

关于修订山东电力辅助服务市场运营规则（试行）的通知

国家能源局山东监管办公室文件

鲁监能市场〔2019〕110号

关于修订山东电力辅助服务市场 运营规则（试行）的通知

国网山东省电力公司，华能山东发电有限公司，华电山东公司、国家能源集团山东公司，大唐山东发电有限公司，华润电力华东大区，国家电投山东分公司，山东电力交易中心，各有关发电企业：

根据我省电力辅助服务市场运行情况，现对《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）》进行修订，自2019年11月15日起执行。请国网山东省电力公司和山东省电力交易中心及时调整技术支持系统，做好交易组织和计量结算工作。

执行中如遇问题，请及时报告我办。

- 1 -

- 附件：1. 《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）》
修改条款
2. 《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）》
（2019年11月修订稿）



（本文及附件电子版可在山东能源监管办门户网站 <http://sdb.nea.gov.cn> “电力辅助服务市场与两个细则” 专栏下载）

附件 1

《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）》 修改条款

将第十八条停机调峰出清价格限值由 270 元/兆瓦时调整为 400 元/兆瓦时。

- 3 -

附件 2

山东电力辅助服务市场运营规则（试行）

（2019 年 11 月修订稿）

第一章 总 则

第一条 为建立辅助服务补偿新机制，发挥市场在资源配置中的决定性作用，保障山东省电力系统安全、稳定、经济运行，促进风电、光伏发电、核电等清洁能源消纳，制定本规则。

第二条 本规则制定依据为《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、《电力监管条例》（国务院令第432号）、《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）以及国家有关法律、法规及行业标准。

第三条 本规则适用于山东省级电力调度机构直接调度的并网发电机组（暂不包括自备电厂）和送入山东电网的跨省区联络线参加的辅助服务交易行为。山东电力辅助服务市场所有成员必须遵守本规则。

第四条 本规则所称辅助服务是指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，由并网发电厂或跨省区联络线提供的除正常电能生产外的市场化辅助服务。本规则中的辅助服务

- 4 -

主要包括有偿调峰和 AGC（自动发电控制），市场交易方式为日前组织、日内调整。

第五条 辅助服务交易以确保电力安全、居民供热为前提，发电企业参与辅助服务市场要严格执行调度指令，不得以参与辅助服务市场交易为由影响居民供热质量。

第六条 国家能源局山东监管办公室（以下简称山东能源监管办）负责电力辅助服务市场的监督与管理，负责监管本规则的实施。

第二章 市场成员

第七条 山东电力辅助服务市场成员包括市场运营机构和市场主体。

第八条 山东电力辅助服务市场运营机构为山东电力调度机构。其主要职责是：

- （一）按照规则管理、运营山东电力辅助服务市场；
- （二）建立、维护辅助服务市场的技术支持平台；
- （三）依据市场规则组织辅助服务市场交易，按照交易结果进行调用；
- （四）将辅助服务市场交易执行结果送达电力交易机构；
- （五）对市场交易执行结果进行统计考核；

- (六) 发布市场信息;
- (七) 评估市场运行状态, 对市场规则提出修改意见;
- (八) 紧急情况下中止市场运行, 保障系统安全运行;
- (九) 向山东能源监管办提交相关市场信息, 接受监管。

第九条 电力交易机构负责与市场主体进行结算确认、出具结算凭证, 国网山东省电力公司与市场主体进行结算。

第十条 电力辅助服务市场的市场主体为山东省级电力调度机构调度指挥的并网发电厂(包括火电、风电、光伏、核电等), 以及送入山东的跨省区联络线。新建机组满负荷试运结束后次日零点开始即纳入辅助服务管理范围, 火电机组参与范围为单机容量 10 万千瓦及以上的燃煤、燃气、垃圾、生物质发电机组。

第三章 调峰辅助服务

第一节 定义

第十一条 本规则所指调峰辅助服务是并网发电机组和送入山东的跨省区联络线, 按照电网调峰需求, 通过平滑稳定地调整出力、改变机组运行状态所提供的服务。

第十二条 本规则中的调峰辅助服务特指有偿调峰辅助服务, 有偿辅助服务在山东电力调峰辅助服务市场中交易。

第十三条 调峰辅助服务不影响发电机组年度电量计划和市场交易电量。

第二节 有偿调峰交易

第十四条 有偿调峰交易是指通过调减运行机组出力直至停机，以及调减跨省区联络线，使机组出力或联络线电力小于有偿调峰基准时提供辅助服务的交易。机组提供有偿调峰服务，须能够按照电力调度机构的指令，满足一定调节速率要求，随时平滑稳定地调整机组出力。

第十五条 有偿调峰交易的参与方主要是核电、火电机组和送入山东的跨省区联络线。可再生能源调峰机组不参与有偿调峰交易、不再给予资金补偿，但参与有偿调峰辅助服务补偿费用的分摊。

第十六条 机组有偿调峰起始基准为机组申报最大可调出力的 70%、跨省区联络线有偿调峰起始基准为高峰电力的 70%，每减少 10%为一档，至机组深度调峰最小维持出力档，最小维持出力由各发电企业自行确定，不得高于调度机构备案的最低技术出力（因客观原因确需高于的，需提前向调度机构提交抬高最低技术出力申请，未申请或申请不通过的调用时执行原最低技术出力）。

第十七条 单位统计周期是交易量计算的基本时间单位，

以 15 分钟为一个周期进行统计，在每个统计周期中计算调峰辅助服务补偿和分摊费用。

第十八条 有偿调峰交易采用“阶梯式”报价方式和价格机制，发电企业由第一档至深度调峰最小维持出力档必须连续严格递增报价，深度调峰最小维持出力档以下可单独进行停机调峰报价，具体分档及报价格式见下表：

报价档位	机组或联络线调峰分档	调峰报价 (元/兆瓦时)	停机报价 (元/兆瓦时)
第一档	60% ≤ 负荷率 < 70%		
第二档	50% ≤ 负荷率 < 60%		
第三档	40% ≤ 负荷率 < 50%		
第四档	30% ≤ 负荷率 < 40%		
第五档	20% ≤ 负荷率 < 30%		
第六档	10% ≤ 负荷率 < 20%		
第七档	0% ≤ 负荷率 < 10%		

注：表中分档百分比按照机组申报最大可调出力及跨省区联络线高峰电力计算。

试运行初期，设置有偿调峰出清价最高上限，降出力调峰暂按 150 元/兆瓦时执行，停机调峰暂按 400 元/兆瓦时执行。

第十九条 有偿调峰交易机组调用时，由电力调度机构按照“价格优先，容量优先，时间优先，按需调度”的原则，根据日前报价由低到高依次调用，报价相同时优先调用额定容量较小的机组，报价、容量均相同时优先调用报价较早的机组。

电力调度机构因电网需要临时调用有偿调峰服务时，按

照同样原则调用，临时调用的有偿调峰服务按照调用时段相应档位出清价结算，相应档位无出清价的按照上一档位出清价结算，所有档位均无出清价的不予补偿。

第二十条 有偿调峰交易按照各档有偿调峰电量及对应市场出清价格进行结算。调峰电量是指机组（跨省区联络线）在各调峰分档区间内平均负荷率低于该档基准上限形成的未发电量（按照调度指令计算出的计划未发电量与机组实际运行未发电量不一致时，取二者的较小值），档内市场出清价格是指单位统计周期内同一档内实际调用到的最后一台调峰机组的报价。因电网约束或电量约束机组调峰时，其报价不参与电价出清。电量约束调峰机组其补偿费用按 0.5 倍系数计算。

第二十一条 运行机组被调用参与停机调峰时，24 小时内开机的给予调峰补偿，调峰电量计算时长按实际停机时长计算（未严格执行调度指令产生的早停、多停时长不予计算），停机期间各时段调峰价格均执行调用停机初始时段相应档位出清价。因电网约束停机机组不参与补偿和分摊。

第二十二条 机组获得补偿费用根据开机机组不同时段调峰深度所对应的各档阶梯出清电价进行统计，计算方式如下：

$$\text{公式：机组有偿调峰补偿费用} = \sum_{i=1}^n (\text{第}i\text{档有偿调峰电量} \times \text{第}i\text{档实际出清电价})$$

其中：n 为总档数

第二十三条 送入山东的跨省区联络线按送端节点等效

发电机组参与有偿调峰，不参与有偿调峰交易竞价，获得补偿费用按照不同时段调峰深度所对应的各档阶梯出清电价进行统计（调峰深度以当日送电高峰负荷作为最大出力计算），计算方式如下：

$$\text{公式：跨省区联络线有偿调峰补偿费用} = \sum_{i=1}^n (\text{第}i\text{档有偿调峰电量} \times \text{第}i\text{档实际出清电价})$$

其中：n 为总档数

第二十四条 有偿调峰辅助服务补偿费用由火电厂、风电场、光伏电站、核电厂、送入山东的跨省区联络线等按厂站共同分摊。

（一）火电厂、跨省联络线分摊方法：参与分摊的火电厂根据发电量进行分摊，参与分摊的跨省区联络线根据受电量进行分摊。具体分摊金额按照以下方式计算：

公式 1：火电厂调峰分摊金额 = [火电厂发电量 / (省内参与分摊的所有火电厂总发电量 + 省内参与分摊的所有风电场总发电量 + 省内参与分摊的所有光伏电站总发电量 + 省内核电厂总发电量 + 跨省区联络线总受电量)] × 调峰补偿总金额

公式 2：跨省区联络线调峰分摊金额 = [跨省区联络线受电量 / (省内参与分摊的所有火电厂总发电量 + 省内参与分摊的所有风电场总发电量 + 省内参与分摊的所有光伏电站总发电量 + 省内核电厂总发电量 + 跨省区联络线总受电量)] × 调峰补偿总金额

（二）风电场、光伏电站分摊方法：参与分摊的风电场、光伏电站按照发电量比例进行分摊。具体分摊金额按照以下方式计算：

公式：风电场、光伏电站调峰分摊金额 = [风电场、光伏电站发电量 / (省内参与分摊的所有火电厂总发电量 + 省内参与分摊的所有风电场总发电量 + 省内参与分摊的所有光伏电站总发电量 + 省内核电厂总发电量 + 跨省区联络线总受电量)] × 调峰补偿总金额

（三）核电厂分摊方法：参与分摊的核电厂按照发电量比例进行分摊。分摊公式如下：

- 10 -

公式：核电厂调峰分摊金额 = [核电厂发电量 / (省内参与分摊的所有火电厂总发电量 + 省内参与分摊的所有风电场总发电量 + 省内参与分摊的所有光伏电站总发电量 + 省内核电厂总发电量 + 跨省区联络线总受电量)] × 调峰补偿总金额

第四章 AGC（自动发电控制）辅助服务

第二十五条 AGC（自动发电控制）是指发电机组在规定的出力调整范围内，跟踪电力调度指令，按照一定调节速率实时调整发电出力，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服务。

第二十六条 电力调度机构负责根据机组调节性能试验结果确定 AGC 机组投入资格，并有权对调节性能不满足要求的 AGC 装置取消 AGC 投入资格。

第二十七条 电力调度机构负责根据电网运行情况确定次日电网 AGC 辅助服务需求容量。

第二十八条 AGC 辅助服务交易根据日前市场出清价格结算，市场出清价格是指当日实际调用到的最后一台 AGC 机组的报价。

试运行初期，设置 AGC 出清价最高上限，暂按 6 元/兆瓦执行。

第二十九条 AGC 辅助服务补偿按机组为单位计量、结算，补偿费用按日统计，按月结算。

$$\text{AGC 服务贡献日补偿费用} = \begin{cases} D \times [\ln(K_{pd}) + 1] \times Y_{AGC} & \text{(日内发生实际调用)} \\ 0 & \text{(日内未发生实际调用)} \end{cases}$$

式中：

(1) D 为每日调节量的总和，即：
$$D = \sum_{j=1}^n D_j$$

其中 D_j 为机组第 j 次的调节深度， n 为日调节次数。

同时，当机组进行折返调节时，增加机组额定容量的 0.5% 到调节深度中去。

(2) K_{pd} 为机组当天的调节性能指标，具体计算见附件；

(3) Y_{AGC} 为 AGC 辅助服务补偿出清价格。

第三十条 AGC 辅助服务补偿费用由火电厂、风电场、光伏电站、核电厂以及送入山东的跨省区联络线按发和受电量比例分摊。

公式：各火电厂、风电场、光伏电站、核电厂、跨省区联络线 AGC 补偿分摊费用 = [各火电厂、风电场、核电厂当日发电量、跨省区联络线当日受电量 / (省内参与分摊的所有火电厂当日总发电量 + 省内参与分摊的所有风电场当日总发电量 + 省内核电厂当日总发电量 + 跨省区联络线当日总受电量)] × AGC 当日总补偿费用

第三十一条 电力调度机构因电网需要临时调用 AGC 辅助服务时，按照“价格优先，性能优先，时间优先，按需调度”的原则调用，临时调用的 AGC 辅助服务补偿费用按照日前出清价结算。

第五章 市场组织与竞价

第三十二条 每日 10 时前，有意愿参与次日有偿调峰辅助服务交易的机组通过交易平台申报次日报价及机组有功

出力可调区间（区间上限应考虑机组因自身原因造成的受阻电力，区间下限应满足本规则第十六条相关要求），不参与次日交易的机组通过交易平台提报不参与意愿。报价初始值默认为不参与辅助服务交易，当日未申报的机组视为延续最近一次申报（或不参与）信息。

在参与交易机组的调峰能力不能满足电网次日调峰需求的情况下，调度机构有权在编制次日计划曲线时按照“容量优先、按需调度”的原则将未报价或不参与交易的机组纳入调峰组合无偿参与调峰。

第三十三条 电力调度机构每日 9 时前公布次日 AGC 辅助服务需求，每日 10 时前，有意愿提供 AGC 辅助服务的火电厂向交易平台申报机组（具备 AGC 投入资格）参与 AGC 调节的补偿价格，报价下限见下表：

机组名称	机组容量（兆瓦）	报价下限（元/兆瓦）
XX	XX	0

交易平台每交易日 17 时前公布次日参与 AGC 辅助服务的机组竞标结果。

第六章 交易结果执行

第三十四条 AGC 辅助服务由电力调度机构在保证电网安全稳定运行的前提下，按照“价格优先，性能优先，时

间优先，按需调度”的原则，根据日前报价由低到高依次调用，报价相同时优先调用调节性能指标较高的机组，报价、指标均相同时优先调用报价较早的机组。参与 AGC 辅助服务的机组不再参与有偿调峰交易竞价。

第三十五条 在保障电网安全稳定运行的前提下，电力调度机构对调峰辅助服务不同交易品种按照经济性调用，即优先调用无偿及低价的调峰资源。

第三十六条 为保证电网安全运行，电力调度机构有权在特殊情况下根据电网调峰需求临时调用机组停机调峰。调峰电量计算时长按其实际停机时长计算（未严格执行调度指令产生的早停、多停时长不予计算），调峰价格按照以下原则执行：未停机档位调峰价格执行调用停机初始时段相应档位出清价，相应档位无出清价的按照上一档位出清价结算；停机档位调峰价格执行该机组日前申报停机价和本规则所设置停机调峰价格上限两者之中的较小值，日前未申报停机价的停机档不予补偿。

第三十七条 发电企业负责厂内设备运行与维护，确保能够根据电力调度机构指令提供符合规定标准的调峰辅助服务。

第三十八条 对于因自身原因影响出力至有偿调峰基准以下的火电厂，不视为有偿调峰，由电力调度机构进行剔除，并将原因详细记录备查。

第七章 计量与结算

第三十九条 电网企业按照调度管辖范围记录所辖并网发电厂辅助服务交易、调用、计算和结算等情况。

第四十条 辅助服务计量的依据为：电力调度指令、EMS（能量管理系统）等调度自动化系统采集的实时数据，以及电能采集计费系统的电量数据等。

第四十一条 辅助服务费用实行专项管理，按照收支平衡原则，按照调度管辖范围统一进行结算。

第四十二条 辅助服务费与当月电费同步结算。发电厂在当月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的辅助服务补偿（分摊）费用额度，按照电费结算关系向国网山东省电力公司开具增值税发票，与次月电费一并结算。

第四十三条 跨省区联络线调峰补偿和分摊费用按单位统计周期，由国网山东省电力公司在联络线交换电量结算时一并结算。

第八章 信息发布

第四十四条 电力调度机构应建立辅助服务市场技术支持系统，发布辅助服务市场相关信息。调峰、AGC 辅助服务市场信息分为日信息及月度信息，内容包括调度管辖范围内所有发电企业的调峰、AGC 辅助服务补偿和分摊对象、时段、

调整量、价格、费用等。

第四十五条 电力调度机构通过辅助服务市场技术支持系统每小时对调度管辖范围内所有发电企业发布预补偿和预分摊结果等实时信息。

第四十六条 当日信息由电力调度机构在下一个工作日10时前发布。各发电厂如对日信息有异议，应于发布之日的15时前向电力调度机构提出核对要求。电力调度机构每日17时前发布确认后的统计结果。

第四十七条 电力调度机构应在每月第5个工作日前发布上月辅助服务市场月度信息。

第九章 市场监管及干预

第四十八条 市场运营机构应将辅助服务交易情况、交易合同等信息报山东能源监管办备案。

第四十九条 山东能源监管办可采取现场或非现场方式对本规则实施情况开展检查，对市场主体和市场运营机构违反有关规定的依法依规进行处理。

第五十条 发生以下情况时，山东能源监管办可对市场进行干预，也可授权市场运营机构进行临时干预：

（一）市场主体滥用市场力、串谋及其他严重违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱；

(二) 电力系统或技术支持平台发生故障，导致市场无法正常进行时；

(三) 其他必要情况。

第五十一条 市场干预的主要手段包括：

(一) 调整有偿调峰基准；

(二) 制定或调整市场限价；

(三) 调整 AGC 投入资格标准；

(四) 暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第五十二条 因辅助服务交易、调用、统计及结算等情况存在争议的，由山东能源监管办裁决。

第十章 附则

第五十三条 本规则由山东能源监管办负责解释。

第五十四条 山东省实施的《华北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则（试行）》中的调峰和 AGC 补偿规定停止执行。

第五十五条 本办法自印发之日起施行。

附件

AGC 性能指标算法

AGC 调节性能目前考虑调节速率、调节精度与响应时间等三个因素的综合体现，指标的计算方法如下：

1. 调节速率 (K_f)

(1) 计算公式

调节速率是指机组响应设点指令的速率，可分为上升速率和下降速率。第 i 台机组第 j 次调节的调节速率考核指标计算过程描述如下：

在涨出力阶段由于跨启磨点，因此在计算其调节速率时必须消除启磨的影响；在降出力区间未跨停磨点，因此计算时勿需考虑停磨的影响。综合这两种情况，实际调节速率计算公式如下：

$$v_{i,j} = \begin{cases} \frac{P_{Ei,j} - P_{Si,j}}{T_{Ei,j} - T_{Si,j}} & P_{di,j} \notin (P_{Ei,j}, P_{Si,j}) \\ \frac{P_{Ei,j} - P_{Si,j}}{(T_{Ei,j} - T_{Si,j}) - T_{di,j}} & P_{di,j} \in (P_{Ei,j}, P_{Si,j}) \end{cases}$$

式中 $v_{i,j}$ 是机组 i 第 j 次调节的调节速率（兆瓦/分钟）， $P_{Ei,j}$ 是其结束响应过程时的出力（兆瓦）， $P_{Si,j}$ 是其开始动作时的出力（兆瓦）， $T_{Ei,j}$ 是结束的时刻（分钟）， $T_{Si,j}$ 是开

始的时刻(分钟), $P_{di,j}$ 是第 j 次调节的启停磨临界点功率(兆瓦), $T_{di,j}$ 是第 j 次调节启停磨实际消耗的时间(分钟)。

$$K_1^{i,j} = \frac{v_{i,j}}{v_{N,i}}$$

式中, $v_{N,i}$ 为机组 i 标准调节速率, 单位是兆瓦/分钟, 其中: 一般的直吹式制粉系统的汽包炉的火电机组为机组额定有功功率的 1.5%; 一般的带中间储仓式制粉系统的火电机组为机组额定有功功率的 2%; 循环流化床机组和燃用特殊煤种(如劣质煤, 高水分低热值褐煤等)的火电机组为机组额定有功功率的 1%; 超临界定压运行直流炉机组为机组额定有功功率的 1.0%, 其他类型直流炉机组为机组额定有功功率的 1.5%; 燃气机组为机组额定有功功率的 4%; 水力发电机组为机组额定有功功率的 10%。 $K_1^{i,j}$ 衡量的是机组 i 第 j 次实际调节速率与其应该达到的标准速率相比达到的程度。

(2) 计算频率

每次满足调节速率计算条件时计算。

(3) 对 AGC 调节指标 K_f (调节速率) 实行最高限值, 超过 1.2 以上的均按照 1.2 计算。

2. 调节精度 (K_2)

(1) 计算公式

调节精度是指机组响应稳定以后, 实际出力和设点出力

之间的差值。调节精度的考核指标计算过程描述如下：

在第 i 台机组平稳运行阶段，对实际出力与设点指令之差的绝对值进行积分，然后用积分值除以积分时间，即为该时段的调节偏差量，如下式：

$$\Delta P_{i,j} = \frac{\int_{T_{Si,j}}^{T_{Ei,j}} |P_{i,j}(t) - P_{i,j}| \times dt}{T_{Ei,j} - T_{Si,j}}$$

其中， $\Delta P_{i,j}$ 为第 i 台机组在第 j 次调节的偏差量（兆瓦）， $P_{i,j}(t)$ 为在该时段内的实际出力， $P_{i,j}$ 为该时段内的设点指令值， $T_{Ei,j}$ 为该时段终点时刻， $T_{Si,j}$ 为该时段起点时刻。

$$K_2^{i,j} = 2 - \frac{\Delta P_{i,j}}{\text{调节允许的偏差量}}$$

式中调节允许的偏差量为机组额定有功功率的 1%。 $K_2^{i,j}$ 衡量的是该 AGC 机组 i 第 j 次实际调节偏差量与其允许达到的偏差量相比达到的程度。

如果 $K_2^{i,j}$ 的计算值小于 0.1，则取为 0.1。

（2）计算频率

每次满足调节精度计算条件时计算。

3. 响应时间 (K_3)

（1）计算公式

响应时间是指 EMS 系统发出指令之后，机组出力在原出力点的基础上，可靠地跨出与调节方向一致的调节死区所

用的时间。即

$$t_{i,j}^{up} = T_1 - T_0 \text{ 和 } t_{i,j}^{down} = T_6 - T_5$$

$$K_3^{i,j} = 2 - \frac{t_{i,j}}{\text{标准响应时间}}$$

式中， $t_{i,j}$ 为机组*i*第*j*次AGC机组的响应时间。火电机组AGC响应时间应小于1分钟，水电机组AGC的响应时间应小于20秒。 $K_3^{i,j}$ 衡量的是该AGC机组*i*第*j*次实际响应时间与标准响应时间相比达到的程度。

如果 $K_3^{i,j}$ 的计算值小于0.1，则取为0.1。

(2) 计算频率

每次满足响应时间计算条件时计算。

4. 调节性能综合指标 (K_{pd})

(1) 计算公式

每次AGC动作时按下式计算AGC调节性能。

$$K_p^{i,j} = K_1^{i,j} \times K_2^{i,j} \times K_3^{i,j}$$

式中， $K_p^{i,j}$ 衡量的是该AGC机组*i*第*j*次调节过程中的调节性能好坏程度。

调节性能日平均值 K_{pd}^i

$$K_{pd}^i = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^n K_p^{i,j}}{n}, & \text{机组 } i \text{ 被调用 AGC } (n > 0) \\ 1, & \text{机组 } i \text{ 未被调用 AGC } (n = 0) \end{cases}$$

式中， K_{pd}^i 反映了第*i*台AGC机组一天内*n*次调节过程中的性能指标平均值。未被调用AGC的机组是指装设AGC但一天内一次都没有被调用的机组。

(2) 计算频率

每次AGC指令下发时计算，次日统计前一日的平均值。

抄送：国家能源局市场监管司，山东省能源局。

山东能源监管办综合处

2019年11月11日印发
