

附件

新疆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 为进一步完善新疆电力辅助服务市场化新机制，发挥市场在资源配置中的决定性作用，保障新疆电力系统安全、稳定、经济运行，促进可再生能源消纳，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、《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颁发》（电监市场〔2006〕43号）、《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》（国能发监管〔2017〕67号）、《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号）、国家能源局西北监管局关于印发《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）及国家有关法律、法规及行业标准制定。

第三条 本规则适用于新疆电力辅助服务市场交易，新疆电力辅助服务市场所有成员必须遵守本规则。已有辅助服务政策与本规则不一致的，按照本规则执行。

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，促进可再生能源消纳，由辅助服务市场主体提供的除正常电能生产以外的市场化辅助服务。本规则中的辅助服务主要包括有偿调峰、调频、备用、黑启动等服务品种。

第五条 辅助服务交易以确保电力安全、设备安全、供热安全为前提，各类市场主体必须严格执行调度指令，不得以参与辅助服务市场交易和被考核为理由，影响电力安全及居民供热质量。

第六条 国家能源局新疆能监管办公室（以下简称新疆能源监管办）负责电力辅助服务市场的监督与管理，并监管本规则的实施。

第二章 市场成员

第七条 新疆电力辅助服务市场成员包括市场主体、市场运营机构和电网企业。其中，市场运营机构具体指国网新疆电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）和新疆电力交易中心有限责任公司（以下简称“电力交易机构”）。电网企业指国网新疆电力有限公司。

第八条 市场主体包括已取得发电业务许可证的省内发电企业（包括火电，水电，风电，光电等），市场化电力用户（市场化工商业用户、代理购电工商业用户），以及经市场准入的新型储能等，新建机组、储能设施归调并经性能认定后方可进入辅助服务市场。

第九条 发电侧市场主体为新疆省级及以上调度机构直接调管的，参与新疆区域内电力电量平衡的并网发电企业（包括单机容量 100MW 及以上的火电机组、风电、光伏和装机容量 50MW 及以

上的水电站等），以及满足电网接入技术规范的新型储能。

市场初期，自备电厂在承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴、支付系统备用费后，且满足电网接入技术规范，其用电负荷可参与用户侧有偿辅助服务市场交易。

水电站暂时主要参与调停备用和调频辅助服务交易，后续根据市场条件逐步参与其他交易品种。

分布式光伏项目，包括户用光伏、扶贫光伏项目等，暂不参与辅助服务市场。

第十条 用户侧市场主体为参与新疆电力市场交易的电力用户、售电公司和网源荷储一体化项目。

网源荷储一体化项目根据电力系统运行需要，将可再生能源发电项目、储能装置、充电桩、蓄冷蓄热装置、工业负荷等可调节资源进行整合，通过增加或降低项目整体用电负荷向系统提供辅助服务。

第十一条 电力调度机构的主要职责：

- (一) 按照规则运营新疆电力辅助服务市场；
- (二) 建设、运营和维护新疆电力辅助服务市场技术支持平台；
- (三) 依据市场规则组织交易、按照出清结果进行调用并通知市场主体提供辅助服务；
- (四) 依据市场规则定期向交易机构提供市场出清结果；
- (五) 对市场交易执行结果进行统计考核；
- (六) 按照信息披露和报送等有关规定，提供电网运行、市场运行数据信息，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机

构的数据交互；

（七）监测市场运行状态，分析市场出清结果，对辅助服务效果进行评估，对市场规则提出修改建议；

（八）依法依规干预市场，预防市场风险，保障电力系统安全稳定运行；

（九）对市场主体违反规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查；

（十）法律法规规定的其他权力和义务。

第十二条 电力交易机构的主要职责：

（一）按照信息披露和报送等有关规定，提供电网运行、市场运行数据信息，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互；

（二）负责市场主体的注册及申报管理；

（三）负责电力辅助服务市场结算，提供市场主体结算依据及相关服务；

（四）监测和分析辅助服务市场结算结果，预防市场风险；

（五）对市场主体违反规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查；

（六）法律法规规定的其他权力和义务。

第十三条 电网企业的权力和义务：

（一）保障电网及输配电设施的安全稳定运行；

（二）为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、结算和收费等各类供电服务；

（三）按照信息披露和报送等有关规定披露和提供数据信息，

配合开展用户侧参与辅助服务市场监测功能建设，按照国家网络安全有关规定实现与市场运营机构的数据交互；

（四）按照电力交易机构出具的结算依据，承担电力用户、售电公司、网源荷储一体化项目等的费用结算责任，保障交易费用资金安全；

（五）法律法规规定的其他权力和义务。

第十四条 发电侧市场主体的权力和义务：

（一）服从电力调度机构的统一管理，承担自身设备安全生产运行责任；

（二）获得公平的输电服务、电网接入和计量服务；

（三）按规则参与新疆电力辅助服务市场，按照交易结果提供辅助服务，按时完成辅助服务费用结算，提供参与辅助服务市场所需的生产、交易信息；

（四）按规定披露和提供数据信息，获得辅助服务市场交易和输配电服务等相关信息；

（五）满足参与辅助服务市场交易要求的技术支持手段；

（六）法律法规规定的其他权力和义务。

第十五条 用户侧市场主体的权力和义务：

（一）服从电力调度机构的统一管理，承担自身设备安全生产运行责任，满足电网安全生产要求；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按时支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等；

（三）按规则参与新疆电力辅助服务市场，按照交易结果提供辅助服务或分摊有关费用，按时完成辅助服务费用结算；

(四) 按照规则提供电力用户实时负荷、可调节电力及相关生产信息、用电单元、交易信息等;

(五) 满足参与辅助服务市场交易要求的技术支持手段;

(六) 法律法规规定的其他权力和义务。

第三章 发电侧有偿调峰服务交易

第十六条 发电侧有偿调峰服务是指发电侧市场主体按照电网调峰需求，平滑、稳定调整出力，改变运行状态或调节负荷所提供的服务。发电侧调峰服务包括基本（义务）调峰服务和有偿调峰服务，现阶段发电侧有偿调峰服务为实时深度调峰交易和启停调峰交易，暂不开展顶峰服务类交易。

第十七条 辅助服务市场中的火电机组开机基准方式根据新疆电网月度机组开机组合确定。市场主体的调峰服务在被调用后方发生有关分摊和补偿费用，因自身原因而低负荷运行或机组启停等情况均不计入辅助服务范畴。

第十八条 有偿调峰服务按照日前申报预出清、日内正式出清调用的方式，由调度机构根据电网运行需要，集中优化出清，并依据出清结果按照价格由低到高的顺序，依次调用，直到满足调峰服务市场需求为止，竞价相同的按等比例原则调用。

第十九条 日前预出清后，电力调度机构可根据日内电网运行及新能源发电情况按竞价结果由高到低依次调整出清结果（竞价相同时按等比例调整）。

第二十条 可再生能源发电项目在现有技术条件下，暂不参与有偿调峰交易，不享受资金补偿，但需与其他发电侧市场主体共同参与有偿调峰服务补偿费用的分摊。

第二十一条 发电侧市场主体参与有偿调峰服务，须能够按照电力调度机构的指令，满足一定调节速率要求，随时平滑稳定的调整出力。并网公用火电机组通过调减机组出力使机组出力小于有偿调峰基准的方式提供调峰服务，火电企业自建的蓄热设施、电锅炉、储能等装置参与调峰服务时，需明确自建装置与发电机组联合参与调峰服务的对应计量关系。

第二十二条 实时深度调峰交易购买方是风电、光伏发电项目、出力未达到有偿调峰基准的公用火电机组和发电上网的自备电厂。公用火电机组平均负荷率小于或等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。

第二十三条 公用火电机组（含供热机组）有偿调峰基准见下表：

时期	火电厂类型	有偿调峰补偿基准
非供暖期	纯凝火电机组	负荷率 50%
	热电机组	负荷率 45%
供暖期	纯凝火电机组	负荷率 45%
	热电机组	负荷率 50%

第二十四条 有偿调峰基准点是一个体现市场供求关系的动态平衡点。新疆能源监管办可以根据火电厂最小运行方式、电网调峰缺口、辅助服务补偿资金等情况每个季度进行调整，电力市场发生较大变化时也可进行调整。

第二十五条 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。考虑新疆全区的供暖情况，本规则所述供暖期暂定为每年的10月15日至次年的4月15日，若遇极端天气及特殊情况可根据实际适

当调整。

第二十六条 实时深度调峰交易采用“阶梯式”报价方式和价格机制，发电企业在不同时期分多档浮动报价，具体分档及报价上、下限见下表：

时期	报价档位	公用火电类型	火电厂负荷率	报价下限 (元/kWh)	报价上限 (元/kWh)
非供暖期	第一档	纯凝火电机组	50%≤负荷率	0	0.05
		热电机组	45%≤负荷率		
	第二档	纯凝火电机组	40%≤负荷率<50%	0	0.22
		热电机组	40%≤负荷率<45%		
	第三档	全部火电机组	30%<负荷率<40%	0	0.35
	第四档	全部火电机组	20%≤负荷率<30%	0	0.5
	第五档	全部火电机组	0%<负荷率<20%	0	0.7
	第一档	纯凝火电机组	45%≤负荷率	0	0.05
		热电机组	50%≤负荷率		
供暖期	第二档	纯凝火电机组	40%≤负荷率<45%	0	0.22
		热电机组	40%≤负荷率<50%		
	第三档	全部火电机组	30%<负荷率<40%	0	0.35
	第四档	全部火电机组	20%≤负荷率<30%	0	0.5
	第五档	全部火电机组	0%<负荷率<20%	0	0.7

注：表中分档负荷率按照火电机组机组申报的最大可调出力计算。

第二十七条 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，有偿调峰电量为火电厂在各有关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，档内市场出清价格为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。

第二十八条 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：

$$\text{火电厂实时深度调峰获得费用} = \sum_{i=1}^s (\text{第}i\text{档有偿调峰电量} \times \text{第}i\text{档实际出清电价})$$

第二十九条 实时深度调峰有偿服务补偿费用由省（区）深

度调峰时段内负荷率大于等于深度调峰基准的公用火电厂、发电上网的自备电厂、风电场、光伏电站按照调用时段共同分摊。

(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：火电厂调峰分摊金额 = 【火电厂修正后发电量 / (省区内参与分摊的所有火电厂总修正后发电量 + 省区内参与分摊的所有风电场、光伏电站修正后总发电量 + 自备电厂上网电量)】 × 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 $k_1 = 1$ 、 $k_2 = 1.5$ 、 $k_3 = 2$ 。因系统原因或调度调用造成火电厂负荷率偏高的不进行分摊。

(二) 自备电厂分摊方法：参与分摊的自备电厂根据实际上网电量进行分摊。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 = 【自备电厂上网电量 / (省区内参与分摊的所有火电厂总修正后发电量 + 省区内参与分摊的所有风电场、光伏电站修正后总发电量 + 自备电厂上网电量)】 × 调峰补偿总金额

(三) 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 / (省区内参与分摊的所有火电厂修正后总发电量 + 省区内参与分摊的所有风电场、光伏电站修正后总发电量 + 自备电厂上网电量)】 × 调峰补偿总金额

省区内参与分摊的所有风电场、光伏电站修正后总发电量 = 省区内参与分摊的所有风电场、光伏电站实际总发电量 × 修正系数 p × 区域系数 q

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。

$$p = 0.9^n \quad n = \frac{\text{保障性收购利用小时数} - \text{实际利用小时数}}{100}$$

区域系数 q 是充分考虑新疆电网西部和南部新能源发电受阻情况后设立的，其中阿勒泰、塔城、博州、阿克苏、喀什、和田地区的新能源厂站该系数为 0.9，其它地区新能源厂站该系数为 1，若系统网架变化区域系数将进行年度调整。

第三十条 风电场、光伏电站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×上一年度公用火电平均上网电价×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×上一年度风电场、光伏电站平均上网电价（不包含政府补贴电价）×0.8

第三十一条 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/所在省区实时深度调峰总费用）×实时深度调峰费用总缺额

第三十二条 发电侧启停调峰交易是指通过发电机组启停为新能源消纳提供调峰容量的交易。启停调峰交易的出让对象是风电、光伏及未达到有偿调峰基准的公用火电厂。公用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浮动报价，各级别机组申报价格上限如下：

机组额定容量级别（万千瓦）	报价上限（万元/次）
10	100
20	160
30	220
60	400
100	600

第三十三条 公用火电厂被调用参与有偿调峰交易被调停时，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启停调峰的同容量级别机组的报价。

第三十四条 公用火电机组停机调峰各容量级别机组停机 72 小时以内（含 72 小时）补偿费用根据市场出清价格折算后的一次性予以结算；72 小时（不含 72 小时）-144 小时（含 144 小时）之间的补偿费用根据市场出清价格折算后按小时进行结算，具体公式如下：

$$72 \text{ 小时以内的补偿费用} = \text{市场出清价格}/2$$

$$72 \text{ 小时}-144 \text{ 小时的补偿费用} = (\text{实际启停小时数}-72) \times \text{市场出清价格}/144$$

未严格执行调度指令启停机时间（正负偏差时间超过 1 小时）的机组不予补偿，因电网安全约束停机机组不在补偿范围内。

第三十五条 水电机组停机备用时，根据机组容量按月度启停次数进行补偿，每次补偿 25 元/万千瓦。

第三十六条 公用火电、水电机组启停费用按照各火电厂、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。

第三十七条 当电网运行过程中确需火电机组应急启停，且无火电机组成交时，可按照“两个细则”停备相关要求安排机组停机，相关补偿费用按照“两个细则”标准执行。

第三十八条 火电企业在计量关口出口内建设的储能设施，可与机组联合参与调峰，视为深度调峰设施。在深度调峰交易中抵减机组发电出力进行费用计算及补偿，最多可抵减至出力为零，

对抵减后出力为负的部分不予补偿。储能调峰设施不影响机组最小运行方式核定。

第四章 储能设施有偿调峰服务交易

第三十九条 储能设施有偿调峰交易指储能设施在用电低谷或弃风、弃光时段储存电力，在其他时段释放电力的调峰的交易。储能设施中标调峰服务后，按照电力调度机构安排的时段进行充放电，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。

第四十条 在火电机组计量出口内建设的储能设施，与机组联合参与有偿调峰交易，按照火电机组有偿调峰交易条款执行，不单独结算。

第四十一条 抽水蓄能项目参与新疆电力辅助服务市场，其充放电量的电价、结算按照国家和自治区有关规定执行。

第四十二条 独立储能参与调峰辅助服务市场时，根据自身容量情况申报次日最大充放电功率、可调用时段（调用持续时长不低于1小时）和交易价格，初期申报单段报价，竞价上限0.55元/千瓦时。电力调度机构按照电网调峰需求根据储能报价由低到高依次调用储能充电参与调峰辅助服务市场交易。

第四十三条 新能源配建的储能单元优先消纳自身新能源电量、独立储能在参与调峰辅助服务市场之外有剩余充电能力的，在电网因电力保供和电力系统安全原因需要调峰资源的情况下，调度机构可以根据电网需要按照价格由低到高顺序调用独立储能、新能源配建储能参与电网调峰。

第四十四条 新能源配建储能和有剩余充电能力的独立储能因电力保供和电力系统安全原因参与电网调峰时，分别根据消纳

自身新能源电量和参与独立储能有偿调峰交易后的剩余充电能力，申报的次日最大剩余充放电功率、可调用时段（调用持续时长不低于1小时），初期对充电电量按照0.35元/千瓦时补偿。调度机构可以根据电网需要按照申报价格由低到高顺序调用储能设施参与电网调峰。其剩余充电能力由电力调度机构根据系统运行情况优先用于消纳新能源企业弃风弃光电量，放电计划按照电力保供和电网安全需求制定。

第四十五条 在火电机组或新能源机组计量出口内建设的储能设施，不得使用下网电量充电。

第四十六条 电力用户计量出口内建设的电储能设施，由用户自行进行充、放电管理，暂时不得上网。待市场条件成熟，电力用户侧储能装置参与市场交易规则另行制定。

第四十七条 储能设施参与电网调峰的基准值为充放电计划确定值，调峰值为放电出力低于基准值或实际充电高于基准值的电储能充电电力，参与电网调峰辅助服务的补偿费用计算方式为：

储能参与调峰辅助服务补偿费用 =

$$\sum_{i=1}^n (\text{第}i\text{次调峰电量} \times \text{第}i\text{次出清价格})$$

第四十八条 储能设施参与调峰辅助服务市场交易的补偿费用与发电侧有偿调峰补偿费用合并进行分摊，分摊标准参照发电侧有偿调峰规则执行。新能源配建储能和有剩余充电能力的独立储能因电力保供和电力系统安全原因参与电网调峰的补偿费用由新能源企业按照月度上网电量均摊，电力调度机构应将原因详细记录于月报。

第四十九条 现货市场运行时，储能因参与辅助服务市场产

生的放电量对应的电能量费用按该时段对应现货节点电价结算，现货市场未运行时按其中长期合同电量与中长期市场结算规则结算，未参与中长期市场的储能设施按当月中长期分时段交易对应的时段月度均价结算。

第五十条 参与有偿调峰的储能设施因缺陷等自身原因导致实际调峰电量低于出清调峰电量的 90%时，对调峰电量缺额部分进行考核，考核罚金优先用于支付储能设施有偿调峰补偿总费用。

考核罚金= $\max(0, \text{出清储能调峰电量} \times 90\% - \text{实际储能调峰电量}) \times \text{出清电价} \times 1.3$

第五十一条 风电、光伏企业与独立电储能设施协商的储能设施充电电力为风电、光伏企业对应时段新增发电空间。除发生危及电网安全运行等极特殊情况外，电力调度机构须严格保证风电、光伏企业的发电空间。

第五章 用户侧有偿调峰服务交易

第五十二条 用户侧有偿调峰服务是指电力用户（含售电公司、用户侧储能设施、网源荷储一体化项目）在正常基准用电基础上增加负荷，为清洁能源提升消纳空间的交易，或在正常基准用电基础上减少负荷，保障电力供需平衡和电网稳定运行。

第五十三条 用户侧有偿调峰服务提供方进入市场前，应当具备信息整合、用电曲线分解、补偿费用分解、负荷控制等能力，在电力调度机构能够监控、记录其实时运行状态的前提下，通过电力调度数据网或源网荷储协同互动智能调控平台与电网企业进行实时运行信息交互，并满足信息安全防护、分时计量采集等技术要求。同时，应当在新疆电力交易平台完成市场成员注册，且

调峰能力不得低于 1 万千瓦，调峰时长不得低于 1 小时。

第五十四条 售电公司代理电力用户参与有偿调峰服务的，其代理合同签订、变更、解除等事项，按照国家和新疆有关政策执行。

第五十五条 电力用户基线负荷的计算按照《GB/T 37016-2018 电力用户需求响应节约电力测量与验证技术要求》执行，具体算法由电力调度机构另行制定。电力用户调峰响应曲线与基准曲线之差的积分电量为该电力用户提供的服务电量，以电力调度机构测算数据为准。电力用户申报区间内基准用电负荷不得超过基线负荷 $\pm 10\%$ 。

第五十六条 电力用户参与有偿调峰交易需在每日 10 点前，申报次日 96 点基准用电曲线、96 点调峰响应曲线、参与调峰的最小时长(min)、维持生产的最低出清下限、负荷爬坡速率(MW/min)、调峰负荷(MW) 及特殊要求等信息。电力用户每日只能申报一组交易价格，申报调节能力不得超过其最大需量，竞价申报上限 0.35 元/千瓦时。

第五十七条 电力调度机构于每日 12 点前，对电力用户申报的 96 点基准曲线完成审核，并根据次日电网调峰需要，根据各类申报填谷用户价格统一排序，按照价格由低到高顺序依次出清。申报价格一致时，按照申报时间先后顺序出清。最后一个中标的电力用户为用户侧有偿调峰市场的统一出清价格。

第五十八条 电力调度机构需根据出清结果，与电力用户进行沟通，认真听取电力用户的反馈意见，并在 17 点发布次日用户侧有偿调峰出清结果。有关电力用户应严格执行有偿调峰出清结

果，并在具体执行调峰工作前1小时，主动向电力调度机构申请执行，经电力调度机构同意后，方可执行。

第五十九条 用户侧有偿调峰服务过程中，每个调用时段内，电力用户提供的有效响应电量与出清价格的乘积即为提供调峰服务的收益。电力用户月度总收益为每个时段收益的累加值。

第六十条 用户侧增加用电负荷的有偿调峰服务补偿费用由各火电厂、风电场、光伏电站、自备电厂分摊，具体分摊办法与发电侧有偿调峰交易分摊方法相同。用户侧减少用电负荷的有偿调峰服务补偿费用由工商业电力用户按月度下网电量分摊。

第六十一条 用户侧有偿调峰价格按照单位统计周期内（15分钟）实际调用的填谷用户的统一出清价格进行结算。在月度交易结算中，受用户侧有偿调峰影响，发电企业增发电量和电力用户增用电量均按照月度交易上、下调电价结算。

第六十二条 市场运营机构在每月第5个工作日前发布上月削峰填谷响应月度运行信息。各市场主体如对信息有异议，应当在信息发布后5个工作日内向市场运营机构提出核对要求。

第六章 调频辅助服务交易

第六十三条 调频辅助服务指并网发电机组或独立储能设施在规定的出力调整范围内，通过AGC控制装置自动响应区域控制偏差（ACE），按一定调节速率实时调整出力，以满足ACE控制要求的服务，其频率调节服务效果通过调频里程衡量。

第六十四条 电力调度机构负责根据机组或储能设施调节性能试验结果确定并网发电机组和独立储能设施是否满足投入AGC装置的要求。参与调频辅助服务交易的火电机组单机容量不低于

10万千瓦；水电机组（不含灯泡贯流式水电机组）单机容量不低于2万千瓦、全厂容量不低于5万千瓦；独立储能电站容量须不少于1万千瓦。有关市场主体按新疆电网并网管理有关规程规定装设AGC装置，且AGC装置性能指标满足调度运行管理规定有关要求，方可参与调频辅助服务市场交易。次日为停机状态的发电单元不参与调频辅助服务市场日前出清。

第六十五条 调频辅助服务市场采用日前申报预出清，调度机构日内滚动出清、实时调用的方式开展。

第六十六条 调频辅助服务提供者为并网火电机组、水电机组以及满足准入条件的独立储能设施。调频辅助服务费用分摊者为未提供调频服务的并网发电机组和工商业电力用户。

第六十七条 电力调度机构每日11时前公布次日调频服务容量总需求和调节速率需求（MW/min）。

根据每台AGC单元最近7个在网运行日的AGC单元综合性能指标平均值由高到低进行排序，市场初期，以AGC单元综合性能指标平均值前70%的最小值作为AGC单元参与调频市场报价的最低技术标准，最低技术标准按周统计。

综合调频性能指标用于衡量AGC单元响应控制指令的综合性能表现，具体参数通过新疆电网AGC控制规程进行计算。

$$\text{AGC单元综合性能指标平均值为: } k_d = \frac{\sum_{i=1}^n k_i}{n}$$

式中， k_d 为AGC单元综合性能指标平均值， k_i 为AGC单元第*i*次调节过程中的综合性能指标， n 为响应次数。

第六十八条 各服务提供方每日12时前，以AGC单元为基本

单位，通过辅助服务交易平台申报交易信息。火电企业和独立储能设施申报信息包括：出力上、下限，预留调频容量，调频里程报价；水电企业申报信息包括：次日水库水位运行上、下限及出力上、下限，预留容量，调频里程报价。

各服务提供方申报调频里程价格的最小单位是 0.1 元/MW，申报价格范围暂定为 0-15 元/MW；申报调频容量的最小单位是 1MW，火电申报调频容量范围为 [AGC 单元额定容量的 10%-20%]，水电申报调频容量范围为 [AGC 单元额定容量的 20%-30%]，独立储能设施可根据自身荷电状态申报调频容量。容量补偿价格，市场初期暂取 5 元/MW 结算。

其中，调频里程指某段时间内 AGC 单元响应 AGC 控制指令的调频里程之和。AGC 单元每次响应 AGC 控制指令的调频里程是指其响应 AGC 控制指令结束时的实际出力值与响应指令时的出力值之差的绝对值。

总调频里程计算公式为： $D = \sum^n D_i$

式中， D_i 为 AGC 单元第 i 次的调频里程，单位为兆瓦， n 为调节次数。

第六十九条 电力调度机构按照“价格优先、性能优先、容量优先、按需调度”的原则，根据市场主体的调频服务价格从低到高排序出清，直至满足电网调频需求，最后一个中标的调频单元的调频里程排序价格作为调频服务的统一出清价格。提供调频服务的市场主体须按照出清的结果和次日实时调度情况预留调频容量。

调频服务排序价格=市场主体调频服务申报价格（元/兆瓦）/

市场主体 AGC 单元综合性能指标平均值。

当 AGC 单元的调频服务排序价格相同时，优先出清综合性能指标平均值高的 AGC 单元；当 AGC 单元的调频服务排序价格均相同时，优先出清容量大的 AGC 单元；当边际 AGC 单元不止一台时，按容量大小比例确定每台 AGC 单元的中标容量。

第七十条 在提供调频服务的市场主体调频速率不能满足电网次日需求的情况下，电力调度机构可以按照“性能优先、按需调度”的原则，将未出清市场主体纳入调频服务组合参与调频服务，调频收益以其排序价格进行结算。如仍不能满足电网需求，电力调度机构可以按照“性能优先、按需调度”的原则，将未参与交易的市场主体纳入调频服务组合参与调频服务，调频收益按日前出清价格结算，纳入调频辅助服务市场总服务费用分摊。

第七十一条 如日前没有申报调频交易的市场主体，电力调度机构可以按照“性能优先、按需调度”的原则，在全网范围内优先调用调节性能综合指标较高的市场主体参与调频服务，调频收益按照最近一个交易日的有效出清价格结算。

第七十二条 调频中标单元出现以下情况之一，中标时段 AGC 里程不予补偿。

(一) 因自身原因 AGC 退出。

(二) 中标时段内提供 AGC 服务期间的 AGC 综合性能指标 K 值小于 0.5

第七十三条 同时参与调频辅助服务市场和电能量现货市场的市场主体将获得里程收益及容量收益。仅参与调频市场的市场主体将只获得里程收益。里程收益以 1 小时为一个单位计费周期，

调频单元日调频里程补偿计算公式如下：

$$R_{\text{调频里程补偿}} = \sum_{t=1}^{N_{\text{交易时段数}}} (D^{i,t} \times B^t \times K^{i,t})$$

其中， N 为当日总交易时段数；

$D^{i,t}$ 为调频单元 i 在交易时段 t 内的调节里程；

B^t 为交易时段 t 内的调频里程统一出清价格；

$K^{i,t}$ 为调频单元 i 在交易时段 t 内的综合调频性能指标。

容量收益以 1 小时为一个单位计费周期，按固定价格进行结算。

第七十四条 调频辅助服务市场总服务费用由未提供调频服务的并网发电机组和工商业电力用户分摊，分摊比例暂按 5:5 执行。其中，未提供调频服务的并网发电机组按各个计费周期内上网电量比例分摊总调频服务费用的 50%；工商业电力用户按各个计费周期内下网电量比例分摊总调频服务费用的 50%。提供调频辅助服务的市场主体不参与分摊。

第七章 备用辅助服务交易

第七十五条 本规则所称备用辅助服务是指发电企业在规定时间内可提供调用的有功正备用，以满足系统所需的额外有功容量，具体为机组可调出力与机组发电计划曲线出力的差值部分。辅助服务提供方主要是并网火电、水电机组和独立储能设施。

第七十六条 提供备用辅助服务交易的市场主体须通过电力调度机构的备用性能测试，并网火电、水电机组须获得电力业务许可证（发电类），独立储能设施须满足电网接入技术规范，方可入市。电力调度机构负责制定并公布测试工作流程、标准和测试结果。如市场主体在一定时段内未达标，电力调度机构可取消

其提供备用服务的资格。次日停机机组不列入备用辅助服务市场范畴。

第七十七条 备用辅助服务市场按照提供备用服务的市场主体在日前申报量价信息，调度机构按照边际价格出清，日内按需调用的方式组织实施。

第七十八条 备用服务提供方须在每日 11:00 前按照 00:15-08:00、08:15-11:00、11:15-17:00、17:15-19:00、19:15-24:00 五个时段，通过辅助服务交易平台分段申报次日机组旋转备用容量及价格。其中，旋转备用容量应考虑机组因自身原因造成的受阻电力，市场初期申报价格上限为 0.01 元/千瓦时。

第七十九条 电力调度机构于每日 10 点发布有关市场信息，包括 96 点调度口径用户负荷预测、次日 96 点调度口径最大可调容量、次日 96 点本网可参与市场机组预计划、次日本网可参与市场机组电网受阻容量、次日本网可参与市场机组预留备用容量、各站发电计划曲线、96 点本网旋转备用余缺情况以及网架受阻情况、旋转备用需求等。每日 19:00 前，由电力调度机构结合全网运行情况，根据申报的量价信息，按从低到高顺序依次出清，并进行安全校核，直至出清的备用容量满足次日该时段预计的旋转备用需求为止，边际出清价格作为次日该时段备用辅助服务统一结算价格。

如机组报价相同，按能耗优先原则出清，即低能耗机组优先于高能耗机组，能耗相同机组按报价时间优先原则出清。

第八十条 电力调度机构按照最终出清结果，形成备用辅助服务容量调用序列，每日 20:00 前向各市场主体发布。如遇节假日，

电力调度机构可集中组织多日备用辅助服务交易申报，并按需调用。如电力调度机构可根据电网安全稳定运行要求，临时调用未在序列中的发电机组，根据日前出清价格和实际调用量进行结算。

第八十一条 由电力调度机构对未达到申报备用容量的辅助服务提供方进行服务效果考核，并根据“按需调度”的原则调用该时段内已出清的机组平衡容量偏差。如调用序列中的备用容量均已调用，但仍未满足电网需求，可临时调用未在序列中的发电机组。临时调用机组顺序为优先调用未出清的疆内火电机组，其次是跨省跨区、配套电源，最后是省间备用服务资源。临时调用备用容量收益，可根据备用服务市场日前出清价格和实际调用容量进行结算。

第八十二条 辅助服务提供方备用容量偏差小于2%的，免于考核；备用容量偏差大于2%的，暂按该时段中标旋转备用容量所得补偿的1.5倍进行处罚。后期如需调整，需由市场管理委员会提出讨论确定并公示后，报备国家能源局新疆监管办公室。

第八十三条 备用辅助服务市场总服务费用由网内未提供备用服务的发电机组和工商业电力用户共同分摊，分摊比例暂按5:5执行。其中，未提供备用容量服务的并网发电机组按各个计费周期内上网电量比例分摊总服务费用的50%；工商业电力用户按各个计费周期内下网电量比例分摊总服务费用的50%。提供备用辅助服务的市场主体不参与分摊。

第八十四条 发电机组因提供备用辅助服务而产生的上网电量视为发电机组上调电量，执行上调电价或现货市场价格，费用累加计算。

第八章 黑启动辅助服务交易

第八十五条 黑启动是指电力系统区域大面积停电后，在无外界电源支持情况下，由具备自启动、自维持能力的发电机组所提供的恢复系统供电服务的交易。

第八十六条 黑启动辅助服务交易周期原则上按年开展。如有需求，由电力调度机构提出，报备国家能源局新疆监管办公室。

第八十七条 原则上一个黑启动分区安排两个电厂各 1 台黑启动机组提供次年黑启动辅助服务，也可根据实际情况放宽为同一电厂 2 台机组或一个电厂 1 台机组。

第八十八条 黑启动服务费用分为能力费和使用费。能力费主要是对其提供黑启动服务而产生的改造新增投资成本、运行维护成本、黑启动测试成本和人员培训成本等的补偿，申报单位为“万元/月/台”，现阶段最高限价暂定为 2 万元/月/台。使用费主要是因电力系统实际调用黑启动服务而产生的燃料、人力等成本进行补偿，申报单位为“万元/次”，现阶段最高限价暂定为 30 万元/次。以上费用申报须精确到小数点后 1 位。

第八十九条 黑启动服务交易采用集中竞价的组织方式，由电力调度机构在每年 11 月中旬发布次年全网黑启动辅助服务交易开闭市时间、服务分区、各分区黑启动机组需求以及交易要求，各发电企业按机组进行价格申报，经电力调度机构综合考虑机组报价、黑启动耗时、机组容量、全厂机组台数、申报时间等因素，对各分区竞标机组进行排序，并按照各分区机组由前至后的顺序组织出清，出清价格按各分区出清的最后一台机组报价确定，按月结算。

黑启动耗时是指从电力调度机构发出调令到发电机组具备向电网供电条件的时间。

第九十条 黑启动辅助服务交易出清过程中，能力费申报价格低者排序靠前；如能力费申报价格相同，使用费申报价格低者优先；如申报价格均相同，黑启动耗时少者优先；若黑启动耗时相同，机组容量大者优先；若机组容量相同，全厂机组合数多（不含生态机组）者优先；以上条件均相同时，申报时间靠前的优先。若某分区只有一个电厂申报，则该电厂的机组为分区中标机组。

第九十一条 电力调度机构在闭市后 2 个工作日内完成黑启动机组的安全校核工作，在 5 个工作日内公布出清结果。各有关发电企业需严格按照黑启动服务工作要求和流程，做好有关准备工作，并按照电力调度机构的命令，及时提供黑启动服务。

第九十二条 黑启动机组按照市场交易能力费出清结果获得能力费补偿。调用黑启动成功且达到约定技术标准的电厂，每次调用均可按照市场交易使用费出清结果获得使用费补偿。

第九十三条 若电网大面积停电后，分区内提供黑启动服务的机组不能满足电网需要，电力调度机构可根据实际情况，调用分区内的其他发电机组提供黑启动服务，如调用成功，其服务使用费可按照最高限价执行。

第九十四条 黑启动辅助服务调用过程中，若出现黑启动机组无法调用、调用不成功等情况，应由电力调度机构进行考核，责令发电企业退回本年获得的全部黑启动辅助服务能力费，并督促进行整改。如拒不整改的，可依据有关法律法规，对该发电企业处以 100 万元罚款，对企业直接负责的主管人员和其他直接责

任人员，依法给予处分；情节严重的，可以吊销电力业务许可证。

第九十五条 黑启动服务的能力费由网内所有公用电源按上网电量比例分摊。黑启动服务使用费优先执行黑启动考核费用，由调用不成功的中标黑启动机组所属电厂平均分摊该分区内的调用成功的所有机组黑启动辅助服务使用费，分摊不足部分由疆内公用电源按上网电量比例分摊。

第九章 市场组织与竞价

第九十六条 每日 11 时前，有意愿提供实时深度调峰服务的火电厂向调峰服务平台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。

第九十七条 每日 11 时前，有意愿参与调峰辅助服务市场的独立储能、参与电力保供和电力系统安全原因电网调峰的新能源配建储能及独立储能根据自身容量等情况申报次日最大充放电功率、可调用时段和交易价格等信息。

第九十八条 每日 11 时前，有意愿参与电力辅助服务市场集中交易且满足要求的电力用户向调峰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。根据调峰服务平台发布的信息，风电、光伏企业申报购买可中断负荷。

第九十九条 每日 11 时前，有意愿提供应急启停调峰服务的火电厂向调峰服务平台申报机组应急启停报价。

第一百条 辅助服务市场交易平台每交易日 18 时前发布经安全校核后的深度调峰日前调用结果、储能设施调峰市场交易结果、用户侧有偿调峰服务交易结果等。18-19 时，达成交易的双方企

业通过网络签署交易合同，作为日后的结算依据。

第十章 交易结果执行

第一百〇一条 在保障电网安全运行前提下，根据“价格优先、按需调度”的原则，对电力辅助服务不同交易品种依据经济性调用，即优先调用无偿及低价的电力辅助服务资源。

第一百〇二条 公用火电机组加装辅助服务调峰设施参与调峰的，同等条件下优先调用其参与有偿调峰。对已完成火电机组灵活性改造的机组平均负荷率计算时应扣除灵活性改造项目负荷。

第一百〇三条 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中止运行机组调峰资源或安排机组应急启停调峰等措施。

第一百〇四条 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服务。

第一百〇五条 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，电力调度机构应将原因详细记录于月报。

第一百〇六条 为规范市场运行机制，避免各发电企业盲目逐利的行为，对发电企业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：

$$\text{考核罚金} = \text{减少的有偿调峰电量} \times \text{出清电价} \times 2$$

对已申报公用火电应急启停交易，因自身原因无法停机的火电进行相应考核：

$$\text{考核罚金} = \text{应急启停交易申报价格} \times 50\%$$

对已申报公用火电应急启停交易并中标后，在交易执行期满，且未中标下次交易的情况下，因自身原因无法启机的火电机组作废本次启停交易并处 5 万元罚金。

第一百〇七条 受火电机组实际运营工况影响，参与实时深度调峰交易时对以下情况免除考核：

(一) 火电机组参与实时深度调峰交易初始和结束的两个交易周期内，因上调和下调负荷产生的调峰能力偏差；

(二) 火电机组参与实时深度调峰交易时，实际负荷率与申报负荷率在申报负荷率 2% 范围内的偏差。

第一百〇八条 获得的考核罚金优先用于实时深度调峰服务分摊费用，以弥补因火电厂或风电场、光伏电站分摊的深度调峰费用达到分摊金额上限，导致深度调峰补偿金额存在的缺额；当考核罚金大于补偿费用导致平衡账户盈余时，盈余部分由相关火电机组按其考核费用比例予以返还。计算公式为：

$$\text{平衡账户盈余费用} = \text{考核罚金} - \text{调峰补偿费用}$$

$$\text{火电机组返还费用} = \text{火电机组考核罚金} / \text{总考核罚金} \times \text{平衡账户盈余费用}$$

第一百〇九条 参与辅助服务市场的市场主体每违约一次，缴纳罚金 5 万元，计入有偿调峰服务补偿费用。

第十一章 计量与结算

第一百一十条 电网企业按照调度管辖范围记录所辖并网发电厂调峰服务交易、调用等情况。电力交易中心负责交易费用的计算和结算工作。

第一百一十一条 电力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。

第一百一十二条 因提供电力辅助服务造成电厂少发电量，少发电量视作合同转让电量，由增发电厂按照实时深度调峰补偿费用分摊比例分配，电价按原合同电价结算。

第一百一十三条 电厂少发电量的电价，按照当月市场化电量计算的平均电价确定，月度结算，季度清算。

第一百一十四条 市场主体产生的调峰补偿费用，由参与市场主体根据分配结果结算，分配结果每日公布，次月1日结算本月数据。

第一百一十五条 电力辅助服务费用实行专项管理，按照收支平衡原则，根据调度管辖范围统一进行计算。

第一百一十六条 电力辅助服务费用采用电费结算方式，发电厂和电网企业之间按照结算关系进行结算，与本月电费同步完成。

第一百一十七条 调峰服务费用的结算结果需按月上报新疆能源监管办，并向国家电网西北分部备案。

第十二章 信息发布

第一百一十八条 电力调度机构应建立辅助服务市场技术支持系统，发布电力辅助服务市场相关信息。电力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发电企业的调峰服务补偿和分摊对象、时段、电力、电量、价格、费用等。

第一百一十九条 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。

第一百二十条 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 17 时前向调度机构提出核对要求。电力调度机构每日 19 时前发布确认后的统计结果。

第一百二十一条 调度机构应在每月第 5 个工作日前将上月辅助服务市场月度信息报交易机构，并通过“新疆电力交易平台网站”发布。

第十三章 市场监管及干预

第一百二十二条 新疆能源监管办根据职责对电力辅助服务市场运行进行监管。电力调度机构应建立并网发电厂辅助服务管理技术支持系统，并将信息接入监管信息系统。

第一百二十三条 调度和交易机构应在每月 15 日前将上月辅助服务交易情况、结算情况等信息报新疆能源监管办备案。

第一百二十四条 新疆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。

第一百二十五条 发生以下情况时，新疆能源监管办可以对市场进行干预，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。

市场干预的主要方式包括：

- (一)临时调整市场上下限价格;
- (二)制定或调整市场临时交易机制;
- (三)暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第一百二十六条 因电力辅助服务交易、调用、统计及结算等情况存在争议的，市场主体应先与电力调度机构自主协商，电力调度机构应在收到市场主体申请的2个工作日内予以答复。协商不一致的，可向国家能源局新疆监管办公室提出协调请求或提请仲裁。

第十四章 附则

第一百二十七条 本规则由新疆能源监管办负责解释，并根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修改，报国家能源局备案后执行。

第一百二十八条 新疆实施的《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》中与本规则内容有关规定停止执行。

第一百二十九条 本办法自印发之日起实施。