

国家能源局甘肃监管办公室

关于征求《甘肃省电力调峰辅助服务市场运营规则 (试行)》(征求意见稿)意见建议的函

各有关发电企业:

为进一步落实国家电力体制改革相关政策,有效促进甘肃省新能源消纳能力,有序推进甘肃电力调峰辅助服务市场建设,探索以市场化手段激励火电企业开展深度调峰机制,结合甘肃实际,我办会同国网甘肃省电力公司组织制定了《甘肃省电力调峰辅助服务市场运营规则(试行)》(征求意见稿)(以下简称《运营规则》)。现征求你单位意见,请于9月25日17:00前将有关意见建议反馈我办,逾期未回复视为无意见。《运营规则》可在我办门户网站(<http://gsb.nea.gov.cn/>)重要通知栏目下载。

联系人:黄正

联系电话:0931-2954821;18693122866

传真:0931-7765411

电子邮箱:scgsb@nea.gov.cn

附件:《甘肃省电力调峰辅助服务市场运营规则(试行)》
(征求意见稿)



甘肃省电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）

（征求意见稿）

第一章 总则

第一条 为建立调峰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,保障甘肃省电力系统安全、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）、《国家能源局关于印发2016年体制改革工作要点的通知》（国能综法改〔2016〕57号）、《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43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〔2015〕28号）及国家有关法律、法规及行业标准。

第三条 本规则所称调峰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,由并网发电厂或电力用户提供的除正常电能生产外的市场化辅助服务。

第四条 本规则适用于甘肃电力调峰辅助服务市场中开展的各项调峰辅助服务交易行为。甘肃电力调峰辅助服务市场所有成员必须遵守本规则。

第五条 发电机组、可中断负荷、电储能参与调峰辅助服务市场严格执行调度指令,要以确保电力安全、供热安全为前提,不得以参与调峰服务市场为由,影响电力安全及居民供热质量。

第六条 国家能源局甘肃监管办公室（以下简称甘肃能监办）负责甘肃电力调峰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 甘肃电力调峰辅助服务市场包括市场运营机构和市场主体。

第八条 甘肃电力调峰辅助服务市场运营机构为甘肃电力调度控制中心及甘肃电力交易中心有限公司。

甘肃电力调度控制中心主要职责是:

- (一) 管理、运营甘肃电力调峰辅助服务市场;
- (二) 建设、维护市场交易的技术支持平台;
- (三) 依据市场规则组织交易、按照交易结果进行调用;
- (四) 发布实时市场信息;
- (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,保障系统安全运行;
- (七) 向甘肃能监办提交电力调峰辅助服务调用结果,接受监管。

甘肃电力交易中心有限公司职责：

- (一) 与市场主体进行结算；
- (二) 发布月度结算信息。

第九条 电力调峰辅助服务市场的市场主体为已取得发电业务许可证（包括豁免范围内）的省内发电企业（包括火电，水电，风电，光伏），以及经市场准入的电储能和可中断负荷电力用户。新建机组试运期结束后归调开始即纳入调峰服务管理范围。火电机组参与范围为单机容量 100MW 及以上的燃煤、燃气、垃圾、生物质发电机组。

自备电厂可自愿参与调峰辅助服务市场。

网留电厂不参与调峰辅助服务市场。

自发自用分布式光伏、扶贫光伏暂不参与调峰辅助服务市场。

第十条 市场主体的职责：

- （一）按规则申报调峰辅助服务价格、电力等信息，并按调度指令提供调峰辅助服务；
- （二）依据规则承担调峰辅助服务有偿分摊费用；
- （三）做好机组日常运维，确保调峰辅助服务有序开展。

第三章 调峰辅助服务定义

第十一条 本规则所指调峰辅助服务是指并网发电机组或电储能装置、可中断负荷，按照电网调峰需求，平滑、稳定调整机组出力或改变机组运行状态或调节负荷所提供的服务。可分为基本（义务）调峰服务和有偿调峰服务。

第十二条 有偿调峰服务在甘肃电力调峰辅助服务市场中交易，暂包含实时深度调峰交易、调停备用交易、可中断负荷交易、电储能交易。

第十三条 调峰辅助服务市场中的火电机组开机基准方式根据甘肃电网月度调度(交易)计划确定。

第十四条 参与调峰辅助服务市场，影响发电企业的月度计划电量无法完成时滚动追补，偏差电量按照相关规则进行处理。

第四章 实时深度调峰交易

第十五条 实时深度调峰交易是指火电厂运行机组通过调减出力，使火电机组平均负荷率小于有偿调峰基准时提供服务的交易。火电机组提供实时深度调峰服务，须能够按照电力调度机构的指令，满足 AGC 调节速率要求，平滑稳定地调整机组出力。

第十六条 负荷率是火电机组发电电力与机组额定容量之比，以 15 分钟为单位统计周期计算机组的平均负荷率。平均负荷率小于有偿调峰补偿基准时获得补偿；平均负荷率大于有偿调峰补偿基准时参与分摊调峰补偿费用；平均负荷率等于调峰补偿基准时不参与补偿及分摊。

火电厂机组额定容量以电力业务许可证（发电类）为准。

第十七条 火电机组（含供热机组）有偿调峰基准为其额定容量的 50%，有偿调峰基准点应是一个体现市场供求关系的动态平衡点。

第十八条 实时深度调峰交易的购买方是风电、光伏、水电以及出力未减到有偿调峰基准的火电机组。

第十九条 下列情况不参与调峰辅助服务市场补偿及分摊

- （一）机组启停；
- （二）火电厂自身原因减出力至有偿调峰基准以下；
- （三）电网安全约束条件限制；
- （四）电网事故处理时；

第二十条 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火电机组调峰补偿费用和分摊电量。

第二十一条 实时深度调峰交易采用“阶梯式”报价方式和价格机制，火电企业在不同时期分两档浮动报价，具体分档及报价上、下限参见下表：

报价档位	火电厂负荷率	调峰报价（元/千瓦时）	
		报价上限	报价下限
第一档	$40\% \leq \text{负荷率} < 50\%$	0.4	0
第二档	负荷率 $< 40\%$	1.0	0.4

第二十二条 实时深度调峰交易模式为日前申报、日内调用。由电力调度机构按电网运行需要，依据日前竞价结果由低价到高价在日内依次调用（竞价相同时按申报深度调峰电力等比例调用）。

第二十三条 实时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，有偿调峰电量是指火电厂在各有偿调峰分档区间内平均负荷率低于有偿调峰基准形成的未发电量，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。

第二十四条 火电厂获得补偿费用根据开机机组不同时段调峰深度所对应的阶梯电价进行统计，计算方式如下：

公式：火电厂实时深度调峰获得费用＝

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

第二十五条 实时深度调峰有偿服务补偿费用，由省内负荷率大于深度调峰基准的火电厂、风电场、光伏电站、水电厂共同分摊。

（一）火电厂分摊方法：参与分摊的火电厂根据交易期内实际负荷率的不同，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：火电厂调峰分摊金额＝【火电厂修正后发电量/（省内参与分摊的所有火电厂总修正

后发电量+省内参与分摊的所有风电场、光伏电站修正后总发电量+水电修正发电量)】×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 60% 部分为第一档，负荷率在 60% 至 70% 之间部分为第二档，负荷率高于 70% 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、光伏电站按照修正后发电量比例进行分摊，修正后发电量根据风电场、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：风电场、光伏电站调峰分摊金额 = 【风电场、光伏电站修正电量 / (省内参与分摊的所有火电厂总修正后发电量 + 省内参与分摊的所有风电场、光伏电站修正后总发电量 + 水电修正发电量)】 × 调峰补偿总金额

修正电量 = 风电场、光伏电站实际发电量 × 修正系数 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 $p=1$ 。

$$p = 0.9^n$$

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

新并网新能源电厂按照上年度平均利用小时数进行修正。

(三) 水电厂分摊方法：参与分摊的水电厂根据修正发电量进行分摊。具体分摊金额按照以下方式计算：

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

水电厂修正后发电量 = 实际发电量 × 修正系数（供热期间修正系数为 0.2，非供热期间修正系数为 0.5）

供热期为每年 11 月 1 日至次年的 3 月 31 日。

第二十六条 风电场、光伏电站、水电厂和火电厂深度调峰分摊金额均设置上限，当单位统计周期内风电场、光伏电站、水电厂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：火电厂分摊金额上限 = 火电厂实际发电量 × 火电当月平均上网电价 × 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 × 火电当月平均上网电价 × 0.8

水电厂分摊金额上限 = 水电厂实际发电量 × 水电厂当月平均上网电价 × 0.25

每月发电厂分摊费用最高不超过当月结算电费。

第二十七条 因某发电企业支付费用达到上限，导致实时深度调峰分摊费用存在缺额时，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/省内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

新并网新能源机组按照上年度平均利用小时数进行修正。

第二十八条 全部参与分摊的发电企业支付费用均达到上限后，实时深度调峰费用仍存在缺额时，缺额部分由实际负荷率低于有偿调峰基准的火电厂在其获得费用中消减，消减费用按如下方法计算：

公式：各火电厂的缺额消减费用=（各火电厂获得实时深度调峰费用/全省实时深度调峰总费用）×实时深度调峰费用总缺额

第五章 火电调停备用交易

第二十九条 火电调停备用交易是指通过停运火电机组为新能源消纳提供调峰容量的交易。包含火电月度计划停备、火电应急启停交易。

第三十条 火电月度计划停备是指在火电月度机组组合中安排的停机备用或按调度指令超过 72 小时的停机备用，按 1 千元/万千瓦·天进行补偿，补偿时间不超过 7 天。

第三十一条 火电机组在停备期间不得擅自开展检修工作，否则取消停备所应得补偿资金。

第三十二条 火电应急启停交易是指调度机构按照日内电网安全运行实际需要，按照各机组日前单位容量报价由低价到高价依次主动调停火电机组（不超过 72 小时），为电网提供的调峰服务。

第三十三条 火电应急启停交易的出让对象是风电、光伏、水电及未达到有偿调峰基准的火电厂。

第三十四条 火电企业按照机组额定容量对应的应急启停调峰服务报价区间浮动报价，各级别机组的报价上限见下表：

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

第三十五条 应急启停交易根据各级别机组市场出清价格按台次结算，市场出清价格是指当日实际调用到的最后一台应急启停的同容量级别机组的报价。

第三十六条 火电应急启停调峰服务费按照各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站月度实时深度调峰有偿服务补偿费用承担比例进行支付。具体支付费用按照以下方式计算：

公式：各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站应急启停调峰费支付费用＝（各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站月度实时深度调峰支付费用/全省月度实时深度调峰总支付费用）×应急启停总费用

第六章 可中断负荷交易

第三十七条 可中断负荷在市场初期暂定义为随时可调用的集中式电采暖负荷，能够在负荷侧为电网提供调峰辅助服务的用电负荷项目。

第三十八条 参与调峰辅助服务交易的可中断负荷用户最小用电电力须达到 1 万千瓦及以上，且能够将实时用电信息上传至省调，并接受调度机构指挥。

第三十九条 可中断负荷用户在调峰辅助服务平台开展集中交易。

可中断负荷用户向调峰辅助服务平台申报交易时段、15 分钟用电电力曲线、意向价格等内容。市场初期，可中断负荷电力用户申报补偿价格的上限、下限分别为 0.2 元/千瓦时、0.1 元/千瓦时。

第四十条 可中断负荷交易模式为日前申报、日内调用。由电力调度机构根据电网运行需要，根据日前竞价结果由低价到高价在日内依次调用。

第四十一条 当可中断负荷用户如约履行合同时，电网企业按以下方式计算参与可中断负荷用户交易的补偿费用：

可中断负荷用户获得的调峰服务费用＝ Σ 调用电量×申报价格

可中断负荷用户交易的补偿费用按照各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站月度实时深度调峰有偿服务补偿费用承担比例进行支付。具体支付费用按照以下方式计算：

公式：各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站可中断负荷用支付费用＝（各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站月度实时深度调峰支付费用/全省月度实时深度调峰总支付费用）×可中断负荷用户获得的调峰服务总费用

第七章 电储能交易

第四十二条 电储能交易是指蓄电设施通过在弃风弃光时段吸收电力，在其他时段释放电力，从而提供调峰服务的交易。电储能可在电源侧或负荷侧为电网提供调峰服务。

第四十三条 鼓励发电企业、售电企业、电力用户、独立辅助服务提供商等投资建设电储能设施，要求充电功率在 1 万千瓦及以上、持续充电时间 4 小时以上。

第四十四条 火电企业（含供热企业）在计量出口内（也可引进第三方）投资建设储能调峰设施，可与机组联合参与调峰，按实时深度调峰交易管理执行。在风电场、光伏电站计量出口内建设的电储能设施，由电力调度机构监控、记录其实时充放电状态，其充电能力优先由所在风电场和光伏电站使用，由电储能设施投资运营方与风电场、光伏电站协商确定补偿费用。

第四十五条 发电企业计量出口内的储能设施也可自愿作为独立的电力用户参与调峰服务市场。

第四十六条 用户侧电储能设施须将实时充放电等信息上传至省调，并接受调度指挥。

第四十七条 电储能用户在调峰辅助服务平台开展集中交易。

电储能用户需向调峰服务平台提交包含交易时段、15 分钟用电电力曲线、交易价格等内容的交易意向，市场初期电储能用户申报价格的上限、下限分别为 0.2 元/千瓦时、0.1 元/千瓦时。

第四十八条 电储能交易模式为日前申报、日内调用。由电力调度机构根据电网运行需要，根据日前竞价结果由低价到高价在日内依次调用。

第四十九条 当电储能用户如约履行合同时，电网企业按以下方式计算用户侧电储能设施的补偿费用：

电储能设施获得的调峰服务费用=Σ 调用电量×申报价格

电储能用户交易的补偿费用按照各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站月度实时深度调峰有偿服务补偿费用承担比例进行支付。具体支付费用按照以下方式计算：

公式：各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站支付电储能用户费用=（各火电厂、水电厂、风电场、光伏电站月度实时深度调峰支付费用/全省月度实时深度调峰总支付费用）×电储能设施获得的调峰服务总费用

第八章 市场组织与竞价

第五十条 每个工作日 8 时前，有意愿提供实时深度调峰服务的火电厂申报次日报价及机组有功出力可调区间。其中，最大出力应考虑机组因自身原因造成的受阻电力。

第五十一条 每个工作日 8 时前，有意愿参与电力调峰服务市场集中交易且满足要求的电储能、可中断负荷用户向调峰辅助服务平台申报交易期间意向价格、日用电曲线，包括用电时段及每 15 分钟用电功率曲线。

第五十二条 每个工作日 8 时前，有意愿提供应急启停调峰服务的火电厂向调峰辅助服务平台申报机组应急启停价格。

第五十三条 调峰辅助服务平台每个工作日 16 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。

第九章 交易结果执行

第五十四条 在保障电网安全运行前提下，对调峰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。

第五十五条 发电企业负责厂内设备运行与维护，确保能够按照电力调度机构指令提供符合规定的调峰服务。

第五十六条 为规范市场交易行为，对因自身原因导致日内调峰能力低于日前上报深调能力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

减少的有偿调峰电量=（实际出力-调度指令）的积分电量

考核罚金优先补充因火电厂、水电厂、风电场、光伏电站分摊的深度调峰费用。

第十章 计量与结算

第五十七条 调峰辅助服务结算按日清月结原则执行，在次月电量结算时统一兑现。

第五十八条 调峰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。

第五十九条 调峰辅助服务费用按照收支平衡原则，在全省范围内统一进行结算。

第六十条 每月第5个工作日，各市（州）供电公司上报由其负责结算电费的水电厂上月结算电量至甘肃电力交易中心有限公司。

第六十一条 甘肃电力调度控制中心每月第5个工作日向甘肃电力交易中心有限公司提交，全省各火电厂上月调峰辅助服务补偿（分摊）电量及价格。

第六十二条 甘肃电力调度控制中心每月第5个工作日向甘肃电力交易中心有限公司、国网甘肃省电力公司营销部提交全省电储能、可中断负荷上月调峰辅助服务补偿电量及价格。

第六十三条 甘肃电力交易中心有限公司每月第10个工作日，向各电厂公示上月调峰辅助服务补偿及分摊结果，并将各电厂确认后结果提交甘肃能监办审核。

第六十四条 国网甘肃省电力公司财务部、营销部，甘肃电力交易中心有限公司依据甘肃能监办审核结果进行结算。

第十一章 信息发布

第六十五条 电力调度机构和电力交易机构负责向市场主体公布有关市场信息，按照信息保密要求和公开范围，市场信息包括公众信息、公开信息、私有信息三大类：

（一）公众信息指向社会公众公布的信息，例如调峰辅助服务市场交易适用的法律、法规；行业规程、管理规定；交易规则、市场主体履约及信用情况以及经甘肃能源监管办授权发布的其他信息等。

（二）公开信息指所有市场主体均可获得的信息，例如交易公告、交易流程、调峰服务补偿和分摊费用、交易限价、交易价格等。

（三）私有信息指只有特定的市场主体及电力交易机构、电力调度机构才可获得的信息，例如发电机组的机组特性参数、各市场主体的申报电量和申报价格、成交电量和成交价格、结算信息等。

第十二章 市场监管及干预

第六十六条 甘肃能监办对调峰辅助服务市场运行进行监督管理。

第六十七条 甘肃电力交易中心有限公司应将调峰辅助服务交易信息报甘肃能监办备案。

第六十八条 甘肃能监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行为依法依规进行处理。

第六十九条 发生以下情况时，甘肃能监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）电力系统或调峰服务平台发生故障，导致市场无法正常进行时；
- （三）其他必要情况。

第七十条 市场干预的主要手段包括：

- （一）调整市场限价；
- （二）调整有偿调峰基准负荷率及修正系数；
- （三）暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第七十一条 因调峰服务交易、调用、统计及结算等情况存在争议的，由甘肃能监办裁决。

第十三章 附则

第七十二条 本规则由甘肃能监办负责解释。

第七十三条 甘肃能监办根据市场实际运行情况,对相关标准和条款进行修改。

第七十四条 《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》中的有偿调峰服务补偿、调停备用服务补偿相关条款停止执行。

第七十五条 本规则自印发之日起执行。