蒙西电力市场调频辅助服务交易实施细则（2026修订版）

第一章 总则

第一条 为加快构建新型电力系统，深化电力体制改革，充分发挥市场在调频资源配置中的决定性作用，进一步规范内蒙古电网调频辅助服务管理，保障内蒙古电网安全稳定运行，制定本细则。

第二条 本细则依据《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）及相关配套文件、《电力监管条例》（国务院令第432号）、《电力市场监管办法》（国家发展和改革委员会令第18号）、《国家能源局关于印发〈电力辅助服务管理办法〉的通知》（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）、《国家能源局关于促进新型储能并网和调度运用的通知》（国能发科技规〔2024〕26号）、《国家发展改革委、国家能源局关于印发〈电力辅助服务市场基本规则〉的通知》（发改能源规〔2025〕411号）、《内蒙古电网发电厂并网运行管理实施细则》（华北能监市场〔2015〕264

号）、《内蒙古电网并网发电厂辅助服务管理实施细则》（华北能监市场〔2015〕264 号）以及国家相关法律法规制定。

第三条 本细则所指的调频辅助服务，是指市场经营主体通过自动功率控制（APC），跟踪电力调度机构下达的指令，按照一定调节速率实时调整发用电功率，满足电力系统频率、联络线功率控制要求的服务。自动功率控制（APC）是自动发电控制（AGC）在传统发电机组基础上继续向可调节负荷侧延伸发展，涵盖了原有的发电机组 AGC 技术内涵，拓展至源网荷储各环节并网主体控制单元。

第四条 本细则适用于内蒙古电网调频辅助服务市场。参与调频辅助服务市场的成员应严格执行调度指令，要以确保电力安全、供热安全为前提，不得以参与调频辅助服务市场为由，影响电力安全及居民供热质量。

第二章市场成员

第一节市场成员构成

第五条 本细则中市场成员包括市场经营主体、电网企业和市场运营机构。

第六条 市场经营主体包括发电企业、电力用户和新型经营主体（含独立储能电站、虚拟电厂等）。现阶段，提供调频辅助服务的经营主体为在电力交易平台完成注册，满足相关技术要求的内蒙古电网省调燃煤（含火储）机组、燃气机组、水电机组（含抽水蓄能机

组）、独立新型储能电站等可调节资源。

第七条 电网企业指为调频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。

第八条 市场运营机构指负责调频辅助服务市场建设运营的机构和组织，包括电力调度机构和电力交易机构。

第二节市场成员权利与义务

第九条 市场经营主体按照市场规则参与调频辅助服务市场交易、履行调频辅助服务交易结果，获得调频辅助服务收益，承担调频辅助服务费用分摊。

第十条 电网企业为市场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。

第十一条 电力调度机构作为调频辅助服务采购方，负责提出满足系统安全运行要求的调频需求，统一采购调频辅助服务。负责调频辅助服务交易组织、市场出清、服务调用、费用计算等业务，开展调频辅助服务市场运营监控工作。负责建设、运行、维护和管理与调频辅助服务市场相关的技术支持系统。

第十二条 电力交易机构负责经营主体市场注册、变更和退出等相关服务，负责披露调频辅助服务市场信息，提供结算依据，配合电力调度机构开展交易组织相关工作。

第三节市场成员注册及准入

第十三条 调频辅助服务提供主体需满足辅助服务市场准入条

件，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、信用资质良好并满足相关调节能力技术参数要求后完成市场注册，按照国家和行业标准具备 APC 功能，能够响应省级电力调度机构统一调度指令，按照要求与省级电力调度机构实现数据交互，满足实时监测、发用电控制、数据采集、网络安防等要求和规定。

第十四条 调频辅助服务提供主体以 APC 单元作为参与调频市场的交易单元。煤电（含火储）机组、燃气机组以单机作为调频单元。独立新型储能电站作为一个调频单元，装设厂级 AGC 的水电可选择全厂作为一个调频单元。

第十五条 所有列入煤电容量电价适用范围、具备自动功率控制功能的省调机组必须参与调频辅助服务市场申报。

第十六条 以 APC 单元为单位进行综合调频性能指标的统计。

综合调频性能指标按次计算，APC 单元i第j次调节的综合调频性能指标为：

$$K_{\mathrm{p}}^{i,j}=K_{1}^{i,j}\times K_{2}^{i,j}\times K_{3}^{i,j}$$

式中，$K_{\mathrm{p}}^{i,j}$衡量的是 APC 单元i第j次调节过程中的调节性能好坏程度。$K_{1}^{i,j}$衡量的是 APC 单元i第j次实际调节速率与其应该达到的标准速率相比达到的程度。$K_{2}^{i,j}$衡量的是该 APC 单元i第j次实际调节偏差量与其允许达到的偏差量相比达到的程度。$K_{3}^{i,j}$衡量的是该 APC 单元i第j次实际响应时间与标准响应时间相比达到的程度。分

项参数$K_1^{i,j}$、$K_2^{i,j}$、$K_3^{i,j}$的计算方法详见附录。

综合调频性能指标日平均值K_{pd}^{i}：

$$K_{\mathrm{pd}}^{i}=\begin{cases}\dfrac{\sum_{j=1}^{n}K_{\mathrm{p}}^{i,j}}{n}，\text{APC单元}i\text{被调用}(n>0)\\ 1，\text{APC单元}i\text{未被调用}(n=0)\end{cases}$$

式中，K_{pd}^{i}反映了 APC 单元i一天内n次调节过程中的性能指标平均值。

第十七条 根据各 APC 单元最近 7 个在网运行日（向前查询最多不超过 90 天）的综合调频性能指标 K_{p}平均值由高到低进行排序，市场初期，以综合调频性能指标前 50%的最小 K_{p}值作为参与调频市场的最低技术标准，最低技术标准按日统计。参与调频机组需满足调节能力（申报出力上限与申报最小可调出力之差）不低于额定有功功率的 20%。

第三章 市场组织

第十八条 调频市场采用“集中竞价、日前预出清、日内正式出清、实时调用”的组织方式开展，日前申报信息封存到运行日。每 4 小时为一个交易时段，全天共 6 个交易时段。具备条件情况下，推动缩短交易周期，更好满足经营主体灵活参与市场需要。

第十九条 现阶段，独立新型储能电站可选择分时段申报参与现货电能量市场或参与调频辅助服务市场。选择参与调频辅助服务

市场时，独立新型储能充/放电量按照现货电能量市场价格进行结算，具体结算方式见《内蒙古电力多边交易市场结算实施细则》。独立新型储能在技术系统具备条件后，参与调频辅助服务市场。

第二十条 调频容量是指为保持联络线功率及系统频率稳定所预留的容量，分为上调频容量与下调频容量。调频市场的总供给容量应满足总需求容量。现阶段，暂定上、下调频需求取值范围分别为对应时段直调发电负荷预测最大值的1%—5%。电力调度机构可以根据系统实际运行情况，按需调整调频容量需求。

第二十一条 调频服务提供主体每日向电力交易机构提交分时段申报信息，分时段申报信息包括调频里程价格和调频容量。独立新型储能电站除提交调频里程价格外，还需提交对应时段期望的运行状态（仅充电、仅放电、可充可放）和对应的出力上下限、该时段结束后期望达到的荷电状态（SOC）。除列入煤电容量电价适用范围的机组外，其他主体未提交申报信息的时段，不纳入该时段调频市场出清。列入煤电容量电价适用范围的机组迟报、漏报、不报按照默认值参与申报，默认值取机组历史最近一次申报值；没有历史申报值的按照缺省值参与申报，调频里程价格与调频容量缺省值为调频里程申报价格下限值与调频容量申报上限值。

第二十二条 调频里程价格的申报最小单位是0.1元/MW， 申报价格范围如下表所示。

序号	时段	报价范围（元/MW）
1	00:00-04:00	2-15
2	04:00-08:00	2-15
3	08:00-12:00	2-18
4	12:00-16:00	2-18
5	16:00-20:00	2-18
6	20:00-24:00	2-15

申报调频容量的最小单位是 1MW，申报调频容量范围上下限计算公式如下:

（1）煤电机组

调频容量申报上限为额定容量的 7.5%，下限为额定容量的 3%。

（2）燃气机组、水电

调频容量申报上限为额定容量的 20%,下限为额定容量的 10%。

第二十三条 每天组织交易前对准入的 APC 单元最近一个运行日的综合调频性能指标日平均值K_{pd}^{i}进行归一化处理，所有 APC 单元的综合调频性能指标平均值为$\overline{K_{pd}}$，k为调节系数，现阶段暂取 1。归一化后的综合调频性能指标P^{i}为:

$$P^{i}=\frac{K_{pd}^{i}}{k\times\overline{K_{pd}}}$$

APC 单元的调频里程排序价格=调频里程报价/P^{i}。

第二十四条 调频辅助服务交易具体流程如下:

（一）每日 08:30 前，电力交易机构发布次日调频市场信息，包括但不限于可参与调频市场的服务提供者，参与调频市场最低技术标准，分时段调频容量需求值（MW），调频市场的里程报价上、下限，调频市场申报开始、截止时间，调频市场其他要求等。

（二）每日 09:30 前，调频服务提供主体申报次日分时段调频市场申报信息。

（三）每日 18:30 前，电力调度机构按流程开展调频辅助服务市场预出清，电力交易机构发布预出清结果。

（四）次日运行中，电力调度机构对调频市场进行以 4 小时为间隔的滚动出清，并根据实时需求调用调频资源。电力交易机构发布实时调频市场正式出清结果。

第二十五条 调频市场出清方式如下:

（一）综合考虑调频需求、APC 单元调频里程报价、综合调频性能指标等，按调频里程排序价格从低到高依次出清，直至中标的 APC 单元调频容量总和满足电网调频需求。

（二）当 APC 单元的排序价格相同时，优先出清K_{pd}^{i}高的 APC 单元；当 APC 单元的排序价格与K_{pd}^{i}均相同时，优先出清申报容量大的 APC 单元；当边际 APC 单元不止一个时，按申报容量大小比例确定每个 APC 单元的中标容量。若调频单元中标容量小于申报调频容量下限，按申报调频容量下限中标。综合考虑独立储能电站对应

时段出力上下限后确定其中标容量，单个储能单元中标容量不高于100MW，不低于20MW。

（三）最后一个中标的APC单元调频里程排序价格为调频市场的统一出清价格，出清价格上限为15元/MW。

第二十六条 独立新型储能电站根据参与调频时段申报的充放电状态和出力上下限，在对应的出力范围内跟随APC指令参与调频。每个调频交易时段结束时，根据其参与电能量市场的方式，SOC值维持在申报的期望SOC值或电力市场优化值附近。为保证独立新型储能电站在中标时段可以有效参与调频，当其SOC值小于α_1时，不参与仅放电状态下的调频市场出清；当SOC值大于α_2时，不参与仅充电状态下的调频市场出清。

第二十七条 为保障电力系统安全稳定运行，原则上，现阶段新型独立储能电站、虚拟电厂等新型经营主体合计中标调频容量之和占调频容量需求的比值不超过γ_1。

第二十八条 为防止调频造成系统潮流分布大幅变化影响系统稳定运行，原则上，现阶段任一电厂所有中标调频单元调频容量之和占调频容量需求的比值不超过γ_2。

第二十九条 调频市场的出清结果不满足电网运行要求时的处理办法：

（一）因调频服务提供主体申报的调频容量不足，按当日可提

供调频服务的 APC 单元在其历史上最后一个运行日的综合调频性能指标日平均值K_{pd}^{i}的排序对 APC 单元从高到低进行选取，按报价上限的 50%进行结算。

（二）实际运行中中标调频 APC 单元不能满足电网调频需求时，电力调度机构按调频里程排序价格，从低到高依次调用未中标的同类型 APC 单元，相关收益按其排序价格进行结算。

（三）当日中标 APC 单元因电网安全需要无法提供调频服务时，中标 APC 单元暂停提供调频服务，当日调频服务费用予以计入，调频服务费用计算最小时间单位为 15 分钟。电力调度机构按照调频里程排序价格，从低到高依次调用未中标的同类型 APC 单元参与调频，相关收益按其排序价格进行结算。

第四章 结果执行与考核

第三十条 实时运行中，电力调度机构按照当日调频市场出清结果切换 APC 投入方式，由中标 APC 单元提供调频服务。

第三十一条 调频市场中标 APC 单元出现以下情况，将接受调频市场考核。

（一）中标 APC 单元因自身原因出现非停、受阻、退出 APC 等情况无法提供调频服务，同一中标时段累计超过 30 分钟的，该交易时段调频服务费用不予计入；当日累计超过 60 分钟的，当日不再参

与调频市场，中标交易时段按照以下公式缴纳调频违约金：调频违约金 = 中标容量×出清价格×4。

（二）中标 APC 单元连续三个中标时段综合调频性能指标低于最低技术标准时，暂停该 APC 单元参与当日及下一日调频市场资格。

（三）中标 APC 单元在提供调频服务的中标时段内，综合调频性能指标 Kp 小于 $Kp_{\min}$ 时，该交易时段调频服务费用与调频量价补偿费用均不予计入。

（四）当调频服务提供主体出现伪造数据、故意向电力现货市场技术支持系统传输虚假错误信息、串通或煽动其他主体采用影响市场公平性的策略或行为等情况时，视情况采取约谈通报、暂停参与调频市场资格等考核措施。

（五）电力调度机构发现某调频 APC 单元不跟踪指令或出现反调情况，影响电网 ACE 调整时，电力调度机构可取消其参与调频市场中标资格并做好记录，视情况采取约谈通报、上报电力市场监管机构等措施。若此时调频容量不满足系统要求，需征用其他调频 APC 单元。

第五章 计量与结算

第三十二条 电力调度机构应详细记录发电机组（场站）、独立新型储能电站等经营主体的调频辅助服务交易、调用、费用计算等情

况。调频市场计量的依据为：电力调度指令、能量管理系统（EMS）、智能电网调度控制系统采集的实时数据、电能量采集系统的电量数据、“两个细则”技术支持系统数据等。

第三十三条 当计量数据采集不完整或明显异常时，参照《内蒙古电力多边交易市场计量管理实施细则》进行拟合补全。

第三十四条 电力调度机构负责按照收支平衡原则、以日清月结的方式进行调频市场相关费用结算。调频市场结算与当月电费结算同步完成。参与调频市场的经营主体在当月电费总额基础上加（减）应获得（支付）调频市场费用额度，与当月电费一并结算。

第三十五条 调频市场费用包括调频服务费用与调频量价补偿费用两部分。

第三十六条 调频服务费用采用基于调频里程的单一制价格机制，根据出清价格、调频里程、综合调频性能指标三者乘积计算。中标APC单元i每日调频服务费用R^i计算方法如下：

$$R^i=\sum_{t=1}^{N}D^{i,t}\times K_p^{i,t}\times B_{APC}^t$$

其中，$D^{i,t}$为APC单元i在交易时段t内的调节里程，$K_p^{i,t}$为APC单元i在交易时段t内的综合调频性能指标，B_{APC}^t为交易时段t内的调频市场出清价格。综合调频性能指标$K_p^{i,t}$上限值为2。

第三十七条 调频服务费用采用“日清月结”方式结算，扣减该月调频违约金后再进行分摊，由全体工商业用户（含电网代理购电）用

电量和未参与电能量市场交易的上网电量（含机组调试期电量）按照月度总用电量和月度总上网电量比例进行分摊。用户分摊费用纳入系统运行费，随电费一同结算。未参与电能量市场交易的发电机组（场站）分摊费用按照机组（场站）月度上网电量比例进行分摊。

第三十八条 调频量价补偿在提供调频服务、APC 正常投入的煤电机组和独立新型储能电站范围内开展。调频量价补偿费用包括煤电机组调频量价补偿费用与独立新型储能电站调频量价补偿费用。

第三十九条 煤电机组调频量价补偿费用主要用于补偿煤电机组因提供调频服务增加（减少）出力在电能量市场中产生的收益损失，包括低价多发量价补偿费用与高价少发量价补偿费用两部分。

$$R_{\text{煤电调频量价补偿}}=\sum_{i}R_{\text{低价多发，}i}+\sum_{i}R_{\text{高价少发，}i}$$

低价多发量价补偿：当机组节点价格低于“低价”基准值时，对机组因提供调频服务多发电量按照“低价”基准值与节点价格之差进行补偿（价差为负不补偿）。“低价”基准值暂取机组实际出力对应报价与k_1倍标杆电价较小者。

$$R_{\text{低价多发,i}}=\sum_{t=0}^{T}\frac{1}{4}(Q_{\text{实际出力}}\text{-}Q_{\text{理论出力}})\times(MIN(K_1P_{\text{标杆电价}}，\ P_{\text{实际出力对应报价}})\text{-}P_{\text{节点电价}})$$

高价少发量价补偿：当机组节点价格高于“高价”基准值时，对机组因提供调频服务少发电量按照节点价格与“高价”基准值之差进行补偿（价差为负不补偿），补偿价差不超过k_3倍标杆电价。“高价”基

准值暂取机组实际出力对应报价与k_2倍标杆电价较大者。

$$R_{\text{高价少发,i}}=\sum_{t=0}^{T}\frac{1}{4}(Q_{\text{理论出力}}\text{-}Q_{\text{实际出力}})\times MIN[P_{\text{节点电价}}\text{-}MAX(K_2P_{\text{标杆电价}},P_{\text{实际出力对应报价}}),K_3P_{\text{标杆电价}}]$$

上述式子中，理论出力指根据机组节点电价、自身报价及相关约束情况，机组应当达到的出力。即按照机组申报的量价曲线，节点电价对应申报出力段的最大出力（考虑机组出力限额及电网安全约束）。

第四十条 独立新型储能电站调频量价补偿费用主要用于补偿独立新型储能电站每月选择“可充可放”提供调频服务时段的充电费用大于放电费用产生的损失。其中，充电费用考虑能量转换效率进行折算。能量转换效率 η 参照国家标准下限执行：电化学储能系统能量转换效率参照 GB/T36558；其他类型储能系统能量转换效率参照相应国家标准，无对应国家标准的储能系统能量转换效率参照 GB/T36558 中锂离子电池储能系统能量转换效率下限。

$$R_{\text{储能调频量价补偿}}=R_{\text{充电费用}}\times\eta-R_{\text{放电费用}}$$

式中，$R_{\text{充电费用}}$和$R_{\text{放电费用}}$分别为每月独立新型储能电站选择“可充可放”的调频时段对应的充电费用与放电费用。充电/放电费用按照对应时刻的下网/上网电量与现货市场节点价格的乘积计算。

第四十一条 调频量价补偿费用按照“日清月结”方式进行结算，现阶段，补偿费用规模上限为 1 亿元。补偿费用达上限后，按照补偿

上限进行补偿和分摊，各机组补偿费用等比例进行缩减，分摊总费用按照补偿上限进行计算。调频量价补偿费用由省调直调公用煤电机组、风电场、光伏电站、独立新型储能电站按照月度上网电量比例进行分摊，扶贫项目不参与分摊。

第四十二条 调频辅助服务市场相关费用由电力调度机构计算，于每月第 3 个工作日前（含第 3 个工作日，下同）推送至电力交易机构，由电力交易机构合并出具结算依据。结算依据发布、确认等按照国家及自治区电力市场相关规定、细则执行。

第四十三条 因市场经营主体原因或数据异常，由于政策或规则调整等原因，可对已结算的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补。追溯期为 12 个月。

第六章 市场监管与干预

第四十四条 调频市场结算信息应按月报国家能源局华北监管局、内蒙古自治区发展改革委及内蒙古自治区能源局备案。

第四十五条 因国家相关政策、标准调整、电网实际运行需要或根据调频市场运行情况，市场经营主体及电力市场运营机构，可对本细则内市场限价等各项参数提出调整建议，经电力市场管理委员会审议通过，报国家能源局华北监管局、内蒙古自治区发展改革委及内蒙古自治区能源局同意后执行。

第四十六条 国家能源局华北监管局、内蒙古自治区电力市场主管部门可对本细则实施情况开展检查，对市场主体和市场运营机构违反相关规定的行为依法、依规进行处理。

第四十七条 发生以下情况时，国家能源局华北监管局、内蒙古自治区发展改革委及内蒙古自治区能源局可以做出中止或暂停调频辅助服务市场的决定，并向市场成员公布中止或暂停原因:

（一）调频市场未按照规则运行和管理的;

（二）调频市场交易规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的;

（三）调频市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的;

（四）电力市场技术支持系统（含自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障，导致交易长时间无法进行的;

（五）因不可抗力导致市场交易无法正常进行;

（六）其他必要情况。

第四十八条 市场中止或暂停期间优先选取 APC 单元综合调频性能指标高的 APC 单元提供调频服务，按报价上限的 50%进行结算，分摊方法不变。

第四十九条 对于存在严重扰乱市场秩序行为的市场成员，一经核实，未支付的所有调频服务费用将不予支付并取消其被调用资格

一年，但仍需要参与辅助服务费用的分摊，同时，按照相关法规进行相应行政处罚。

第五十条 因调频服务交易、调用、统计等情况存在争议的，提出争议方应在争议发生 30 天内向国家能源局华北监管局、内蒙古自治区发展改革委及内蒙古自治区能源局提出申请，由国家能源局华北监管局、内蒙古自治区发展改革委及内蒙古自治区能源局裁决，逾期不予受理。

第八章 附则

第五十一条 本细则由国家能源局华北监管局、内蒙古自治区发展改革委及内蒙古自治区能源局负责解释。

第五十二条 本细则自 2026 年 12 月 1 日起施行，有效期 5 年。有关规定与本实施细则不一致的，以本实施细则为准。国家能源局华北监管局、内蒙古自治区发展改革委及内蒙古自治区能源局可根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修订。

第五十三条 实施后，《内蒙古并网发电厂辅助服务管理实施细则》中 APC 补偿相关条款不再执行，《内蒙古发电厂并网运行管理实施细则》的 APC 考核继续执行。

附件1

APC性能指标计算方法

一、调节速率

调节速率是指控制单元响应设点指令的速率。

$$v_{i,j}=\frac{\left|P_{Ei,j}-P_{Si,j}\right|}{T_{Ei,j}-T_{Si,j}}$$

式中$v_{i,j}$是控制单元i第j次调节的调节速率（MW/分钟），$P_{Ei,j}$是其结束响应过程时的出力（MW），$P_{Si,j}$是其开始动作时的出力（MW），$T_{Ei,j}$是结束的时刻（分钟），$T_{Si,j}$是开始的时刻（分钟）。

$$K_1^{i,j}=2-\frac{v_{N,i}}{v_{i,j}},$$

如果$K_1^{i,j}$的计算值小于0.1，则取为0.1。

$K_1^{i,j}$衡量的是控制单元i第j次实际调节速率与其应该达到的标准速率相比达到的程度。式中，$v_{N,i}$为控制单元i标准调节速率，单位是MW/分钟，取值为蒙西最优煤电机

组主机（不含火储）对应的标准调节速率设计参数，即额定有功功率的1.5%，后续根据市场发展及网内机组情况适时调整。若煤电机组进入额定出力50%以下的深调工况时，标准调节速率为额定有功功率的1.2%，进入额定出力30%—40%的深调工况时，标准调节速率为额定有功功率的0.9%，进入额定出力30%以下的深调工况时，标准调节速率为额定有功功率的0.6%。

二、调节精度

调节精度是指控制单元响应稳定以后，实际出力和设点出力之间的差值。

$$\Delta P_{i,j}=\frac{\int_{T_{Si,j}}^{T_{Ei,j}}\left|P_{i,j}(t)-P_{i,j}\right|\times dt}{T_{Ei,j}-T_{Si,j}}$$

式中，$\Delta P_{i,j}$为第i台控制单元在第j次调节的偏差量（MW），$P_{i,j}(t)$为其在该时段内的实际出力，$P_{i,j}$为该时段内的设点指令值，$T_{Ei,j}$为该时段终点时刻，$T_{Si,j}$为该时段起点时刻。

$$K_2^{i,j}=2-\frac{\Delta P_{i.j}}{\text{调节允许的偏差量}}$$

$K_2^{i,j}$衡量的是控制单元i第j次实际调节偏差量与其允许达到的偏差量相比达到的程度。式中调节允许的偏差量取值为蒙西最优煤电机组主机（不含火储）对应的标准调

节精度设计参数，即控制单元额定有功功率的 1%。若煤电机组进入额定出力 50%以下的深调工况时，调节允许偏差量为额定有功功率的 1.25%。

如果$K_2^{i,j}$的计算值小于 0.1，则取为 0.1。

三、响应时间

响应时间是指智能电网调度控制系统发出指令之后，机组出力在原出力点的基础上，可靠地跨出与调节方向一致的调节死区所用的时间。

若发出指令之后，机组出力在原出力点的基础上一直未可靠地跨出与调节方向一致的调节死区，则此时响应时间为指令发出时刻到指令结束时刻的所用时间。

$$K_3^{i,j}=2-\frac{t_{i.j}}{\text{标准响应时间}}$$

式中，$t_{i,j}$为控制单元 i 第 j 次的响应时间，取值为蒙西最优煤电机组主机（不含火储）对应的标准响应时间设计参数，即 60 秒。若煤电机组进入额定出力 50%以下的深调工况时，标准响应时间要求为 75 秒。$K_3^{i,j}$衡量的是该 APC 机组 i 第 j 次实际响应时间与标准响应时间相比达到的程度。

如果$K_3^{i,j}$的计算值小于 0.1，则取为 0.1。

附件 2

调频辅助服务市场运行参数表

序号	参数名称	取值
1	提供调频服务的最低技术标准	各 APC 单元最近 7 个在网运行日综合调频性能指标平均值前 50%对应的最小 Kp 值; 参与调频机组需满足调节能力不低于额定有功功率的 20%。
2	交易时段	4 小时
3	上、下调频需求	对应时段直调发电负荷预测最大值的 1%—5%。
4	调频里程价格申报范围	00:00-04:00 2-15 元/MW 04:00-08:00 2-15 元/MW 08:00-12:00 2-18 元/MW 12:00-16:00 2-18 元/MW 16:00-20:00 2-18 元/MW 20:00-24:00 2-15 元/MW
5	调频容量申报范围	（1）煤电机组 [额定容量×3%，额定容量×7.5%] （2）燃气机组、水电 [额定容量×10%，额定容量×20%]

序号	参数名称	取值
6	归一化综合调频性能指标调节系数 k	1
7	调频市场出清价格	上限为 15 元/MW
8	单次指令综合调频性能指标	不限
9	交易时段综合调频性能指标	上限为 2
10	日综合调频性能指标	不限
11	独立储能参与调频市场出清时 SOC 限值	α_1=20%　α_2=80%
12	新型经营主体中标调频容量之和占调频需求最大比值	γ_1=30%
13	任一电厂所有中标调频单元调频容量之和占调频需求最大比值	γ_2=20%
14	获取调频服务费用的交易时段综合调频性能指标最小值	$Kp_{\min}$=0.5
15	“低价多发”基准值系数	K_1=1
16	“高价少发”基准值系数	K_2=1
17	“高价少发”补偿价差系数	K_3=3
18	调频量价补偿费用	上限为 1 亿元