

福建电力市场中长期交易实施细则

（2025 年修订版）

福建电力交易中心有限公司

2025 年 12 月

目 录

第一章 总则	1
第二章 经营主体管理	1
第三章 交易组织	4
第一节 通则	4
第二节 价格机制	6
第三节 双边协商交易的组织	7
第四节 集中竞价交易的组织	8
第五节 挂牌交易的组织	9
第六节 滚动撮合交易的组织	10
第七节 分时段交易的组织	11
第八节 交易电量调整及处理	13
第九节 交易合同签订和执行	14
第四章 计量和结算	15
第五章 市场监管和风险防控	16
第六章 附则	17

第一章 总则

第一条 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。

第二章 经营主体管理

第二条 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。

第三条 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。

第四条 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。

第五条 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。

第六条 电力交易平台账号管理。

（一）电力交易平台账号注册采用实名制管理，经营主体注册账号并通过实名认证后，方可登录电力交易平台并获取相应权限。

（二）经营主体应妥善保管电力交易平台账号、手机号、密码、数字安全证书等信息和介质，仅限账号使用人本人使用，不得转借他人。使用人应积极采取措施防止账号信息失窃、遗失和过期失效，因怠于管理、使用不当造成的损失及法律后果由经营主体自行承担。

（三）企业账号的使用方需根据国家相关法律法规、政策文件及本细则的规定，进行账号的注册、登录、使用等操作。企业账号的电力交易平台操作行为均代表经营主体的真

实意愿表达，其法律责任由该账号使用方关联的经营主体承担。

（四）参与批发交易的经营主体，应当办理数字安全证书或者采取同等安全等级的身份认证手段。参与零售交易的经营主体，应当使用手机短信验证码或者采取同等安全等级的身份认证手段。

（五）若发现经营主体有虚假注册、网络攻击、恶意调用电力交易平台接口等不当使用行为，电力交易平台可采取账号封禁、停止账号服务等措施，由此造成的损失由经营主体自行承担。

（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。

第七条 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。

第三章 交易组织

第一节 通则

第八条 电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，包括电力直接交易、合同转让交易等，根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

第九条 福建省发改委每年牵头会同相关部门编制次年度电力中长期交易方案，包括年度月度交易电量规模、发电企业准入机组容量、用户准入范围等内容。

第十条 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。

第十一条 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。

第十二条 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。

第十三条 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。

第十四条 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。

第十五条 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。

第十六条 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。

第十七条 电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易。在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的经营主体给予提醒。各承担消纳责任的经营主体参与电力市场交易时，应当向电力交易机构作出履行可再生能源电力消纳责任的承诺。

第二节 价格机制

第十八条 中长期电能量交易的交易价格第三方不得干预。交易价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

新投产发电机组的调试电量按照调试电价政策进行结算。应急备用机组因电网安全运行需要，调用期间电量按照有关规定执行。

第十九条 双边协商交易价格按照双方合同约定执行。集中交易价格按照相应价格机制形成。其中，集中竞价交易

采用边际出清或者高低匹配等价格形成机制；滚动撮合交易可采用时间优先、价格优先的撮合机制形成价格，成交价格由购售双方申报价格共同确定；挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制。

第二十条 电力用户容（需）量电价按政府主管部门的有关规定收取，遇有调整则相应调整。

第二十一条 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。

第二十二条 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。

第三节 双边协商交易的组织

第二十三条 经营主体按市场交易规则在规定时间内双边自由协商，在电力交易平台登记前，签订双边协议（合同），明确交易电量、交易价格及分月电量计划等。

第二十四条 电力交易机构按交易公告开放电力交易平台，交易双方在规定的时间内通过电力交易平台登记交易电量、交易价格、年度分月电量计划等交易信息。

第二十五条 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。

第四节 集中竞价交易的组织

第二十六条 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。

第二十七条 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。

第二十八条 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。

第二十九条 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。

第五节 挂牌交易的组织

第三十条 通过挂牌方式开展交易时，有意向发出要约的经营主体应将购买或出售电量的数量、价格等意向交易信息提交给电力交易机构。有意接受该交易要约的经营主体通过电力交易平台申报交易电量。

第三十一条 申报时间截止后，电力交易机构进行交易出清。交易出清规则可采用时间优先原则或采用等比例分配

原则。挂牌交易成交电价均为挂牌价格。

第三十二条 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。

第六节 滚动撮合交易的组织

第三十三条 滚动撮合交易开始后，经营主体通过电力交易平台随时申报电量、价格。

第三十四条 交易采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制申报方式，由电力交易平台按照“时间优先、价格优先”的原则进行滚动撮合成交，形成预成交结果。滚动撮合交易出清原则为：

（一）购方、售方申报交易信息按照“时间优先”原则进入申报队列等待；

（二）售方按照价格由低到高、同等价格时间由早到晚的原则排序，购方按照价格由高到低、同等价格时间由早到晚的原则排序；

（三）当购方申报电价 \geq 售方申报电价时，按照排序先后顺序成交；当购方申报电价 $<$ 售方申报电价时，不成交。

第三十五条 滚动撮合交易每笔成交价格 $=K \times A + (1-K) \times B$ （ $0 \leq K \leq 1$ ），其中：购售双方申报价格中申报时间在前 的报价价格为 A，申报时间在后的报价价格为 B，K 值暂定 0.5，后期由福建省发改委商福建能源监管办视实际运行情况予以调整。

第三十六条 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。

第七节 分时段交易的组织

第三十七条 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。

第三十八条 双边协商交易。

购售双方在交易合同中可约定每日 24 个时段的交易电量、价格提交电力交易机构，或者按照规定的原则确定曲线分解方式及量价形成机制开展交易。

第三十九条 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。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。

第四十条 合同调整交易。

在合同调整交易中，双边协商交易可在保持合同总交易电量不变的前提下，双方协商一致后调整次月及后续月份的分月电量及电价；集中交易在同一时段内不开展分月电量调整。电网企业代理购电如遇相关政策调整，按照最新要求执行。

第四十一条 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。

第四十二条 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。

第八节 交易电量调整及处理

第四十三条 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。

第四十四条 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 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。

第四十五条 发电侧市场化合同电量转让的受让方应符合市场准入条件，原则上交易应符合节能减排相关要求。

第九节 交易合同签订和执行

第四十六条 电力交易平台应当满足国家电子合同有关规定的技术要求。

第四十七条 电力批发经营主体之间的所有交易合同均采用电子合同方式签订，不再签署书面合同文本或交易确认单。年度及以上双边协商交易电子合同由“经营主体通过电力交易平台确认交易承诺书和合同示范文本+交易公告+交易结果”三要素构成；挂牌、集中竞价、滚动撮合等其他所有交易电子合同由“经营主体通过电力交易平台确认交易承诺书+交易公告+交易结果”三要素构成。交易承诺书和合同示范文本更新后，经营主体通过电力交易平台进行阅读确认。交易承诺书和合同示范文本一经确认后，即适用于对应交易品种的后续全部交易。

第四十八条 为简化工作流程，售电公司与零售用户在零售商城服务平台上签约生效后，视为已签署《零售市场供

电合同》，不再签署书面合同。

第四十九条 经营主体对交易结果如有异议的，应在交易结果发布后的下一个工作日内以书面形式向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在下一工作日之内给予解释和协调。

第五十条 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。

第四章 计量和结算

第五十一条 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。

第五十二条 对于合同转让交易，电网企业分别与出让方和受让方按照转让交易价格结算，不影响出让方原有交易合同的结算，转让交易结算时对出让方合同电量按负值结算，对受让方合同电量按正值结算。

第五十三条 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。

第五章 市场监管和风险防范

第五十四条 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防范等职责。根据福建能源监管办的监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统，按照“谁运营、谁防范、谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向福建能源监管办、福建省发改委提交市场监控分析报告。

第五十五条 当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构可依法依规采取市场干预措施：

- （一）电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
- （二）发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
- （三）市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；
- （四）因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；
- （五）福建能源监管办作出暂停市场交易决定的；
- （六）市场发生其他严重异常情况的。

第五十六条 电力交易机构、电力调度机构应当详细记录市场干预期间的有关情况，并向福建能源监管办、福建省发改委提交报告。

第五十七条 电力批发交易发生争议时，经营主体可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交福建能源监管办、福建省发改委调解解决，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第六章 附则

第五十八条 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。

第五十九条 本细则自印发之日起施行。本细则与国家政策文件规定不符的，按国家政策文件规定执行。

附录：名词解释

1.中长期交易：符合注册基本条件的发电企业、电力用户、售电公司等经营主体，通过双边协商、集中竞价、挂牌和滚动撮合等市场化方式，开展的多年、年、多月（包括季度）、月、多日（包括旬、周）等不同周期的电力批发交易。

2.电力交易平台：基于电力系统及电力市场理论和电力市场运行规则，应用计算机、网络通信、信息处理技术，支撑市场运营机构开展电力市场交易的各项业务，保障经营主体参与市场权益的技术支持系统。

3.批发用户：直接参与电力批发市场交易的电力用户。

4.零售用户：参与电力零售市场交易，向售电公司购电的电力用户。

5.用电单元：指电力用户在电力交易平台注册生效期间，由电力用户实际使用并建立绑定关系的用电户号。

6.电力直接交易：符合基本条件的发电企业、电力用户、售电公司等经营主体，按照自愿参与的原则，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的购售电交易。

7.合同转让交易：将合同全部或部分电量转让给合同之外的第三方的交易。

8.双边协商交易：经营主体之间自主协商交易电量、交易价格等，并通过电力交易平台进行申报确认、出清，经安全校核后形成最终交易结果。

9.集中竞价交易：设置交易报价提交截止时间，电力交

易平台汇总经营主体提交的交易申报信息，按照市场规则进行统一的市场出清，发布市场出清结果。

10.挂牌交易：经营主体通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量、价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。

11.滚动撮合交易：在规定的交易起止时间内，经营主体可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。

12.交易单元：指经营主体参加中长期各交易品种的基本单位。

13.报价：经营主体向市场运营机构提交电量、电价申报信息。

14.市场出清：电力市场根据市场规则通过竞争定价确定交易电力、电量和电价。

15.电子合同：由电力交易平台根据已发布的交易结果自动生成的，用于约定交易成交各方权利义务以及交易各项条款的电子协议，电子合同具备与纸质合同相同的法律效力。

16.合同示范文本：根据不同的交易类型和性质而制定的含有详细标准条款的合同文本。