

国家能源局西北监管局 宁夏回族自治区发展和改革委员会

西北监能市场〔2021〕5号

国家能源局西北监管局 宁夏回族自治区发展和改革委员会 关于征求《宁夏电力辅助服务市场运营规则 (征求意见稿)》意见建议的通知

国家电网有限公司西北分部、国网宁夏电力有限公司，宁夏电力交易中心有限公司，宁夏各有关发电企业、储能企业：

《宁夏电力辅助服务市场运营规则（试行）》实施以来，对

完善宁夏调峰辅助服务市场化补偿和分摊机制、缓解宁夏新能源消纳等问题发挥了积极作用。为适应宁夏电力辅助服务市场建设的新形势和新要求，进一步优化电力资源配置，保障宁夏电力系统安全、优质、经济运行，我局会同宁夏回族自治区发展和改革委员会组织有关单位对《宁夏电力辅助服务市场运营规则（试行）》进行了修订，研究制定了《宁夏电力辅助服务市场运营规则（征求意见稿）》。现送你单位，请于2021年5月16日前将有关意见书面反馈至西北能源监管局，逾期未反馈视为无意见。

《宁夏电力辅助服务市场运营规则（征求意见稿）》电子文档请在西北能源监管局门户网站(<http://xbj.nea.gov.cn>)“通知公告”栏目下载。

联系人：李美娟

电话：029-81008059

邮 箱：limj@nea.gov.cn

传真：029-81008052

附件：宁夏电力辅助服务市场运营规则（征求意见稿）



国家能源局西北监管局



宁夏回族自治区发展和改革委员会

2021年3月30日

附件

宁夏电力辅助服务市场运营规则

(征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为规范调峰辅助服务管理，发挥市场在资源配置中的决定性作用，保障宁夏电网安全、稳定、经济运行，促进风电、光伏等新能源消纳，制定本规则。

第二条 本规则制定依据《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)及其配套文件、《电力监管条例》(国务院令 第432号)、《关于印发《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》的通知》(西北监能市场〔2018〕66号)及《宁夏回族自治区电力中长期交易规则(试行)》(西北监能市场〔2020〕11号)等国家有关法律、法规制定。

第三条 电力辅助服务是指并网发电机组、可调节负荷和电储能装置等可调节资源，在电网调峰能力不足，可能出现弃风、弃光时，通过调整机组出力、改变机组运行状态、调节用电负荷等措施提供的服务。

第四条 电力辅助服务交易以确保电力安全、居民供热为前提，发电企业、电力用户或独立的辅助服务供应商参与辅助

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电力安全及居民供热质量。

第五条 国家能源局西北监管局、自治区发展和改革委员会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

第六条 宁夏电力辅助服务市场成员包括市场运营机构和市场主体。

第七条 市场运营机构为宁夏电力调度控制中心及宁夏电力交易中心有限公司。

宁夏电力调度控制中心主要职责是：

- （一）运营宁夏电力辅助服务市场；
- （二）建设、维护电力辅助服务市场技术支持系统；
- （三）依据市场规则组织辅助服务交易，按照交易结果进行调用；
- （四）发布市场运行信息；
- （五）评估市场运行状态，对市场规则提出修改意见；
- （六）紧急情况下中止市场运行，保障电力系统安全运行；
- （七）向西北能源监管局、自治区发展改革委上报市场信息，接受监管。

宁夏电力交易中心有限公司主要职责是：

- (一) 与市场主体进行电力辅助服务的结算；
- (二) 发布月度结算信息。

第八条 市场主体包括：

(一) 接入宁夏电网参与宁夏区内电力电量平衡的发电机组（包括火电、风电、光伏），新建机组满负荷试运结束后即纳入辅助服务管理范围。

(二) 接入宁夏电网公平承担发电企业社会责任、承担国家依法合规设立的政府性基金以及产业政策相符合的政策性交叉补贴、系统备用费的自备电厂。

(三) 接入宁夏电网获得市场准入、符合产业政策及有关条件的可调节电力用户、电储能装置和独立辅助服务供应商。

第九条 市场主体的职责：

- (一) 按规则申报可调节电力、辅助服务价格等信息，并按调度指令提供辅助服务；
- (二) 依据规则承担电力辅助服务有偿分摊费用；
- (三) 做好设备运维，确保电力辅助服务有序开展。

第三章 市场品种

第十条 电力辅助服务市场包含火电机组深度调峰、火电机组应急启停、自备机组调峰、可调节负荷、热电机组-电锅

炉和电储能交易。

第十一条 深度调峰交易是指火电厂开机机组通过调减出力，使机组平均负荷率小于有偿调峰基准时提供的服务。

第十二条 应急启停交易是指有启停调峰能力的火电机组，通过机组短时启停（72小时以内）提供的服务。

第十三条 自备机组调峰交易是指通过减少自备电厂发电出力，使机组负荷率小于自供负荷时提供的服务。

第十四条 可调节负荷交易是指用电企业根据电网运行需要进行负荷上调节的服务。

第十五条 热电机组-电锅炉交易是指在火电企业计量出口内建设的电锅炉设施，可与热电机组联合以厂为单位参与深度调峰交易。

第十六条 电储能交易是指储能装置根据电网运行需要，在弃风、弃光时段储存电力，在负荷高峰时段释放电力提供的服务。

第四章 深度调峰交易

第十七条 负荷率是火电机组发电电力与机组额定容量之比，以15分钟为周期计算机组的平均负荷率。平均负荷率小于有偿调峰基准时获得补偿，平均负荷率大于有偿调峰基准时参与分摊，并网机组运行负荷率不一致时，以全厂总出力与总

额定容量之比计算平均负荷率。火电机组容量以电力业务许可证（发电类）上容量为准。

第十八条 火电机组有偿调峰基准为其额定容量的 50%。有偿调峰基准点是一个体现市场供求关系的动态平衡点，西北能源监管局、自治区发改委可根据电网调峰缺口、辅助服务资金补偿情况适时进行调整。

第十九条 深度调峰交易采用火电企业单边集中竞价方式，日前预出清，实时正式出清。火电企业在日前按照不同负荷率分两档报价，具体分档及报价上、下限见下表：

报价档位	机组负荷率	报价下限 (元/千瓦时)	报价上限 (元/千瓦时)
第一档	40% < 负荷率 < 50%	0	0.30
第二档	负荷率 ≤ 40%	0.30	0.70

第二十条 深度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。其中，有偿调峰电量指火电机组平均负荷率低于有偿调峰基准形成的未发电量，出清价格指单位统计周期内同一档内实际调用到的最后一台机组的报价。

第二十一条 火电企业补偿费用根据机组不同时段调峰深度所对应的出清电价进行计算，公式如下：

公式：火电厂实时深度调峰获得费用=

$$\sum_{i=1}^2 (\text{第}i\text{档有偿调峰电量} \times \text{第}i\text{档实际出清电价})$$

第五章 自备机组调峰交易

第二十二条 自备电厂不参与电网调峰期间，按照“以用定发、自发自用”原则运行，结算按照“上、下网电量分开计量结算”的原则进行。

第二十三条 自备电厂在日前不同负荷率分两档报价，具体分档及报价上、下限见下表：

报价档位	机组负荷率	报价下限 (元/千瓦时)	报价上限 (元/千瓦时)
第一档	40% < 负荷率 < 发电基准 (自供负荷)	0	0.30
第二档	负荷率 ≤ 40%	0.30	0.70

第二十四条 自备机组参与电网调峰时，对参与调峰的电量进行补偿。其中参与调峰的电量指自备机组发电负荷低于其发电基准（自供负荷）时的电量，出清价格指单位统计周期内同一档内实际调用到的最后一台机组的报价。

第二十五条 自备机组补偿费用根据机组调峰深度和对应的出清电价进行计算，公式如下：

公式：自备机组调峰补偿费用=

$$\sum_{i=1}^2 (\text{第}i\text{档有偿调峰电量} \times \text{第}i\text{档实际出清电价})$$

第二十六条 自备电厂因参与电网调峰期间的少发电量不予追补。

第六章 应急启停交易

第二十七条 火电企业在日前申报次日参与启停调峰的电价信息。火电企业按照机组额定容量对应的启停调峰服务报价区间进行报价，各级别机组的报价上限见下表：

机组额定容量级别（万千瓦）	报价上限（万元/次）
10	50
20	80
30	110
60	200
100	300

第二十八条 应急启停交易仅在日前进行组织。电力调度机构根据电网运行需要，在满足电网安全约束的情况下按照火电企业日前报价由低到高依次调用，出清价格为实际调用到的最后一台同容量级别机组的报价。

第二十九条 应急启停交易根据各级别机组市场出清价格按台次结算。

第三十条 应急启停调峰机组报价相同时，根据以下两点边界条件进行调用：启停行为与新能源消纳相关性最大化和电厂月度电量完成情况。

第七章 可调节负荷交易

第三十一条 参与可调节负荷交易的用电企业主要考虑具备一定规模，可上调节电力达到1万千瓦及以上，且能够将用电信息上传至国网宁夏电力有限公司地市级调度机构。独立辅助服务供应商可将中小用户资源统一整合，通过需求侧响应方式参与可调节负荷交易。

第三十二条 可调节负荷交易交易采取日前调用的模式，参与用电企业需在日前上报次日正常生产曲线、可调节负荷量及可调节时长，由电力调度机构根据电网调峰需求进行可调节负荷调用，确定次日参与市场用户的负荷曲线，下发执行。

第三十三条 可调节负荷交易采取定价模式，用户在峰电价时段参与市场，补偿费用按照其峰-平电价差额进行补偿。

第三十四条 用电企业参与可调节负荷交易获得的补偿费用根据用户参与调峰电量所对应的峰-平电价差额进行计算，计算方式如下：

公式：可调节负荷交易补偿费用 = 有偿调峰电量 × (峰电价 - 平电价)

第八章 电锅炉交易

第三十五条 电锅炉交易以电厂为单位，参加深度调峰交

易。电锅炉交易相关申报、竞价、补偿原则均按照深度调峰交易规定执行。

第三十六条 电锅炉交易中电锅炉可抵减热电机组发电出力最多至额定容量的 10%。故障或紧急情况下，发电厂可根据情况调整机组和电锅炉的运行工况，并及时将调整结果汇报调度机构。

第三十七条 热电联产机组参与深度调峰后，其调峰能力核定结果的上限不变、下限统一认定为 50%，在保障设备安全稳定运行和供热的前提下发电机组与电锅炉进行协调优化运行。

第九章 电储能交易

第三十八条 参与交易的电储能装置充电功率需在 1 万千瓦及以上、持续充电时间 2 小时以上，并满足《电力系统电化学储能系统通用技术条件》（GB/T 36558-2018）、《电化学储能系统接入电网技术规定》（GB/T 36547-2018）等国家标准。

第三十九条 电储能交易包括双边协商交易和单边竞价交易两种类型。

（一）双边协商交易是指储能供应商与新能源企业等市场主体开展协商确定调峰交易时段、电价和交易电力、电量，并由调度机构校核后执行的交易，仅在日前组织。

(二) 单边竞价交易是指储能设施在双边协商交易后仍有富余充电能力时，电力调度机构根据电网实际运行情况，按照调峰资源提供者由低到高的报价顺序依次出清执行的交易。单边竞价交易在日前预出清，日内正式出清。

第四十条 双边协商交易费用与单边竞价交易费用分别计算

(一) 双边协商交易价格由双方自行协商确定，交易费用不进行分摊。新能源场站和储能供应商通过双边协商确定的调峰交易结果报送至电力调度机构，经电力调度机构安全校核后出清执行，由于新能源企业自身原因未达到调度计划指令的欠发电力不予追补。

(二) 单边竞价交易按照储能调峰服务边际出清价格对储能电站充电电量进行补偿。储能设施日前申报次日调峰补偿价格和储能容量（包括最大充放电电力、时间等），调峰补偿价格上限为 0.6 元/千瓦时。

第四十一条 电储能设施放电过程由电力调度机构根据电网实际运行情况，在不影响新能源消纳的时段有序释放。储能电站自行进行充放电的行为，不进行调峰服务补偿。

第四十二条 新能源企业购买到的储能设施电力为新能源企业对应时段新增发电空间，除发生危及电网安全运行等特殊情况下，电力调度机构需严格保证新能源企业交易电力的发电空间。

第四十三条 电储能的充放电损耗由储能供应商自行承担，电网企业从双边协商交易费和调峰服务补偿费中按燃煤发电标杆上网电价进行回收。

第四十四条 储能设施获得费用按以下公式计算：

公式：储能结算费用=双边协商交易电价×双边协商交易充电电量+储能调峰服务补偿价格×单边竞价交易充电电量-储能充放电的损耗费用。

第四十五条 购买服务发电企业支付的双边协商交易费用按以下公式计算：

公式：购买服务发电企业支付双边协商交易费用=双边协商交易电价×双边协商交易充电电量

第四十六条 储能设施充放电的损耗费用（电网企业回收费用）=燃煤发电标杆上网电价×（储能充电电量-储能放电电量）

第十章 分摊费用计算

第四十七条 深度调峰交易、自备机组调峰交易、可调节负荷交易、电锅炉交易、电储能单边竞价交易的补偿费用由区内负荷率大于等于深度调峰基准的火电厂、风电场、光伏电站按照交易时段共同分摊。

（一）火电厂分摊方法：参与分摊的火电厂根据实际调峰

率的不同，分三档依次加大分摊比重，进行“阶梯式”分摊。
具体分摊金额按照以下方式计算：

公式：调峰分摊金额=【火电厂修正后发电量/（区内参与分摊的所有火电厂修正后总发电量+区内参与分摊的所有风电场、光伏电站修正后总发电量）】×调峰补偿总金额

$$\text{火电厂修正后发电量} = \sum_{i=1}^3 (\text{第}i\text{档实际发电量} \times \text{修正系数}k_i)$$

其中，火电厂发电量按不同负荷率区间进行分档，负荷率高于有偿调峰基准但小于70%部分为第一档，负荷率在70%至80%之间部分为第二档，负荷率高于80%部分为第三档，对应三档的修正系数分别为 $k_1=1$ 、 $k_2=1.5$ 、 $k_3=2$ 。

（二）风电场、光伏电站分摊方法：参与分摊的风电场、光伏电站根据实际发电量比例进行分摊，并根据风电场、光伏电站上一年度利用小时数与保障性收购小时数之差进行阶梯式修正。
具体分摊金额按照以下方式计算：

公式：调峰分摊金额=【风电场、光伏电站修正后发电量/（区内参与分摊的所有火电厂修正后总发电量+区内参与分摊的所有风电场、光伏电站修正后电量）】×调峰补偿总金额

风电场、光伏电站修正后发电量=风电场、光伏电站实际发电量×
修正系数总发

p

修正系数p以保障性收购利用小时数（参考《国家发展改革委 国

家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》发改能源[2016]1150号)为基准进行修正(文件中未提及地区按最低标准计算),上年度利用小时数较保障性收购利用小时数每降低100小时(取整),分摊电量系数减小10%。若上年度利用小时数高于等于保障性收购利用小时数,则 $p=1$ 。

$$p = 0.9^n$$

$$n = \frac{\text{保障性收购利用小时数} - \text{实际利用小时数}}{100}$$

第四十八条 火电机组应急启停交易服务费用按照各火电厂、风电场、光伏电站应急启停期间实时深度调峰补偿费用的承担比例进行支付。具体支付费用按照以下方式计算:

公式: 各火电厂、风电场、光伏电站应急启停支付费用 = (各火电厂、风电场、光伏电站应急启停期间实时深度调峰支付费用 / 应急启停期间实时深度调峰总支付费用) × 应急启停总费用

第四十九条 所有参与调峰的发电企业分摊金额均设置上限,当单位统计周期内风电场、光伏电站和火电厂通过上述分摊办法计算得出的应承担费用大于分摊金额上限时,按分摊金额上限进行支付。

公式: 火电厂支付上限 = 火电厂实际发电量 × 本省燃煤机组标杆电价 × 0.25

风电场、光伏电站分摊金额上限 = 风电场、光伏电站实际发电量 × 本省燃煤机组标杆电价 × 0.8

第五十条 因某发电企业支付费用达到上限，导致补偿费用存在缺额时，缺额部分由其余未达到支付上限的发电企业按其修正后发电量比例承担，按如下方法循环计算：

公式：未达到支付上限各发电企业承担的费用缺额 = (发电企业修正后发电量 / 未到达支付上限发电企业总修正后发电量) × 实时深度调峰费用总缺额

第五十一条 全部参与分摊的发电企业支付费用均达到上限后，补偿费用仍存在缺额时，缺额部分由所有辅助服务提供方在其获得费用中削减，消减费用按如下方法计算：

公式：各辅助服务提供方的缺额削减费用 = (各辅助服务提供方获得补偿费用 / 辅助服务总费用) × 补偿费用总缺额

第十一章 市场组织

第五十二条 工作日 9 时前，火电机组、可调节负荷和电储能设施申报次日调峰能力和报价。

(1) 火电厂申报次日启停调峰价格、深度调峰价格及机组有功出力可调区间；

(2) 自备企业申报调峰价格、机组有功出力可调区间。

(3) 可调节负荷申报可调节负荷量及可调节时长。

(4) 电储能设施申报和新能源场站双边协商确定的调峰交易结果、参与单边竞价交易的调峰补偿价格和储能容量。

第五十三条 深度调峰交易、自备电厂调峰交易、电锅炉交易、电储能单边竞价交易在日前预出清，日内正式出清；应急启停交易、可调节负荷交易、电储能双边协商交易仅在日前出清。

第五十四条 每日 17 时前发布经安全校核后的次日深度调峰申报电力及价格汇总结果等市场信息。

第十二章 交易结果执行

第五十五条 在保障电网安全运行前提下，对辅助服务不同交易品种按照经济性调用，即优先调用低价的调峰资源。

第五十六条 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采取临时增加或减少调峰资源或安排机组应急启停调峰等措施。

第五十七条 辅助服务提供方负责设备运行与维护，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服务。

第五十八条 风电、光伏企业参与电力调峰服务双边交易的电量部分不参与辅助服务费用分摊。确因电网安全运行需要、或网络阻塞原因，按照调度指令要求，负荷率高于有偿调峰基准的火电厂不支付实时深度调峰费用。

第五十九条 为规范市场运行机制，避免各发电企业盲目逐利的行为，对因自身原因导致日内调峰能力与日前上报竞价

情况不符的火电厂进行相应的考核：

考核罚金 = 减少的有偿调峰电量 × 出清电价 × 2

考核罚金按照各火电厂、风电场、光伏电站当日辅助服务分摊费用的承担比例抵减分摊费用。具体按照以下方式计算：

公式：各火电厂、风电场、光伏电站抵减费用 = (各火电厂、风电场、光伏电站当日辅助服务分摊费用 / 当日辅助服务分摊总费用) × 当日考核罚金

第十三章 计量与结算

第六十条 参与交易的市场主体应能将有功、电流、设备运行状态等遥测、遥信信息上传至电力调度机构，并满足相关可靠性及准确性要求。

第六十一条 辅助服务计量的依据为：电力调度指令、智能电网调度控制系统采集的实时数据、电量数据等。

第六十二条 单位统计周期（15分钟）是交易量计算的基本时间单位，在每个统计周期中计算调峰服务购售双方收支费用。

第六十三条 参与电网调峰的用户应按照相关规定与电网企业进行电费结算，用户侧调峰补偿费用结算不影响用户正常电费结算。

第六十四条 辅助服务费用实行专项管理，按照收支平衡

原则，统一进行结算。

第六十五条 辅助服务费用的结算方式采用日清月结的方式。

第十四章 信息发布

第六十六条 电网企业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。辅助服务市场信息分为实时信息、日信息及月度信息，内容包括调度管辖范围内所有辅助服务补偿和分摊对象、时段、电力、电量、价格、费用等。

第六十七条 当日信息由电力调度机构在下一个工作日 14 时前发布。各发电厂如对日信息有异议，应于发布之日的 16 时前向电力调度机构提出核对要求。电力调度机构每日 18 时前发布确认后的统计结果。

第六十八条 电力调度机构应在每月第 8 个工作日前发布上月辅助服务市场月度信息。

第十五章 市场监管及干预

第六十九条 西北能源监管局、自治区发改委对辅助服务市场运行进行监督管理。

第七十条 市场运营机构应将辅助服务交易情况、交易合

同等信息报西北能源监管局、自治区发改委备案。

第七十一条 西北能源监管局、自治区发改委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。

第七十二条 发生以下情况时，西北能源监管局、自治区发改委可对市场进行干预，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) 电力系统或辅助服务平台发生故障，导致市场无法正常进行时；

(三) 其他必要情况。

第七十三条 市场干预的主要手段包括：

(一) 调整市场限价；

(二) 制定或调整市场现价；

(三) 暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第七十四条 因辅助服务交易、调用、统计及结算等情况存在争议的，由西北能源监管局、自治区发展改革委裁决。

第十六章 附则

第七十五条 本规则由西北能源监管局、自治区发展改革

委负责解释，并根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修改。

第七十六条 本规则自印发之日起实施。

国家能源局西北监管局综合处

2021年4月7日印发

