

福建省虚拟电厂常态化参与电能量市场交易相关事宜（试行）

为落实《国家发展改革委 国家能源局关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357号）等有关规定，建立健全虚拟电厂参与市场交易机制，引导虚拟电厂聚合各类分散资源参与中长期和现货市场电能量交易，推动虚拟电厂常态化、规模化发展，现对履约周期自2026年1月1日起参与我省电能量市场交易的虚拟电厂明确以下事宜。

一、经营主体

虚拟电厂运营商是虚拟电厂参与市场交易的主体，现阶段主要聚合分布式电源（分布式光伏、分散式风电）、可调节负荷等分散资源参与市场交易。

（一）虚拟电厂运营商

虚拟电厂运营商根据聚合资源主体类别，分别聚合为发电类、负荷类聚合单元。同一运营商可同时具有发电类、负荷类聚合单元。其中：发电类聚合单元主要聚合全额上网及自发自用余电上网的分布式电源等资源的上网电量参与交易；负荷类聚合单元主要聚合可调节负荷（含用户计量关口内的分布式电源、储能）等资源的下网电量参与交易。

1.入市基本条件

虚拟电厂运营商的入市基本条件按照福建电力市场注

册相关规定执行。现阶段，参与电能量市场的虚拟电厂运营商原则上应具备售电公司资质，售电规模初期与其资产总额匹配，并参照福建电力市场售电公司相关规定足额提交履约保函（保险）。

2. 注册条件

虚拟电厂运营商办理注册前，应先获得电力负荷管理中心出具的虚拟电厂资质认定意见，并按要求接入新型电力负荷管理系统，具体要求详见附录。参与现货电能量市场的虚拟电厂运营商，还应接入电力调度自动化系统。其中：发电类聚合单元应满足聚合规模不低于 5 兆瓦，发电出力下调节能力不低于 1 兆瓦且持续时长不小于 1 小时；负荷类聚合单元应满足下调节能力不低于 1 兆瓦且持续时间不小于 1 小时，并完成调节能力测试，测试期间各时段正负偏差应不超过 15%。

3. 注册要求

虚拟电厂运营商应以独立经营主体身份在电力交易平台完成注册，注册程序按照福建电力市场注册相关规定执行。虚拟电厂运营商以聚合单元为单位参与交易。

4. 信息变更

当虚拟电厂运营商的聚合单元、聚合资源范围以及二者关联关系发生变更时，应先向电力负荷管理中心提交变更申请，并按要求完成新型电力负荷管理系统信息变更，再由电力负荷管理中心推送相关信息至电力交易平台，于次月起变

更生效。其中，聚合单元的聚合资源范围发生变化时，应按要求完成调节能力测试，新增批次的负荷类聚合资源测试用 户合计调节能力不得低于其基线负荷的 10%。

当虚拟电厂运营商发生聚合规模或调节能力变化不满足虚拟电厂资质认定条件的，落实网络安全、电网应急调度以及其他安全管理职责不到位等情况时，由电力负荷管理中心提出限期整改要求。整改期间，电力交易机构根据电力负荷管理中心提出的申请，暂停该虚拟电厂运营商交易资格（含批发市场交易、零售市场新签约套餐及变更）。

5.退出市场

虚拟电厂运营商启动自愿或强制退市的条件和程序，参照国家及福建省售电公司相关规定执行。履行自愿或强制退市程序后，电力交易机构同步将相关信息推送至电力负荷管理中心和电力调度机构。

（二）聚合资源主体

聚合资源主体主要包括分布式电源和可调节负荷。

1.分布式电源

（1）入市基本条件

分布式电源为已在国家可再生能源发电项目信息管理平台建档立卡的分布式电源发电项目，应满足福建电力市场注册相关规定明确的基本条件，按要求签订并网调度协议和购售电合同，接入营销用电信息管理系统和电力调度自动化系统并满足“可观、可测、可调、可控”技术要求，具备独

立营销户号和 24 点分时段计量条件，实现分布式电源发电项目上网、下网电量的分时单独计量。

（2）注册条件

分布式电源办理注册前，应先自主选择一家虚拟电厂运营商，按规定签订代理协议，并按照电力负荷管理中心或电力调度机构相关要求完成虚拟电厂技术支持系统接入，建立聚合关系后，由该虚拟电厂运营商代理参与市场交易。

（3）注册要求

分布式电源应以独立经营主体身份在电力交易平台完成注册。其中：对于自发自用余电上网的分布式电源，应根据发用电情况分别按分布式电源、电力用户身份注册，并由同一家虚拟电厂运营商聚合代理；对于原电力用户安装屋顶光伏、发生发电消纳方式变更等情况的，需增补注册分布式电源身份。分布式电源以发电项目为单位参与交易。

分布式电源信息变更及退出市场，按照福建电力市场注册相关规定执行。

2. 可调节负荷

可调节负荷以电力用户身份在电力交易平台办理注册。可调节负荷办理注册前，应先自主选择一家虚拟电厂运营商，具体要求参照分布式电源执行。

其他注册有关要求按照福建电力市场注册相关规定执行。

二、聚合管理及交易组织

虚拟电厂运营商参与市场交易，应先在电力零售市场中与聚合资源签约聚合类零售套餐，完成聚合关系确认，再参与电力批发交易。

(一) 聚合管理要求

1. 虚拟电厂运营商可在全省范围内聚合资源，按其聚合范围建立聚合单元。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，初期按一个聚合单元设置。

2. 分布式电源发电项目、可调节负荷等聚合资源在同一合同有效期内，仅可与一家虚拟电厂运营商建立聚合关系，且全部上网、下网电量均通过该虚拟电厂运营商代理参与市场交易，不得再单独参与电力批发交易。

(二) 零售市场交易

虚拟电厂运营商与分布式电源发电项目、可调节负荷等聚合资源之间的交易活动纳入零售市场管理，具体交易组织事项按照福建电力市场零售交易相关规定执行。虚拟电厂运营商与聚合资源之间的聚合关系确定，应以电力负荷管理中心明确的聚合资源接入虚拟电厂技术支持系统的关联关系为约束条件。

(三) 批发市场交易

现阶段，虚拟电厂运营商主要参与中长期和现货电能量交易。

1. 中长期电能量交易

虚拟电厂运营商以聚合单元作为交易单元参与年度、月度、月内中长期电能量交易，具体按照福建电力市场中长期交易相关规定执行。其中：发电类聚合单元参与交易品种、交易方式参照集中式新能源相关规定执行，交易限额约束为所聚合资源的交易限额总和，后续可结合市场发展需要适时优化；负荷类聚合单元参照售电公司相关规定执行。适时组织发电类聚合单元参与绿电交易。

2. 现货电能量交易

虚拟电厂运营商以聚合单元作为交易单元参与现货电能量交易，具体按照福建电力市场现货交易相关规定执行。其中：发电类聚合单元现阶段以“报量不报价”方式参与现货市场，接受“两个细则”规定的发电曲线偏差考核，并视市场发展适时调整为“报量报价”方式参与；负荷类聚合单元参照售电公司相关规定执行。

三、计量和结算

虚拟电厂运营商与代理的聚合资源按照“聚合交易、分别结算”的原则开展结算。不同项目的上网、下网电量单独计量、单独结算，不得进行冲抵、不得内部平衡。

（一）计量

多个分布式电源发电项目共用上网计量点且无法拆分，各项目需分别结算时，可按照每个项目的实际发电量比例计算各自上网电量。若无法通过发电计量点区分各项目实际发电量，可按照各项目额定容量计算各自上网电量。

其他计量有关要求按照《电力市场计量结算基本规则》执行。

(二) 结算

电力交易机构统一开展虚拟电厂运营商及其聚合资源主体市场化交易结算，出具结算依据，具体按照福建电力市场中长期、现货和零售交易相关规定执行。

1. 虚拟电厂运营商

虚拟电厂运营商的市场化交易的收益按照发电类聚合单元、负荷类聚合单元分别计算。

发电类聚合单元的市场化交易收益为其批发、零售市场的结算费用差额；负荷类聚合单元的市场化交易收益为其零售、批发市场的结算费用差额。其中：批发市场结算费用根据中长期和现货交易相关规定计算；零售市场结算费用为其代理的所有聚合资源市场化结算费用的总和。

2. 聚合资源主体

聚合资源主体以项目为单位开展结算，其市场化结算费用由电力交易机构根据电力零售交易平台上的聚合类零售套餐结算参数和实际发电上网电量、用电下网电量等计算。

四、信息披露

根据《电力市场信息披露基本规则》，虚拟电厂运营商应按照信息公开范围在电力交易平台披露相关数据和信息，初期参照售电公司披露信息要求执行。

各披露主体应对披露信息的真实性、完整性、准确性、

及时性负责。对违反信息披露的经营主体，纳入电力交易机构信用评价。

五、责任分工

1.福建省发改委牵头，统筹协调推进虚拟电厂入市交易工作。福建能源监管办依法依规履行监管职责。

2.电力交易机构负责虚拟电厂运营商的市场注册管理、中长期电能量交易组织和合同管理，负责向虚拟电厂运营商及其聚合资源主体提供结算依据和服务，适时将虚拟电厂运营商纳入信用评价体系。

3.电力调度机构负责虚拟电厂运营商参与现货电能量交易，建立健全虚拟电厂调度运行机制，指导电力负荷管理中心开展虚拟电厂发电类聚合单元接入和资质认定，负责向电力交易机构提供虚拟电厂参与现货市场交易的相关数据与服务支撑。

4.电力负荷管理中心负责新型电力负荷管理系统的建设和运维，建立虚拟电厂接入及其聚合资源的档案信息，对虚拟电厂聚合可调节容量和可调节能力实施动态监测评估，并组织开展负荷类聚合单元能力校核认定；负责向电力市场运营机构提供虚拟电厂参与电力市场交易的相关数据与服务支撑。

5.电网企业要完善营销系统功能，规范收集、采集聚合资源主体档案和电量信息，并实现与电力交易机构、电力调

度机构的信息交互。积极做好政策宣传和引导，为聚合资源进入市场做好准备。

6. 电力交易机构、电力调度机构和电力负荷管理中心按照职责分工做好市场运行信息的统计、分析、披露等工作，对虚拟电厂参与市场运营状况开展多维度评估，持续推进市场建设，优化市场交易细则。

附录：

虚拟电厂接入新型电力负荷管理系统及变更流程（试行）

附录

虚拟电厂接入新型电力负荷管理系统 及变更流程（试行）

电力负荷管理中心依托新型电力负荷管理系统，提供虚拟电厂资格审核、系统接入、能力测试、资质认定、运行监测等服务，建立虚拟电厂容量及调节能力变更申请、审核、测试等管理机制，具体流程如下：

一、接入流程

虚拟电厂运营商应建立相关技术支持系统，并接入新型电力负荷管理系统，具备监测、预测、指令分解执行等信息交互功能，满足网络安全防护、信息交互功能等技术要求，按有关规则响应指令，对聚合资源进行优化调控。有关流程包括：

（一）资质审核。虚拟电厂运营商需根据交易规则与聚合资源签订代理协议，约定包括但不限于可调控设备、调节方式、安全责任、经济责任、收益分成、考核分摊等相关事项。虚拟电厂运营商按照资质审核清单报送加盖运营单位公章的相关接入申请资料，电力负荷管理中心对运营商进行资质预审。

（二）系统接入调试。资质审核通过后，电力负荷管理中心统一组织虚拟电厂技术支持系统接入新型电力负荷管理系统。虚拟电厂运营商需完成接入材料填报，按电力负荷

管理中心要求完成相关接口改造和适配，实现业务指令接收与采集数据上传等功能并完成调试。

（三）能力测试。开展系统对接后，由电力负荷管理中心组织虚拟电厂负荷类聚合单元开展虚拟电厂调节容量、响应时间、调节速率、调节精度能力测试，并出具调节能力测试报告。

（四）档案管理。电力负荷管理中心对通过调节能力测试的虚拟电厂运营商在新型电力负荷管理系统线上建档，并向电力交易机构提交资质认定相关材料。电力负荷管理中心做好相关纸质档案管理。

（五）运行监测。电力负荷管理中心通过新型电力负荷管理系统对完成接入流程的虚拟电厂开展运行监测，包括对虚拟电厂及其聚合用户、可调节资源的运行类数据进行实时监测和异常预警。

二、变更流程

虚拟电厂运营商应按月通过技术支持系统向新型电力负荷管理系统提供虚拟电厂负荷类聚合单元的聚合用户基本信息及实际可调节能力。当虚拟电厂聚合单元实际调节能力变化时，应提交变更申请并接受电力负荷管理中心组织的调节能力测试。

三、相关要求

虚拟电厂运营商应落实技术监督等要求，在负荷管理协议或并网调度协议中明确虚拟电厂及各分散资源的安全责

任；严格遵守《电力监控系统安全防护规定》（国家发展改革委 2024 年第 27 号令）等政策法规和标准规范，落实网络安全防护要求，处理重要业务过程中应当采用应用层端到端加密认证机制；加强数据安全管理，使用满足要求的密码产品，确保数据源头加密和防篡改；加强异常监测，及时发现数据安全隐患并快速排除。电网发生紧急情况时，虚拟电厂聚合资源需同等承担电网平衡及安全调节义务，电力调度机构或电力负荷管理中心可直接对虚拟电厂聚合资源进行调节和控制。





附表

虚拟电厂资质审核清单

申报材料	序号	资料名称
系统注册审核资料	1	营业执照（副本）
	2	银行开户许可证信息
	3	法定代表人身份证、授权委托书、授权委托人身份证
	4	售电公司资质（如需参与现货市场）、供电类电力业务许可证（仅拥有配电网运营权的虚拟电厂提供）
	5	虚拟电厂接入业务申请单（阐述虚拟电厂运营商基本情况、代理资源类型、数量、总规模等）
	6	其他（视情况补充）
资源录入审核资料	7	收资表、虚拟电厂代理合同、负荷管理协议
	8	其他（视情况补充）
技术合规审核资料	9	虚拟电厂技术支持系统开发合同/软著、第三方网络安全测试报告、等保二级及以上证书、等保证书中的系统名称原则上应保持一致，如不一致，应提供盖章证明的承诺书（原件核验，加盖公章复印件备案）
	10	其他（视情况补充）