

福建省电力中长期市场交易实施细则

（ 2026 年第三次修订版 ）

福建电力交易中心有限公司

2026 年 8 月

目 录

第一章 总则	1
第二章 总体要求	2
第三章 市场成员	2
第一节 经营主体注册	3
第二节 市场成员权利	5
第三节 市场成员义务	7
第四章 交易品种和价格机制	11
第一节 交易品种及方式	11
第二节 交易价格机制	12
第五章 交易组织	13
第一节 基本要求	13
第二节 交易约束与出清	14
第三节 电能量交易组织	16
第四节 绿色电力交易组织	23
第六章 交易校核	25
第七章 合同管理	26
第一节 合同签订	26
第二节 合同执行	27
第八章 计量和结算	27
第一节 计量	27
第二节 结算	28
第九章 信息披露	31

第十章 市场技术支持系统 31

第十一章 市场监管和风险防控 33

第十二章 法律责任 34

第十三章 附则 34

附录：名词解释 36

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，促进中长期与现货市场、省内市场与全国统一电力市场有序衔接，保证电力市场的统一、开放、竞争、有序和电力安全可靠稳定供应，落实《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）要求，根据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国电力法》《电力市场运行基本规则》《电力中长期市场基本规则》和《福建电力市场运行基本规则（2025年修订版）》等相关规定，结合福建实际，制定本细则。

第二条 本实施细则所称电力中长期市场，是指已完成市场注册的经营主体开展电力中长期交易的市场。电力中长期交易是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、月内（含旬、周、多日）等不同时间维度的交易。

第三条 本实施细则适用于福建省内电力中长期市场的注册、交易、执行、结算、信息披露和监督管理等。

第四条 本实施细则所称电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和电网企业。其中，经营主体包括参与电力中长期市场的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体；电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

第五条 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场成员的合法权益。

第二章 总体要求

第六条 统筹推进省内电力中长期市场、电力现货市场建设，在交易时序、交易出清、市场结算等方面做好衔接，发挥电力中长期市场在平衡电力电量长期供需、稳定电力市场运行等方面的基础作用。适应新能源出力波动特点，实现灵活连续交易，推广多年期购电协议机制，稳定长期消纳空间。

第七条 促进跨省跨区电力中长期交易与省内电力中长期交易相互耦合，在经济责任、价格形成机制等方面动态衔接。

第八条 电力市场运营机构应按照统一标准开展市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等工作。电网企业应在市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等环节，按照统一标准与电力交易机构动态交互信息。

第九条 电力中长期市场技术支持系统（以下简称“电力交易平台”）应实现统一平台架构、统一技术标准、统一核心功能、统一交互规范，支撑全国统一电力市场数据信息纵向贯通、横向互联。

第三章 市场成员

第一节 经营主体注册

第十条 经营主体应当按照《电力市场注册基本规则》、《福建电力市场注册实施细则（试行）》要求，在电力交易平台办理市场注册、变更与注销，并进行实名认证。经营主体在履行市场注册程序后，参与电力中长期市场。

第十一条 直接参与电力中长期市场的电力用户全部电量可通过批发市场或零售市场购买，但不得同时参加批发市场和零售市场。其中：

（一）选择参与批发市场的用户，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，成为批发用户。

（二）选择参与零售市场的用户，按照《福建电力市场零售交易实施细则（试行）》相关规定执行。

第十二条 暂未直接参与电力中长期市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，允许在次月选择直接参加批发市场或零售市场。

第十三条 根据国家及福建省相关政策规定，新能源参与中长期市场交易时，集中式新能源应直接参与；分布式电源满足“可观可测可调可控”等要求的，可直接或通过聚合方式参与中长期市场交易。其中：

（一）选择直接参与市场的分布式电源进入批发市场，还应具备接收并执行调度发电计划、接入 AGC 系统等条件，

注册时需提交具备 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。

（二）选择聚合参与市场的分布式电源进入零售市场，按照《福建电力市场零售交易实施细则（试行）》相关规定执行。

第十四条 现阶段，参与省内绿电交易的发电企业以风电（包括陆上风电、海上风电）、光伏发电项目为主，主要包括以下几类：

（一）未纳入国家可再生能源补贴范围内的项目。

（二）纳入国家可再生能源补贴范围内但补贴到期的项目，包括超过全生命周期合理利用小时数之外的项目，以及自并网之日起满 20 年的项目。

（三）纳入国家可再生能源补贴范围内，但主动放弃补贴的项目或参与绿电交易所获高于燃煤基准电价的溢价收益等额冲抵补贴的项目。可再生能源发电项目参加绿电交易后应及时按电网企业要求选择补贴处理方式，电网企业据此做好补贴冲抵、发放等工作。

第十五条 已注册生效并确认进入商业运营的发电企业、独立新型储能企业，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；条件具备时可自 D+2 日起参与交易，其 D 日至 D+1 日上网电量按照调试运行期结算规则进行电费结算（D 日为电力交易机构收到电力调度机构确认机组进入商运通知的日期）。

第十六条 已注册生效的分布式电源、批发用户、售电公司、虚拟电厂运营商等，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，其中售电公司、虚拟电厂运营商等在参与批发市场交易前，应先在零售市场与零售用户或发用电聚合资源签订套餐。

第二节 市场成员权利

第十七条 发电企业的权利主要包括：

- （一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；
- （二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；
- （三）获得公平的电网接入服务和输配电服务；
- （四）法律法规规定的其他权利。

第十八条 售电公司（含配售电公司）的权利主要包括：

- （一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；
- （二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；
- （三）具有配电网运营权的售电公司应获得公平的输配电服务和电网接入服务；
- （四）获得签约电力用户合同期内用电负荷等信息，根据电力用户授权获得其历史用电负荷信息；

（五）法律法规规定的其他权利。

第十九条 电力用户的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，与发电企业签订电力中长期交易合同，或与售电公司签订电力零售合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四）法律法规规定的其他权利。

第二十条 新型经营主体的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四）获得签约分散资源的相关信息；

（五）法律法规规定的其他权利。

第二十一条 电网企业的权利主要包括：

（一）收取输配电费，代收电费和政府性基金及附加等；

（二）对于逾期仍未全额付款的售电公司，向电力交易机构提出履约保函、保证金或其他结算担保品的使用申请；

（三）按照信息披露有关规定获得市场信息；

（四）法律法规规定的其他权利。

第三节 市场成员义务

第二十二条 发电企业的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

（二）签订并执行并网调度协议、购售电合同，服从电力调度机构的统一调度，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等；

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（四）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（五）法律法规规定的其他义务。

第二十三条 售电公司（含配售电公司）的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

（二）为签订零售合同的电力用户提供售电服务及约定的增值服务；

（三）按照市场规则，向电力市场运营机构提供签约的零售电力用户交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，在交易平台上公示其向电力用户提供的所有零售套餐，承担电力用户信息保密义务；

（四）具有配电网运营权的售电公司提供相应的配电服务，服从电力调度机构的统一调度，遵守电力负荷管理等相关规定，开展配电区域内电费结算和收取业务；

（五）按照规定向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品；

（六）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（七）依法依规履行可再生能源消纳责任；

（八）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（九）法律法规规定的其他义务。

第二十四条 电力用户的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算，按规定支付电费；

（二）按照市场规则向电力市场运营机构提供交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息；

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（四）依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务；

（五）法律法规规定的其他义务。

第二十五条 新型经营主体的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

（二）资源聚合类新型经营主体与分散资源签订零售合

同（或聚合服务合同），在电力交易平台建立零售服务或聚合服务关系，履行合同规定的各项义务；

（三）按照市场规则向电力市场运营机构提供合同周期内签约分散资源的交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息，承担信息保密义务；

（四）按照市场规则向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品；

（五）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（六）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（七）聚合负荷侧资源的新型经营主体，应依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务；

（八）法律法规规定的其他义务。

第二十六条 电力调度机构的义务主要包括：

（一）合理安排电网运行方式，开展安全校核，按照调度规程实施电力调度，依法依规执行电力市场交易结果；

（二）向电力交易机构提供支撑电力市场注册、交易、结算和市场服务所需的相关信息，保证数据信息交互的准确性和及时性；

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（四）配合开展电力中长期市场分析和运营监控；

（五）法律法规规定的其他义务。

第二十七条 电力交易机构的义务主要包括：

- （一）电力市场注册和管理，汇总电力中长期交易合同；
- （二）电力交易平台建设、运营和管理；
- （三）组织电力中长期交易，提供结算依据及服务；
- （四）执行信息披露有关规定，提供信息披露平台，承担信息保密义务；
- （五）开展市场运营监测和分析，依法依规执行市场干预措施，并向经营主体公布干预原因，防控市场风险；
- （六）向福建能源监管办、福建省发改委及时报告经营主体违规行为，并配合调查；
- （七）法律法规规定的其他义务。

第二十八条 电网企业的义务主要包括：

- （一）保障输变电设备正常运行，建设、运行、维护和管理电网相关配套系统，服从电力调度机构的统一调度；
- （二）加强电网建设，为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入、报装、计量、抄表、收付费等服务；
- （三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定，承担信息保密义务；
- （四）负责电费结算，按期向经营主体出具电费账单；
- （五）分别预测居民、农业用户和代理购电用户的用电量规模及负荷曲线，向符合规定的工商业用户提供代理购电服务；
- （六）法律法规规定的其他义务。

第四章 交易品种和价格机制

第一节 交易品种及方式

第二十九条 根据交易标的物执行周期不同，电力中长期交易包括数年、年度、月度、月内等不同交割周期的电能量交易。数年、年度、月度交易应定期开市，条件成熟后，月度交易可从次月开始滚动覆盖至当年底各月或次月后续特定月份；月内交易原则上按工作日或自然日连续开市。

原则上，数年交易以 1 年以上的电量作为交易标的物，年度交易以次年年度内的电量作为交易标的物，月度交易以次月、年内剩余月份的电量或特定月份的电量作为交易标的物，月内交易以月内剩余天数的电量或者特定天数的电量作为交易标的物。交易分时电量、电价应通过约定或竞争形成。

第三十条 绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值（以下简称“绿电环境价值”）为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（以下简称“绿证”）。

第三十一条 绿电交易主要包括跨省跨区绿电交易（含跨电网经营区绿电交易）、省内绿电交易，其中：省内绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力直接交易的方式向计入本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的交易。

第三十二条 未履行的合同可全部或部分通过合同转让交易转让给第三方，相关权责一并转让。绿电合同转让交易

需相关各方协商一致。

第三十三条 根据交易方式不同，电力中长期交易包括集中交易和双边协商交易，其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易、挂牌交易等。

第三十四条 同一经营主体可以选择买入或卖出电量，但在同一交易序列同一时段只能选择买入或卖出一种行为。

第二节 交易价格机制

第三十五条 除执行政府定价的电量外，电力中长期市场的交易价格应当由经营主体通过市场形成，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。

第三十六条 双边协商交易价格按合同约定价格执行。集中交易价格根据相应市场规则形成，其中：集中竞价交易采用边际出清或高低匹配等方式确定出清价格；滚动撮合交易按价格优先、时间优先原则进行撮合，成交价格由买卖双方申报价格匹配确定；挂牌交易采用挂牌方挂牌、摘牌方摘牌的方式达成交易，按挂牌价格成交。

第三十七条 绿电交易价格由电能量价格与绿电环境价值组成，并在交易中分别明确。绿电环境价值不纳入峰谷分时电价机制以及力调电费等计算，具体按照国家有关政策规定执行。

第三十八条 中长期合同电价可签订固定价格，也可签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制。

第三十九条 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，逐步推动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。

第五章 交易组织

第一节 基本要求

第四十条 省内电力中长期交易由电力交易机构组织。电力交易平台功能、电力市场运营机构人员配置（包括交易组织、交易结算、市场注册、运营监测、技术保障等人员）应满足电力中长期市场按日连续运营要求。

第四十一条 电力交易机构应按月发布交易日历，明确各类交易申报、出清等时间或时间安排原则。

第四十二条 交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向经营主体发布，公告内容包括：交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易执行时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等。

原则上，数年、年度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少3个工作日发布；月度等定期开

市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少1个工作日发布；连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。

第四十三条 交易单元是经营主体参与交易的基本单位，交易单元设置要求包括：

（一）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。

（二）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。

第二节 交易约束与出清

第四十四条 在电力中长期交易开展前，应在交易公告中明确电力中长期交易的各项关键参数。在申报组织及出清过程中不得临时调整或增加关键参数。

第四十五条 电力调度机构通过电力交易平台发布并动态更新各断面（设备）、各路径可用输电容量、影响断面（设备）限额变化的停电检修等与电网运行相关的电网安全约束

信息，并向电力交易机构提供各发电机组可用发电能力。

第四十六条 电力交易机构根据已达成的交易合同及可用发电能力，形成各发电机组交易申报限额，并根据市场交易情况及时调整。发电侧交易申报限额设置：

（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（按工作日连续运行）或自然日（按自然日连续运行）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。

第四十七条 用电侧交易申报限额设置：

（一）售电公司、虚拟电厂运营商负荷类聚合单元的交易申报限额，应根据注册资本总额、履约担保额度、代理或聚合用户的历史用电水平等风险平抑能力条件确定。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。

（二）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。

（三）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。

（四）省内售电公司、批发用户参与省间绿电交易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。

第四十八条 经营主体应在规定的时限内通过电力交易平台申报相关交易数据。

第四十九条 电力交易机构根据必要的交易出清约束进行交易出清，形成预成交结果。

第三节 电能量交易组织

第五十条 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。分配零售用户的每日绿电合同电量原则上由售电公司同笔绿电合同中最大电量的零售用户兜底。

第五十一条 双边协商交易组织：

（一）经营主体按市场交易规则在规定时间内双边自由协商，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。

（二）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。

（三）电力交易机构在交易登记日结束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。

第五十二条 挂牌交易组织：

（一）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。

（二）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。

（三）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。

（四）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。

第五十三条 集中竞价交易组织：

（一）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。

（二）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。

（三）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。

1. 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。

2.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。

（四）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：

1.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。

2.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。

（五）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。

第五十四条 滚动撮合交易组织：

（一）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。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。按工作日连续运行时，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）；按自然日连续运行时，日滚动撮合交易按照D-2日开展D日至D日所在标的月月底每日24个时段电能量交易或D-2日开展D及后续特定天数的24个时段电能量交易。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）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“价格优先、时间优先”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：

1.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；

2.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；

3.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。

4.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。

（三）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。

（四）对同交易单元同批次成交结果聚合生成合同，交易电量为本批次合同累计成交电量，交易价格为本批次合同加权均价（四舍五入保留三位小数）。

第五十五条 电网企业代理购电交易组织：

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。

电网企业的申报电量先后按照代理居民、农业用户和工商业用户的申报曲线（由电网企业在交易申报前1日公布，若未公布则默认按照典型曲线组织开展），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。

第五十六条 合同调整交易的组织：

对于双边协商交易，购售双方经协商一致，在保持合同总电量不变、曲线不变的前提下，可调整次月及后续月份的分月合同电量及交易电价；对于集中交易，在同一时段内不开展分月合同电量调整。电网企业代理购电如遇相关政策调整，按照最新要求执行。

第五十七条 合同转让交易的组织：

发电侧之间、用电侧之间可以开展合同转让交易。交易双方可约定每日 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。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。

发电侧市场化合同电量转让交易原则上应符合节能减排相关要求。

第五十八条 中长期合同曲线分解：

在现货市场未执行节点电价前，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。按工作日连续运行时，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）；按自然日连续运行时，D-1 日开展 D 日中长期合同曲线分解工作。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。

第五十九条 新型主体交易组织原则：

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。

第四节 绿色电力交易组织

第六十条 绿电交易应确保发电企业与电力用户一一对应，实现绿电环境价值可追踪溯源。鼓励经营主体参与小时级绿电交易，实现绿电环境价值按小时级的结算和溯源。

第六十一条 鼓励经营主体参与数年绿电交易，探索数年绿电交易常态化开市机制。

意向参与数年期绿电交易的电力用户、售电公司，应参考电力交易机构发布的协议模版，签订数年期绿电双边协商交易合同。每月15日前（如遇节假日提前）提交相关材料并通过电力交易机构形式审查的电力用户、售电公司，可申请参与次月组织的数年期绿电交易。

第六十二条 省内绿电交易参照电能量交易，现阶段以

双边协商交易为主，不单独组织集中竞价和滚动撮合交易，适时扩展至挂牌交易；交易周期以年度（数年）、月度、月内为主；小时级绿电交易优先于常规绿电交易组织开展。

第六十三条 售电公司代理零售用户参与绿电交易时，应提前与意向购买绿电的用户签订绿电套餐，建立代理服务关系，并就环境价值偏差补偿方式、绿电合同电量等事项协商一致后，再参与批发市场绿电交易。具备条件后，由售电公司在交易申报时先将各时段绿电需求电量全部关联至代理零售用户后，再由发电企业进行确认。

第六十四条 初期，分布式电源仅参与常规绿电交易，适时将分布式电源引入小时级绿电交易，绿电环境价值可按24个时段进行约定。虚拟电厂聚合分布式电源参与绿电交易时，应提前与分布式电源项目签订聚合类绿电套餐，建立聚合服务关系。虚拟电厂运营商的绿电合同电量按照其聚合分布式电源项目预计交易电量比例进行分配，形成分布式电源项目的绿电合同电量；分布式电源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分别由从大到小的顺序依次匹配，形成绿电溯源关系。分布式电源的绿电合同电量尾差原则上由最大交易电量的分布式电源项目兜底。

第六十五条 绿电合同调整交易的组织：

对于双边协商方式达成的年度（数年）绿电交易合同，购售双方经协商一致，在保持合同总电量不变的前提下，可调整次月及后续月份的分月合同电量、电价。

第六十六条 绿电合同转让交易的组织：

绿电合同在各方协商一致、确保绿电环境价值可追踪溯源的前提下，适时按月或更短周期开展绿电合同转让交易；合同出让方与受让方自行协商确定转让绿电合同电量的电能量价格，一并转让对应的绿电环境价值，环境价值偏差补偿条款需与原合同保持一致。

第六章 交易校核

第六十七条 省内电力中长期市场交易校核开展交易出清校核，由电力交易机构负责，包括交易电力电量限额校核、交易限价校核等。

第六十八条 电力电量的交易校核按不超过交易限额的原则进行削减，其中：双边协商交易按成交时间先后逆序削减，集中竞价和挂牌交易按等比例原则削减，滚动撮合交易按成交时间逆序削减，并根据削减电量对应价格对对侧主体按成交时间逆序削减。电价的交易校核按照超限价的交易申报和成交结果均为无效处理。

第六十九条 交易出清校核在电力中长期交易出清前开展，原则上不超过 1 个工作日。

第七十条 经营主体对交易结果如有异议的，应在交易结果发布后 1 个工作日内以书面形式向电力交易机构提出，由电力交易机构在 1 个工作日内给予解释和协调。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第七章 合同管理

第一节 合同签订

第七十一条 各市场成员在开展电力中长期交易时应签订电力中长期交易合同（含电子合同），作为执行依据。分散资源可与资源聚合类新型经营主体签订聚合服务合同，参与电力中长期市场。

开展电力中长期交易合同签约工作，应有利于稳定市场预期、防范市场风险、保障市场供需。

第七十二条 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。

（一）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。

（二）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。

第七十三条 绿电交易合同应明确交易电量、电力曲线及价格（包括电能量价格、绿电环境价值）等内容。电力交易机构根据交易合同形成绿色电力溯源关系，为经营主体提

供溯源服务。

第七十四条 绿电交易合同签订要求：

发电企业与售电公司、虚拟电厂运营商、批发用户应在绿电交易申报前就绿证交付时间、环境价值偏差补偿方式等事项提前协商一致。

售电公司、虚拟电厂运营商参与省内、省间绿电交易的所有合同电量均应在每月倒数第2个工作日前关联至零售用户。若未与零售用户签订绿电套餐，但向该零售用户关联绿电合同电量，则默认由该零售用户承担的绿电环境价值为0元/兆瓦时。

第二节 合同执行

第七十五条 电力交易机构根据电力中长期市场连续运营情况，汇总市场成员跨省跨区、省内交易合同，作为执行依据。

第七十六条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，事后向福建能源监管办、福建省发改委报告事件经过，并向经营主体披露相关信息。

第八章 计量和结算

第一节 计量

第七十七条 多台发电机组共用计量点且无法拆分，各

发电机组需分别结算时，按照每台机组的额定容量或发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照额定容量等比例计算各自上网电量。

处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

第七十八条 资源聚合类新型经营主体聚合的不同分散资源同时具有上、下网电量时，应区分各时段的上、下网电量。

第七十九条 其他计量有关要求按《电力市场计量结算基本规则》执行。

第二节 结算

第八十条 电力中长期市场结算原则上以自然月为周期开展，按日开展清分、按月开展结算。电力中长期市场结算可按差价结算或差量结算方式开展。

第八十一条 根据现货市场节点电价机制实施情况，电力中长期市场适时设置电力中长期结算参考点，作为电力中长期市场电量在现货市场的交割点，参考点价格可以由日前或实时市场出清价格确定。

第八十二条 现货市场运行期间，批发市场经营主体按照《福建电力市场现货交易实施细则》开展结算，零售市场

经营主体按照《福建电力市场零售交易实施细则（试行）》开展结算。

第八十三条 绿电交易中电能量与绿电环境价值分开结算，绿电环境价值费用在用户电费账单中单列。纳入可持续发展价格结算机制的电量（以下简称“机制电量”），不重复获得绿证收益。绿电环境价值结算分为小时级绿电环境价值结算和常规绿电环境价值结算，结算遵循“小时级优先”和“三者取小”原则，按小时级或月度开展结算。

（一）绿电交易合同电能量部分（含省间绿电交易合同电能量部分）按照《福建电力市场现货交易实施细则》开展结算。

（二）绿电环境价值结算：

1.若同一经营主体（发电企业按照结算单元，下同）同时持有小时级绿电合同和常规绿电合同，小时级绿电环境价值优先结算，剩余可结电量再用于常规绿电环境价值结算。

2.小时级绿电环境价值按月开展结算计算，根据每日 24 个时段对应的合同电量、发电企业上网电量（扣除机制电量）、电力用户用电量“三者取小”确定该时段的结算量。

（1）机制电量分解：基于电网企业推送的发电企业当月用于结算的机制电量，按照该发电企业各时段上网电量占全月总上网电量的占比，计算该发电企业各时段机制电量，机制电量分解尾差计入当月最大上网电量所在时段。

（2）电量分配：对于同一经营主体同一时段，按照该

时段该经营主体各小时级绿电合同电量占比分配该时段该经营主体相应电量（发电企业上网电量应扣除该时段分解机制电量）。

（3）绿电环境价值结算：将每笔小时级绿电合同各时段合同电量、分摊上网电量、分摊用电量“三者取小”作为该合同该时段绿电环境价值结算量（以兆瓦时为单位取整数），以绿电环境价值的价格结算相关费用。

（4）尾差结算：小时级绿电合同累计尾差取整后按该合同全月绿电环境价值算术均值结算费用。

3.常规绿电交易的绿电环境价值按当月合同电量（含省间合同电量）、发电企业可结上网电量（扣除机制电量和已结算的小时级绿电环境价值对应电量）、电力用户可结用电量（扣除已结算的小时级绿电环境价值对应电量）“三者取小”原则确定（以兆瓦时为单位取整数，尾差滚动到合同期内的次月核算），以绿电环境价值的价格结算。若同一经营主体当月持有多笔常规绿电交易合同，按照合同电量占比分配该主体对应可结上网电量或用电量。

（三）省内绿电环境价值偏差补偿费用按照合同双方在电力交易平台约定补偿方式进行结算。省间绿电环境价值偏差补偿费用由北京电力交易中心统一结算，福建电力交易中心接收到相关结算数据后，纳入省内结算依据。

（四）售电公司、虚拟电厂运营商的绿电环境价值结算电量为其代理的零售用户或聚合的分布式电源环境价值最

终结算电量的合计值。

第九章 信息披露

第八十四条 电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期开展披露，信息披露主体按照标准数据格式在信息披露平台披露信息，披露的信息保留或可供查询的时间不少于 2 年，且封存期限为 5 年。

第八十五条 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向电力交易机构提出，相关信息披露主体应予以解释。

第八十六条 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。

第八十七条 其他信息披露有关要求按照《电力市场信息披露基本规则》、《福建电力市场信息披露实施细则》执行。

第十章 市场技术支持系统

第八十八条 电力交易平台应包括市场注册、交易申报、交易出清、市场结算、市场参数管理、信息发布、交易出清校核、市场运营监测等功能模块，符合相关技术规范和市场规则要求。

第八十九条 电力交易平台应遵循全国统一的数据接口标准，电力交易平台间、电力交易平台与电网企业的电力调度及营销等系统应实现互联互通，在保障信息安全的前提下为市场相关方提供数据交互服务。

第九十条 电力交易平台应强化基础运行保障能力，满足电力中长期市场连续运营要求，建立备用系统或并列双活运行系统。

第九十一条 电力交易平台间应实现注册信息互通互认，确保经营主体“一地注册、全国共享”。电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。

第九十二条 电力交易平台账号管理：

（一）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。

（二）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。

（三）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。

（四）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。

（五）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。

第十一章 市场监管和风险防控

第九十三条 电力市场风险类型包括电力供需失衡风险、市场价格异常风险、不正当竞争风险、技术支持系统运行异常风险、合同违约风险及其他市场风险。

第九十四条 电力市场运营机构应按照“谁运营、谁防范、谁运营、谁监控”的原则，履行市场运营、监控和风险

防控等职责，加强对电力市场各类交易活动的监测预警和风险防范，并按要求向福建能源监管办、福建省发改委报告。

第九十五条 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，并在3日内向福建能源监管办、福建省发改委提交报告，按规定程序披露。

第九十六条 市场成员产生发生争议时，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、福建省发改委依法协调解决，也可依法提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。市场成员应向福建能源监管办、福建省发改委提供争议处理所需的数据和材料。

第十二章 法律责任

第九十七条 对于电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本规则规定的，福建能源监管办依照《电力监管条例》第三十一条、第三十三条、第三十四条以及《电力市场监管办法》第三十六条、第三十八条、第三十九条有关规定处理。

第九十八条 任何单位和个人不得干预市场运行。任何单位和个人扰乱电力市场秩序且影响电力市场活动正常进行，或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的，按照有关规定处理；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第十三章 附则

第九十九条 本细则由福建能源监管办会同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。

第一百条 本细则自印发之日起施行，《福建省电力中长期市场交易实施细则（2026年第二次修订版）》同时废止。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.新型经营主体：具备电力、电量调节能力且具有新技术特征、新运营模式的配电环节各类资源，可分为单一技术类新型经营主体和资源聚合类新型经营主体。其中，单一技术类新型经营主体主要包括分布式光伏、分散式风电、储能等分布式电源和可调节负荷；资源聚合类新型经营主体主要包括虚拟电厂（负荷聚合商）和智能微电网，配电环节具备相应特征的源网荷储一体化项目可视为智能微电网。

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.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。

4.按日连续开市：电力交易机构在每日（工作日或自然日）组织电力中长期交易的活动。

5.交易序列：由电力交易机构在电力交易平台中，按照不同交易方式、不同交易执行周期等要素建立的交易组织集合。

6.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。

7.集中竞价交易：针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，经营主体等在规定截止时间前集中申报价格，由电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息进行“统一边际出清”或“撮合匹配、边际出清”。

8.滚动撮合交易：针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，在规定的交易起止时间内，经营主体等可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台依据申报顺序进行滚动撮合，按照对手方价格优先、时间优先等原则成交。

9.挂牌交易：经营主体等通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量和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。挂牌交易按照摘牌情况成交，可由电力产品或服务的卖方（或买方）一方挂牌，另一方摘牌；也可允许买卖两方在自身发用电能力范围内同步挂牌、摘牌。

10.绿色电力：符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所产生的全部电量。初期，参与绿色电力交易的可再生能源发电项目为风电、光伏发电项目，条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。

11.绿色电力交易：以绿色电力和对应绿色电力环境价

值为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书。

12.交易单元：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。

17.电力市场风险类型

（1）电力供需失衡风险

电力供需失衡风险指电力供应与需求大幅波动、超出正常预测偏差范围，影响电力系统供需平衡的风险。

（2）市场价格异常风险

市场价格异常风险指某地区、时段市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（3）不正当竞争风险

不正当竞争风险指经营主体违规行使市场力操纵市场价格、持留容量、达成垄断协议等，或串通报价、哄抬价格，

并严重影响交易结果的风险。

（4）技术支持系统运行异常风险

技术支持系统运行异常风险指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，或因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其中数据的安全性、完整性和可用性被破坏，影响市场正常运行的风险。

（5）合同违约风险

合同违约风险指经营主体失信、失去正常履约能力、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行已签订的电力中长期合同的风险。

（6）其他市场风险

其他市场风险指经营主体交易申报差错、滥用高频量化交易、提供虚假注册资料获取交易资格等，影响市场正常秩序的风险。