体，依法纳入失信联合惩戒名单。电力交易机构 3 年内不再受理该市场主体注册申请，其法定代表人 3 年内不得担任售电公司的法定代表人、董事、监事、高级管理人员。

被强制退出市场的市场主体，应缴清市场化费用及欠费，按国家规定妥善处理零售合同并支付电力市场结算差错追补费用。

售电公司被强制退出市场的：

（一）强制退出公示期间，售电公司可转让尚未完成交割的交易成交量，受让方须继续履行。

（二）强制退出后，未转让成功的，交易成交量由电力交易机构处置，产生的损益，由退出的售电公司承担。同时，售电公司根据零售合同中的违约条款履行相应责任。

第 3.4.4 条 售电公司、电力用户退出当月仍根据原交易合同结算。售电公司退出的，其签约的电力用户可选择保底售电公司，后续交易过程中电力用户可选择与其他售电公司签订零售合同，合同关系自建立之日起次月生效。

第 3.4.5 条 申请退出和强制退出电力市场的市场主体，由电力交易机构在交易平台注销其交易账号及交易资格，但保留其历史信息。

第 3.4.6 条 电力交易机构按月汇总发电企业、电力用户、售电公司注册、变更、停牌和注销情况，通过电力交易平台公示，公示无异议后向省能源局和山东能源监管办备案。

第四章 现货市场交易基本原则

第 4.1 条 现货市场包括日前市场、日内机组组合调整和实时市场，采用全电量申报、集中优化出清的方式开展，通过集中优化计算，得到机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时现货市场价格。日前市场首先采用调度机构预测的非市场用户负荷曲线，叠加市场用户申报负荷，进行日前市场出清，出清结果用于现货市场交易结算，然后采用调度机构预测的全网用电负荷进行可靠性机组组合校验，结果用于发电机组组合和发电出力实际执行。

第 4.2 条 跨省区中长期优先发电合同和中长期市场化交易合同双方，提前约定交易曲线作为结算依据。经过安全校核的日前跨省区送电曲线作为山东电力现货市场的边界条件，偏差部分按照山东现货市场规则进行结算。

以国家计划为基础的跨省区送电计划放开前，由山东电网公司或政府授权的其他企业代表与发电方、输电方签订三方中长期合同，约定典型送电曲线及输电容量使用条件。

第 4.3 条 现货市场与辅助服务市场协调运行，提供调频辅助服务的发电机组预留调频容量后，剩余可调出力空间根据日前报价参与日前市场和实时市场出清，出清的各时段发电出力作为调频出力基值。若提供调频辅助服务的发电机

组为合同期内的涉外机组，按照运行日全网发电机组的预测平均负荷率设置各时段发电出力作为调频出力基值，其电价按照政府定价结算。

第 4.4 条 特殊机组参与现货市场的方式。

(一) 供热机组

民生供热机组按照“保量保价”的基本原则参与现货市场出清，工业供热机组按照“保量不保价”的基本原则参与现货市场出清。

电力交易机构按照政府下达的供热机组（包括民生供热和工业供热）年度供热调节性优先发电计划，分解并下达至发电企业，作为结算依据。

各发电集团和独立直调公用电厂在供暖期前向调度机构报送各直调公用电厂供暖期供热（含民生和工业供热）机组最小方式，非供暖期向调度机构报送直调公用电厂工业供热机组最小方式。

供热电厂在日前申报运行日供热机组方式，包括供热机组名称、编号及全厂运行日 24 小时总供热量预测曲线（单位为 GJ/小时），参与现货市场。调度机构根据电网运行实际和供热电厂申报的总供热量对电厂申报的供热机组方式进行校核，日前和实时市场在出清时仅保障供热机组

最低技术出力，最低技术出力以上部分按照报价参与市场出清。

(二) 核电机组

核电机组在竞价日申报运行日现货日前市场报价（申报信息与常规机组相同），在满足系统安全和核安全的基础上，参与现货市场出清及市场定价，并按优先发电次序享有同等条件下优先出清权。政府下达的核电机组保障利用小时数作为核电机组结算依据。

核电机组运行应满足核电机组低功率运行深度、调节速率、准备时间等安全条件要求，在机组燃料循环首次满功率后 5%和寿期末 15%时间段，满功率运行。核电机组启停需要提前 6 个工作日 12:00 时前向调度机构提报启停计划，调度机构提前 3 个工作日 15:00 时前予以批复。核电机组发电运行曲线 16:00 前确定，日内机组组合和实时市场不做调整。

(三) 直调自备电厂

并网直调自备电厂在取得准入资格后，参与现货市场。

(四) 抽水蓄能电站

执行单一电量电价政策的抽水蓄能机组参与现货市场，其它经营方式的抽水蓄能机组不参与现货市场。

(五) 新能源电站

在政府下达新能源保障利用小时数前，新能源电站预测出力的 10%参与现货市场，自愿参与中长期市场。新能源电站在竞价日申报运行日的短期预测出力曲线和价格，在运行日申报超短期预测出力曲线，新能源电站申报的运行日短期预测出力和超短期预测出力的 10%参与现货市场出清及市场定价，并按优先发电次序享有同等条件下优先出清权，新能源日前市场出清曲线按照日前市场价格结算，实际发电曲线的 10%与日前市场出清曲线偏差部分按照实时市场价格结算。新能源电站申报的运行日短期预测出力曲线和超短期预测出力曲线按照 8.1.7 “新能源电站预测偏差考核机制” 考核预测准确率。

在新能源消纳未受限时，新能源电站可以超出实时市场出清曲线运行，但超出部分按实时市场出清电价的 50% 结算。

（六）涉外机组

涉外机组在合同期内按合同约定和系统运行实际需要发电，不参与现货市场。

第 4.5 条 现货市场以日、日内和实时（15 分钟）为周期开展，辅助服务市场以日为周期开展。若用户侧不支持 15 分钟周期的数据采集，对小时级数据按照申报曲线以斜直线方式进行插值获取 15 分钟周期数据。

第 4.6 条 电力现货市场采用全电量竞价模式,基于节点边际电价出清确定发用两侧现货市场价格。

第 4.7 条 电网实时运行中,当系统发生事故或紧急情况时,调度机构应按照安全第一的原则处理。处置结束后,受影响的发电机组以当前的出力点为基准,恢复参与实时市场出清计算,调度机构对事件经过、计划调整情况进行记录,并向市场主体进行发布。

第 4.8 条 市场运营机构和电网企业不从市场盈利或承担亏损,由计划与市场并行产生的不平衡资金按电量分为市场化用户承担部分和非市场化用户承担部分。其中市场化用户承担部分由相应用户承担,非市场化用户承担部分暂由发电主体根据优先发电计划(含外电、火电、核电、大型水电、新能源)比例分摊。不平衡资金以清算时间为周期在相关市场主体间分摊或返还。

第五章 日前市场交易组织

第一节 组织方式及交易时间

第 5.1.1 条 现阶段,采取“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”的模式组织省内日前市场交易。

省内日前市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。参与市场的发电机组在日前市场中申报运行日的报价信息,售电公司和批发用户在日前市场中申报运行日的

用电需求曲线，不申报价格。电力调度机构首先预测非市场用户负荷曲线，叠加市场用户申报负荷需求曲线，综合考虑省间联络线计划曲线、特殊机组出力曲线、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以发电成本最小为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时节点电价，用于市场交易结算。售电公司和批发用户所申报的用电需求曲线即为其日前市场的中标曲线。之后，电力调度机构预测全网系统负荷和母线负荷，采用相同的安全约束机组组合（SCUC）模型、安全约束经济调度（SCED）模型，进行可靠性机组组合校验，结果用于发电机组组合和发电出力实际执行。

第 5.1.2 条 运行日（D）为执行日前市场交易计划的自然日，每 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。竞价日为运行日前一日（D-1），竞价日内，发电企业、售电公司和批发用户进行申报，并通过日前市场出清形成运行日的交易结果。

第二节 机组参数

第 5.2.1 条 发电机组的运行参数作为现货市场交易

出清的默认参数。所有并网发电机组需向电力调度机构提供机组的运行参数，经电力调度机构审核批准后生效。

（一）发电机组额定有功功率，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致；

（二）发电机组最低技术出力，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致；

（三）发电机组有功功率调节速率，单位为 MW/分钟，应与并网调度协议保持一致；

（四）发电机组日内允许的最大启停次数，单位为次/每天；

（五）发电机组厂用电率，单位为百分数；

（六）发电机组冷态启动通知时间，即机组处于冷态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时；

（七）发电机组温态启动通知时间，即机组处于温态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时；

（八）发电机组热态启动通知时间，即机组处于热态情况下开机需要提前通知的时间，单位为小时；

（九）典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最低技术出力期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

（十）典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最低技术出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

(十一) 供热机组最大供热量 (单位为 GJ/小时) ;

(十二) 电力调度机构所需的其他参数。

第 5.2.2 条 机组申报参数指发电机组在现货市场交易前申报的量价参数, 包括现货日前市场报价、启动费用、空载费用、最小连续运行时间、最小连续停机时间等。

(一) 现货日前市场报价: 申报价格表示机组运行在不同出力点的微增电量价格, 即在出力点每增加一个单位出力的报价。可最多申报 10 个出力点及对应价格, 每个点需申报出力 (MW) 和该出力对应报价 (元/MWh), 报价点之间的微增电量价格由相邻两点的连线决定, 机组的发电成本为第一点到最后一个出力点的报价曲线的积分。第一个点的出力不得高于机组的最低技术出力, 最后一个出力点为机组的额定有功功率。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每连续两个出力点间的长度不能低于机组额定有功功率与最低技术出力之差的 5%。每个申报出力点的对应报价均不可超过申报价格的上限、下限限制。详细的申报信息表单见附件 2。

实际出清计算中, 根据精度要求和计算效率将每两个报价点做阶梯化分解处理, 两个连续报价点之间的分段个数最大为 50。

(二) 启动费用: 包括热态启动费用、温态启动费用、

冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/次，三者之间的大小关系为：冷态启动费用 > 温态启动费用 > 热态启动费用。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。机组申报的启动费用不得超出核定的启动费用上限。

（三）空载费用：空载费用是指发电机维持同步转速、输出电功率为零需要消耗的燃料费用，单位为元/小时。机组申报的空载费用不得超出核定的空载费用上限。

（四）最小连续运行时间：表示机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，单位为小时。

（五）最小连续停机时间：表示机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，单位为小时。

第 5.2.3 条 机组申报的最小连续运行时间、最小连续停机时间不得超出电力调度机构设定的上限值。当电网电力平衡或安全稳定约束无法满足运行要求时，电力调度机构可根据电网实际情况统一调整机组的最小连续运行时间、最小连续停机时间，并通过电力交易平台向市场成员发布相关参数调整情况和调整原因。对核电机组最小连续运行时间、最小连续停机时间调整不突破核电机组的核安全运行要求。

第 5.2.4 条 机组缺省申报参数指参与现货市场交易

的发电机组需在市场注册时提供的默认量价参数，若发电机组未按时在现货市场中进行申报，则采用默认量价参数进行出清；若发电机组未提供默认量价参数，则采用发电机组最近一次的有效报价参数进行出清。发电机组的缺省申报参数每个工作日 12:00 前允许更改一次，由发电企业向市场运营机构提出申请，通过规定程序进行更改，次日生效。

机组缺省申报参数包括日前市场缺省报价、启动费用缺省报价、空载费用缺省报价，申报要求与 5.2.2 条一致。

第 5.2.5 条 核定参数是指参与现货市场交易的发电机组的启动费用上限、空载费用上限以及核定成本价格，作为现货市场出清以及结算依据。相关的核定参数计算标准由市场管理委员会提出建议，经山东能源监管办、省能源局同意后执行。

发电机组核定成本价格指基于发电机组的发电成本核定的成本价格，单位为元/MWh。

第三节 日前机组运行边界条件准备

第 5.3.1 条 电力调度机构应根据机组检修批复情况，在竞价日上午 9:00 前通过山东电力交易平台发布运行日其调管范围内机组的 96 点状态，各发电企业应在 9:30 前在山东电力交易平台进行确认，逾时未确认则默认采用电

力调度机构发布的状态。

机组状态包括可用、调试、不可用三类。处于可用状态或因电网要求处于调试状态的机组，相应的时段内按照交易规则参与日前市场出清；处于不可用状态的机组，不参与日前市场出清。

（一）可用状态。包括运行机组、备用机组。对于电厂确认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）机组调试状态。包括处于检修工期中的调试、机组试验（调试），运行日存在调试时段的机组运行日全天均视为调试状态。

（三）机组不可用状态。包括机组检修及其他不可用情况。

第 5.3.2 条 按照电力调度机构的机组检修批复结果，批复的开工时间与结束时间之间的时段计为不可用状态。若机组处于包含在检修工期中的调试阶段，则电厂可将该机组置为调试状态。

第 5.3.3 条 若机组预计将于运行日某时段提前结束检修，则电厂可将运行日预计检修结束时间之后的机组状态置为可用状态。

第 5.3.4 条 竞价日上午 9:00 前，电力调度机构应根

据机组的额定有功功率、检修、试验和降出力批复等情况，发布运行日其调管范围内机组的 96 点机组出力约束。正常情况下，机组的出力上限为该机组的额定有功功率，出力下限不高于该机组的最低技术出力。

第 5.3.5 条 若发电机组在竞价日处于停机状态且预计运行日具备并网条件，竞价日上午 9:30 前，该机组需通过山东电力交易平台申报运行日最早可并网时间。若备用机组未及时申报，对于火电机组依据机组停运时间按照冷态启动 20 小时、温态启动 12 小时、热态启动 6 小时出清机组并网时间，对于核电机组依据其特性参数出清并网时间。

第 5.3.6 条 发电机组调试及试验计划：

（一）新建机组调试

新建机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，完成满负荷试运行后正常参与日前市场，按照本规则申报并参与出清。完成满负荷试运行后至运行日当天零点前，原则上按照最低技术出力安排运行。

（二）在运机组试验（调试）

竞价日前一天（D-2）12:00 前，经电力调度机构审核同意于运行日进行试验（调试）的在运机组，应通过电力调度机构的调度运行技术支持系统向电力调度机构报送运

行日调试时段内每 15 分钟的机组调试出力计划,由电力调度机构审核同意后生效。

(三) 检修后试验机组 (调试)

检修后需要试验的机组,竞价日前一天 (D-2) 12:00 前,应通过电力调度机构的调度运行技术支持系统向电力调度机构报送运行日调试时段内每 15 分钟的机组试验调试计划,由电力调度机构审核同意后生效。

处于调试状态的发电机组运行日全天各时段均固定出力,调试时段的出力为经电力调度机构审核同意的出力,在确保电网安全供应的基础上,在现货市场中优先出清。非调试时段,原则上按最低技术出力安排。

第四节 日前电网运行边界条件准备

第 5.4.1 条 日前市场出清计算的电网拓扑包括山东电力调度控制中心调管的以 220 千伏及以上电压等级接入电网的发、输、变电设备,以及准入参与电力现货市场交易的山东省内部分以 110 千伏电压等级接入电网的发电机组等。未在 220 千伏及以上电压等级接入的集中式新能源电站采用等值接入的方式处理。

第 5.4.2 条 日负荷预测包括全网系统负荷预测、母线负荷预测。

(一) 系统负荷预测

全网系统负荷预测是指预测运行日零时开始的每 15 分钟的全网用电负荷需求，每天共计 96 个点。山东电力调度控制中心负责开展运行日的非市场用户用电负荷预测和全网系统负荷预测，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、各地区电网企业负荷预测、节假日或社会重大事件影响、需求侧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运行日零时开始的每 15 分钟的 220 千伏母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。电网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、地方发电出力预测、需求侧响应及有序用电等因素，预测运行日辖区范围内的母线负荷。电力调度机构根据各电网企业报送的母线负荷预测开展运行日的非市场用户母线负荷预测。如电网企业提交的母线负荷预测之和与全网系统负荷预测存在偏差，则由调度运行技术支持系统以各节点的负荷预测值为基础按比例分摊偏差。

第 5.4.3 条 电力调度机构根据国调中心和华北分中心发布的运行日省间联络线计划，在调度运行技术支持系统中对运行日省间联络线计划进行维护。

第 5.4.4 条 电力调度机构根据调度管理规定和系统

运行需要，制定山东电网运行正负荷备用、负负荷备用和事故备用要求。原则上，电网运行正负荷备用容量应不小于山东电网最大发电负荷的 5%与上年度同期日最大负荷预测误差平均值之和，电网运行负负荷备用容量应不小于山东电网最小发电负荷的 3%，事故备用容量按不小于电网中一台最大运行机组与直流单极最大受电的较大值安排。日前市场出清结果需同时满足运行日的电网运行正负荷备用、负负荷备用和事故备用要求，正常时期还需同时满足 D+1、D+2 日的正负荷备用要求，特殊时期电力调度机构可根据系统安全供应需要，调整备用约束限值。

第 5.4.5 条 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 5.4.6 条 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 5.4.7 条 电力调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，提出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。

电网安全约束边界条件包括但不限于支路(包括线路、变压器)极限功率、断面极限功率、发电机组必开必停约

束、发电机组（群）出力上下限约束等。

（一）支路极限功率和断面极限功率

出现以下情况时，电力调度机构可设置支路极限功率、断面极限功率：

1. 因系统安全约束，需要将支路、断面潮流等控制在指定值以内；

2. 因保供电或防范极端自然灾害，需要提高安全裕度将支路、断面潮流等控制在指定值以内；

3. 其他保障电网安全可靠供应需要将支路、断面潮流等控制在指定值以内。

（二）发电机组必开约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必开机组：

1. 因系统安全约束，需要提前开出的燃煤机组，以及必须维持运行状态的机组；

2. 因保供电或防范极端自然灾害，需要提高安全裕度而增开或维持开机状态的机组；

3. 根据电网安全运行要求需要在运行日某些时段固定出力的机组；

4. 其他保障电网安全可靠供应需要开机运行的机组。

对于因电网安全运行需要设置的必开机组，在没有可选择或替代情况下，由电力调度机构明确必开机组名称及

编号；在可选择或替代情况下，通过在出清计算模型中增加必开机组群约束条件选择发电成本最小的机组作为必开机组。

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

（三）发电机组必停约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必停机组，必停机组视为不可用状态：

1. 因系统安全约束需要停机的机组；
2. 已纳入政府当年关停计划的机组；
3. 山东能源监管办、省能源局下达的停机机组。

电力调度机构在竞价日事前信息发布截止时间前，通知其调管范围内的必停机组，明确相应的必停时段。

（四）发电机组（群）出力上下限约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置发电机组（群）出力上下限约束：

1. 因系统安全约束，需要限制出力上下限的发电机组（群）；
2. 因保供电或防范极端自然灾害，需要提高安全裕度

将出力控制在上下限值以内的发电机组（群）；

3. 根据电网安全运行要求需要在运行日某些时段限制出力上下限的发电机组（群）；

4. 其他保障电网安全可靠供应需要限制出力上下限的发电机组（群）。

（五）自备电厂

原则上，自备电厂自发自用，其自发自用部分的机组出力作为现货市场的边界条件。

（六）新能源电站

新能源消纳未受限时，新能源电站申报的运行日短期预测出力和超短期预测出力的 90%作为现货市场的边界条件。

（七）地方电厂

地方电厂发电出力作为现货市场的边界条件。

第五节 事前信息发布和交易申报

第 5.5.1 条 竞价日 10:00 前，市场运营机构通过山东电力交易平台和调度运行技术支持系统，按照信息披露要求向相关市场成员发布运行日的边界条件信息。主要信息包括：

全网系统负荷预测曲线，省间联络线高峰、低谷电力预测，发电机组检修总容量，正备用要求、负备用要求，

输变电设备检修计划，电网关键断面约束情况，必开必停机组，市场限价等交易参数。

第 5.5.2 条 现货市场为每日均运行的市场，各市场主体需每日向市场运营机构提交申报信息，迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。

第 5.5.3 条 竞价日 12:00 前，所有发电机组必须通过山东电力交易平台进行日前市场交易申报。若该机组未按时申报，则按照缺省报价信息参与市场出清。

发电机组申报交易信息包括日前市场报价、启动费用、空载费用、最小连续运行时间、最小连续停机时间等，详细的申报信息见第 5.2.2 条。

第 5.5.4 条 特殊机组申报信息：

（一）供热机组

各发电集团和独立直调公用电厂以正式文件形式在每年供暖期 10 个工作日前向调度机构报送各直调公用电厂供暖期供热机组最小方式（含民生和工业供热），在每年 3 月 1 日前向调度机构报送各直调公用电厂当年工业供热机组最小方式。

竞价日 12:00 前，供热电厂申报运行日用于供热的机组名称以及编号，同时进行供热机组日前市场交易申报（申报信息与常规机组相同）。此外，还应申报运行日的供热计

划，具体内容包括：

1. 运行日该电厂 24 小时总供热量预测曲线，单位为 GJ/小时；

2. 运行日该电厂高背压供热机组的 24 小时（96 点）供热电力负荷上下限曲线。

（二）核电机组申报

竞价日 12:00 前，核电机组应通过山东电力交易平台进行日前市场交易申报（申报信息与常规机组相同）。

（三）直调自备电厂申报

直调自备电厂在优先满足自备生产所需负荷的条件下，若有上网余量，可在竞价日 12:00 前，通过山东电力交易平台申报运行日 96 点全厂用电计划曲线、上网电力上限和上网报价（上网报价申报信息与常规机组相同），参与日前现货市场出清。自备电厂自发自用部分的发电出力作为现货市场的边界条件。

（四）新能源电站申报

竞价日 8:00 前，新能源电站（包括集中式风电场和光伏电站）结合自身预测出力情况，通过调度运行技术支持系统申报运行日的 96 点预测出力曲线，参与日前现货市场出清。竞价日 12:00 前，新能源电站通过山东电力市场交易平台申报日前市场报价，参与日前现货市场出清。竞价

日 14:00 前，新能源电站可结合最新的预测出力情况，通过调度运行技术支持系统修正申报运行日的 96 点预测出力曲线，参与日前现货市场出清。

（五）涉外机组申报

涉外机组在合同期内按合同约定发电，不参与日前现货市场出清，不需申报运行日报价曲线。

第 5.5.5 条 竞价日 12:00 前，售电公司和批发用户在山东电力交易平台中申报下述信息：

（一）售电公司在山东电力交易平台中申报其代理用户运行日的用电需求曲线，即运行日每小时内的平均用电负荷（该小时内的用电量减去该时段省外交易电量）；

（二）批发用户在山东电力交易平台中申报其运行日的用电需求曲线，即运行日每小时内的平均用电负荷（该小时内的用电量减去该时段省外交易电量）。

售电公司和批发用户申报的用电需求曲线作为日前市场出清和结算依据。售电公司和批发用户申报的日前需求曲线与实际用电曲线出现较大偏差时，按照市场偏差处理机制处理。

第 5.5.6 条 市场主体的申报信息、数据应满足规定要求，由山东电力交易平台和调度运行技术支持系统根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过将不允许提交，直

至符合申报要求。市场主体提交申报信息后，由市场运营机构对申报信息进行审核及处理。若发电机组逾时未申报报价信息，以缺省信息参与市场出清。

第六节 日前市场出清

第 5.6.1 条 原则上，竞价日 18:30 前，电力调度机构基于市场成员申报信息以及运行日的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到日前市场交易结果。首先采用调度机构预测的非市场用户负荷曲线，叠加市场用户申报负荷，进行日前市场出清，出清结果用于市场交易结算，然后采用调度机构预测的全网系统负荷进行可靠性机组组合校验，结果用于发电机组组合和发电出力实际执行。日前市场和可靠性机组组合校验采用相同的安全约束机组组合（SCUC）模型、安全约束经济调度（SCED）模型和节点电价（LMP）计算模型。

第 5.6.2 条 日前市场的出清计算过程如下：

（一）采用安全约束机组组合（SCUC）程序计算运行日的 96 点机组开机组合。

（二）采用安全约束经济调度（SCED）程序计算运行日的 96 点机组出力曲线以及分时节点电价。

（三）采用安全约束机组组合（SCUC）程序进行可靠性

机组组合校验。

(四) 在可靠性机组组合校验开机组合基础上, 计算调频辅助服务市场的出清结果, 确定参与调频的发电机组。

(五) 采用安全约束经济调度 (SCED) 程序计算运行日机组执行的 96 点出力曲线 (含调频机组的出力基值)。

(六) 对运行日的机组开机组合、机组出力曲线进行安全校核, 若不满足安全约束, 则在计算模型中添加相应的约束条件, 重新进行上述第一步至第六步的计算过程, 直至满足安全约束, 得到日前市场的出清结果。

第 5.6.3 条 日前安全约束机组组合 (SCUC) 模型。

日前市场出清 SCUC 的目标函数如下所示:

$$\begin{aligned} \min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^K] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M[SL_l^+ + SL_l^-] \\ + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M[SL_s^+ + SL_s^-] \end{aligned}$$

其中:

N 表示机组的总台数;

T 表示所考虑的总时段数, 每天考虑 96 时段;

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力;

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^K$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、

启动费用及空载费用，其中机组运行费用是与机组申报的各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数；

M 为网络潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为支路 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。

机组出力表达式：

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

$$P_{i,m}^{\min_{i,t,m}} \leq P_{i,m} \leq P_{i,m}^{\max}$$

其中， NM 为机组报价总段数， $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力， $P_{i,m}^{\max}$ 、 $P_{i,m}^{\min}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式：

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

其中， NM 为机组报价总段数， $C_{i,t,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

机组启动费用表达式：

$$C_{i,t}^U = \eta_{i,t} C_i^U$$

其中， C_i^U 为机组 i 申报的单次启动费用。 $\eta_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 是否切换到启动状态， $\eta_{i,t}$ 满足如下条件：

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

$\alpha_{i,t}$ 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。

机组空载费用表达式：

$$C_{i,t}^K = \alpha_{i,t} C_i^K$$

其中， C_i^K 为机组 i 申报的空载费用；

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：

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

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

（二）系统正备用容量约束

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

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

$$\sum_{i=1}^{N\Sigma} \alpha_{i,t} P_{i,t}^{max_{tt}^U}$$

其中， $P_{i,t}^{max}$ 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。

（三）系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^{N\Sigma} \alpha_{i,t} P_{i,t}^{min_{tt}^D}$$

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）系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力总和与下调能力总和需满足实际运行的上调、下调旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^{N\Sigma_t^U} \min \{ \Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{max_{i,t}} \}$$

$$\sum_{i=1}^{N \sum_t^D} \min \{ \Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min} \}$$

其中， ΔP_i^U 为机组*i*最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组*i*最大下爬坡速率； $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组*i*在时段*t*的最大、最小出力； ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别为时段*t*上调、下调旋转备用要求。

(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：

$$\alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max}$$

(六) 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：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t})$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D \alpha_{i,t} - P_{i,t}^{\min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{\max} (1 - \alpha_{i,t-1})$$

其中， ΔP_i^U 为机组*i*最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组*i*最大下爬坡速率。

(七) 机组最小连续开停时间约束

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

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

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

其中， $\alpha_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的启停状态； T_U 、 T_D 为机组的最小连续运行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 $\alpha_{i,t}(i = 1 \sim N, t = 1 \sim N)$ 来表示：

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

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

(八) 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 $\gamma_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 是否切换到停机状态， $\gamma_{i,t}$ 满足如下条件：

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

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下：

$$\sum_{t=1}^T \eta_{i,t} \leq \eta_i^{max}$$

$$\sum_{t=1}^T \gamma_{i,t} \leq \gamma_i^{max}$$

(九) 支路潮流约束

支路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{min} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} P_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{max}$$

其中， P_l^{min} 、 P_l^{max} 分别为支路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为支路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(十) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

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

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 的发电机输出功率转移分布因

子； G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

（十一）新能源电站出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^f (i \in E)$$

其中， E 为新能源场站集合， $P_{i,t}^f$ 为新能源场站 i 在时段 t 的预测出力。即新能源电站日前市场出力应小于新能源电站出力预测值。

（十二）求解方法

机组组合模型采用混合整数规划建模求解（采用商用求解器 CPLEX 或 GORUBI，求解器的间隔容差（Gap）参数默认值不高于 0.001）。

第 5.6.4 条 日前安全约束经济调度（SCED）模型。日前市场出清 SCED 的目标函数如下所示：

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M[SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M[SL_s^+ + SL_s^-]$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，每天考虑 96 时段，则 T

为 96;

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力;

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的运行费用, 是与机组申报的各段出力区间和对应电量价格有关的多段线性函数;

M 为网络潮流约束松弛罚因子;

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

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

机组出力表达式:

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

$$P_{i,m}^{\min} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{\max}$$

其中, NM 为机组报价总段数, $P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力, $P_{i,m}^{\max}$ 、 $P_{i,m}^{\min}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式:

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

其中, NM 为机组报价总段数, $C_{i,t,m}$ 为机组 i 申报的第 m 个出力区间对应的能量价格。

日前市场出清 SCED 的约束条件包括:

(一) 系统负荷平衡约束

对于每个时段 t , 负荷平衡约束可以描述为:

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

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

(二) 系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力总和与下调能力总和需满足实际运行的上调、下调旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min\{\Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t}\} \geq \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min\{\Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min}\} \geq \Delta SR_t^D$$

其中, ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率, ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率; $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别是机组 i 在时段 t 的最大、最小出力; ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别为时段 t 上调、下调旋转备用要求。

(三) 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。

（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：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D$$

其中， ΔP_i^U 为机组 i 最大上爬坡速率， ΔP_i^D 为机组 i 最大下爬坡速率。

（五）支路潮流约束

支路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} P_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中， P_l^{\min} 、 P_l^{\max} 分别为支路 l 的潮流传输极限； G_{l-i} 为机组 i 所在节点对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-j} 为联络线 j 所在节点对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子； K 为系统的节点数量； G_{l-k} 为节点 k 对支路

l 的发电机输出功率转移分布因子; $D_{k,t}$ 为节点 k 在时段 t 的母线负荷值。 SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为支路 l 的正、反向潮流松弛变量。

(六) 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:

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

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 的发电机输出功率转移分布因子; G_{s-j} 为联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子; G_{s-k} 为节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。 SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

(七) 新能源机组出力约束

$$0 \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^f (i \in E)$$

其中, E 为新能源场站集合, $P_{i,t}^f$ 为新能源场站 i 在时段 t 的预测出力。即新能源电站日前市场出力应小于新能源电站出力预测值。

第 5.6.5 条 日前市场采用节点电价定价机制。日前市

场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟节点电价的算术平均值计为该节点每小时的平均节点电价。

第 5.6.6 条 节点电价 (LMP) 计算模型如下:

日前市场 SCED 计算完毕后，对于不可定价机组，在 SCED 模型中对其机组出力上下限约束替换为以下固定出力约束:

$$P_{i,t} = P_{i,t}^{SCED}$$

其中， $P_{i,t}^{SCED}$ 为日前市场 SCED 计算结果中，机组 i 在时段 t 的中标出力。

将不可定价机组在相应时段的出力固定之后，重新计算日前市场中的 SCED 模型，得到各时段系统负荷平衡约束、支路和断面潮流约束的拉格朗日乘子，则节点 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 : 时段 t 系统负荷平衡约束的拉格朗日乘子;

$\tau_{l,t}^{\max}$: 支路 l 最大正向潮流约束的拉格朗日乘子，当支路潮流越限时，该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚

因子;

$\tau_{l,t}^{min}$: 支路 l 最大反向潮流约束的拉格朗日乘子, 当支路潮流越限时, 该拉格朗日乘子为网络潮流约束松弛罚因子;

$\tau_{s,t}^{max}$: 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;

$\tau_{s,t}^{min}$: 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} : 节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。

(注: 所有拉格朗日乘子均大于等于 0)

第七节 特殊机组在日前市场中的出清机制

第 5.7.1 条 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最低技术出力。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；若必开机组的必开最小出力之上的发电能力中标，该时段内该台必开机组可参与市场定价。

运行日内，若必开机组当天的总发电收益低于核定的总发电成本，按照核定的总发电成本对必开机组进行补偿。

第 5.7.2 条 调试（试验）机组：

（一）调试阶段的新建机组

调试阶段的新建机组按照调试需求安排发电，作为市场出清的边界条件。在完成满负荷试运行之前，不参与现货市场，按照 80%发电机组基准电价作为该机组的结算价格。

在新建机组完成满负荷试运行后，原则上按照最低技术出力安排运行，直至机组参与日前市场出清的运行日当天零点；运行日起，发电机组按照现货市场的交易规则参与出清。在完成满负荷试运行到运行日零点之间，该台机组作为固定出力机组，不参与市场定价，作为价格接受者。

（二）调试（试验）的在运机组

申报了运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在调试（试验）时段内的机组状态为开机，不参与优化。

调试（试验）机组在调试时段内，在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等基本需要的前提下，调试

时段内该台发电机组的发电出力为其申报的调试（试验）出力曲线，非调试时段内原则上该台机组的发电出力为最低技术出力，不参与市场优化。若机组的调试（试验）计划不满足电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等要求，电力调度机构可根据需要对机组的发电出力曲线进行调整。在运行日全天的交易时段内，调试（试验）机组均不参与市场定价，作为市场价格接受者。

（三）检修后调试（试验）机组

经调度机构审核同意的检修后调试（试验）机组，按照调试（试验）计划设置开机状态，不参与优化。调试（试验）时段内的发电出力处理机制与调试（试验）的在运机组相同，作为市场结算的执行依据。

检修后调试（试验）机组在开机后 48 小时内必须报竣工，竣工后机组按照市场规则参与日前市场出清。

第 5.7.3 条 发电机组开机运行后，在其最小连续运行时间内，原则上安排其连续开机运行，按照其日前市场报价参与市场出清，确定其发电出力。

某交易时段中，若最小连续运行时间内机组仅中标最低技术出力发电机组申报出力下限，该时段内该台机组不参与市场定价；若发电机组申报出力下限之上的的发电能力中标，该时段内该台机组可参与市场定价。

第 5.7.4 条 处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最低技术出力期间，发电出力为其典型开机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

处于停机状态的发电机组，在机组从最低技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其典型停机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

第 5.7.5 条 申报为运行日供热的供热机组，在供热时段内的机组状态为开机，不参与机组组合优化。当供热电厂申报的运行日供热机组方式影响电网安全稳定运行或现货市场正常运转时，调度机构根据各发电企业报送的供热机组最小方式，按照优先保障民生供热的原则对申报的供热机组进行合理调减。

电力调度机构在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等基本需要的前提下，供热机组最低技术出力优先出清（高背压机组为供热电力负荷下限），不参与市场定价；最低技术出力至最大可调出力之间的发电能力（高背压机组为供热电力负荷上下限之间的发电能力），根据发电机组申报的价格参与市场出清。

某交易时段中，若供热机组仅中标供热电力负荷下限

对应的出力，该时段内该台供热机组不参与市场定价；若供热机组的供热电力负荷下限之上的部分中标，该时段内该台热电机组参与市场定价。

第 5.7.6 条 核电机组申报的运行日报价，在满足系统安全和核安全的基础上，参与日前现货市场出清。核电机组按优先发电次序享有同等条件下优先出清权。

第 5.7.7 条 直调自备电厂申报的运行日上网电力上限和上网报价，在满足系统安全的基础上，参与日前现货市场出清。

第 5.7.8 条 新能源电站在竞价日申报运行日的短期预测出力曲线和价格，在满足系统安全的基础上，日前短期预测出力的 10%参与日前市场出清。新能源电站按优先发电次序享有同等条件下优先出清权。

第 5.7.9 条 涉外机组按照合同约定和系统运行实际需要安排发电。

第 5.7.10 条 提供调频辅助服务的发电机组预留调频容量后，剩余可调出力空间根据日前报价参与日前市场出清，出清的各时段发电出力作为调频出力基值。若提供调频辅助服务的发电机组为涉外机组，按照运行日全网发电机组的预测平均负荷率设置各时段发电出力作为调频出力基值，其电价按照政府定价结算。

第八节 日前市场安全校核

第 5.8.1 条 电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束，是否存在电力供应风险或调峰安全风险的情况。

第 5.8.2 条 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 5.8.3 条 安全稳定校核包括基态潮流校核与静态安全分析。基态潮流校核确保线路/断面传输功率不超过极限值、系统母线电压水平不越限。静态安全分析基于预想故障集，进行开断分析，确保预想故障集下设备负载不超过事故后限流值、系统母线电压不越限。

第 5.8.4 条 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 交易结果发布

第 5.9.1 条 竞价日 18:30 前，电力调度机构出具运行日的日前市场交易出清结果和用于实际执行的可靠性机组组合校验结果。按照有关程序通过山东电力交易平台和调

度运行技术支持系统发布。

第 5.9.2 条 日前交易公开信息发布: 日前交易公开信息为每小时的发电侧节点加权平均电价临时结果, 以及日前市场出清的概况信息。D+1 日发布 D 日的日前市场每小时加权平均电价最终结果, 作为结算依据。

第 5.9.3 条 日前交易发电企业私有信息发布。发电企业私有信息具体包括:

- (一) 运行日发电机组开机组合;
- (二) 运行日发电机组 96 点发电计划;
- (三) 运行日发电机组的调频状态;
- (四) 运行日发电机组每小时的中标电量;
- (五) 运行日发电机组每小时的电价。

第 5.9.4 条 日前交易用户侧私有信息发布:

日前交易用户侧私有信息包括售电公司和批发用户每小时的中标用电量 (其在日前市场中申报的每小时的平均用电负荷) 和电价。

第 5.9.5 条 日前可靠性机组组合校验的结果 (包含机组开机组合以及机组出力计划) 即为运行日的发电调度计划。

第六章 日内机组组合调整交易组织

第一节 组织方式及时间

第 6.1.1 条 日内机组组合调整根据电网运行实际情况开展。若电网运行边界条件发生变化，并且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，电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）算法进行优化计算，对运行日或当日的发电调度计划（含机组开机组合和机组出力计划）进行调整，得到机组开机组合、分时发电出力曲线，通过山东电力交易平台和调度运行技术支持系统向市场主体发布相关信息，并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。日前市场形成的交易出清结果（含价格）不进行调整。

第 6.1.2 条 主要边界条件变化引起机组组合调整的情况包括但不限于：

- （一）因天气条件、实际负荷走势等发生较大变化而需调整负荷预测；
- （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）电网输变电设备检修计划延期或调整；
- （五）电网输变电设备发生故障；
- （六）省间联络线计划发生较大变化；

(七) 新能源出力较预测发生较大变化。

第 6.1.3 条 若电网运行边界条件在运行日之前发生变化, 则对运行日全天 96 点的发电调度计划(含机组开机组合和机组出力计划)进行调整; 如电网运行边界条件在运行日内发生变化, 则对运行时段后第 2 个时段至运行日最后 1 个时段的调度计划(含机组开机组合和机组出力计划)进行调整, 原则上日内机组组合调整的发电调度计划组织时长应大于 6 个小时。

第二节 日内发电机组物理运行参数变化

第 6.2.1 条 现阶段, 日内机组组合调整采用日前市场封存的发电企业申报信息进行出清, 发电机组、售电公司和批发用户在日内机组组合调整中均无需进行申报。

第 6.2.2 条 当发电机组的物理运行参数与日前市场相比发生较大变化时, 发电企业须及时通过调度运行技术支持系统进行报送, 经电力调度机构审核确认后生效。主要包括以下信息:

(一) 开机阶段每 15 分钟计划出力曲线(从并网至最低技术出力);

(二) 停机阶段每 15 分钟计划出力曲线(从当前出力至解列);

(三) 最新的预计并网/解列时间;

(四) 机组出力上/下限变化情况;

(五) 调试(试验)机组出力变化情况;

(六) 机组发生故障,需对机组发电出力计划进行调整的情况;

(七) 其他可能影响电力供应以及电网安全运行的物理参数变化情况。

第三节 日内机组运行边界条件准备

第 6.3.1 条 日内机组组合调整中,发电机组报送相应的运行参数变化信息并经电力调度机构审核确认后,在调度运行技术支持系统中对相关运行参数进行修改,以修改之后的参数进行日内机组组合调整出清计算。

第 6.3.2 条 发电机组开机过程中,以机组当前出力为起点,电力调度机构根据机组报送的开机计划出力曲线,修改机组发电计划,直至机组出力上升至最低技术出力。

第 6.3.3 条 发电机组停机过程中,以机组当前出力为起点,电力调度机构根据机组报送的停机计划出力曲线,修改机组发电计划,直至机组出力降为零并与电网解列。

第 6.3.4 条 电力调度机构根据机组最新的预计并网/解列时间,在调度运行技术支持系统中对机组并网/解列时间参数进行修改,以修正后的参数进行日内机组组合调整出清计算。

第 6.3.5 条 当机组因设备故障、温度、燃料供应等原因发生降出力时，电厂应及时向电力调度机构提交降出力申请，电力调度机构审核同意后在调度运行技术支持系统中将该台发电机组的出力上/下限约束值修改为变化之后的数值，按照修改之后的出力上/下限进行日内机组组合调整出清计算。

第 6.3.6 条 实际运行中机组出力上/下限未能达到并网调度协议中额定有功功率/最低技术出力的时段，计为发电机组降低最高出力/提高最低出力时段。

第 6.3.7 条 机组发生故障后，电力调度机构根据实际情况对机组出力计划进行调整。

第 6.3.8 条 原则上，发电机组调试及试验计划应按照日前发电计划执行，电力调度机构可根据不同情况进行调整，包括因发电机组自身要求、电力电量平衡或电网安全稳定约束要求调整调试及试验计划等情况。

第 6.3.9 条 电力调度机构以供热机组在日前市场中申报的供热电力负荷的上下限进行日内机组组合调整出清计算。原则上，高背压供热机组按照日前发电计划执行。

第 6.3.10 条 电力调度机构参照抽水蓄能机组日前发电计划，结合系统实际运行情况和特殊时期（含法定节假日、保电时期、极端天气、系统事故处理等）需求，可灵

活调用抽水蓄能机组，并及时披露相关运行信息。

第 6.3.11 条 新能源电站基于最新的运行和气象数据，对日前新能源出力预测数据进行修正，分别在运行日 2:30 和 14:30 前更新运行日剩余时段的新能源出力预测曲线，进行日内机组组合调整出清计算。

第 6.3.12 条 涉外机组日内发电计划原则上按照日前发电计划执行，电力调度机构可按照保障电力供应以及电网安全的原则，在必要时对涉外机组发电计划进行调整。

第四节 日内电网运行边界条件

第 6.4.1 条 当前时刻最新的状态估计后的电网模型。应包含线路、变压器、母线节点、母线负荷、机组等设备、相应拓扑连接关系及设备运行状态等信息。

第 6.4.2 条 日内短期全网系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始至当天 24 点的全网用电负荷需求。调度机构根据实际情况对日内短期负荷预测结果进行调整，调整需综合考虑但不仅限于以下因素：实时负荷走势、历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、节假日或社会大事件影响等情况。

第 6.4.3 条 日内短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始至当天 24 点的 220 千伏母线节点负荷需求。调度机构综合气象因素、工作日类型、节假日影响等因素，

基于历史相似日预测母线负荷。

第 6.4.4 条 电力调度机构根据国调中心和华北分中心最新发布的运行日省间联络线计划，在调度运行技术支持系统中对运行日省间联络线计划进行修改。

第 6.4.5 条 电力调度机构基于发电机组及输变电设备临时检修计划，综合考虑电网实时运行要求、不同检修设备停送电顺序衔接、现场设备状态、现场操作准备等，批复执行运行日的发输变电设备停、送电操作，并做好相应记录。

第 6.4.6 条 日内电网运行备用与日前电网运行备用要求一致。

第 6.4.7 条 日内机组组合调整出清使用的安全约束条件原则上与日前安全校核所提出约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化，经电力调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新，并在事后将相关信息向市场主体进行发布。

第五节 日内机组组合调整出清与调度计划发布

第 6.5.1 条 日内机组组合调整出清与日前市场出清方式一致。日内机组组合调整不出清价格，以实时市场出清价格进行结算。

第 6.5.2 条 电力调度机构将日内机组组合调整出清

的发电计划通过调度运行技术支持系统发布。

第七章 实时市场交易组织

第一节 组织方式及时间

第 7.1.1 条 实时市场中，电力调度机构基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，综合考虑发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，在日前市场与日内机组组合调整确定的开机组合基础上，以发电成本最小为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行优化计算，滚动优化机组出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价，确保系统平衡、实施阻塞管理。

第 7.1.2 条 电力调度机构在系统实际运行前 15 分钟开展实时市场交易出清，滚动修改未来 2 小时市场交易结果。

第 7.1.3 条 实时发电机组物理运行参数变化申报要求与日内发电机组物理运行参数变化一致。

第二节 实时市场运行边界条件

第 7.2.1 条 实时机组运行边界条件准备与日内机组运行边界条件准备一致。

其中，新能源电站基于最新的运行和气象数据，通过

调度运行技术支持系统上报实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 4 小时的超短期出力预测曲线，进行实时市场出清计算。

第 7.2.2 条 当前时刻最新的状态估计后的电网模型。应包含线路、变压器、母线节点、母线负荷、机组等设备、相应拓扑连接关系及设备运行状态等信息。

第 7.2.3 条 超短期全网系统负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 4 小时全网用电负荷需求。电力调度机构根据实际情况对超短期全网系统负荷预测结果进行调整，需综合考虑但不限于以下因素：实时负荷走势、历史相似日负荷、工作日类型、气象因素、用户用电需求、节假日或社会大事件影响等情况。

超短期母线负荷预测是指预测实时运行时刻开始的未来 15 分钟至 4 小时 220 千伏母线节点负荷需求。电力调度机构综合气象因素、工作日类型、节假日影响等因素，基于历史相似日预测母线负荷。

第 7.2.4 条 电力调度机构根据国调中心和华北分中心最新发布的运行日省间联络线计划，在调度运行技术支持系统中对运行日省间联络线计划进行修改。

第 7.2.5 条 电力调度机构基于发电机组及输变电设备临时检修计划，综合考虑电网实时运行要求、不同检修

设备停送电顺序衔接、现场设备状态、现场操作准备等，批复执行运行日的发输变电设备停、送电操作，并做好相应记录。

第 7.2.6 条 电网实时运行应满足运行备用要求，当运行备用容量无法满足要求时，电力调度机构实时控制原则如下：

（一）若系统备用容量无法满足要求，可立即采取措施以保证备用容量满足要求，包括新增开机，向国调中心和华北分中心申请备用支援等。

（二）若系统备用容量仍无法满足要求，可执行有序用电措施。

（三）发生机组跳闸、直流闭锁等事故后，应立即调出系统备用，尽快恢复系统频率，控制联络线输送功率及系统备用在规定范围内。

第 7.2.7 条 实时市场出清使用的安全约束条件原则上与日前市场安全校核所提出的约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化，经电力调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新，并在事后将相关信息向市场主体进行发布。

考虑到母线负荷波动性、随机性较大，在实时运行中为确保电网安全约束不被破坏，须将安全稳定断面的限值

留出一定的控制裕度。

第三节 实时市场出清

第 7.3.1 条 电力调度机构以 15 分钟为周期，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，以发电成本最小为目标，在日前市场与日内机组组合调整确定的开机组合基础上，采用安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，滚动优化未来 2 小时机组出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价等信息。

第 7.3.2 条 实时市场的出清计算过程如下：

（一）采用安全约束经济调度（SCED）程序计算发电机组的实时出力计划。

（二）对实时市场优化计算时间窗口内的机组出力曲线进行安全校核，若不满足安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行上述计算过程，直至满足安全约束，得到实时市场的出清结果。

第 7.3.3 条 实时安全约束经济调度（SCED）模型与日前安全约束经济调度（SCED）模型一致。

第 7.3.4 条 实时市场采用节点电价定价机制。实时市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。

实时市场采用事前定价方式，即结算价格为实时市场的事前出清价格，结算电量为实际发、用电量。

实时市场节点电价（LMP）计算模型与日前市场节点电价（LMP）计算模型一致。

第四节 特殊机组在实时市场中的出清机制

第 7.4.1 条 在日前市场中指定为必开机组的发电机组，在实时市场中的相应时段同样视为必开机组。

根据系统运行需要改变机组发电计划时，由电力调度机构在需要改变发电计划的时段指定相应机组的发电出力，被指定出力的发电机组在指定出力的时间段不参与市场定价。当机组实时指定出力高于日前市场中的中标出力时，相应时段内机组认定为必开机组，必开最小出力即为机组的实际出力。

必开机组在实时市场中的出清机制与日前市场中必开机组的出清机制一致。

第 7.4.2 条 调试（试验）机组

（一）调试阶段的新建机组

调试阶段的新建机组在实时市场中按照调试需求安排发电，出清机制与日前市场中调试阶段的新建机组出清机制一致。

（二）试验（调试）的在运机组

在日前市场中申报了运行日调试（试验）计划的在运发电机组，在实时市场中同样视为调试（试验）机组，在实时市场中的出清机制与日前市场中试验（调试）的在运机组出清机制一致。

（三）检修后试验机组（调试）

经调度机构审核同意的检修后试验机组，在实时市场中同样视为试验调试机组，在实时市场中的出清机制与日前市场中检修后试验机组出清机制一致。

第 7.4.3 条 最小连续运行时间内机组在实时市场中的出清机制与日前市场中最小连续运行时间内机组出清机制一致。

第 7.4.4 条 处于开机状态的发电机组，在机组并网后升功率至最低技术出力期间，发电出力为其实时报送的开机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。机组发电出力达到最低技术出力之后，从下一个交易时段开始，按照其市场报价参与实时市场优化出清。

处于停机状态的发电机组，在机组从最低技术出力降功率至与电网解列期间，发电出力为其实时报送的停机曲线，不参与优化。相应时段内，该台机组不参与市场定价，作为市场价格接受者。

第 7.4.5 条 若发电机组在实时运行中发生故障,并且需要对机组出力进行调整时,在故障处理的时段内,机组出力固定为机组申报并经电力调度机构同意的发电出力值,相应时段内该台机组不参与市场定价,作为市场价格接受者。

故障处理结束后,从下一个交易时段开始,按照机组报价参与实时市场优化出清。

第 7.4.6 条 临时新增开机机组指在日前市场中未被列入机组开机组合,在日内机组组合调整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,临时新增开机机组根据其报价参与市场优化出清。某交易时段中,若临时新增开机机组仅中标最低技术出力,该时段内该台机组不参与市场定价;若该台机组最低技术出力之上的发电能力中标,该时段内该台机组可参与市场定价。

对临时新增开机机组,若该机组当天的总发电收益低于核定的总发电成本,按照核定的总发电成本对必开机组进行补偿。

第 7.4.7 条 临时新增停机机组指在日前市场中被列入机组开机组合,在日内机组组合调整或实时运行调整环节,由电力调度机构安排新增停机的机组,分以下两种情

况处理。

（一）机组在竞价日（D-1）处于开机状态，在日前市场出清结果中机组开机状态保持不变，被列入机组组合，在日内机组组合调整或实时运行调整环节安排停机。此种情况下，机组按照电力调度机构安排停机，相应的电量偏差按照实时市场的偏差结算原则处理。

（二）机组在竞价日（D-1）处于停机状态，在日前市场出清结果中机组变为开机状态，被列入机组组合，在日内机组组合调整或实时运行调整环节安排停机。此种情况下，若调度计划重新下发时机组已经完成点火工作，则机组按照调度计划停机，并按照核定启动费用获得补偿；若调度计划重新下发时机组未完成点火工作，则机组按照调度计划停机，不获得启动费用补偿。机组完成点火工作的时间，以调度台记录机组点火的时间为准。相应的电量偏差按照实时市场的偏差结算原则进行处理。

第 7.4.8 条 在日前市场中申报为运行日供热的供热机组，在实时市场中同样视为供热机组。电力调度机构在确保电力有序供应、电网安全稳定、调峰调频等基本需要的前提下，供热机组最低技术出力优先出清（高背压机组为供热电力负荷下限），不参与市场定价；最低技术出力至最大可调出力之间的发电能力（高背压机组为供热电力

负荷上下限之间的发电能力)，根据发电机组申报的价格参与优化出清。

实时市场中供热机组的定价机制与日前市场中供热机组定价机制一致。日前申报的供热机组原则上在实时运行中不允许更换。当前申报的供热机组在实时运行中发生故障或非计划停运而不具备供热条件时，发电厂可向电力调度机构申请更换供热机组，经许可后可进行更换，更换后的供热机组按照供热机组类型参与实时市场出清，原供热机组恢复为常规机组参与实时市场出清。

第 7.4.9 条 核发电机组实时市场发电出力曲线不做调整。

第 7.4.10 条 直调自备电厂出清机制与日前市场中直调自备电厂的出清机制一致。

第 7.4.11 条 新能源电站在运行日申报超短期预测出力曲线，超短期预测出力的 90%作为实时市场的边界条件，在满足系统安全的基础上，超短期预测出力的 10%按照新能源电站申报价格参与实时市场出清，按优先发电次序享有同等条件下优先出清权。在新能源未受限时，新能源电站可以超出实时市场出清曲线运行，但超出部分按实时市场出清电价的 50%结算。

第 7.4.12 条 提供调频辅助服务的发电机组出清机制

与日前市场中调频发电机组的出清机制一致。

第五节 实时市场安全校核与出清结果发布

第 7.5.1 条 实时市场安全校核与日前市场安全校核一致。

第 7.5.2 条 电力调度机构将实时市场每 15 分钟出清的发电计划通过调度数据网下发至各发电机组。实时市场价格以小时为单位计算发布，实时运行中每小时发布实时市场的临时结果；次日发布运行日实时市场的正式结果，作为结算依据。

第 7.5.3 条 电网实时运行应按照系统运行有关规定，保留合理的调频、调峰、调压及备用容量以及各输变电断面合理的潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。

电网实时运行中，当系统发生事故或紧急情况时，电力调度机构应按照安全第一的原则处理，无需考虑经济性。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时市场出清计算，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并通过山东电力交易平台和调度运行技术支持系统向市场成员发布。

发生下列情况之一时，电力调度机构可根据系统运行需要进行调整：

电力系统发生事故可能影响电网安全时；

（一）系统频率或电压超过规定范围时；

（二）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；

（三）输变电设备过载或超出稳定限额时；

（四）继电保护或安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；

（五）发生极端恶劣天气可能对电网安全造成影响时；

（六）为保证省间联络线输送功率在正常允许范围而需要调整时；

（七）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。

在出现上述情况时，电力调度机构可以采取以下措施调整运行方式：

（一）调整电网运行方式，包括发输变电设备停电计划；

（二）调用电网备用容量，申请省间联络线支援；

（三）调整发电机组出力，启停发电机组，安排机组满出力试验、调峰试验、机组低谷消缺（包括停机消缺）、增投调频机组等；

（四）停运设备恢复送电或运行设备停运；

（五）调用市场化可中断负荷；

- (六) 采取有序用电措施;
- (七) 暂停实时市场交易;
- (八) 电力调度机构认为有效的其他手段。

实时运行过程中机组或用户出现违反系统安全和相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时，电力调度机构应对机组、用户行为及时记录并按相关规定进行处理，严重情况可建议山东能源监管办和省能源局对相应机组、用户实施强制退出调度运行，由此造成的偏差由机组、用户自行承担。

第 7.5.4 条 实时运行中因超短期负荷预测偏差、新能源出力预测偏差、机组执行计划偏差等造成系统调频容量无法满足电网安全运行要求时，电力调度机构运行值班人员可使用技术支持系统日内负荷偏差调整功能。技术支持系统将根据调整后的负荷预测出清实时市场机组出力及价格。电力调度机构运行值班人员应记录事件经过、负荷偏差调整情况等，并通过山东电力交易平台和调度运行技术支持系统向市场成员发布。

第八章 市场偏差处理机制

第一节 发电侧市场偏差处理机制

第 8.1.1 条 出现以下情况之一时，认定为机组日内

临时非计划停运：

（一）机组在日前市场中中标且纳入机组组合，因自身原因发生临时跳闸，影响运行日的开机运行；

（二）机组在日前市场中中标且纳入机组组合，因自身原因未按照日前市场中出清的并网时间或电力调度机构在实时运行中要求的并网时间按时并网。

当机组在实时运行中出现日内临时非计划停运时，按照山东省“两个细则”相关规定考核。

机组发生临时非计划停运后，下一次开机所产生的启动费用不予补偿。

第 8.1.2 条 发电机组的实时发电计划执行偏差按照山东省“两个细则”相关规定考核。

并网发电机组有如下情况之一时，相应的时段不计为实时发电计划执行偏差时段，不进行偏差考核：

（一）发电机组在调频辅助服务市场中中标的时段内；

（二）一次调频正确动作导致的偏差；

（三）机组启动和停运过程中的偏差；

（四）当出现系统紧急情况，机组按照调度指令紧急调整出力期间；

（五）机组发生日内临时非计划停运所导致发电计

划执行偏差时。

第 8.1.3 条 发电机组发生降低最高技术出力指机组的出力上限未达到并网调度协议中额定有功功率的情况。供热机组（包含高背压供热机组）处于供热状态时的出力上限不纳入降低最高技术出力考核。

发电机组实际发生降低最高技术出力的时段，按照山东省“两个细则”相关规定考核。

第 8.1.4 条 发电机组发生提高最低技术出力指机组的出力下限未达到并网调度协议中最低技术出力的情况。

发电机组实际发生提高最低技术出力的时段，按照山东省“两个细则”相关规定考核。

第 8.1.5 条 供热电厂供热量偏差处理机制：

供热电厂日前申报的供热量曲线在某小时的偏差率 Δ_i 按如下公式计算：

$$\Delta_i = \frac{|Q_{i \text{ 申报}} - Q_{i \text{ 实际}}|}{Q_{i \text{ 实际}}}$$

其中， i 为计算小时；

$Q_{i \text{ 申报}}$ 为供热电厂在日前市场中申报的第 i 小时供热量；

$Q_{i \text{ 实际}}$ 为供热电厂在运行日第 i 小时的实际供热量。

当 $Q_{i \text{ 申报}} > Q_{i \text{ 实际}}$ 且 $\Delta_i > \Delta_0$ 时，需对其该小时申报偏差率进行考核。 Δ_0 表示允许的申报供热量偏差率上限。

供热电厂申报供热流量曲线偏差考核费用按以下公式计算：

$$R_{\text{供热量申报准确率}} = \sum_{i \in \text{申报供热量偏差时段}} (\Delta_i - \Delta_0) \times LMP_i \times Q_{i \text{ 供热上网}}$$

其中， LMP_i 为第*i*小时内该电厂各供热机组所在节点的实时市场结算价格的算术平均值， $Q_{i \text{ 供热上网}}$ 为第*i*小时内该电厂各供热机组上网电量；

供热电厂厂区内的供热首站送出管道全停时不计为供热量偏差时段，不进行考核；供热机组数据采集设备故障时，经核实后采用供热电厂保存的现场数据重新计算供热量偏差考核。

经政府主管部门委托，电力调度机构组织第三方专业人员不定期对供热电厂供热量数据进行核查，对于供热量参数确实存在人为修改情况的供热机组，一是对供热机组进行考核，考核电量为供热量参数人为修改期间供热机组发电量的30%。二是在后续机组组合需要对申报供热机组进行调减时优先调减。

第 8.1.6 条 新能源电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,按照山东省“两个细则”相关规定考核。

第 8.1.7 条 新能源电站在出力未受限时段进行预测偏差考核,日前功率预测允许偏差为实际发电出力的 20% (最小允许偏差为 2MW),实时功率预测允许偏差为实际发电出力的 15% (最小允许偏差为 1MW),考核电量为预测曲线和实际出力曲线偏差电量的 1% (允许偏差除外)。

第二节 用户侧允许申报偏差外收益处理机制

第 8.2.1 条 现货市场中,售电公司和批发用户在日前市场中申报的用电需求曲线与其实际用电曲线之间的偏差不得超出允许偏差范围。当实际偏差率高于允许最大申报偏差率时,应将对应的现货市场结算收益回收。

第 8.2.2 条 售电公司和批发用户日前申报的用电需求在某小时的偏差率 λ_i 按如下公式计算:

$$\lambda_i = \frac{|Q_{i \text{ 申报}} - Q_{i \text{ 实际}}|}{Q_{i \text{ 实际}}}$$

其中, i 为所计算的小时;

$Q_{i \text{ 申报}}$ 为售电公司和批发用户在日前市场中申报的第 i 小时的用电量;

$Q_{i \text{ 实际}}$ 为售电公司和批发用户在运行日第 i 小时的实

际用电量。

当 $\lambda_i > \lambda_1$ 时，需计算申报偏差所对应的收益，并将所得收益回收。 λ_1 表示用户侧允许最大申报偏差率。

偏差收益计算公式如下：

当 $Q_{i \text{ 申报}} > Q_{i \text{ 实际}} \times (1 + \lambda_1)$ ，且 $\overline{LMP}_{i \text{ 实时}} > \overline{LMP}_{i \text{ 日前}}$

时，回收收益金额为：

$$R_{\text{回收}} = [Q_{i \text{ 申报}} - Q_{i \text{ 实际}} \times (1 + \lambda_1)] \times (\overline{LMP}_{i \text{ 实时}} - \overline{LMP}_{i \text{ 日前}})$$

当 $Q_{i \text{ 申报}} < Q_{i \text{ 实际}} \times (1 - \lambda_1)$ ，且 $\overline{LMP}_{i \text{ 实时}} < \overline{LMP}_{i \text{ 日前}}$

时，回收收益金额为：

$$R_{\text{回收}} = [Q_{i \text{ 实际}} \times (1 - \lambda_1) - Q_{i \text{ 申报}}] \times (\overline{LMP}_{i \text{ 日前}} - \overline{LMP}_{i \text{ 实时}})$$

其中， $\overline{LMP}_{i \text{ 日前}}$ 为日前市场中第*i*小时内全市场发电节点的加权平均综合电价， $\overline{LMP}_{i \text{ 实时}}$ 为实时市场中第*i*小时内全市场发电节点的加权平均综合电价。

第九章 辅助服务市场

第一节 辅助服务市场基本原则

第 9.1.1 条 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。基本辅助服务指为保证电力系统安全、稳定运行和电能质量需要，根据并网调度协议规定的技术性能要求必须无偿提供的辅助服务，包括发电机组一次调频、基本无功调节等。有偿辅助服务指基本辅助服务之外提供的其他辅助服务，主要包括二次调频（自动发电控制 AGC）、备用、有偿无功调节、黑启动等。

第 9.1.2 条 现阶段，现货市场暂只开展调频（二次调频）辅助服务的集中交易，与现货日前市场分开运行、协调出清。结合市场发展情况与实际需求，逐步增加备用等辅助服务交易品种。

第 9.1.3 条 调频辅助服务提供者主要为并网发电企业的发电单元和独立辅助服务提供者。

合同期内的涉外机组不参与调频辅助服务市场竞价，电力调度机构依据日前出清程序调用调频性能指标满足要求的涉外机组提供调频辅助服务。

泰山抽水蓄能电站按现行有关规定提供调频服务，暂不纳入调频市场范围。

第 9.1.4 条 电力调度机构负责根据发电单元和独立辅助服务提供者调节性能试验结果确定 AGC 发电单元和独立辅助服务提供者投入资格，并有权对调节性能不满足要

求的 AGC 发电单元和独立辅助服务提供者取消 AGC 投入资格。

第二节 调频服务市场要求

第 9.2.1 条 调频辅助服务市场采用集中竞价方式确定辅助服务提供者。电力调度机构根据系统运行需要，确定调频辅助服务总需求量，各主体通过竞价的方式提供调频辅助服务。市场化竞争排序充分考虑调频辅助服务保证系统安全的特殊性，采用综合考虑申报价格等因素的竞价规则。

第 9.2.2 条 现阶段，调频市场与现货日前市场协调运行，调频市场交易仅开展日前交易、暂不开展日内交易。

调频市场根据发电单元和独立辅助服务提供者申报的调频辅助服务价格计算调频服务综合成本（包括调频服务费用和调频机会成本）进行集中优化出清。

第 9.2.3 条 参与调频市场的发电单元和独立辅助服务提供者须满足下述条件：

- （一）按并网管理有关规程规定装设 AGC 装置；
- （二）AGC 装置性能指标满足调度运行管理规定相关要求。电力调度机构按季度发布发电单元的调节速率、调节性能综合指标及 AGC 建议投运方式。

第三节 调频市场组织实施

第 9.3.1 条 电力调度机构根据系统实际运行情况，竞价日组织交易前向市场主体发布运行日山东电网调频服务调节速率需求值。

第 9.3.2 条 调频市场以发电单元和独立辅助服务提供者的调频服务综合成本为交易标的。调频市场交易组织采用日前报价、统一出清的模式。发电单元和独立辅助服务提供者在竞价日对其运行日的调频服务价格进行申报。

第 9.3.3 条 调频市场采用日前集中竞价、统一出清的的组织方式，具体交易流程如下：

（一）竞价日 10:00 前，电力调度机构发布调频市场信息，包括但不限于：可参与调频市场的调频服务提供者；次日调频服务调节速率需求值（MW/min）；调频市场的报价上限；调频市场其他要求等。

（二）每日 12:00 前，发电单元通过山东电力交易平台申报次日调频服务价格，独立辅助服务提供者需申报参与调频服务价格、意愿时段和调频出力基值。不参与次日交易的调频服务提供者通过山东电力交易平台提报不参与意愿。

（三）在日前市场形成的运行日机组开机组合基础上，计算调频辅助服务市场的出清结果，确定参与调频服务的发电单元和独立辅助服务提供者。

第 9.3.4 条 调频市场为全年全天运行的市场，调频

服务提供者需每个竞价日通过山东电力交易平台对所属发电单元和独立辅助服务提供者在运行日的调频服务进行申报，当日未申报的发电单元和独立辅助服务提供者采用最近一次的有效报价参数参与调频辅助服务交易。系统将对各发电单元和独立辅助服务提供者的申报价格进行自动审核，确认申报价格是否在上限范围以内，对于申报价格超出范围的，系统自动识别为无效申报价格。在报价时间窗口内，调频服务提供者可以随时更改报价信息，最终报价以最后一次报价为准。不参与次日交易的调频服务提供者通过山东电力交易平台提报不参与意愿。

第 9.3.5 条 调频服务综合成本包括调频服务费用和调频机会成本。根据各发电单元和独立辅助服务提供者的调频服务申报价格计算调频服务成本，叠加事前调频机会成本，得出单位调频容量的调频服务综合成本。

调频机会成本是指调频机组因预留调频容量而未能参与电能量市场部分损失的电量机会成本，即调频机组在日前市场和实时市场出清出力达到调频预留容量上下限值时，损失的本应超出预留容量上下限值的出力收益。调频机会成本分为事前和事后调频机会成本，事前调频机会成本是指调频机组在日前市场由于预留调频容量而损失的电量机会成本，事后调频机会成本是指调频机组在运行日实时市场由于预

留调频容量而损失的电量机会成本。

调频机组在每个时段损失的机会成本计算方法是：根据调频机组所在节点出清电价和机组电量报价得出对应时段的机组预期出力，调频机组在该时段损失的机会成本等于预期出力与调频机组预留容量上下限值曲线之间的积分电量和节点出清电价与机组电量报价的分段价差的乘积之和。

单位调频容量的调频服务综合成本（元/MW）=[机组调频服务申报价格（元/MW）*机组历史调频日平均调频里程（MW）+机组事前调频机会成本（元）]/[机组历史调节性能综合指标*机组预留调频容量（MW）]。其中，历史周期暂定为一周。

第 9.3.6 条 调频市场日前出清程序如下：

（一）按照“价格优先，性能优先，时间优先，按需调度”的原则，按照单位调频容量的调频服务综合成本从低到高依次进行出清，直至中标发电单元和独立辅助服务提供者调频调节速率总和满足电网调频调节速率需求值。次日为开停机状态的发电单元不参与调频市场日前出清。

（二）中标调频机组的最高调频服务申报价格作为调频服务的出清价格。调频机组的机会成本按照运行日的事后机会成本结算，独立辅助服务提供者的调频机会成本为零。

（三）在参与交易发电单元和独立辅助服务提供者的调频调节速率不能满足电网次日调频调节速率需求的情况

下，电力调度机构按照“性能优先、按需调度”的原则将不参与交易的发电单元和独立辅助服务提供者纳入调频服务组合参与调频服务，调频服务费用按照日前出清价结算，发电单元的调频机会成本按照其运行日的事后机会成本结算。

（四）若竞价日没有申报交易的发电单元和独立辅助服务提供者，电力调度机构按照“性能优先、按需调度”的原则将不参与交易的发电单元和独立辅助服务提供者纳入调频服务组合参与调频服务，调频服务费用按照最近一个同类型交易日的有效出清价结算，调频机会成本按照运行日调频机组的事后机会成本结算。

（五）除上述三、四两种情况外，电力调度机构可依据调度运行管理规定相关条款调用调频性能指标满足要求的发电单元和独立辅助服务提供者参与调频服务。合同期内的涉外机组提供调频辅助服务，其调频服务费用按照日前出清价结算，如日前没有有效出清价，按照最近一个同类型交易日的有效出清价结算，涉外机组的调频机会成本为零。

第 9.3.7 条 电力调度机构负责按照调管范围对出清发电单元和独立辅助服务提供者序列进行安全校核，校核条件包括但不限于：

（一）运行日调频调节速率需求、调频资源分布、总体及局部电网有功和无功平衡等要求；

- (二) 电力系统安全稳定约束要求;
- (三) 清洁能源消纳相关政策执行的安全保障;
- (四) 调频投入性能要求。

第 9.3.8 条 对于不满足以上安全校核条件的发电单元和独立辅助服务提供者, 需从出清发电单元和独立辅助服务提供者序列中移出, 并注明移出原因。因同一原因需移出中标序列的发电单元和独立辅助服务提供者, 按照调频服务综合成本从高到低的顺序移出; 调频服务综合成本一致的发电单元和独立辅助服务提供者, 按照调节性能综合指标从小到大的顺序移出, 若调节性能综合指标相同, 则按照申报时间从晚到早的顺序移出。

若安全校核后出清发电单元和独立辅助服务提供者序列调频调节速率不满足系统运行要求, 或机组组合、电网检修、安全约束条件、负荷预测、可再生能源预测等边界条件发生变化, 需重新进行调频辅助服务出清。

第 9.3.9 条 实际运行中, 电力调度机构因电网需要临时调用调频辅助服务时, 按照“价格优先, 性能优先, 时间优先, 按需调度”的原则调用各发电单元和独立辅助服务提供者, 临时调用发电单元和独立辅助服务提供者的调频辅助服务费用按照日前出清价结算, 调频机会成本按照运行日中标调频机组的事后机会成本出清价结算。

第 9.3.10 条 电力调度机构对提供调频辅助服务发电单元的预留调频容量进行设置，设置原则为：将电网运行需要的最小上调及下调预留调频容量，根据调频服务发电单元的调节速率和调节性能按照一定比例分配至各调频服务发电单元，对于常规火电机组最小上调、下调预留调频容量一般设置为机组额定容量的 15%。电力调度机构可以依据电网运行情况进行更改。

调频服务发电单元在剩余可调出力空间（扣除预留调频容量后）内，根据日前报价参与日前市场出清，出清的各时段发电出力作为调频出力基值。

第四节 调频服务考核

第 9.4.1 条 电力调度机构应定期对市场主体提供辅助服务的能力进行测试。测试结果应公布并向山东能源监管办报告。市场主体不能按照要求提供辅助服务时，应当及时向电力调度机构报告，并按照“两个细则”相关规定考核。

第 9.4.2 条 调频市场中标的发电单元和独立辅助服务提供者或因电力系统运行需要调用的未中标发电单元和独立辅助服务提供者，出现以下情况之一的，将取消对应中标时段的调频辅助服务费用，并按照山东省“两个细则”相关规定进行考核。

(一) 发电单元和独立辅助服务提供者因自身原因未按照日前出清结果或调度指令投入调频辅助服务的。

(二) 发电单元和独立辅助服务提供者提供调频辅助服务期间的性能指标不满足调度运行管理规定相关要求。

第 9.4.3 条 发电单元提供调频辅助服务期间有以下情况之一的，可免于 AGC 考核：

(一) 发电单元 AGC 的执行速率及精度受一次调频动作影响，造成考核时。

(二) 当发电单元调节范围处在死区或超出调节范围时，由于 AGC 调节误差达不到造成考核时。

第 9.4.4 条 调频市场干预的主要手段包括：

(一) 根据电网运行情况调整调频调节速率需求或中标发电单元，调用独立辅助服务提供者参与调频；

(二) 制定或调整市场限价；

(三) 调整 AGC 投入资格标准；

(四) 暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

市场暂停期间所对应的结算时段，市场主体的调频辅助服务费用以最近一个同类型交易日相同时段的调频市场出清价格作为结算价格。

第十章 价格机制

第 10.1 条现货市场实行单一制电量电价，市场主体基于电量价格进行市场交易。其中，燃煤机组的现货市场价格包含环保电价，市场化电量对应的环保电价不再另行结算。

第 10.2 条现货市场采用节点电价机制定价。日前市场和实时市场通过集中优化竞争的方式，形成分时节点电价作为市场电量价格。节点电价由系统电量价格与阻塞价格两部分构成，系统电量价格反映全市场的电力供需情况，阻塞价格反映节点所在位置的电网阻塞情况。

发电企业（机组）以发电侧节点每小时内 4 个 15 分钟节点电价的算术平均值作为该小时的节点电价。

售电公司、批发用户以全市场发电侧每小时各节点电价的加权平均作为该小时的现货市场结算价格。其中，日前市场按照发电侧日前市场电量与中长期电量的偏差电量加权平均，实时市场按照发电侧实时市场与日前市场出清偏差电量进行加权平均。

第 10.3 条辅助服务市场价格通过集中竞价方式形成。

第 10.4 条输配电价（含线损及交叉补贴）由市场用户按照政府核定的输配电价标准和实际用电量缴纳。政府性基金及附加由市场用户按照政府有关规定和实际用电量

缴纳。

第 10.5 条市场用户的功率因数调整电费和执行两部制电价用户的基本电价政策保持不变。

第 10.6 条发电企业（机组）的年度优先发电量和政府基数合同电量执行政府部门核定的上网电价。综合市场交易价格由容量补偿费用、市场形成的电量价格构成。

第 10.7 条市场用户购电价格由综合市场价格、输配电价（含线损及交叉补贴）、政府性基金等构成。其中批发用户的综合市场价格由容量补偿电价和市场形成的电量价格构成，零售用户的综合市场价格由容量补偿电价和其与售电公司签订的零售合同（套餐）价格构成。容量补偿电价执行省发展改革委核定价格。非市场用户执行政府定价。

第 10.8 条 综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场申报价格上下限以及市场出清价格上下限，由市场管理委员会提出建议，经省发展改革委、山东能源监管办和省能源局同意后执行。

第 10.9 条机组发电成本包括启动成本、变动成本和固定成本。启动成本是指将发电机从停机状态开机到并网产生的成本。变动成本即燃料成本，包括空载燃料成本和边际燃料成本，空载燃料成本是指发电机维持同步转速、输出电功率为零所需要消耗的燃料成本，边际燃料成本是

指发电机组在一定出力水平增加单位出力所需增加的燃料成本。固定成本是指在一定时期基本不变的成本。

第 10.10 条 机组启动成本在不同工况下存在较大差异。根据停机时长，将燃煤机组的启动工况标准定义如下：停机时间 10 小时以内为热态启动，停机时间 10 小时（含）至 72 小时（含）为温态启动，停机时间 72 小时以上为冷态启动。每年根据机组单次启动耗煤量、耗油量等情况核定机组启动成本的上下限值，发电企业在该限值范围内自主申报启动成本用于日前现货交易。

第 10.11 条 机组变动成本由空载燃料成本和边际燃料成本组成。根据机组类型分别核算变动成本用于市场力检测和特殊机组补偿。

（一）相关发电企业需提供典型机组最新的、具备合格检测资质的第三方检测机构出具的性能试验报告，并根据提供的最新机组性能试验报告中的实测能耗曲线，对机组能耗数据进行分类型加权取平均值，得到各典型机组的平均能耗数据，作为空载燃料成本和边际燃料成本测算的依据。

（二）机组平均煤耗数据每年更新一次；电煤价格每月更新一次。燃煤价格根据中国环渤海动力煤价格指数（BSPI 指数）确定。

(三) 根据机组的实测能耗数据, 首先拟合机组发电总能耗(燃煤: 千克/小时即 kg/h) 与发电出力水平(MW) 之间的二次函数关系。然后计算机组供电总能耗, 即供电总能耗=发电总能耗/(1-厂用电率)。据此计算机组空载燃料消耗以及不同出力水平下的边际燃料消耗, 最后结合燃料价格计算空载燃料成本和边际燃料成本。

第 10.12 条 空载燃料成本的具体测算方法如下:

(一) 获取机组平均能耗数据, 即在不同出力水平(MW) 下的平均能耗(kg/MWh 或 Nm³/MWh) 值, 应至少包含机组最小技术出力、额定容量两点;

(二) 将机组平均能耗值分别乘以对应出力水平, 得到机组总能耗数据, 即在不同出力水平下, 发电一小时所消耗的总燃料(kg/h 或 Nm³/h);

(三) 基于机组总能耗数据, 采用最小二乘法, 拟合机组总能耗(kg/h 或 Nm³/h) 与出力水平(MW) 的二次函数关系表达式;

(四) 在机组总能耗中, 假设机组出力为零, 得到机组空载燃料消耗(kg/h 或 Nm³/h);

(五) 根据燃料价格, 将机组空载燃料消耗折算为空载燃料成本(元/小时)。

第 10.13 条 边际燃料成本的具体测算方法如下:

(一) 获取机组平均能耗数据，即在不同出力水平 (MW) 下的平均能耗 (kg/MWh) 值，应至少包含机组最小技术出力、额定容量两点；

(二) 将机组平均能耗值分别乘以对应出力水平，得到机组总能耗数据，即在不同出力水平下，发电一小时所消耗的总燃料 (kg/h)；

(三) 基于机组总能耗数据，采用最小二乘法，拟合机组总能耗 (kg/h) 与出力水平 (MW) 的二次函数关系表达式，确定机组能耗特性参数。

机组发电总能耗特性曲线为：

$$F = mP^2 + tP + k$$

其中：F 为燃煤机组发电总能耗 (kg/h)；

P 为机组发电出力水平 (MW)；

m, t, k 为能耗特性参数。

(四) 在机组总能耗中，假设机组出力分别等于最小技术出力和额定容量，得到机组在最小技术出力和额定容量工况下的总燃料消耗 (kg/h 或 Nm³/h)；

(五) 计算最小技术出力与额定容量之间的平均燃料增加幅度，即为边际燃料消耗 (kg/MWh 或 Nm³/MWh)。

边际燃料消耗 = (额定容量总燃料消耗 - 最小技术出力总燃料消耗) / (额定容量 - 最小技术出力)。

根据燃料价格，将机组边际燃料消耗折算为边际燃料成本（元/小时）。煤价关联中国环渤海动力煤价格指数（BSPI 指数）。

第 10.14 条 综合考虑发电机组类型、投产年限、可用状态等因素，以容量补偿方式补偿发电机组固定成本。发电容量补偿费用按照省发展改革委核定的容量补偿电价（元/度）向用户侧收取，每月结算一次。

发电容量补偿费用=机组月度可用容量×用户侧容量补偿费用/ \sum_1^N （机组月度可用容量）， N 为全网所有市场化机组个数。

其中：

用户侧容量补偿费用=容量补偿电价×全网所有市场化用户月度用电量

机组月度可用容量=(机组额定容量(高背压供热机组在高背压运行期间，取其出力上限)-执行政府定价部分容量)×机组月度可用小时数/当月总小时数。(若为负数或 0，均按 0 处理)

执行政府定价部分容量=机组当月按政府定价结算的电量/[(当月具有容量补偿资格的所有机组按政府定价结算的电量+当月全网市场化用户省内结算电量) / 当月具有

容量补偿资格的所有机组可调用容量（高背压机组出力上限）之和]

机组月度可用小时数包括机组运行状态、备用状态下的小时数（小时数按取整原则统计）。机组计划检修、临故修（含缺煤停机）期间不计入机组可用小时数之内。

机组已投产运行年限超过设计年限后，给予 80%的发电容量补偿费用。

第 10.15 条 山东能源监管办会同省发展改革委、省能源局组织开展机组发电成本测算工作，山东电力调度控制中心、山东电力交易中心具体实施。有关发电企业配合提供成本数据，并对数据的真实性和准确性负责。

第十一章 市场计量和抄表

第 11.1 条 电网企业应根据市场运行需要，按照《电能计量装置技术管理规程》等国家和行业规程规范要求，为市场主体安装计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。

第 11.2 条 发电侧上网计量点和用户侧结算计量点应按照管理规程要求配置一套相应准确度等级的电能计量装置。

第 11.3 条 当计量数据缺失时，按照电量数据拟合办法对缺失数据进行拟合，并作为电网企业的结算依据，详见附件 3、附件 4。

当出现计量数据错误时，由有资质的电能计量检测中心确认并出具报告，差错电量由电网企业按照第十二章第八节差错退补原则进行处理。

第 11.4 条 电网企业应按照电力市场结算要求定期将发电企业（机组）、电力用户的电量数据传送给电力交易机构，作为结算依据。电网企业应将用电量和上网电量的计量周期统一调整到自然月份。

第 11.5 条 辅助服务通过能量管理系统、电力需求侧系统等计量，由电力调度机构按结算要求统计辅助服务提供和使用情况。

第十二章 市场结算

第一节 结算原则

第 12.1.1 条 电力批发市场采用“日清月结”和“月清月结”相结合的结算模式。电量电费计算周期为日，以小时为基本计算时段，出具日清算临时结算结果，以月度为周期发布正式结算依据，开展电费结算；市场运行产生的各项不平衡费用，按照每项费用的分配（分摊）周期按

日或按月进行清算，按日清算的出具日清算临时结果，以月度为周期发布正式结算依据，开展相应费用结算。电力零售市场与批发市场结算相对独立开展，以月度为周期开展零售市场结算，按月出具电力市场结算依据。

第 12.1.2 条 各市场主体保持与电网企业的电费结算收付方式不变。市场主体和电网企业应根据市场规则及时足额结算电费及相关费用。

第 12.1.3 条 基数合约电量根据政府批复的上网电价结算。

按照“以用定发”的原则，根据市场用户用电量确定市场化机组市场结算电量，根据市场化机组上网电量与市场用户用电量确定市场化机组基数合约结算电量，实现结算平衡。

第 12.1.4 条 中长期合约按照中长期合同约定价格（即净合约综合价）结算，中长期合约电量包括年度、月度、周等为交易周期的合约电量。

第 12.1.5 条 日前市场出清曲线与中长期合约偏差部分按照日前市场出清价格结算。

第 12.1.6 条 实际执行曲线与日前市场出清曲线偏差部分按照实时市场价格结算。无意偏差、计量偏差按照统一承担偏差的方式处理。

第 12.1.7 条 调频辅助服务费用按本规则有关规定执行。备用、有偿无功调节、黑启动等辅助服务费用按照山东省“两个细则”及其补充规定执行。

第 12.1.8 条 参与跨省区交易的批发用户和售电公司，跨省区交易曲线统一按照对应跨省区线路的典型送电曲线或日送电曲线等比例分解执行，跨省区交易曲线合约电量按照合同价格结算。继续参与省内交易的，按照省内交易规则申报交易电量和交易曲线，并按照省内结算方式予以结算。实际总用电曲线减去跨省区交易曲线后，形成省内交易实际用电曲线。

第 12.1.9 条 市场和计划双轨制造成的偏差费用、预测偏差费用、调频服务费用、调频机会成本、机组启动费用、空载费用、特殊机组补偿费用、发电侧市场偏差处理费用、用户侧允许偏差外收益、退补联动电费等，纳入不平衡资金管理，其余额或缺口以产生时间维度为周期由相关市场主体或非市场单位按比例分摊或返还，需全部由非市场发电机组与跨省区线路受电量承担的不平衡资金以清算时间为周期进行分摊或返还。

第二节 结算电价

第 12.2.1 条 市场化机组以机组所在物理节点的节点电价作为现货市场结算价格。售电公司、批发用户以全市

场发电节点的加权平均综合电价作为现货市场结算价格。

第 12.2.2 条 市场主体结算电价最小单位时间：

（一）中长期市场按市场主体约定的价格结算，原则上结算电价最小单位时间为 1 小时；

（二）现货市场以 1 小时为结算电价单位时间；

（三）发电侧每小时的节点电价等于该时段内每 15 分钟节点电价的算术平均值，用电侧每小时的电价等于所有发电侧每小时节点电价的加权平均值。其中，日前市场按照发电侧日前现货市场出清曲线与中长期合约偏差电量加权平均，实时市场按照发电侧实时市场与日前市场出清偏差电量进行加权平均。

第三节 结算流程

第 12.3.1 条 电网企业负责向电力交易机构提供售电公司和批发用户每天 24 小时各时段用电量等结算准备数据。电网企业负责接受日清算电量电费和月清算费用信息，按照电力交易机构出具的结算依据，负责市场主体的电费结算及收付，及时向电力交易机构反馈市场电费结算、市场主体欠费情况。

第 12.3.2 条 电力调度机构负责向电力交易机构提供日前及实时市场 96 点出清电量及出清价格、机组启停次数、必开及供热等特殊机组信息、机组检修、机组非计划

停运、辅助服务费用、机组考核相关数据等基本结算数据。

第 12.3.3 条 发电企业依据合同获取相关方履行合
同的信息、资料及查阅计量数据，在临时结算结果公示后
审核确认本企业结算结果并反馈意见。

第 12.3.4 条 售电公司在合同有效期内依据合同获取
相关方履行合
同的信息、资料及查阅计量数据。在交易系
统上填写并确认零售价格等信息，在临时结算结果公示后
审核确认本企业结算结果并反馈意见。

第 12.3.5 条 电力用户按规定获取相关方履行合
同的信息、资料及查阅计量数据，在交易系统填写、确认用
电户号和计量点号，零售用户可查询与售电公司的合同关系、
零售价格等信息。

第 12.3.6 条 市场结算按如下流程开展：

（一）电力调度机构于运行日（D 日）前 1 日（D-1 日）
18:30 前完成日前市场出清，运行日（D 日）完成实时市场
出清。电力交易机构于运行日（D 日）9:00 前获取 D 日的日
前市场交易结果，以及 D-1 日实时市场交易结果和日前市场
出清价格正式结果。具体包括：发电侧的所有节点日前和实
时市场出清上网电量、出清价格（其中日前市场出清价格为
临时结果）；日前机组组合安排；必开、供热等特殊机组信

息；启停及考核数据；用户侧所有节点的日前和实时市场出清价格等。

(二) 交易系统在获取运行日(D日)的日前市场及实时市场出清数据后,形成日前市场和实时市场发电侧分时结算电价(运行日后第4天形成日前市场和实时市场用电侧分时偏差结算电价)。T时刻电价指T-1时刻至T时刻的出清或结算价格,举例如下。

电价	含义
10:15时刻出清电价	10:00-10:15时段出清电价
10:30时刻出清电价	10:15-10:30时段出清电价
10:45时刻出清电价	10:30-10:45时段出清电价
11:00时刻出清电价	10:45-11:00时段出清电价
11:00时刻结算电价	10:15、10:30、10:45、11:00时刻出清电价的算术平均值

(三) 运行日后第3天(D+3日),电网企业分别以机组和售电公司、批发用户为单位,将运行日(D日)的机组每小时上网电量、售电公司与市场用户每小时用电量数据推送给交易系统。分时计量数据采集失败时,由电网企业根据电量数据拟合办法提供电量拟合数据用于市场化结算。

(四) 运行日后第4天(D+4日)17:30前,电力交易机构计算市场主体运行日的临时结算结果,经审核后发布。

具体包括：各市场主体当日每小时不同交易类型的结算电量、电价、电费，当月累计电量电费情况。市场主体进行查询确认，如有异议在运行日后第 5 天（D+5 日）17:30 前，通过交易系统反馈。电力交易机构根据各方反馈意见，每旬（上旬指每月 1 日至 10 日，中旬指每月 11 日至 20 日，下旬指每月 21 日至月末）对当月需调整的日清算临时结算结果进行重算，并发布重算的日清算临时结算结果。

（五）电力交易机构每月 6 日 17:30 前，根据上月日清算（月清算）结果、零售市场结算结果以及历史月份的退补结算结果，出具上月月度结算临时结算结果，并发布给市场主体查询确认。具体包括：各市场主体当月累计结算电量、电价、电费，考核费用，分摊、返还等费用明细。如有异议在每月 7 日 17:30 前，通过交易系统反馈，无反馈的视同确认无异议。

（六）电力交易机构每月 8 日 17:30 前，出具上月月度结算正式依据，发布至电网企业和市场主体。

（七）电网企业每月 9 日 17:30 前，形成上月结算通知单并将电费信息通知市场主体，按照合同约定或法律法规的规定完成电费收支。

第四节 发电侧批发市场结算

第 12.4.1 条 不参与市场的机组按实际上网电量和政

府批复的上网电价结算。

第 12.4.2 条 参与市场的机组总电费收入由基数合约电费收入与综合市场交易电费收入构成。综合市场交易电费总收入包含容量补偿费用和市场电量交易电费收入，其中市场电量交易电费收入包括中长期合约电费、日前市场偏差电费、实时市场偏差电费、基数合约交易环节结算盈亏、中长期合约交易环节结算盈亏、补偿费用、考核费用。

计算公式如下：

$$R = R_{\text{基数}} + R_{\text{容量}} + R_{\text{电量}}$$

$$R_{\text{电量}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前偏差}} + R_{\text{实时偏差}} + R_{\text{基数交易}} + R_{\text{中长期交易}} \\ + R_{\text{补偿}} + R_{\text{考核}} + R_{\text{分摊}} + R_{\text{返还}}$$

其中：

R 为市场化机组总电费收入；

$R_{\text{基数}}$ 为机组基数合约电费收入；

$R_{\text{容量}}$ 为机组容量补偿电费收入。

$R_{\text{电量}}$ 为机组电量交易电费收入；

$R_{\text{中长期}}$ 为机组中长期合约电费收入；

$R_{\text{日前偏差}}$ 为机组日前市场偏差电费收入；

$R_{\text{实时偏差}}$ 为机组实时市场偏差电费收入；

$R_{\text{基数交易}}$ 为机组基数合约交易环节的盈亏；

$R_{\text{中长期交易}}$ 为机组中长期合约交易环节的盈亏；

$R_{\text{补偿}}$ 为机组启动等补偿费用；

$R_{\text{考核}}$ 为机组供热等考核费用；

$R_{\text{分摊}}$ 为机组分摊费用；

$R_{\text{返还}}$ 为机组返还费用。

第 12.4.3 条 机组根据日前市场中标电量与中长期净合约电量、基数合约电量之间的差额，以及日前市场节点电价计算偏差电费。公式为：

$$R_{\text{日前偏差}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{基数},t} - Q_{\text{中长期},t}) \times P_{\text{日前},t}]$$

其中：

$R_{\text{日前偏差}}$ 为机组日前市场偏差电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为日前市场机组 T 时段中标电量；

$Q_{\text{基数},t}$ 为机组 T 时段基数合约结算电量；

$Q_{\text{中长期},t}$ 为机组 T 时段中长期分时净合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场机组 T 时段节点电价。

第 12.4.4 条 发电侧根据机组实际分时上网电量与日前市场申报的分时电量之间的差额，以及实时市场节点电价计算偏差电费。公式为：

$$R_{\text{实时偏差}} = \sum [(Q_{\text{上网},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

其中：

$R_{\text{实时偏差}}$ 为机组实时市场偏差电费；

$Q_{\text{上网},t}$ 为机组实时市场 T 时段上网电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为机组日前市场 T 时段中标电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为机组所在节点实时市场 T 时段结算价格。

第五节 用户侧批发市场结算

第 12.5.1 条 批发市场用户侧电费支出包含省外交易电费、中长期合约电费、日前市场偏差电费、实时市场偏差电费、中长期合约交易环节盈亏、容量补偿电费、分摊费用、市场盈余等平衡资金返还费用，直接参与批发市场的电力用户电费支出还包含容量补偿电费。计算公式如下：

$$C_{\text{售电公司支出}} = C_{\text{电量}}$$

$$C_{\text{批发用户支出}} = C_{\text{电量}} + C_{\text{容量}}$$

$$C_{\text{电量}} = C_{\text{省外}} + C_{\text{中长期}} + C_{\text{日前偏差}} + C_{\text{实时偏差}} +$$

$$C_{\text{中长期交易}} + C_{\text{分摊}} + C_{\text{返还}}$$

其中：

$C_{\text{售电公司支出}}$ 为批发市场售电公司电费支出；

$C_{\text{批发用户支出}}$ 为批发市场直接参与批发市场的电力用户
电费支出；

$C_{\text{电量}}$ 为用户侧电量交易电费；

$C_{\text{容量}}$ 为用户侧支付的机组容量补偿电费；

$C_{\text{省外}}$ 为用户侧省外交易电费；

$C_{\text{中长期}}$ 为用户侧中长期合约电费；

$C_{\text{日前偏差}}$ 为用户侧日前市场偏差电费；

$C_{\text{实时偏差}}$ 为用户侧实时市场偏差电费；

$C_{\text{中长期交易}}$ 为用户侧中长期合约交易环节盈亏；

$C_{\text{分摊}}$ 为用户侧的分摊费用；

$C_{\text{返还}}$ 为用户侧的市场盈余等平衡资金返还费用。

第 12.5.2 条 日前市场出清采用发电侧单边报价模

式，用户侧批发市场主体按照其日前市场分时申报电量与中长期净合约电量之间的差额，以及日前市场发电侧加权平均电价计算偏差电费。公式为：

$$C_{\text{日前偏差}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{净合约},t}) \times P_{\text{日前},t}]$$

其中：

$C_{\text{日前偏差}}$ 为用户侧日前市场偏差电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户侧日前市场所申报的 T 时段需求电量；

$Q_{\text{净合约},t}$ 为用户侧 T 时段中长期净合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场 T 时段发电侧加权平均电价。

第 12.5.3 条 用户侧批发市场主体按照其实际分时用电量与省外交易电量、日前市场分时申报电量之间的差额，以及实时市场发电侧加权平均电价计算偏差电费。公式为：

$$C_{\text{实时偏差}} = \sum [(Q_{\text{实时},t} - Q_{\text{省外},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

其中：

$C_{\text{实时偏差}}$ 为用户侧实时市场偏差电费；

$Q_{\text{实时},t}$ 为用户侧实时市场 T 时段实际用电量；

$Q_{\text{省外},t}$ 为用户侧 T 时段省外交易电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户侧日前市场申报的 T 时段需求电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为用户侧实时市场 T 时段发电侧加权平均电价。

第六节 辅助服务市场结算

第 12.6.1 条 调频辅助服务电费由电力调度机构计算并出具机组辅助服务结算清单，发至电力交易机构，由电力交易机构出具机组辅助服务结算依据。

第 12.6.2 条 调频市场相关费用分为调频辅助服务费用、分摊费用，采用收支平衡、日清月结的方式结算。

第 12.6.3 条 中标发电单元和独立辅助服务提供者在调频市场上提供调频服务可以获得相应的调频辅助服务费用。发电单元和独立辅助服务提供者的调频辅助服务费用按日统计、按月进行结算。发电单元和独立辅助服务提供者 AGC 服务的日费用计算公式如下：

$$C_{AGC} = D \times [\ln(K_{pd}) + 1] \times Y_{AGC}$$

其中：

(一) C_{AGC} 为发电单元或独立辅助服务提供者 AGC 服务日费用。

(二) D 为发电单元或独立辅助服务提供者每日调节量的总和，即

$$D = \sum_{j=1}^n D_j$$

其中 D_j 为发电单元或独立辅助服务提供者第 j 次的调节深度， n 为日调节次数。

同时，当发电单元或独立辅助服务提供者进行折返调节时，增加其额定容量的0.5%到调节深度中去。

(三) K_{pd} 为发电单元或独立辅助服务提供者当天的调节性能指标，具体计算见附件。

(四) Y_{AGC} 为发电单元或独立辅助服务提供者运行日AGC辅助服务出清价格。

第12.6.4条 调频辅助服务费用按照“谁受益、谁承担”的原则，按照调频市场费用分摊者每日电量比例进行分摊。分摊费用在下一个月度电量的电费支付环节兑现。

第12.6.5条 调频市场费用分摊者包括：

(一) 山东省内省级电力调度机构直接调度的并网发电厂（包括单机容量100MW及以上的发电机组，暂不包括抽水蓄能电站）和独立辅助服务提供者。

(二) 地调及以上电力调度机构直接调度且容量为10MW及以上风力发电场、35kV及以上并网或装机容量10MW及以上的集中式光伏电站。

(三) 送入山东电网的跨省区联络线。

(四) 参与山东电力市场化交易的电力用户。

(五) 其他需要分摊调频费用的市场主体。

第 12.6.6 条 调频辅助服务费用分为调频服务费用和调频机会成本费用，其中调频服务费用由发电主体分摊，调频机会成本费用由市场用户分摊。

调频服务费用分摊具体公式如下：

火电厂、风电场、光伏电站、核电厂、独立辅助服务提供者、跨省区联络线当日调频服务分摊费用 = [各火电厂、风电场、光伏电站、核电厂、独立辅助服务提供者、跨省区联络线当日发受电量 / (省内参与分摊的所有火电厂当日总发电量 + 省内参与分摊的所有风电场当日总发电量 + 省内参与分摊的所有光伏电站当日总发电量 + 省内核电厂当日总发电量 + 独立辅助服务提供者当日发电量 + 跨省区联络线当日总受电量)] × AGC 当日总调频费用

其中，直调自备电厂当日总发电量指当日总上网电量。

调频机会成本费用分摊具体公式如下：

市场化用户当日调频机会成本分摊费用 = [各市场用户当日用电量 (不含自发自用部分电量) / (市场用户当日总用电量 (不含自发自用部分电量))] × AGC 当日总机会成本补偿费用

第七节 综合结算

第 12.7.1 条 根据发电企业在日前市场、实时市场、

辅助服务市场等结算数据，形成发电企业综合结算结果，由电力交易机构向发电企业出具包括总结算费用及各类别结算费用的结算依据。

第 12.7.2 条 根据售电公司在日前市场、实时市场、辅助服务市场、零售市场等结算数据，形成售电公司综合结算结果，由电力交易机构向售电公司出具包括总结算费用及各类别结算费用的结算依据。

第 12.7.3 条 售电公司所代理用户在零售市场交易中应支付的电费总额（售电公司代理收入），扣除售电公司在批发市场应支付的电费（售电公司批发支出），其差额为售电公司月度市场交易净收入。

第 12.7.4 条 电力交易机构向电网企业提供批发用户在日前市场、实时市场、辅助服务市场等结算依据，电网企业根据结算依据以及对应的输配电价、政府性基金、容量补偿电价，形成批发用户综合结算结果，向批发用户出具总结算费用及各类结算费用结算依据。

第 12.7.5 条 电网企业根据电力交易机构提供的零售用户结算依据，开展市场电费结算，并累加输配电价、政府性基金、容量补偿电价等，形成零售用户综合结算结果，向零售用户出具包括总结算费用及各单项结算费用的结算单。

第八节 退补管理

第 12.8.1 条 对于电力交易机构月度结算依据发布前发现的当月差错退补事项，重新计算有关市场主体的结算电费；对结算依据发布后发现的当月差错退补事项，按市场主体该结算周期加权价格进行偏差结算，用户侧电量出现差错时，计算发电侧联动调整电费并纳入不平衡资金管理；发电侧电量出现差错时，不联动影响其他市场主体。差错退补调整追溯期原则上自月度结算依据发布之日起不超过 36 个月。

第 12.8.2 条 由于历史发用电量计量差错、技术支持系统异常等原因需要进行电费退补调整的，由电力交易机构根据电网企业推送的修正电量等结算准备数据，重新计算有关市场主体的结算电费。电量差错退补调整追溯期原则上自月度结算依据发布之日起不超过 36 个月。

第 12.8.3 条 月度结算前发生的当月可追溯到日的电量差错，根据电网企业推送的修正电量，重新计算后并入当月结算。政策调整退补按日重新计算后并入当月结算，无法并入当月结算的并入次月结算。

第 12.8.4 条 对于实时电量月度累计值与月度抄表电量的偏差量及跨月电量差错退补事项，按照以下规则处理：

（一）因计量倍率、拟合规则等原因造成的日清累计

电量与实际月度抄见电量不一致的，电网企业按实际月度抄见电量结算。超差电量原则上应通过月度最后一个日清日电量进行平衡，因最后一个日清日电量较少或无电量导致无法平衡的，超差部分按照结算周期内零售套餐加权平均电价进行偏差结算。

（二）零售用户电量出现差错时，在发现月份月度结算时对相关零售用户按照差错月份零售套餐加权平均结算电价进行差错电量退补结算，相关售电公司按照差错月份实时市场月度加权平均结算电价与零售用户差错电量退补电费进行退补结算。

计算发电侧联动调整电费并纳入平衡资金，调整金额计算公式为：

$$C_{\text{联动退补}} = Q_{\text{退补}} \times (P_{\text{容量}} + P_{\text{实时}} - P_{\text{批复}})$$

其中：

$C_{\text{联动退补}}$ 为发电侧联动调整电费；

$Q_{\text{退补}}$ 为用户侧月度差错退补电量；

$P_{\text{容量}}$ 为政府核定的用户侧容量补偿电价；

$P_{\text{实时}}$ 为差错月份发电侧实时市场月度加权平均结算电价；

$P_{\text{批复}}$ 为差错月份发电侧以用定发基数合约电量的月度加权平均电价。

(三) 批发用户电量出现差错时，在发现月份月度结算时，对相关用户按照差错月份实时市场月度加权平均结算电价进行退补结算。计算发电侧联动调整电费并纳入平衡资金，调整金额计算公式与上节公式一致。

(四) 发电侧电量出现差错时，在发现月份月度结算时，对差错机组按照差错月份政府批复电价进行差错电量退补结算。

第 12.8.5 条 用户电量发生差错，电网企业在确认差错及退补电量后 3 个工作日内发起退补工单，电力交易机构按照规则开展退补结算。

第 12.8.6 条 因市场交易规则、结算规则、电价政策等发生变化，需要调整电费的，由电力交易机构依照相应规则或政策开展电费退补。

第九节 不平衡资金结算

第 12.9.1 条 机组启动费用，纳入不平衡资金。

根据机组冷温热态开机计算其应补偿的费用，公式为：

$$R_{\text{启动},i} = \sum (P_{\text{启动},i} \times N_{\text{启动},i})$$

其中：

$R_{启动,i}$ 为机组 i 的总启动费用;

$P_{启动,i}$ 为机组 i 的单个(冷、温、热三态之一)的启动成本;

$N_{启动,i}$ 为机组 i 的总启停次数;

第 12.9.2 条 机组空载费用, 纳入不平衡资金。

根据机组运行时间计算其应补偿的空载费用, 当发电机组日运行电量电费收入高于其核定成本时, 不予以结算。低于核定成本时予以结算。公式为:

$$R_{空载,i} = \sum (C_{空载,i} \times T_{运行,i})$$

其中:

$R_{空载,i}$ 为机组 i 的总空载费用;

$C_{空载,i}$ 为机组 i 的每小时空载费用;

$T_{运行,i}$ 为机组 i 的总并网运行时间。

第 12.9.3 条 必开机组、临时新增开机机组、实时运行中指定出力机组等特殊机组, 若其运行日当天的总发电收益低于其核定的总发电成本, 按照核定的总发电成本对其进行补偿, 运行日当天的特殊机组补偿费用 $R_{补偿,d}$ 计算公式如下:

(一) 特殊机组运行日当天现货偏差电量为正, 即

$Q_{\text{日前偏差,d}} + Q_{\text{实时偏差,d}} > 0$ 时:

$$R_{\text{补偿,d}} = P_{\text{核定,d}} \times (Q_{\text{日前偏差,d}} + Q_{\text{实时偏差,d}}) - (R_{\text{日前偏差,d}} + R_{\text{实时偏差,d}})$$

其中

$P_{\text{核定,d}}$ 为机组运行日当天核定的发电成本价;

$Q_{\text{日前偏差,d}}$ 为机组运行日当天日前偏差总电量;

$Q_{\text{实时偏差,d}}$ 为机组运行日当天实时偏差总电量;

$R_{\text{日前偏差,d}}$ 为机组运行日当天日前偏差电费;

$R_{\text{实时偏差,d}}$ 为机组运行日当天实时偏差电费;

若该值为负, 补偿费用归 0。

(二) 特殊机组运行日当天现货偏差电量非正, 即

$Q_{\text{日前偏差,d}} + Q_{\text{实时偏差,d}} \leq 0$ 时

$$R_{\text{补偿,d}} = P_{\text{核定,d}} \times Q_{\text{实时,d}} - (R_{\text{基数,d}} + R_{\text{中长期,d}} + R_{\text{日前偏差,d}} + R_{\text{实时偏差,d}})$$

$P_{\text{核定,d}}$ 为机组运行日当天核定的发电成本价;

$Q_{\text{实时},d}$ 为机组运行日当天实际上网电量；

$R_{\text{基数},d}$ 为机组运行日当天基数电量电费；

$R_{\text{中长期},d}$ 为机组运行日当天中长期电量电费；

$R_{\text{日前偏差},d}$ 为机组运行日当天日前偏差电量电费；

$R_{\text{实时偏差},d}$ 为机组运行日当天实时偏差电量电费；

若该值为负，补偿费用归 0。

第 12.9.4 条 供热机组考核、新能源电站日前发电计划执行偏差考核、用户侧偏差收益回收等费用，纳入不平衡资金。

第 12.9.5 条 因退补电费引起的发电侧与用电侧退补电费差额，纳入不平衡资金。

第 12.9.6 条 调频机会成本费用纳入不平衡资金。

第 12.9.7 条 在某一结算时段，全网日前出清非市场用户预测用电量与非市场用户实际结算电量不一致将产生偏差费用，该偏差费用分为“日前预测偏差费用”及“实时预测偏差费用”两部分，按时段计算机组预测偏差费用、按月累计全网预测偏差费用并由相关主体分摊，计算方式如下：

（一）日前预测偏差费用

1. 全网日前预测偏差费用

$$R_{\text{全网日前预偏},t} = \left(Q_{\text{全网基数},t} - \left(Q_{\text{全网发电日前},t} - Q_{\text{全网用户日前},t} \right) \right) \times P_{\text{全网日前},t}$$

$$Q_{\text{全网基数},t} = Q_{\text{总上网},t} - Q_{\text{总用电},t}$$

其中：

$R_{\text{全网日前预偏},t}$ 为该时段全网日前预测偏差费用；

$Q_{\text{全网基数},t}$ 为该时段发电侧根据“以用定发”原则计算得到的基数合约结算电量（该值小于 0 时不归零）；

$Q_{\text{全网发电日前},t}$ 为该时段全网发电侧日前出清电量；

$Q_{\text{全网用户日前},t}$ 为该时段全网用户侧日前出清电量；

$P_{\text{全网日前},t}$ 为该时段全网发电侧日前出清加权平均电价；

$Q_{\text{总上网},t}$ 为该时段市场化机组实际总上网电量；

$Q_{\text{总用电},t}$ 为该时段市场用户实际用电量减去省外交易电量。

2. 机组日前预测偏差费用

全网日前预测偏差费用在该时段日前偏差电量与全网

日前偏差电量正负关系一致的机组间，按照日前偏差电量比例分摊（或返还）。

（二）实时预测偏差费用

1. 全网实时预测偏差费用

$$R_{\text{全网实时预偏},t} = \left(Q_{\text{全网发电日前},t} - Q_{\text{全网用户日前},t} - Q_{\text{全网基数},t} \right) \times P_{\text{全网实时},t}$$

$$Q_{\text{全网基数},t} = Q_{\text{总上网},t} - Q_{\text{总用电},t}$$

其中：

$R_{\text{全网实时预偏},t}$ 为该时段全网实时预测偏差费用；

$P_{\text{全网实时},t}$ 为该时段全网发电侧实时出清加权平均电价；

其余参数含义与日前预测偏差费用计算公式一致。

2. 机组实时预测偏差费用

全网实时预测偏差费用在该时段实时偏差电量与全网实时偏差电量正负关系一致的机组间，按照实时偏差电量比例分摊（或返还）。

（三）机组预测偏差费用

根据当月各时段日前预测偏差费用与实时预测偏差费用累计计算机组月度预测偏差费用：

$$R_{\text{预测偏差}} = \sum (R_{\text{日前预偏,t}} + R_{\text{实时预偏,t}})$$

$R_{\text{预测偏差}}$ 为当月机组预测偏差费用；

$R_{\text{日前预偏,t}}$ 为机组 T 时段日前预测偏差费用；

$R_{\text{实时预偏,t}}$ 为机组 T 时段实时预测偏差费用。

第 12.9.8 条 在某一结算时段，当市场化发电机组总上网电量小于市场用户总用电量及固定基数合约电量之和时，由于市场化发、用电量不平衡产生的偏差费用纳入不平衡资金，该不平衡资金按时段计算并由相关市场主体分摊，计算公式如下：

$$R_{\text{机组双轨,t}} = (P_{\text{非市场}} - P_{\text{日前,t}}) \times Q_{\text{机组以用定发,t}}$$

$$Q_{\text{机组以用定发,t}} = \left(Q_{\text{总上网,t}} - Q_{\text{总用电,t}} - Q_{\text{总固定基数,t}} \right) \times \frac{(Q_{\text{基数计划,t}} - Q_{\text{固定基数,t}})}{(Q_{\text{总基数计划,t}} - Q_{\text{总固定基数,t}})}$$

其中：

$R_{\text{机组双轨,t}}$ 为机组该时段产生的双轨制偏差费用；

$P_{\text{非市场}}$ 为非市场发电机组及跨省区联络线上网电量和受电量的平均电价；

$P_{\text{日前,t}}$ 为机组该时段的日前出清节点电价；

$Q_{\text{机组以用定发},t}$ 为机组该时段根据“以用定发”原则计算得到的以用定发基数合约结算电量（产生双轨制偏差费用时，该值为负数）；

$Q_{\text{总上网},t}$ 为该时段市场化机组实际总上网电量；

$Q_{\text{总用电},t}$ 为该时段市场用户实际用电量减去省外交易电量；

$Q_{\text{总固定基数},t}$ 为该时段市场化机组固定基数合约总电量；

$Q_{\text{基数计划},t}$ 为机组该时段基数合约计划电量；

$Q_{\text{固定基数},t}$ 为机组该时段固定基数合约电量；

$Q_{\text{总基数计划},t}$ 为该时段市场化机组基数合约计划总电量。

在当月市场化发电机组总发电量小于市场用户总用电量及物理执行基数合约电量之和的时段，对全网市场化机组产生的双轨制偏差费用求和并按月累计，即为当月需由非市场发电侧（含非市场机组及跨省区联络线）承担的双轨制偏差费用。

第 12.9.9 条 市场和计划双轨制造成的偏差费用、预

测偏差费用、调频服务费用、调频机会成本、机组启动费用、空载费用、特殊机组补偿费用、发电侧市场偏差处理费用、用户侧偏差价差收益回收费用等不平衡资金，按照“谁受益、谁承担”的原则，在相关市场主体间分摊或返还，具体分配原则如下：

（一）启动费用按实际市场化电量比例折算为市场用户承担部分和非市场用户承担部分，市场用户承担部分按当日用电量比例分摊，非市场用户承担部分在发电侧按当日非市场电量（含市场化机组基数结算电量、非市场发电机组上网电量及跨省区联络线受电量）比例分摊。

（二）空载费用折算到当日电价最高的四个时段，各时段空载费用按实际市场化电量比例折算为市场用户承担部分和非市场用户承担部分，市场用户承担部分按该时段用电量比例分摊，非市场用户承担部分在发电侧按该时段非市场电量（含市场化机组基数结算电量、非市场发电机组上网电量及跨省区联络线受电量）比例分摊。

（三）特殊机组补偿费用按实际市场化电量比例折算为市场用户承担部分和非市场用户承担部分，市场用户承担部分按当日用电量比例分摊，非市场用户承担部分在发电侧按当日非市场电量（含市场化机组基数结算电量、非市场发电机组上网电量及跨省区联络线受电量）比例分摊。

（四）供热机组考核、新能源电站日前发电计划执行偏差考核按机组该时段上网电量比例返还至市场化机组。

（五）用户侧偏差收益回收费用按发生时段用电量比例返还市场用户。

（六）退补不平衡资金在开展退补的月份由市场化机组按发生退补月份以用定发基数合约结算电量比例计算分摊。

（七）调频机会成本费用由市场用户按当日用电量比例分摊。

（八）预测偏差费用由所有非市场发电机组及跨省区联络线按照当月上网电量和受电量比例分摊。

（九）市场和计划双轨制造成的不平衡资金由所有非市场发电机组及跨省区联络线按照当月上网电量和受电量比例分摊。

第十节 电费收付

第 12.10.1 条 市场交易电费由电网企业负责结算，其中用户用电费由所在地区电网企业收取；发电企业上网电费由相关电网企业支付；省内售电公司结算费用由其注册地地级市电网企业收付，省外售电公司结算费用由济南供电公司收付。

第 12.10.2 条 市场主体市场电费结算纳入电网企

业购售电结算管理流程，由电网企业收到结算依据后，累加输配电价、基金等电费项，必要时进行税率折算后，每月9日17:30前向市场主体出具结算单据，并在合同约定的期限内完成电费及相关费用收付。

第十一节 其他结算事项

第12.11.1条 市场中止和价格管制时段，市场运营机构按照规则或向山东能源监管办和省能源局报备的市场中止和管制措施开展结算。其中市场紧急中止与管制情况下所造成的成本，有明确责任主体的，由责任主体承担，无法确定责任主体的，纳入电力市场本月或后续若干月的平衡资金，由市场主体共同承担。

第12.11.2条 售电公司和电力用户签订零售合同，次月1日生效。零售合同提前终止后，当月按原零售合同正常交易及结算。

第12.11.3条 停牌期间其交易和结算权限如下：

（一）发电企业停牌期间，尚未履行完毕的合约电量仍按本规则结算。

（二）参与批发市场交易的电力用户停牌期间，不得与售电公司建立代理关系，尚未履行完毕的合约电量仍按本规则结算。实际用电量与合约电量之间的偏差按市场实时价格结算。

（三）售电公司停牌期间，暂停与零售用户新签订零售合同，尚未履行完毕的合约电量仍按交易规则结算，实际用电量与合约电量之间的偏差按市场实时价格结算，其代理的电力用户可与其自主协商解除零售合同。

第 12.11.4 条 市场主体退出时结算方式如下：

（一）售电公司、电力用户退出当月仍根据原交易合同结算。

（二）已参加市场交易的电力用户申请或强制退出的，次月起以保底价格结算。

（三）售电公司申请或被强制退出的，其签约的用户可选择其他售电公司参与交易。用户未选择其他售电公司参与交易前，按保底电价结算电费。

（四）被强制退出市场的市场主体，应缴清市场化费用及欠费；售电公司及由售电公司代理参与交易的电力用户须解除零售合同；被强制退出市场的市场主体，应按国家规定妥善处理上述工作并支付电力市场结算差错追补费用。

第 12.11.5 条 其他营销事项结算方式如下：

（一）违章用电

用户窃电或违章用电，相关电量不纳入市场结算范畴，由电网企业按照有关规定开展电费结算。

（二）计量故障

用户计量设备故障且不配合修复的，在电网企业发出故障通知书的规定期限（5日）后，其用电量及后续退补电量均不纳入市场化退补结算范畴，由电网企业按政府核定的保底电价开展电费结算。故障期间用户用电量暂按电量数据拟合办法开展电费结算。

（三）用户过户

对于市场化交易用户之间的过户，电量以日为最小间隔单位，从双方签名确认过户后的次日 0:00 起，计量电量并入过户后的新用户开展结算。

（四）变损电量

对于“高供低计”的市场用户，其变损电量以月度为计算周期，按照当月最后一个用电日各时段电量比例，叠加计入最后一天各时段用电量中，纳入当日市场化电费结算。

对于“高供低计”或计算线损的市场用户，变损及线损电量按日计算。按照当日各时段抄见电量比例，计入当日各时段计费用电量中，参与市场化交易。

变损电量及线损电量分摊到 24 小时各时段电量时，如因电量四舍五入造成分摊电量不平衡的，电网企业将不平衡电量差值纳入市场化用电客户 23 点时段用电量。

(五) 分表及定必定量电量

计量电量按主分表计量的，当分表电量大于主表电量时，按主表电量扣减。

主分表具备现货分时计量条件的，主表或分表节点电量数据缺失时，按附件 3 电量数据拟合办法拟合相应时段电量。

主分表不具备现货分时计量条件的，主表或分表节点电量数据缺失时，按照附件 5 市场化交易用电分时电量拟合办法拟合相应时段电量。

主表具备现货分时计量条件，分表不具备现货分时计量条件的，分表电量根据主表分时电量比例进行拟合计算；存在主分表的市场化用户，电网企业换装计量装置时应同时换装。

市场化用户存在定量或定比的，其定量或定比均按主表 24 节点分时电量比例进行分摊计算。

第十三章 信息披露

第一节 市场信息分类

第 13.1.1 条 信息披露应遵循及时、真实、准确、完整原则。信息披露主体应当根据法律法规、政策性文件的要求，配合提供相关数据和信息，并对信息披露的真实性、

准确性、完整性负责，不得有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏。

为保证市场信息安全，电力交易机构应设置市场成员访问权限，市场成员按照权限获取信息。

第 13.1.2 条 按照保密要求和披露对象范围，披露的市场信息分为社会公众信息、市场公开信息和私有信息。

第 13.1.3 条 社会公众信息是指向社会公众披露的信息，主要包括但不限于：

（一）电力市场交易适用的法律法规、政策性文件、市场规则，电力交易业务流程、管理办法及相关政策文件等；

（二）国家批准的电价信息等；

（三）电力市场运行基本情况，包括各类市场主体注册及变更情况，电力交易总体成交电量、价格情况，年度、月度市场运行总体情况等；

（四）电网运行基本情况，包括电网主要网络通道的示意图、各类型发电机组装机总体情况、发用电负荷总体情况等；

（五）其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第 13.1.4 条 市场公开信息是指向全体市场成员或山东能源监管办、省发展改革委、省能源局披露的信息，主要包括但不限于：

（一）市场主体基本信息、市场主体注册准入以及退出情况，包括企业名称、统一社会信用代码、联系方式、信用信息等；

（二）发电企业的类型、所属集团、装机容量、检修停运情况，新电源项目投产计划、投产情况等；

（三）电网运行必开必停机组组合、可用输电容量等信息；

（四）各类交易公告，年、季、月电力电量平衡预测分析情况，非市场化电量规模及交易总电量安排、计划分解，各种交易的总成交电量和成交均价，安全校核结果及原因等，参加批发交易的市场主体月度计划及其每日发用电情况；

（五）交易计划执行总体情况及合同结算总体完成情况，计划执行调整及原因，市场干预情况等；

（六）市场主体履约担保情况；

（七）山东能源监管办、省能源局发布的市场主体失信联合惩戒名单、市场监管信息等；

（八）其他政策法规要求对全体市场成员披露的事项。

第 13.1.5 条 私有信息是指向特定的市场成员或山东能源监管办、省发展改革委、省能源局披露且不得向其他

市场成员披露的数据和信息，主要包括但不限于：

（一）发电机组的机组特性参数、性能指标，电力用户用电特性参数和指标；

（二）各市场主体的市场化交易申报电量、申报电价等交易申报信息；

（三）各市场主体的各类市场化交易的成交电量及成交价格等信息；

（四）各市场主体的市场化交易合同以及结算明细信息；

（五）其他政策法规要求对特定市场成员或山东能源监管办、省发展改革委、省能源局披露的事项。

第 13.1.6 条 披露的信息按照信息内容和主要用途分为基本信息、运营信息和年报信息。

（一）基本信息指市场成员提供的本单位工商注册信息、市场属性信息等。

（二）运营信息指市场运营机构根据市场规则和市场运行情况，定期向市场发布的有关市场信息。包括交易信息、运行信息、结算信息和市场管理信息。

（三）年报信息指发电企业、售电公司定期向市场公开的企业财务状况和市场履约情况。

第二节 信息披露内容

第 13.2.1 条 电力交易机构负责市场交易相关的信息披露，主要包括交易规则、交易信息和交易结果等信息。电力调度机构负责调度运行相关信息的披露，主要包括电力平衡、电网运行等信息。市场运营机构信息披露主要包括：

（一）基本信息

1. 企业全称、企业性质、工商注册时间、股权结构、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、联系人、联系方式、办公地址、网站网址、组织机构、业务流程、服务指南等。（公众信息）

2. 交易规则，电力市场适用的法律法规、政策文件及相关规程规范等。（公众信息）

（二）交易信息

1. 交易公告，包括交易品种、交易主体、交易规模、交易方式、应具备的交易条件、交易时间安排、交易开始时间及终止时间、交易其他准备信息等。（公众信息）

2. 交易品种及适用范围、交易参数、交易机制及操作说明、交易计划及其实际执行情况等。（公开信息）

3. 交易约束信息，包括市场交易对申报电量、电价的约束条件，以及其他约束信息。（公开信息）

4. 交易结果。按照不同类型电力市场，具体如下：

①中长期市场：参与主体数量、交易总申报电量、成交的市场主体数量、最终成交电量、集中竞价交易成交价格等；（公开信息）

②现货市场：参与主体数量、各交易时段的全市场发电节点加权平均综合电价；（公开信息）

③调频辅助服务市场：所有市场主体名单、调频调节速率需求、市场供给信息、市场限价、市场出清价格以及其他按有关规定应当发布的信息。（公开信息）

5. 市场主体申报信息，市场主体在中长期市场、现货市场和辅助服务市场的成交结果，市场报价数据申报约束等。（私有信息）

（三）运行信息

1. 电力系统运行中长期预测信息，包括：年度、月度电力电量预测，年度、月度新机组投产计划，年度、月度装机情况，年度、月度电网建设计划，年度、月度主要输电通道能力，年度、月度外购电送电计划，年度、月度机组检修总容量，年度、月度输变电设备检修预安排等。（公开信息）

2. 电力系统运行中长期实际信息，包括：电网各断面（设备）、各路径可用输电容量以及导致断面（设备）限额变化的停电检修等，发电机组检修计划执行情况、发电机组非计划停运情况、输变电设备检修计划执行情况、输变电

设备非计划停运情况、实际新机组投产情况等。(公开信息)

3. 电力系统运行日预测信息, 包括: 日前系统负荷预测、日前省间联络线预计划、正负备用要求、系统装机容量、日前机组计划检修总容量、必开必停机组组合、日前输变电设备检修计划、电网主要断面约束情况等。(公开信息)

4. 电力系统运行日实际信息, 包括: 系统实际负荷曲线、省间联络线实际送受电曲线、实际高峰正备用、实际低谷负备用、必开必停机组组合、停电/限电、机组检修临修情况等。(公开信息)

5. 电网约束信息、电网安全运行的主要约束条件、电网重要运行方式的变化情况, 安全校核原则及安全校核说明等。(公开信息)

6. 电力系统运行中长期预测信息, 包括各发电企业自身的年度、月度机组检修计划。(私有信息)

7. 电力系统运行日预测信息, 包括各发电企业自身的日前机组检修计划、必开/必停机组、机组出力上下限情况等。(私有信息)

(四) 结算信息

1. 以月度为周期发布的电力市场结算情况、偏差处理及考核费用情况、市场交易电费平衡情况、不平衡资金返还和分摊情况等。(公开信息)

2. 以日为周期发布的电力市场结算总体电量电费情况、不平衡资金总明细。（公开信息）

3. 市场主体日结算清单、不平衡资金明细以及月结算清单、电费结算依据。（私有信息）

（五）市场管理信息

1. 山东能源监管办、省发展改革委、省能源局文件，山东电力市场管理委员会对于电力市场管理的决议等。（公众信息）

2. 市场主体基本情况，包括发电企业、售电公司、电力用户的数量及成员名单、编号、注册时间和地点等市场主体注册信息。（公开信息）

3. 市场主体的信用信息，包括市场主体的信用评级、市场主体失信联合惩戒对象和重点关注名单、市场主体履约担保总体情况等。（公开信息）

4. 市场主体的信用评价指标数据及评价过程信息、市场主体履约担保详细信息，以及山东能源监管办和省能源局发布的市场监管决定。（私有信息）

（六）运营总结信息

市场运营机构向市场成员发布半年度报告和年度报告。报告内容包括但不限于：市场管理相关工作制度建设情况，电力供需情况，市场准入及退出情况，市场交易组织、交易

执行、交易结算情况、交易费用收缴和支付情况，市场违约情况，市场运营成效评估分析等。（公开信息）

第 13.2.2 条 发电企业披露的信息主要包括：企业基本情况、发电机组基本参数、燃料供应及出力情况，以及企业减资、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等。

（一）基本信息

1. 企业全称，企业性质，所属发电集团，工商注册时间，营业执照，信用代码，法人代表，联系人，联系方式，电源类型，装机容量，所在地区等。（公众信息）

2. 企业变更情况，包括企业减资、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。（公众信息）

3. 电厂机组信息，包括电厂调度名称、电力业务许可证（发电类）编号、机组调度管辖关系、投运机组台数及编号、单机容量、投运日期、接入电压等级、并网点等。（公开信息）

4. 电厂机组调峰、调频、调压等性能参数等。（私有信息）

（二）运营信息

1. 机组运行情况，包括机组检修及设备改造情况、机

组出力受限情况等。(私有信息)

2. 发电企业燃料供应情况、存储情况、燃料供应风险等。(私有信息)

(三) 年报信息

发电企业半年度报告和年度报告内容包括但不限于: 企业基本情况、财务健康状况、交易合同签订及履约情况、遵守调度纪律和市场规则的情况、是否存在被监管机构行政处罚或采取其他监管措施的情况、是否存在其他违反法律法规被政府部门或司法部门处理的情况等。(公开信息)

第 13.2.3 条 售电公司披露的信息主要包括: 企业基本情况、资产总额验资报告和从业人员配置情况, 以及企业减资、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等。

(一) 基本信息

1. 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、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、信用承诺书、资产总额、联系人、联系方式等。(公众信息)

2. 符合售电公司市场准入要求的从业人员总体情况等。(公众信息)

3. 企业变更情况, 企业减资、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。（公众信息）

4. 股权结构、企业资产证明、从业人员相关证明材料、资产总额验资报告及审计报告等。（私有信息）

（二）年报信息

售电公司半年度报告和年度报告内容包括但不限于：公司基本情况、持续符合国家准入要求情况、财务状况、交易合同签订及履约情况、遵守市场规则的情况、是否存在被监管机构行政处罚或采取其他监管措施的情况、是否存在其他违反法律法规被政府部门或司法部门处理的情况等。（公开信息）

第 13.2.4 条 电力用户披露的信息主要包括：企业基本情况、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等。

（一）企业全称、企业性质、行业分类、用户类别（大用户或一般用户）、工商注册时间、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、联系人、联系方式、主营业务、所属行业等。（公众信息）

（二）企业用电电压等级、用电类别、接入地区、供电方式、自备电源（如有）、最大变压器容量等。（公开信息）

（三）电力用户用电信息，包括用电户号、用电户名、

结算户号、用电性质以及计量点信息等。（私有信息）

第 13.2.5 条 电网企业信息披露：

（一）企业全称、企业性质、工商注册时间、营业执照、统一社会信用代码、法定代表人、联系人、联系方式、供电区域、输配电价格等。（公众信息）

（二）国家批准的发电侧上网电价、销售目录电价、输配电价、各类政府性基金及附加、系统备用费等。（公众信息）

（三）市场结算收付费总体情况及市场主体欠费情况。
（公开信息）

第 13.2.6 条 信息披露变更。

（一）发现披露信息有误或需要变更的，信息披露主体应在 5 个工作日内进行勘误或变更。

（二）信息披露主体变更已披露信息，该变更行为经电力交易机构确认后发布。

（三）信息披露主体变更已披露信息，电力交易机构会同电力调度机构对该变更行为进行影响评估，评估认定该变更行为对市场交易正常开展产生较大影响的，由电力交易机构报山东能源监管办和省能源局处理。

第三节 信息披露管理

第 13.3.1 条 山东能源监管办、省能源局按照职责分

工对信息披露进行监管。

第 13.3.2 条 电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构按照市场信息分类及时向社会、市场主体发布市场交易以及电网运行的相关信息。市场主体、电力调度机构、电网企业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。

第 13.3.3 条 市场信息应通过统一的电力市场技术支持系统、电力交易机构网站进行披露。电力交易机构负责电力市场技术支持系统、电力交易机构网站的建设、管理和维护，并为其他市场主体通过技术支持系统、电力交易机构网站披露信息提供便利。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。各类市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整的原则，按规定在技术支持系统披露有关信息，并对所披露信息的准确性、及时性和真实性负责。

第 13.3.4 条 信息披露主体应按以下时间节点完成信息披露工作：

（一）基本信息

原则上，市场主体的基本信息应在市场注册完成同步披露；基本信息发生变更的，市场成员应当自变更之日起 5 个工作日内更新。电力交易机构基本信息由电力交易机构及时

动态披露。

（二）运营信息

交易信息：根据市场规则中各交易品种有关规定，分别在交易事前、事中、事后各环节披露。

结算信息：在次月前 15 个工作日内披露。

运营总结信息：分别在当年 9 月底前和次年 3 月底前披露。

（三）年报信息

发电企业、售电公司和电力批发用户应在电力交易机构门户网站、技术支持系统，于当年 9 月底前披露半年报信息，于次年 3 月底前披露年报信息。

第 13.3.5 条 市场主体对披露的市场信息有异议或疑问，可向电力交易机构提出，由电力交易机构组织信息披露义务人予以解释。信息提供方要配合电力交易机构解释，不予配合的由电力交易机构上报山东能源监管办和省能源局处理。

信息披露义务人应设置专人负责信息披露相关业务，并将相关人员名单上报电力交易机构，人员变动时应在 15 个工作日内进行更新并上报电力交易机构，不及时上报的将记入信用记录。

第 13.3.6 条 电力交易机构对其他市场成员的信息披

露进行监督。市场成员未按要求及时披露、变更或者披露虚假信息的，电力交易机构可要求其出具书面解释，并将相关情形通过信息披露平台公开通报。市场成员一年之内出现上述情形两次以上的，由电力交易机构将相关情形上报山东能源监管办、省能源局处理。相关情况记入市场成员信用记录。

第 13.3.7 条 市场运营机构未按要求及时披露或者披露虚假信息的，其他市场成员可向山东能源监管办、省能源局投诉。

第 13.3.8 条 电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露公众信息和公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息。市场成员严禁超职责范围获取私有信息，不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

（一）公开信息向全体市场成员提供，市场成员有义务保守获取的信息，不向市场以外的单位或个人透露。

（二）私有信息向特定市场成员提供。市场成员应对私有信息承担保密义务，不得向第三方提供。

（三）双边协商的交易结果提交电力交易机构确认或备案的，电力交易机构应对有关信息进行保密，未经交易主体同意不得向第三方提供。

第 13.3.9 条 信息泄露影响电力市场正常运行的，相关市场主体通过法律途径追究泄密责任。涉及以下情形的，不认定为信息泄露：

（一）应监察、公安、司法、仲裁、审计等相关部门要求透露、使用或者提供相关信息的；

（二）应山东能源监管办、省发展改革委、省能源局履行市场监管职责要求透露、使用或者提供相关信息的；

（三）市场主体自行将其私有信息提供给他人的。

第十四章 系统运行管理

第一节 技术支持系统

第 14.1.1 条 电力市场技术支持系统是支持电力市场运营的计算机、数据网络与通信设备、各种技术标准和应用程序的有机组合。山东电力市场技术支持系统主要包括山东电力交易平台以及与市场交易有关的电力调度运行技术支持系统等。本规则中简称“技术支持系统”。

第 14.1.2 条 技术支持系统必须符合国家有关技术标准、行业标准和有关的国际标准，按照山东电力市场规则的具体规定，遵循统一开发、配套建设、统一管理、分别维护的原则组织实施。技术支持系统应保障电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全，并具备可维护性，

适应电力市场逐步发展完善的需要。

第 14.1.3 条 技术支持系统须对电力市场的市场主体注册管理、数据申报、合同分解与管理、交易出清、交易计划编制、调度计划编制、安全校核、辅助服务、市场信息发布、市场结算等运作环节提供技术支撑。

第 14.1.4 条 调度运行技术支持系统账号管理：

（一）新建电厂应在升压站启动前 30 天向电力调度机构申请开通调度运行技术支持系统账号，经审核同意后生效。

（二）退役机组完成退役手续办理后，电力调度机构应在 5 个工作日内注销其调度运行技术支持系统账号。

（三）电厂若因人员变动等情况需办理账号变更，应向电力调度机构提交账号变更申请，经审核同意后生效。

第二节 机组运行参数管理

第 14.2.1 条 参与电力现货市场交易的发电企业（机组）需按本规则要求向市场运营机构提供详细的运行技术参数，作为电力现货市场交易出清的默认参数。

第 14.2.2 条 发电机组经过技术改造，运行参数发生变化的，经具有国家认证资质的机构测试认定，按有关程序确认后，与电力调度机构重新签订并网调度协议，调整相应的参数信息。

第 14.2.3 条 新建发电机组应在首次并网前 30 天向

电力调度机构申报机组运行参数，经审核同意后生效。

第 14.2.4 条 机组运行参数计划变更。每年 12 月底前，发电机组可依据经政府核准后的增容容量、设备状态等情况，向电力调度机构申请运行参数变更，经审核同意后生效。各类参数变更申请要求如下：

（一）发电机组额定有功功率的变更：应经山东能源监管办核准并取得电力业务许可证（发电类）后，向电力调度机构申请变更，重签并网调度协议后生效。

（二）发电机组最低技术出力、发电机组有功功率调节速率的变更：允许每年申请一次变更，经电力调度机构审核同意后生效。变更后的参数自动作为该机组并网调度协议的补充条款。

（三）其余各类运行参数的变更：允许每年申请一次变更，经电力调度机构审核同意后生效。

第 14.2.5 条 机组出力限值临时变更管理：

（一）竞价日（D-1）9:00 前，若电厂预计发电机组在运行日存在机组降出力（包括降低最高出力和提高最低出力）时段，应向电力调度机构报送机组降出力申请，电力调度机构结合系统运行情况予以批复。电力调度机构应根据机组的额定有功功率、最低技术出力、检修、调试（试验）及降出力等情况，发布运行日其调管范围内机组的 96 点机组

出力约束。

（二）竞价日 9:00 至竞价日 24:00 期间的机组降出力申请，在日前市场出清过程中不予考虑。

（三）当机组在运行日内发生临时降出力时，电厂应及时向电力调度机构提交机组降出力申请，经电力调度机构审核同意，由电力调度机构确认后生效。

第三节 机组调试管理

第 14.3.1 条 新机组调试管理：

（一）新建机组进行涉网试验前，应由具备资质的试验单位编制试验方案，并提前 30 天报送电力调度机构，经审核同意后方可执行。

（二）新建机组应在试验开始前 7 个工作日，将涉及启停机和负荷要求的试验计划上报电力调度机构，电力调度机构根据系统运行情况予以批复。

（三）竞价日上午 9:00 前，新建调试机组应通过电力调度运行技术支持系统报送未来三天滚动调试计划曲线，电力调度机构根据系统运行情况予以批复。经批复的运行日调试曲线不参与优化和市场定价，按照规定的电价结算。

（四）实时运行中，新建调试机组的调试计划原则上按照日前申报计划执行。当运行日的调试计划发生变更时，电厂需及时通过电力调度运行技术支持系统滚动更新当日调

试计划曲线，电力调度机构根据系统运行情况予以批复。经批复的运行日调试曲线不参与优化和市场定价，按照 80%基准电价作为该机组的市场结算价格。

（五）新建机组在完成涉网试验后，应在 3 个工作日内向电力调度机构报送试验快报，15 天内报送试验报告。

（六）新建发电机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，完成满负荷试运行后，方可正常参与日前市场，按照现货市场交易规则申报并参与出清。在运行日当天零点前，原则上按照最低技术出力安排运行。

第 14.3.2 条 在运机组调试（试验）管理。

（一）在运机组调试（试验）包括但不限于：PSS 试验、励磁系统试验、调速系统试验、一次调频试验、AGC 试验、AVC 试验、进相试验、甩负荷试验、黑启动试验等。

（二）每月 15 日前，各电厂向电力调度机构报送下月月度涉网试验计划。

（三）试验开展前 3 个工作日，电厂应向电力调度机构申报机组涉网试验计划、试验方案以及相应的机组出力计划曲线，电力调度机构结合系统运行需要，于竞价日（D-1）予以批复，批复同意的机组涉网试验时段设为必开状态。

（四）运行日内若电厂需变更试验计划曲线，应通过电力调度运行技术支持系统提交更新后的试验计划曲线，电力

调度机构根据系统运行情况予以批复。

（五）核电机组调试时段内发电出力曲线为其申报的试验出力曲线，非调试时段发电出力曲线为其申报的出力曲线。

第 14.3.3 条 检修后机组调试（试验）管理。

（一）检修后机组调试（试验）包括但不限于：PSS 试验、励磁系统试验、调速系统试验、一次调频试验、AGC 试验、AVC 试验、进相试验、甩负荷试验、黑启动试验等。

（二）试验开展前 3 个工作日，电厂应向电力调度机构申报机组检修后涉网试验计划、试验方案以及相应的机组出力计划曲线，电力调度机构结合系统运行需要，于竞价日（D-1）予以批复，批复同意的机组涉网试验时段设为必开状态。

（三）运行日内若电厂需变更试验计划曲线，应通过电力调度运行技术支持系统提交更新后的试验计划曲线，电力调度机构根据系统运行情况予以批复。

（四）检修后试验机组在开机后 48 小时内必须报竣工。

第四节 供热机组管理

第 14.4.1 条 发电调度原则。供热机组须将供热信息接入热电机组在线监测系统，对于技术条件达不到实施“以

热定电”要求的，视同纯凝机组调度。

供热机组以保证供热安全和电网运行安全为前提安排发电，以供热为主要任务，按“以热定电”原则确定的上网电量优先上网。

第 14.4.2 条 供热工况实测变更。当实际供热工况持续 30 天明显偏离实测工况时，供热电厂可向省能源局提交重测申请，获省能源局许可重测后，电厂应重新组织对供热工况进行实测，并将更新后的实测报告及评审意见一起报省能源局、山东能源监管办以及电力调度机构。电力调度机构接到有资质的第三方机构出具的重测报告后 3 个工作日，按照更新后的实测工况进行调度。实际供热工况明显偏离实测工况含以下情况：

（一）实际供汽流量需求超过上次试验最大供汽流量的 5%；

（二）与实测工况相比，机组正常运行时出力上（下）限变化量超过机组额定出力的 5%。

第 14.4.3 条 技术支持系统异常处理：

（一）电厂运行值班人员发现或接到自动化设备故障的通知后，应立即联系自动化运维人员进行处理，并向电力调度机构自动化值班员汇报情况。其中，发生遥控、遥调（AGC、AVC）等控制功能异常时，应立即报告电力调度机构

当值调度员并采取相应措施。

（二）发生自动化系统或设备重大异常事件、电力二次系统网络与信息安全事件时，运行维护单位应立即启动专项应急预案，在 1 小时之内向电力调度机构自动化值班员口头报告事件发生和处理的基本情况，并于 2 个工作日内通过故障处理报告书面上报。

（三）当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。

若重新计算校正结果后，市场已经正式结算，则按照市场交易结算差错退补的相关原则进行电费的追退补。

第十五章 市场力行为监管

第一节 市场力监测及缓解

第 15.1.1 条 山东能源监管办负责建立电力市场运行监测机制和评价标准，市场运营机构负责对电力市场运行情况进行监测和评估，定期提交市场监测分析报告，维

护电力市场公平竞争秩序。必要时，山东能源监管办可委托第三方独立机构开展专项监测和评估。

第 15.1.2 条 为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，需进行市场力检测。通过市场力检测的发电机组报价被视为有效报价，可直接参与市场出清，未通过市场力检测的发电机组采用市场力缓解措施处理后，可参与市场出清。

第 15.1.3 条 对比发电机组日前市场报价与市场力检测参考价格，当发电机组日前市场报价小于等于市场力检测参考价格时，该发电机组被认定通过市场力检测；当发电机组日前市场报价大于市场力检测参考价格时，该发电机组被认定不通过市场力检测。

第 15.1.4 条 发电机组的市场力检测参考价格由市场管理委员会提出建议，经省发展改革委和山东能源监管办同意后执行。

第 15.1.5 条 市场力缓解措施指将发电机组日前市场报价超过市场力检测参考价格的部分替换为市场力检测参考价格。

第 15.1.6 条 市场力监管采用两种机制，包括事前基于容量控制的市场力抑制机制（以下简称“事前监管”）、事后基于价格影响测试的市场力抑制机制（以下简称“事

后监管”)。

第 15.1.7 条 事前监管机制应用于现货市场中的日前市场，是常设型市场力监管机制，于每日市场出清之前，对日前市场的竞价容量实施监管。

第 15.1.8 条 事后监管机制应用于现货市场中的日前市场。事后监管机制是触发型市场力监管机制，在达到触发条件时，实施基于市场主体价格影响的市场力监管。

第二节 市场力行为事前监管

第 15.2.1 条 日前市场出清前，计算市场主体的剩余供给指数，剩余供给指数超标的市场主体被判定具有市场力，其竞价容量将受到监管。

第 15.2.2 条 根据市场实际运行情况，事前监管机制可从单主体监管扩展到多主体监管（主体数量 $N \geq 1$ ，初期可取为 3），定义任一 N 个市场主体的集合为一个新的“虚拟寡头”，计算其剩余供给指数并对其竞价容量进行监管。

为叙述简单，本规则以单主体为例进行撰写。

第 15.2.3 条 事前监管机制的具体实施步骤如下：

（一）计算每个市场主体的剩余供给指数

$$\rho_j^{\text{RSI}} = \frac{S_0 - S_j}{D_0}, \quad \forall j$$

其中， ρ_j^{RSI} 为市场主体 j 的剩余供给指数， S_0 为所有准

入市场主体的总发电容量， S_j 为市场主体 j 所有准入机组的发电容量， D_0 为目标交易时段的市场总需求。

(二) 设置剩余供给指数临界值

剩余供给指数临界值 ρ_0^{RSI} 需在市场出清之前提前公布；对于任一市场主体 j ，若 $\rho_j^{\text{RSI}} < \rho_0^{\text{RSI}}$ ，则说明市场主体 j 的剩余供给指数超标；相反，若 $\rho_j^{\text{RSI}} \geq \rho_0^{\text{RSI}}$ ，则说明市场主体 j 的剩余供给指数合格。

市场监管初期， ρ_0^{RSI} 的取值可设置为 1.05，后期视山东电力市场实际运行情况，由山东能源监管办予以调整。

(三) 计算超标临界容量与受管制容量

针对剩余供给指数超标的市场主体，计算其超标临界容量 S_j^{CBC} ，超出 S_j^{CBC} 的部分为受管制容量 S_j^{RBC} ，有：

$$S_j = S_j^{\text{RBC}} + S_j^{\text{CBC}}$$

其中，

$$S_j^{\text{RBC}} = \left[\frac{S_j}{D_0} - \left(\frac{S_0}{D_0} - \rho_0^{\text{RSI}} \right) \right] \times D_0$$

(四) 计算市场主体强制出清容量

依据市场主体的 S_j^{RBC} 及供需关系确定市场主体 j 的强

制出清容量 S_j^{MBC} 为

$$S_j^{\text{MBC}} = \frac{D_0}{S_0} S_j^{\text{RBC}}$$

强制出清容量按照机组报价由低到高排序，价格相同时按申报容量由大到小排序，满足强制出清容量的所有机组均作为强制出清机组，其强制出清容量部分不再参与市场竞争。

（五）设置市场主体的容量约束

设置市场主体 j 的出清容量上下限，作为市场出清计算的新约束条件，即

$$S_j^{\text{minCBC}} + S_j^{\text{MBC}} \leq \sum_{i \in \Omega_{j,m}} G_{i,m}^G \leq S_j^{\text{CBC}} + S_j^{\text{MBC}}$$

其中， m 表示交易时段， S_j^{minCBC} 为 S_j^{CBC} 部分的最小出力， $G_{i,m}^G$ 表示机组 i 在时段 m 的出清容量。

第 15.2.4 条 经事前监管后的市场出清结果，作为市场结算的执行依据，同时作为可靠性机组组合校验形成当日市场主体的发电计划的依据。

第三节 市场力行为事后监管

第 15.3.1 条 日前市场出清后，根据当日出清均价判断是否达到触发事后监管的条件，若达到，则计算所有市

场主体的价格影响贡献率，贡献率为正的市场主体将被判定为行使市场力，回收其市场超额收益并返还给市场化用户。

第 15.3.2 条 事后监管包括当日监管和历史监管两项工作。当日监管是指测算当日市场超额收益并分摊返还的机制；历史监管是指测算包括前 7 天（包括当日）市场超额收益并分摊返还的机制。

第 15.3.3 条 设置触发事后监管机制的触发价 P^{REF} ，市场初期暂设为机组的运行成本。日前市场出清后，首先对当日监管程序的触发条件进行判断，若全日市场出清的节点平均价格高于 P^{REF} 的触发倍数 λ^{TD} ，则启动当日监管程序；若当日监管程序未触发，则进一步对历史监管程序的触发条件进行判断，若出清日前 7 天（包括当日）的市场出清电价均价高于基准价 P^{REF} 的触发倍数 λ^{TW} ，则启动历史监管程序。

市场运行初期，当日市场触发倍数 λ^{TD} 取值 1.15，前 7 天市场触发倍数 λ^{TW} 取值 1（设置按日最小供需比调整机制）。后期视山东电力市场实际运行情况，山东能源监管办可对该值予以调整。

第 15.3.4 条 各个机组的触发电价 P_i^{BEN} 设为机组核

定发电成本 c_i 并附加一定的合理收益率 π ，即：

$$P_i^{BEN} = c_i \cdot (1 + \pi)。$$

第 15.3.5 条 当日监管程序的具体实施步骤如下：

（一）价格影响测试

达到事后监管触发条件时，即启动监管，以发电集团为对象，面向所有发电集团开展价格影响测试。

对发电集团 j 进行价格影响测试时，需将其所有发电机组的报价替换为基准电价，并对市场重新出清计算，得到替换后市场分时段发电节点平均价格 $\bar{P}_{j,t}^{AVE}$ ；对比当日实际市场分时段发电节点平均价格 P_t^{AVE} ，测算发电集团 j 的价格影响贡献率 w_j ：

$$w_j = \max \left(\frac{\sum_{t=1}^T (P_t^{AVE} - \bar{P}_{j,t}^{AVE})}{\sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^n (P_t^{AVE} - \bar{P}_{j,t}^{AVE})}, 0 \right)$$

其中， n 表示市场发电集团的个数， t 表示交易时段， T 表示交易总时段数。

（二）市场超额收益

调整所有发电集团中所有机组的报价为基准电价，重新出清得到市场分时段发电节点平均价格 \bar{P}_t^{AVE} ，此时市场超额收益 ΔR 可表示为：

$$\Delta R = \sum_{t=1}^T G_t (P_t^{AVE} - \bar{P}_t^{AVE})$$

其中， G_t 为 t 时段的结算电量。

（三）市场超额收益分摊

依据发电集团 j 的价格影响贡献率，该发电集团应分摊的市场超额收益 ΔR_j 为：

$$\Delta R_j = \mu \times \Delta R \times w_j$$

其中， μ 表示市场超额收益分摊系数。

市场监管初期， μ 的取值可设置为1，后期视山东电力市场实际运行情况，由山东能源监管办予以调整。

（四）超额收益返还

将市场超额收益，按照市场化用户的交易电量比例进行返还。

$$\Delta R_g = \mu \times \Delta R \times \frac{Q_g}{Q}$$

其中， ΔR_g 表示市场化用户 g 的返还费用， Q_g 表示市场化用户 g 在现货市场上的日交易电量，通过对分时段交易电量的绝对值累加计算得到； Q 则表示所有市场化用户 Q_g 的总和。

第 15.3.6 条 事后监管历史监管程序实施步骤与当日监管程序实施步骤基本一致。

第十六章 市场干预与管制

第 16.1 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，不安排单一故障导致电网稳定破坏、导致一般及以上电力安全事故、导致重大不良影响的用户停电事件和超过设计能力和运行规定的运行方式。根据保供电等级要求，原则上保持保供电区域的电网全接线运行，不新增发输变电检修工作并减少设备操作，不安排对电网安全有影响的涉网试验和设备启动，不安排操作量大、施工作业复杂、大型机械作业的检修工作。

第 16.2 条 重大自然灾害影响期处理机制。台风、冰灾、山火、洪水、地震等重大自然灾害时期，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、临时安排输变电设备停运、临时中止输变电检修恢复送电等措施。

第 16.3 条 特殊管控要求处理机制。为落实政府部门的特殊管控要求，部分时期存在需要对特定区域电厂进行发电管控的情况，若管控要求体现为电量约束（如煤炭消费总量控制、减排总量控制等），管控期内该区域机组在现货市场出清时需同时满足电量约束要求；若管控要求体现

为机组出力上限或下限要求，则管控期内该机组在现货市场出清时需同时满足出力约束；若管控要求体现为机组固定出力，则管控期内该机组固定出力，不参与市场定价，作为价格接受者。

第 16.4 条 电力供不应求时段（未启动市场中止时）处理机制。在日前市场、实时市场组织环节，当预测部分时段存在电力供不应求情况且未达到启动市场中止的条件时，优先调用市场化需求响应资源。若预计调用市场化需求响应资源后电力供应满足需求，则根据需求响应量调整负荷预测数据，根据调整后的负荷预测数据进行市场出清。若调用市场化需求响应资源后电力供应仍不满足要求，则根据相关规定启动有序用电方案，直至电力供应满足要求，并根据调整后的负荷预测数据进行市场出清。市场化需求响应运行规则另行制定。

第 16.5 条 市场主体出现以下情况时，山东能源监管办、省能源局可以暂停其参与全部或某类市场化交易品种：

- （一）存在不履行合同、欠费等不良市场行为的；
- （二）滥用市场力、串通交易、合谋获利等影响市场化交易公平开展的；
- （三）存在恶意报价等扰乱市场秩序行为的；
- （四）政府主管部门和能源监管机构依据市场规则认

为其他有必要的情形。

第 16.6 条 市场中止条件一：供需紧张。当面临严重供不应求情况时（电力供应缺口超过全网最大用电负荷的一定比例时，具体比例由政府部门确定），根据相关规定启动有序用电方案，政府部门可依照相关规定和程序暂停市场交易。

第 16.7 条 市场中止条件二：市场运营异常。有下列情形之一的，山东能源监管办、省能源局可做出中止电力市场交易的决定，并向电力市场成员公布中止原因：

（一）电力市场未按照规则运行和管理的；

（二）电力市场交易规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的；

（三）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或导致市场秩序受到严重扰乱的；

（四）技术支持系统（含电力交易平台、调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障，导致市场交易无法正常组织时；

（五）电力市场运营发生其他严重异常情况的。

第 16.8 条 市场中止条件三：影响电网安全运行的突发情况。当出现如下情况时，市场运营机构根据山东能源监管办、省发展改革委、省能源局的委托进行市场干预，

应按照安全第一的原则处理事故和安排电力系统运行，必要时可以中止电力现货市场交易，并尽快报告山东能源监管办和省发展改革委、省能源局：

（一）因发生突发性的社会事件、严重自然灾害等严重影响电力供应或电网安全时；

（二）发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时；

（三）出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

第 16.9 条 当市场中止时，采用如下的处理措施：

（一）日前市场中止时，电力调度机构以电网安全为原则编制日前发电计划，当天不开展日前市场出清，以实际执行的结果以及实时市场价格作为日前市场的结算依据；

（二）实时市场中止时，以实际执行的结果和上一个同类型交易日相同时段的实时市场价格作为实时市场的结算依据；

（三）辅助服务市场中止时，电力调度机构按系统需要原则调用辅助服务，以实际执行结果和上一个同类型交易日相同时段的辅助服务市场价格作为辅助服务市场结算依据。

市场长时间中止时，按照山东能源监管办、省能源局指定方式进行结算。

第 16.10 条 发生价格异常情况时，政府主管部门可

以临时委托电力交易机构会同电力调度机构采取价格管制的方式来干预电力市场，并宣布相应的交易时段为价格管制期。价格异常情况不再发生时，从下一个交易时段开始，价格管制期自动终止。

（一）当市场出清得到的节点电价超过市场出清价格上限时，该节点在该交易时段的节点电价用出清价格上限代替。当市场出清得到的节点电价低于市场出清价格下限时，该节点在该交易时段的节点电价用出清价格下限代替。

（二）在规定时间内无法完成市场出清公示时，相应交易时段用上一个同类型交易日相同时段的现货市场价格。

（三）其他价格管制的情形。

上述情况均不再发生时，从下一个时段开始，价格管制期自动终止。

第 16.11 条 山东电力交易中心应制定电力市场干预、中止和暂停期间的应急预案，用于市场干预、中止和暂停期间的电费结算等市场运营相关事宜，并将预案报山东能源监管办、省发展改革委、省能源局审查同意后执行。电力调度机构应予以配合，并保证市场应急期间电力系统正常运行。若发生市场中止与管制，电力交易机构和电力调度机构应分别详细记录中止与管制应急期间有关原因、措

施，并向山东能源监管办、省发展改革委、省能源局提交报告，并向各相关市场成员公布。市场中止与管制由电力交易机构或电力调度机构通知相关对象，通知的内容包括市场中止与管制的原因、范围和持续时间。市场紧急中止与管制情况下所造成的成本由市场主体共同承担。

第 16.12 条 异常情况解除后，市场运营机构按有关程序恢复市场正常运行。

第十七章 市场争议处理

第 17.1 条 本规则所指争议主要是指市场成员之间的下列争议：

- （一）注册或注销市场资格的争议；
- （二）市场成员按照规则行使权利和履行义务的争议；
- （三）市场交易、计量、考核和结算的争议；
- （四）其他方面的争议。

第 17.2 条 市场主体之间、市场主体与电网企业之间发生争议时，可通过双方自行协商、申请调解或提交仲裁委员会仲裁、向人民法院提起诉讼等途径处理。

第 17.3 条 电力市场主体与电力调度机构或电力交易机构之间因电力市场交易发生争议，由山东能源监管办

依法协调处理。电力市场主体、电力调度机构或电力交易机构对山东能源监管办的处理决定不服的，可以依法申请行政复议或者提起行政诉讼。

第十八章 信用管理

第 18.1 条 山东能源监管办、省发展改革委、省能源局按职能对参与山东电力市场的市场成员进行信用监管。电力交易机构协助山东能源监管办、省发展改革委、省能源局开展信用监管。

第 18.2 条 电力交易机构建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录，将其纳入统一的信息平台，使各类企业的信用状况透明，可追溯、可核查。

第 18.3 条 市场主体必须依法合规、诚实守信地参与交易和履行交易合同。市场主体发生违规行为受到处罚的，应计入其信用记录。建立并完善失信制度，严重失信行为直接纳入不良信用记录，并向社会公示；严重失信且拒不整改、影响电力安全或严重影响电力市场秩序的，必要时可实施限制交易行为或强制退出市场。

第 18.4 条 对纳入失信联合惩戒对象的市场主体，由山东能源监管办、省能源局取消其电力市场交易资格，强制其退出电力市场，3 年内禁止其再次进入电力市场。

第十九章 附则

第 19.1 条 本规则由山东能源监管办会同省发展改革委、省能源局负责解释。原有山东电力市场交易相关规则与本规则不一致的，以本规则为准。

第 19.2 条 本规则自 2020 年 9 月 1 日起施行，有效期 3 年。

附件 1 术语定义

- 1、电力交易机构：指山东电力交易中心有限公司。
- 2、电力调度机构：指山东电力调度控制中心。
- 3、市场运营机构：包括电力交易机构和电力调度机构。
- 4、市场主体：包括发电企业、电力用户和售电公司。
- 5、发电企业：是指符合市场准入条件，依法取得电力业务许可证（发电类）的企业。
- 6、电力用户：分为批发市场用户和零售市场用户。
- 7、批发市场用户：指直接参与批发市场的电力用户。
- 8、零售市场用户：指通过售电公司代理参与批发市场交易的电力用户。
- 9、售电公司：是指符合市场准入条件，提供售电服务或配售电服务的市场主体。
- 10、节点边际电价（Locational Marginal Price, LMP）：指在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源的工作特点的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时所需要增加的边际成本，简称节点电价。节点电价由系统电能价格与阻塞价格两部分构成。
- 11、实时市场月度加权平均综合电价：指实时市场当

月内所有电价按对应时段市场用户总用电量占比进行加权计算值。

12、零售合同：指售电公司与其代理市场用户签订的明确量、价、费等权责的合同统称。

13、基数合约：指政府部门下达给发电企业的年度电量计划，执行政府定价。

14、系统负荷：指山东省内直调电厂发电负荷、新能源电站发电负荷、地方电厂发电负荷与同一时间点电网省间联络线的负荷（联络线输入为正、输出为负）之和。

15、母线负荷：指山东省内 220 千伏变电站的母线下网负荷，即节点负荷。

16、负荷预测：指根据电网运行特性，综合自然条件、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的系统负荷和母线负荷需求进行预测的行为。

17、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、可再生能源功率波动等所需的额外有功容量。运行备用包括旋转备用和事故备用。

18、旋转备用：指运行正常的发电机组维持额定转速、随时可以并网，或已并网但仅带一部分负荷，随时可以加出力至额定容量。其表现为空载或欠载运行的机组可发最

大功率与当前出力的差额。旋转备用应按全网最大发电负荷的 2%~5%配置。

19、事故备用：是指在规定时间内（例如 10 分钟内）可供调用的备用容量。为全网最大发电负荷的 10%左右，但不小于系统一台最大机组的容量。

20、安全约束机组组合 (Security-Constrained Unit Commitment, SCUC)：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大等为优化目标，制定分时段的机组开停机计划。

21、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，以社会福利最大等为优化目标，制定分时段的机组发电出力计划。

22、日前市场：运行日提前 1 日 (D-1 日) 进行的决定运行日 (D 日) 资源组合状态和计划的交易市场。

23、日内机组组合调整：在日前市场出清结果发布后，可根据电网运行实际情况触发启动的对运行日或运行日内指定时段机组组合状态和计划的调整。

24、实时市场：运行日 (D 日) 进行的决定运行日 (D 日) 未来 15 分钟至 2 小时 (时间可设置) 最终调度资源分配状态和计划的电能交易市场。

25、市场出清：指电力市场根据市场规则通过竞争方式确定中标电力电量及价格。

26、安全校核：对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网运行操作等内容，从电力系统运行安全角度分析其安全性和电力平衡的过程。现货市场交易的安全校核与市场出清同步进行，市场出清结果必须严格满足国家和行业的政策、标准要求，同时满足电网安全稳定运行以及电力电量平衡要求。

27、必开机组、必停机组：在市场出清时强制设置运行或停运状态的机组或机组群。

28、不可定价机组：对于必开机组、调试机组、最小连续开机时间内机组、临时新增开机机组、实时运行中指定出力等特殊机组，若某交易时段内中标出力为必开最小出力、调试出力、最低技术出力或指定出力时，在该交易时段内该机组为不可定价机组。

29、市场力：市场成员操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。

30、需求侧响应：指电力市场价格明显升高（降低）或系统安全可靠存在风险时，电力用户根据价格信号或激励措施，暂时改变其固有的习惯用电模式，减少（增加）用电，从而促进电力供需平衡，保障系统稳定运行的行为。

31、有序用电：指在电力供应不足、突发事件等情况下，通过行政措施、经济手段、技术方法，依法控制部分用电需求，维护供用电秩序平稳的管理工作。

32、两个细则：现行的《华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则（试行）（山东修订稿）》、《华北区域发电厂并网运行管理实施细则（试行）（山东修订稿）》、《华北区域风电场并网运行管理实施细则（试行）（山东修订稿）》、《山东光伏电站并网运行管理实施细则（试行）》及其修改条款。

33、AGC 发电单元：指具备提供调频辅助服务能力的发电机组或发电机组与储能装置联合体。

34、独立辅助服务提供者：指具备提供调频辅助服务能力的独立储能电站等。

35、调频辅助服务：是指 AGC 发电单元以及独立辅助服务提供者，能够通过自动发电控制装置（AGC）自动响应区域控制偏差（ACE），按照一定调节速率实时调整有功功率，满足 ACE 控制要求的 service。

36、上一个同类型交易日：指与运行日（D 日）相同类型的上一个工作日、周六、周日或法定节假日。

37、现货市场交易时标统一使用交易时段的结束时刻作为该时段的表征，例如 00:00-00:15 时段以 00:15 表

示, 00:45-1:00 时段以 1:00 表示, 全天结束时刻以 24:00 表示。

附件 2 日前市场申报信息表单

附表1 发电机组日前市场报价申报表单

电厂名称	机组编号	第一点报价		第二点报价		第N点报价	
		出力P1 (MW)	报价C1 (元/MWh)	出力P2 (MW)	报价C2 (元/MWh)		出力PN (MW)	报价CN (元/MWh)
× × 电厂	# 1机组							
× × 电厂	# 2机组							
× × 电厂							
× × 电厂	# N机组							

说明:

- 1、发电机组报价的第一点出力P1应不高于发电机组并网调度协议中约定的最低技术出力;

- 2、发电机组报价的最后一点出力PN应等于发电机组并网调度协议中约定的额定有功功率；
- 3、随着出力增加，发电机组市场报价应单调非递减，即 $C1 \leq C2 \leq \dots \leq CN$ ；
- 4、发电机组各出力点报价不可超过申报价格的上、下限限制；
- 5、每连续两个出力点的长度不能低于机组额定有功功率与最低技术出力之差的5%；
- 6、报价点数 $N \leq 10$ ；
- 7、机组的市场报价应包含环保电价，机组市场化电量对应的环保电价不再另行结算。

附表2 售电公司和批发用户申报表单

售电公司/用户 名称	第1小时电力 需求 (MW)	第2小时电力 需求 (MW)	第N小时电力 需求 (MW)
× × × 公司				

说明：售电公司和批发用户申报的每小时电力需求代表该小时内的平均用电负荷，数值上等于该小时的用电量。

附件 3 市场用户电量数据拟合办法

对于参与市场化交易的零售用户，截至 D+2 日 12:00 时，计量系统仍无法采集到其电能表表码数据，则由电网企业提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合规则如下：

（一）当天采集有缺失部分节点，但有同期历史电量数据时，电量拟合规则如下：

1. 相邻节点缺失 1 个节点（非 00:00 时间节点），取该节点前后节点电能表电量平均值。

例如：2018 年 4 月 10 日 2:00 缺数，则用 2018 年 4 月 10 日 1-3 点电量的算术平均值。

公式：02:00 电量=03:00 电量=(03:00 示数-01:00 示数)/2。

2. 相邻节点缺失 2 个及以上节点，根据时间属性去匹配规则。时间属性分为三种：工作日、双休日、国家法定节假日（节假日分为小长假（元旦、五一、清明等）和大长假（春节、国庆）两类）。

（1）如果缺失节点在工作日内，取上月所有工作日同节点电量计算平均值。

例如：5 月 22 日（星期二）1:00 和 2:00 缺数，以 4 月份每个工作日 1:00 和 2:00 电量的平均值进行拟合。

公式:

01:00 参考电量=4月所有工作日时间节点为 01:00 电量/4月工作日天数;

02:00 参考电量=4月所有工作日时间节点为 02:00 电量/4月工作日天数;

03:00 参考电量=4月所有工作日时间节点为 03:00 电量/4月工作日天数;

22日 01:00 电量=(22日 03:00 本次示数-22日 01:00 上次示数)*01:00 参考电量/(01:00 参考电量+02:00 参考电量+03:00 参考电量);

22日 02:00 电量=(22日 03:00 本次示数-22日 01:00 上次示数)*02:00 参考电量/(01:00 参考电量+02:00 参考电量+03:00 参考电量);

22日 03:00 电量=(22日 03:00 本次示数-22日 01:00 上次示数)*03:00 参考电量/(01:00 参考电量+02:00 参考电量+03:00 参考电量)。

(2)如果缺点节点在双休日内,取上月份所有双休日同节点电量计算平均值。

例如:2018年6月9日(周六)2:00和3:00缺数,则用2018年5月每个周六、日2:00和3:00数据的平均值进行拟合。

公式:

02:00 参考电量=5月所有周六周日时间节点为 02:00 电量之和/5月周六周日天数之和;

03:00 参考电量=5月所有周六周日时间节点为 03:00 电量之和/5月周六周日天数之和;

04:00 参考电量=5月所有周六周日时间节点为 04:00 电量之和/5月周六周日天数之和;

9日 02:00 电量=(9日 04:00 本次示数-02:00 上次示数) *02:00 参考电量 / (02:00 参考电量+03:00 参考电量+04:00 参考电量);

9日 03:00 电量=(9日 04:00 本次示数-02:00 上次示数) *03:00 参考电量 / (02:00 参考电量+03:00 参考电量+04:00 参考电量);

9日 04:00 电量=(9日 04:00 本次示数-02:00 上次示数) *04:00 参考电量 / (02:00 参考电量+03:00 参考电量+04:00 参考电量)。

(3)如果缺点节点在法定节假日内,按最近一个同类型节假日区间数据拟合处理。其中:小长假数据参照最近三个假期的数据均值拟合处理,大长假数据取同一假期上年数据均值拟合处理。无历史类比数据的参照上一个节假日数据拟合处理。

例如小长假：2018年6月17日（端午）2:00和3:00缺数，则取2018年元旦、清明、五一假期数据的2:00和3:00电量平均值拟合处理。

公式：

02:00参考电量=6月端午节前最近三个法定节假日时间节点为02:00电量之和/6月端午节前最近三个法定节假日天数之和；

03:00参考电量=6月端午节前最近三个法定节假日时间节点为03:00电量之和/6月端午节前最近三个法定节假日天数之和；

04:00参考电量=6月端午节前最近三个法定节假日时间节点为04:00电量之和/6月端午节前最近三个法定节假日天数之和；

17日02:00电量=(17日04:00本次示数-02:00上次示数)*02:00参考电量/(02:00参考电量+03:00参考电量+04:00参考电量)；

17日03:00电量=(17日04:00本次示数-02:00上次示数)*03:00参考电量/(02:00参考电量+03:00参考电量+04:00参考电量)；

17日 04:00 电量=(17日 04:00 本次示数-02:00 上次示数)*04:00 参考电量/(02:00 参考电量+03:00 参考电量+04:00 参考电量)。

例如大长假：2018年10月2日（国庆）2:00和3:00缺数，则用2017年10月国庆7天的平均值数据2:00和3:00拟合处理。

公式：

02:00 参考电量=上一年同一节假日时间节点为 02:00 电量之和/上一年同一节假日天数；

03:00 参考电量=上一年同一节假日时间节点为 03:00 电量之和/上一年同一节假日天数；

04:00 参考电量=上一年同一节假日时间节点为 04:00 电量之和/上一年同一节假日天数；

2日 02:00 电量=(2日 04:00 本次示数-02:00 上次示数)*02:00 参考电量/(02:00 参考电量+03:00 参考电量+04:00 参考电量)；

2日 03:00 电量=(2日 04:00 本次示数-02:00 上次示数)*03:00 参考电量/(02:00 参考电量+03:00 参考电量+04:00 参考电量)；

2 日 04:00 电量=(2 日 04:00 本次示数-02:00 上次示数) *04:00 参考电量 / (02:00 参考电量+03:00 参考电量+04:00 参考电量)。

(4) 缺点时间段区间在横跨工作日/双休日和法定节假日时间段内,则先将该区间段分别工作日/双休日和法定节假日分开,再分别按上述工作日/双休日、去年法定节假日的数据拟合处理。

3. 缺少 24 点表码时的处理规则

例如: 5 月 21 日(星期一) 24:00 缺数,则无法计算 5 月 21 日 24 点电量,以 4 月份每个工作日 24 点和 1-24 点电量的平均值进行拟合,拟合电量后还原 0 点表码。

公式:

21 日 24:00 电量=(5 月 21 日 1-23 点电量) * (4 月工作日 24 点电量平均值) / (4 月工作日 1-23 点电量平均值)。

21 日 24:00 表码=23:00 表码+24:00 电量/综合倍率

将拟合后的表码写入系统,如果 22 日的日冻结表码数据中有 22 日 0 点的表码,则作为 22 日起始表码来算日清电量;如果 22 日的日冻结表码数据中依然没有采集到 0 点的表码,则以系统拟合出的 21 日 24 点表码作为 22 日 0 点表码来算日清电量。

4. 连续缺点数大于等于 2 个且含 24 点表码时的处理规则

例如：5 月 21 日（星期一）23:00 和 24:00 缺数，则无法计算 5 月 21 日 23 和 24 点的电量，以 4 月份每个工作日 23 点、24 点和 1-22 点电量的平均值进行拟合，拟合电量后还原 0 点表码。

公式：

21 日 23 点电量 = (5 月 21 日 1-22 点电量) * (4 月工作日 23 点电量平均值) / (4 月工作日 1-22 点电量平均值)。

21 日 24 点电量 = (5 月 21 日 1-22 点电量) * (4 月工作日 24 点电量平均值) / (4 月工作日 1-22 点电量平均值)。

21 日 23:00 表码 = 22:00 表码 + 23:00 电量 / 综合倍率

21 日 24:00 表码 = 23:00 表码 + 24:00 电量 / 综合倍率

（二）当天采集有缺失部分节点，无同期历史电量数据但有环比电量数据时，电量拟合按环比比例拟合。

例如：5 月 21 日采集有缺失节点，但系统中无同期历史电量数据（4 月 21 日电量数据），则按环比电量数据（5 月 20 日）的比例进行拟合。

（三）当天采集有缺失部分节点，无同期历史电量数据也无环比电量数据时（新装用户），电量拟合按成功节点间的算术平均进行拟合。

（四）当天采集均失败无任何节点表码时，如果核实是因为计划停电造成的，无需电量拟合。如果核实是计量装置故障造成的采集失败，按以下规则进行拟合：

1. 例如 5 月 21 日采集失败，但有 5 月 20 日电量数据，则以 5 月 20 日节点电量作为 5 月 21 日节点电量；

2. 例如 5 月 21 日采集失败，又无 5 月 20 日电量数据（新装用户），则由供电公司进行现场核抄，电量拟合按现场核抄节点表码与起始表码的算术平均进行拟合。

（五）因台风、暴雨等恶劣天气、用户自停等由于无法及时获知用户实际现场是否正常用电情况，按照以上规则照常以工作日、双休日、节假日进行拟合。

附件 4 发电侧电量数据拟合办法

对于参与市场交易的发电机组，截至 D+2 天 12:00 时，电能量系统仍无法采集到电表数据或无法分解发电机组电量时，则由电网企业提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合规则如下：

（一）当上网关口采集失败无电量数据时，电量拟合规则如下：

1. 当连续时间点内缺点数小于等于 2 小时，以缺点区间前后 1 小时的区间算术平均值作为电量拟合值。

2. 当连续时间点内缺点数大于等于 3 小时，以缺点区间内机组每 15 分钟实时市场出清电量之和作为机组对应小时上网电量。

（二）当上网关口采集正常，发电机组出口无电量数据时，电量拟合规则如下：

1. 当连续时间点内缺点数小于等于 2 小时，以缺点区间前后 1 小时的区间算术平均值作为电量拟合值。

2. 当连续时间点内缺点数大于等于 3 小时，以缺点区间内机组每 15 分钟实时市场出清电量之和作为机组对应小时上网电量。每小时关口上网电量与机组上网电量的偏差部分按照每小时机组拟合上网电量比例分摊到每台机

组。

（三）自然灾害（台风、地震等）等情况，按照以上规则进行拟合。

附件5 不具备分时计量条件市场用户分时电量数据 拟合办法

不具备电能分时计量条件的市场化交易用户采用市场化交易用电分时电量拟合办法参与现货市场。不具备电能计量分时条件市场用户是指无法满足现货交易连续24小时分时电量冻结（存储）要求的电力用户。

电网企业依据本办法拟合分时电量，作为市场化用户参与市场的结算依据。现货市场中的月度结算电量以市场化用户每天实际用电量进行结算。

一、分时电量拟合原则

本办法所称分时电量拟合，是根据电网企业计量装置的尖峰、峰段、平段、谷段的用电量，平均分解到对应段中每个小时，以此生成分时电量。

峰谷时段，依据《关于工商业峰谷分时电价政策有关事项的通知》（鲁发改价格〔2019〕1109号）确定。尖峰时段：10:30-11:30, 19:00-21:00；高峰时段：8:30-11:30, 16:00-19:00；低谷时段：23:00-7:00；其余时段为平时段。本办法涉及尖峰、峰段、平段、谷段为自然月，实际执行的电量为次月抄表电量。如遇有关政策调整，则本办法所涉内容按调整后的政策执行。

(一)根据用户自身市场化用电情况进行分时电量拟合。存在转供电、非市场用电等情况的，不受其他用电行为的影响。

(二)按照尖峰、峰、谷、平时段分别计量市场化用户的用电量，对于不连续的相同类型时段，电量合并进行计算。

(三)尖峰、峰、谷、平时段内的分时用电量，使用算术平均方法分解得到各小时用电量。峰谷时段非整点的，依照该时段构成分别相加后按算术平均值拟合。

(四)拟合电量或结算电量（含变损电量及线损电量）分摊到 24 小时各时段时，如因电量四舍五入或分时表码造成分摊电量不平的，电网企业将不平电量差值纳入市场化用电客户 23 点时段用电量。

二、分时电量拟合算法

(一) 峰谷分时电量拟合对应时段算法

1. 根据市场化用户每天 10:30-11:30，19:00-21:00 的用电量，计算尖峰时段总用电量，除以尖峰时段时长 3 小时，得到尖峰时段每小时电量。

2. 根据市场化用户每天 8:30-10:30，16:00-19:00 的用电量，计算峰时段总用电量，除以峰时段时长 5 小时，得到峰时段每小时电量。

3. 根据市场化用户每天 0:00-7:00, 23:00-24:00 的用电量, 计算谷时段总用电量, 除以低谷时段时长 8 小时, 得到谷时段每小时电量。

4. 根据市场化用户每天 7:00-8:30, 11:30-16:00, 21:00-23:00 的用电量, 计算平时段总用电量, 除以平时段时长 8 小时, 得到平时段每小时电量。

5. 每天 9:00 时段的用电量, 按照峰段半小时电量、平段半小时电量相加计算得出, 即(平时段电量+峰时段电量) $\times 0.5$ 。

6. 每天 11:00 时段的用电量, 按照峰段半小时电量、尖峰段半小时电量相加计算得出。即(尖峰时段电量+峰时段电量) $\times 0.5$ 。

7. 每天 12:00 时段的用电量, 按照平段半小时电量、尖峰段半小时电量相加计算得出。即(平时段电量+尖峰时段电量) $\times 0.5$ 。

(二) 峰谷分时用电量缺失情况下的拟合

1. 峰谷分时采集用电量缺失时, 若缺少总时段, 分时时段均获取成功的, 则根据电网企业各分时时段电量之和, 拟合成总时段电量。

例如: 缺少总时段电量, 则总时段电量=尖峰时段电量+峰时段电量+平时段电量+谷时段电量。

2. 峰谷分时采集用电量缺失时，若缺少总时段及一个分时时段时，则电网企业按时间属性（时间属性分为工作日、双休日、法定节假日，法定节假日分为大长假和小长假，下同）取最近相同时间属性的最近一天总时段电量后，根据拟合总时段电量减其他分时段电量之和，拟合成缺失时段电量。

例如：2020年5月2日（小长假）缺少总时段和谷时段电量，则2020年5月2日总时段电量取距离2020年5月2日（小长假）最近的一个小长假中最近一天总时段电量，再根据总时段电量分别减去尖峰时段、峰时段及平时段电量得出谷时段电量。

3. 峰谷分时采集用电量缺失时，若缺少总时段、两个及以上分时时段时，则电网企业按时间属性（时间属性分为工作日、双休日、法定节假日，法定节假日分为大长假和小长假，下同）取最近相同时间属性的最近一天总时段电量后，根据拟合总时段电量减其他分时段电量之和后，再按照最近历史缺失时段电量比例，拟合成缺失时段电量。

例如：2020年5月2日（小长假）缺少总时段、谷时段和峰时段电量，则2020年5月2日总时段电量取距离2020年5月2日最近的一个小长假中最近一天总时段电量，再根据总时段电量分别减去尖峰时段及平时段电量得

出“谷时段和峰时段电量和”，再按照距离 2020 年 5 月 2 日最近的一个小长假中最近一天的谷时段和峰时段电量比例乘以“谷时段和峰时段电量和”分别拟合出 2020 年 5 月 2 日的谷时段和峰时段电量。

4. 峰谷分时采集用电量缺失时，若缺少一个分时段，则根据电网企业总时段电量减其他分时段电量之和，拟合成缺失时段电量。

例如：缺少尖峰时段电量，则尖峰时段电量=总时段电量-（峰时段电量+平时段电量+谷时段电量）。

5. 峰谷分时采集用电量缺失时，若缺少两个及以上分时段，按时间属性（时间属性分为工作日、双休日、节假日，节假日分为大长假和小长假，下同）最近历史相同时间相同时段比例先后扣减顺序拟合成相应时段电量。其中，扣减顺序依次为谷时段、平时段、峰时段、尖峰时段。

例如：2020 年 4 月 10 日（工作日）缺少峰时段和谷时段电量，则根据 4 月 9 日（工作日）谷段比例，首先拟合 4 月 10 日谷时段电量。再根据缺少一个时段拟合算法，拟合生成峰段电量。

例如：2020 年 5 月 1 日（小长假）缺少峰时段和谷时段电量，则根据 2019 年 5 月 1 日谷段比例，首先拟合 2020 年 5 月 1 日谷时段电量。再根据缺少一个时段拟合算法，

拟合生成峰段电量。

例如：2020年10月1日（大长假）缺少峰时段和谷时段电量，则根据2019年10月1日谷段比例，首先拟合2020年10月1日谷时段电量。再根据缺少一个时段拟合算法，拟合生成峰段电量。

例如：2020年4月10日（工作日）缺少峰时段、平时段和谷时段电量，则根据4月9日（工作日）谷时段和平时段比例，首先拟合4月10日谷时段和平时段电量。再根据缺少一个时段拟合原则，拟合生成峰段电量。

6. 峰谷分时采集用电量缺失时，若有总时段但缺少分时段时段的，按时间属性最近历史相同时间相同时段比例拟合分时电量。

7. 峰谷分时采集用电量缺失时，若各时段表码均采集失败，需采集（抄表）人员现场核实，因故障停电、计划停电等原因造成的，无需进行电量拟合，如因计量装置故障造成采集（抄表）失败的，按时间属性以最近历史峰谷分时拟合分时电量。

例如：5月21日采集均失败，但有5月20日数据的，则以5月20日峰谷分时电量作为5月21日拟合分时电量依据。无5月20日数据，但有5月19日数据的，则以5月19日峰谷分时电量作为5月21日拟合分时电量依据。

8. 峰谷分时采集用电量缺失时，若缺失时段无历史依据参考的，则对缺失时段按算数平均值进行计算。

9. 对于通讯基站等用电功率波动较小、各时段用电量较为平稳的负荷，可取日电量 24 小时平均值作为分时电量。

表 1. 分时电量拟合对应时段

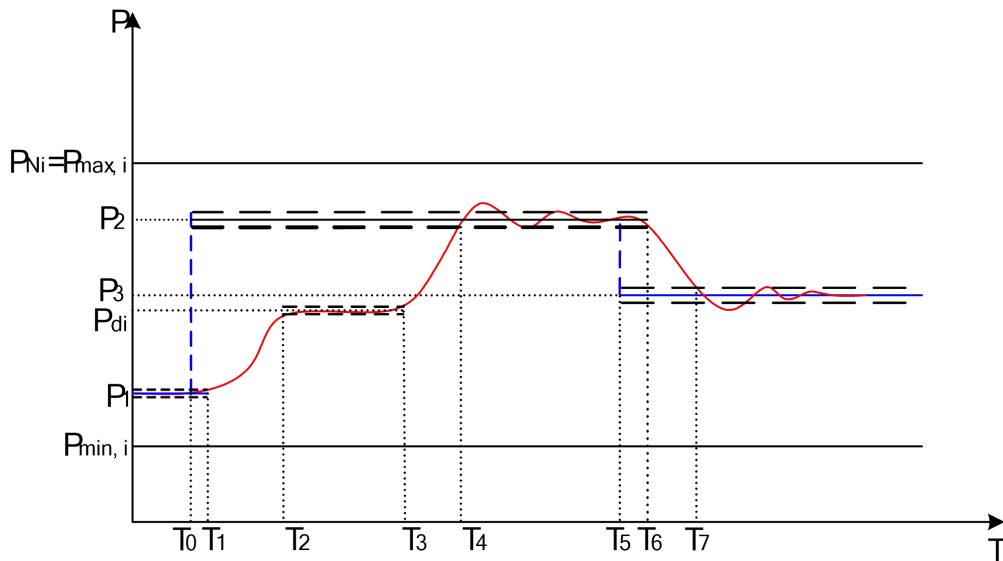
峰谷时段	对应时段	时长
总		24
尖峰	10: 30-11: 30, 19: 00-21: 00	3
峰段	8: 30-10: 30, 16: 00-19: 00	5
平段	7: 00-8: 30, 11: 30-16: 00, 21: 00-23: 00	8
谷段	0: 00-7: 00, 23: 00-24: 00	8
24 点	对应时段	备注
1 节点	谷段	00: 00-01: 00
2 节点	谷段	01: 00-02: 00
3 节点	谷段	02: 00-03: 00
4 节点	谷段	03: 00-04: 00
5 节点	谷段	04: 00-05: 00
6 节点	谷段	05: 00-06: 00

7 节点	谷段	06: 00-07: 00
8 节点	平段	07: 00-08: 00
9 节点	平段半小时、峰段半小时	08: 00-09: 00
10 节点	峰段	09: 00-10: 00
11 节点	峰段半小时、尖峰半小时	10: 00-11: 00
12 节点	尖峰半小时、平段半小时	11: 00-12: 00
13 节点	平段	12: 00-13: 00
14 节点	平段	13: 00-14: 00
15 节点	平段	14: 00-15: 00
16 节点	平段	15: 00-16: 00
17 节点	峰段	16: 00-17: 00
18 节点	峰段	17: 00-18: 00
19 节点	峰段	18: 00-19: 00
20 节点	尖峰	19: 00-20: 00
21 节点	尖峰	20: 00-21: 00
22 节点	平段	21: 00-22: 00
23 节点	平段	22: 00-23: 00
24 节点	谷段	23: 00-24: 00 (次日 00: 00)

附件 6 AGC 性能指标计算及补偿考核度量办法

一、AGC 机组调节过程

如下图所示，这是网内某台机组一次典型的 AGC 机组设点控制过程。



图中， $P_{min,t}$ 是该机组可调的下限出力， $P_{max,t}$ 是其可调的上限出力， P_{Ni} 是其额定出力， P_{di} 是其启停磨临界点功率。整个过程可以这样描述： T_0 时刻以前， T_1 时刻以前，该机组稳定运行在出力值 P_1 附近， T_0 时刻，AGC 控制程序对该机组下发功率为 P_2 的设点命令，机组开始涨出力，到 T_1 时刻可靠跨出 P_1 的调节死区，然后到 T_2 时刻进入启磨区间，一直到 T_3 时刻，启磨过程结束，机组继续涨出力，至 T_4 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_5 时刻，AGC 控制程序对该机组发出新的设点命令，功率值为 P_3 ，机组随后开始降

出力的过程， T_6 时刻可靠跨出调节死区，至 T_7 时刻进入 P_3 的调节死区，并稳定运行于其附近。

二、各类性能指标的具体计算方法

AGC 调节性能目前考虑调节速率、调节精度与响应时间等三个因素的综合体现，指标的计算方法如下：

(一) 调节速率 (K_1)

1. 计算公式

调节速率是指机组响应设点指令的速率，可分为上升速率和下降速率。第 i 台机组第 j 次调节的调节速率考核指标计算过程描述如下：

在涨出力阶段，即 $T_1 \sim T_4$ 区间，由于跨启磨点，因此在计算其调节速率时必须消除启磨的影响；在降出力区间，即 $T_5 \sim T_6$ 区间，未跨停磨点，因此计算时勿需考虑停磨的影响。综合这两种情况，实际调节速率计算公式如下：

$$v_{i,j} = \begin{cases} \frac{P_{Ei,j} - P_{Si,j}}{T_{Ei,j} - T_{Si,j}} & P_{di,j} \notin (P_{Ei,j}, P_{Si,j}) \\ \frac{P_{Ei,j} - P_{Si,j}}{(T_{Ei,j} - T_{Si,j}) - T_{di,j}} & P_{di,j} \in (P_{Ei,j}, P_{Si,j}) \end{cases}$$

式中 $v_{i,j}$ 是机组 i 第 j 次调节的调节速率 (MW/分钟)， $P_{Ei,j}$ 是其结束响应过程时的出力 (MW)， $P_{Si,j}$ 是其开始动作时的出力 (MW)， $T_{Ei,j}$ 是结束的时刻 (分钟)， $T_{Si,j}$ 是开始的

时刻(分钟), $P_{di,j}$ 是第 j 次调节的启停磨临界点功率(MW), $T_{di,j}$ 是第 j 次调节启停磨实际消耗的时间(分钟)。

$$K_1^{i,j} = \frac{v_{i,j}}{v_{N,i}}$$

式中, $v_{N,i}$ 为机组 i 标准调节速率, 单位是 MW/分钟, 其中: 一般的直吹式制粉系统的汽包炉的火电机组为机组额定有功功率的 1.5%; 一般的带中间储仓式制粉系统的火电机组为机组额定有功功率的 2%; 循环流化床机组和燃用特殊煤种(如劣质煤, 高水分低热值褐煤等)的火电机组为机组额定有功功率的 1%; 超临界定压运行直流炉机组为机组额定有功功率的 1.0%, 其他类型直流炉机组为机组额定有功功率的 1.5%; 燃气机组为机组额定有功功率的 4%; 水力发电机组为机组额定有功功率的 10%。 $K_1^{i,j}$ 衡量的是机组 i 第 j 次实际调节速率与其应该达到的标准速率相比达到的程度。

2. 计算频率

每次满足调节速率计算条件时计算。

3. 对 AGC 调节指标 K_1 (调节速率) 实行最高限值, 超过 1.2 以上的均按照 1.2 计算。

(二) 调节精度 (K_2)

1. 计算公式

调节精度是指机组响应稳定以后，实际出力和设点出力之间的差值。调节精度的考核指标计算过程描述如下：

在第 i 台机组平稳运行阶段，即 $T_4 \sim T_5$ 区间，机组出力围绕 P_2 轻微波动。在类似这样的时段内，对实际出力与设点指令之差的绝对值进行积分，然后用积分值除以积分时间，即为该时段的调节偏差量，如下式：

$$\Delta P_{i,j} = \frac{\int_{T_{Si,j}}^{T_{Ei,j}} |P_{i,j}(t) - P_{i,j}| \times dt}{T_{Ei,j} - T_{Si,j}}$$

其中， $\Delta P_{i,j}$ 为第 i 台机组在第 j 次调节的偏差量 (MW)， $P_{i,j}(t)$ 为其在该时段内的实际出力， $P_{i,j}$ 为该时段内的设点指令值， $T_{Ei,j}$ 为该时段终点时刻， $T_{Si,j}$ 为该时段起点时刻。

$$K_2^{i,j} = 2 - \frac{\Delta P_{i,j}}{\text{调节允许的偏差量}}$$

式中调节允许的偏差量为机组额定有功功率的 1%。

$K_2^{i,j}$ 衡量的是该 AGC 机组 i 第 j 次实际调节偏差量与其允许达到的偏差量相比达到的程度。

如果 $K_2^{i,j}$ 的计算值小于 0.1，则取为 0.1。

2. 计算频率

每次满足调节精度计算条件时计算。

(三) 响应时间 (K_3)

1. 计算公式

响应时间是指 EMS 系统发出指令之后，机组出力在原出力点的基础上，可靠地跨出与调节方向一致的调节死区所用的时间。即

$$t_{ij}^{up} = T_1 - T_0 \text{ 和 } t_{ij}^{down} = T_6 - T_5$$

$$K_3^{ij} = 2 - \frac{t_{ij}}{\text{标准响应时间}}$$

式中， t_{ij} 为机组 i 第 j 次 AGC 机组的响应时间。火电机组 AGC 响应时间应小于 1 分钟，水电机组 AGC 的响应时间应小于 20 秒。 K_3^{ij} 衡量的是该 AGC 机组 i 第 j 次实际响应时间与标准响应时间相比达到的程度。

如果 K_3^{ij} 的计算值小于 0.1，则取为 0.1。

2. 计算频率

每次满足响应时间计算条件时计算。

(四) 调节性能综合指标

1. 计算公式

每次 AGC 动作时按下式计算 AGC 调节性能。

$$K_p^{ij} = K_1^{ij} \times K_2^{ij} \times K_3^{ij}$$

式中， K_p^{ij} 衡量的是该 AGC 机组 i 第 j 次调节过程中的调节性能好坏程度。

调节性能日平均值 K_{pd}^i 计算公式如下:

$$K_{pd}^i = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^n K_p^{i,j}}{n}, & \text{机组 } i \text{ 被调用 AGC}(n > 0) \\ 1, & \text{机组 } i \text{ 未被调用 AGC}(n = 0) \end{cases}$$

式中, K_{pd}^i 反映了第*i*台 AGC 机组一天内 *n* 次调节过程中的性能指标平均值。未被调用 AGC 的机组是指装设 AGC 但一天内一次都没有被调用的机组。

调节性能月度平均值

$$K_p^i = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^N K_p^{i,j}}{N}, & \text{机组 } i \text{ 被调用 AGC}(N > 0) \\ 1, & \text{机组 } i \text{ 未被调用 AGC}(N = 0) \end{cases}$$

式中, K_p^i 反映了第*i*台 AGC 机组一个月内 *N* 次调节过程中的性能指标平均值。未被调用 AGC 的机组是指装设 AGC 但在考核月内一次都没有被调用的机组。

2. 计算频率

每次 AGC 指令下发时计算,次日统计前一日的平均值,月初统计上月的平均值。

日调节深度定义为每日调节量的总和, 即:

$$D = \sum_{j=1}^n D_j$$

其中 D_j 为机组第 j 次的调节深度， n 为日调节次数。

同时，当机组进行折返调节时，增加机组额定容量的0.5%到调节深度中去。

山东省电力中长期市场交易规则(试行)

2020年7月

目 录

第一章 总则.....	1
第二章 中长期市场交易基本原则.....	2
第一节 省间中长期交易.....	2
第二节 基数合约.....	2
第三节 中长期交易品种和周期.....	3
第四节 中长期合约要素.....	5
第五节 中长期合约分解曲线.....	6
第三章 双边协商交易.....	8
第一节 双边协商交易要求.....	8
第二节 合同信息填报与确认.....	8
第三节 交易校核.....	8
第四章 集中竞价交易.....	9
第一节 集中竞价交易要求.....	9
第二节 集合竞价交易组织.....	10
第三节 连续竞价交易组织.....	11
第五章 挂牌交易组织.....	13
第六章 基数合约转让交易.....	15
第一节 基数合约集中竞价交易.....	15
第二节 基数合约双边协商交易.....	18
第七章 中长期交易约束.....	19
第一节 交易价格约束.....	19
第二节 月度净合约量约束.....	20
第三节 月度累计交易量约束.....	23
第四节 交易电量约束.....	24
第八章 价格机制.....	28
第九章 计量结算.....	29
第十章 市场风险防控.....	39
第一节 市场履约风险.....	39
第二节 履约担保.....	42
第三节 强制措施.....	47
第十一章 附则.....	48
附件 1.....	49
术语定义.....	49

附件 2.....	51
参考算例.....	51
附件 3.....	59
中长期交易品种汇总表.....	59

第一章 总则

第 1.1 条 为规范山东省电力中长期市场交易，依法维护电力市场主体的合法权益，保证电力市场的开放、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》、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司印发关于深化电力现货市场建设试点工作的意见的通知》以及电力体制改革配套文件精神 and 有关法律法规规定，结合山东实际，制定本规则。

第 1.2 条 本规则适用于与山东省电力现货市场交易相衔接的山东省电力中长期市场交易。

第 1.3 条 本规则所称电力中长期市场交易主要是指符合准入条件的发电企业、售电公司、电力用户等市场主体，通过市场化方式，开展的年、月、周电量市场交易。

第 1.4 条 电力中长期市场采用双边协商交易、集中竞价交易和挂牌交易相结合、常用曲线合约和自定义曲线合约相结合的交易方式，通过多次组织的年、月、周交易品种，实现中长期合约的灵活签订和调整，交易的电量合约作为结算依据。中长期市场的交易标的包括年度优先发电量和政府基数合约以及市场合约电量。

第 1.5 条 市场成员准入与退出、信息披露等按照《山东省电力现货市场交易规则(试行)》要求执行。

第 1.6 条 国家能源局山东监管办公室(以下简称山东能源监管办)会同山东省发展和改革委员会(以下简称省发展改革委)、山东省能源局(以下简称省能源局)根据职能依法履行山东电力中长期市场交易监管职责。

第二章 中长期市场交易基本原则

第一节 省间中长期交易

第 2.1.1 条 跨省区中长期优先发电合同和中长期市场化交易合同双方,提前约定交易曲线作为结算依据。以国家计划为基础的跨省区送电计划放开前,由山东电网公司或政府授权的其他企业代表与发电方、输电方签订三方中长期合同,约定典型送电曲线及输电容量使用条件。

第 2.1.2 条 省间中长期交易按年、月定期在北京电力交易中心交易平台上开市,形成合约典型曲线,月内可根据可再生能源消纳、电网运行等情况进行调整并物理执行。

第二节 基数合约

第 2.2.1 条 年度基数合约由政府部门下达至发电企业,包含年度优先发电量和基数合同电量,执行政府批复的上网电价政策。电量规模按照国家关于有序放开发用电计划的有关规定确定。年度基数合约电量视为厂网双边交易电量,优先发电

量中居民供热“以热定电”电量、关停机组替代发电量不得转让。

第 2.2.2 条 政府部门综合考虑全省电力电量需求，以及跨省跨区送受电电量、可再生能源发电量和涉外机组合同电量等因素，安排年度基数合约电量。

年度基数合约电量由政府部门下达年度总量，由电力交易机构分解，作为发电企业的结算依据。

第 2.2.3 条 电力交易机构根据历史用电负荷数据和典型负荷曲线将年度基数合约电量预分解到月、日及分时电力曲线，结算时按照“以用定发”原则进行调整。其中居民供热机组的“以热定电”优先发电量、关停机组替代发电量不做调整。

第三节 中长期交易品种和周期

第 2.3.1 条 省内中长期交易主要以年、月、周为周期组织开展，结合市场发展情况，可增加更短周期（日以上）交易。

第 2.3.2 条 中长期交易按照交易周期划分，现阶段分为年度、月度和周交易；按照曲线分解方式划分，分为常用曲线合约交易与自定义曲线合约交易；按照交易组织方式划分，分为双边协商交易、集中竞价交易、挂牌交易、基数合约转让交易等。

第 2.3.3 条 双边协商交易是指市场主体之间自主协商交易合约周期、合约电量、交易价格、分解曲线等要素，通过交

易平台签订合同，经相关方确认和交易校核后生效。交易标的为以日历日为基本单位、以日历周为最小合约周期的中长期电量。

第 2.3.4 条 集中竞价交易在交易平台集中组织开展，由市场主体申报交易意向，交易平台自动撮合匹配成交，采用常用分解曲线。集中竞价交易分集合竞价、连续竞价两个阶段进行。

集中竞价交易分为年度集中竞价交易、月度集中竞价交易以及周集中竞价交易，其中年度集中竞价交易每年底开展，月度集中竞价交易每月开展，周集中竞价交易每周开展。

第 2.3.5 条 挂牌交易在交易平台集中组织开展，采用挂牌摘牌的方式成交，成交价为挂牌价。每周组织本年度后续月份的电量交易，不跨自然年，交易电量按挂牌方的分解曲线形成分时电量。

第 2.3.6 条 基数合约转让交易在发电企业之间开展，无需进行曲线分解。可采用双边协商、集中竞价交易方式。经政府部门确认的提前关停机组的关停电量，需通过双边协商交易方式完成替代。

基数合约转让交易每月开展。

第 2.3.7 条 对市场主体的中长期交易设置净合约量限制和累计交易量限制。其中发电侧主体限制根据机组装机容量和

历史可用发电小时数确定,用户侧主体限制原则上根据历史实际用电量确定。

第四节 中长期合约要素

第 2.4.1 条 中长期合约要素至少应包括合约周期、合约电量、交易价格、分解曲线等要素。其中,交易价格为交易起止时间内统一的电量价格。

第 2.4.2 条 中长期交易单元:

(一)发电企业以机组为交易单元参与双边协商、集中竞价和挂牌交易。

(二)售电公司和批发用户以法人单位为交易单元参与市场交易,非独立法人的批发用户经法人单位授权,可作为交易单元参与市场交易。

(三)中长期市场双边协商交易、集中竞价交易、挂牌交易、基数合约转让交易的成交双方不能为同一交易单元。

第 2.4.3 条 合约的起止时间,以日历日为基本单位,以日历周为最小可约定合约周期。

第 2.4.4 条 合约电量是指合约周期内交易的总电量。合约电量的确认方式包括双边协商交易、集中竞价交易、挂牌交易、基数合约转让交易等形式。

第 2.4.5 条 根据分解曲线的比例特性,将合约电量在合约期内全部分解至每日 24 小时电量。

第 2.4.6 条 现阶段，单份合约有且仅有一个交易价格，市场条件成熟后，允许市场主体根据交易时段设定多个交易价格。

第 2.4.7 条 集中竞价、挂牌交易不再另行签订合同，以电力交易机构发布的成交结果作为合约的结算依据，双边协商交易通过交易平台签订合同。

第五节 中长期合约分解曲线

第 2.5.1 条 合约分解曲线包括自定义分解曲线和常用分解曲线两类。

自定义分解曲线由市场主体自主提出，将合约电量分解至 24 小时电量，通过双边协商或挂牌交易成交确定。

常用分解曲线包括年度、月度、周常用分解曲线，由电力交易机构会同电力调度机构根据山东电网系统负荷特性制定发布。

第 2.5.2 条 常用分解曲线基础数据准备：

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

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

（三）常用日分时电量曲线（D）有四种形式：

1. 峰平谷曲线 D1: 将一日划分为峰段、平段和谷段, 根据系统历史负荷确定峰、平、谷三段负荷比例, 将日电量分解为 24 小时电量曲线。

2. 高峰时段曲线 D2: 将日电量平均分解至每日峰段, 平段、谷段为零, 形成 24 小时电量曲线。

3. 平段曲线 D3: 将日电量平均分解至每日平段, 峰段、谷段为零, 形成 24 小时电量曲线。

4. 低谷时段曲线 D4: 将日电量平均分解至每日谷段, 峰段、平段为零, 形成 24 小时电量曲线。

第 2.5.3 条 常用分解曲线根据系统历史负荷确定年度分月电量比例 (Y) 和月度分日比例 (M), 将年度电量分解至分月、分日电量, 再按日常用分解曲线 (D1、D2、D3 或 D4), 将日电量分解为 24 小时电量曲线, 即年度常用分解曲线包括 Y+M+D1、Y+M+D2、Y+M+D3、Y+M+D4 四种形式。

第 2.5.4 条 月度常用分解曲线按照月度分日比例 (M), 将月度合约电量分解至日电量, 再按日常用分解曲线 (D1、D2、D3 或 D4), 将日电量分解为 24 小时电量曲线, 即月度常用分解曲线有 M+D1、M+D2、M+D3、M+D4 四种形式。

第 2.5.5 条 周常用分解曲线按照月度分日比例 (M), 将周电量分解至日电量, 再按日常用分解曲线 (D1、D2、D3 或 D4), 将日电量分解为 24 小时电量曲线, 即周常用分解曲线包

括 M+D1、M+D2、M+D3、M+D4 四种形式。

第三章 双边协商交易

第一节 双边协商交易要求

第 3.1.1 条 双边协商交易的交易标的为本年度次周开始的₁市场合约电量，以日历周为最小合约周期，采用自定义分解曲线，具体开市时间等要求参见附表。

第 3.1.2 条 双边协商交易合同内容应包括合约周期、交易电量、交易价格、分解曲线等要素。

第 3.1.3 条 双边协商交易的合同电量应满足双方交易电量约束，合同价格应满足最小变动价位约束。

第二节 合同信息填报与确认

第 3.2.1 条 双方协商达成交易意向后，由卖方按相关要求在交易平台上填报合同信息，由买方进行确认，合同双方应以合同起始日为基准至少提前 3 个工作日完成合同信息填报与确认。

第 3.2.2 条 卖方填报合同信息后，合同期内电量计入卖方已申报未成交电量，不计入买方已申报未成交电量；合同信息经买方确认后，合同期内电量计入买方已申报未成交电量。

第三节 交易校核

第 3.3.1 条 电力交易机构根据已发布的市场主体交易电量约束对合同内容进行校核，通过交易校核后合同生效。

第 3.3.2 条 未通过交易校核的合同，由电力交易机构通知相关市场主体协商调整后提交，协商未能达成一致的取消合同。

第四章 集中竞价交易

第一节 集中竞价交易要求

第 4.1.1 条 年度集中竞价交易的交易标的为次年年度市场合约电量，包括 Y+M+D1、Y+M+D2、Y+M+D3、Y+M+D4 四种常用分解曲线形式，具体开市时间等要求参见附表。现阶段，年度集中竞价交易中发电企业只可作为市场合约电量卖方参加交易，售电公司和批发用户只可作为市场合约电量买方参加交易。

第 4.1.2 条 月度集中竞价交易的交易标的为后续 12 个月的分月市场合约电量，包括 M+D1、M+D2、M+D3、M+D4 四种常用分解曲线形式，具体开市时间等要求参见附表。

第 4.1.3 条 周集中竞价交易的交易标的为后续 4 周的分周市场合约电量，包括 M+D1、M+D2、M+D3、M+D4 四种常用分解曲线形式，具体开市时间等要求参见附表。

第 4.1.4 条 集中竞价交易开市前 1 个工作日，电力交易

机构通过交易平台发布市场相关信息，包括但不限于：

（一）本次集中竞价交易的交易时段、交易标的、交易代码、常用分解曲线等；

（二）本次集中竞价交易的基本单位电量、最小变动价位、交易价格约束等；

（三）可参加本次集中竞价交易的市场主体范围以及其交易电量约束。

第二节 集合竞价交易组织

第 4.2.1 条 集中竞价交易集合竞价阶段采用集中申报、集中撮合的交易机制，在连续竞价交易前完成，主要包括集中申报、集中撮合、结果发布等环节。

第 4.2.2 条 交易日当天上午 9:00-9:15 组织开展集中申报，9:15-9:20 系统进行集中撮合，9:20-9:25 系统发布成交结果。

第 4.2.3 条 市场主体在集合竞价交易申报时间窗口内申报拟购买或出售的交易电量与价格，申报信息不公开。

第 4.2.4 条 市场主体申报的交易电量应为基本单位电量的整数倍，且满足交易电量约束。申报价格满足最小变动价位，且不得超过交易价格约束。

第 4.2.5 条 市场主体提交申报信息后，交易平台按不同交易标的分别进行集中撮合，原则如下：

(一) 将买方申报按价格由高到低排序、卖方申报按价格由低到高排序, 依次配对形成交易对。

(二) 交易对价差=买方申报价格-卖方申报价格

当交易对价差为负值时不能成交, 交易对价差为正值或零时成交, 价差大的交易对优先成交; 交易对价差相同时, 申报时间较早的优先成交, 申报时间以系统记录时间为准。

第 4.2.6 条 集合竞价阶段交易结果在集合竞价阶段结束后由电力交易机构发布。集合竞价阶段未成交的交易申报自动进入连续竞价阶段。

第 4.2.7 条 以最后一个成交对的买方申报价格、卖方申报价格的算数平均值作为集合竞价阶段的统一成交价格。

第三节 连续竞价交易组织

第 4.3.1 条 交易日当天上午 9:30-11:30 组织开展连续竞价交易, 集中竞价交易连续竞价阶段采用连续申报、连续撮合的交易机制。包括交易申报、自动撮合、结果发布环节。

第 4.3.2 条 市场主体在连续竞价阶段交易时段内申报拟购买或出售的交易电量与价格, 申报信息匿名即时公布。

第 4.3.3 条 市场主体申报的交易电量应为基本单位电量的整数倍, 且满足交易电量约束。申报价格满足最小变动价位, 且不得超过交易价格约束。

第 4.3.4 条 市场主体已申报未成交的交易意向可在交易

窗口时间内撤销，已成交的交易意向不能撤销。

第 4.3.5 条 市场主体提交申报后，交易平台按不同交易标的的进行即时自动匹配撮合，原则如下：

（一）对于提交的买方申报，将未成交的卖方申报按价格由低到高排序，依次与之配对形成交易对。对于提交的卖方申报，将未成交的买方申报按价格由高到低排序，依次与之配对形成交易对。

（二）交易对价差=买方申报价格-卖方申报价格

当交易对价差为负值时不能成交，交易对价差为正值或零时成交，价差大的交易对优先成交；交易对价差相同时，申报时间较早的优先成交，申报时间以系统记录时间为准。

第 4.3.6 条 自动撮合交易结果由电力交易机构即时发布。

第 4.3.7 条 连续竞价阶段可成交交易对的成交价格取前一笔交易成交价格、买方申报价格、卖方申报价格的中间值，计算方法如下（可参考算例一）：

（一）前一笔交易成交价格大于等于买方申报价格时，成交价格为买方申报价格；

（二）前一笔交易成交价格小于等于卖方申报价格时，成交价格为卖方申报价格；

（三）前一笔交易成交价格小于买方申报价格且大于卖方

申报价格时，成交价格为前一笔交易成交价格；

（四）集合竞价成交价格作为连续竞价阶段第一笔交易成交价格。当集合竞价成交市场主体数量不足 N1 家时，连续竞价阶段首个可成交交易对成交价格为买方申报价格和卖方申报价格的算术平均值。

第 4.3.8 条 集中竞价交易结束后，电力交易机构对集中竞价交易初步交易结果进行校核，未通过交易校核的异常成交结果按照相关规定处理。

第 4.3.9 条 电力交易机构通过交易平台发布集中竞价交易正式结果。集中竞价交易不再另行签订合同，以交易正式结果作为结算依据。

第五章 挂牌交易组织

第 5.1 条 挂牌交易的交易标的为本年度次周至年底的市场合约电量，以日历周为最小合约周期，分解曲线采用自定义分解曲线。

第 5.2 条 挂牌交易的合约周期、交易电量、交易价格、分解曲线等信息由挂牌方确定。

第 5.3 条 发电企业、售电公司、批发用户可以只挂牌或摘牌，也可同时挂牌和摘牌。挂牌方主体不得在已挂牌合约周期内参加相同曲线摘牌交易。

第 5.4 条 挂牌交易开市前 1 个工作日，电力交易机构通

过交易平台发布市场相关信息，包括但不限于：

- （一）本次挂牌交易的交易时段、交易代码；
- （二）本次挂牌交易的基本单位电量、最小变动价位等；
- （三）可参加本次挂牌交易的市场主体范围以及其月度净合约量、月度累计交易量、可申报电量额度。

第 5.5 条 挂牌交易采用匿名机制，主要包括挂牌申报、摘牌交易、结果发布等环节。

第 5.6 条 市场主体在交易时段内申报挂牌，挂牌内容包括合约周期、交易电量、交易价格、分解曲线等内容。

第 5.7 条 挂牌电量应为基本单位电量的整数倍，且满足交易电量约束。挂牌价格应满足最小变动价位要求。

第 5.8 条 市场主体根据交易平台发布的挂牌信息进行摘牌操作，接受挂牌方挂牌电量、挂牌价格、分解曲线等信息。

第 5.9 条 摘牌操作生效后形成初步结果，由电力交易机构即时发布。

第 5.10 条 挂牌交易的成交价格为挂牌价格。

第 5.11 条 当日挂牌交易结束后，电力交易机构对挂牌交易初步结果进行校核，未通过交易校核的异常成交结果按照相关规定处理。

第 5.12 条 电力交易机构通过交易平台发布挂牌交易正式结果。挂牌交易不再另行签订合同，以交易正式结果作为结

算依据。

第六章 基数合约转让交易

第一节 基数合约集中竞价交易

第 6.1.1 条 基数合约集中竞价交易的交易标的为当年后续月份的分月基数合约电量，以已发布基数电量月份为准。具体开市时间等要求详见附表。

第 6.1.2 条 基数合约集中竞价交易开市前 1 个工作日，电力交易机构通过交易平台发布市场相关信息，包括但不限于：

（一）本次基数合约集中交易的交易时段、交易标的、交易代码等；

（二）本次基数合约集中交易的基本单位电量、最小变动价位、交易价格约束等；

（三）可参加本次基数合约集中竞价交易的市场主体范围以及其交易电量约束。

第 6.1.3 条 基数合约集中交易集合竞价阶段采用集中申报、集中撮合的交易机制。包括集中申报、集中撮合、结果发布环节。

第 6.1.4 条 市场主体在集合竞价交易申报时间窗口内申报拟出让或受让基数合约电量与价格。所有市场主体的申报信息不公开发布。

市场主体申报的交易电量应为基本单位电量的整数倍，且满足可申报电量额度。申报价格满足最小变动价位，且不得超过交易价格约束。

第 6.1.5 条 市场主体提交申报后，交易平台按不同交易标的的分别进行集中匹配撮合，原则如下：

（一）将买方申报按价格由高到低排序、卖方申报按价格由低到高排序，依次配对形成交易对。

（二）交易对价差=买方申报价格-卖方申报价格

当交易对价差为负值时不能成交，交易对价差为正值或零时成交，价差大的交易对优先成交；交易对价差相同时，申报时间较早的优先成交，申报时间以系统记录时间为准。

第 6.1.6 条 集合竞价阶段交易结果在集合竞价阶段结束后由电力交易机构发布。集合竞价阶段未成交的交易申报自动进入连续竞价阶段。

第 6.1.7 条 以最后一个成交对的买方申报价格、卖方申报价格的算数平均值作为集合竞价阶段的统一成交价格。

集合竞价阶段的统一成交价格作为连续竞价阶段的起始价格。集合竞价成交市场主体数量不足 N2 家时，以上一交易日的有效综合价格作为连续竞价阶段的起始价格。

第 6.1.8 条 基数合约集中交易连续竞价阶段采用连续申报、连续撮合的交易机制。包括交易申报、自动撮合、结果发

布等环节。

第 6.1.9 条 市场主体在连续竞价阶段交易时段内申报拟出让或受让基数合约电量与价格。所有市场主体的申报信息匿名公开发布。

市场主体申报的交易电量应为基本单位电量的整数倍，且满足可申报电量额度。申报价格满足最小变动价位，且不得超过交易价格约束。

第 6.1.10 条 市场主体提交申报后，交易平台按不同交易标的的分别进行实时自动匹配撮合，原则如下：

（一）对于提交的出让方（买方）申报，将未成交的受让方（卖方）申报按价格由低到高排序，依次与之配对形成交易对。对于提交的卖方申报，将未成交的买方申报按价格由高到低排序，依次与之配对形成交易对。

（二）交易对价差=买方申报价格-卖方申报价格

当交易对价差为负值时不能成交，交易对价差为正值或零时成交，价差大的交易对优先成交；交易对价差相同时，申报时间较早的优先成交，申报时间以系统记录时间为准。

第 6.1.11 条 自动撮合交易结果由电力交易机构即时发布。

第 6.1.12 条 基数合约集中交易连续竞价阶段成交价格取前一笔交易成交价格、买方申报价格、卖方申报价格的中间

值，计算方法如下：

（一）前一笔交易成交价格大于等于买方申报价格时，成交价格为买方申报价格；

（二）前一笔交易成交价格小于等于卖方申报价格时，成交价格为卖方申报价格；

（三）前一笔交易成交价格小于买方申报价格且大于卖方挂牌价格时，成交价格为前一笔申报交易成交价格。

第 6.1.13 条 基数合约集中交易结束后，电力交易机构对基数合约集中交易初步交易结果进行校核，未通过交易校核的异常成交结果按照相关规定处理。

第 6.1.14 条 电力交易机构通过交易平台发布基数合约集中交易正式结果。基数合约集中交易不再另行签订合同，以交易正式结果作为结算依据。

第二节 基数合约双边协商交易

第 6.2.1 条 双方协商达成交易意向后，由卖方按相关要求在交易平台上填报合同信息，由买方进行确认，合同双方应以合同起始日为基准至少提前 3 个工作日完成合同信息填报与确认。

第 6.2.2 条 卖方填报合同信息后，合同期内电量计入卖方已申报未成交电量，不计入买方已申报未成交电量；合同信息经买方确认后，合同期内电量计入买方已申报未成交电量。

第 6.2.3 条 电力交易机构根据已发布的市场主体交易电量约束对合同内容进行校核，通过交易校核后合同生效，未发布约束月份合同暂不生效。

第 6.2.4 条 未通过交易校核的合同，由电力交易机构通知相关市场主体协商调整后提交，协商未能达成一致的，按合同违约条款处理。

第七章 中长期交易约束

第一节 交易价格约束

第 7.1.1 条 综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，对集中竞价交易设置市场成交价格上下限，由市场管理委员会提出建议，经山东能源监管办、省能源局同意后执行。

第 7.1.2 条 对集中竞价交易的申报价格设置上下限，由市场管理委员会提出建议，经山东能源监管办、省能源局同意后执行。具体如下：

（一）对于交易标的首个交易日，市场主体申报价格上下限计算公式如下：

申报价格上限=交易标的首日指导价×（1+U%）

申报价格下限=交易标的首日指导价×（1-U%）

其中，U%为交易标的申报价格上下浮动限额。交易标的首日指导价与限额 U%由市场管理委员会提出建议，经山东能

源监管办、省能源局批准后执行。

(二)对于交易标的的正常交易日,市场主体申报价格上下限计算公式如下:

$$\text{申报价格上限} = \text{交易标的上一交易日有效综合价格} \times (1+U\%)$$

$$\text{申报价格下限} = \text{交易标的上一交易日有效综合价格} \times (1-U\%)$$

当交易标的上一交易日不存在有效综合价格时,选取交易标的的历史交易日中最新的有效综合价格。当交易标的不存在有效综合价格时,以交易标的首日指导价作为综合价格。

第 7.1.3 条 综合价格按以下公式计算:

$$\text{综合价格} = \left(\text{集合竞价阶段成交量} \times \text{集合竞价阶段出清价格} \right) + \sum \left(\text{连续竞价阶段成交量} \times \text{连续竞价阶段成交价格} \right) / \left(\text{集合竞价阶段成交量} + \text{连续竞价阶段成交量} \right)$$

对于任一集中竞价交易标的,单个交易日成交市场主体数量不足 N 家或成交交易笔数少于 N 笔的,该标的当日综合价格认定为无效。

第二节 月度净合约量约束

第 7.2.1 条 月度净合约量是指单个市场主体交易标的月合约电量的代数和。对单个标的月,其月度净合约量计算公式如下(可参考算例二):

发电侧标的月净合约量=标的月基数合约电量（计划）+ 累计替代其他机组的标的月基数合约电量-累计被其他机组替代的标的月基数合约电量+累计卖出标的月市场合约电量-累计买入标的月市场合约电量；

用户侧标的月净合约量=累计买入标的月市场合约电量-累计卖出标的月市场合约电量。

第 7.2.2 条 市场主体的月度净合约量约束根据发电能力和用电需求情况计算确定。

第 7.2.3 条 根据机组装机容量确定发电侧月度净合约量上限，具体计算方法如下：

发电机组月度净合约量上限=发电机组装机容量×月度可用发电小时数×调整系数 f_1

其中，月度可用发电小时数以交易通知为准； f_1 为调整系数，由市场管理委员会提出建议，经山东能源监管办、省发展改革委、省能源局批准后执行。

第 7.2.4 条 批发用户根据历史实用电量确定净合约量上限，售电公司历史实用电量为其所代理用户实用电量之和（历史实用电量取交易日前 12 个月中最大月实用电量，有自备电厂的，按实际用网电量计算）。没有历史用电量数据的用户根据其报装容量，参考同类型用户用电情况，确定上限计算所需的电量数据。

根据批发用户或售电公司所代理用户的历史实用电量，参考下表确定其净合约量上限：

单位：kWh

历史月实用电量	净合约量上限
<1000 万	1000 万 $\times y_1$
≥ 1000 万，<2000 万	2000 万 $\times y_1$
≥ 2000 万，<3000 万	3000 万 $\times y_1$
≥ 3000 万，<4000 万	4000 万 $\times y_1$
≥ 4000 万，<5000 万	5000 万 $\times y_1$
≥ 5000 万，<6000 万	6000 万 $\times y_1$
≥ 6000 万，<7000 万	7000 万 $\times y_1$
≥ 7000 万，<8000 万	8000 万 $\times y_1$
≥ 8000 万，<9000 万	9000 万 $\times y_1$
≥ 9000 万，<1 亿	1 亿 $\times y_1$
≥ 1 亿	历史月实用电量 $\times y_1$

其中， y_1 为调整系数，由市场管理委员会提出建议，经山东能源监管办、省发展改革委、省能源局批准后执行。

第 7.2.5 条 发电侧、用户侧净合约量下限均为零。

第 7.2.6 条 电力交易机构根据交易开展情况，定期计算发布市场主体月度净合约电量上限。对已发布的净合约电量上限，电力交易机构每月底根据售电公司与用户最新的代理关系进行重新计算并发布。因净合约量上限调整，导致市场主体已持有月度合约量超过月度净合约量上限时，由电力交易机构负责通知市场主体在规定时间内处理。电力交易机构有权对异常的代理关系变更及其所产生的合约进行监视，报山东能源监管

办、省能源局批准后，对异常情况进行市场干预。

其他因生产实际情况确需调整交易上限的，由市场主体向电力交易机构提出申请，经相关部门确认后备案并执行。

第三节 月度累计交易量约束

第 7.3.1 条 月度累计交易量是指单个市场主体买入和卖出标的月合约电量的绝对值之和，具体计算公式如下（可参考算例三）：

发电侧标的月累计交易量=标的月基数合约电量（计划）+ 累计替代其他机组的标的月基数合约电量+累计被其他机组替代的标的月基数合约电量+累计卖出标的月市场合约电量+累计买入标的月市场合约电量

用户侧标的月累计交易量=累计买入标的月市场合约电量+累计卖出标的月市场合约电量

第 7.3.2 条 对市场主体月度累计交易量设置上限。月度累计交易量上限根据月度净合约量上限确定，具体计算方法如下：

发电侧月度累计交易量上限=发电侧月度净合约量上限 × f_2

用户侧月度累计交易量上限=用户侧月度净合约量上限 × y_2

f_2 、 y_2 分别为发电侧、用户侧调整系数，由市场管理委员

会提出建议，经山东能源监管办、省发展改革委、省能源局批准后执行。

第 7.3.3 条 电力交易机构根据交易开展情况，定期计算发布市场主体月度累计交易量上限。原则上，售电公司与用户代理关系每月底更新计算一次，并同步调整已发布市场主体月度累计交易量上限。其他特殊情况需调整交易上限的，由市场主体向电力交易机构提出申请，经相关部门确认后备案并执行。

第四节 交易电量约束

第 7.4.1 条 交易电量约束基本要求：

（一）市场主体在交易电量约束范围内参与中长期市场交易。其中可申报电量额度按交易标的分别计算。

（二）市场主体的可申报电量额度根据其月度净合约量上下限、月度累计交易量上限、保函有效额度及历史交易情况计算得到，由电力交易机构计算发布。已申报未成交电量视同已成交电量纳入可申报电量计算，交易结束后根据交易结果更新。

（三）月以内合约电量须满足月度交易电量约束，月以上合约须满足合约期内各月交易电量约束，跨月电量按日所属月份计入月度合约电量后须满足月度交易电量约束。

（四）根据市场主体预缴保函，计算某一标的预缴交易保

函可交易电量额度，公式如下：

预缴保函可交易电量额度=预缴保函额度× $H\%$ /[交易标的综合价格×(1+ $Q\%$)]。

其中， $H\%$ 为调整系数， $Q\%$ 为下一个交易日该交易标的价格的涨跌幅限额绝对值，由市场管理委员会提出建议，经山东能源监管办、省能源局批准后执行。现阶段，发电企业、电力用户不设预缴保函可交易电量额度。

(五)市场主体同一交易时段对于相同交易标的电量只可进行买入或卖出交易，不可同时进行买入和卖出交易。

(六)当日成交电量，下一交易日方可交易。

(七)中长期交易实行大额申报制度。单个交易日内，市场主体任一月度净合约量减少值不得超过该月净合约量上限的30%。确有需要的，需提前三个工作日向电力交易机构进行大额交易申报，对交易需求情况进行说明，经审批通过后开展交易。

第7.4.2条 市场主体参加市场合约双边协商交易、挂牌交易时，月内可申报电量额度计算公式如下：

(一)发电侧

发电侧可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限}-\text{本交易日前持有月度净合约量}-\text{本交易日申报卖出月内市场电量}-\text{本交易日已申报卖出月内基数合约电量})$ ，(月度累计交易

量上限-已发生月度累计交易量)}}

发电侧可申报买入电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有协商和挂牌交易月内市场合约电量}-\text{本交易日申报买入协商和挂牌交易月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

(二) 用户侧

用户侧可申报买入电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限}-\text{本交易日前持有月度净合约量}-\text{本交易日申报买入月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

用户侧可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有协商和挂牌交易月内市场合约电量}-\text{本交易日申报卖出协商和挂牌交易月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

第 7.4.3 条 市场主体参加集中竞价交易时，按交易标的的计算其月内可申报电量额度，公式如下：

(一) 持有当前标的的合约电量为正

发电侧可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限}-\text{本交易日前持有月度净合约量}-\text{本交易日申报卖出月内市场合约电量}-\text{本交易日内已申报卖出月内基数合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

发电侧可申报买入电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有集中$

竞价交易月内市场合约电量-本交易日申报买入集中竞价交易月内市场合约电量), (月度累计交易量上限-已发生月度累计交易量)}

用户侧可申报买入电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限}-\text{本交易日前持有月度净合约量}-\text{本交易日申报买入月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量}), \text{预缴保函剩余可交易电量额度}\}$

用户侧可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有集中竞价交易月内市场合约电量}-\text{本交易日申报卖出集中竞价交易月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量}), (\text{预缴保函剩余可交易电量额度}+\text{持有当前标的合约电量})\}$

可参考算例四。

(二) 持有当前标的合约电量为负

发电侧可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限}-\text{本交易日前月度净合约量}-\text{本交易日已申报卖出月内市场合约电量}-\text{本交易日已申报卖出月内基数合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

发电侧可申报买入电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有集中竞价交易月内市场合约电量}-\text{本交易日申报买入集中竞价交易月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计}$

交易量)}}

用户侧可申报买入电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限}-\text{本交易日前持有月度净合约量}-\text{本交易日已申报买入月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量}), (\text{预缴保函剩余可交易电量额度}-\text{持有当前标的合约电量})\}$

用户侧可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有集中竞价交易月内市场合约电量}-\text{本交易日已申报卖出集中竞价交易月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量}), \text{预缴保函剩余可交易电量额度}\}$

可参考算例五。

第 7.4.4 条 发电企业参加基数合约集中交易时，其月内可申报电量额度计算公式如下：

发电侧可申报卖出电量额度= $\min\{(\text{月度净合约量上限}-\text{本交易日前持有月度净合约量}-\text{本交易日申报卖出月内市场合约电量}-\text{本交易日申报卖出月内基数合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

发电侧可申报买入电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有月内基数合约电量}-\text{本交易日申报买入月内基数合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}$

第八章 价格机制

第 8.1 条 中长期市场实行单一制电量电价，市场主体基

于电量价格进行市场交易。其中，燃煤机组的中长期市场价格包含环保电价，市场化电量对应的环保电价不再另行结算。

第 8.2 条 中长期市场通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等交易方式形成市场价格。

第 8.3 条 中长期综合市场交易价格由容量补偿费用、市场形成的电量价格构成。

第 8.4 条 输配电价（含线损及交叉补贴）由市场用户按照政府核定的输配电价标准和实际用电量缴纳。政府性基金及附加由市场用户按照政府有关规定和实际用电量缴纳。

第九章 计量结算

第 9.1 条 中长期市场结算周期和结算不平衡资金、退补管理等按照《山东省电力现货市场交易规则（试行）》规定执行。

第 9.2 条 中长期合约按照中长期合同约定价格（即净合约综合价）结算，中长期合约电量包括年度、月度、周等为交易周期的合约电量。

第 9.3 条 中长期市场按市场主体约定的价格结算，原则上结算电价最小单位时间为 1 小时。

第 9.4 条 参与市场的机组总电费收入由基数合约电费收入与综合市场交易电费收入构成，综合市场交易电费总收入包含容量补偿费用和市场电量交易电费收入，其中市场电量交易

电费收入包括中长期合约电费、日前市场偏差电量电费、实时市场偏差电量电费、基数合约交易环节结算盈亏、中长期合约交易环节结算盈亏、补偿费用、考核费用、分摊费用、返还费用等。日前市场偏差电量电费、实时市场偏差电量电费、补偿费用、考核费用等结算方式按照《山东省电力现货市场交易规则（试行）》规定执行。

计算公式如下：

$$R = R_{\text{基数}} + R_{\text{容量}} + R_{\text{电量}}$$

$$R_{\text{电量}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前偏差}} + R_{\text{实时偏差}} + R_{\text{基数交易}} + R_{\text{中长期交易}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{考核}} + R_{\text{分摊}} + R_{\text{返还}}$$

其中：

R 为市场化机组总电费收入；

$R_{\text{基数}}$ 为机组基数合约电费收入；

$R_{\text{容量}}$ 为机组容量补偿电费收入。

$R_{\text{电量}}$ 为机组电量交易电费收入；

$R_{\text{中长期}}$ 为机组中长期合约电费收入；

$R_{\text{日前偏差}}$ 为机组日前市场偏差电费收入；

$R_{\text{实时偏差}}$ 为机组实时市场偏差电费收入；

$R_{\text{基数交易}}$ 为机组基数合约交易环节的盈亏；

$R_{\text{中长期交易}}$ 为机组中长期合约交易环节的盈亏；

$R_{\text{补偿}}$ 为机组启动等补偿费用；

$R_{\text{考核}}$ 为机组供热等考核费用；

$R_{\text{分摊}}$ 为机组分摊费用；

$R_{\text{返还}}$ 为机组返还费用。

第 9.5 条 机组基数合约电费包含固定基数合约电费与以用定发基数合约电费，即：

$$R_{\text{基数}} = R_{\text{固定基数}} + R_{\text{以用定发基数}}$$

(1) 固定基数合约电费计算公式为：

$$R_{\text{固定基数}} = \sum_{m=1}^M (Q_{\text{固定基数},m} \times P_{\text{固定基数},m})$$

其中：

$Q_{\text{固定基数},m}$ 为机组当月第 m 笔固定基数合约电量（民生供热基数合约电量和省内关停机组）；

$P_{\text{固定基数},m}$ 为机组当月第 m 笔固定基数合约电价，若为受让关停机组基数合约，执行出让关停机组基数合约电价；

M 为机组当月持有的固定基数合约数量。

(2) 以用定发基数合约电费计算公式为：

$$R_{\text{以用定发基数}} = \sum (Q_{\text{以用定发},t} \times P_{\text{以用定发},t})$$

其中：

$$Q_{\text{以用定发},t} = \left(Q_{\text{总上网},t} - Q_{\text{总用电},t} - Q_{\text{总固定基数},t} \right) \times \frac{\left(Q_{\text{基数计划},t} - Q_{\text{固定基数},t} \right)}{\left(Q_{\text{总基数计划},t} - Q_{\text{总固定基数},t} \right)}$$

$Q_{\text{固定基数},t}$ 为参与市场的机组 T 时段固定基数合约电量，机组无固定基数合约时为 0；

$Q_{\text{以用定发},t}$ 为参与市场的机组 T 时段按照“以用定发”的原则计算得到的以用定发基数合约结算电量（当市场化机组发电量低于市场化用户用电量与市场化机组固定基数合约电量之和时，该值为 0）；

$Q_{\text{总上网},t}$ 为市场化机组 T 时段实际总上网电量；

$Q_{\text{总用电},t}$ 为市场用户 T 时段实际用电量减去省外交易电量；

$Q_{\text{总固定基数},t}$ 为市场化机组 T 时段固定基数合约总电量；

$Q_{\text{基数计划},t}$ 为该机组 T 时段基数合约计划电量；

$Q_{\text{总基数计划},t}$ 为市场化机组 T 时段基数合约计划总电量。

$$P_{\text{以用定发},t} = \frac{\left(\sum_{n=1}^N \left(Q_{\text{以用定发基数},n} \times P_{\text{以用定发基数},n} \right) \right)}{\left(\sum_{n=1}^N Q_{\text{以用定发基数},n} \right)}$$

$Q_{\text{以用定发基数},n}$ 为机组 T 时段内持有的第 n 笔以用定发基数合约电量，正值表示买入基数合约电量，负值表示卖出基数合约电量；

$P_{\text{以用定发基数},n}$ 为机组 T 时段内持有的第 n 笔以用定发基数合约电价，若为受让以用定发基数合约，则为出让方以用定发基数合约电价；

N 为机组 T 时段内持有的以用定发基数合约数量。

第 9.6 条 机组出让基数合约时，计算合约交易环节的盈亏电费，计算公式如下：

$$R_{\text{基数出让}} = Q_{\text{基数出让}} \times (P_{\text{基数合约}} - P_{\text{基数出让}})$$

其中：

$R_{\text{基数出让}}$ 为出让方在该笔基数合约转让中的结算盈亏，正数代表交易获利，负数代表交易损失；

$Q_{\text{基数出让}}$ 为出让方转让电量，不大于出让方原持有的基数净合约电量；

$P_{\text{基数合约}}$ 为原持有基数合约价格；

$P_{\text{基数出让}}$ 为基数合约出让价格。

省内关停机组作为基数合约电量出让方时，出让电量全额结算。

计算市场化机组基数合约实际电量时，优先保证省内关停机组、供热机组基数合约电量全额结算，再计算整体市场化机组剩余基数合约计划的完成进度系数。

计算得出基数合约的完成进度系数后，对市场化机组基

数合约电量出让获利电费进行相应的系数调整。计算公式为：

$$R_{\text{实际基数出让}} = Q_{\text{基数出让}} \times \lambda \times (P_{\text{基数合约}} - P_{\text{基数出让}})$$

其中：

$R_{\text{实际基数出让}}$ 为出让方在该笔交易中实际应结的盈亏电费，正数代表交易获利，负数代表交易损失；

λ 为受让方机组当月基数合约完成进度系数。

$\lambda = \text{受让方机组当月上网基数电量} / \text{受让方机组当月基数合约计划电量}$ 。

基数合约交易结算电费按每笔交易计算盈亏，按月累计盈亏金额，在出让合约对应的结算月份将累计金额计入月度结算单一并结算，即机组月度基数合约交易环节结算电费为：

$$R_{\text{基数交易}} = \sum R_{\text{实际基数出让}}$$

第 9.7 条 发电侧按照机组中长期合约分时电量和净合约综合价格计算电费，公式为：

$$R_{\text{中长期}} = \sum (Q_{\text{净中长期},t} \times P_{\text{净中长期},t})$$

其中：

(1) $R_{\text{中长期}}$ 为机组中长期合约电费；

(2) $Q_{\text{净中长期},t}$ 为机组 T 时段中长期分时净合约电量，计

算公式如下；

$$Q_{\text{净中长期},t} = \sum_{m=1}^M Q_{\text{中长期},m}$$

$Q_{\text{中长期},m}$ 为机组 T 时段内持有的第 m 笔中长期合约电量，正值表示买入中长期合约电量，负值表示卖出中长期合约电量；

(3) $P_{\text{净中长期},t}$ 为机组 T 时段中长期净合约综合电价，计算公式如下；

$$P_{\text{净中长期},t} = \frac{\left(\sum_{m=1}^M \left(Q_{\text{中长期},m} \times P_{\text{中长期},m} \right) \right)}{\left(\sum_{m=1}^M Q_{\text{中长期},m} \right)}$$

$P_{\text{中长期},m}$ 为机组 T 时段内持有的第 m 笔中长期合约电价；

M 为机组 T 时段内持有的中长期合约总数。

第 9.8 条 机组出让中长期合约时，计算合约交易环节的盈亏电费，计算公式如下：

$$R_{\text{中长期出让}} = Q_{\text{中长期出让}} \times (P_{\text{中长期合约}} - P_{\text{中长期出让}})$$

其中：

$R_{\text{中长期出让}}$ 为出让方在结算周期内出让中长期合约的盈亏电费，正数代表交易获利，负数代表交易损失；

$Q_{\text{中长期出让}}$ 为出让方在结算周期内的中长期净出让合约

电量，不大于出让方原持有的中长期净合约电量；

$P_{\text{中长期合约}}$ 为出让方在结算周期内的原持有中长期净合约价格；

$P_{\text{中长期出让}}$ 为出让方在结算周期内的中长期净出让合约价格。

第 9.9 条 批发市场用户侧电量电费支出包含省外交易电量电费、中长期合约电量电费、日前市场偏差电量电费、实时市场偏差电量电费、中长期合约交易环节盈亏、容量补偿电费、分摊费用、市场盈余等平衡资金返还费用，直接参与批发市场的电力用户电费支出还包含容量补偿电费。日前市场偏差电量电费、实时市场偏差电量电费、分摊费用、市场盈余等平衡资金返还费用等结算方式按照《山东省电力现货市场交易规则（试行）》规定执行。计算公式如下：

$$C_{\text{售电公司支出}} = C_{\text{电量}}$$

$$C_{\text{批发用户支出}} = C_{\text{电量}} + C_{\text{容量}}$$

$$C_{\text{电量}} = C_{\text{省外}} + C_{\text{中长期}} + C_{\text{日前偏差}} + C_{\text{实时偏差}} + C_{\text{中长期交易}} + C_{\text{分摊}} + C_{\text{返还}}$$

其中：

$C_{\text{售电公司支出}}$ 为批发市场售电公司电费支出；

$C_{\text{批发用户支出}}$ 为批发市场直接参与批发市场的电力用户电费支出；

- $C_{\text{电量}}$ 为用户侧电量交易电费;
- $C_{\text{容量}}$ 为用户侧支付的机组容量补偿电费;
- $C_{\text{省外}}$ 为用户侧省外交易电量电费;
- $C_{\text{中长期}}$ 为用户侧中长期合约电量电费;
- $C_{\text{日前偏差}}$ 为用户侧日前市场偏差电量电费;
- $C_{\text{实时偏差}}$ 为用户侧实时市场偏差电量电费;
- $C_{\text{中长期交易}}$ 为用户侧中长期合约交易环节盈亏;
- $C_{\text{分摊}}$ 为用户侧的分摊费用;
- $C_{\text{返还}}$ 为用户侧的市场盈余等平衡资金返还费用。

第 9.10 条 批发市场用户侧省外交易电量以小时为周期开展结算,按照省外分时电量、省外分时电量价格,计算省外交易电量电费。计算公式为:

$$C_{\text{省外}} = \sum (Q_{\text{省外},t} \times P_{\text{省外},t})$$

其中:

- $C_{\text{省外}}$ 为用户侧省外交易电量电费;
- $Q_{\text{省外},t}$ 为用户侧 T 时段省外分时电量;
- $P_{\text{省外},t}$ 为用户侧 T 时段省外电量分时价格;

第 9.11 条 批发市场用户侧中长期合约以小时为周期开展结算,按照净合约分时电量、合约分时价格(净合约综合价),计算中长期合约电费。公式为:

$$C_{\text{中长期}} = \sum (Q_{\text{净合约},t} \times P_{\text{净合约},t})$$

其中：

(1) $C_{\text{中长期}}$ 为用户侧中长期合约电量电费；

(2) $Q_{\text{净合约},t}$ 为用户侧 T 时段中长期净合约电量，计算公式为：

$$Q_{\text{净合约},t} = \sum_{u=1}^U Q_{\text{中长期},u}$$

$Q_{\text{中长期},u}$ 为用户侧 T 时段内持有的第 u 笔中长期合约电量，正值表示买入中长期合约电量，负值表示卖出中长期合约电量；

(3) $P_{\text{净合约},t}$ 为用户侧 T 时段中长期净合约综合电价，计算公式如下：

$$P_{\text{净合约},t} = \frac{\left(\sum_{u=1}^U (Q_{\text{中长期},u} \times P_{\text{中长期},u}) \right)}{\left(\sum_{u=1}^U Q_{\text{中长期},u} \right)}$$

$P_{\text{中长期},u}$ 为用户侧 T 时段内持有的第 u 笔中长期合约电价；

U 为用户侧 T 时段内持有的中长期合约总数。

第 9.12 条 用户侧出让中长期合约时，计算合约交易环节的盈亏电费，计算公式如下：

$$C_{\text{中长期交易}} = Q_{\text{出让}} \times (P_{\text{合约}} - P_{\text{出让}})$$

其中：

$C_{\text{中长期交易}}$ 为出让方在结算周期内出让中长期合约的盈亏电费，正数代表交易损失，负数代表交易获利；

$Q_{\text{出让}}$ 为出让方在结算周期内的净出让合约电量，不大于出让方原持有的净合约电量；

$P_{\text{合约}}$ 为出让方在结算周期内的原持有净合约价格；

$P_{\text{出让}}$ 为出让方在结算周期内的净出让合约价格。

第十章 市场风险防控

第一节 市场履约风险

第 10.1.1 条 基于交易成交价格、交易量、交易金额等历史数据，电力交易机构定期评估市场主体在某类电力市场的交易风险和总电力市场交易风险。

第 10.1.2 条 市场主体在某类电力市场中的交易风险，是指市场主体在该类电力市场中进行交易产生的风险敞口。

第 10.1.3 条 市场主体的总电力市场交易风险，是市场主体所参与的各类电力市场中的交易风险之和，包括市场主体在中长期市场、现货市场、零售市场等所有类型的电力市场中进行交易产生的、对电力交易机构或电网企业的风险敞口。

第 10.1.4 条 市场履约风险分为交易履约风险和结算履

约风险两类。

第 10.1.5 条 交易履约风险按以下公式计算：

交易履约风险=Σ 单品种持有合约交易风险

单品种持有合约交易履约风险=单品种持有合约成本-单品种持有合约价值 × (1-Q%)

单品种持有合约成本=Σ (买入合约量 × 买入合约价) - Σ (卖出合约量 × 卖出合约价)

单品种持有合约价值=单品种 T 日综合价格 × 单品种 T 日净合约量

其中，Q%为下一个交易日该交易标的价格的涨跌幅限额绝对值。

第 10.1.6 条 市场主体的结算履约风险由市场主体的历史欠费、未到期账单费用、已清算交易费用、未清算交易费用四部分组成，计算公式如下：

T 日的结算风险=历史欠费+未到期账单费用+已清算交易费用+未清算交易费用

(一) 历史欠费

市场主体的历史欠费，是指电力交易机构或电网企业已经出具结算单据，但市场主体超过付款期限，截至 T 日尚未支付的款项。

(二) 未到期账单费用

市场主体的未到期账单费用，是指电力交易机构或电网企业已出具正式结算账单，市场主体在付款期限内截至 T 日尚未完成支付的款项。市场主体已结算并出具账单但未到期的现货市场结算款项和中长期合约分割到相应时间段内的结算款项等，均属于市场主体的未到期账单费用。

（三）已清算交易费用

市场主体的已清算费用，是指市场主体已经完成交易，电力交易机构已开展日清算、但尚未完成结算、未出具正式结算账单的款项。市场主体已交易并开展日清算、但尚未完成结算流程的现货市场结算款项和中长期合同分割到相应时间段内的结算款项等，均属于市场主体的已清算交易费用。

（四）未清算交易费用

市场主体的未清算费用，是指市场主体已经完成交易，但电力交易机构尚未完成日清算的款项。市场主体已交易但未开展日清算的现货市场结算款项和中长期合同分割到相应时间段内的结算款项等，均属于市场主体的未清算交易费用。

T 日未清算交易费用=市场主体上一年度最大用电月日平均用电量 $\times 5 \times P_{\text{未清算度电费用}}$

$P_{\text{未清算度电费用}}$ 是指市场主体单位用电量对应的交易费用，单

位元/兆瓦时，取值为市场整体水平的预测值，由市场管理委员会提出建议，经山东能源监管办、省能源局批准后执行。

T日未清算交易费用计算值小于1万元的，按1万元计。售电公司的T日未清算交易费用，以其代理用户上一年度最大用电月日平均用电量为衡量标准。

第二节 履约担保

第10.2.1条 参与电力市场交易的市场主体，应结合交易的实际需要，按照相关规定要求向电力交易机构提交履约担保。履约担保主要采用履约保函形式。

第10.2.2条 履约保函基本要求：

（一）交易履约保函和结算履约保函均由电力交易机构负责收取和管理。

（二）企业集团财务公司只能对本集团成员单位开具履约保函。

（三）电力交易机构建立履约保函管理工作制度，明确保函的接收、管理、退还、使用申请、执行情况记录和通报程序等。

（四）买卖双方成交后，按持有合约价值的规定比率提交履约保函，并根据成交情况定期缴纳，满足风险控制要求。市场主体需按照公开发布的标准在规定时间内足额缴纳保函额度。未能按时足额缴纳的，电力交易机构有权根据相关

规定对其采取暂停交易资格等风险控制措施。

（五）当市场主体交易行为存在较大风险时，电力交易机构有权要求市场主体追加履约保函额度。

（六）由电力交易机构统一负责履约保函的计算、接收和管理，组织市场主体按规定缴纳保函。

第 10.2.3 条 交易履约保函：

（一）现阶段，交易履约保函提交主体为售电公司，受益人为电力交易机构。

（二）电力交易机构在每个中长期集中交易日闭市后，计算市场主体应缴纳的交易履约担保额度。

（三）市场主体所提交的交易履约保函有效期至少应覆盖至下一个履约保函计算日。

（四）交易履约保函覆盖范围为中长期集中竞价交易合约。

第 10.2.4 条 结算履约保函：

（一）现阶段，结算履约保函提交主体为售电公司，受益人为国网山东省电力公司。

（二）电力交易机构应在每日现货市场结算后，计算市场主体应缴纳结算履约担保额度。

（三）结算履约保函有效期至少应覆盖至下一个月度结算缴费截止日。

（四）结算履约担保额度覆盖范围为进入结算周期的中长期交易市场合约和基数合约、现货市场成交合约以及相关的零售合约。

第 10.2.5 条 市场主体以自愿为原则，在银行或本企业集团财务公司开立履约保函。

第 10.2.6 条 履约保函接收：

（一）履约保函提交人需向电力交易机构提交履约保函原件及承诺书。承诺书需市场主体法定代表人签字并加盖市场主体单位公章。

（二）为补足信用额度而重新开立履约保函的市场主体，或原履约保函已过期需重新开立履约保函的市场主体，应当将重新开立的履约保函原件及承诺书一并提交至电力交易机构。

（三）电力交易机构收到市场主体提交的履约保函后，及时向市场主体开具履约保函接收证明。

第 10.2.7 条 电力交易机构应将履约保函收取、执行情况等相关信息及时上报山东能源监管办、省能源局。

第 10.2.8 条 履约保函执行：

（一）交易履约保函执行：市场主体持有的中长期典型曲线交易合约被强制处理后出现亏损的，电力交易机构可使用履约保函，并向履约保函开立单位出具履约保函原件，要求支

付款项，同时向相关市场主体发出执行告知书。

（二）结算履约保函执行：市场主体未缴纳或未足额缴纳相关结算费用的，电网企业可向电力交易机构提出使用履约保函，并向履约保函开立单位出具履约保函原件，要求支付款项，同时向相关市场主体发出执行告知书。

（三）电网企业应于履约保函执行前5个工作日内，向电力交易机构提出借用履约保函原件的申请，在做好借用记录后，由电力交易机构将履约保函原件交电网企业。电网企业完成履约保函执行工作后，应于执行完毕之日起5个工作日内将履约保函原件交还电力交易机构，并做好交还记录。

（四）对履约保函执行事宜有异议的市场主体，需于执行告知书发出之日起10个工作日内向电网企业、电力交易机构提出异议。经核实市场主体无欠费或欠费金额计算错误的，已通过履约保函支付的欠款将在30个工作日内退还。

第10.2.9条 履约保函退还：

（一）市场主体可向电力交易机构申请退还履约保函。

（二）市场主体申请退还履约保函需向电力交易机构提供以下材料：电网企业对于该市场主体已完成费用结算的相关依据；申请退还履约保函的书面申请，须加盖单位公章；履约保函领取人的授权委托书、身份证，须由市场主体法定代表人签字，加盖单位公章。

(三) 电力交易机构在收到市场主体申请后, 在 5 个工作日内对相关材料的完备性进行核验, 在核验确认无误后及时退还相应的履约保函。

第 10.2.10 条 电力交易机构定期对市场主体的风险情况进行跟踪监控, 并结合监控结果采取措施:

(一) 市场主体所持有的中长期合约中, 有未来六十天进入交割日的, 将对市场主体进行提示通知。提示通知的内容包括: 相应的中长期合约交割日、交割日即将计入待交割结算风险的金额、准备结算履约保函的提示等。

(二) 若市场主体的交易保函额度不足时, 暂停其在中长期市场的市场交易资格, 并对其中长期市场典型曲线合约进行强制处理。

(三) 若市场主体的结算保函额度不足时, 则暂停其所持有的交割月的年、月、周等中长期合约、现货市场成交结果以及相关零售合约的结算资格。

第 10.2.11 条 当市场主体收到风险防控预警及告警通知后, 为了保证交易和结算的正常进行, 可以采取减小风险。

现阶段, 降低结算风险的措施有:

(一) 提交有效期覆盖至下一次保函收取日的结算履约保函, 从而提升结算信用额度。

(二) 交清历史欠费, 或支付未到期账单费用, 从而减少

结算风险。

现阶段，降低交易风险的措施主要是：提交有效期覆盖至下一次收取日的交易履约保函。

第三节 防控措施

第 10.3.1 条 为防范市场履约风险，电力交易机构可采取暂停交易资格、合约强制处置、要求追加履约担保等强制措施。

第 10.3.2 条 市场主体不满足信用要求的，暂停其市场交易资格，电力交易机构可根据其保函缴纳情况，通过市场对其所持有的中长期市场合约进行强制处置。其中，售电公司不满足信用要求的，其持有的零售合同自动失效，其所代理的零售用户可自由选择其他售电公司的零售套餐。

市场主体未按时足额缴纳履约保函额度，经电力交易机构书面提醒仍未足额缴纳的，电力交易机构可对其实施以下措施：

（一）对于不满足交易信用要求的市场主体，暂停其在中长期市场的交易资格，或实施临时的净合约量限制和累计交易量限制，在下一个交易日开始针对其所持有合约实施强制处置，直至满足履约保函要求为止。

（二）对于不满足结算信用要求的市场主体，暂停其在现货市场的交易和结算资格，对其所持有的已进入交割的中长期合约按规则进行结算。

第 10.3.3 条 电力交易机构有权通过市场交易行为评估，对存在恶意投机等较大风险的特定市场主体采取临时暂停交易申报、追加履约保函等措施。

第十一章 附则

第 11.1 条 本规则由山东能源监管办会同省发展改革委、省能源局负责解释。原有山东电力中长期市场交易规则与本规则不一致的，以本规则为准。

第 11.2 条 本规则自 2020 年 9 月 1 日起施行，有效期 3 年。

附件 1

术语定义

1、履约风险：又称交易对手风险，指交易对手方在市场活动中不履行到期债务的风险。

2、信用额度：指市场主体拥有的信用限度。市场主体在进行市场活动时需要根据相关规定拥有一定的信用额度，不同的市场活动可以规定不同的信用额度要求。

3、履约保函：指经国务院银行业监督管理机构批准设立、颁发金融许可证且具有相应业务资格的商业银行、企业集团财务公司应市场主体的要求，向电网企业或电力交易机构开立的保证该市场主体履行市场化交易及结算义务的书面信用担保凭证。

4、交易履约风险：指市场主体参与中长期市场引起的履约风险。

5、结算履约风险：指市场主体进行结算相关活动的履约风险。

6、交易价格约束：包括申报价格约束和成交价格约束，具体以电力交易机构发布的交易通知为准。

7、最小变动价位：指市场主体在电力市场中进行某一标的的交易时，报价的最小变动额。具体以电力交易机构发布的交易通知为准。

8、基本单位电量：指集中竞价交易或挂牌交易中，市场主体可买入或卖出的最小申报单位，暂定为 10MWh，具体以电力交易机构发布的交易通知为准。

附件 2

参考算例

算例一：

在集中竞价交易连续竞价阶段，买卖双方申报量价，系统实时计算价差对并自动排序。假设某一时刻，有三家买方申报，价格分别为 0.42、0.41、0.40；有三家卖方申报，价格分别为 0.38、0.39、0.40。则应该优先成交买方申报价为 0.42，卖方申报价为 0.38 的价差对。

在此情况下，若前一笔成交价格为 0.43，则本笔交易成交价格为买方申报价格，即 0.42；

若前一笔成交价格为 0.37，则本笔交易成交价格为卖方申报价格，即 0.38；

若前一笔成交价格为 0.40，则本笔交易成交价格与前一笔相同，仍为 0.40。

对于连续竞价阶段的第一笔交易，其前一笔成交价格即为集合竞价阶段的成交价格。

算例二：

假设某发电侧市场主体在 2020 年 9 月份的月度基数合约电量（计划）为 1 亿千瓦时。同时，该发电侧市场主体与其他机组进行了基数合约转让交易，已确定于 2020 年 9 月

替代 A 机组基数合约电量 0.5 亿千瓦时,并被 B 机组替代 0.2 亿千瓦时。

在市场化交易方面,通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等形式,累计卖出 2020 年 9 月份 1.5 亿千瓦时市场合约电量,同时买入 0.4 亿千瓦时市场合约电量。

则该发电侧市场主体在 2020 年 9 月的净合约量
 $=1+0.5-0.2+1.5-0.4=2.4$ (亿千瓦时)

假设某用户侧市场主体通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等形式,累计买入 2020 年 9 月份 1.5 亿千瓦时市场合约电量,同时卖出 0.4 亿千瓦时市场合约电量。

则该用户侧市场主体在 2020 年 9 月的净合约量
 $=1.5-0.4=1.1$ (亿千瓦时)

算例三:

假设某发电侧市场主体在 2020 年 9 月份的月度基数合约电量(计划)为 1 亿千瓦时。同时,该发电侧市场主体与其他机组进行了基数合约转让交易,已确定于 2020 年 9 月替代 A 机组基数合约电量 0.5 亿千瓦时,并被 B 机组替代 0.2 亿千瓦时。

在市场化交易方面,通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等形式,累计卖出 2020 年 9 月份 1.5 亿千瓦时市场合约电量,同时买入 0.4 亿千瓦时市场合约电量。

则该发电侧市场主体在 2020 年 9 月的累计交易量
 $=1+0.5+0.2+1.5+0.4=3.6$ （亿千瓦时）

假设某用户侧市场主体通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等形式，累计买入 2020 年 9 月份 1.5 亿千瓦时市场合约电量，同时卖出 0.4 亿千瓦时市场合约电量。

因此，该用户侧市场主体在 2020 年 9 月的累计交易量
 $=1.5+0.4=1.9$ （亿千瓦时）

算例四：

1. 发电侧算例

假设根据某发电侧市场主体机组装机容量，测算得出其在 2020 年 9 月的月度净合约量上限为 4 亿千瓦时，月度累计交易量上限为 8 亿千瓦时。在 2020 年 8 月份月度集中竞价交易开市之前（假设开市时间为 8 月 28 日），该市场主体已通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等方式，持有 2020 年 9 月份净合约量 2.4 亿千瓦时，累计交易量 3.6 亿千瓦时，其中包含**标的 A**（9 月，M+D1 曲线分解方式）0.4 亿千瓦时，**标的 B**（9 月，M+D2 曲线分解方式）0.2 亿千瓦时。

8 月 28 日，月度集中竞价交易开市，该发电侧市场主体已申报卖出（替代其他机组）9 月份基数合约电量 0.1 亿千瓦时，并申报卖出**标的 A** 0.1 亿千瓦时。接下来准备针对**标的 B** 进行第一笔交易。具体计算结果如下：

发电侧可申报卖出电量额度（**标的 B**）= $\min\{（月度净合约量上限-本交易日前持有月度净合约量-本交易日申报卖出月内市场合约电量-本交易日内已申报卖出月内基数合约电量），（月度累计交易量上限-已发生月度累计交易量）\}=\min\{（4-2.4-0.1-0.1），（8-3.6-0.1-0.1）\}=1.4（亿千瓦时）$

发电侧可申报买入电量额度（**标的 B**）= $\min\{（本交易日前持有集中竞价交易月内市场合约电量-本交易日申报买入集中竞价交易月内市场合约电量），（月度累计交易量上限-已发生月度累计交易量）\}=\min\{（0.4+0.2），（8-3.6-0.1-0.1）\}=0.6（亿千瓦时）$

2. 用户侧算例

假设根据某用户侧市场主体历史实用电量，测算得出其在 2020 年 9 月的月度净合约量上限为 3 亿千瓦时，月度累计交易量上限为 6 亿千瓦时。在 2020 年 8 月份月度集中竞价交易开市之前（假设开市时间为 8 月 28 日），该市场主体已通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等方式，持有 2020 年 9 月份净合约量 1.4 亿千瓦时，累计交易量 2.6 亿千瓦时，其中包含**标的 A**（9 月，M+D1 曲线分解方式）0.5 亿千瓦时，**标的 B**（9 月，M+D2 曲线分解方式）0.1 亿千瓦时。

8 月 28 日，月度集中竞价交易开市，该用户侧市场主体

申报买入**标的 B** 0.1 亿千瓦时。剩余预缴保函对应**标的 A**的可交易电量额度为 0.1 亿千瓦时。接下来准备针对**标的 A**进行第一笔交易。具体计算结果如下：

用户侧可申报买入电量额度（**标的 A**）= $\min\{（月度净合约量上限-本交易日前持有月度净合约量-本交易日申报买入月内市场合约电量），（月度累计交易量上限-已发生月度累计交易量），预缴保函可交易电量额度\}=\{(3-1.4-0.1), (6-2.6-0.1), 0.1\}=0.1$ （亿千瓦时）

用户侧可申报卖出电量额度（**标的 A**）= $\min\{（本交易日前持有集中竞价交易月内市场合约电量-本交易日申报卖出集中竞价交易月内市场合约电量），（月度累计交易量上限-已发生月度累计交易量），（预缴保函可交易电量额度+持有当前标的的合约电量）\}=\min\{(0.5+0.1), (6-2.6-0.1), (0.1+0.5)\}=0.6$ （亿千瓦时）

算例五：

1. 发电侧算例

假设根据某发电侧市场主体机组装机容量，测算得出其在 2020 年 9 月的月度净合约量上限为 4 亿千瓦时，月度累计交易量上限为 8 亿千瓦时。在 2020 年 8 月份月度集中竞价交易开市之前（假设开市时间为 8 月 28 日），该市场主体

已通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等方式，持有 2020 年 9 月份净合约量 2.4 亿千瓦时，累计交易量 3.6 亿千瓦时，其中包含**标的 A**（9 月，M+D1 曲线分解方式）0.4 亿千瓦时，**标的 B**（9 月，M+D2 曲线分解方式）-0.2 亿千瓦时。

8 月 28 日，月度集中竞价交易开市，该发电侧市场主体已申报卖出（替代其他机组）9 月份基数合约电量 0.1 亿千瓦时，并申报卖出**标的 A** 0.1 亿千瓦时。接下来准备针对**标的 B** 进行第一笔交易。具体计算结果如下：

发电侧可申报卖出电量额度（**标的 B**）= $\min\{(\text{月度净合约量上限}-\text{本交易日前月度净合约量}-\text{本交易日已申报卖出月内市场合约电量}-\text{本交易日已申报卖出月内基数合约电量})，(\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}=\min\{(4-2.4-0.1-0.1)，(8-3.6-0.1-0.1)\}=1.4$ （亿千瓦时）

发电侧可申报买入电量额度= $\min\{(\text{本交易日前持有集中竞价交易月内市场合约电量}-\text{本交易日申报买入集中竞价交易月内市场合约电量})，(\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量})\}=\min\{(0.4-0.2)，(8-3.6-0.1-0.1)\}=0.2$ （亿千瓦时）

2. 用户侧算例

假设根据某用户侧市场主体历史实用电量，测算得出其在 2020 年 9 月的月度净合约量上限为 3 亿千瓦时，月度累计交易量上限为 6 亿千瓦时。在 2020 年 8 月份月度集中竞价交易开市之前（假设开市时间为 8 月 28 日），该市场主体已通过双边协商、集中竞价、挂牌交易等方式，持有 2020 年 9 月份净合约量 1.4 亿千瓦时，累计交易量 2.6 亿千瓦时，其中包含标的 A（9 月，M+D1 曲线分解方式）0.3 亿千瓦时，标的 B（9 月，M+D2 曲线分解方式）-0.2 亿千瓦时。

8 月 28 日，月度集中竞价交易开市，该用户侧市场主体申报买入标的 A 0.1 亿千瓦时。剩余预缴保函对应标的 B 的可交易电量额度为 0.1 亿千瓦时。接下来准备针对标的 B 进行第一笔交易。具体计算结果如下：

用户侧可申报买入电量额度（**标的 B**）= $\min\{（月度净合约量上限-本交易日前持有月度净合约量-本交易日已申报买入月内市场合约电量），（月度累计交易量上限-已发生月度累计交易量），（预缴保函可交易电量额度-持有当前标的合约电量）\}=\min\{（3-1.4-0.1），（6-2.6-0.1），（0.1+0.2）\}=0.3（亿千瓦时）$

用户侧可申报卖出电量额度= $\min\{（本交易日前持有集中竞价交易月内市场合约电量-本交易日已申报卖出集中竞价交易月内市场合约电量），（月度累计交易量上限-已发生$

月度累计交易量), 预缴保函可交易电量额度} = \min\{(0.3-0.2), (6-2.6-0.1), 0.1\} = 0.1 (亿千瓦时)

附件 3

中长期交易品种汇总表

	品种名称	交易周期	交易标的	成交机制	曲线分解方式	市场主体
1	双边协商交易	运行日 D-3 提交	市场主体自行协商确定市场合约电量，以日历周为最小交易周期。	双边协商	自定义分解曲线	发电、售电、批发用户
2	集中竞价交易(年度)	每年 1 次，11 月上旬开展	次年年度市场合约电量 (按 Y+M+D1、Y+M+D2、Y+M+D3、Y+M+D4 四类分解曲线组织交易)。	集中竞价+连续竞价	Y+M+D1; Y+M+D2; Y+M+D3; Y+M+D4	发电、售电、批发用户
3	集中竞价交易(月度)	每月 1 次，第 4 周开展	后续第 1 个月、第 2 个月……第 12 个月市场合约电量 (按 M+D1、M+D2、M+D3、M+D4 四类分解曲线组织交易)。	集合竞价+连续竞价	M+D1; M+D2; M+D3 ; M+D4	发电、售电、批发用户
4	集中竞价交易(周)	每周 1 次	后续第 1 个周、第 2 个周……第 4 个周市场合约电量 (按 M+D1、M+D2、M+D3、M+D4 四类分解曲线组织交易)	集合竞价+连续竞价	M+D1; M+D2; M+D3; M+D4	发电、售电、批发用户
5	挂牌交易	每周 1 次	次周至年底的市场合约电量，以日历周为最小交易周期。	双挂双摘	自定义分解曲线	发电、售电、批发用户

	品种名称	交易周期	交易标的	成交机制	曲线分解方式	市场主体
6	基数合约交易（集中竞价）	每月1次	后续第1个月、第2个月……至年底电量基数合约电量。	集合竞价+连续竞价	无需分解	发电
7	基数合约交易（双边协商）	运行日D-3提交	市场主体自行协商交易关停电量。	双边协商	无需分解	发电

Y: 年分月电量比例;

M: 月分日电量比例;

D: 日分时常用电线;

D1: 参照系统负荷特性的常用曲线;

D2: 高峰时段一条平线;

D3: 平段一条平线;

D4: 低谷时段一条平线。

山东省电力零售市场交易规则(试行)

2020年7月

目 录

第一章 总则	1
第二章 市场主体和交易方式	1
第三章 零售套餐	4
第一节 基本规定.....	4
第二节 电量价格机制.....	4
第三节 电量偏差处理机制.....	7
第四节 代码与期限.....	9
第五节 解约.....	10
第六节 适用对象.....	11
第七节 发布与取消.....	12
第四章 用电曲线查询	13
第五章 零售套餐结算	14
第一节 结算原则.....	14
第二节 结算流程.....	15
第六章 零售平台	15
第一节 零售平台建设原则.....	15
第二节 零售平台功能要求.....	16
第七章 附则	17

第一章 总则

第一条 为建立规范、高效的电力零售市场，营造良好的零售市场环境，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》、《售电公司准入与退出管理办法》和《山东省电力体制改革综合试点方案》以及有关市场规则和政策规定，制定本规则。

第二条 本规则适用于山东省售电公司与电力用户之间开展的电力零售交易。

售电公司和电力用户的市场准入、权利义务以及电力交易机构、电力调度机构、电网企业的权责等本规则未包含的事项按照《山东省电力现货市场交易规则(试行)》的有关规定执行。

第三条 国家能源局山东监管办公室(以下简称山东能源监管办)会同山东省发展和改革委员会(以下简称省发展改革委)、山东省能源局(以下简称省能源局)根据职能依法履行山东电力零售市场交易监管职责。

第二章 市场主体和交易方式

第四条 参与电力零售交易的市场主体是售电公司和电力用户。

售电公司和电力用户须按照《山东省电力现货市场交易规

则(试行)》的规定在交易机构完成市场注册。

电力用户参加电力零售交易后即确认为电力零售用户,零售合同解除前不得再直接参与电力批发交易(电力中长期市场交易和电力现货市场交易)。零售用户在每一个合同期内只能与一家售电公司签订一个零售合同(或只能选择一个零售套餐)。

第五条 电力零售交易方式包括场外双边交易和场内零售交易两种。

场外双边交易是指售电公司和电力用户通过签订双边零售合同进行交易的方式。场内零售交易是指在零售市场交易平台由售电公司制定发布零售套餐、电力用户选择确认的交易方式。

第六条 场外双边交易零售合同由电力用户向售电公司发起邀约,售电公司负责将合同录入零售市场交易平台,用户在当月24日前确认后建立合同关系,从次月1日0时起生效。场外双边交易零售合同应符合零售市场交易平台数据录入技术标准要求(初期暂按零售套餐技术要求执行)。

第七条 售电公司可以根据零售市场交易平台提供的技术标准制定发布零售套餐,电力零售用户可以自主选择零售套餐与相应售电公司签约。用户在每月24日前确认签约后,次月1日0时起生效。

电力用户在选择零售套餐时拟签约的时间段内应没有已签约的零售套餐或场外双边交易零售合同。

第八条 售电公司、电力零售用户之间解除合同关系，应就欠费问题及其他相关合同义务达成一致意见。由主动解除方按合同约定的方式提起双方友好协商解约或通过解约金进行强制解约，次月1日0时起生效。双方友好协商解约需被动解除方在当月24日前确认解除合同关系，被动解除方未在当月24日前确认解除合同关系的，当月无法完成解约。解约金强制解约方式无需被动解除方确认，可直接解约。

第九条 零售套餐合同期满后自动失效。合同双方均可在合同到期前1个月内向对方提出续约申请，经对方在合同期内最后一个月24日前确认后，合同延续一个周期。

第十条 电力用户注册后没有参与批发市场交易、没有选择零售套餐或达成双边零售合同的，视为非市场用户，由电网公司按政府定价结算电费。

电力用户零售套餐或双边零售合同到期未续约、或者解除合同关系后未签约新的售电公司的，视为退出市场交易用户，在与新的售电公司建立零售关系或者直接参与批发市场交易前，由电网公司按保底电价结算电费，未出台保底电价前，执行政府定价。

第十一条 零售套餐或双边零售合同有效期内，因电力用

户或售电公司其中一方原因导致合同无法履行时，电力交易机构可依据套餐或合同解约约定、仲裁机构裁决或司法机关判决进行处理，同时上报山东能源监管办和省能源局备案。对套餐或合同约定存在异议，仲裁机构或司法机关未裁决前，电网企业按政府定价结算用户侧电费。

第三章 零售套餐

第一节 基本规定

第十二条 零售套餐是指售电公司制定发布的售电资费标准总称。

第十三条 电力交易机构负责对零售套餐的发布、终止和取消的管理工作。

电力交易机构按月将生效和取消的套餐报送山东能源监管办、省能源局。

第十四条 电力零售套餐的内容主要包括代码、电量价格机制、基准曲线、电量偏差处理机制、期限、解约条款、适用对象等。

第二节 电量价格机制和基准曲线

第十五条 零售套餐电量价格机制由分时电量和分时电价（或分时电价机制）两部分构成。

分时电量应按照百分比分解到每天 24 个小时，百分比保

留两位小数,分解后及结算时的分时电量按千瓦时取整(不保留小数)。

分时电价(或分时电价机制)应分解到每天24个小时,电价单位是元/兆瓦时,保留一位小数。

第十六条 按照价格形成方式,零售套餐电量价格可分为固定价格类、阶梯价格类、市场费率类和混合类。

固定价格类:在合同期内,每天各时段的价格是固定的。

阶梯价格类:市场初期可按照月度用电量(逐渐过渡到分时电量)设置2-4级阶梯价格,每级阶梯内电量价格固定。用户时段用电量按照分级标准从第一级开始依次执行阶梯电价。市场主体为集团户的,出现阶梯超档时,超档部分电量按各分(子)户结算期内实际用电量比例分摊。

市场费率类:时段电量价格参照某一基准价格按月浮动。初期基准价格暂按电力现货市场分时段用电侧价格月度算术平均值执行,市场成熟后可以根据需求适当增加基准价格类型。

混合类:采用固定价格+市场费率混合模式,时段电量按照比例分为固定费率部分(1-99%)和市场费率部分(99-1%)。

第十七条 固定价格类零售套餐每日每个时段的价格均为固定值。主要包括以下几种类型:

(一)全周期内统一价格套餐:所有交易日、所有时段均

执行相同的零售价格；

(二)分时段套餐：所有交易日统一划分为 n ($2 \leq n \leq 24$) 个时段，每个时段内执行相同的零售价格；

(三)分月套餐：套餐时间按月度划分为 m ($2 \leq m \leq 12$) 个分月段，再将每个交易日统一划分为 n ($2 \leq n \leq 24$) 个时段，每个月段中的每个时段执行相同的零售价格。

第十八条 阶梯价格类套餐将月度电量划分为 s ($2 \leq s \leq 4$) 个用电阶梯，确定每个阶梯的电量值和每个阶梯的零售价格。

第十九条 市场费率类零售套餐每月分时段价格均按照基准价格机制确定。按基准价格的不同分为以下两类：

(一)以现货市场用户侧实时结算价格月度算术平均值作为基准价格，计算公式为：

$$Z_t = k \times P_{t, \text{实时平均}}$$

其中： Z_t 为电量零售价格；

k 为价格调整系数；

$P_{t, \text{实时平均}}$ 为现货市场用户侧实时结算价格月度算术平均值。

(二)以现货市场用户侧日前结算价格月度算术平均值作为基准价格，计算公式为：

$$Z_t = k \times P_{t, \text{日前平均}}$$

其中： $P_{t, \text{日前平均}}$ 为现货市场用户侧日前结算价格月度算术平均值。

第二十条 混合类零售套餐是在固定价格类和市场费率类套餐的基础上,首先确定固定价格类电量比例 $a\%$ ($1 \leq a \leq 99$),然后依次确定固定价格和市场费率类电价形成机制,两部分电价加权平均即为混合类套餐各时段电能量价格。

第二十一条 零售套餐应设置基准曲线。基准曲线应依次确定全天 24 小时各时段的用电量比例,全天总和为 1。基准曲线分工作日基准曲线、周六基准曲线、周日基准曲线、节假日基准曲线四类。

第三节 电量偏差处理机制

第二十二条 零售套餐可以设置基于基准曲线的偏差考核或基于用户申报电量的偏差考核。市场主体为集团用户的,偏差考核费按分(子)户结算期内实际用电量比例分摊偏差考核费用。

第二十三条 基于基准曲线的偏差考核以小时为周期。首先确定正偏差考核时段和负偏差考核时段,并以套餐基准曲线内规定的各考核时段用电量比例为基准值 $Q_{p\text{基准}}$ 。当用户正偏差考核时段内实际用电量占全天用电量比例超出基准值时, $X_1\%$ 以内的多用电量免于偏差考核, $X_1\%$ 以外的多用电量按照该时段现货实时市场用电侧电量价格的 $Y_1\%$ 收取偏差考核费用;当用户负偏差考核时段内实际用电量占全天用电量比例少于基准值时, $X_2\%$ 以内的少用电量免于偏差考核, $X_2\%$ 以外的少用

电量按照该时段现货实时市场用电侧电量价格的 Y_2 % 或固定价格 Y 收取偏差考核费用。

第二十四条 基于用户申报电量考核方式可以设置以月度、日、小时为周期的电量偏差考核条款。

偏差考核主要包括月度（日）用电总量偏差考核法、月度时段偏差电量考核法、日时段偏差电量考核法。

月度（日）用电总量偏差考核法应将考核阈值、考核价格（或价格机制）分解到月（日）。

月度时段偏差电量考核法、日时段电量偏差考核法应将考核阈值、考核价格机制分解到相应时段。

第二十五条 月度（日）用电总量偏差考核法以电力零售用户申报的月度（日）总用电量为基准值 $Q_{\text{基准}}$ 。当用户实际用电量超出基准值时， x_1 % 以内的多用电量免于偏差考核， x_1 % 以外的多用电量按照其月度加权平均电量价格的 y_1 % 收取偏差考核费用；当用户实际用电量少于基准值时， x_2 % 以内的少用电量免于偏差考核， x_2 % 以外的少用电量按照其月度加权平均电量价格的 y_2 % 收取偏差考核费用。

第二十六条 月度时段偏差电量考核法以电力零售用户申报的某个或多个时段月度总用电量为基准值 $Q_{\text{基准}}$ 。当用户实际用电量超出基准值时， x_1 % 以内的多用电量免于偏差考核， x_1 % 以外的多用电量按照该时段其月度加权平均电能量价格的 y_1 %

收取偏差考核费用；当用户实际用电量少于基准值时， $x_2\%$ 以内的少用电量免于偏差考核， $x_2\%$ 以外的少用电量按照该时段其月度加权平均电能量价格的 $y_2\%$ 收取偏差考核费用。月度各时段考核费用之和为售电公司向用户收取的月度总偏差考核费用。

第二十七条 日时段偏差电量考核法以电力零售用户申报的日用电曲线中每小时用电量为基准值 $Q_{\text{基准}}$ 。当用户该小时内实际用电量超出基准值时， $x_1\%$ 以内的多用电量免于偏差考核， $x_1\%$ 以外的多用电量按照该时段现货实时市场用电侧电量价格的 $y_1\%$ 收取偏差考核费用；当用户实际用电量少于基准值时， $x_2\%$ 以内的少用电量免于偏差考核， $x_2\%$ 以外的少用电量按照该时段现货实时市场用电侧电量价格的 $y_2\%$ 收取偏差考核费用。月内各小时考核费用之和为售电公司向用户收取的月度总偏差考核费用。

第四节 代码与期限

第二十八条 零售套餐代码由售电公司编码和零售套餐编码组成。售电公司编码由四位英文字母与两位阿拉伯数字构成，零售套餐由四位阿拉伯数字构成、从0001开始编号。

第二十九条 零售套餐的有效期限以月为单位，期限最短为1个月，超过1个月应为其整数倍。

第三十条 零售套餐的生效时间为零售套餐合同确认后次

月首日 0 时，结束时间为套餐有效期内最后 1 个月的最后一天 24 时。期间遇现货市场中止时，按照市场中止的相关规定执行；如市场恢复运行后原零售套餐仍未到期，则用户自动恢复执行原套餐至原定期限，不做延期；若市场恢复运行后原套餐已到期，则用户需重新选择套餐。

第五节 解约

第三十一条 零售套餐应设置明确的、可执行的一条以上解约条款。

第三十二条 零售套餐除法定合同解除条件解约和期满自动解约情形外，应设置约定解约条款：

（一）方式 I：双方友好协商同意解除套餐合约。由售电公司或电力用户任一方向另一方提出按方式 I 解除套餐申请，另一方确认即可解除。

（二）方式 II：违约金强制解约。按照零售套餐设置的违约金，售电公司或电力用户可通过支付违约金强制解约。

违约金一般设置为分段式，计算公式如下：

$$\left\{ \begin{array}{l} C1(P \neq 0, \mu \leq C1) \\ \mu = P_{\text{已产生}} \times b\% \times \frac{M_{\text{总}}}{M_{\text{已执行}}}(P \neq 0, C1 < \mu < C2) \\ C2(P \neq 0, \mu \geq C2) \\ \frac{(C1 + C2)}{2}(P = 0) \end{array} \right.$$

其中： μ 为应付违约金；

P 已为已执行月份的电力用户套餐费用；

b 为违约金系数；

M（总）为套餐总期限月数；

M（已执行）为已执行的套餐期限月数；

C1 为违约金最低金额；

C2 为违约金最高金额。

第一段：应付违约金少于（包含等于）设置的违约金最低金额时，支付违约金最低金额 C1。

第二段：应付违约金高于设置的违约金最低金额、少于设置的违约金最高金额时，支付违约金 μ 。

第三段：应付违约金多于（包含等于）设置的违约金最高金额时，支付违约金最高金额 C2。

第四段：合同生效第一个月未结算任何费用前解约，应付违约金为 $(C1+C2)/2$ 。

第三十三条 市场主体为集团用户的，违约金由电网企业按集团户各分（子）户实际电量占集团户总电量比例分摊。

第六节 适用对象

第三十四条 零售套餐可设置为适用所有电力用户，也可以设置具体条件门槛。场外双边合同不设置条件门槛。

第三十五条 零售套餐门槛设置方法可选择以下一条或多

条。

(一) 按用户行业分类设置。

(二) 按用户计量条件(分时计量或按峰平谷分段计量)设置。

(三) 按用户年用电量设置。

(四) 按用户月用电量设置。

条件(一)、(二)为选择套餐时的前置条件。

条件(三)、(四)不作为选择套餐的前置条件,但可以设置惩罚性电价机制。当用户实际年(月)用电量小于该基准电量时,售电公司在套餐内设置基准年(月)用电量和相应的惩罚价格 $P_{\text{罚年}}(P_{\text{罚月}})$,用户需缴纳的惩罚金 $F_{\text{罚}}$ 为用户实际年(月)用电量和基准年(月)用电量的差值 $Q_{\text{差}}$ 与 $P_{\text{罚年}}(P_{\text{罚月}})$ 的乘积。计算公式如下:

$$F_{\text{罚}}=F_{\text{罚}}*P_{\text{罚年}}(P_{\text{罚月}})$$

第七节 发布与取消

第三十六条 售电公司根据零售套餐电量价格机制、用电偏差处理机制、期限、解约、适用对象等规定制定套餐,提交电力交易机构审核通过后,由电力交易机构给予套餐代码并于每月23日前在零售市场发布、生效当月新增套餐。每个零售套餐拥有唯一代码。

第三十七条 售电公司可以取消本公司已发布生效的零售

套餐。取消后的零售套餐不可恢复为有效套餐，但在交易平台保留相关信息和编号。

第四章 用电曲线查询

第三十八条 电力用户的用电曲线由电网企业通过计量系统抄表、计算获取。

用户计量装置具备分时电量计量条件的，电网企业抄表获取用户每天 24 小时各时段实际用电量。

用户计量装置不具备分时电量计量条件的，电网企业按照用户尖峰、峰段、平段、谷段的用电量拟合计算用户各时段电量。

第三十九条 电网企业对不具备分时计量条件的用户，按照用户当天尖峰、峰段、平段、谷段的用电量，分别计算当天各段总用电量，在每段内再按照算数平均方法分解到各个小时用电量，以此生成拟合曲线。

第四十条 电力用户可以查询本单位 4 日前的历史分时用电量。售电公司可以查询与其签订双边零售合同和选择其发布的零售套餐用户的 4 日前历史分时用电量，以及其汇总分时电量数据。

第五章 零售套餐结算

第一节 结算原则

第四十一条 根据零售用户签订的双边零售合同或其选定的零售套餐以及容量补偿电价等依据,计算零售用户的电量电费和考核费用。根据售电公司所有零售合同的电量电费和考核费用汇总,形成售电公司的销售电费和考核收入。

电网企业按月根据输配电价、政府性基金及附加收取标准、功率因数考核标准、基本电费收取标准对零售用户的输配电费、政府性基金及附加、功率因数调整电费、基本电费进行电量电费核算,并负责市场主体的电费结算及收付。

第四十二条 零售市场售电公司的销售收入和考核收入、零售用户的市场交易电量电费和考核费用在零售平台按月发布。

第四十三条 零售用户保持与电网企业的电费结算和支付方式不变。

第四十四条 零售市场结算电量的计量点、计量装置、校验要求和异常处理办法按电网企业与电力用户签订的《高低压用电合同》约定执行。

第四十五条 根据零售合同计算违约金,违约金由电网公司向违约方代收,并在一个月内支付给被违约方。代收资金和支付资金均与当月电费一并结算。

第二节 结算流程

第四十六条 电网企业按约定时间及电力现货市场运行要求完成零售用户抄表。

第四十七条 零售用户第4日（D+4）可通过零售平台查询分时电量，按套餐类型查询分日电量电费、考核费用。次月9日前售电公司可通过零售平台查询上月电费清单，如有异议应于3日内提出，由电网企业、电力交易机构及时做好解释。逾期没有提出异议则视同无异议。

第四十八条 售电公司的结算费用由交易机构根据《山东省电力现货市场交易规则（试行）》、《山东省电力中长期市场交易规则（试行）》和本规则分别计算其应收、应付款项，差额部分由电网企业负责与其结算。

第四十九条 差错退补方式、时限按《山东省电力现货市场交易规则（试行）》的规定执行。

第五十条 售电公司、签约用户在零售合同中另行约定结算方式的，按合同约定执行。

第六章 零售平台

第一节 零售平台建设原则

第五十一条 零售平台必须符合国家有关技术标准和行业标准。零售平台应保障电力零售市场运营所需的用户信息安全。

全、数据安全和网络安全，并具备可维护性，适应电力零售市场逐步发展完善的需要。

第五十二条 零售平台与现货市场、中长期市场交易平台共享账号：

（一）每个售电公司可申请唯一管理员账号和不多于2个业务员账号，电力交易机构对平台账户进行权限分类管理。

（二）每个电力用户仅可申请唯一管理员账号和不多于1个业务员账号，电力交易机构对平台账户进行权限分类管理。

（三）具有用户名和密码在线找回功能。

第二节 零售平台功能要求

第五十三条 零售平台须对电力零售套餐的基本要素、发布、取消、选择、终止、结算和用电曲线查询等环节提供技术支撑；对场外双边交易提供合同申报、确认、解约等环节的技术支撑。

第五十四条 零售平台应满足零售套餐电量价格机制、偏差电量考核机制、违约金处理机制的所有要素需求，以便于售电公司制定灵活的零售套餐。

第五十五条 零售平台具备零售套餐生成和取消功能。

零售平台为售电公司提供规则内所有类型零售套餐的合同文本框架，售电公司按提示步骤完善所有条款后即可生成完整套餐文本，提交审核。

第五十六条 零售平台具备零售套餐的选择功能。

电力用户可在平台自由搜索并选择符合条件的售电公司和零售套餐。

零售套餐到期未续约的将由零售平台自动终止套餐，解除双方合约关系。

第五十七条 零售平台具备零售套餐计算功能。

零售平台具备实时接收批发市场出清结果的功能。

零售平台具备零售用户分时用电量按比例申报功能。

第五十八条 零售平台具备售电公司和电力用户的用电曲线查询、下载、异议提报功能。

第五十九条 零售平台为售电公司提供公司展示、套餐展示和信息发布等功能。

第七章 附则

第六十条 本规则由山东能源监管办会同省发展改革委、省能源局负责解释。

第六十一条 本规则自 2020 年 9 月 1 日起施行，有效期限 3 年。