

附件 2

山东省电力中长期市场交易规则

(第二次征求意见稿)

2020 年 1 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	7
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.....	21
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
第十章风险防控	37
第一节 市场履约风险.....	38
第二节 履约担保.....	40
第三节 强制措施.....	45
第十一章附则	46
附件 1 术语定义	47
附件 2 参考算例	49
附件 3 中长期交易品种汇总表	56

第一章 总则

第1.1条 [目的依据]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》（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》（发改办能源规〔2019〕828号）、《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，结合山东实际，制定本规则。

第1.2条 [适用范围]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 [定义]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、周电能量市场交易。

第1.4条 [中长期市场]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，交易的电能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 [准入退出与信息披露]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》要求执行。

第1.6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[省间与省内中长期市场的衔接]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[省间中长期交易时序]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]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，优先发电量中的“以热定电”电量不得转让。

第 2.2.2 条[年度基数合约电量安排]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[年度基数合约电量预分解]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。

第三节 中长期交易品种和周期

第 2.3.1 条[中长期电能量交易]省内中长期电能量交易主要以年、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[中长期交易分类]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]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能量。

第 2.3.4 条[集中竞价交易]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]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]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进行转让。

基数合约转让交易每月开展。

第 2.3.7 条[中长期合约上限]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]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能量价格。

第 2.4.2 条[中长期交易单元]中长期交易单元 :

(一)发电企业以法人单位或经法人单位授权的非独立法人单位为交易单元通过双边协商签订中长期交易合同 ,合同需分解至机组。以机组为交易单元参与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[合约周期]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]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[合约分解曲线]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[交易价格]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[合同规定]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]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]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）有三种形式：

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.全天平均曲线 D2：将日电量平均分解为 24 小时电量曲线。

3.高峰时段曲线 D3：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。

第 2.5.3 条[常用分解曲线计算方法]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 或 D3)，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 $Y+M+D1$ 、 $Y+M+D2$ 、 $Y+M+D3$ 三种形式。

第 2.5.4 条[月度常用分解曲线计算方法]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 或 D3)，将日电量分解为 24 小时电量曲线，即月度常用分解曲线有 $M+D1$ 、 $M+D2$ 、 $M+D3$ 三种形式。

第 2.5.5 条[周常用分解曲线]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 或 D3)，将日电量分解为 24 小时电量曲线，即周常用分解曲线包括 $M+D1$ 、 $M+D2$ 、 $M+D3$ 三种形式。

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[交易标的]双边协商交易的交易标的为本年度次周开始的市场合约电量，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[合同内容]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[约束条件]双边协商交易的合同电量应满足双方交易电量约束。合同价格满足最小变动价位，且不得超过交易价格约束。

第二节 合同信息填报与确认

第 3.2.1 条[合同确认]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，合同双方应于合同起始日基础上至少提前 3 个工作日完成合同信息填报与确认。

第 3.2.2 条[已申报未成交电量]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[交易校核]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 3.3.2 条[合同调整]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[年度集中竞价交易标的]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 三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[月度集中竞价交易标的]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 三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[周集中竞价交易标的]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 三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[交易前信息发布]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[集合竞价机制]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[集合竞价时间]交易日当天上午 9：00-9:15 组织开展集中申报，09:15-09:20 系统进行集中撮合，09：20-09：25 系统发布成交结果。

第 4.2.3 条[集合竞价申报]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[电量申报]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[集中撮合]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[结果发布]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[集合竞价成交价格]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[连续竞价机制]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[交易申报]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[电量申报]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[交易撤销]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[自动撮合]市场主体提交申报后，交易平台按不同交易标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[结果发布]自动撮合交易结果由电力交易机构即时发布。

第 4.3.7 条[连续竞价交易成交价格]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 10 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[交易校核]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[结果发布]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[交易标的]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[挂牌信息]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[交易主体]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[交易前信息发布]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、交易价格约束等；
- (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[交易环节]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[挂牌申报]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[电量与价格]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。挂牌价格满足最小变动价位，且不得超过交易价格约束。

第 5.8 条[摘牌交易]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[初步结果发布]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[成交价格]挂牌交易的成交价格为挂牌价格。

第 5.11 条[交易校核]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[结果发布]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[交易标的]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[交易前信息发布]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[集合竞价交易]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[集中申报]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[集中撮合]市场主体提交申报后,交易平台按不同交易标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[结果发布]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[成交价格]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。集合竞价未形成成交价格或价格不具有代表性时，以上一交易日的综合价格作为连续竞价阶段的起始价格。

第 6.1.8 条[连续竞价]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[交易申报]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[自动撮合]市场主体提交申报后，交易平台按不同交易标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[结果发布]自动撮合交易结果由电力交易机构即时发布。

第6.1.12条[连续竞价交易成交价格]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[交易校核]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[结果发布]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[合同提交与确认]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，合同双方应于合同起始日基础上至少提前3个工作日完成合同信息填报与确认。关停机组的关停电量需通过基数合约双

边协商方式交易。

第 6.2.2 条[已申报未成交电量]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[交易校核]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[合同调整]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[成交价格约束]综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，对双边协商交易、集中竞价交易、挂牌交易、基数合约转让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，经省能源局、山东能源监管办同意后执行。

第 7.1.2 条[申报价格约束]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，经省能源局、山东能源监管办同意后执行。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 $\times (1+U\%)$

申报价格下限=交易标的首日指导价 $\times (1-U\%)$

交易标的首日指导价由市场管理委员会提出建议,经省能源局、山东能源监管办批准后执行。

(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:

申报价格上限=交易标的上一交易日有效综合价格 $\times (1+U\%)$

申报价格下限=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[综合价格计算]综合价格按以下公式计算:

综合价格= $\left(\left(\text{集合竞价阶段成交量} \times \text{集合竞价阶段出清价格} \right) + \sum \left(\text{连续竞价阶段成交量} \times \text{连续竞价阶段成交价格} \right) \right) / \left(\text{集合竞价阶段成交量} + \text{连续竞价阶段成交量} \right)$

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 10 家或成交交易笔数少于 10 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]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[月度净合约约束]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[发电侧月度净合约量上限]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_0

其中，月度可用发电小时数以交易通知为准； f_0 为调整系数，由市场管理委员会提出建议，经省能源局、山东能源监管办批准后执行。

第 7.2.4 条[用户侧月度净合约量上限]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电量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	$1000 \text{ 万} \times f_1$
$\geq 1000 \text{ 万}, < 2000 \text{ 万}$	$2000 \text{ 万} \times f_1$
$\geq 2000 \text{ 万}, < 3000 \text{ 万}$	$3000 \text{ 万} \times f_1$
$\geq 3000 \text{ 万}, < 4000 \text{ 万}$	$4000 \text{ 万} \times f_1$
$\geq 4000 \text{ 万}, < 5000 \text{ 万}$	$5000 \text{ 万} \times f_1$
$\geq 5000 \text{ 万}, < 6000 \text{ 万}$	$6000 \text{ 万} \times f_1$
$\geq 6000 \text{ 万}, < 7000 \text{ 万}$	$7000 \text{ 万} \times f_1$
$\geq 7000 \text{ 万}, < 8000 \text{ 万}$	$8000 \text{ 万} \times f_1$
$\geq 8000 \text{ 万}, < 9000 \text{ 万}$	$9000 \text{ 万} \times f_1$
$\geq 9000 \text{ 万}, < 1 \text{ 亿}$	$1 \text{ 亿} \times f_1$
$\geq 1 \text{ 亿}$	历史月实用电量 f_1

其中， 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、省能源局批准后执行。

第 7.2.5 条[净合约量下限]发电侧、用户侧净合约量下限均为零。

第 7.2.6 条[净合约量上限计算与调整]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]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[月度累计交易量上限]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：

$$\text{月度累计交易量上限} = \text{月度净合约量上限} \times f_2$$

f_2 为调整系数，在发电侧或用户侧分别设置，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。

第 7.3.3 条[月度累计交易量上限计算与调整]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]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 $\times H\%$ /交易标的综合价格 $\times (1+Q\%)$ 。

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[协商和挂牌交易可申报电量额度]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= $\min\{(\text{月度净合约量上限}-$

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电量-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[集中竞价交易可申报电量额度]市场主体参加集中竞价交易时,按交易标的计算其月内可申报电量额度,公式如下:

(一) 持有当前标的合约电量为正

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-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), (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= $\min\{ (\text{本交易日前持有集中竞价交易月内市场合约电量}-\text{本交易日已申报卖出集中竞价交易月内市场合约电量}), (\text{月度累计交易量上限}-\text{已发生月度累计交易量}), \text{预缴保函可交易电量额度} \}$

可参考算例五。

第 7.4.4 条[基数合约转让交易可申报电量额度]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[基本原则]中长期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[市场价格机制]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[综合市场价格机制]中长期综合市场交易价格由固定成本价格、市场形成的电能价格构成。

第 8.4 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。

第九章 计量结算

第 9.1 条[结算]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》规定执行。

第 9.2 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 9.3 条[结算电价单位时间]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、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。日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、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》规定执行。

计算公式如下：

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

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；

$R_{\text{固定}}$ 为机组固定成本电费收入；

$R_{\text{中长期}}$ 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；

$R_{\text{基数交易}}$ 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、空载等补偿费用；

$R_{\text{考核}}$ 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[机组基数合约结算]机组基数合约电费包含物理执行基数合约电费与非物理执行基数合约电费，即

$$R_{\text{基数}} = R_{\text{物理}} + R_{\text{非物理}}$$

(1) 物理执行基数合约电费计算公式为：

$$R_{\text{物理}} = \sum_{m=1}^M (Q_{\text{物理},m} \times P_{\text{物理},m})$$

其中：

$Q_{\text{物理},m}$ 为机组当月第 m 笔物理执行基数合约电量；

$P_{\text{物理},m}$ 为机组当月第 m 笔物理执行基数合约电价，若为受让物理执行基数合约，执行出让方物理执行基数合约电价；

M 为机组当月持有的物理执行基数合约数量。

(2) 非物理执行基数合约电费计算公式为：

$$R_{\text{非物理}} = \sum (Q_{\text{以用定发},t} \times P_{\text{以用定发},t})$$

其中：

$$Q_{\text{以用定发},t} = (Q_{\text{总上网},t} - Q_{\text{总用电},t} - Q_{\text{总物理},t}) \times (Q_{\text{基数计划},t} - Q_{\text{物理},t}) / (Q_{\text{总基数计划},t} - Q_{\text{总物理},t})$$

$Q_{\text{物理},t}$ 为参与市场的机组 T 时段物理执行基数合约电量（省内关停机组与供热基数合约电量等），机组无物理执行基数合约时为 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”的原则计算得到的非物理执行基数合约结算电量（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物理执行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；

$Q_{\text{总物理},t}$ 为市场化机组 T 时段物理执行基数合约总电量；

$Q_{\text{基数计划},t}$ 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。

$$P_{\text{以用定发},t} = \left(\sum_{n=1}^N (Q_{\text{非物理},n} \times P_{\text{非物理},n}) \right) / \left(\sum_{n=1}^N Q_{\text{非物理},n} \right)$$

$Q_{\text{非物理},n}$ 为机组 T 时段内持有的第 n 笔非物理执行基数合约电量，正值表示买入基数合约电量，负值表示卖出基数合约电量；

$P_{\text{非物理},n}$ 为机组 T 时段内持有的第 n 笔非物理执行基数合约电价，若为受让非物理执行基数合约，则为出让方非物理执行基数合约电价；

N 为机组 T 时段内持有的非物理执行基数合约数量。

第 9.6 条[基数合约交易结算]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，出让电量不受市场用电量波动影响，100%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物理执行，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：

$$\begin{aligned} R_{\text{实际基数出让}} &= Q_{\text{基数出让}} \times \lambda \times (P_{\text{基数合约}} - P_{\text{基数出让}}) \\ &= R_{\text{基数出让}} \times \lambda \end{aligned}$$

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 为出让方机组当月基数合约完成进度系数。

$\lambda = \text{出让方机组当月上网基数电量} / \text{出让方机组当月基数合约计划电量}$ 。

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[机组中长期合约结算]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；

$$P_{\text{净中长期},t} = \left(\sum_{m=1}^M (Q_{\text{中长期},m} \times P_{\text{中长期},m}) \right) / \left(\sum_{m=1}^M Q_{\text{中长期},m} \right)$$

$P_{\text{中长期},m}$ 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[中长期合约交易结算]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[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。日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、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》规定执行。计算公式如下：

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

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；

$C_{\text{固定}}$ 为用户侧支付的机组固定成本电费；

$C_{\text{中长期}}$ 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 9.10 条[售电公司和批发用户省外交易电量结算]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能量电费；

$Q_{\text{省外},t}$ 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[售电公司和批发用户中长期合约结算]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能量电费；

(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；

$$P_{\text{净合约},t} = \left(\sum_{u=1}^U (Q_{\text{中长期},u} \times P_{\text{中长期},u}) \right) / \left(\sum_{u=1}^U Q_{\text{中长期},u} \right)$$

$P_{\text{中长期},u}$ 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[中长期合约交易结算]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[交易风险评估]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[某类电力市场交易风险]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[总电力市场交易风险]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[履约风险]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]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[结算履约风险]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 $\times 5 \times 0.1$

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[履约担保管理]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]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收取履约保函，并根据成交情况定期缴纳，满足风险控制要求。履约保函的收取标准按照省能源局、山东能源监管办的相关规定执行。

（五）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。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。

（六）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。

（七）由电力交易机构统一负责履约保函的计算、收取和管理，组织市场主体按规定缴纳保函。

第 10.2.3 条[交易履约保函]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保函金额。

（三）市场主体所缴纳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]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保函金额。

（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）结算履约保函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[履约保函开立]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[履约保函接受]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，5 个工作日内向市场主体开具履约保函接收证明。

第 10.2.7 条[履约保函信息]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省发展改革委、省能源局、山东能源监管办。

第 10.2.8 条[履约保函执行]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]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，对相关材料的完备性进行核验，在核验确认无误之日起的 10 个工作日内退还相应的履约保函。

第 10.2.10 条[预警措施]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[降低风险]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，可以采取的措施减小风险。

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 强制措施

第 10.3.1 条[强制措施]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[信用不足的处置]市场主体不满足总信用要求的，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，售电公司不满足总信用要求的，其持有的零售合同自动失效，其所代理的零售用户转由电网企业代理。

市场主体未按时足额缴纳履约保函，经电力交易机构书面提醒仍拒不足额缴纳的，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进行强制处理。

第 10.3.3 条[追加履约担保]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[解释]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 11.2 条[有效期限]本规则自 XX 日起施行。

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 100Mwh，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) $=\min\{ (\text{月度净合约量上限}-\text{本交易日前持有月度净合约量}-\text{本交易日申报卖出月内市场合约电量}-\text{本交易日内已申报卖出月内基数合约电}$

量) , (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) = $\min\{ (\text{月度净合} \\ \text{约量上限} - \text{本交易日前持有月度净合约量} - \text{本交易日已申报买} \\ \text{入月内市场合约电量}) , (\text{月度累计交易量上限} - \text{已发生月度} \\ \text{累计交易量}) , (\text{预缴保函可交易电量额度} - \text{持有当前标的合} \\ \text{约电量}) \} = \min\{ (3 - 1.4 - 0.1) , (6 - 2.6 - 0.1) , (0.1 + 0.2) \} = 0.3$
(亿千瓦时)

用户侧可申报卖出电量额度 = $\min\{ (\text{本交易日前持有集} \\ \text{中竞价交易月内市场合约电量} - \text{本交易日已申报卖出集中竞} \\ \text{价交易月内市场合约电量}) , (\text{月度累计交易量上限} - \text{已发生} \\ \text{月度累计交易量}) , \text{预缴保函可交易电量额度} \} = \min\{ (0.3 - 0.2) , (6 - 2.6 - 0.1) , 0.1 \} = 0.1$ (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 三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	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 三类分解曲线组织交易)。	集合竞价+连续竞价	M+D1；M+D2；M+D3	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 三类分解曲线组织交易)	集合竞价+连续竞价	M+D1；M+D2；M+D3	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：全天一条平线；

D3：高峰时段一条平线。