

附件：

新疆电力辅助服务市场实施细则

第一章 总则

第一条 为适应新型电力系统发展需要，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，依据《中华人民共和国能源法》、《中华人民共和国电力法》、《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》（中发〔2015〕9号）、《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会2024年第20号令）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）、《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》（发改价格〔2024〕196号）、《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）等文件，制定本细则。

第二条 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、备用等服务。电力辅助服务市场是指经营主体通过市场化机制提供辅助服务，并基于规则获取相

应收益的市场运行机制。本细则中电力辅助服务市场品种包括调峰服务、调频服务、备用服务。

新疆电力现货市场运行期间，不再开展与现货市场并行的调峰服务交易。

第三条 电力辅助服务市场建设与运营应坚持安全经济、统一开放、公平公正、竞争有序的原则，各类经营主体不得以参与辅助服务市场交易为由，影响电力安全及民生供热。

第四条 本细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（以下简称辅助服务市场）所有市场成员必须遵守本细则。

第二章 市场成员

第五条 辅助服务市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构等。

第六条 经营主体包括发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体。

（一）发电企业：新疆省调及以上电力调度机构直调，参与疆内电力电量平衡，单机容量10万千瓦及以上的并网公用火电（以下简称火电），风电、光伏、光热（以下风电、光伏、光热统称新能源），全厂容量5万千瓦及以上的水电，抽水蓄能以及发电上网的自备电厂。其中，火电、抽水蓄能以机组为单位，新能源以场站为单位，水电、自备电厂以电厂为单位参与辅助服务市场。

(二) 售电企业、电力用户：完成市场注册的疆内售电企业、市场化电力用户（含电网企业代理购电工商业用户，下同）。

(三) 新型经营主体：新疆省调及以上电力调度机构直调，参与疆内电力电量平衡的独立储能电站（以下简称独立储能）。

提供各类辅助服务的经营主体（以下简称辅助服务提供方）应完成市场注册程序，具备可观、可测、可调、可控能力，按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”的原则参与电力辅助服务市场。其中，获得容量电费的经营主体原则上应当参与辅助服务市场申报。逐步推进虚拟电厂、智能微电网、车网互动运营企业等新型经营主体参与辅助服务市场。

第七条 电网企业指为辅助服务市场建设运营提供必要的网架支撑及关联服务的主体，初期指国网新疆电力有限公司，后期视市场运行情况逐步纳入包括兵团电网企业在内的其他电网企业。

第八条 市场运营机构指负责辅助服务市场建设运营的机构和组织，包括电力调度机构（国网新疆电力调度控制中心）和电力交易机构（新疆电力交易中心有限公司）。

第九条 发电企业的权利与义务：

(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) 按照规则参与辅助服务市场交易、履行电力辅助服

务交易结果，获得电力辅助服务收益，承担电力辅助服务费用分摊。

（四）按照信息披露有关规定，披露和提供参与辅助服务市场的相关数据信息，获取辅助服务市场交易和输电服务等相关信息。

（五）具备接收、执行市场出清结果或调度指令的技术能力。

（六）按规定落实辅助服务市场风险防控职责。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 售电企业、电力用户的权利与义务：

（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、电网接入和计量服务。

（三）按照规则承担电力辅助服务费用分摊、输配电费用及国家规定的各类费用。

（四）按照信息披露有关规定，披露和提供参与辅助服务市场的相关数据信息，获得辅助服务市场交易和输配电服务等相关信息。

（五）按规定落实辅助服务市场风险防控职责。

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 新型经营主体的权利与义务：

（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、电网接入和计量服务。

（三）按照规则履行电力辅助服务交易结果，获得电力辅助服务收益，承担电力辅助服务费用分摊、输配电费用及国家规定的各类费用。

（四）按照信息披露有关规定，披露和提供参与辅助服务市场的相关数据信息，获得辅助服务市场交易和输配电服务等相关信息。

（五）具备接收、执行市场出清结果或调度指令的技术能力。

（六）按规定落实辅助服务市场风险防控职责。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 电力调度机构的权利与义务：

（一）提出满足系统安全运行要求的电力辅助服务需求，统一采购各类电力辅助服务。

（二）电力辅助服务交易组织、市场出清、服务调用及执行情况记录。

（三）提出电力辅助服务安全约束、开展安全校核业务。

（四）依据规则开展辅助服务补偿、分摊等相关费用计算，并将计算结果推送电力交易机构。

（五）按照信息披露和报送等有关规定，提供辅助服务市场相关数据信息，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。

（六）建设、运行、维护和管理电力辅助服务市场相关的技术支持系统。

（七）负责履行辅助服务市场监测和风险控制职责。

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 电力交易机构的权利与义务：

（一）为经营主体提供市场注册、变更和退出等相关服务。

（二）按照信息披露和报送等有关规定，披露辅助服务市场信息，按照国家网络安全有关规定实现与电力调度机构的数据交互。

（三）提供和披露经营主体结算依据，并推送至电网企业。

（四）配合电力调度机构开展交易组织相关工作。

（五）负责履行辅助服务市场监测和风险控制职责。

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 电网企业的权利与义务：

（一）保障电网及输配电设施的安全稳定运行；

（二）为经营主体提供输配电和电网接入、计量采集、电费结算等服务。

（三）按照信息披露和报送等有关规定，披露和提供辅助服务市场相关数据信息，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与

收付，保障交易费用资金安全。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场注册

第十五条 经营主体原则上应当具有法人资格（或取得法人授权）、依法依规取得电力业务许可证（符合豁免政策除外），财务独立核算、信用资质良好。

第十六条 当市场注册信息发生变更时，应当向电力交易机构提出变更申请。

第十七条 因退役破产、政策调整、系统约束限制等原因无法继续提供电力辅助服务的经营主体，应结清相关费用，通过转让或终止等方式处理未履约完的合同，由电力交易机构办理注销手续后方可退出电力辅助服务市场。

第四章 调峰服务市场

第十八条 调峰服务是指经营主体为跟踪系统负荷的峰谷变化和可再生能源的出力变化，根据调度指令或出清结果调整发用电功率（包括设备启停）所提供的服务。现阶段调峰辅助服务市场包括实时调峰交易、启停调峰交易。

当疆内新能源存在弃电情况时，即可启动调峰服务市场。

第一节 实时调峰交易

第十九条 实时调峰交易的辅助服务提供方包括火电机组、独立储能，辅助服务受益方包括新能源场站、出力未达到调峰

基准的火电机组、发电上网的自备电厂、放电上网的独立储能。

其中，火电机组应参与实时调峰交易申报，独立储能自愿以充电状态参与实时调峰交易。经营主体参与实时调峰交易，须能够按照电力调度机构指令，满足一定调节速率要求，可平滑稳定地调整出力。

第二十条 实时调峰交易以运行日（D日）每15分钟为一个交易时段开展市场出清与结算，全天共计96个时段。

第二十一条 实时调峰交易按照日前申报预出清、日内正式出清调用的方式组织。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，作为实时调峰交易的市场边界。因自身原因而低负荷运行不计入调峰服务范畴。

第二十二条 电力调度机构于D-1日11:00前，发布D日96点电网调峰需求。D-1日12:00前，火电机组申报D日最小发电能力、实时调峰报价；独立储能根据自身容量情况申报D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、实时调峰报价。

第二十三条 实时调峰交易采用单段报价方式，单位为元/千瓦时。报价下限为0元/千瓦时，报价上限为0.262元/千瓦时。

第二十四条 电力调度机构依据各调峰提供方申报情况，按照报价由低到高排序开展出清直至满足日前、日内调峰需求。报价相同时，独立储能优先出清；独立储能报价相同时，依次

按照“申报调峰充电电力较大优先、申报时间优先”的原则出清；火电机组报价相同时按照调峰能力等比例分配。火电调峰能力为调峰基准点与申报最小发电能力的差值。

火电机组不同时期调峰基准点见下表：

时期	火电类型	火电调峰基准点
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%

注：表中负荷率按照火电机组的额定容量计算。

第二十五条 考虑新疆全区的供暖情况，本细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。火电调峰基准点体现市场供求关系，可根据火电调峰能力、电网调峰缺口、辅助服务补偿水平及电力市场运行等情况进行动态调整。相关参数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。

第二十六条 实时调峰交易在经营主体实际被调用后，按照调峰电量及对应实时调峰交易出清价格进行结算。其中，火电机组调峰电量为调峰时段内平均负荷率低于调峰基准点形成的未发电量，独立储能调峰电量为实际充电功率高于实时充放电计划确定值形成的增量充电电量，实时调峰交易出清价格为单位统计周期内实际调用到的最后一个经营主体报价。

第二十七条 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调峰服务。

第二十八条 新能源场站配建储能优先消纳新能源自身发电量，原则上不参与实时调峰交易。确因电力保供和电力系统安全等原因，电力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，相应充电电量补偿价格为新疆平价新能源项目上网电价（0.262元/千瓦时）。

第二十九条 已完成灵活性改造的火电机组平均负荷率计算时需扣除加装储能调峰设施负荷。火电在计量关口出口内建设的储能调峰设施可与机组联合参与实时调峰交易，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。火电机组配套储能调峰设施不影响机组调峰能力核定。

第三十条 火电或新能源场站计量出口内建设的配建储能，在调度未下达充电指令的情况下，不得使用下网电量充电。

第三十一条 电力用户计量出口内建设的用户侧储能装置，由用户自行进行充、放电管理，暂不可上网。后续逐步推动用户侧储能参与调峰交易。

第三十二条 火电机组、独立储能每日的实时调峰补偿费用根据分时段实时调峰电量、市场出清价格进行统计，计算方式如下：

$$R_{\text{实时调峰补偿},i} = \sum_{t=1}^T \left[\text{Min} (Q_{\text{实时调峰},i,t}, Q_{\text{实际调峰},i,t}) \times p_{\text{实时调峰},t} \right]$$

其中， $R_{\text{实时调峰补偿},i}$ 为火电机组、独立储能每日实时调峰补偿费用， $Q_{\text{实时调峰},i,t}$ 为经营主体 i 在 t 交易时段的实时中标调峰电量， $Q_{\text{实际调峰},i,t}$ 为经营主体 i 在 t 交易时段的实际调峰电量， $p_{\text{实时调峰},t}$ 为 t 时段的实时调峰出清价格。

第三十三条 全网火电机组、独立储能的实时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火电机组、新能源场站、发电上网的自备电厂、放电上网的独立储能共同分摊。市场初期，自备电厂发电上网电量暂不参与分摊，待市场成熟后逐步推动执行。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超出调峰基准点的电量、自备电厂发电上网电量、独立储能放电上网电量不进行分摊。

火电机组、自备电厂、独立储能、新能源场站实时调峰交易费用分摊方法：由公用火电厂实际超出调峰基准点发电量、新能源场站实际发电量、自备电厂以及独立储能上网电量等比例进行费用分摊。具体分摊金额按照以下方式计算：

$$R_{\text{实时调峰分摊},i} = \sum_{i=1}^T \left\{ \left[\frac{Q_{i,t}}{(Q_{1,t} + Q_{2,t} + Q_{3,t} + Q_{4,t})} \right] \times M_{\text{实时调峰补偿},t} \right\}$$

其中， $R_{\text{实时调峰分摊},i}$ 为火电机组、新能源场站、自备电厂、独立储能 i 实时调峰交易分摊费用， $Q_{i,t}$ 为 t 交易时段火电机组 i 超出调峰基准点发电量或新能源场站 i 实际发电量或自备电厂 i 上网电量或独立储能 i 放电上网电量， $Q_{1,t}$ 为 t 交易时段疆内参与费用分摊的全部火电机组超出调峰基准点总发电量， $Q_{2,t}$ 为

t 交易时段疆内参与费用分摊的全部新能源场站总发电量， $Q_{3,t}$ 为 t 交易时段参与费用分摊的自备电厂上网电量， $Q_{4,t}$ 为 t 交易时段参与费用分摊的独立储能放电上网电量， $M_{\text{实时调峰补偿},t}$ 为 t 交易时段实时调峰交易补偿总费用。

第三十四条 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应急调峰的补偿费用由疆内新能源场站按照月度发电量比例分摊，电力调度机构应在月报中详细记录原因。

第三十五条 电力现货市场运行时，因参与调峰辅助服务市场产生的电能量费用，按该时段对应的电力现货实时节点电价计算。电力现货市场未运行时，因参与调峰辅助服务市场产生的电能量费用，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）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），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。

第二节 启停调峰交易

第三十六条 启停调峰交易的辅助服务提供方为在运火电机组和水电，辅助服务受益方包括新能源场站、出力未达到调峰基准的火电机组、发电上网的自备电厂、放电上网的独立储能。因火电机组自身原因造成的机组启停不纳入辅助服务范畴。

第三十七条 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系统调峰需要和火电机组申报情况，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，直到满足调峰服务需求为止，报价相同的火电机组按额定容量较大优先的原则调用，如额定容量也相同，按照申报时间优先的原则调用。

第三十八条 D-1 日 12:00 前，火电机组按照机组额定容量对应的启停调峰服务报价区间浮动申报 D 日启停调峰报价。各等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	40
20	80
30	120
60	240
100	400

第三十九条 启停调峰交易根据各容量级别机组启停调峰交易出清价格按启停台次结算。启停调峰交易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。

第四十条 各容量级别停机调峰机组停机 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：

$$R_{\text{启停调峰补偿},i} = p_{\text{启停调峰}} / 2 + \text{Max}[(T_i - 72), 0] \times p_{\text{启停调峰}} / 144$$

其中， $R_{\text{启停调峰补偿},i}$ 为火电机组 i 当次启停调峰补偿费用，

$p_{\text{启停调峰}}$ 为火电机组相应容量级别启停调峰交易出清价格， T_i 为机组 i 的实际启停小时数。

发电机组实际启停机时间正负偏差超过调度指令时间 2 小时，依据“两个细则”有关条款予以考核。发电机组计入启停调峰时间按照调度指令时间计算，如停机晚于调度指令时间或启机早于调度指令时间，以发电机组实际启停时间为准。

第四十一条 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。

第四十二条 电力调度机构依据电力保供和电力系统安全等原因，考虑来水情况调用水电参与停机备用时，根据月度水电机组启停次数进行补偿，各水电厂单机每次补偿 200 元/万千瓦。

第四十三条 火电、水电启停调峰交易补偿费用由新能源场站、出力未达到调峰基准的火电机组和发电上网的自备电厂、放电上网的独立储能进行分摊。分摊比例按照各经营主体实时调峰分摊费用比例执行。市场初期，自备电厂暂不参与分摊，后续逐步推动执行。

第四十四条 因参与启停调峰辅助服务市场产生的电能量费用按照第三十五条执行。

第三节 考核机制

第四十五条 为规范市场运行机制，避免各经营主体盲目逐

利的行为，建立相应考核机制，考核费用优先用于调峰补偿。对因自身原因导致日内调峰能力与实际中标情况不符的火电机组、独立储能进行相应的考核：

$$R_{\text{实时调峰考核},i,t} = \text{Max}(Q_{\text{实时调峰},i,t} - Q_{\text{实际调峰},i,t}, 0) \times p_{\text{实时调峰},t} \times K_1$$

其中， $R_{\text{实时调峰考核},i,t}$ 为经营主体*i*在*t*交易时段的实时调峰考核费用， $Q_{\text{实时调峰},i,t}$ 为经营主体*i*在*t*交易时段的实时中标调峰电量， $Q_{\text{实际调峰},i,t}$ 为经营主体*i*在*t*交易时段的实际调峰电量， $p_{\text{实时调峰},t}$ 为*t*时段的实时调峰出清价格。

对已中标启停调峰交易，因自身原因无法停机的火电机组进行相应考核：

$$R_{\text{启停调峰考核},i} = p_{\text{启停报价},i} \times K_2$$

其中， $R_{\text{启停调峰考核},i}$ 为火电机组*i*当次启停调峰考核费用， $p_{\text{启停报价},i}$ 为火电机组*i*当次启停调峰交易报价。

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。

第四十六条 受实际运营工况影响，参与实时调峰交易时对以下情况免除考核：

（一）火电机组参与实时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

不可抗力因素导致经营主体调峰电量缺额的。

第四十七条 当实时调峰、启停调峰考核总费用大于相应总补偿费用存在盈余时，盈余部分由相关火电机组、自备电厂、独立储能按其考核费用比例予以返还。计算公式为：

$$M_{\text{盈余},t} = M_{\text{调峰考核},t} - M_{\text{调峰补偿},t}$$
$$R_{\text{调峰考核返还},i,t} = \frac{R_{\text{调峰考核},i,t}}{\sum_{i=1}^I R_{\text{调峰考核},i,t}} \times M_{\text{盈余},t}$$

其中， $R_{\text{调峰考核返还},i,t}$ 为经营主体 i 在 t 交易时段的实时调峰或启停调峰考核费用返还， $M_{\text{调峰考核},t}$ 为 t 交易时段实时调峰或启停调峰考核总费用， $M_{\text{调峰补偿},t}$ 为 t 交易时段实时调峰或启停调峰补偿总费用， $R_{\text{调峰考核},i,t}$ 为经营主体 i 在 t 交易时段的实时调峰或启停调峰考核费用。

第五章 调频服务市场

第四十八条 调频服务指经营主体为减少系统频率偏差（或联络线控制偏差），通过调速系统、自动功率控制等所提供的服务。本细则中的调频服务是指二次调频服务，即指经营主体通过自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等技术提供的有功出力调整服务。

第四十九条 调频服务提供方包括火电机组、水电以及独立储能。其中，火电机组单机容量应不低于 10 万千瓦；水电（不含灯泡贯流式水电）单机容量不低于 2 万千瓦、全厂容量不低

于5万千瓦；独立储能容量不少于1万千瓦。经营主体应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，方可参与调频服务市场交易。

第五十条 调频服务市场以每小时为一个交易时段开展市场出清与结算，全天共计24个时段。

第五十一条 调频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。市场初期，调频服务市场与现货市场独立出清，具备条件时推动与现货市场联合出清。

第五十二条 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，不参与调频服务市场日前预出清。

第五十三条 电力调度机构于D-2日18:00前根据系统需要确定调频服务容量需求并向经营主体发布。

第五十四条 调频服务提供方以AGC单元为基本单位通过交易平台申报交易信息。D-1日8:45前，火电机组、独立储能申报96点最大与最小发电（充放电）能力曲线、调频容量、调频里程报价；市场初期，水电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0.0001元/兆瓦，申报价格上限不超过0.015元/千瓦；申报调频容量的最

小单位是 0.1 万千瓦，火电申报调频容量范围为 [AGC 单元额定容量的 10%-20%]，市场初期独立储能申报调频容量范围暂时不作限制。

第五十五条 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：

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

其中， D_j 为 AGC 单元第 j 次的调频里程，单位为万千瓦， n 为调节次数。

第五十六条 综合调频性能系数 k 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：

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

其中， 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 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 0.015 元/千瓦。

提供调频服务的经营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=经营主体调频服务申报价格/经营主体 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，优先出清额定容量大的 AGC 单元；当边际 AGC 单元不止一台时，按额定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，电力调度机构应剔除该时段无法提供调频服务的 AGC 单元。

第五十八条 若申报调频交易的经营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经营主体参与调频服务满足缺额，调频里程价格按照对应时段统一出清价格结算。

第五十九条 市场出清中标的经营主体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。当中标的经营主体因电网运行安全控制要求而无法提供调频服务时，按调度要求暂停调频服务，待条件允许后继续提供调频

服务。

第六十条 经营主体出现以下情况之一，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。

第六十一条 调频里程计费周期以 1 小时为单位，每日的调频里程补偿费用计算公式如下：

$$R_{\text{调频里程补偿},i} = \sum_{t=1}^T (D^{i,t} \times B^{i,t} \times k_{dl}^{i,t})$$

其中， $R_{\text{调频里程补偿},i}$ 为主体 i 每日的调频里程补偿费用， T 为当日总交易时段数，共 24 小时； $D^{i,t}$ 为主体 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； $k_{dl}^{i,t}$ 为主体 i 在交易时段 t 内的实际综合调频性能系数平均值（最大不超过 2）。

第六十二条 调频服务费用日清月结。电力现货市场连续运行前，调频服务费用由未参与调频服务的火电、水电、新能源场站、独立储能等按发（放）电量等比例分摊。电力现货市场连续运行后，调频服务费用由市场化电力用户当月用电量（含独立储能月度实际充电电量）和未参与电能量市场交易的月度上网电量比例共同分摊。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。

第六章 备用服务市场

第六十三条 备用服务是指为满足系统安全运行需要，经营主体通过预留调节能力，并在系统运行需要时于规定时间内调整有功出力的服务。备用服务提供方包括火电机组、水电和独立储能。

第六十四条 备用服务市场以 00:15-08:00、08:15-11:00、11:15-17:00、17:15-19:00、19:15-24:00 五个交易周期开展市场出清与结算。

第六十五条 备用服务交易采用日前申报出清，日内按需调用的方式开展。市场初期，备用服务市场与现货市场独立出清，具备条件时推动与现货市场联合出清。

第六十六条 电力调度机构于 D-2 日 18:00 前根据系统安全经济要求与实际情况确定备用服务容量需求并向经营主体发布。

第六十七条 备用服务提供方于 D-1 日 8:45 前分周期申报备用容量、备用服务报价。其中，备用容量应考虑机组因自身原因造成的受阻电力，市场初期备用服务报价上限为 0.01 元/千瓦时。

第六十八条 D-1 日 20:00 前，电力调度机构结合全网运行情况，根据申报的量价信息，按容量报价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备用需求为止，边际出清价格作为次日该时段备用服务统一结算价格。

如备用报价相同，申报备用容量大的经营主体优先出清，容量相同时按报价时间优先原则出清。

第六十九条 电力调度机构按照最终出清结果，形成备用服务容量调用序列。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，并根据对应时段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独立储能，其次是省间资源。

第七十条 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。计算公式如下：

$$R_{\text{备用补偿},i,T} = C_{\text{备用},i,T} \times p_T \times T_{\text{备用},T}$$

其中， $R_{\text{备用补偿},i,T}$ 为主体 i 在交易周期 T 的备用服务补偿费用， $C_{\text{备用},i,T}$ 为主体 i 在交易周期 T 的中标备用容量， p_T 为交易周期 T 的备用服务出清价格； $T_{\text{备用},T}$ 为交易周期 T 的小时数。

第七十一条 为规范市场运行机制，避免各主体盲目逐利的行为，建立相应考核机制，考核费用优先用于备用服务补偿。对经营主体因自身原因导致日内备用能力与实际中标情况不符的进行相应的考核：

$$R_{\text{备用考核},i,T} = (C_{\text{备用},i,T} - C_{\text{实际备用},i,T}) \times p_T \times T_{\text{实际备用},i,T} \times K_3$$

其中， $R_{\text{备用考核},i,T}$ 为主体 i 在交易周期 T 的备用服务考核费用， $C_{\text{实际备用},i,T}$ 为主体 i 在交易周期 T 的日内实际备用容量，

$T_{\text{实际备用},i,T}$ 为主体 i 交易周期 T 的日内实际备用容量低于中标容量的小时数。 K_3 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，可免考核。

第七十二条 电力现货市场连续运营前，备用服务费用由未参与备用服务的火电、水电、新能源场站与独立储能按各个计费周期内发（放）电量等比例分摊。电力现货市场连续运行后，备用服务费用由市场化电力用户当月用电量（含独立储能月度实际充电电量）和未参与电能量市场交易的月度上网电量比例共同分摊。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。

第七十三条 电力现货市场运行时，因参与备用辅助服务市场产生的电能量费用，按该时段对应的电力现货实时节点电价计算。电力现货市场未运行时，因参与备用辅助服务市场产生的电能量费用，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）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），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。

第七章 交易组织

第七十四条 电力调度机构按照电力系统需要和经济调度

要求综合考虑电源结构、电力送出受入、净负荷曲线波动和最大统调负荷等情况，计算并披露调峰、调频、备用服务市场需求信息。参与辅助服务市场的经营主体在相应辅助服务市场品种的规定时间内按要求提交相应交易申报。

第七十五条 电力调度机构根据申报结果和市场规则确定市场出清结果，调用辅助服务。

第七十六条 电力调度机构按照市场出清结果对中标经营主体进行调用，并进行服务计费。

第七十七条 电力辅助服务市场供给不足、暂停或者中止交易期间，电力调度机构为确保系统运行安全对相应调节资源进行应急调用，事后及时披露有关情况。

第八章 计量结算

第七十八条 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经营主体辅助服务交易出清、执行等工作，并进行服务计费。电力交易机构负责辅助服务费用纳入结算依据。

第七十九条 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。

第八十条 计量和采集周期应当满足辅助服务最小交易周期和精度要求。计量数据缺失的可拟合补充。

第八十一条 辅助服务费用采用“日清月结”的方式，按日对交易结果进行清分，生成日清分依据；按月出具结算依据，开展电费结算。由全体工商业用户分摊的调频服务费用、备用

服务费用，纳入系统运行费。有关结算情况须按月报送国家能源局新疆监管办公室和自治区价格、能源主管部门。

第八十二条 电力辅助服务费用遵循收支平衡原则，各品种辅助服务费用应在电费结算单中单独列示，不得与其他费用叠加打捆。由电力调度机构每日公布，电力调度机构每月第三个工作日前向电力交易机构传递上月结算数据，电力交易机构按月结算。

第八十三条 电力调度机构负责经营主体辅助服务调用及执行情况记录，开展辅助服务补偿、分摊等相关费用计算，并将费用计算结果推送电力交易机构。电力交易机构根据费用计算结果，与其他交易费用合并出具结算依据，向经营主体公开，并推送至电网企业。电网企业负责辅助服务计量工作，并开展辅助服务费用收付。

第八十四条 设置辅助服务分摊金额上限。当月度统计周期内有关经营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×疆内公用火电厂上上月平均上网电价× N_1

(二) 新能源场站分摊金额上限=新能源场站实际发电量×疆内新能源场站上上月平均上网电价（不含可再生能源发电补贴）× N_2

(三) 水电厂分摊金额上限=水电厂实际发电量×水电厂

上上月平均上网电价 $\times N_3$

(四) 独立储能分摊金额上限=独立储能实际发电量 \times 独立储能上上月放电时段平均上网电价 $\times N_4$

N_1 、 N_2 、 N_3 、 N_4 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。疆内公用火电厂上上月平均上网电价、疆内新能源场站上上月平均上网电价（不含可再生能源补贴）、水电厂上上月平均上网电价、独立储能上上月放电时段平均上网电价由电力交易机构每月 20 日前向电力调度机构提供。

第八十五条 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。

第八十六条 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） \times 辅助服务补偿费用总缺额。

第八十七条 因自身原因未按交易结果提供有效辅助服务的主体，依照有关规定承担相应违约责任。

第八十八条 经营主体应在结算依据发布后进行核对，存在

异议时向市场运营机构提出。

第八十九条 由于计量、电价差错等原因需要进行追退补的，由市场运营机构在1个月内完成电力辅助服务费用追退补工作。

第九章 信息披露

第九十条 电力辅助服务市场信息按照《电力市场信息披露基本规则》分为公众信息、公开信息、特定信息三类。市场成员应当按照有关规定，遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，做好信息披露工作。电网企业、市场运营机构应按相关规定做好信息披露工作，披露信息包括：辅助服务需求计算方法、调用原则、需求总量，交易申报、出清信息、费用结算等情况。

第九十一条 经营主体对披露的信息有异议的，应在5个工作日内提出复核申请。电力交易机构在接到复核申请5个工作日内，应会同电力调度机构进行核实并予以答复。

第九十二条 任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。

第十章 风险防控

第九十三条 辅助服务市场风险类型主要包括：

（一）辅助服务供需风险，指辅助服务供应紧张，较难满

足辅助服务需求的风险。

（二）辅助服务市场力风险，指具有市场力的经营主体操纵辅助服务市场价格的风险。

（三）辅助服务市场价格异常风险，指部分时段或局部地区辅助服务市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（四）辅助服务市场技术支持系统风险，指支撑辅助服务市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，影响市场正常运行的风险。

（五）网络安全风险，指因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

第九十四条 市场运营机构负责编制风险处置预案，经国家能源局新疆监管办公室和自治区价格、能源主管部门审定后执行。市场运营机构按照风险处置预案的有关程序对市场风险进行监测和预警，并报告国家能源局新疆监管办公室和自治区价格、能源主管部门。

第九十五条 市场风险发生时，各方按照事前制定的风险处置预案执行，电力调度机构应按照安全第一的原则对市场进行应急处置，电力调度机构详细记录应急处置期间的有关情况，并报告国家能源局新疆监管办公室及自治区价格、能源主管部门。

第十一章 监督管理

第九十六条 国家能源局新疆监管办公室按照《电力监管条例》《电力市场监管办法》和国家有关规定，履行新疆电力辅助服务市场监管职责。

第九十七条 电力辅助服务市场的监管对象包括参与辅助服务市场的各类经营主体、电网企业和市场运营机构等。

第九十八条 电力调度机构和电力交易机构应按规定在每月 25 日前将上月辅助服务交易情况、结算情况等信息报送国家能源局新疆监管办公室及自治区价格、能源主管部门。

第九十九条 市场运营机构应做好辅助服务市场建设运行、出清价格、费用传导与分摊等情况的监测分析。

第一百条 因电力辅助服务交易、调用、统计及结算等情况存在争议的，经营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经营主体申请的 2 个工作日内予以答复。依然存在争议的，可通过市场管理委员会调解，也可提交国家能源局新疆监管办公室依法协调。协调不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第十二章 附则

第一百零一条 本细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。

第一百零一条 本细则与西北区域“两个细则”相衔接，未

纳入本细则的部分，仍按照西北区域“两个细则”执行。

第一百零二条 本办法自印发之日起次月实施。

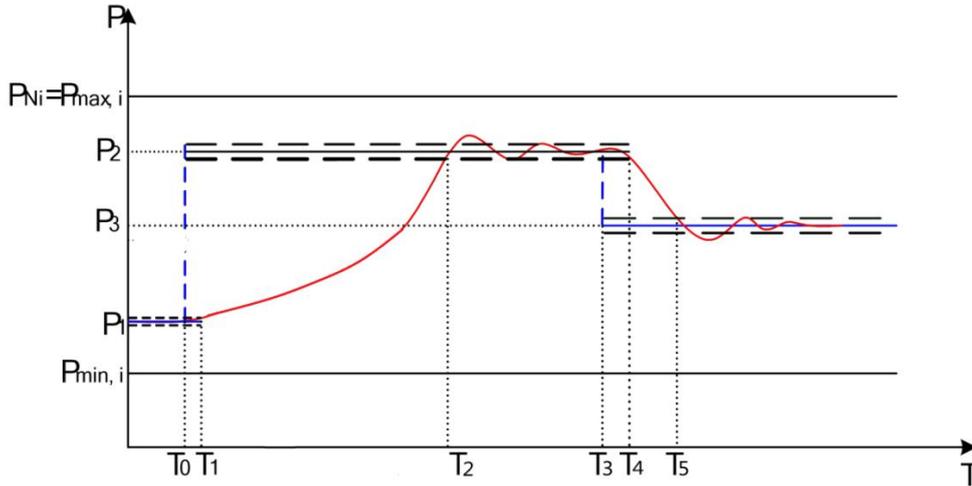
附件一：新疆电力辅助服务市场运行参数表

序号	参数	名称/说明	适用条款	参考取值
1	K_1	实时调峰考核系数	第四十五条	0.8
2	K_2	启停调峰考核系数	第四十五条	0.5
3	k^j	$k^j = k_1^j \times k_2^j \times k_3^j$ 。其中： $k_1^j = 2 - \text{标准调节速率} / \text{实际调节速率}$ ； 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， $k_3^j = 2 - \text{实际响应时间} / \text{标准响应时间}$ 。	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（相关参数按照一定周期内调频性能最优的火电机组确定，不含火储）
4	K_3	备用考核系数	第七十一条	0.8

5	N_1	火电分摊上限修正系数	第八十四条	0.15
6	N_2	新能源分摊上限修正系数	第八十四条	0.25
7	N_3	水电分摊上限修正系数	第八十四条	0.15
8	N_4	独立储能分摊上限修正系数	第八十四条	0.15

附件二：调频里程、性能指标相关参数计算方法

如下图所示，以AGC一个调节过程为例，具体情况如下：



T_0 时刻以前，机组稳定运行在 P_1 附近， T_0 时刻AGC下发功率为 P_2 的设点命令，机组开始涨出力，到 T_1 时刻跨出 P_1 的调节死区。至 T_2 时刻，第一次进入调节死区范围，然后在 P_2 附近小幅振荡，并稳定运行于 P_2 附近。直至 T_3 时刻，AGC又下发功率为 P_3 的设点命令，机组又开始降出力过程， T_4 时刻跨出 P_2 的调节死区，至 T_5 时刻，进入 P_3 的调节死区。

调频里程 S 为机组进入调节死区时刻出力值与动作初始值之差的绝对值：

$$S = |P_{T_2} - P_1|$$

(一) 调节时间 $T_{\text{调节}}$

$$T_{\text{调节}} = T_2 - T_0$$

其中， T_2 为机组进入调节死区时刻， T_0 为指令下发时刻。

(二) 调节速率 $v_{\text{调节}}$

$$v_{\text{调节}} = \frac{P_{T_2} - P_{T_1}}{T_2 - T_1}$$

其中， P_{T_2} 为机组进入调节死区时刻的出力， P_{T_1} 为机组出响应死区时刻出力， T_1 为机组出响应死区时刻。

(三) 响应时间 $T_{\text{响应}}$

$$T_{\text{响应}} = T_1 - T_0$$

(四) 实际调节误差 ΔP

每个指令调节误差的统计从出力进入调节死区开始，直至下一条指令下发为止。

$$\Delta P = \frac{\sum_{T_2}^T (|P_{T_2} - P_{\text{实际}}|) \times t_{\text{采集}}}{T - T_2}$$

其中， T 为当前计算时刻， $P_{\text{实际}}$ 为机组 T 时刻实际出力， $t_{\text{采集}}$ 为现场数据的采集周期。