

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 为适应新型电力系统发展需要，进一步完善新疆电力辅助服务市场交易机制，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，通过市场化手段激励灵活调节资源参与系统调节，保障新疆电力系统安全、优质、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《能源法》、《电力监管条例》等有关法律、行政法规和《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》及其相关配套文件、《中共中央 国务院办公厅关于深化电力体制改革 加快构建新型电力系统的意见》《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》等文件制定。

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。

第四条 电力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，除正常电能生产、输送、使用外，由可调节资源提供的调峰、调频、备用、爬坡、黑启动等服务。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。新疆电力现货市场运行模式下，视新能源消纳及系统运行情况，逐步推动调峰与现货市场融合。

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

服务市场交易为理由，影响电力安全及居民供热质量。

第二章 市场成员

第六条 新疆电力辅助服务市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构等，其中，市场主体指满足电力市场要求，具备可观、可测、可调、可控能力的主体，主要包括火电、水电、新型储能设施等；电网企业是为电力辅助服务市场建设运营提供必要的网架结构及关联服务的主体，具体指国网新疆电力有限公司，后期视市场运行情况逐步纳入兵团电网企业。市场运营机构是负责电力辅助服务市场建设运营的机构和组织，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公司（以下简称电力交易机构）。

第七条 新疆电力辅助服务各类市场主体原则上应具有法人资格（或取得法人授权）、依法依规取得电力业务许可证（限发电企业和电网企业）、财务独立核算、信用资质良好，具备接收、执行调度指令的技术能力。各类市场主体须在电力交易机构完成市场注册程序后，方可参与辅助服务市场交易。市场主体注册、信息变更、注销等按电力交易机构有关工作指引执行。

第八条 新疆电力辅助服务市场主体具体指新疆省调直调、参与疆内电力电量平衡，且已准入新疆电力市场并完成注册手续的疆内发电企业（包括单机容量 100MW 及以上的火电机组，风电、光伏、光热项目以及装机容量 50MW 及以上的水电站等），市场化电力用户（含电网企业代理购电工商业用户），以及经市场注册、满足电网接入技术规范的新型储能设施、抽水蓄能等。

（一）新建发电机组满负荷试运行结束后次日零点即纳入辅

助服务管理范围。

（二）疆内水电站暂时仅参与备用、调频和黑启动辅助服务交易，后续根据市场条件逐步参与其他交易品种。

（三）新型储能设施归调并经性能认定后，可进入辅助服务市场。

（四）逐步推进虚拟电厂、负荷聚合商、电动汽车充电网络等新型市场主体参与电力辅助服务市场。

第九条 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系统；

（三）依据市场规则组织交易、按照出清结果进行调用；

（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，披露和提供电网运行、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。

第十条 电力交易机构的主要职责：

- （一）按照信息披露和报送、国家网络安全有关规定实现与电力调度机构的数据交互；
- （二）负责市场主体的注册管理；
- （三）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；
- （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。

第十一条 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进行电费结算，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。

第十二条 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。

第十三条 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，按时支付上网电费、上网环节线损费用、输配电费、系统运行费、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

第十四条 发电侧有偿调峰服务是指发电侧市场主体根据调度指令调减发电出力（包括设备启停），为其他市场主体提供发电空间的服务。当疆内新能源存在弃电情况时，即可启动发电侧有偿调峰交易。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。

第一节 发电侧实时深度调峰交易

第十五条 实时深度调峰交易中的发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。发电机组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不计入辅助服务范畴。

第十六条 实时深度调峰交易按照日前申报预出清、日内调用正式出清的方式，由电力调度机构根据电网运行需要，集中优化发电机组和独立储能设施出清，并依据预出清结果按照申报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，竞价相同的发电机组按等比例原则调用。

第十七条 发电侧市场主体参与实时深度调峰交易，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。

第十八条 实时深度调峰交易购买方是风电场、光伏电站、出力未达到调峰基准的公用火电厂和发电上网的自备电厂。

第十九条 发电机组实时深度调峰基准点体现市场供求关系，可根据火电厂调峰能力、电网调峰缺口、辅助服务补偿资金及电力市场运行等情况进行动态调整，经新疆电力市场管理委员会审议通过，报监管机构、电力主管部门备案后执行。

第二十条 实时深度调峰交易单位统计周期为 15 分钟，按统计周期计算调峰服务购售双方收支费用。

第二十一条 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，经新疆电力市场管理委员会审议通过。

过，报监管机构、电力主管部门备案后执行。

第二十二条 实时深度调峰交易采用单段报价方式和价格机制，公用火电厂在不同时期浮动报价，具体报价上、下限见下表：

时期	公用火电类型	火电厂调峰基准点	报价下限 (元/kWh)	报价上限 (元/kWh)
非供暖期	纯凝火电机组	负荷率<50%	0	平价新能源项目的上网电价
	热电机组	负荷率<45%		
供暖期	纯凝火电机组	负荷率<45%	0	平价新能源项目的上网电价
	热电机组	负荷率<50%		

注：表中负荷率按照火电机组申报的最大可调出力计算。

第二十三条 实时深度调峰交易按照有偿调峰电量及对应市场出清价格进行结算。其中，有偿调峰电量为发电机组在有偿调峰区间内平均负荷率低于调峰基准点形成的未发电量，市场出清价格为单位统计周期内实际调用到的最后一台调峰机组或储能设施的报价。

第二十四条 发电机组获得补偿费用根据不同时段调峰深度所对应的出清电价进行统计，计算方式如下：

发电机组实时深度调峰补偿费用 = 有偿调峰电量 × 实际出清电价

第二十五条 实时深度调峰交易补偿费用由疆内对应时段负荷率大于等于调峰基准点的公用火电厂、发电上网的自备电厂、风电场、光伏电站共同分摊。因电力系统安全原因或电力保供原因调用造成公用火电厂负荷率偏高、自备电厂发电上网的不进行分摊。

(一) 公用火电厂和自备电厂实时深度调峰费用分摊方法：参与分摊的公用火电厂、自备电厂根据实际超出调峰基准点电量，进行费用分摊。具体分摊金额按照以下方式计算：

$$R_i = \sum_{i=1}^n \{(Q_i / (Q_1 + Q_2 + Q_3)) \times M\}$$

其中， t 表示深度调峰时段， R_i 为公用火电厂或自备电厂 i 实时深度调峰分摊金额， Q_i 为公用火电厂 i 超出调峰基准点发电量或自备电厂 i 上网电量， Q_1 为疆内参与费用分摊的全部公用火电厂超出调峰基准点发电量和自备电厂上网电量， Q_2 为疆内参与费用分摊的全部风电场、光伏场站总发电量， Q_3 为自备电厂上网电量， M 为实时深度调峰补偿总金额。

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

$$R_i = \sum_{i=1}^n \{ (Q_i / (Q_1 + Q_2 + Q_3)) \times M \}$$

其中， t 表示深度调峰时段， R_i 为风电场或光伏场站 i 实时深度调峰分摊金额， Q_i 为风电场或光伏场站 i 发电量， Q_1 为疆内参与费用分摊的全部公用火电厂超出调峰基准点发电量和自备电厂上网电量， Q_2 为疆内参与费用分摊的全部风电场、光伏场站总发电量， Q_3 为自备电厂上网电量， M 为实时深度调峰补偿总金额。

第二十六条 对已完成火电机组灵活性改造的公用火电厂平均负荷率计算时需扣除加装辅助服务调峰设施负荷。

第二十七条 公用火电厂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火电机组调峰能力核定。

第二十八条 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。

第二十九条 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。

第三十条 为规范市场运行机制，避免各发电企业盲目逐利的行为，建立相应考核机制，考核费用优先用于深度调峰补偿。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：

$$\text{考核费用} = \text{减少的有偿调峰电量} \times \text{出清电价} \times K_1$$

对已申报公用火电启停调峰交易，因自身原因无法停机的火电进行相应考核：

$$\text{考核费用} = \text{应急启停交易申报价格} \times K_2$$

K_1 、 K_2 为考核系数，由电力调度机构提出，经新疆电力市场管理委员会审议通过，报监管机构、电力主管部门备案后执行。

第三十一条 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。

（三）因电网安全指令、技术支持系统故障或自然灾害等不可抗力因素导致发电机组调峰电量缺额的。

第三十二条 实时深度调峰考核费用优先用于实时深度调峰

服务分摊费用。当考核费用大于补偿费用存在盈余费用时，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：

盈余费用=考核费用-调峰补偿费用

火电机组返还费用=火电机组考核费用/总考核费用×盈余费用

第二节 发电侧启停调峰交易

第三十三条 发电机组启停调峰交易按照日前申报预出清、日内调用正式出清的方式，由电力调度机构根据电网运行需要和发电机组申报情况，集中优化出清，并依据日前出清结果按照申报价格由低到高的顺序依次调用，并合理安排日内开机组合安排，直到满足调峰服务市场需求为止，竞价相同的发电机组按容量较大优先的原则调用，如容量也相同，则按照申报时间优先的原则调用。因发电企业自身原因造成的机组启停不纳入辅助服务范畴。

第三十四条 发电机组启停调峰交易的购买方是风电场、光伏电站、未达到调峰基准的公用火电厂及发电上网的自备电厂。

第三十五条 公用火电厂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

第三十六条 发电机组启停调峰交易根据各级别机组市场出清价格按启停台次结算。市场出清价格是指当日同容量级别实际调用的最后一台机组报价。

第三十七条 公用火电厂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按小时进行结算，具体公式如下：

72 小时以内的补偿费用=市场出清价格/2

72 小时-144 小时的补偿费用=（实际启停小时数-72）×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 2 小时）的机组不予补偿。

第三十八条 水电厂参与机组停机备用时，根据月度机组启停次数进行补偿，每次补偿 25 元/万千瓦。

第三十九条 公用火电厂、水电厂的机组启停费用按照各火电厂（含发电上网的自备电厂）、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。

第四十条 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，可按照西北区域“两个细则”相关要求安排机组停机，并按相关补偿费用标准执行。

第四章 储能设施有偿调峰服务交易

第四十一条 储能设施有偿调峰交易指在电网有调峰需求时，电网侧独立储能电站根据自愿参与市场交易的原则，按照电力调度机构指令储存和释放电力而提供的调峰服务。现阶段，独立储能设施参与调峰服务电量为充电电量。

第四十二条 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 and 自治区有关规定执行。

第四十三条 独立储能参与调峰辅助服务市场时，按照日前

申报预出清、日内调用正式出清的方式，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）调峰充电电力和交易价格，初期申报单段报价，竞价上限为平价新能源项目的上网电价。电力调度机构按照电网调峰需求，统筹发电侧有偿调峰申报情况和储能有偿调峰申报情况，联合预出清，按照申报价格由低到高依次调用出清。竞价相同时，优先调用储能充电，储能设施竞价相同按照容量较大优先原则调用，容量也相同时，按照时间优先原则调用。

第四十四条 新能源配建储能设施优先消纳自身新能源电量，原则上不参与调峰辅助服务市场交易。确因电力保供和电力系统安全等原因，调度机构可以按需调用独立储能、新能源配建储能参与电网应急调峰，充电电量补偿价格为新疆平价新能源项目上网电价。

第四十五条 在火电厂或新能源场站计量出口内建设的储能设施，在调度未下达充电指令的情况下，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，逐步推动电力用户侧储能装置参与市场交易。

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，调峰值为实际充电高于基准值的电储能充电电力，调峰电量为调峰值与调峰时长的乘积。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按照发电侧实时深度调峰分摊机制执行。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疆内新能源企业按照月度发电量均摊，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充电费用，按该时段对应的现货实时节点电价计算。现货市场未运行时，储能因参与辅助服务市场产生的充电费用，按该时段对应的公用火电直接交易均价（年度分月、月度（月内）的双边、集中直接交易、绿电交易（不含环境权益））执行。若未产生公用火电直接交易均价（年度分月、月度（月内）的双边、集中直接交易、绿电交易（不含环境权益）），执行最近一次对应时段公用火电直接交易均价，若仍无价格的按照最近一次对应时段全疆直接交易均价执行。

第五十条 对储能设施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情况，按本规则第三十二条有关内容进行相应的考核。因电网安全指令、技术支持系统故障或自然灾害等不可抗力因素导致储能设施调峰电量缺额的，免于考核。

第五章 调频辅助服务交易

第五十一条 调频辅助服务指发电机组、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。目前，新疆调频辅助服务交易仅限于二次调频服务。

第五十二条 调频辅助服务提供者应为并网公用火电机组、水电机组以及独立储能设施。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。

第五十三条 日前机组组合出清后，发电机组处于停机、试验、因系统安全固定出力等状态，以及机组启停机曲线覆盖时段内的 AGC 单元，不参与调频辅助服务市场日前预出清。

第五十四条 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。

第五十五条 调频辅助服务市场采用日前申报预出清，日内滚动出清、实时调用的方式开展。电力调度机构根据系统需要确定调频服务容量需求并向市场主体发布。

第五十六条 综合调频性能系数 k ($k \leq 2$) 用于衡量 AGC 单元响应控制指令的综合性能表现，由调节速率、响应时间、调节精度三者相乘得到。AGC 单元综合调频性能系数平均值为：

$$k_d = \frac{\sum_{j=1}^n k^j}{n}$$

式中， k_d 为 AGC 单元综合调频性能系数平均值， k^j 为 AGC 单元第 j 次调节过程中的综合调频性能系数， n 为响应次数。

市场初期，以 AGC 单元最近 7 个在网运行日的综合性能系数

平均值作为其日前、实时调频市场出清性能系数指标。

第五十七条 发电机组和储能设施以 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、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；水电机组调频容量作为市场边界条件。条件具备时，AGC 单元依据调频市场分时段交易情况，开展交易信息分时段申报。

各服务提供方申报调频里程价格的最小单位是 0.1 元/兆瓦，申报价格上限不超过 15 元/兆瓦；申报调频容量的最小单位是 1 兆瓦，火电申报调频容量范围为[AGC 单元额定容量的 10%-20%]，储能设施申报调频容量范围暂时不做限制。

其中，调频里程指某段时间内 AGC 单元响应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：

$$D = \sum_{j=1}^n D_j$$

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

第五十八条 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，根据经营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，出清价格上限为 15 元/兆瓦。

提供调频服务的市场主体须按照日前预出清结果和日内滚动出清结果预留调频容量，根据实时调度情况提供服务。

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 单元综合调频性能系数平均值。

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和综合性能指标均相同时，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。

日内各时段滚动出清前，电力调度机构应排除该时段无法提供调频服务的 AGC 单元。

第五十九条 日前与日内出清时，若申报调频交易的市场主体的调频容量或速率不能满足电网调频需求，电力调度机构可以按照“性能优先、按需调用”的原则，在全网范围内优先调用综合调频性能系数较高的市场主体参与调频服务满足缺额，调频里程价格按照事前统一出清价格结算。

第六十条 市场出清的发电机组和储能设施须在调频服务时段内，依据滚动修正的调频需求，跟踪 AGC 指令提供调频服务。当发电机组和储能设施因电网运行安全控制要求而无法提供调频辅助服务时，应按调度要求暂停调频辅助服务，待条件允许后继续提供调频服务。

第六十一条 出清的发电机组和储能设施出现以下情况之一，调频时段对应的 AGC 里程不予补偿。

（一）因自身原因 AGC 退出；

（二）调频时段内 AGC 综合调频性能系数平均值小于 0.5。

第六十二条 调频里程计费周期以 1 小时为单位，日调频里

程补偿计算公式如下：

$$R = \sum_{t=1}^T (D^{i,t} \times B^{i,t} \times k_d^{i,t})$$

其中， T 为当日总交易时段数，共 24 小时；

$D^{i,t}$ 为调频单元 i 在交易时段 t 内的调节里程；

$B^{i,t}$ 为交易时段 t 内的调频里程统一出清价格；

$k_d^{i,t}$ 为调频单元 i 在交易时段 t 内的综合调频性能系数平均值。

第六十三条 调频辅助服务费用日清月结。现货市场连续运行前，调频辅助服务费用由未参与调频辅助服务的公用发电机组按发电量等比例分摊。现货市场连续运行后，调频辅助服务费用由发电企业和电力用户按照当月市场化用户用电量和未参与电能市场交易的发电量比例共同分摊，分摊比例由新疆自治区价格主管部门确定。分摊费用按月结算，由电力用户承担的辅助服务费用纳入系统运行费，随电费一同结算。

第六十四条 现货市场连续运行前，在启动现货试运行时，同步启动调频市场试运行，有关费用暂不向电力用户分摊。现货市场连续运行后，同步实现调频辅助服务市场连续运行。

第六章 备用辅助服务交易

第六十五条 本规则所称备用辅助服务是指为满足系统安全运行需要，发电机组和储能设施在规定时间内可提供调用的有功正备用，具体为机组或储能设施可调出力与机组或储能设施发电计划曲线出力的差值部分。备用辅助服务提供方主要是公用火电、水电机组和独立储能设施。

第六十六条 提供备用辅助服务交易的发电机组和储能设施

须通过电力调度机构的备用性能测试方可入市。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。如未达到测试要求，电力调度机构可将其从备用辅助服务市场中剔除。次日停机机组不列入备用辅助服务市场范畴。

第六十七条 备用辅助服务交易采用日前申报出清，日内按需调用的方式开展。电力调度机构根据系统需要确定备用服务容量需求并向市场主体发布。

第六十八条 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。

第六十九条 每日 19:00 前，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，按容量优先原则出清，即大容量机组优先出清，容量相同机组按报价时间优先原则出清。

第七十条 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。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。因电网安全稳定运行需要，电力调度机构可应急调用全网备用资源，并根据事前统一出清价格和实际调用量进行结算。应急调用备用资源顺序为优先调用未

出清的疆内火电机组和储能设施，其次是省间备用服务资源、配套电源，最后是跨省跨区备用资源。

第七十一条 备用容量收益以每 5 个出清时段为周期进行结算，根据出清价格、中标容量、中标时间三者乘积进行计算。实际备用容量低于中标容量的，按实际备用容量结算。

第七十二条 为规范市场运行机制，避免各发电企业盲目逐利的行为，建立相应考核机制，考核费用优先用于备用辅助服务补偿。对发电企业因自身原因导致日内备用能力与日前上报竞价情况不符的进行相应的考核：

$$\text{考核费用} = \text{减少的备用容量} \times \text{出清电价} \times K3$$

K3 为考核系数，由电力调度机构提出，经新疆电力市场管理委员会审议通过，报监管机构、电力主管部门备案后执行。若因电网安全指令、技术支持系统故障或自然灾害等不可抗力因素导致备用容量偏差，可豁免考核。

第七十三条 现货市场连续运营前，备用辅助服务费用由未参与备用辅助服务的公用发电机组按各个计费周期内发电量等比例分摊。现货市场连续运营后，备用辅助服务费用由发电企业和电力用户按当月市场化用户用电量和未参与电能量市场交易的发电量比例共同分摊，分摊比例由新疆自治区价格主管部门确定。分摊费用按月结算，由电力用户承担的辅助服务费用纳入系统运行费，随电费一同结算。

第七十四条 发电机组因提供备用辅助服务而产生的上网电量不计偏差，按照上调电价结算，现货市场运行时执行对应时段的实时节点电价。

第七章 黑启动辅助服务交易

第七十五条 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。

第七十六条 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，经新疆电力市场管理委员会审议通过，报监管机构、电力主管部门备案后执行。

第七十七条 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。

第七十八条 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。

第七十九条 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。

第八十条 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，全厂机组台数多（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，有关费用按最高限价执行。

第八十一条 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。

第八十二条 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。

第八十三条 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。

第八十四条 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，应由电力调度机构依据有关规定进行考核，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处理。

第八十五条 黑启动服务的能力费由网内所有公用电源按年度发电量比例分摊。黑启动服务使用费优先由黑启动考核费用支付，不足部分由疆内公用电源按发电量比例分摊。

第八章 市场组织与竞价

第八十六条 每日 11 时前，有意愿提供各类辅助服务（黑启动除外）的市场主体，须在辅助服务市场交易平台完成有关市场信息申报工作。发电机组、储能设施最大出力应考虑因自身原因造成的受阻电力。

第八十七条 电力调度机构须在每交易日 18 时前，通过辅助服务市场交易平台发布经安全校核后的各类辅助服务预出清结果或正式出清结果，作为结算依据。

第八十八条 电力调度机构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，按照出清结果，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。

第九章 计量与结算

第八十九条 电力调度机构做好参与新疆电力辅助服务市场交易的各类市场主体辅助服务交易出清、执行等工作，并计算相关辅助服务费用。电力交易机构负责提供相关结算价格，并将调度机构传递的辅助服务费用纳入结算依据。

第九十条 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。

第九十一条 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。由电力调度机构每日公布，电力调度机构每月3号前向交易机构传递结算数据，由电力交易机构按月结算。

第九十二条 电力辅助服务费用采用电费结算方式，发电企业和电网企业之间按照结算关系进行结算。由全体工商业用户分摊的调频辅助服务费用、备用辅助服务费用，纳入系统运行费中的辅助服务费用，按月向全体工商业用户分摊。有关结算情况须按月报告监管机构、电力主管部门。

第九十三条 设置辅助服务分摊金额上限。当月度统计周期内有关市场主体通过分摊办法计算得出的应当承担费用大于分摊金额上限时，按分摊金额上限进行支付。

(一) 火电厂分摊金额上限=火电厂实际发电量×疆内公用火电厂当月平均上网电价× N_1

(二) 新能源场站分摊金额上限=新能源场站实际发电量×疆内新能源场站当月平均上网结算电价（不含补贴部分）× N_2

(三) 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× N_3

N_1 、 N_2 、 N_3 为修正系数，由电力调度机构提出，经新疆电力市场管理委员会审议通过，报监管机构、电力主管部门备案后执行。每月发电厂分摊费用最高不超过当月结算电费。

第九十四条 新疆电力现货市场连续运行后，暂设市场化电力用户月度辅助服务市场分摊电费上限为0.01元/千瓦时，超出

部分不再进行分摊。

第九十五条 当发电企业、市场化电力用户辅助服务支付费用达到上限后，辅助服务费用仍存在缺额时，缺额部分由辅助服务提供方在其获得费用中消减，消减费用按如下公式计算：

各发电企业、市场化电力用户的缺额消减费用 = (各发电企业、市场化电力用户获得辅助服务补偿费用 / 辅助服务补偿总费用) × 辅助服务补偿费用总缺额。

第十章 信息发布

第九十六条 电力调度机构应严格按照《电力市场信息披露基本规则》要求，建立完善辅助服务市场技术支持系统，准确、及时、完整披露电力辅助服务市场相关信息。

第九十七条 电力交易机构通过信息披露平台向各类市场主体发布新疆电力辅助服务市场相关信息。

第九十八条 披露市场信息包括事前信息和事后信息。事前信息由电力调度机构在交易组织前进行披露。事后信息由电力调度机构在次日 18:00 前披露。各市场主体如对披露信息有异议，应于信息披露之日起 3 个工作日内，向电力调度机构提出核对要求。

第十一章 市场监管及干预

第九十九条 国家能源局新疆监管办公室会同电力主管部门根据各自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新疆电力辅助服务市场技术支持系统，并将有关信息接入监管信息系统。

第一百条 电力调度机构和电力交易机构应在每月 15 日前将上月辅助服务交易情况、结算情况等信息报监管机构、电力主管部门备案。

第一百〇一条 发生以下情况时，国家能源局新疆监管办公室会同电力主管部门对新疆电力辅助服务市场进行干预，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。

第一百〇二条 因电力辅助服务交易、调用、统计及结算等情况存在争议的，市场主体应先向电力调度机构提出申请进行复核，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。依然存在争议的，可向监管机构提出协调请求或提请仲裁。

第十二章 附则

第一百〇三条 本规则由国家能源局新疆监管办公室、新疆自治区发展改革委、新疆生产建设兵团发展改革委结合各自职责进行解释。

第一百〇四条 本规则与西北区域“两个细则”相衔接，未

纳入本规则的部分，仍按照西北区域“两个细则”执行。

第一百〇五条 本办法自印发之日起实施。

附件：新疆电力辅助服务市场运行参数表

序号	参数	名称/说明	适用条款	参考取值
1	K1	有偿调峰考核系数	第三十条	0.8
2	K2	启停调峰考核系数	第三十条	50%
3	K	综合调频性能系数	第五十六条	最大不超过 2
4	k^j	<p>综合调频性能系数</p> <p>$k_1^j = k_1^j \times k_2^j \times k_3^j$。其中：$k_1^j$表示第 j 次响应过程的调节速率，$k_1^j = 2 - \text{标准调节速率} / \text{实际调节速率}$；$k_2^j$表示第 j 次响应过程的调节精度，$k_2^j = 2 - \text{实际调节误差} / \text{调节允许误差}$；$k_3^j$表示第 j 次响应过程的响应时间，$k_3^j = 2 - \text{实际响应时间} / \text{标准响应时间}$。</p>	第五十六条	标准调节速率暂按每分钟额定出力的 1.5%，调节允许误差暂按额定出力的 1%，标准响应时间暂按 60 秒
5	K3	备用考核系数	第七十二条	0.8

6	N1	火电分摊上限修正系数	第九十三条	0.15
7	N2	新能源分摊上限修正系数	第九十三条	0.25
8	N3	水电分摊上限修正系数	第九十三条	0.15