

福建电力市场中长期交易实施细则

2025 年修订说明

根据《国家能源局福建监管办公室 福建省发展和改革委员会关于福建电力市场中长期交易实施细则相关条款修订建议的复函》（闽监能函〔2025〕82号），现对《福建电力市场中长期交易实施细则（2024年第二次修订版）》（以下简称《原细则》）相关条款进行了修订。修订情况说明如下：

一、修订及删除“第一章 总则”、“第七章 附则”章节政策引用有关条款

（一）对《原细则》第1条、第138条进行修订，删除第139条。

1. 第1条

原文：为规范福建电力中长期市场秩序，维护经营主体合法权益，确保福建电力安全可靠稳定供应，促进电力市场健康发展，根据《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第20号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《福建电力市场运营基本规则（试行）》（闽监能市场规〔2023〕2号）和《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）等相关实施细则及有关法律法规规定，结合福建实际，制订本细则。

修订为：为规范福建电力中长期市场秩序，维护经营主体合法权益，确保福建电力安全可靠稳定供应，促进电力市场健康发展，根据《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第20号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）和《福建电力市场运行基本规则（2025年修订版）》（闽监能市场规〔2025〕19号）等相关规定，结合福建实际，制订本细则。

2. 第138条

原文：本细则由福建能源监管办、福建省发改委组织电力交易机构在《福建电力市场运营基本规则（试行）》框架下制修订，经福建省电力市场管理委员会审议通过后，报福建能源监管办、福建省发改委审定后执行。

修订为：本细则由福建能源监管办、福建省发改委组织电力交易机构制定，经福建省电力市场管理委员会审议通过后，报福建能源监管办、福建省发改委审定后执行。

修订理由：结合国家、省内最新政策及我省现货市场推进情况，对原条款引用的政策文件进行修订。

二、修订及删除“第二章 市场注册”章节有关条款

（一）对《原细则》第18条、第23条、第31条进行修订。

1. 第 18 条

原文：电力交易平台账号管理。

（六）经营主体不得非法访问、非法获取或篡改电力交易平台信息，不得使用接口、外挂程序等影响交易公平方式进行交易发起和申报操作，不得利用电力交易平台从事违反法律法规及电力市场交易规则的行为。发现上述情况后，电力交易机构有权查验事实，视情节严重情况采取暂停或终止交易资格、上报福建省发改委及福建能源监管办等相关措施。

修订为：经营主体不得非法访问、非法获取或篡改电力交易平台信息，不得使用接口、外挂程序等进行数据查询、交易申报等高频操作（操作频次超过页面限制频次的，或页面对应暂无限制要求，调用频次超过 30 次/分钟、规律性调用连续 5 分钟超过 10 次/分钟），不得利用电力交易平台从事违反法律法规及电力市场交易规则的行为。发现上述情况后，电力交易机构有权查验事实，视情节严重情况采取暂停或终止交易资格、上报福建省发改委及福建能源监管办等相关措施。

修订理由：进一步规范经营主体交易平台操作行为，对违规操作行为细化认定标准。

2. 第 23 条

原文：年购电量 1000 万千瓦时及以上的电力用户可自主选择作为批发用户或零售用户，年购电量 1000 万千瓦时以下的用户仅可作为零售用户。批发用户在注册生效后的次

月可参与电力市场交易。零售用户与售电公司通过零售商城服务平台（电力交易平台和“e-交易”App）签约生效后，次月起由售电公司代理参与电力市场交易。已注册的电力用户新增（或删除）用电单元，于生效次月起参与（或不参与）电力市场交易结算。

修订为：市场化用户注册生效后，可自主选择参与电力零售交易或电力批发交易，但不得同时参加电力批发交易和电力零售交易。其中选择参与电力批发交易的，可通过电力交易平台自主操作，完成批发市场入市风险阅知和进入批发市场真实意愿确认后，转为批发用户。

修订理由：根据《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》明确的“（三）避免不合理行政干预……对电力用户和发电企业进入电力市场不得设置不合理门槛……”，取消超出国家政策要求的电力用户参与批发市场的准入条件。

3.第 31 条

原文：发电企业、售电公司和虚拟电厂（含负荷聚合商）可通过电力交易平台提交电力用户历史用电信息授权查询申请，提出查询时间和内容。电力用户在电力交易平台对涉及自身用电信息查询的授权申请进行确认，确认后即视为授权申请生效。电力交易机构根据授权申请查询时间和内容及及时向申请人开放相应用户用电信息查询权限。在零售商城服务平台签约生效期间，售电公司有权直接查看所代理用户的

历史分时用电数据、用电信息等有关信息，以满足参与市场交易的要求，无需再履行授权查询申请和授权确认手续。

修订为：发电企业、售电公司、虚拟电厂运营商可通过电力交易平台提交电力用户历史用电信息查询授权申请，提出授权查询时段和内容，经电力用户授权同意后方可查询相关信息。

修订理由：根据《电力市场信息披露基本规则》第四十一条“任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息”，明确获取经营主体私有信息应经授权确认手续。

（二）删除《原细则》第 2 条至第 17 条、第 19 条至第 22 条、第 24 条至第 30 条、第 32 条至第 52 条。

删除理由：根据全国统一电力市场“1+N”基础规则体系，市场注册相关条款由《福建电力市场注册实施细则（试行）》予以明确。

三、修订及增补“第二章 市场注册”、“第三章 交易组织”章节新能源参与中长期市场机制有关条款

（一）对《原细则》第 60 条、第 62 条、第 73 条至第 75 条进行修订。

1.第 60 条

原文：发电企业按交易单元申报电量、价格；电力用户按该经营主体的用电单元组合作为交易单元申报电量、价格；售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）按其所代理的零售用户的用电单元组合作为交易单元申报电量、价格。

修订为：同一发电企业按交易单元申报，原则上：省调统调燃煤火电机组按照超超临界、超临界、亚临界三类组合形成交易单元；核电机组按照容量和批复电价相同的原则组合形成交易单元；新能源发电企业按照发电项目（以核准批复文件或者备案文件为准）形成交易单元；其余发电企业的机组以厂站为单位形成交易单元；电力用户、售电公司直接形成独立交易单元；虚拟电厂运营商以聚合单元形成交易单元。其中：发电类聚合单元的聚合范围原则上不超过同一 220 千伏变电站供电区域；负荷类聚合单元的聚合范围不超过本省范围。交易单元原则上在完整年度交易周期内不做调整。

2.第 62 条

原文：虚拟电厂（含负荷聚合商）在初期暂按照售电公司的原则参与各类交易，后续根据虚拟电厂（含负荷聚合商）市场注册情况另行制定参与交易方式。

修订为：现阶段，虚拟电厂运营商发电类聚合单元参照集中式新能源参与中长期电能量交易，具备条件后可参与绿电交易；负荷类聚合单元按照售电公司有关要求参与中长期电能量交易和绿电交易。

3.第 73 条

原文：集中竞价交易开始后，发电企业、售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）和电力用户等经营主体通过电力交易平台申报电量、价格。电网企业代理购电通过电力交易平台申报电量。电力交易平台对申报数据进行确认，并以申报

截止前最后一次的有效申报作为最终申报。电网企业代理购电如遇相关政策调整，按照最新要求执行。

修订为：集中竞价交易开始后，发电企业、售电公司、虚拟电厂运营商和电力用户等经营主体通过电力交易平台申报电量、价格。电网企业代理购电通过电力交易平台申报电量。电力交易平台对申报数据进行确认，并以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。电网企业代理购电如遇相关政策调整，按照最新要求执行。

4.第 74 条

原文：集中竞价交易可采用边际价格统一出清方式或高低匹配撮合出清方式，由系统自动出清结算。

（一）**边际价格统一出清：**根据发电企业申报曲线与电力用户、售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）等经营主体申报曲线交叉点对应的价格，确定市场边际成交价格。当发电企业与电力用户或售电公司边际成交价格不一致，则按两个价格的算术平均值作为市场成交价格执行。

（二）**价格高低匹配撮合出清：**报价最低的发电企业与报价最高的电力用户或售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）优先配对，并依次类推。已配对的发电企业与电力用户或售电公司两个报价的算术平均值为此配对成交价格。

修订为：集中竞价交易可采用边际价格统一出清方式或高低匹配撮合出清方式，当前采用边际价格统一出清方式，由系统自动出清结算。

（一）边际价格统一出清：根据发电企业、虚拟电厂运营商发电类聚合单元申报曲线与电力用户、售电公司、虚拟电厂运营商负荷类聚合单元等经营主体申报曲线交叉点对应的价格，确定市场边际成交价格。当发电企业与电力用户或售电公司边际成交价格不一致，则按两个价格的算术平均值作为市场成交价格执行。

（二）价格高低匹配撮合出清：报价最低的发电企业、虚拟电厂运营商发电类聚合单元与报价最高的电力用户或售电公司、虚拟电厂运营商负荷类聚合单元优先配对，并依次类推。已配对的发电企业与电力用户或售电公司两个报价的算术平均值为此配对成交价格。

5.第 75 条

原文：按照“价格优先原则”或“先价格优先、再时间优先原则”进行出清：

（一）价格优先出清：按照“价格优先原则”，对发电企业按照申报价格由低到高排序，对电力用户、售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）等经营主体按照申报价格由高到低排序。当价格相同的申报电量不能全部成交时，根据申报电量按等比例原则分配成交电量。

（二）先价格优先、再时间优先出清：按照“先价格优先、再时间优先原则”，对发电企业按照申报价格由低到高排序、申报时间由先到后排序，对电力用户、售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）等经营主体按照申报价格由高到低、

申报时间由先到后排序。当价格相同且申报时间一致的申报电量不能全部成交时，根据申报电量按等比例原则分配成交电量。

修订为：按照“价格优先原则”或“先价格优先、再时间优先原则”进行出清：

（一）价格优先出清：按照“价格优先原则”，对发电企业、虚拟电厂运营商发电类聚合单元按照申报价格由低到高排序，对电力用户、售电公司、虚拟电厂运营商负荷类聚合单元等经营主体按照申报价格由高到低排序。当价格相同的申报电量不能全部成交时，根据申报电量按等比例原则分配成交电量。

（二）先价格优先、再时间优先出清：按照“先价格优先、再时间优先原则”，对发电企业、虚拟电厂运营商发电类聚合单元按照申报价格由低到高排序、申报时间由先到后排序，对电力用户、售电公司、虚拟电厂运营商负荷类聚合单元等经营主体按照申报价格由高到低、申报时间由先到后排序。当价格相同且申报时间一致的申报电量不能全部成交时，根据申报电量按等比例原则分配成交电量。

修订理由：明确各类经营主体交易单元形成原则；根据虚拟电厂运营商聚合发用电资源情况，明确其参与中长期交易的原则；优化虚拟电厂相关表述。

（二）完善分布式新能源、虚拟电厂运营商参与中长期市场机制，增补相关条款。

第 1 条 分布式电源根据国家及福建省相关政策规定，通过直接或者聚合参与市场交易，其中：选择直接参与市场的即进入批发市场。

第 2 条 分布式电源注册生效后，具备“四可”能力的，可选择直接或聚合参与市场，其中：选择直接参与市场的分布式电源，还应具备调度发电计划、AGC 系统接入等条件，提交具备 AGC 调试资质的单位出具的场站 AGC 调试报告以及与相应电力调度机构的 AGC 联调测试报告。

第 3 条 已注册生效并确认进入商业运营的发电企业、独立新型储能主体及已注册生效的分布式电源、批发用户等，可参与当月开展的次月月内交易及后续月份开展的所有交易；已注册生效的售电公司、虚拟电厂运营商等，在已签约零售用户或聚合发用电资源的情况下，可参与当月开展的次月月内交易及后续月份开展的所有交易。

第 4 条 现阶段，虚拟电厂运营商的绿电合同电量按照分布式电源发电项目上网电量从大到小顺序分解，形成分布式电源发电项目的绿电合同电量；分布式电源发电项目的绿电合同电量与售电公司关联至零售用户的绿电合同电量按照从大到小依次匹配。后续，分布式电源发电项目的绿电合同电量通过与虚拟电厂运营商签订的绿电聚合类套餐，按相同原则进行匹配，签约电量相同时按等比例分解绿电合同电量。

增补理由：贯彻落实国家新能源上网电价改革政策，明

确分布式电源参与市场的方式及条件；明确各类主体准入参与中长期交易的原则；明确虚拟电厂运营商聚合分布式电源参与绿电交易有关的合同电量及环境权益匹配原则。

四、修订、删除及增补“第三章 交易组织”章节中长期分时段交易相关条款

（一）对《原细则》第 56 条至第 59 条、第 61 条、第 87 条、第 89 条、第 92 条进行修订，删除第 54 条。

1.第 56 条

原文：电力交易机构根据年度交易总体方案组织开展各类中长期交易，并提前发布交易公告。原则上月度及以上交易应至少在交易日前 2 日发布交易公告，月内交易应至少在交易日前 1 日发布交易公告。

修订为：电力交易机构根据年度交易总体方案组织开展各类中长期交易，并提前发布交易公告。对于定期开市和连续开市的交易，交易公告应当提前至少 1 个工作日发布；对于不定期开市的交易，应当提前至少 5 个工作日发布。对应的各类中长期交易成交情况按照年度、月度、月内周期定期发布。

修订理由：根据国家中长期交易基本规则修订。

2.第 57 条

原文：电力交易机构根据相关要求，发布发电侧各交易总电量限额。各经营主体交易总电量限额由福建省发改委或授权电力交易机构，在交易开始前发布。

修订为：经营主体交易电量限额由福建省发改委确定或授权电力交易机构，在交易开始前发布。其中，各经营主体参与省间交易购电的限额按全省总可购电规模上限控制，总可购电规模上限由电力调度机构根据省内负荷动态测算情况、电网安全稳定运行要求以及跨区跨省输电通道安全约束等因素综合确定后提供。

修订理由：细化交易限额制定的原则。

3.第 58 条

原文：单家电力批发市场电力用户和售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）在中长期交易中的交易电量原则上应不低于其全年交易电量的 90%，具体要求以当年的交易方案规定为准。

修订为：各经营主体应按国家有关规定，做好中长期合同签订履约工作，年度及全年中长期合同签约电量应不低于当年年度交易方案规定的要求。

修订理由：结合国家关于中长期合同签订履约要求修订。

4.第 59 条

原文：全年交易电量，同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司及虚拟电厂（含负荷聚合商）合计成交总电量 \leq 全年交易总电量 $\times 15\%$ 。其中，全年交易总电量以当年交易方案总电量为基准。同一投资主体（含关联企业）以交易平台注册登记的股东信息等为准。

同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司及虚拟电

厂（含负荷聚合商）每一批次年度双边协商、年度集中竞价、年度挂牌及月度集中竞价等交易的申报交易电量限额由当批次对应的交易方案明确。

修订为：同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司及虚拟电厂运营商负荷类聚合单元每一批次年度交易的申报交易电量限额由当批次对应的交易方案明确。

修订理由：其他内容已在零售实施细则中明确。

5.第 61 条

原文：电网企业通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清。交易默认为购电交易，如需售出已持有合同电量，电网企业需在交易申报前 1 日登录平台改为售电交易。其中挂牌交易，年度挂牌交易以本年度集中竞价交易价格作为挂牌价格；月度、月内挂牌交易以最近一次集中竞价交易加权平均价格作为挂牌价格。成交电量按照等比例方式出清，摘牌电量不足部分由当次交易准入机组按剩余限额或摘牌后持有的中长期合同电量等比例分摊。

修订为：电网企业通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清。交易默认为购电交易，如需售出已持有合同电量，电网企业需在交易申报前 1 日 17 点前登录平台改为售电交易。

电网企业代理购电挂牌交易通过典型曲线方式组织开

展，电网企业的申报电量先后按照代理居民、农业用户和工商业用户的典型曲线（由电网企业在交易申报 10 个工作日前公布），折算至各时段电量后开展分时段交易出清。各时段挂牌价格为当月月度集中竞价交易该时段成交价格，若某时段无价格则由交易申报前最近一次集中竞价交易加权均价确定。成交电量按照等比例方式出清，摘牌电量不足部分由当次交易准入机组按剩余限额等比例分摊。组织年度电网企业代理购电挂牌交易时，若未开展年度集中竞价交易，各时段挂牌价格为已成交的年度交易品种该时段加权均价。

修订理由：电网企业代理购电挂牌交易按照分时段交易组织模式修订。

6.第 87 条

原文：根据市场建设发展需要，适时组织开展中长期分时段交易。

修订为：现货市场运行期间，分时段交易各时段以小时为单位，全天共分为 24 个时段。多日以上交易形成的各分时段合同电量一律均分到每日，电量保留 3 位小数，尾差电量由最后一日兜底。

修订理由：进一步明确各时段交易组织原则。

7.第 89 条

原文：集中交易。

（一）集中竞价、滚动撮合交易：按照 24 个时段分时段组织开展。每批次交易均分时段申报、出清，分时段交易

电量均分到交易周期内每日，不可调整。

（二）挂牌交易：按照“典型曲线、一口价”的方式组织开展，典型曲线可参照一条平线、发电侧典型出力曲线或用电侧典型负荷曲线等方式确定。默认交易周期内每日曲线均相同，交易电量均分到交易周期内每日 24 个时段，不可调整。

修订为：（一）集中竞价、滚动撮合交易：按照 24 个时段分时段组织开展。每批次交易均分时段申报、出清，分时段交易电量均分到交易周期内每日，不可调整。日滚动撮合交易按照 D-2 日开展 D 日 24 个时段电能量交易（如遇节假日交易相应提前，每日至多开展 3 日交易，如超过 3 日则向前递推），每批次参与交易主体在同一时段仅可选定购电或售电一个交易方向。

（二）挂牌交易：按照“典型曲线、一口价”的方式组织开展，典型曲线可参照一条平线、发电侧典型出力曲线或用电侧典型负荷曲线等方式确定。默认交易周期内每日曲线均相同，交易电量均分到交易周期内每日 24 个时段，不可调整。各时段合同电量保留 3 位小数，尾差电量由最后一个时段兜底。

修订理由：增补滚动撮合交易组织时间、购售双向交易的原则，细化明确各时段电量兜底原则。

8.第 92 条

原文：合同转让交易。

发电侧之间、用电侧之间可以开展合同转让交易。如遇经营主体注销，可转让次月及后续月份所有电量。发电企业基数合同转让交易根据需求不定期开市，每月15日前收集转让意向并于月底前统一组织开展交易。

修订为：发电侧之间、用电侧之间可以开展合同转让交易。如遇经营主体注销，可转让次月及后续月份所有电量。发电企业基数合同转让交易根据需求不定期开市，每月10日前电力交易机构收集转让意向并于月底前统一组织开展交易。

修订理由：结合交易实际调整时间。

（二）结合《福建省2025年双边电力现货市场结算试运行期间中长期分时段交易的相关事宜》等有关规定，增补中长期分时段交易组织相关条款。

第1条 合同曲线分解。

在现货未执行节点电价前，若发电企业由多台机组组成交易单元参与中长期交易的，需自行分解每台机组的中长期合同曲线，D-1日开展D日中长期合同曲线分解工作（如遇节假日相应提前，每日至多开展3日交易，如超过3日则向前递推），未开展曲线分解的默认按照机组容量等比例分解的原则执行。

第2条 月度、月内分时段交易限额。

（一）发电侧各时段售电限额按其每小时最大可发电量扣减厂用电量及已成交合同电量确定，各类型电源厂用电率

为：火电和三余 6.1%、储能 3%、核电 6.5%、海上风电 2.1%、陆上风电 2.4%、集中式光伏 1.3%、分布式光伏及其他可再生能源 0%。其中：

1. 新能源发电企业根据机组额定容量扣减机制电量对应容量后的最大上网能力计算每小时最大可发电量。其中光伏最大发电能力的计算时段为每日 6 时至 18 时，其它时段交易限额为 0。

2. 其余发电企业根据机组额定容量及检修计划计算每小时最大可发电量，其中多日交易考虑标的为标的周期覆盖范围内的检修计划。检修计划以电力调度机构在交易申报前一个工作日中午 12:00 前推送的数据为准。

3. 自备电厂还可根据自身情况于每月 20 日（如遇节假日提前）前填报参与市场容量比例，用于开展的次月月内交易和次月组织的月度交易限额计算。未填报的沿用上一次填报比例，如无历史值则默认为 0。

（二）发电侧购方限额不得超过其标的周期省内分时段合同电量。

（三）用电侧参与非绿电分时段交易时，其购电总限额原则上与不分时段交易一致。绿电交易用电侧各时段限额为总申报限额均分到 24 时段，具备条件后按照总限额设置。

（四）用电侧售方限额不得超过其标的周期省内分时段合同电量。

增补理由：明确现货运行环境下的中长期分时段交易组

织、曲线分解及限额计算原则。

五、修订“第三章 交易组织”章节分时价格执行有关条款

(一)对《原细则》第67条、第68条进行修订。

1.第67条

原文：市场交易合同未申报用电曲线以及市场电价峰谷比例低于当地分时电价政策要求的，电力用户购电价格按政府主管部门明确的分时电价时段及浮动比例执行。市场交易合同申报用电曲线且市场电价峰谷比例不低于当地分时电价政策要求的，按直接交易曲线价格执行。

修订为：现货市场运行期间，批发用户按照市场化交易形成的分时电价执行，不再执行我省分时电价政策。

修订理由：结合国家关于中长期合同签订履约要求修订。

2.第68条

原文：鼓励经营主体签订中长期交易合同时申报用电曲线、反映各时段价格，原则上峰谷比例不低于我省分时电价政策要求。

修订为：鼓励经营主体签订中长期交易合同时申报用电曲线、反映各时段价格。为避免市场操纵以及恶性竞争，中长期交易可对申报价格或出清价格设置上、下限，价格上、下限原则上由电力市场管理委员会提出建议，报有关部门审定。完善中长期交易限价，逐步实现月度、月内等较短时间尺度中长期交易限价范围与现货市场限价贴近。

修订理由：结合国家关于电力现货连续运行地区市场建设指引及市场建设需要修订。

六、修订及删除“第三章 交易组织”章节安全校核有关条款

（一）对《原细则》第 72 条、第 77 条、第 81 条、第 86 条、第 91 条进行修订。

1.第 72 条

原文：电力交易机构在结果提交电力调度机构后的 2-4 个工作日（年度及以上 4 个、月度及多月 3 个，月内 2 个，下同）内根据安全校核结果，通过电力交易平台向经营主体发布最终交易结果。双边协商交易电量以安全校核结果为准。

修订为：电力交易机构在交易登记日结束后的下一个工作日内完成双边协商交易信息的汇总，并在汇总后的 2 个工作日内形成最终交易结果。

2.第 77 条

原文：电力交易机构在结果提交电力调度机构后的下 2-4 个工作日内根据安全校核结果，通过电力交易平台向经营主体发布最终交易结果。

修订为：电力交易机构在交易出清后的 2 个工作日内，形成最终交易结果。

3.第 81 条

原文：电力交易机构在结果提交电力调度机构后的下 2-4 个工作日内根据安全校核结果，通过电力交易平台向经

营主体发布挂牌交易结果。

修订为：电力交易机构在交易出清后的2个工作日内，形成最终交易结果。

4.第 86 条

原文：电力交易机构在结果提交电力调度机构后的下2-4个工作日内根据安全校核结果，通过电力交易平台向经营主体发布滚动撮合交易结果。

修订为：电力交易机构在交易出清后的2个工作日内，形成最终交易结果。

5.第 91 条

原文：合同调整交易。

月度以上周期的市场化双边协商交易，经营主体及电网企业代理购电在保持合同总交易电量不变的前提下，可对次月及后续月份交易合同电量进行调整，双边协商交易经双方一致同意后还可申请对交易价格进行调整。电力交易机构根据电力调度机构的安全校核结果，对交易双方提出的合同调整申请进行处理。对月度及以内周期的市场化交易，交易电量实行月结月清，不进行调整。

修订为：月度以上周期的市场化双边协商交易，经营主体及电网企业代理购电在保持合同总交易电量不变的前提下，可对次月及后续月份交易合同电量进行调整，双边协商交易经双方一致同意后还可申请对交易价格进行调整。电力交易机构对交易双方提出的合同调整申请进行处理。对月度

及以内周期的市场化交易，交易电量实行月结月清，不进行调整。

修订理由：根据我省现货市场已转连续结算试运行的情况，修订适配中长期市场模式下的安全校核相关条款。

（二）删除《原细则》第 71 条、第 76 条、第 80 条、第 85 条、第 98 条至第 104 条。

删除理由：根据我省现货市场已转连续结算试运行的情况，删除调度安全校核相关条款。

七、修订及删除“第五章 计量和结算”章节有关条款

（一）对《原细则》第 114 条、第 123 条进行修订。

1.第 114 条

原文：本章相关条款适用于履约时间为 2025 年 1 月起的市场化结算。

修订为：现货市场运行期间，经营主体按照我省现货交易实施细则开展结算。

2.第 123 条

原文：电力用户各用电单元执行相同的交易电价，偏差考核费、辅助服务费等按各用电单元结算电量比例分配，各用电单元电量均为零时按各用电单元容量比例分配。

修订为：电力用户各用电单元执行相同的交易电价，市场产生的相关费用按各用电单元结算电量比例分配，各用电单元电量均为零时按各用电单元容量比例分配。

修订理由：根据我省现货市场已转连续结算试运行的情

况，完善相关结算规则。

（二）删除《原细则》第 105 条至第 113 条、第 115 条至第 121 条、第 124 条至第 133 条。

删除理由：根据我省现货市场已转连续结算试运行的情况，市场结算相关条款由《福建电力市场现货交易实施细则》予以明确。