

山东省电力现货市场交易规则

(征求意见稿)

2019年6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 代理关系建立与终止.....	17
第四节 市场主体停牌.....	19
第五节 市场退出.....	20
第四章 现货电能量市场交易基本原则	23
第五章 日前电能量市场交易组织	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.....	30
第四节 日前电网运行边界条件准备.....	33
第五节 事前信息发布和交易申报.....	37
第六节 市场力检测及缓解.....	41
第七节 日前电能量市场出清.....	42
第八节 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制.....	53
第九节 日前电能量市场安全校核.....	58
第十节 交易结果发布.....	58
第六章 日内机组组合调整交易组织	59
第一节 组织方式及时间.....	59
第二节 日内发电机组物理运行参数变化.....	61
第三节 日内机组运行边界条件准备.....	62
第四节 日内电网运行边界条件.....	64
第五节 日内机组组合调整出清与调度计划发布.....	65
第七章 实时电能量市场交易组织	66
第一节 组织方式及时间.....	66
第二节 实时市场运行边界条件.....	66
第三节 实时电能量市场出清.....	69
第四节 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制.....	70
第五节 实时电能量市场安全校核与出清结果发布.....	74
第八章 市场偏差处理机制	77
第一节 发电侧市场偏差处理机制.....	77

第二节 用户侧允许申报偏差外收益处理机制	82
第九章 辅助服务市场	84
第一节 辅助服务市场基本原则	84
第二节 调频市场要求	86
第三节 调频市场组织实施	87
第四节 调频服务考核	91
第十章 价格机制	92
第十一章 市场计量和抄表	94
第十二章 市场结算	95
第一节 结算原则	95
第二节 结算电价	97
第三节 结算流程	97
第四节 发电侧电能量批发市场结算	101
第五节 用户侧批发市场结算流程	103
第六节 辅助服务市场结算	104
第七节 综合结算	106
第八节 退补管理	107
第九节 平衡资金结算	109
第十节 电费收付	112
第十一节 其他结算事项	112
第十三章 信息披露	115
第一节 市场信息分类	115
第二节 信息披露管理	117
第三节 信息披露内容	117
第四节 信息披露监督管理	127
第十四章 系统运行管理	128
第一节 技术支持系统	128
第二节 机组运行参数管理	129
第三节 机组调试管理	130
第四节 供热机组管理	132
第十五章 市场干预与管制	134
第十六章 市场争议处理	138
第十七章 信用管理	139
第十八章 附则	140
附件 1 术语定义	141

附件 2 日前电能量市场申报信息表单	148
附件 3 电量数据拟合办法	151
附件 4 发电侧电量数据拟合办法	153
附件 5 AGC 性能指标计算及补偿考核度量办法	154

第一章 总则

第1.1条 [目的]为规范山东电力市场的运行和管理，构建安全、高效的市场结构和市场体系，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的稳定、健康、有序、协调发展，制订本规则。

第1.2条 [依据]本规则依据《电力监管条例》、《电网调度管理条例》、《电力企业信息披露规定》（国家电力监管委员会令第14号）、《电力监控系统安全防护规定》（国家发展和改革委员会2014年第14号令）、《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）、《国家发展改革委 国家能源局售电公司准入与退出管理办法》（发改经体〔2016〕2120号）、《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、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、《关于印发山东省电力体制改革专项实施方案的通知》（鲁发改经体〔2017〕788号）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 [编制原则]制定市场规则遵循的主要原则：

坚持电力系统安全、优质、经济运行，确保连续可靠供电的原则；

坚持“公开、公平、公正”的原则；

积极发挥市场机制作用，积极稳妥，平稳起步，兼顾各方利益，坚持可持续发展的原则。

第1.4条 [适用范围]本规则适用于在山东省开展的电力现货电能量市场交易和辅助服务市场交易等。

第1.5条 [市场交易定义与分类]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与售电公司、电力用户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电能量市场交易和现货电能量市场交易以及辅助服务交易。

电力零售交易是指售电公司与电力用户之间开展的电力交易活动的总称。

第1.6条 [电力批发市场架构]现阶段，电力批发市场采用“电能量市场+辅助服务市场”的市场架构。其中，电能量市场包含日以上周期的中长期电能量市场和现货电能量市场，辅助服务市场包括集中竞价的调频辅助服务市场。

第1.7条 [现货定义]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，开展的日前电能量市场、日内机组组合调整、实时电能量市场交易和

辅助服务市场交易。

第1.8条 [技术支持系统定义] 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1.9条 [市场秩序] 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利益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第1.10条 [实施主体] 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）制定本规则。山东能源监管办、省发展改革委、省能源局根据职能依法履行山东电力现货市场交易监管职责。

第二章 市场成员

第2.1条 [成员分类] 市场成员包括发电企业、售电公司、电力用户、电网企业、供电企业、市场运营机构、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，电网企业指国网山东省电力公司，供电企业指电网企业和拥有配电网运营权的售电公司。

第2.2条 [用户分类] 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。非市场用户指未在电力交易机构注册或从市场中退出的电力用户，由供电企业承担保底供电责任。

本规则中，直接参与批发市场交易的市场用户称为批发用户；通过售电公司代理参与批发市场交易的市场用户称为零售用户。

第2.3条 [发电企业权责]发电企业的基本权利和义务：

(1) 按规则参与电力市场交易，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，执行现货市场出清形成的发电计划；

(2) 获得公平的输电服务和电网接入服务；

(3) 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；

(4) 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；

(5) 向电网企业开具增值税专用发票；

(6) 法律法规规定的其他权利和义务。

第2.4条 [电力用户权责]电力用户的基本权利和义务：

(1) 按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同等；

(2) 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;

(3) 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;

(4) 遵守省能源局有关电力需求侧管理规定,执行有序用电管理,配合开展错避峰;

(5) 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;

(6) 法律法规规定的其他权利和义务。

第2.5条 [电网企业权责]电网企业的基本权利和义务:

(1) 保障输配电设施的安全稳定运行;

(2) 为市场主体提供公平开放的输配电服务和电网接入服务;

(3) 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;

(4) 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;

(5) 按规定收取输配电费用,代国家收取政府性基金及附加等;

(6) 按政府定价向不参与市场交易的用户提供售电服务，签订和履行相应的供用电合同；

(7) 按规定披露和提供信息，承担保密义务，不泄露市场信息；

(8) 法律法规规定的其他权利和义务。

第2.6条 [售电公司权责]不拥有配电网运营权的售电公司的基本权利和义务：

(1) 按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电合同等，约定交易、服务、结算、收费等事项；向电网企业获取或者开具增值税专用发票；

(2) 获得公平的输配电服务；

(3) 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；

(4) 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；

(5) 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；

(6) 法律法规规定的其他权利和义务。

第2.7条 [拥有配电网运营权的售电公司权责]拥有配电网运营权的售电公司的基本权利和义务：

(1) 具备不拥有配电网运营权的售电公司全部的权利和义务；

(2) 在其配电区域内，拥有和承担与电网企业相同的权利和义务，按国家有关规定和合同约定履行保底供电服务和普遍服务；

(3) 法律法规规定的其他权利和义务。

第2.8条 [独立辅助服务提供者权责] 独立辅助服务提供者的权利和义务：

(1) 按规则参与电力市场交易，签订和履行市场交易合同；

(2) 获得公平的输配电服务和电网接入服务；

(3) 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；

(4) 按规定披露和提供信息，获得市场交易和辅助服务等相关信息；

(5) 法律法规规定的其他权利和义务。

第2.9条 [电力交易机构权责] 电力交易机构的基本权利和义务：

(1) 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；

(2) 与电力调度机构共同组织现货电能量市场交易以及辅助服务市场交易；

(3) 经监管机构授权暂停执行市场交易结果，经监管机构授权在特定情况下实施市场干预或市场中止；

(4) 负责建设、运维山东电力交易平台；

(5) 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；

(6) 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；

(7) 按职责负责监测和分析市场运行情况；

(8) 按职责负责建立落实市场风险防范机制；

(9) 按职责做好市场管理，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；

(10) 对市场交易规则进行分析评估，提出修改建议；

(11) 负责市场信息管理，按规定披露和发布信息，承担保密义务，不泄露市场信息；

(12) 法律法规规定的其他权利和义务。

第2.10条 [电力调度机构权责] 电力调度机构的基本权利和义务：

(1) 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；

(2) 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；

- (3) 与电力交易机构共同组织现货电能量市场交易以及辅助服务市场交易；
- (4) 经监管机构授权暂停执行市场交易结果，经监管机构授权在特定情况下实施市场干预或市场中止；
- (5) 与电力交易机构共同建设、运营和维护技术支持系统；
- (6) 按调度管理权限负责安全校核；
- (7) 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；
- (8) 按规定披露和发布信息，承担保密义务，不泄露市场信息；
- (9) 按职责监测和分析市场运行情况；
- (10) 按职责建立落实市场风险防范机制；
- (11) 对市场交易规则进行分析评估，提出修改建议；
- (12) 配合电力交易机构开展电费结算，参与协调交易结算问题；
- (13) 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 [基本准入条件]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，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。非独立法人的发电企业、电力用户经法人单位授权，可参与相应市场交易。市场主体在参与电力交易前，应实现电量数据分时计量与传输，数据准确性与可靠性应能满足交易要求。

第3.1.2条 [发电企业准入条件]发电企业准入基本条件：

(1) 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；

(2) 参与现货市场的发电企业（机组），须符合国家和山东省有关准入条件；

(3) 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 [电力用户准入条件]电力用户准入基本条件：

(1) 符合国家和山东省有关准入条件；

(2) 拥有自备电厂的用户应按规定承担政府性基金以及政策性交叉补贴和系统备用费；

(3) 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]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 [其他市场主体准入条件] 独立辅助服务提供者准入基本条件:

具有辅助服务能力的独立辅助服务提供者,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 [准入程序]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:

(1)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;

(2)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;

(3)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;

(4)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 [注册管理]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，由山东电力市场管理委员会审议通过后，报省能源局和山东能源监管办备案后执行。

第3.2.2条 [市场注册]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]发电企业注册：

(1) 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。

(2) 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。

(3) 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] 电力用户注册：

(1) 符合准入条件的电力用户向电力交易机构提交注册申请。

(2) 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。电力用户注册时同步获取电网企业推送至交易平台的用电信息（包括用电户号、用电户名、计量点号、结算户名、行业分类、电压等级、用电性质等信息），用电信息核对无误后与注册材料一并提交。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。

(3) 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] 售电公司注册：

(1) 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。

(2) 申请材料包括但不限于：信用承诺书、售电公司注册

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。

（3）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。

（4）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提供）等。

（5）每月月初第一个工作日，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。

（6）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。

(7) 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。

(8) 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。

(9) 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 [注册变更] 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，上报省能源局和山东能源监管办，按有关规定处理。

第3.2.7条 [发电企业注册变更] 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 [电力用户信息变更] 电力用户基本信息

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，电力用户的用电信息变更申请，由电力交易机构推送至电网企业，电网企业核验完成后，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 [售电公司信息变更]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。

(1) 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。

(2) 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强制其退出市场；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 代理关系建立与终止

第3.3.1条 [代理关系建立]代理关系建立：

(1) 电力用户与售电公司签订购售电合同后，售电公司在交易平台向电力用户发起代理关系确认申请，提交加盖双方公章的代理关系确认协议书，经用户确认、电力交易机构校验通过后，代理关系正式确立，原则上代理关系期限与确认协议书一致。

(2) 代理关系自电力用户及售电公司双方确认之日起建立，自建立之日起次月生效。

(3) 同一时间段内电力用户只能与一家售电公司建立代理关系，若同一时间段内电力用户与两家及以上售电公司签订并提交代理协议，取消该时间段内电力用户市场交易资格，并记入我省电力市场信用记录。

(4) 售电公司或电力用户提供虚假信息违规发起代理

关系申请的，电力交易机构核实后，应将相关情况上报省能源局和山东能源监管办处理。

(5) 电力用户注册生效后次月，未参与批发市场交易或未与售电公司建立代理关系，视为市场化用户，实际用电量按市场实时价格结算。

第3.3.2条 [代理关系终止] 电力用户与售电公司在交易平台建立代理关系到期后视为代理关系终止。电力用户未参与批发市场交易或未及时与新的售电公司建立代理关系，实际用电量按市场实时价格结算。

第3.3.3条 [代理关系提前终止] 电力用户与售电公司在交易平台建立代理关系后，代理关系不能随意更改。因市场主体自身原因，提前终止代理关系，需双方协商同意，签订代理关系提前终止声明并加盖双方公章。电力用户与售电公司均可在交易平台向对方发起代理关系提前终止申请，提交代理关系提前终止协议书，电力交易机构校验通过后，代理关系正式终止。代理关系提前终止后，当月按原代理关系正常交易及结算，自次月起生效。

因电力用户与售电公司其中一方原因导致合同无法履行，电力交易机构可依据仲裁机构裁决或司法机关判决进行处理，同时上报省能源局和山东能源监管办备案。

第3.3.4条 [用户变更售电公司] 零售用户与售电公司关系的建立、变更、解除应符合以下条件：

(1) 零售用户与售电公司建立购售关系时，应同时满足以下条件：

- 1) 零售用户无欠费；
- 2) 零售用户与其他用户不存在转供用电关系；
- 3) 零售用户和售电公司均已在电力交易机构完成市场注册。

(2) 零售用户与售电公司变更购售关系时，应同时满足以下条件：

- 1) 零售用户无欠费；
- 2) 零售用户拟转至的售电公司已在电力交易机构注册；
- 3) 零售用户与原代理售电公司代理关系到期；
- 4) 双方签订的购售电合同已履行完毕。

(3) 零售用户与售电公司解除购售关系时，应同时满足以下条件：

- 1) 零售用户无欠费；
- 2) 零售用户与原代理售电公司均同意解除代理关系；
- 3) 原代理售电公司同意承担因提前终止与用户的购售电合同所带来的一切后果。

第四节 市场主体停牌

第3.4.1条 [市场主体停牌]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：

(1) 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；

(2) 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；

(3) 限期整改期间未达到整改要求的。

第3.4.2条 [停牌] 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3.4.3条 [市场主体复牌] 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。

第五节 市场退出

第3.5.1条 [售电公司申请退出] 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45天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，方可办理退出市场手续。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，向省能源局和山东能源监管办备案。

售电公司申请退出之前，应解除与电力用户建立的代理关系，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电量。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供电企业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3.5.2条 [电力用户申请退出]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，由供电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，应解除代理关系，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，向省能源局和山东能源监管办备案。

第3.5.3条 [市场主体强制退出]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，由电力交易机构按有关规定强制其退出市场，将其从市场主体目录中删除。电力交易机构按月将市场主体强制退出情况生成备案信息，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、发生重大违约行为且拒不整改的，被省能源局、山东能源监管办或司法机关列入黑名单的，强制退出市场。有关法人、单位和机构情况记入信用评价，三年内不得再进入市场。

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代理关系；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。

售电公司被强制退出市场的：

(1) 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电量，受让方须继续履行。

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

第3.5.4条 [保底服务] 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，其代理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更换其他售电公司代理参与交易，代理关系自建立之日起次月生效。

第3.5.5条 [市场主体注销] 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3.5.6条 [备案] 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 现货电能量市场交易基本原则

第4.1条 [现货电能量市场] 现货电能量市场包括日前电能量市场、日内机组组合调整和实时电能量市场，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电能量

市场价格。

第4.2条 [跨省区送电参与方式]现阶段，以政府间框架协议、国家分电计划等形式向山东跨省区送电，综合考虑年度合同、省间市场化交易结果、清洁能源消纳需求以及电网安全运行要求，作为山东现货电能量市场交易的边界条件。

第4.3条 [省间与省内现货市场的衔接]在交易时序上，先开展省间现货电能量市场交易，再开展省内现货电能量市场交易。省间交易形成的交易结果和交易合约作为省内交易的边界。

第4.4条 [省内现货电能量市场与辅助服务市场的衔接]现货电能量市场与辅助服务市场分开运行，提供调频辅助服务的发电机组按照电力调度机构设定的调频出力基值参与现货电能量市场出清，其发电出力不参与优化和市场定价，作为市场价格接受者。若提供调频辅助服务的发电机组为合同期内的涉外机组，其电价按照政府定价结算。

第4.5条 [特殊机组参与现货电能量市场的方式]特殊机组参与现货电能量市场的方式

(1) 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电能量市场出清，工业供热机组按照“保量不保价”的基本原则参与现货电能量市场出清。

省能源局每年核定供热机组（包括民生供热和工业供热）

年度供热调节性优先发电计划，由电力交易机构进行分解并下达至发电企业，作为结算依据。供热机组向电力调度机构申报运行日供热计划（包括电厂总供热流量、机组供热电力负荷上下限等），参与现货电能量市场。

（2）核电机组

核电机组在竞价日申报运行日的电能量报价（申报信息与常规机组相同），参与现货电能量市场出清及市场定价。政府下达的核电机组保障利用小时数作为核电机组年度基数合约，由电力交易机构分解，作为核电机组的结算依据。

（3）直调自备电厂

并网直调自备电厂在取得准入资格后，参与现货电能量市场。

（4）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电能量市场，其它经营方式的抽水蓄能机组不参与现货电能量市场。

（5）新能源场站

当新能源消纳受限时，政府下达新能源保障利用小时数，作为新能源场站年度基数合约，由运营机构分解，作为新能源场站的结算依据。新能源场站在竞价日申报运行日的预测出力曲线和价格，按照市场规则参与现货电能量市场，可参与市场定价。

(6) 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，不参与现货电能量市场。

第4.6条 [交易周期]现货电能量市场以日、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。

第4.7条 [电能量市场交易方式]电力现货电能量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电能量市场价格。

第4.8条 [系统事故及紧急情况处理原则]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。

第五章 日前电能量市场交易组织

第一节 组织方式及交易时间

第5.1.1条 [组织方式]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电能量市场交易。

省内日前电能量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电能量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电能量市场中

申报运行日的用电需求曲线，不申报价格。电力调度机构综合考虑全网系统负荷预测、母线负荷预测、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。售电公司和批发用户所申报的用电需求曲线即为其日前电能量市场的中标曲线。

第5.1.2条 [交易时间定义]运行日(D)为执行日前电能量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，并通过日前电能量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 [机组运行参数]发电机组的运行参数作为现货电能量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。如需变更，需通过第十四章第二节运行参数变更管理流程进行更改。

(1)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；

(2) 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；

(3) 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；

(4) 发电机组日内允许的最大启停次数，单位为次/每天；

(5) 发电机组厂用电率，单位为百分数；

(6) 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；

(7) 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；

(8) 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；

(9) 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；

(10) 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；

(11) 电力调度机构所需的其他参数。

发电机组的运行参数作为现货电能量市场交易出清的默认参数。

第5.2.2条 [电力调度机构设定的参数]电力调度机构设定的参数：

(1) 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；

(2) 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 [缺省申报参数] 机组缺省申报参数指参与现货电能量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电能量市场中进行申报，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。原则上，各台发电机组的缺省申报参数一年内允许更改一次，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。

现阶段，机组缺省申报参数为电能量缺省报价，即机组运行在不同出力区间时单位电能量的缺省价格，可最多申报7段，每段需申报出力区间起点(MW)、出力区间终点(MW)以及该区间报价(元/MWh)。第一段出力区间起点不高于机组的最低技术出力，最后一段出力区间终点为机组的额定有功功率，每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每段报价段的长度不能低于机组额定有功功率与最低技术出力之差的10%。每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上限、下限限制。其中，燃煤机组的电能量缺省报价应包含环保电价，市场化电量对应的环保电价不再另行结算。

详细的申报信息表单见附件 2。

第5.2.4条 [核定参数]核定参数是指参与现货电能量市场交易的发电机组的启动费用、空载费用以及核定成本价格，作为现货电能量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、省发展改革委、省能源局同意后执行。

(1) 机组启动费用：启动费用包括热态启动费用、温态启动费用、冷态启动费用，代表发电机组从不同状态启动时所需要的费用，单位为元/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。

(2) 空载费用：空载费用是指发电机维持同步转速、输出功率为零需要消耗的燃料费用，单位为元/小时。

(3) 核定成本价格：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 [发电机组状态约束]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 前在调度运行技术支持系统中进行确认，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电能量市场出清；处于不可用状态的机组，不参与日前电能量市场出清。

(1) 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。

(2) 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。

(3) 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 [机组检修]按照电力调度机构的机组检修批复结果，批复的开工时间与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 [发电机组调试及试验计划]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下一个时刻点的机组状态置为可用状态。

第5.3.4条 [发电机组出力上下限约束]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。

竞价日上午 9:30 前，各电厂通过调度运行技术支持系统对机组出力上下限进行确认，电厂可根据实际情况调整电厂原因的机组出力限值约束结束时间。电厂逾时未确认则默认为采用电力调度机构发布的状态。

第5.3.5条 [发电机组最早可并网时间]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，该机组需通过调度运行技术支持系统申报运行日最早可并网时间。若备用机组未及时申报，则最早可并网时间默认为上午 7:00。

第5.3.6条 [发电机组调试及试验计划]发电机组调试及试验计划：

(1) 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电能量市场，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。

(2) 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。

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，在现货电能量市场中优先出清。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 [电网拓扑模型] 日前电能量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场站采用等值接入的方式处理。

第5.4.2条 [负荷预测] 日负荷预测包括全网系统负荷预测、母线负荷预测。

(1) 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、各地区供电企业负荷预测、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。

(2) 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。省内各供电企业负责根据综合气象因素、工作日类型、节假日影响、运行方式变化、地方发电出力预测、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。如各供电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 [省间联络线计划] 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 [备用约束] 电力调度机构根据《山东电网备用管理技术规范》和系统运行需要，制定发电侧运行备用要求和负备用要求。日前电能量市场出清结果需同时满足运行日的发电侧运行备用要求和负备用要求，正常时期还需同时满足 D+1、D+2 日最高负荷点的备用要求，特殊时期电力调度机构可根据系统安全供应需要，调整备用约束限值。

第5.4.5条 [输变电设备检修计划] 电力调度机构基于月度输变电设备检修计划，结合电网实际运行状态，批复确定运行日的输变电设备检修计划。

第5.4.6条 [输变电设备投产与退役计划] 电力调度机构基于月度输变电设备投产与退役计划，结合电网实际运行

状态，批复确定运行日的输变电设备投产与退役计划。

第5.4.7条 [电网安全约束] 电力调度机构基于所掌握的运行日基础边界条件，提出调管范围内的电网安全约束，作为现货电能量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。

(1) 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。

(2) 发电机组必开约束

出现以下情况时，电力调度机构可设置必开机组：

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。

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。

(3) 发电机组必停约束

出现以下情况时, 电力调度机构可设置必停机组, 必停机组视为不可用状态:

- 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) 省能源局、山东能源监管办下达的停机机组。

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。

(4) 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）。

(5) 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电能量市场的边界条件。

(6) 新能源场站

新能源消纳未受限时，新能源场站日前预测出力作为现货电能量市场的边界条件。

(7) 地方电厂

地方电厂发电出力作为现货电能量市场的边界条件。

第五节 事前信息发布和交易申报

第5.5.1条 [事前信息发布]事前信息发布。竞价日12:00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 [交易申报]现货电能量市场为每日均运行

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。

详细的申报信息表单见附件 2。

第5.5.3条 [常规机组申报信息]竞价日 14:00 前，所有发电机组必须通过调度运行技术支持系统进行日前电能量市场交易申报。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以下内容：

机组电能量报价：发电机组电能量报价表示机组运行在不同出力区间时单位电能量的价格，可最多申报 7 段，每段需申报出力区间起点（MW）、出力区间终点（MW）以及该区间报价（元/MWh）。第一段出力区间起点不高于机组的最低技术出力，最后一段出力区间终点为机组的额定有功功率，每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。报价曲线必须随出力增加单调非递减。每段报价段的长度不能低于机组额定有功功率与最低技术出力之差的 10%。每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上限、下限限制。其中，燃煤机组的电能量报价应包含环保电价，市场化电量对应的环保电价不再另行结算。

第5.5.4条 [特殊机组申报信息]特殊机组申报信息：

(1) 供热机组供热计划

竞价日 14:00 前，供热机组(包括民生供热和工业供热)

除进行日前电能量市场交易申报（申报信息与常规机组相同）外，还应通过调度运行技术支持系统申报运行日的供热计划，具体内容包括：

1) 运行日该电厂 24 小时总供热流量预测曲线，单位为吨/小时；

2) 运行日该电厂计划用于供热的机组名称以及编号；若电厂全厂供热流量未达到单机最大供热能力时，仅能申报单台机组进行供热；若电厂全厂供热流量超过单机最大供热能力时，可以根据供热流量依次增加申报供热机组台数；

3) 运行日该电厂供热机组的 24 小时（96 点）供热电力负荷上下限曲线（高背压机组供热负荷上下限相同）。

（2）核电机组申报

竞价日 14:00 前，核电机组应通过调度运行技术支持系统进行日前电能量市场交易申报（申报信息与常规机组相同）。

（3）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 14:00 前，通过调度运行技术支持系统申报运行日 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），参与日前现货电能量市场出清。自备电厂自发自用部分的发电出力作为现货电能量市场的边界条件。

(4) 新能源场站申报

竞价日 9:00 前，新能源场站（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 点预测出力曲线和价格，参与日前现货电能量市场出清。竞价日 14:30 前，新能源场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 点预测出力曲线和价格，参与日前现货电能量市场出清。当新能源消纳未受限时，新能源场站预测出力作为现货电能量市场的边界条件。

(5) 涉外机组申报

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

第5.5.5条 [售电公司与批发用户申报信息]竞价日 14:00 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：

(1) 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（数值上等于该小时内的用电量）；

(2) 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（数值上等于该小时内的用电量）。

售电公司和批发用户申报的用电需求曲线作为日前电

能量市场结算依据，不作为日前电能量市场出清的边界条件。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 [申报数据审核及处理]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 市场力检测及缓解

第5.6.1条 [市场力检测及缓解]为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，需进行市场力检测。通过市场力检测的发电机组电能量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5.6.2条 [市场力检测]对比发电机组电能量报价与市场力检测参考价格，当发电机组电能量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；当发电机组电能量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5.6.3条 [市场力检测参考价格]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、

省能源局和山东能源监管办同意后执行。

第5.6.4条 [市场力缓解]市场力缓解措施指将发电机组电能量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。

第七节 日前电能量市场出清

第5.7.1条 [日前电能量市场出清]原则上，竞价日17:30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，出清得到日前电能量市场交易结果。

第5.7.2条 [日前电能量市场出清过程]日前电能量市场的出清计算过程如下：

(1)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。

(2)在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，确定参与调频的发电机组及其调频出力基值。

(3)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。

(4)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四步的计算过程，直至满足

安全约束，得到日前电能量市场的出清结果。

第5.7.3条 [日前电能量市场出清数学模型] 日前安全约束机组组合（SCUC）模型。

日前电能量市场出清 SCUC 的目标函数如下所示：

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

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；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 分别为机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用，其中机组运行费用 $C_{i,t}(P_{i,t})$ 是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

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：

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

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

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。

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。

日前电能量市场出清 SCUC 的约束条件包括：

(1) 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。

(2) 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：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max} \geq D_t + R_t^U$$

其中， $\alpha_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的启停状态， $\alpha_{i,t}=0$ 表示机组停机， $\alpha_{i,t}=1$ 表示机组开机； $P_{i,t}^{\max}$ 为机组 i 在时段 t 的最大出力； R_t^U 为时段 t 的系统正备用容量要求。

(3) 系统负备用容量约束

系统负备用容量约束可以描述为：

$$\sum_{i=1}^N \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq D_t - R_t^D$$

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。

(4) 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。

(5) 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：

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

(6) 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。

(7) 机组最小连续开停时间约束

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

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

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

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：

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

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

(8) 机组最大启停次数约束

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

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

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

相应机组 i 的启停次数限制可表达如下：

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

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

(9) 支路潮流约束

支路潮流约束可以描述为：

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

其中， P_l^{\max} 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。

(10) 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。

(11) 新能源场站出力约束

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

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。即新能源场站日前市场出力应小于新能源场站出力预测值。

第5.7.4条 [日前安全约束经济调度 (SCED) 模型] 日前安全约束经济调度 (SCED) 模型。日前电能量市场出清 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能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。

日前电能量市场出清 SCED 的约束条件包括：

(1) 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。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 支路潮流约束

支路潮流约束可以描述为：

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

其中， P_l^{\max} 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。

(6) 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。

(7) 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。即新能源场站日前市场出力应小于新能源场站出力预测值。

第5.7.5条 [日前市场价格形成机制] 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5.7.6条 [节点电价(LMP)计算模型] 节点电价(LMP)计算模型如下：

日前电能量市场 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， $P_{i,t}^{SCED}$ 为日前电能量市场 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，重新计算日前电能量市场中的 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）

第八节 特殊机组在日前电能量市场中的出清机制

第5.8.1条 [必开机组]必开机组在必开时段内的机组状态为开机，不参与优化；必开最小出力优先出清。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电能量报价参与优化出清。

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。

在某小时内，若必开机组有一个及以上的时段仅中标必开最小出力，则判断该小时该机组所在节点的小时平均节点

电价与核定发电成本价格之间的大小关系，当小时平均节点电价低于核定发电成本价格时，该小时以核定成本价格作为该机组的日前电能量市场价格；当小时平均节点电价高于或等于核定发电成本价格时，该小时以小时平均节点电价作为该机组的日前电能量市场价格。

第5.8.2条 [调试（试验）机组]调试（试验）机组：

（1）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，作为电能量市场出清的边界条件。在完成满负荷试运行之前，不参与现货电能量市场，按照电能量市场出清价格和 80%标杆电价的低值作为该机组的电能量结算价格。

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，直至机组参与日前电能量市场出清的运行日当天零点；运行日起，发电机组按照现货电能量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。

（2）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。

第5.8.3条 [最小连续运行时间内机组]最小连续运行时间内机组：

发电机组开机运行后，在其最小连续运行时间内，原则上安排其连续开机运行，按照其电能量报价参与市场出清，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，该时段内该台机组不参与市场定价；若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。

在某小时内，若最小连续运行时间内机组有一个及以上的时段仅中标最低技术出力，则判断该小时该机组所在节点的小时平均节点电价与核定发电成本价格之间的大小关系。当小时平均节点电价低于核定发电成本价格时，该小时以核定成本价格作为该机组的日前电能量市场价格；当小时平均节点电价高于或等于核定发电成本价格时，该小时以小时平

均节点电价作为该机组的日前电能量市场价格。

第5.8.4条 [处于开/停机过程中的机组]处于开/停机过程中的机组：

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5.8.5条 [供热机组]供热机组：

申报了运行日供热计划的供热机组，在供热时段内的机组状态为开机，不参与机组组合优化。电力调度机构根据电厂申报的机组供热电力负荷上下限曲线（高背压供热机组电力负荷为固定出力、上下限相同），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，供热电力负荷下限优先出清；供热电力负荷下限至供热电力负荷上限之间的发电能力，根据发电机组申报的电能量价格参与优化出清。

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可参与市场定价。

第5.8.6条 [核电机组]核电机组申报的运行日电能量报价参与日前现货电能量市场出清，在满足系统安全的基础上，根据市场规则进行优化出清，可参与市场定价。

第5.8.7条 [直调自备电厂]直调自备电厂申报的运行日上网电力上限和上网报价，参与日前现货电能量市场出清，在满足系统安全的基础上，根据市场规则进行优化出清，可参与市场定价。

第5.8.8条 [新能源场站]新能源消纳未受限时，新能源场站日前预测出力作为现货电能量市场的边界条件。当新能源消纳受限时，新能源场站申报的运行日的预测 96 点出力曲线和价格参与日前现货电能量市场出清，在满足系统安全的基础上，根据市场规则进行优化出清，可参与市场定价。

第5.8.9条 [涉外机组]涉外机组按照合同约定和系统运行实际需要安排发电。

第5.8.10条 [调频发电机组]提供调频辅助服务的发电机组按照电力调度机构设定的调频出力基值参与现货电能量市场出清，其调频出力基值不参与优化和市场定价，作为市场价格接受者。调频出力基值设置按照第九章第三节规定执行。若提供调频辅助服务的发电机组为涉外机组，其电价按照政府定价结算。

第九节 日前电能量市场安全校核

第5.9.1条 [电力平衡校核]电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束，是否存在电力供应风险或调峰安全风险的情况。

第5.9.2条 [电力平衡校核不通过]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5.9.3条 [安全稳定校核]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5.9.4条 [安全稳定校核不通过]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。

第十节 交易结果发布

第5.10.1条 [交易结果发布]竞价日 17:30 前，电力调度机构出具运行日的日前电能量市场交易出清结果，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5.10.2条 [日前交易公开信息发布]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，以及日前电能量市场出清的概况信息。

第5.10.3条 [日前交易发电企业私有信息发布]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：

- (1) 运行日发电机组开机组合；
- (2) 运行日发电机组96点发电计划；
- (3) 运行日发电机组的调频状态；
- (4) 运行日发电机组每小时的中标电量；
- (5) 运行日发电机组每小时的电价。

第5.10.4条 [日前交易用户私有信息发布]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，数值上等于其在日前电能量市场中申报的每小时的平均用电负荷。

第5.10.5条 [日前发电调度计划]日前电能量市场的发电侧出清结果（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 [组织方式]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 [边界条件变化]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：

(1) 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；

(2) 发生机组非计划停运（含出力受限）情况；

(3) 发电机组检修计划延期或调整；

(4) 电网输变电设备检修计划延期或调整；

(5) 电网输变电设备发生故障；

(6) 省间联络线计划发生较大变化；

(7) 新能源出力较预测发生较大变化。

第6.1.3条 [交易时间定义]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 [日内发电机组申报信息]现阶段，日内机组组合调整采用日前电能量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 [发电机组参数申报]当发电机组的物理运行参数与日前电能量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：

- (1) 开机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从并网至最低技术出力）；
- (2) 停机阶段每 15 分钟计划出力曲线（从当前出力至解列）；
- (3) 最新的预计并网/解列时间；
- (4) 机组出力上/下限变化情况；
- (5) 调试（试验）机组出力变化情况；
- (6) 机组发生故障，需对机组发电出力计划进行调整的情况；

(7) 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 [日内机组运行边界条件准备] 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 [发电机组开机计划曲线] 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 [发电机组停机计划曲线] 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 [发电机组预计并网/解列时间] 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 [发电机组出力上/下限约束] 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 [发电机组降出力/提高最低出力时段]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 [发电机组故障]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 [发电机组调试及试验计划]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 [供热机组供热计划]电力调度机构以供热机组在日前电能量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 [抽水蓄能机组发电计划调整]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 [新能源场站运行边界]新能源场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 [涉外机组发电计划调整]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 [电网拓扑模型]当前时刻最新的状态估计后的电网模型。应包含线路、变压器、母线节点、母线负荷、机组等设备、相应拓扑连接关系及设备运行状态等信息。

第6.4.2条 [日内短期负荷预测]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]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 [省间联络线计划调整] 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 [发电机组及输变电设备检修调整] 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 [运行备用] 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 [电网安全约束] 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] 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 [日内调度计划发布]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 实时电能量市场交易组织

第一节 组织方式及时间

第7.1.1条 [组织方式]实时电能量市场中，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，在日前电能量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 [交易时间定义]电力调度机构在系统实际运行前 15 分钟开展实时电能量市场交易出清，滚动修改未来 2 小时电能量市场交易结果。

第二节 实时市场运行边界条件

第7.2.1条 [实时发电机组物理运行参数变化]实时发电机组物理运行参数变化与日内发电机组物理运行参数变化一致。

第7.2.2条 [实时机组运行边界条件准备]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，新能源场站基于最新的运行和气象数据，通过调度运行技术支持系统上报实时运行时刻开始的未来 1 至 4 小时的超短期出力预测曲线，进行实时电能量市场出清计算。

第7.2.3条 [电网拓扑模型]当前时刻最新的状态估计后的电网模型。应包含线路、变压器、母线节点、母线负荷、机组等设备、相应拓扑连接关系及设备运行状态等信息。

第7.2.4条 [超短期负荷预测]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 1 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 1 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7.2.5条 [省间联络线计划调整]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7.2.6条 [发电机组及输变电设备检修调整]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7.2.7条 [运行备用]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：

(1) 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。

(2) 若系统备用容量仍无法满足要求，可执行有序用电措施。

(3) 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7.2.8条 [电网安全约束]实时电能量市场出清使用的安全约束条件原则上与交易前安全校核所提出约束条件保持一致。如果其他边界条件发生变化，经电力调度机构评估影响系统安全运行时，可对电网安全约束条件进行更新，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 实时电能量市场出清

第7.3.1条 [实时电能量市场出清]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,在日前电能量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 [实时电能量市场的出清过程]实时电能量市场的出清计算过程如下:

(1) 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。

(2) 对实时电能量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,得到实时电能量市场的出清结果。

第7.3.3条 [实时安全约束经济调度(SCED)模型]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 [节点电价(LMP)计算模型]实时电能量市场采用节点电价定价机制。实时电能量市场出清形成每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。

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

实时电能量市场节点电价（LMP）计算模型与日前市场节点电价（LMP）计算模型一致。

第四节 特殊机组在实时电能量市场中的出清机制

第7.4.1条 [必开机组]在日前电能量市场中指定为必开机组的发电机组，在实时电能量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的情况时，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电能量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。

必开机组在实时电能量市场中的出清机制与日前电能量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]调试（试验）机组

（1）调试阶段的新建机组

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

(2) 试验（调试）的在运机组

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

第7.4.3条 [最小连续运行时间内机组]最小连续运行时间内机组在实时电能量市场中的出清机制与日前电能量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/停机过程中的机组]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，按照其电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

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 [发生故障而要求调整出力计划的机组]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，按照机组电能量报价参与实时电能量市场优化出清。

第7.4.6条 [临时新增开机机组]临时新增开机机组指在日前电能量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。

实时电能量市场中，临时新增开机机组根据其电能量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。

在某小时内，若临时新增开机机组有一个及以上的时段仅中标最低技术出力，则判断该小时该机组所在节点的小时平均节点电价与核定发电成本价格之间的大小关系，当小时平均节点电价低于核定发电成本价格时，该小时以核定成本价格作为该机组的实时电能量市场价格；当小时平均节点电价高于或等于核定发电成本价格时，该小时以小时平均节点电价作为该机组的实时电能量市场价格。

第7.4.7条 [临时新增停机机组]临时新增停机机组指在日前电能量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。

(1) 机组在竞价日 (D-1) 处于开机状态，在日前电能量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，相应的电能量偏差按照实时电能量市场的偏差结算原则处理。

(2) 机组在竞价日 (D-1) 处于停机状态，在日前电能量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。相应的电能量偏差按照实时电能量市场的偏差结算原则进行处理。

第7.4.8条 [供热机组]在日前电能量市场中申报了运行日供热计划的供热机组，在实时电能量市场中同样视为供热机组。电力调度机构以发电机组在日前电能量市场中申报的供热电力负荷的上下限（高背压供热机组电力负荷为固定出力、上下限相同），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，供热电力负荷下限优先出清；供热电力负荷下限至供热电力负荷上限之间的发电能力，根

据发电机组申报的电能量价格参与优化出清。

实时电能量市场中供热机组的定价机制与日前电能量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。当日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规定参与实时电能量市场出清。

第7.4.9条 [核电机组]核电机组出清机制与日前电能量市场中核电机组的出清机制一致。

第7.4.10条 [直调自备电厂]直调自备电厂出清机制日前电能量市场中直调自备电厂的出清机制一致。

第7.4.11条 [新能源场站]新能源消纳未受限时，新能源场站超短期预测出力作为现货电能量市场的边界条件。当新能源消纳受限时，在实时电能量市场中，新能源场站基于超短期负荷预测曲线和日前申报的价格，在满足系统安全的基础上，根据市场规则进行优化出清，可参与市场定价。。

第7.4.12条 [调频发电机组]提供调频辅助服务的发电机组出清机制与日前电能量市场中调频发电机组的出清机制一致。

第五节 实时电能量市场安全校核与出清结果发布

第7.5.1条 [实时电能量市场安全校核]实时电能量市场安全校核与日前电能量市场安全校核一致。

第7.5.2条 [市场出清结果发布]电力调度机构将实时电能量市场每 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。实时电能量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电能量市场的临时结果；次日发布运行日实时电能量市场的正式结果，作为结算依据。

第7.5.3条 [实时运行调整]电网实时运行应按照系统运行有关规定，保留合理的调频、调峰、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，恢复参与实时电能量市场出清计算，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：

- (1) 电力系统发生事故可能影响电网安全时；
- (2) 系统频率或电压超过规定范围时；
- (3) 系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时；
- (4) 输变电设备过载或超出稳定限额时；

(5) 继电保护或安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；

(6) 发生极端恶劣天气可能对电网安全造成影响时；

(7) 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；

(8) 电力调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形。

在出现上一条所述情况时，电力调度机构可以采取以下措施调整运行方式：

(1) 调整电网运行方式，包括发输变电设备停电计划；

(2) 调用电网备用容量，申请省间联络线支援；

(3) 调整发电机组出力，启停发电机组；

(4) 停运设备恢复送电或运行设备停运；

(5) 调用市场化可中断负荷；

(6) 采取有序用电措施；

(7) 暂停实时电能量市场交易；

(8) 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，严重情况可建议省能源局和山东能源监管办对相应机组、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 [机组日内临时非计划停运处理机制]出现以下情况之一时，认定为机组日内临时非计划停运：

(1) 机组在日前电能量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；

(2) 机组在日前电能量市场中中标且纳入机组组合，因自身原因未按照日前电能量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“两个细则”相关规定考核电量，采用实时电能量市场对应时段（15分钟）全市场发电节点的加权平均综合电价计算考核费用。

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 [机组实时发电计划执行偏差处理机制]发电机组的实时发电计划执行偏差按照“两个细则”相关规定考核电量，采用实时电能量市场对应时段（15分钟）机组节点电价计算考核费用。

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：

- (1) 发电机组在调频辅助服务市场中中标的时段内；
- (2) 一次调频正确动作导致的偏差；
- (3) 机组启动和停运过程中的偏差；
- (4) 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；
- (5) 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 [机组降低最高技术出力处理机制]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，按照现行“两个细则”相关规定考核电量，采用实时电能量市场对应时段（15分钟）机组节点电价计算考核费用。

第8.1.4条 [机组提高最低出力处理机制]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”相关规定考核电量，采用实时电能量市场对应时段（15分钟）机组节点电价计算考核费用。

第8.1.5条 [供热流量偏差处理机制]供热电厂供热流量偏差处理机制：

供热电厂日前申报的供热流量曲线在某小时的偏差率 Δ_i 按如下公式计算：

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

其中， i 为计算小时；

$Q_{\text{申报}}$ 为供热电厂在日前电能量市场中申报的第 i 小时供热流量；

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

当 $\Delta_i > \Delta_0$ 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流量偏差率上限。

供热电厂申报供热流量曲线偏差率考核费用按以下公式计算：

$$R_{\text{供热流量申报准确率}} = \sum_{i \in \text{申报供热流量偏差时段}} |Q_{\text{申报}} - Q_{i\text{实际}}| \times LMP_i \times \alpha_1$$

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电能量市场结算价格的算术平均值；

α_1 为供热机组供热流量偏差率考核系数。

第8.1.6条 [供热机组供热电力负荷上下限偏差处理机制]供热机组供热电力负荷上下限偏差处理机制：

电力调度机构以发电机组实测供热工况图（热-电负荷对应关系表）为基础，根据供热机组24小时实测供热流量曲线，计算供热机组供热电力负荷的上下限曲线（高背压供热机组除外）。供热机组日前申报的供热电力负荷上下限在某

小时的偏差率 Δ_i^u 、 Δ_i^d 按如下公式计算：

$$\Delta_i^u = \frac{|P_{i\text{申报}}^u - P_{i\text{实际}}^u|}{P_{i\text{实际}}^u}, \quad \Delta_i^d = \frac{|P_{i\text{申报}}^d - P_{i\text{实际}}^d|}{P_{i\text{实际}}^d}$$

其中， i 为计算小时；

$P_{i\text{申报}}^u$ 、 $P_{i\text{申报}}^d$ 为供热机组在日前电能量市场中申报的第 i 小时各时段的供热电力负荷上、下限；

$P_{i\text{实际}}^u$ 、 $P_{i\text{实际}}^d$ 为供热机组在运行日第 i 小时各时段的实际供热量对应的供热电力负荷上、下限。

当 $\Delta_i^u > \Delta_0^u$ 或 $\Delta_i^d > \Delta_0^d$ 时，需对其该小时申报偏差率进行考核。 Δ_0^u 、 Δ_0^d 分别表示允许的供热机组申报供热电力负荷上、下限偏差率上限。

供热机组申报供热电力负荷上下限偏差率考核费用按以下公式计算：

$$R_{\text{供热负荷上限申报准确率}} = \sum_{i \in \text{申报供热负荷上限偏差时段}} |P_{i\text{申报}}^u - P_{i\text{实际}}^u| \times LMP_i \times \alpha_2$$

$$R_{\text{供热负荷下限申报准确率}} = \sum_{i \in \text{申报供热负荷下限偏差时段}} |P_{i\text{申报}}^d - P_{i\text{实际}}^d| \times LMP_i \times \alpha_3$$

其中， LMP_i 为第 i 小时内机组所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

α_2 、 α_3 为供热机组供热负荷上、下限偏差率考核系数。

第8.1.7条 [新能源场站发电计划偏差处理机制] 新能源场站在出力限制时段的实际发电出力曲线与实时发电

计划曲线之间的偏差，按照现行“两个细则”有关规定考核电量，采用实时电能量市场对应时段（15分钟）节点电价计算考核费用。

新能源场站日前和实时功率预测准确率按照“两个细则”有关规定考核电量，采用实时电能量市场对应时段（15分钟）节点电价计算考核费用。同时，按以下方法计算偏差收益回收费用。

新能源场站的日前发电计划在某时段的偏差率 λ_i 按如下公式计算：

$$\lambda_i = \frac{|P_{\text{日前指令}} - P_{\text{实际}}|}{P_{\text{日前指令}}}$$

其中， i 为所计算的时段，以15分钟为一个时段；

$P_{\text{日前指令}}$ 为日前市场在第 i 时段中电力调度机构向新能源场站下达的出力指令；

$P_{\text{实际}}$ 为第 i 时段中新能源场站的实际出力。

当 $\lambda_i > \lambda_0$ 时（ λ_0 为新能源场站允许的偏差率，暂按照1%执行），日前电能量市场执行偏差时段内，应将对应的现货电能量市场结算收益回收。从新能源场站不满足日前发电计划允许偏差率时刻的上一个整点时刻起，至新能源场站重新满足日前发电计划允许偏差率时刻的下一个整点时刻，之间的时段计为日前发电计划执行偏差时段。

新能源场站日前发电计划执行偏差所对应的收益按照如下公式计算：

$$R_{\text{日前发电计划执行偏差}} = \sum_i^{i \in \text{日前计划执行偏差时段}} \left[\left(Q_{i\text{实际}} - \frac{P_{i-1} + P_{i-2} + P_{i-3} + P_{i-4}}{4} \right) \times (LMP_{i\text{实时}} - LMP_{\text{日前}}) \right]$$

其中， i 为新能源场站日前发电计划执行偏差时段，以小时为单位进行累计；

$Q_{i\text{实际}}$ 为新能源场站实际运行后第 i 小时的实际计量电量；

P_{i-1} 、 P_{i-2} 、 P_{i-3} 、 P_{i-4} 分别为第 i 小时内每个 15 分钟电力调度机构向新能源场站下达的日前出力计划指令；

$LMP_{i\text{实时}}$ 为第 i 小时内新能源场站所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟新能源场站实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

$LMP_{\text{日前}}$ 为第 i 小时内新能源场站所在节点的日前电能量市场结算价格（每 15 分钟新能源场站日前电能量市场节点价格的算术平均值）。

当 $R_{\text{日前发电计划执行偏差}} \leq 0$ 时，新能源场站按照本规则市场结算要求参与现货电能量市场偏差结算，不另行计算回收费用；当 $R_{\text{日前发电计划执行偏差}} > 0$ 时，新能源场站按照本规则市场结算要求参与现货电能量市场偏差结算，并将 $R_{\text{日前发电计划执行偏差}}$ 的等额资金回收。

第二节 用户侧允许申报偏差外收益处理机制

第8.2.1条 [用户侧允许申报偏差外收益处理机制] 现货电能量市场中，售电公司和批发用户在日前电能量市场中

申报的用电需求曲线与其实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，应将对应的现货电能量市场结算收益回收。

第8.2.2条 [用户侧允许申报偏差外收益计算]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：

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

其中， i 为所计算的小时；

$Q_{\text{申报}}$ 为售电公司和批发用户在前日电能量市场中申报的第 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 $Q_{\text{申报}} > Q_{i\text{实际}} \times (1 + \lambda_1)$ ，且 $\overline{LMP}_{i\text{实时}} > \overline{LMP}_{i\text{日前}}$ 时，回收收益金额为：

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

当 $Q_{\text{申报}} < Q_{i\text{实际}} \times (1 - \lambda_1)$ ，且 $\overline{LMP}_{i\text{实时}} < \overline{LMP}_{i\text{日前}}$ 时，回收收益金额为：

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

其中， $\overline{LMP}_{\text{实时}^i}$ 为日前电能量市场中第 i 小时内全市场发电节点的加权平均综合电价， $\overline{LMP}_{\text{实时}^i}$ 为实时电能量市场中第 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 [概述]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、基本调峰、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、深度调峰、有偿无功调节、黑启动等。

第9.1.2条 [辅助服务市场]在现货电能量市场交易阶段开展调频辅助服务的集中交易，与电能量市场分开运行。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 [辅助服务市场交易方式]辅助服务市场采用集中竞价方式开展。

第9.1.4条 [辅助服务补偿原则]按照“补偿成本、合理收益”的基本原则，考虑辅助服务效果对有偿辅助服务提供者进行补偿。

第9.1.5条 [辅助服务补偿机制]电力调度机构根据系

统运行需要调用有偿辅助服务，逐步采用市场竞争方式确定辅助服务提供主体。调频辅助服务按本规则有关规定执行。备用、有偿无功调节、黑启动等辅助服务市场后续视实际情况启动，目前按照山东电网“两个细则”及其补充规定执行。

第9.1.6条 [参与成员]有偿辅助服务提供者主要为并网发电企业，鼓励储能设备、需求侧参与提供辅助服务，允许电力用户和独立的辅助服务提供者利用自身资源，自愿签订各类辅助服务提供合同，参与提供辅助服务。按照“谁受益、谁承担”的原则，逐步建立电力用户和独立的辅助服务提供者参与的辅助服务费用分摊共享机制。

现阶段，山东省内抽水蓄能电站按现行有关规定提供调频服务，不纳入调频市场补偿范围。

第9.1.7条 [调频市场费用分摊者]调频市场费用分摊者包括：

(1) 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。

(2) 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。

(3) 送入山东电网的跨省区联络线。

(4) 参与山东电力市场化交易的电力用户。

(5) 其他需要分摊调频市场补偿费用的市场主体。

第9.1.8条 [市场运营机构权责]市场运营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 调频市场要求

第9.2.1条 [现货辅助服务市场]调频辅助服务采用集中竞价方式确定电力辅助服务提供者。电力调度机构根据系统运行需要，确定调频服务总需求量，各主体通过竞价的方式提供辅助服务。市场化竞争排序应充分考虑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 [调频市场开展方式]现阶段，调频市场与现货电能量市场分开运行，调频市场交易仅开展日前交易、暂不开展日内交易。

调频市场对发电单元和独立辅助服务提供者申报的调频补偿价格进行集中优化出清。

第9.2.3条 [调频服务技术要求]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：

- (1) 按并网管理有关规程规定装设AGC装置；
- (2) AGC装置性能指标满足《山东电网统调机组AGC调

度运行管理规定（试行）》（调计〔2012〕99号）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 [调频服务调节速率需求] 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 [交易模式] 调频市场以发电单元和独立辅助服务提供者的调频服务为交易标的。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补偿价格进行申报。

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

（1）竞价日12:00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）；调频市场的补偿报价上限；调频市场其他要求等。

（2）每日14:00前，发电单元通过调度运行技术支持系统申报次日调频服务补偿价格，并确认机组有功出力上下限，独立辅助服务提供者需申报参与调频服务补偿价格、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调度运行技术支持系统提报不参与意愿。

(3) 在日前电能量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 [市场申报]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调度运行技术支持系统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调度运行技术支持系统提报不参与意愿。

第9.3.5条 [日前出清程序]调频市场日前出清程序如下：

(1) 按照“价格优先，性能优先，时间优先，按需调度”的原则，根据各发电单元和独立辅助服务提供者的调频服务补偿申报价格，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。

(2) 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, 电力调度机构有权按照“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, 补偿费用按照日前出清价结算。

(3) 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, 电力调度机构有权按照“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, 补偿费用按照最近一个同类型交易日的有效出清价结算。

第9.3.6条 [安全校核] 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:

(1) 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;

(2) 电力系统安全稳定约束要求;

(3) 清洁能源消纳相关政策执行的安全保障;

(4) 市场准入要求。

第9.3.7条 [出清结果调整] 出清结果调整。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，按照调频服务补偿价格从高到低的顺序移出；调频服务补偿价格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9.3.8条 [日内未中标发电单元调用]日内未中标发电单元调用。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补偿费用按照日前出清价结算。

第9.3.9条 [调频发电单元出力基值设置]电力调度机构对提供调频辅助服务发电单元的调频出力基值进行设置，设置原则为：

首先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；

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，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。

提供调频辅助服务的发电单元按照电力调度机构设定的调频出力基值参与现货电能量市场出清，其发电出力不参与优化和市场定价，作为市场价格接受者。

第四节 调频服务考核

第9.4.1条 [辅助服务考核]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，并接受考核。

第9.4.2条 [调频市场发电单元和独立辅助服务提供者考核]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补偿，并按照“两个细则”相关规定进行考核。

(1) 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。

(2) 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《山东电网统调机组 AGC 调度运行管理规定（试行）》（调计〔2012〕99号）相关要求。

第9.4.3条 [调频市场发电单元免考核]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：

(1) 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。

(2) 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 [调频市场干预手段]调频市场干预的主要手段包括：

(1) 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；

(2) 制定或调整市场限价；

(3) 调整 AGC 投入资格标准；

(4) 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，市场主体的补偿费用以最近一个同类型交易日相同时段的调频市场价格作为结算价格。

第十章 价格机制

第10.1条 [基本原则]现货电能量市场实行单一制电量电价，市场主体基于电能量价格进行市场交易。其中，燃煤机组的现货电能量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 [电能量市场价格机制]现货电能量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能价格。节点电价由系统电能价格与阻塞价格两部分构成，系统电能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电能量市场结算价格。

第10.3条 [辅助服务市场价格机制]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、政府性基金及附加]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 [发电侧电价机制]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政策，市场交易电量执行市场形成的电能价格。

第10.6条 [用户侧电价机制]市场用户购电价格由电能价格、输配电价（含线损及交叉补贴）、政府性基金及附加等构成。其中批发用户的电能价格为市场形成的电能价格，零售用户的电能价格按与售电公司签订的零售合同执行。

非市场用户执行政府制定的目录电价，并缴纳各项政府性基金及附加。

第10.7条 [市场限价]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、省能源局和山东能源监管办同意后执行。

第十一章 市场计量和抄表

第11.1条 [计量位置] 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 [计量装置] 对于发电侧，原则上同一计量点应安装同型号、同规格、同精度的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照。当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。对于用户侧，同一计量点安装至少一套符合技术要求的电能计量设备，对专变用户计量点可按照一套主表一套副表的方式配置。当确认主表故障后，可以参照副表数据作为结算依据。

第11.3条 [计量数据] 当出现计量数据缺失时，由有资质的电能计量检测中心确认并出具报告，结算电量由供电企业按照统一的计量数据拟合机制进行计算，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，结算电量由供电企业按照统一的计量数据

容错机制进行计算。

第11.4条 [抄表责任]供电企业应按照电力市场结算要求定期将发电企业(机组)、电力用户电能计量装置记录的电量数据传送给电力交易机构,作为结算依据。

第11.5条 [辅助服务计量]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 [结算周期]电力批发市场采用“日清月结”的结算模式,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。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 [电费收付]各市场主体保持与供电企业的电费结算支付方式不变。市场主体和供电企业应根据市场规则及时足额结算电费。

第12.1.3条 [基数合约电量结算模式]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，根据非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 [中长期合约结算模式] 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 [日前与中长期偏差结算模式] 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 [实际与日前结算模式] 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 [辅助服务费用] 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电网“两个细则”及其补充规定执行。

第12.1.8条 [省外电量结算模式] 参与跨省区交易的批发用户，申报跨省区交易曲线和省内交易曲线。跨省区交易曲线合约电量按照合同价格结算，缺额电量参与省内市场交易，并按照省内结算方式予以结算。

第12.1.9条 [结算不平衡资金] 市场和计划双轨制造成的偏差费用、调频服务补偿费用、机组启动费用、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等，纳入平衡资金管理，其余额或缺口，以月度为周期由

相关市场主体按比例分摊或返还。

第二节 结算电价

第12.2.1条 [结算电价位置范围] 市场化机组以机组所在物理节点的节点电价作为现货电能量市场结算价格。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电能量市场结算价格。

第12.2.2条 [结算电价单位时间] 市场主体结算电价最小单位时间：

(1) 中长期电能量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；

(2) 现货电能量市场以 1 小时为结算电价单位时间。

(3) 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。

第12.2.3条 [结算电价] 对于必开机组、调试机组、临时新增开机机组等特殊机组，在其不参与定价的时段，依照成本价和出清价高者确定其日前市场和实时市场的节点结算电价。

第三节 结算流程

第12.3.1条 [电网企业结算] 电网企业负责向电力交易机构提供每天 24 小时各时段机组上网电量、市场用户每天 24 小时各时段实际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 [电力调度机构结算]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 [发电企业结算]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 [售电公司结算]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 [市场用户结算] 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，零售市场用户应确认与售电公司的代理关系、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12.3.6条 [结算流程]市场结算按如下流程开展：

(1) 电力调度机构于运行日提前 1 日 (D-1 日) 17:30 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。具体包括：发电侧的所有节点日前、实时市场出清上网电量、出清价格；日前机组组合安排；必开、供热等特殊机组信息；启停及考核数据等。

（2）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用电两侧分时结算电价。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

（3）运行日后第3天（D+3日），供电企业分别以机组和用户为单位，将运行日（D日）的机组每小时上网电量、市场用户每小时用电量数据推送给交易系统数据推送给交易系统。分时计量数据采集失败时，由供电企业提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合办法详见附件。

(4) 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。

(5) 售电公司每月 15 日 17:30 前上报当月零售用户电价, 并经零售用户在每月 17 日 17:30 前通过交易平台审核确认, 逾期没有提出异议视同确认; 电力交易机构每月 6 日 17:30 前, 根据上月日清算结果、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。

(6) 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, 发布至供电企业和市场主体;

(7) 供电企业每月 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 发电侧电能量批发市场结算

第12.4.1条 [不参与市场的机组结算] 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 [参与市场的机组批发市场结算] 参与市场的机组总电费收入由基数合约电费收入与市场化电费总收入构成，其中市场化电费总收入包含中长期合约电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、中长期合约节点差价电费、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：

$$R = R_{\text{基数}} + R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前偏差}} + R_{\text{实时偏差}} + R_{\text{中长期节点差价}} + R_{\text{基数交易}} + R_{\text{中长期交易}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{考核}} + R_{\text{分摊}} + R_{\text{返还}}$$

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；

$R_{\text{中长期}}$ 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能量电费收入；

$R_{\text{实时偏差}}$ 为机组实时市场偏差电能量电费收入；

$R_{\text{中长期节点差价}}$ 为机组中长期合约节点差价电费收入；

$R_{\text{基数交易}}$ 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 [机组日前市场偏差结算] 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能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 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 [机组实时市场结算] 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能量电费；

$Q_{\text{上网},t}$ 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流程

第12.5.1条 [售电公司和批发用户结算] 批发市场用户侧电能量电费支出包含省外交易电能量电费、中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、中长期合约交易环节盈亏、分摊费用、市场盈余等平衡资金返还费用。计算公式如下：

$$C_{\text{支出}} = C_{\text{省外}} + C_{\text{中长期}} + C_{\text{日前偏差}} + C_{\text{实时偏差}} + C_{\text{中长期交易}} + C_{\text{分摊}} + C_{\text{返还}}$$

其中：

$C_{\text{支出}}$ 为用户侧电费支出；

$C_{\text{省外}}$ 为用户侧省外交易电能量电费；

$C_{\text{中长期}}$ 为用户侧中长期合约电能量电费；

$C_{\text{日前偏差}}$ 为用户侧日前市场偏差电能量电费；

$C_{\text{实时偏差}}$ 为用户侧实时市场偏差电能量电费；

$C_{\text{中长期交易}}$ 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12.5.2条 [日前市场偏差结算] 日前市场出清采用发电侧单边报价模式，批发市场用户按照其日前市场分时申报电量与中长期净合约电量、省外交易电量之间的差额，以及日前市场发电侧加权平均电价计算偏差电费。公式为：

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

其中：

$C_{\text{日前偏差}}$ 为用户侧日前市场偏差电能量电费；

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

$Q_{\text{省外},t}$ 为用户侧 T 时段省外交易电量；

$Q_{\text{净合约},t}$ 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 [实时市场偏差结算] 用户侧根据用户实际分时用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：

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

其中：

$C_{\text{实时偏差}}$ 为用户侧实时市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{实时},t}$ 为用户侧实时市场 T 时段实际用电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 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 [结算依据] 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 [辅助服务费用结算总体原则] 调频市场相关费用分为补偿费用、分摊费用，采用收支平衡、日清月结的方式结算。

第12.6.3条 [调频服务补偿费用] 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服务补偿。发电单元和独立辅助服务提供者的调频服务补偿按日统计、按月进行结算。发电单元和独立辅助服务提供者 AGC 服务日补偿费用的计算公式如下：

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

其中：

(1) C_{AGC} 为发电单元或独立辅助服务提供者 AGC 服务日补偿费用。

(2) 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。

(3) 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；

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

第12.6.4条 [调频服务分摊原则]调频市场补偿费用按照“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 [调频服务费用]调频辅助服务费用分为调频机会成本费用和调频费用，其中调频机会成本费用由市场用户分摊，调频费用由发电主体分摊。

调频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 AGC 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、独立辅助服务提供者当日 AGC 分摊费用=[各市场用户、独立辅助服务提供者当日用电量（不含自发自用部分电量）/（市场用户、独立辅助服务提供者当日总用电量（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 [发电企业综合结算]根据发电企业在电能

量市场、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 [售电公司综合结算]根据售电公司在电能量市场、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 [售电公司交易净收入]售电公司所代理用户在零售市场交易中应支付的电能量电费总额（售电公司代理收入），扣除售电公司在批发市场应支付的电能量电费（售电公司批发支出），其差额为售电公司月度电能量交易净收入。

第12.7.4条 [批发用户综合结算]根据电力交易机构提供的批发用户在电能量市场、辅助服务市场等结算数据，以及对应的输配电价、政府性基金及附加，形成批发用户综合结算结果，由电网企业向批发用户出具包括总结算费用及各类别结算费用的结算依据。

第12.7.5条 [零售用户综合结算]供电企业根据电力交易机构提供的零售用户在零售市场的结算数据，累加输配电价、政府性基金及附加等，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 [差错退补原则]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，纳入平衡资金管理，原则上不联动影响其他市场主体；影响较大的差错退补事项可由电力交易机构评估后组织联动退补。差错退补调整追溯期原则上不超过12个月。

第12.8.2条 [差错退补]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供电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不超过12个月。

第12.8.3条 [月度差错退补]月度结算前发生的当月电量差错，根据供电企业推送的修正电量，按日重新计算后并入当月结算依据。政策调整退补按日重新计算后并入当月结算依据。

第12.8.4条 [跨月差错退补]对于跨月电量差错退补事项，按照以下规则处理：

(1) 用户侧或发电侧电量差错累计值小于等于该月用户侧总用电量累计值2%时，在月底结算时对相关用户或机组差错电量按照实时市场月度加权平均综合电价进行偏差结算，对应的发电侧或用电侧不作联动调整，偏差结算金额计入平衡资

金。

(2) 用户侧或发电侧电量差错累计值大于该月用户侧总用电量累计值 2%时, 对相关用户或机组差错电量按照实时市场月度加权平均综合电价进行偏差结算, 并且发电侧也作联动调整结算。调整金额计算公式为:

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

其中:

$C_{\text{联动退补}}$ 为差错电量需联动调整的发电侧电费;

$Q_{\text{退补}}$ 为月度差错退补电量;

$P_{\text{实时}}$ 为发电侧实时市场月度加权平均综合电价;

$P_{\text{批复}}$ 为发电侧执行政府定价电量的月度加权平均电价。

第12.8.5条 [用户电量差错退补] 用户电量发生差错, 供电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 [政策性差错退补] 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。原则上每半年开展一次集中计算和分摊。对结算影响较大的退补调整, 由电力交易机构及时组织退补。

第九节 平衡资金结算

第12.9.1条 [启动费用] 机组启动费用, 纳入平衡资金。根据机组冷温热态开机计算其应补偿的费用, 公式为:

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

其中：

$R_{启动,i}$ 为机组 i 的总启动费用；

$P_{启动,i}$ 为机组 i 的单次（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 [特殊机组补偿费用]必开机组、调试（试验）机组、最小连续开机时间内机组、临时新增开机或停机机组、实时运行中指定出力机组等特殊机组，在其不能定价的时段，按照规则确定其日前市场和实时市场的节点结算电价（出清价和成本价取高者），其超出出清价格的补偿费用纳入平衡资金。

对于特殊机组的补偿费用，单独计算并按类别汇总呈现，计算公式为：

$$R_{补偿} = R_{日前补偿} + R_{实时补偿}$$

$$R_{日前补偿} = \sum [(Q_{日前,t} - Q_{基数实际,t}) \times (P_{日前结算,t} - P_{日前出清,t})]$$

$$R_{实时补偿} = \sum [(Q_{上网,t} - Q_{日前,t}) \times (P_{实时结算,t} - P_{实时出清,t})]$$

其中：

$R_{补偿}$ 为特殊机组的总补偿费用；

$R_{日前补偿}$ 为特殊机组日前市场的补偿费用；

$R_{实时补偿}$ 为特殊机组实时市场的补偿费用；

$Q_{日前,t}$ 为特殊机组日前市场 T 时段中标电量；

$Q_{上网,t}$ 为特殊机组 T 时段实际上网电量；

$Q_{\text{基数实际},t}$ 为特殊机组 T 时段实际基数电量；

$P_{\text{日前结算},t}$ 为特殊机组日前市场 T 时段结算价格；

$P_{\text{日前出清},t}$ 为特殊机组日前市场 T 时段出清价格；

$P_{\text{实时结算},t}$ 为特殊机组实时市场 T 时段结算价格；

$P_{\text{实时出清},t}$ 为特殊机组实时市场 T 时段出清价格。

第12.9.3条 [考核费用] 供热机组考核、新能源场站日前发电计划执行偏差所对应的收益回收、用户侧偏差收益回收等考核费用，纳入平衡资金。

第12.9.4条 [退补联动电费] 因退补电费引起的发电侧与用电侧退补电费差额，纳入平衡资金。

第12.9.5条 [调频机会成本费用] 调频机会成本费用纳入平衡资金。

第12.9.6条 [分摊原则] 对于启动费用、特殊机组补偿费用、用户侧偏差价差收益回收费用等纳入平衡资金后，对于余额或资金缺口，以月度为周期，按照“谁受益、谁承担”的原则，由所有参与批发市场的用户侧市场主体按当月用电量比例返还或分摊，具体分配原则如下：

(1) 启动费用按市场化电量比例折算后由市场用户分摊。

(2) 特殊机组补偿费用由市场用户分摊。

(3) 用户侧偏差收益回收费用按市场化电量比例返还市场用户。

(4) 退补联动电费在开展退补结算的月份按用电量比例

由市场用户分摊。

(5) 调频机会成本费用由市场用户分摊。

第十节 电费收付

第12.10.1条 [电费收付] 市场交易电费由供电企业负责结算，其中用户用电费由所在地区供电企业收取；发电企业上网电费由相关供电企业支付；省内售电公司收益由其注册地地级市供电企业支付，省外售电公司收益由济南供电公司支付。

第12.10.2条 [收付流程] 市场主体电能量电费结算纳入供电企业购售电结算管理流程，由供电企业收到结算依据后，累加输配电价、基金附加等电费项，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收付。

第十一节 其他结算事项

第12.11.1条 [市场中止与管制] 市场中止和价格管制时段时，市场运营机构按照规则或向省能源局和山东能源监管办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 [代理关系] 售电公司和电力用户建立代理关系，次月1日生效。代理关系提前终止后，当月按原代理

关系正常交易及结算。

第12.11.3条 [停牌结算] 停牌期间其交易和结算权限如下：

(1) 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。

(2) 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。

(3) 零售用户自停牌之日起次月代理关系失效，停牌期间不得与其他售电公司建立代理关系，停牌当月按照零售合同开展市场结算，停牌日次月起实际用电量按市场实时价格结算。

(4) 售电公司停牌期间，暂停与零售用户新建代理关系，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代理关系。

第12.11.4条 [退出结算] 市场主体退出时结算方式如下：

(1) 售电公司、电力用户退出当月仍根据原交易合同结算。

(2) 已参加市场交易的电力用户申请或强制退出的，次月起由供电企业提供保底服务，以保底价格结算。

(3) 售电公司申请或被强制退出的，其代理的电力用户可选择保底售电公司，后续可更换其他售电公司代理参与交易。如电力用户不接受保底售电公司和保底服务合同参与交易，其实际用电量按市场实时价格结算。

(4) 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代理关系；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 [其他事项结算]其他营销事项按结算方式如下：

(1) 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，由供电企业按照有关规定开展电费结算。

(2) 计量故障

用户计量设备故障且不配合修复的，在供电企业发出故障通知书的规定期限（3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，由供电企业暂按拟合电量及政府核定的保底电价开展电费结算。

(3) 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。

(4) 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。

第十三章 信息披露

第一节 市场信息分类

第13.1.1条 [概述]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 [信息分类]按照保密要求和披露对象范围，披露的市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。

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

- (1) 市场交易适用的法律法规、政策性文件、市场规则、电力行业规程规范及有关规定等；
- (2) 市场概况，包括市场主体名单及变更情况等；
- (3) 年度、月度市场运行总体情况等；
- (4) 其他需要向社会公众披露的事项。

第13.1.4条 [公开信息]公开信息是指向全体市场成员或省能源局、山东能源监管办披露的信息，主要包括但不限于：

- (1) 市场主体的公示信息、联系人信息及信用信息等；
- (2) 交易通知、交易概况、结算通知、结算概况等；
- (3) 省能源局和山东能源监管办发布的市场主体失信联合惩戒名单、市场监管信息等；
- (4) 其他需要向全体市场成员披露的事项。

第13.1.5条 [私有信息]私有信息是指向特定的市场成员或省能源局、山东能源监管办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：

- (1) 市场成员的特性参数、财务指标等；
- (2) 市场成员的申报电量、申报价格、成交电量、成交价格、结算信息等；
- (3) 其他向特定市场成员或省能源局、山东能源监管办披露的事项。

第13.1.6条 [信息分类]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。

- (1) 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。
- (2) 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。

(3) 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 信息披露管理

第13.2.1条 [信息披露责任] 电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构向市场主体发布市场交易以及电网运行的相关信息。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。

第13.2.2条 [信息披露方式] 电力市场信息通过统一平台进行披露。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13.2.3条 [信息披露答疑] 市场主体对披露的市场信息有异议及疑问，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。

第13.2.4条 [信息保密] 省能源局、山东能源监管办和各市场成员不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第三节 信息披露内容

第13.3.1条 [电力交易机构信息披露] 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。

第13.3.2条 [电力调度机构信息披露]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。

第13.3.3条 [发电企业信息披露]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。

(1) 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)

(2) 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）

（3）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13.3.4条 [售电公司信息披露] 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。

（1）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)

(2) 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13.3.5条 [电力用户信息披露]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。

(1) 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)

(2) 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)

(3) 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13.3.6条 [供电企业信息披露]供电企业信息披露

(1) 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)

(2) 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13.3.7条 [市场运营机构信息披露]市场运营机构信息披露:

(1) 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。(公开信息)

(2) 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中长期电能量市场：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现货电能量市场：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、市场主体在中长期电能量市场、现货电能量市场和辅助服务市场的成交结果、电能量报价数据申报约束等。（私有信息）

（3）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：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、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、停电/限电情况等。（公开信息）

5) 电网约束信息，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）

（4）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。（公开信息）

3) 市场主体日结算清单以及月结算清单、电费结算依据。（私有信息）

（5）市场管理信息

1) 省能源局和山东能源监管办文件，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重点关注名单和黑名单、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，以及省能源局和山东能源监管办发布的市场监管决定。（私有信息）

（6）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13.3.8条 [信息披露变更]信息披露变更。

（1）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。

（2）信息披露主体变更已披露信息，该变更行为对市场交易未造成实际影响的，该变更行为经电力交易机构确认后生

效。

(3) 信息披露主体变更已披露信息，该变更行为对市场交易造成实际影响的，由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不会妨碍市场交易正常开展的，该变更行为经电力交易机构确认后生效。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，由电力交易机构报省能源局和山东能源监管办处理。

第13.3.9条 [披露方式及周期]披露方式及周期

(1) 信息披露主体通过信息披露平台进行信息披露。因技术原因导致无法在信息披露平台披露信息的，信息披露主体可与电力交易机构协商后采用其他形式及时提供。

(2) 信息披露主体应按以下时间节点完成信息披露工作。

1) 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。

2) 运营信息

①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。

②结算信息：在次月前15个工作日内披露。

③运营总结信息：分别在当年9月底前和次年3月底前披露。

3) 年报信息

发电企业、售电公司和参与电力批发市场的电力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13.3.10条 [保密责任] 保密责任

(1) 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。

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

(3) 通过交易平台集中交易涉及的申报信息和最终成交明细等私有信息的保密期限为12个月；保密期满后，电力交易机构可以采用匿名的形式将市场主体申报信息向市场成员公开。

(4) 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。

(5) 因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。

(6) 涉及以下情形的，不认定为信息泄露：

1) 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；

2) 应省能源局、山东能源监管办履行市场监管职责要求

透露、使用或者提供相关信息的；

3) 市场信息超过保密期限的；

4) 市场主体自行将其私有信息提供给他人的。

第四节 信息披露监督管理

第13.4.1条 [政府监管]省能源局和山东能源监管办依职权对市场信息披露进行监管。

第13.4.2条 [电力交易机构监督管理]电力交易机构监督管理

(1) 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省能源局和山东能源监管办处理。相关情况记入市场成员信用记录。

(2) 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，电力交易机构有权要求信息提供方进行配合，不予配合的上报省能源局和山东能源监管办处理。

(3) 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。

(4) 省能源局和山东能源监管办对市场运营机构的信息披露情况进行监管。市场运营机构未按要求及时披露或者披露虚假信息的，其他市场成员可向省能源局和山东能源监管办投诉。

第十四章 系统运行管理

第一节 技术支持系统

第14.1.1条 [技术支持系统要求] 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14.1.2条 [技术支持系统功能] 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14.1.3条 [系统账号管理] 调度运行技术支持系统账号管理：

(1) 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。

(2) 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。

(3) 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 [发电机组运行参数信息]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 [发电机组运行参数更改]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 [参数申报]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 [参数变更]机组运行参数计划变更。每年12月底前，发电机组可综合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：

(1) 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。

(2) 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。

(3)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] 机组出力限值临时变更管理：

(1) 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。

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

(3) 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] 新机组调试管理：

(1) 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。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 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，按照电能量市场出清价格和 80%标杆电价的低值作为该机组的电能量结算价格。

(5) 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。

(6) 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，方可正常参与日前电能量市场，按照现货电能量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]在运机组调试（试验）管理。

（1）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。

（2）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。

（3）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。

（4）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。

第四节 供热机组管理

第14.4.1条 [发电调度原则] 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，按照省能源局制定的政策执行。按“以热定电”原则确定的上网电量优先上网。

第14.4.2条 [供热变更]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：

(1) 实际供汽流量需求超过上次试验最大供汽流量的5%；

(2) 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 [系统异常处置]技术支持系统异常处理：

(1) 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。

(2) 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。

(3) 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 市场干预与管制

第15.1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15.2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15.3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电能量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电能量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15.4条 [电力供不应求时段（未启动市场中止时）处理机制]在日前电能量市场、实时电能量市场组织环节，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15.5条 [市场中止一：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15.6条 [市场中止条件二：市场运营异常]有下列情形之一的，山东能源监管办会同省能源局可以做出中止电力市场的决定，并向电力市场成员公布中止原因：

(1) 电力市场未按照规则运行和管理的；

(2) 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；

(3) 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；

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

(5) 电力市场运营发生其他严重异常情况的。

第15.7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，并尽快报告省能源局及山东能源监管办：

(1) 因发生突发性的社会事件、严重自然灾害等影响电力供应或电网安全时；

(2) 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；

(3) 出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

第15.8条 [市场中止处理措施]当市场中止时，采用如

下的处理措施：

(1) 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；

(2) 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；

(3) 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，按照省能源局及山东能源监管办指定方式进行结算。

第15.9条 [价格异常阶段处理机制]发生价格异常情况时，电力交易机构会同电力调度机构可以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。

(1) 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。

(2) 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。

(3) 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15.10条 [市场中止与管制通知]若发生市场中止与管制，市场运营机构必须详细记录中止与管制的原因、措施，并及时向省能源局及山东能源监管办备案，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15.11条 [市场恢复]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。

第十六章 市场争议处理

第16.1条 [争议内容]本规则所指争议主要是指市场成员之间的下列争议：

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

第16.2条 [电力市场主体之间争议处理]市场主体之间、市场主体与电网企业之间发生争议时，可通过双方协商、申请调解或仲裁、诉讼等途径处理。

第16.3条 [电力市场主体与电力调度电力交易机构之间争议处理] 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。

第十七章 信用管理

第17.1条 [信用监管] 省能源局、山东能源监管办按职能对参与山东电力市场的市场成员进行信用监管。电力交易机构协助省能源局、山东能源监管办开展信用监管。

第17.2条 [信用监管] 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17.3条 [失信联合惩戒对象认定] 市场成员有关行为符合《国家发展改革委、国家能源局关于加强和规范涉电力领域失信联合惩戒对象名单管理工作的实施意见》认定标准的，纳入失信联合惩戒名单“重点关注名单”或“黑名单”管理。

第17.4条 [黑名单] 对纳入失信联合惩戒“黑名单”的信用管理对象，由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。

其法定代表人、高级管理人员及相关责任人，3年内禁

止再次从事电力市场交易业务。

第十八章 附则

第18.1条 [解释]本规则由山东能源监管办会同省能源局、省发展改革委负责解释。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18.2条 [有效期限]本规则自 XX 日起施行。

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：指售电公司和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。售电公司分为二类：第一类是社会投资增量配电网，拥有配电网运营权的售电公司；第二类是独立的售电公司，不拥有配电网运营权，不承担保底供电服务。
- 10、统一结算点：指中长期交易合约的结算参考点，该结算点的实时、日前电能量市场价格为相应时段全市场发电节点的加权平均综合电价。
- 11、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。

12、实时市场月度加权平均综合电价：指实时市场当月内所有统一结算点电价按对应时段市场用户总用电量占比进行加权计算值。

13、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。

14、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。

15、电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。

16、系统负荷：指山东省内直调电厂发电负荷、新能源场站发电负荷、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。

17、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。

18、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。

19、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。

20、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。

21、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。

22、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。

23、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。

24、日前电能量市场：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电能量交易市场。

25、日内机组组合调整：在日前电能量市场出清结果发

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。

26、实时电能量市场：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。

27、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。

28、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。现货电能量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。

29、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。

30、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。

31、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。

32、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。

33、有序用电：指当系统可靠性受威胁时，供电企业发布错峰预警信号，按照政府批准的有序用电方案，执行错峰、避峰、轮休、负控等系列措施，达到减少或者推移某时段的用电负荷的效果。

34、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。

35、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。

36、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。

37、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 控制要求的服

38、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。

附件 2 日前电能量市场申报信息表单

附表1 发电机组电能量报价申报表单

电厂名称	机组编号	第一段报价			第二段报价			第N段报价		
		起始出力 P1_b (MW)	结束出力 P1_e (MW)	电能量 报价C1 (元 /MWh)	起始出力 P2_b (MW)	结束出力 P2_e (MW)	电能量 报价C2 (元 /MWh)		起始出力 PN_b (MW)	结束出力 PN_e (MW)	电能量 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、发电机组第一段报价的起始出力P1_b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、发电机组最后一段报价的结束出力PN_e应等于发电机组并网调度协议中约定的额定有功功率；
- 3、发电机组每一段报价的起始出力应等于上一段报价的结束出力，即 $P2_b=P1_e$ ，以此类推；
- 4、随着出力增加，发电机组电能量报价应单调非递减，即 $C1 \leq C2 \leq \dots \leq CN$ ；
- 5、发电机组各段报价不可超过申报价格的上、下限限制；

- 6、每段报价段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10%;
- 7、报价段数 $N \leq 7$;
- 8、机组的电能量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 电量数据拟合办法

对于参与市场交易的用户，截至 T+2 天 12:00 时，计量系统仍无法采集到其电表数据，则由供电企业提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合规则如下：

1、当采集均失败无电量数据时，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，取主表缺点区间内前后时间点的区间电量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，取主表同比同属性日期的电量/表码数据进行近似拟合。按时间属性，日期暂定分为三种：工作日、双休日、国家法定节假日(节假日分为元旦、五一、清明等小长假和春节、国庆等大长假两类)；每天内的时间区段定义为(0:00-23:00)，即 1 号 24:00 点数据为定义为 2 号数据，具体拟合规则如下：

a. 如果缺点时间段区间在工作日内，按上一个月份工作日数据的平均值拟合处理，即 2019 年 3 月 22 日(星期二) 1:00-2:00 缺数，以 2019 年 2 月份每个工作日 1:00-2:00 数据的平均值进行拟合。

b. 如果缺点时间段区间在双休日内，按上一个月份双休日区间数据的平均值拟合处理；如：2019 年 3 月 9 日(周六) 2:00-3:00 缺数，则用 2018 年 3 月每个周六、日 2:00-3:00 数据的平均值进行拟合。

c. 如果缺点时间段区间在法定节假日内，按最近一个同类型节假日区间数据拟合处理。其中：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,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假期日数据拟合处理。

如:2019年2月6日(春节)2:00-3:00缺数,则用2018年2月春节7天2:00-3:00数据的平均值拟合处理。如:2019年1月1日(元旦)2:00-3:00缺数,则取2018年元旦、清明、五一假期2:00-3:00数据的平均值拟合处理。

d. 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。

2、自然灾害(台风、地震等)、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。

3、采用拟合电量数据进行结算,如跨越结算期重新获得电表实际表码,且当日拟合总电量偏差超过实际电量-10%或+10%时,则按照电量追补原则进行处理。

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 T+2 天 12:00 时，计量系统仍无法采集到电表数据，则由供电企业提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合规则如下：

1、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。

2、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。

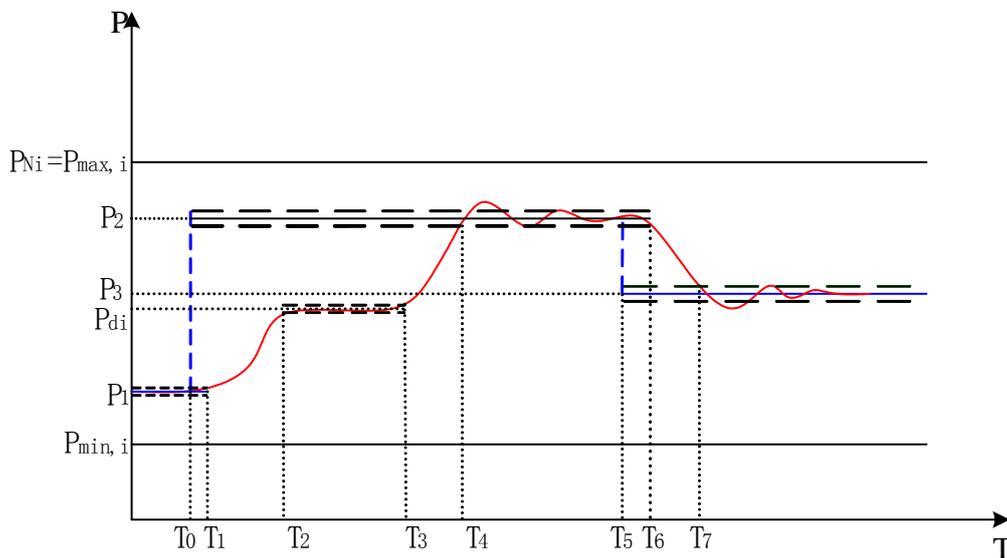
3、自然灾害（台风、地震等）、非计划停运等情况，按照以上规则进行拟合。

4、采用拟合电量数据进行结算，如跨越结算期重新获得电表实际表码，且当日拟合总电量偏差超过实际电量-10%或+10%时，则按照电量追补原则进行处理。

附件 5 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：

1、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 $T_1 \square T_4$ 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 $T_5 \square T_6$ 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。

2、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 $T_4 \square T_5$ 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。

3、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

$$t_{i,j}^{up} = T_1 - T_0 \text{ 和 } t_{i,j}^{down} = T_6 - T_5$$

$$K_3^{i,j} = 2 - \frac{t_{i,j}}{\text{标准响应时间}}$$

式中， $t_{i,j}$ 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。 $K_3^{i,j}$ 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 $K_3^{i,j}$ 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。

4、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。

$$K_p^{i,j} = K_1^{i,j} \times K_2^{i,j} \times K_3^{i,j}$$

式中， $K_p^{i,j}$ 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。