

广东省虚拟电厂参与电力市场交易实施方案

为贯彻落实国家和省关于深化电力市场化改革的部署要求，建立健全虚拟电厂参与电力市场交易机制，加快推动虚拟电厂参与电力市场交易，按照《电力需求侧管理办法（2023年版）》《电力负荷管理办法（2023年版）》《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》《电力市场运行基本规则》《电力市场注册基本规则》《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》《关于加强新能源汽车与电网融合互动的实施意见》等有关要求，结合我省实际，制定本方案。

一、虚拟电厂参与市场交易方式

虚拟电厂，是指依托负荷聚合商、售电公司等机构，通过新一代信息通信、系统集成等技术，实现需求侧资源的聚合、协调、优化，形成规模化调节能力，作为独立经营主体参与市场交易。根据资源禀赋条件，虚拟电厂可分为负荷类虚拟电厂、发电类虚拟电厂。其中，负荷类虚拟电厂包括日前响应型虚拟电厂、小时响应型虚拟电厂、直控型虚拟电厂。

（一）注册要求。

我省虚拟电厂参与市场交易，应在广东电力交易中心办理市场注册，虚拟电厂运营商及其聚合资源应为在电力交易平台正式注册的经营主体。

1.虚拟电厂运营商注册。

(1) 虚拟电厂运营商市场注册条件和流程参照《售电公司管理办法》，具体按照广东电力市场注册管理工作制度和虚拟电厂运营管理规定执行。《广东省虚拟电厂运营管理实施细则》另行制定。

(2) 虚拟电厂运营商注册时应明确其虚拟电厂类型，同一运营商可同时申请负荷类虚拟电厂、发电类虚拟电厂。

(3) 虚拟电厂交易单元经电力负荷管理中心组织的能力测试认定并满足准入条件后，方可取得交易资格。

2. 负荷类虚拟电厂资源注册。

负荷型虚拟电厂聚合具备调节能力的用户（含用户侧储能）的全部电量，用户计量关口内的分布式电源、用户侧储能、电动汽车、充换电设施、楼宇空调、工商业可调节负荷等资源与电力用户作为整体，以电力用户身份办理市场注册，注册信息包括但不限于统一社会信用代码、用电户号。

3. 发电类虚拟电厂资源注册。

发电类虚拟电厂聚合具备独立上网关口的分布式光伏、分散式风电和分布式独立储能等接入 380V/220V 电压等级的资源，以发电项目为交易单元办理市场注册，注册信息包括但不限于统一社会信用代码、购电户号。

(二) 虚拟电厂资源代理方式。

1. 虚拟电厂运营商注册后，根据电能量、需求响应、辅助服务等不同交易品种的要求，通过电力交易平台与具有需求侧资源的电力用户、分布式发电企业分别签订资源代理合同，约定包括

但不仅限于可调控设备、调节方式、响应预通知时间、安全责任、经济责任、电能量交易价格、需求响应或辅助服务交易收益分成、考核分摊等相关事项。

2.同一类合同存续期内，同一电力用户、分布式发电企业只能与一家虚拟电厂运营商确立聚合关系。

3.虚拟电厂默认需参与需求响应交易。选择以虚拟电厂聚合方式参与非电能量市场交易品种（包括需求响应、辅助服务等）的电力用户，与虚拟电厂运营商的聚合关系可与该用户的电能量零售代理关系不一致。其中，电力用户参与辅助服务的聚合关系应与电力用户的需求响应代理关系保持一致。

4.选择以虚拟电厂聚合方式参与电能量交易、或包括电能量交易在内的多种交易品种的电力用户，其与虚拟电厂运营商的聚合关系必须与该用户的电能量零售代理关系保持一致。

（三）电能量市场交易机制。

1.虚拟电厂运营商准入条件。

（1）负荷类虚拟电厂资源、发电类虚拟电厂资源所在现货市场出清节点（220千伏及以上电压等级母线）为单位聚合为交易单元，单个交易单元的调节能力不小于1兆瓦、连续响应时间不低于1小时。

（2）建立相关技术支持系统，满足网络安全条件，接入新型电力负荷管理系统，具备可靠监测、预测、接收指令分解执行等信息交互功能。负荷类虚拟电厂中，小时响应型虚拟电厂需具备2小时以内接收并响应新型电力负荷管理系统指令，对聚合资

源进行调控的能力；直控型虚拟电厂和发电类虚拟电厂需具备跟踪实时市场计划曲线，实时响应调度指令，根据指令自动对聚合资源进行秒级调控的能力。

(3) 负荷类虚拟电厂需与电力负荷管理中心签订负荷管理协议，通过电力负荷管理中心组织的能力测试认定。

(4) 发电类虚拟电厂、负荷类直控型虚拟电厂需以虚拟电厂运营商为主体与相关地市级电力调度机构签订并网调度协议。

(5) 与电网企业签订结算合同。

(6) 发电类虚拟电厂运营商的相关运行人员按有关规定考取调度受令资格。

2. 负荷类虚拟电厂聚合资源准入条件。

(1) 与电网企业签订供用电服务合同。

(2) 与所在地市电力负荷管理中心签订负荷管理协议。

(3) 与虚拟电厂运营商签订零售代理合同。

(4) 接入新型电力负荷管理系统，具备电力、电量数据分时计量与传输条件，具备实时监测条件，数据准确性与可靠性满足要求。

(5) 直控型虚拟电厂的聚合资源需具有虚拟电厂运营商装设的负荷管理装置，具备执行虚拟电厂运营商下发指令、接受虚拟电厂运营商直接调控用户用电负荷的能力。

3. 发电类虚拟电厂聚合资源准入条件。

(1) 依法取得备案文件。

(2) 与电网企业签订购售电合同。

(3) 接入调度系统、新型电力负荷管理系统，具备电力、电量数据分时计量与传输条件，具备实时监测条件，数据准确性与可靠性满足要求。

(4) 具备执行虚拟电厂运营商下发指令、接受虚拟电厂运营商直接调控电源发电出力的能力。

4.中长期电能量交易。

(1) 虚拟电厂可参与年度、月度、多日（周）等周期的双边协商、挂牌、集中竞争和绿电交易，具体以相关细则及交易安排为准。

(2) 负荷类虚拟电厂作为用电侧主体参与交易，其交易方向、交易电量约束、中长期交易偏差考核、用电需求申报偏差考核等参照售电公司相关规定执行。

(3) 发电类虚拟电厂作为发电侧主体参与交易，其交易方向、交易电量约束、中长期交易偏差考核等参照新能源机组相关规定执行。

5.现货电能量交易。

(1) 虚拟电厂按所在节点报量报价，全电量参与现货电能量交易出清。其中，负荷类虚拟电厂需申报 24 小时的分时用电量、价格信息和用电需求上下限，其中具备调节能力时段的用电需求上下限之差需符合准入核定的调节能力；发电类虚拟电厂需申报 96 点短期/超短期功率预测曲线、量价信息。

(2) 现货市场出清采用安全约束机组组合、安全约束经济调度方法，以社会福利最大化为目标，优化形成负荷类虚拟电厂

96 点中标用电计划曲线及分时节点电价、发电类虚拟电厂 96 点中标发电计划曲线及分时节点电价。日前响应型、小时响应型虚拟电厂仅参与日前市场优化出清，直控型虚拟电厂、发电类虚拟电厂需同时参与日前、实时市场优化出清。

(3) 虚拟电厂运营商按照虚拟电厂中标计划曲线，分解下发计划曲线至相关聚合资源，并管理其执行。对由于发电类虚拟电厂运营商自身报价、计划分解等原因影响分布式新能源电量收购的，对应电量不计入全额保障收购范围，不纳入新能源弃电量统计。

(4) 负荷类、发电类虚拟电厂现货偏差电量均按照所在节点的现货电价结算。

(5) 为保障系统安全稳定运行和电力电量平衡，在发电侧、电网侧措施用尽的情况下，电力调度机构必要时可按照灵活避峰需求响应规则，在该时段的可调节能力内对直控型虚拟电厂的计划曲线实施主动安全调控。

(6) 负荷类虚拟电厂具体市场交易方式以后续出台的用户侧报量报价参与现货市场相关实施细则及交易安排为准；发电类虚拟电厂参照新能源发电主体参与市场交易相关规则及交易安排为准。

(四) 需求响应交易机制。

1. 虚拟电厂运营商准入条件。

(1) 负荷类虚拟电厂资源所在地市为单位聚合为交易单元，单个交易单元调节能力不小于 5 兆瓦、连续响应时间不低于 1 小

时。

(2) 建立相关技术支持系统，满足网络安全条件，接入新型电力负荷管理系统，具备可靠监测、预测、接收指令分解执行等功能。

(3) 与电力负荷管理中心签订负荷管理协议，通过电力负荷管理中心组织的能力测试认定。

(4) 与电网企业签订结算合同。

2. 负荷类虚拟电厂聚合资源准入条件。

(1) 与电网企业签订供用电服务合同。

(2) 与电力负荷管理中心签订负荷管理协议。

(3) 与虚拟电厂运营商签订零售代理合同。

(4) 接入新型电力负荷管理系统，具备电力、电量数据分时计量与传输条件，具备实时监测条件，数据准确性与可靠性满足要求。

(5) 小时响应型虚拟电厂、直控型虚拟电厂的聚合资源需具有虚拟电厂运营商装设的负荷管理装置，具备执行虚拟电厂运营商下发指令、接受虚拟电厂运营商直接调控用户用电负荷的能力。

3. 需求响应交易。

(1) 虚拟电厂运营商代理聚合负荷类虚拟电厂资源，形成负荷类虚拟电厂参与市场化需求响应。建立虚拟电厂常态化参与灵活避峰、填谷需求响应交易机制，支持全省、地区等多场景的交易和调用。具体以广东省市场化需求响应交易实施细则及交易

安排为准。

(2) 虚拟电厂以其所有聚合资源的用户关口总加计算基线负荷并作为提供需求响应的依据，其申报调节量不高于基线负荷值。

(3) 虚拟电厂运营商通过新型电力负荷管理系统获取并执行需求响应调节指令，按照需求响应出清价格和系统统计认定的有效响应容量获得需求响应收益。

(4) 在全省未启动日前邀约需求响应期间，负荷类虚拟电厂运营商可自主选择参与地区需求响应、现货电能量市场或辅助服务市场。

(5) 在全省启动日前邀约需求响应期间，负荷类虚拟电厂需优先参与需求响应，在现货电能量市场中按照报量不报价作为结算依据的方式参与交易；聚合资源按照需求响应中标结果参与电力平衡调节。

(6) 对于日内临时有负荷管理需求的场景，小时响应型虚拟电厂、直控型虚拟电厂应依据电力负荷管理协议约定，由负荷管理中心组织参与灵活避峰需求响应；在灵活避峰需求响应执行到位后，若仍不能覆盖当前电力缺口，电力调度机构实时层面可组织直控型虚拟电厂剩余调节能力参与电力平衡调节。

(7) 研究探索直控型虚拟电厂竞争性配置交易和相关补偿机制。

(五) 辅助服务交易机制。

直控型虚拟电厂按照南方区域和广东省电力辅助服务交易

规则相关规定，参与各类辅助服务市场交易、结算和费用分摊。其中，相关辅助服务指令和执行结果等信息通过调度机构相关技术系统下发和采集。

二、建设虚拟电厂管理系统

省电力负荷管理中心、市场运营机构依托新型电力负荷管理系统，拓展虚拟电厂管理功能，组织建设我省虚拟电厂管理技术支撑系统，全面接入我省各类虚拟电厂，并实现与广东电力交易系统的互联互通。各相关方应加强信息系统的协同配合和网络安全管理，广东电力交易中心要开发完善市场注册、申报、结算、信息披露等功能；广东省电力调度中心要开发完善现货系统出清等功能；广东省电力负荷管理中心要加强与广东电力交易中心、广东省电力调度中心开展数据交互，共同支撑虚拟电厂参与市场交易的高效实施。

三、职责分工

（一）政府主管部门及能源监管机构。

省能源局、国家能源局南方监管局建立健全虚拟电厂参与电力市场机制，依职责组织制定本实施方案及市场交易细则，组织虚拟电厂参与电力市场交易相关工作。国家能源局南方监管局、省能源局根据职能依法依规履行监管职责。

（二）市场运营机构。

市场运营机构依据本实施方案，会同广东省电力负荷管理中心配合制定虚拟电厂参与电力市场交易细则。

广东电力交易中心负责虚拟电厂的市场注册管理，组织虚拟

电厂参与中长期电能量交易，会同电力调度机构组织虚拟电厂参与现货电能量交易和辅助服务交易，会同广东省电力负荷管理中心组织虚拟电厂参与需求响应交易；负责向虚拟电厂提供市场交易的结算依据和服务；按职责负责相关技术系统功能的开发建设和运维。

广东省电力调度中心负责组织虚拟电厂参与现货电能量交易、辅助服务交易、安全校核，会同电力交易机构组织虚拟电厂参与中长期电能量交易，按职责负责相关技术系统功能的开发建设和运维。

（三）电力负荷管理中心。

广东省电力负荷管理中心负责依据本实施方案，组织制定并发布相关运营管理实施细则，会同电力市场运营机构配合制定相关交易细则，负责统筹负荷管理的具体实施和虚拟电厂的专业管理；组织市级电力负荷管理中心开展虚拟电厂资质审核、系统接入、能力校核与认定，出具结算基线、执行效果评价依据和考核评价依据，统一为虚拟电厂参与各类市场交易提供支撑服务，按职责负责相关技术系统功能的开发建设和运维，做好虚拟电厂调用、计划下发和监测回传等业务支撑。

（四）电网企业。

负责做好站线变户关系管理，配合市场运营机构开展虚拟电厂参与现货市场交易的安全校核；向虚拟电厂提供公平的计量服务，向虚拟电厂代收代付市场交易电费，向虚拟电厂聚合资源收取输配电费、代收代付市场交易电费、政府性基金及附加。

四、组织实施

在省深化电力体制改革部门间联席会议的统筹部署下，省能源局、国家能源局南方监管局充分发挥部门联合工作机制，组织市场运营机构、省电力负荷管理中心、电网企业和市场主体研究，加快制定相关虚拟电厂配套市场交易细则，完善虚拟电厂运行管理机制，积极做好政策宣贯解读培训，注重防范市场运行风险，确保电力市场平稳有序运行、电力供应安全可靠。鼓励各地政府主管部门结合车网互动等新技术、新业态出台政策培育发展虚拟电厂，增强本地区电力调节能力。