贵州省电力需求响应实施方案

（试行）

为积极应对当前电力供应紧张形势，促进电力供需平衡和电力系统安全稳定运行，根据《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）和《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于推进新型电力负荷管理系统建设的通知》（发改办运行〔2022〕471号）等文件规定要求，结合贵州实际，制定本实施方案。

一、总体思路

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，进一步深化电力体制改革，优化完善贵州市场化需求响应交易机制，发挥市场在资源配置中的决定性作用，以日前邀约型需求响应起步，在条件成熟后逐步实现小时级和分钟级需求响应，通过市场化方式引导电力用户提高电能精细化管理水平，降低高峰时段用电负荷，助推电力系统削峰填谷，促进源网荷储友好互动，缓解电力供需矛盾，促进非严重缺电情况下的电力供需平衡，保障能源供应安全。

二、工作原则

（一）坚持市场导向。充分发挥市场配置资源的决定性作用，明确市场主体参与条件，制定需求响应规则，鼓励电力用户自主、自愿参与需求响应，由市场形成需求响应价格。

（二）坚持公平公正。坚持“谁响应、谁受益”原则，实施过程中严格执行相关法律法规和规则规程，对所有参与市场主体公平对待、一视同仁。

（三）坚持统一调度。按照“统一市场、统一机制、统一平台”的原则，优化完善贵州市场化需求响应交易机制，促进全网资源优化配置。

三、市场构成

（一）市场成员

包括市场主体、市场运营机构和电网企业三类。

**1.市场主体。**市场主体包括电力用户、负荷聚合商等。电力用户分为批发用户和零售用户，批发用户指直接参与需求响应交易的用户，零售用户指由负荷聚合商代理参与需求响应交易的用户。负荷聚合商和电力用户均须在贵州电力交易中心（以下简称交易中心）完成入市注册。同一月度内，电力用户仅能以批发用户或零售用户的一种身份参与市场化需求响应。

**2.市场运营机构。**包括贵州电网公司电力调度控制中心（以下简称调度中心）和交易中心。其中：调度中心负责提出拟开展需求响应规模、交易出清、安全校核，负责建设、运维职责范围相关技术支持系统；交易中心负责需求响应市场主体注册、申报和协议管理、评价考核、信息披露、出具结算依据，负责建设、运维职责范围相关技术支持系统。

**3.电网企业。**贵州电网公司负责基线负荷与测量负荷认定、需求响应交易结算，代收代付相关费用；配合开展需求响应评价。

（二）需求响应资源。包括工业生产、充电桩、制冷、制热等灵活调节资源。需求响应资源经负荷聚合商聚合为虚拟电厂，以虚拟电厂为单元参与需求响应。各负荷聚合商分别按地区聚合用户侧可调节负荷、分布式电源等分类资源，形成独立虚拟电厂，实现电网能量交互。

（三）市场主体参与条件

**1.参与对象。**电力用户直接或由负荷聚合商代理参与交易。

**2.技术条件。**现阶段仅限售电公司注册为负荷聚合商。负荷聚合商聚合的单个虚拟电厂响应能力不低于0.1万千瓦，单个需求响应资源响应能力不低于0.01万千瓦，响应时长均不低于 1小时。需求响应资源须由电网企业安装小时计量表计。

（四）市场主体注册

**1.负荷聚合商注册信息。**负荷聚合商的基本信息暂参照售电公司注册要求，已注册售电公司不需要重复注册，仅根据需求补充相关信息即可。

负荷聚合商聚合的虚拟电厂基本信息：虚拟电厂根据需求响应资源的属性自动聚合建档，包括聚合需求响应资源清单和需求响应资源的基本信息。

负荷聚合商聚合的虚拟电厂技术信息：聚合需求响应资源的技术信息。虚拟电厂最大响应能力不得大于聚合需求响应资源最大响应能力之和，最小响应能力不得小于聚合需求响应资源最小响应能力之和。

**2.需求响应资源（或批发用户）注册信息。**基本信息包括：用户编号、用户名称、计量点编号、结算户号、电压等级、资源类型、所处地区等。技术信息包括：最大响应能力、最小响应能力、最大响应时长、最小响应时长、可响应时段等。

（五）交易品种

按照对负荷曲线的影响，需求响应包括削峰类、填谷类两类；按照响应时序，可划分为邀约型、实时型两类。根据目前运行需要，初期选择开展邀约型削峰类需求响应交易。

四、组织实施

当省内电力供需形势偏紧，经评估需要开展需求响应交易时，由贵州电网公司向省级电力运行主管部门提出开展需求响应交易申请，获得批复后严格组织实施。

（一）负荷计算

基线负荷、测量负荷以小时平均功率（即小时电量/1h）计算。单个需求响应资源负荷，包含用电编号下所有参与市场化交易的计量点负荷。

基线负荷是指未实施需求响应和有序用电时电力用户的小时平均用电负荷，是判定需求响应执行效果的依据。

（二）基线负荷制定

根据计量自动化系统接收的注册用户时间和需求响应时间，划分时间区域，将样本日的日期类型划分为工作日和节假日（含周末）。

如果是工作日，则从用户小时负荷数据中取最近5个同为工作日，且该日不存在需求响应和有序用电情况的用户小时负荷数据，作为计算样本数据。

如果是节假日（含周末），则从用户小时负荷数据中取最近3个同日期类型，且该日不存在需求响应和有序用电情况的用户小时负荷数据，作为计算样本数据。

计算每个用户样本日的小时平均负荷数据，剔除样本日小时电量低于日均电量25%或高于日均电量200%的样本，取剩余样本小时平均值作为基线负荷。基线负荷分别按虚拟电厂和单个需求响应资源计算，虚拟电厂基线负荷为参与响应日需求响应资源组合中各资源基线负荷之和。

电网企业滚动计算单个需求响应资源基线负荷，并于每日 10:30前推送基线负荷数据，由交易中心通过需求响应平台以私有信息方式向市场主体发布。对基线负荷有异议的市场主体，需在当日17:30前提出复议，若未收到反馈意见视为无异议。

（三）缺口评估

调度中心于D-2日14:00前根据全省统调负荷预测、“黔电送粤”计划等相关信息，初步测算响应日（D日）电力缺口，提出需求响应容量计划。

（四）需求发布

 D-2日15:00前，交易中心经需求响应平台向市场主体发布响应日（D日）需求响应信息，具体包括需求容量、需求时段（以整点作为起止时间）等。

（五）市场申报

竞价日（D-1日）12:00前，市场主体通过需求响应平台提交申报信息，签订交易协议。以电网企业D-2日发布的基线作为用户当次需求响应评价基线，一个连续需求段内申报的需求响应容量和价格具有唯一性，需求响应资源组合必须相同。已在供电部门办理暂停用电业务的市场主体不能申报。

市场主体提交申报信息包括：

1.参与响应日的需求响应资源组合。

2.响应容量。负荷聚合商响应容量为组合中各需求响应资源的响应容量之和。响应容量应不小于0.1万千瓦，且不小于参与资源最小响应能力之和、不大于参与资源最大响应能力之和。负荷聚合商需同时申报代理电力用户可响应容量，作为需求响应零售侧结算参考。

3.响应时段。根据电力供需形势，由调度中心发布需求。

4.响应时长。原则上响应时长不低于1 小时。

5.响应价格。响应价格上限为1.5元/千瓦时。

（六）交易出清

D-1日15:00前，调度中心根据市场主体申报价格、邀约确认情况等，按照市场出清规则、实际响应需求（根据负荷缺口情况，按照报价从低到高采取边际出清确定市场主体及响应容量，如存在报价相同的多个市场主体，以申报时间优先确定中标单位，且以全容量中标），确定出清市场主体，并将出清结果推送至交易中心，由交易中心通知市场主体。调度中心负责对出清结果进行安全校核。

（七）竞价结果发布

D-1日17:00前交易中心发布需求响应交易成交结果通知书，明确用户编号、参与响应补偿价格、响应时段和可响应负荷能力，响应提前通知时间和方式等信息，并通知相关市场主体参与需求响应。负荷聚合商将结果告知代理用户。

根据需求响应中标响应容量及次日剩余缺口情况据实安排有序用电计划，由调度中心根据需求响应及有序用电安排修正D日负荷预测并用于发电计划编制。

（八）需求响应的执行

需求响应执行日（D日）市场主体按中标结果执行需求响应。

五、评价考核

（一）响应评价

市场主体需求响应评价考核按虚拟电厂和批发用户为单元开展。需求响应执行后，电网企业于D+2日9:00前提供响应日基线负荷和实际测量负荷，交易中心于D+3日评价需求响应执行效果。实际响应容量由基线负荷与实际测量负荷之差确定，按小时计算，具体计算公式如下：实际响应容量=D-2日发布的基线负荷－实际测量负荷。

1.若实际响应容量未达到中标响应容量的R1（50%，参数可动态调节，下同），视为无效响应。

2.若实际响应容量大于等于中标响应容量的R1（50%）且小于R2（70%），按实际响应容量的N（60%）计入有效响应容量。

3.若实际响应容量大于等于中标响应容量的R2（70%）且小于等于R3（120%），按实际响应容量全部计入有效响应容量。

4.若实际响应容量大于中标响应容量的R3（120%），按中标响应容量的R3（120%）计入有效响应容量。

需求响应资源响应评价方法与虚拟电厂一致，作为需求响应零售侧合同结算参考。零售电力用户按照负荷聚合商代理其申报容量和出清价格进行响应评价。

（二）考核方式

当实际响应容量未达到中标响应容量的R1（50%）时，对中标虚拟电厂和批发用户的无效响应容量进行考核，考核费用按小时计算，日清月结。具体计算公式如下：各小时考核费用=（中标响应容量×R1—实际响应容量）×出清价格×M（0.5，M为惩罚因子，视市场运行情况调整）。

零售电力用户按照负荷聚合商代理其申报容量和出清价格进行考核，作为其与虚拟电厂之间调用收益分成使用。

（三）执行结果披露和申诉

D+4日，交易中心向市场主体披露响应日有效响应容量。月度结算前，市场主体对需求响应结果存在异议，可在收到结算单后3个工作日内向交易中心或属地供电局提出申诉。

1.用户申诉内容涉及基线负荷、测量负荷范畴时，收到申诉的单位将相关资料移交计量中心，计量中心会同属地供电局进行核查。对确认差错需要重新推送结算的数据，按日重新计算后并入当月结算依据。

2.用户申诉内容涉及出清结果时，收到申诉的单位将相关资料移交调度中心，由调度中心进行核实。

3.用户申诉内容涉及需求响应调用费用计算时，收到申诉的单位将相关资料移交交易中心，由交易中心进行核实处理。

六、结算

需求响应结算采用日清月结方式，每月8日前完成结算。需求响应中标并提供有效响应容量的市场主体，按小时计算调用收益，具体计算公式如下：

负荷聚合商的调用收益=∑各虚拟电厂的调用收益=∑各虚拟电厂有效响应容量×响应价格×响应时间-考核费用。

批发用户的调用收益=∑各电力用户有效响应容量×响应价格×响应时间-考核费用。

需求响应总调用收益=∑负荷聚合商调用收益+∑批发用户调用收益。

虚拟电厂与零售电力用户之间先进行调用收益（含考核费用）缩放处理，再按零售合同约定分成比例计算调用收益分成。

七、资金来源

现阶段需求响应补助资金由全体工商业用户共同承担，按月度实际用电量进行分摊。交易中心会同调度中心结合每日需求响应出清结果，做好需求响应分摊费用结算。

八、强化衔接

（一）加强与有序用电的衔接。当日前出清的需求响应量仍不满足系统安全运行需要时，电网企业按程序启动有序用电方案，结合系统供应能力计算响应日各地区有序用电计划，扣除符合条件的需求响应中标资源容量后，形成响应日各地区有序用电正式计划并下发各地供电局执行。当已交易的需求响应容量执行不到位时，电网企业按关规定启动有序用电，并对相关市场主体严格考核。

（二）加强与中长期电力市场的衔接。交易中心参照《贵州电力中长期交易规则》，对提供有效响应容量的批发用户、负荷聚合商，计算用户当月偏差考核电量后扣减有效响应容量作为用户最终的偏差考核电量。

（三）加强与交易电费结算的衔接。月度市场化交易用户需求响应交易资金分摊费用，作为用户市场化交易电费的组成部分在交易结算依据中单列，月清月结。

九、组织保障

（一）强化组织领导。省级电力运行主管部门牵头统筹电力需求响应市场化交易相关工作，根据工作需要研究建立联席会议机制，及时协调解决工作中的困难问题，确保各项工作有序推进。

（二）强化政策宣贯。电网公司和交易中心分别通过南网在线微信公众号、南网在线APP、交易中心网站和微信公众号宣传电力需求响应政策，开通95598和公共热线电话（0851-85596666）咨询服务，提高市场主体对相关政策的知晓率。

（三）强化宣传发动。组织开展需求响应规则与业务培训，帮助供电局、电力用户、售电公司更为熟悉交易规则和流程。根据电力供需形势，适时发动市场主体积极参与需求响应。

该方案为试行版，若遇国家政策调整或市场供需形势变化，由省级电力运行主管部门及时组织进行修订。