

国家能源局华北监管局

华北能源监管局关于征求《第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场试点方案（征求意见稿）》意见的函

北京市城市管理委员会、天津市工业和信息化局、河北省发展和改革委员会，国家电网公司华北分部、国网北京、天津、冀北电力公司，京津唐电网各发电集团公司：

为进一步深化华北电力调峰辅助服务市场建设，充分运用市场手段引导各类市场主体参与电力辅助服务市场，促进新能源消纳，按照《国家能源局关于印发完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案的通知》等有关文件精神，我局研究制定了《第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场试点方案（征求意见稿）》（简称《方案》）及市场规则，并于11月5日组织专家论证通过。现将《方案》及市场规则在我局网站公示，请有关单位研提意见，并于11月18日（星期一）17:00前将意见建议反馈至我局联系人邮箱。

- 附件：1. 第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场
试点方案（征求意见稿）
2. 第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务试
点市场规则（试行）

国家能源局华北监管局

2019年11月11日

（联系方式： 010-51968578, hbnjjssc@163.com。）

第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务 市场试点方案（征求意见稿）

为深入贯彻《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）及其配套文件，进一步完善和深化电力辅助服务补偿机制，推进电力辅助服务市场化，按照《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》（国能发监管〔2017〕67号）、《关于印发〈贯彻落实〈关于促进储能技术与产业发展的指导意见〉2019-2020年行动计划〉的通知》等文件（发改办能源〔2019〕725号）精神，编制本方案。

一、指导思想与总体思路

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，贯彻落实京津冀协同发展的国家战略，按照中央深化电力体制改革的总体要求，结合华北电网、京津唐电网运行特点和实际需求，继续完善华北电力调峰辅助服务市场。在保障华北电网、京津唐电网的安全稳定运行的前提下，更充分的发挥市场资源配置的决定性作用，进一步促进清洁能源消纳，促进全华北电网电力辅助服务资源在更大范围内优化配置。

（二）总体思路

按照国家能源局《关于同意开展华北、华东电力辅助服务市场试点工作的复函》的精神，为充分发挥辅助服务市场试点地区先行先试的作用，通过开展试点，探索将电力辅助服务市场参与方由发电侧延伸至负荷侧的新机制。试点从调峰辅助服务市场起步，按照积极稳妥，分步推进的思路，有序扩大电力辅助服务提供主体，依托负荷侧调度控制技术，实现包括分布式及发电侧储能装置、电动汽车（充电桩）、电采暖、虚拟电厂等第三方独立主体在内的独立辅助服务提供商参与市场，运用市场机制充分挖掘多种类辅助服务资源，进一步保障华北电网安全稳定运行，不断提升新能源消纳空间。

试点方案实施初期，暂不开展价格申报，第三方独立主体作为电力辅助服务市场出清价格的接受者参与省内市场。待条件逐步具备后，总结市场经验，稳步推进市场主体规模进一步扩大，适时引入报价机制，组织第三方独立主体申报提供调峰服务的价格，同时参与华北电网省间调峰市场。

试点方案实施过程中，同步对市场运行效果进行评估，不断完善机制，修正规则；一个运行周期结束后，组织专家对试点成效进行再评估。

二、市场主体条件及职责

（一）参与市场条件

根据市场规则中明确的第三方独立主体参与条件和负荷侧

调度控制技术标准，按照“公平、公正、公开”的原则开展第三方独立主体准入华北电力调峰辅助服务市场相关工作。各类第三方独立主体可作为单个主体独立参与市场，或通过集中代理的方式由一家经营主体代理同一类型第三方独立主体参与市场。市场开展初期，优先选择基础条件较好、可尽快具备参与市场条件的第三方独立主体参与试点。

（二）市场主体职责

第三方独立主体自主参与市场，应严格遵守市场规则，自行承担市场风险；服从市场管理，维护市场秩序，接受电力监管机构、政府部门的监督，履行法律法规规定的权利和义务。

市场运行过程中，应按照市场规则进行市场申报，向调度机构实时、准确传输运行数据，传输可调用调峰资源的具体信息，按规定提供数据，接受电力调度机构的统一调度，严格执行市场出清结果并自行承担设备运维责任。集中代理方应按照公平合理的原则与其代理的第三方独立主体分配市场收益。

三、参与市场机制

市场开展初期，调度机构根据市场规则，编制省网（控制区）日前发电预计划，完成市场预出清。在出清价格最高的时段安排第三方独立主体提供调峰服务。市场出清结果通过省网（控制区）统一自动发电控制系统（AGC）下发至第三方独立主体。待条件具备后，引入报价机制。调度机构根据市场主体报价，依据调峰市场出清价格最小为目标，调用第三方独立主体，

参与华北电力调峰辅助服务市场。

四、市场收益计算

第三方独立主体每 15 分钟获得的调峰服务费用，根据负荷调整电力和时间、市场出清价格、调峰贡献率为基础计算，调峰贡献率根据每 15 分钟主体实际响应调峰需求的充电功率与可达到的最大放（发）电功率或预测最大放（发）电功率计算。

市场开展初期，鼓励第三方独立主体在调峰紧张时段提供调峰辅助服务，并设置市场系数，系数根据华北电力调峰辅助服务市场每个 15 分钟时段的平均发电负荷率设定。随着市场逐步开展，后续根据市场运行情况调整。

第三方独立主体获得调峰服务费用按照华北电力调峰辅助服务市场规则由相应火电企业、新能源企业进行分摊。

五、市场结算原则

调峰服务费用每 15 分钟时段清算、每日统计。每月市场运营机构与第三方独立主体结算其在调峰辅助服务市场获得的相关费用。根据与第三方独立主体签订的调度、结算协议，市场运营机构与第三方独立主体直接建立辅助服务结算关系。

六、市场深化建设思路

第一阶段，优先选择基础条件较好、可尽快具备参与市场条件的第三方独立主体作为试点单位，先行开展相关建设工作，并进行市场模拟运行。根据模拟运行情况，逐步将满足市场参与条件的第三方独立主体纳入市场，同时做好备案及公示等管

理工作，加强市场运行监管。适时开展试运行和正式结算，运行周期为与华北电力调峰辅助服务市场 2019-2020 年度运营周期一致。本期辅助服务市场运行结束后，组织专家对试点实施效果进行评估。

第二阶段，根据试点情况，结合评估意见，进一步修改、完善第三方独立主体参与调峰市场的规则、管理流程等，同步完善监管办法。根据试点第三方独立主体参与市场情况，逐步扩大市场主体规模，吸引更多符合准入条件的市场主体参与。

第三阶段，随着市场深入开展，通过模拟运行及负荷侧控制技术的不断提升，实现第三方独立主体参与调峰市场的价格申报，实现参与华北省间调峰市场；在调节资源规模不断扩大的情况下，逐步推动建立第三方调节资源独立定价机制，适时有用户侧传导辅助服务费用，进一步体现“谁收益，谁承担”的原则。

第三方独立主体参与华北电力调峰 辅助服务试点市场规则（试行）

第一章 总则

第一条 为进一步深化和推进华北电力调峰辅助服务市场建设和运营，充分发挥市场机制在挖掘独立辅助服务提供商中的重要作用，充分挖掘包括分布式、发电侧储能装置，电动汽车（充电桩）、电采暖以及虚拟电厂在内的第三方独立主体，参与提供电力辅助服务，保障华北电网安全稳定运行，提升风电、光伏等新能源消纳空间，实现第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场，制定本规则。

第二条 本规则依据《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）及其相关配套文件、《国家能源局关于印发2018年体制改革工作要点的通知》（国能综法改〔2017〕57号）、《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》（国能发监管〔2017〕67号）、《关于印发〈贯彻落实〈关于促进储能技术与产业发展的指导意见〉2019-2020年行动计划〉的通知》（发改办能源〔2019〕725号）以及国家相关法律、法规制定。

第三条 华北电力调峰辅助服务市场根据《华北电力调峰辅助服务市场运营规则（2019年修订版）》（华北监能市场〔2019〕257号）开展运营。市场初期，第三方独立主体作为省网市场统一出清价格接受者，只参与省网市场。条件具备时，第三方独立主体可参与市场报价，并适时参与华北市场。

第四条 本规则中省网市场以京津唐电网为例制定，其他省网（控制区）可参照制定并开展省网市场运行。

第二章 市场主体与市场准入

第五条 满足准入条件的第三方独立主体可参与华北电力调峰辅助服务市场。储能装置、电动汽车（充电桩）、电采暖、负荷侧调节资源等第三方独立主体可按照经营主体独立参与市场；也可通过聚合的方式，由代理商分类代理资源参与市场；位于发电侧的储能装置可独立参与或由所属发电企业代理参与市场；虚拟电厂可参照聚合的方式，聚合资源参与市场。

第六条 调度机构为市场运营机构，负责组织第三方独立主体参与市场申报，根据电网运行情况对申报结果进行安全校核，依据市场规则组织市场出清及结果计算，及时、准确、严格执行市场出清结果，披露与发布省网市场信息，向华北能源监管局定期报送第三方独立主体相关运行情况报告，接受监管。

第七条 第三方独立主体参与条件

（一）参加华北电力调峰辅助服务市场的第三方独立主体，应是具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够

独立承担民事责任的经济实体，或经法人单位授权的非独立法人的第三方独立主体。

（二）第三方独立主体，调节容量不小于 2.5MWh、最大充放电功率不小于 5MW，并满足电网接入要求，实现电力、电量数据分时计量与传输，数据准确性与可靠性规范的要求，通过电力调度机构进行的技术测试。

（三）第三方独立主体市场主体，作为辅助服务提供者在市场运营机构进行注册，注册时需要提供的注册资料包括但不限于：营业执照、银行开户许可证、法定代表人身份证、授权委托书。

（四）完成注册的第三方独立主体，按规定向华北能源监管局报送并备案，经公示和审核无异议后，完成准入。

（五）第三方独立主体与市场运营机构签订《第三方独立主体并网调度协议》和《第三方独立主体辅助服务结算协议》。

（六）第三方独立主体进入市场后参与市场运行至少 1 个自然月，如退出市场应至少提前 15 天通知华北能源监管局、调度机构等，妥善处理交易相关事宜并结清参与市场产生的费用，按合同约定补偿有关方面损失后退出。

第八条 市场主体职责

（一）按照自主意愿参与市场，自行承担市场风险。

（二）严格遵守市场规则，服从市场管理，维护市场秩序，接受电力监管机构、政府部门的监督，履行法律法规规定的权

利和义务。

(三) 按照市场规则完成市场申报, 第三方独立聚合主体审核并汇总所聚合的第三方独立主体相关信息后完成市场申报。

(四) 按照市场规则向调度机构实时准确传输运行数据, 传输可调用调峰资源个体的具体信息, 确保如实申报和传输实现调峰需求响应的资源个体运行信息, 按规定提供相关历史数据。由第三方独立聚合主体聚合的第三方独立主体, 需传输聚合运行数据以及代理的调峰资源个体运行数据。

(五) 严格执行市场出清结果, 第三方独立聚合主体下发市场出清结果至其聚合的第三方独立主体。

(六) 自行承担设备运维责任。

(七) 按照电力调度机构的统一调度运行、参与市场。

(八) 第三方独立聚合主体满足所聚合的调节资源充放电的需求。

(九) 第三方独立聚合主体按照公平合理的原则与其聚合的第三方独立主体分配市场收益。

第三章 报价与出清

第九条 调度机构组织第三方独立主体或第三方独立聚合主体参与市场申报, 市场运营初期第三方独立聚合主体聚合同一类型第三方独立主体。市场申报周期为日。

(一) 储能装置等具备充放电功能的设备申报充/放电容量 (MWh)、充电时间及时间范围 (h)、转换效率、最大充/放电

功率 (MW)、日最大充放电次数 (次)、功率调节速率 (MW/min) 及基准充/放电功率 (MW)。

(二) 电动汽车 (充电桩)、电采暖等充电设备申报最大充电功率 (MW) 及基准充电功率 (MW), 充电时间及时间范围 (h)。

(三) 第三方独立聚合主体分类申报其代理的各类调节资源。仅有充电功能的调节资源申报资源聚合调节容量 (MWh)、充电时间及时间范围 (h)、最大聚合充电功率 (MW) 及基准聚合充电功率 (MW)。具备充放电功能的调节资源申报聚合调节容量 (MWh)、最大聚合充/放电功率 (MW)、日最大充放电次数 (次)、聚合功率调节速率 (MW/min) 及基准聚合充/放电功率 (MW)。

(四) 发电厂申报其代理的发电侧储能装置的充/放电容量 (MWh)、充电时间及时间范围 (h)、转换效率、最大充/放电功率 (MW)、日最大充放电次数 (次)、功率调节速率 (MW/min) 及基准充/放电功率 (MW)。

(五) 虚拟电厂申报聚合调节容量 (MWh)、最大聚合充/放电功率 (MW)、充电时间及时间范围 (h)、日最大充放电次数 (次)、聚合功率调节速率 (MW/min) 及基准聚合充/放电功率 (MW)。

第十条 若市场主体未按时进行申报, 则采用默认参数进行出清; 若市场主体未提供默认参数, 则采用最近一次的有效

申报参数进行出清。

第十一条 调度机构根据市场规则，编制省网（控制区）日前发电预计划，完成市场预出清。在出清价格最高的时段安排上述主体提供调峰服务，形成其全天 96 点充放电曲线。在此基础上，再次编制省网（控制区）火电机组日前发电预计划。

第十二条 市场出清结果通过省网（控制区）统一自动发电控制系统（AGC）下发。储能装置、电动汽车（充电桩）、电采暖等独立参与市场的调节设备的电力曲线直接下发至设备；第三方独立聚合主体电力曲线分解后下发至聚合的各第三方独立主体控制管理系统；发电厂代理的储能装置电力曲线下发至发电厂监控系统；虚拟电厂的电力曲线分解后下发至虚拟电厂能量控制系统。

第十三条 市场组织流程

（一）每工作日 09:30 前，各第三方独立主体、第三方独立聚合主体完成次日市场信息申报。

（二）每工作日 10:00 前，调度机构按照省网市场规则完成省网（控制区）全天 96 点发电预计划编制，并形成各第三方独立主体、第三方独立聚合主体的充放电曲线。

（三）每工作日 10:30 前，调度机构完成全天 96 点发电预计划调整。

（四）每工作日 16:30 前，调度机构完成电力曲线编制并下发。

(五) 法定节假日前最后一个工作日，完成次日至节假日后第一个工作日的申报与计划编制。

第四章 结算与分摊

第十四条 非电网原因造成第三方独立主体实际电力曲线偏离下发的电力曲线，某 15 分钟时段充电电量少于电力曲线对应充电电量超过 30% 时，该 15 分钟时段调峰费用不予结算。

第十五条 市场主体每 15 分钟获得的调峰服务费用等于市场系数、调峰贡献率、充电电量、市场出清价格的乘积。市

$$F^{i,t} = K^t \times \min \left\{ \frac{P^{i,t}}{P_{\text{基准}}^{i,t}}, 1 \right\} \times \min \{ P^{i,t}, P_{\text{基准}}^{i,t} \} \times t_{\text{出清,省网}} \times A_{\text{出清,省网}}^t$$

场系数取该 15 分钟省网内火电机组平均负荷率的倒数。调峰贡献率定义为每 15 分钟主体实际响应调峰需求的实际充电功率与基准功率的比值，上限为 1。充电功率取实际充电功率与基准功率的较小值，乘以 15 分钟计算充电电量。即实际充电功率大于基准功率时调峰贡献率计为 1、充电功率计为基准功率。市场运营初期，基准功率可分 0-2、2-5、5-7、12-16 点多段申报。计算公式如下：

式中， $F^{i,t}$ 是 t 时段市场主体 i 获得的总调峰服务费用（元）；

K^t 是 t 时段市场系数，取 $\delta_{\text{省网平均}}^t$ 的倒数。 $\delta_{\text{省网平均}}^t$ 定义见《华北电力调峰辅助服务市场运营规则（2019 年修订版）》；

$P^{i,t}$ 是 t 时段市场主体 i 的实际充电功率或聚合充电功率（MW）；

$P_{\text{基准}}^{i,t}$ 是 t 时段市场主体 i 的基准充电功率或基准聚合充电功率 (MW);

$\min \left\{ \frac{P^{i,t}}{P_{\text{基准}}^{i,t}}, 1 \right\}$ 是调峰贡献率, 取 $\frac{P^{i,t}}{P_{\text{基准}}^{i,t}}$ 和 1 中较小值;

$\min \{P^{i,t}, P_{\text{基准}}^{i,t}\}$ 为充电电力, 表示取 $P^{i,t}$ 和 $P_{\text{基准}}^{i,t}$ 中较小值。即若当日 $P^{i,t}$ 大于 $P_{\text{基准}}^{i,t}$, 则调峰贡献率记为 1、充电功率记为 $P_{\text{基准}}^{i,t}$;

$t_{\text{出清,省网}}$ 是省网市场出清时段, 取 0.25 小时;

$A_{\text{出清,省网}}^t$ 是 t 时段省网市场调峰服务边际出清价格(元/MWh)。

第十六条 上述主体获得调峰服务费用与中标火电机组获得调峰服务费用统一按市场规则由新能源企业和未中标火电机组分摊。

第十七条 调峰服务费用每 15 分钟时段清算、每日统计。每月电网公司与第三方独立主体或第三方独立聚合主体结算其在调峰辅助服务市场获得的相关费用。

第十八条 根据规则中市场准入原则相关条款, 按照与调节资源企业或第三方独立主体聚合商、代理发电企业建立的辅助服务结算关系直接开展结算。

第十九条 上述市场主体参与市场交易情况纳入市场公告定期发布。

第五章 附则

第二十条 本规则由国家能源局华北能源监管局负责解释。国家能源局华北能源监管局根据华北市场实际运行情况,

对相关条款进行修改。

第二十一条 本规则自发布之日起试行，市场开展周期按照《华北电力调峰辅助服务市场运营规则（2019年修订版）》规定执行。