

福建省电力调频辅助服务市场交易实施细则

（2026 年修订版）

（征求意见稿）

第一章 总则

第一条 为推动构建新型电力系统，加快推进福建电力调频服务市场建设，发挥市场在资源配置中的决定性作用，促进福建省电力系统安全、稳定、经济运行，激励市场成员提供更为优质的调频服务，实现调频责任在不同经营主体间的公平分摊，制定本规则。

第二条 本规则根据《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》等国家有关法律、法规和行业标准，遵循《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）、《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）、《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）等规定，以及《电力现货市场运行 第 6 部分：调频容量管理》（GB/T 45905.6-2025）等标准，并结合电力调度相关规程和福建电网运

行实际制定。

第三条 本规则适用于福建省电网开展的电力调频服务市场交易，所有市场成员必须遵守本规则。

第四条 国家能源局福建监管办公室（以下简称“福建能源监管办”）根据职能依法履行福建省电力调频服务市场（以下简称“市场”）的监督管理职责。

第二章 市场成员

第五条 市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构等。其中，经营主体包括电力调度机构直调及许可发电企业、售电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）和新型经营主体（含独立新型储能、虚拟电厂、智能微电网、车网互动运营企业等）；电网企业指为电力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；市场运营机构包括国网福建电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）和福建电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）。

第六条 经营主体权利义务包括：

（一）按要求提供基础技术参数以确定调频服务的能力，或提供有资质的单位出具的调频服务能力测试报告；

（二）负责电力设备的运行与维护，确保能够根据电网指令提供符合规定的调频服务；

- (三) 按规则参与市场交易，根据电网指令提供调频服务；
- (四) 按规则参与市场结算；
- (五) 及时获取市场交易相关信息；
- (六) 按要求披露市场相关信息；
- (七) 其他法律法规规定的权利和义务。

第七条 电网企业权利义务包括：

- (一) 保障电网以及输配电设施的安全稳定运行；
- (二) 为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入服务；
- (三) 提供报装、计量、抄表、收费等各类供电服务；
- (四) 按要求披露和提供市场相关信息；
- (五) 其他法律法规规定的权利和义务。

第八条 市场运营机构权利义务包括：

(一) 电力调度机构主要职责包括：提出满足系统安全运行要求的调频辅助服务需求，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、提出安全约束、开展安全校核等业务，开展调频辅助服务市场运营监控工作；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，拟定相关技术服务标准；向电力交易机构提供市场出清、调用结果；按要求披露和提供市场相关信息；评估市场运行状态，对市场规则提出修改意见；紧急情况下按规定中止市场运行，保障系统安全运行；依法依规开展电力调度工作等；

(二) 电力交易机构主要职责包括：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等；

(三) 其他法律法规规定的权利和义务。

第三章 市场交易

第九条 电力调频服务是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。现阶段福建省调频辅助服务指经营主体通过自动发电控制（AGC）装置自动响应区域控制偏差（ACE），按照一定调节速率实时调整出力，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服务。

第十条 各类具备提供调频辅助服务能力的经营主体平等参与调频辅助服务市场。现阶段，提供调频服务的经营主体包括水电机组（含抽水蓄能机组）、燃煤机组、燃气机组、独立新型储能；随着市场发展，逐步纳入其他具备提供调频辅助服务能力的经营主体。

第十一条 调频里程是指调频单元响应 AGC 控制指令后结束时的实际出力值与响应指令时的实际出力值之差的绝对值。以 15 分钟为一个计费周期，调频单元在一个计费周期内的调频里程为该时段内调频单元响应 AGC 控制指令的调整量之和。

第十二条 调频性能系数 K 是调频单元提供调频服务过程中

反映其调节速率、调节精度、响应时间三个因素的综合指标。计算方法详见附件。

调节速率是指调频单元响应设点指令的速率，衡量的是该调频单元实际调节速率与其应该达到的标准速率相比达到的程度。

调节精度是指调频单元响应稳定以后，实际出力和设点出力之间的差值，衡量的是该调频单元实际调节偏差量与其允许达到的偏差量相比达到的程度。

响应时间是指 AGC 系统发出指令之后，调频单元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，衡量的是调频单元实际响应时间与标准响应时间相比达到的程度。参加调频辅助服务市场报价的调频单元调频性能系数 K 值不得低于最低调频性能要求 $K_{最低}$ ， $K_{最低}$ 暂定为 0.75，并根据市场实际运行情况调整。电力调度机构负责统计并发布调频单元的调频性能系数，若调频单元性能系数 K 持续 8 个中标小时未能达到 $K_{最低}$ ，则 6 个月内禁止参与市场报价。经营主体对调频单元改造后，可向电力调度机构申请测试调频性能系数，测试期间调频单元应连续 8 小时投入调频模式，但不获得调频补偿。

第十三条 为合理区分不同类型资源参与系统调频的定位和作用，将 ACE 值按照死区、快速动作区、慢速动作区和紧急动作区进行分区。

分区名称	ACE 范围	主站动作特征
------	----------	--------

	(兆瓦)	
死区	[0, 20)	不发送调节指令
快速动作区	[20, 50)	给快速动作区调频单元发送调节指令
慢速动作区	[50, 200)	给慢速动作区调频单元发送调节指令
紧急动作区	≥ 200	给所有调频单元发送调节指令

第十四条 各调频单元可根据自身的不同性能特点和定位，在满足条件的前提下自愿参与不同分区报价交易。电力调度机构根据系统及市场实际运行情况，适时对各区的区间范围和调频需求容量进行调整，实现市场的最优运行。

对于 3~10 秒（不含通信时间）可从 0 兆瓦调节到额定功率的调频单元，可参与快速动作区报价；对于 10 秒以上（不含通信时间）可从 0 兆瓦调节到额定功率的调频单元，仅可参与慢速动作区报价。调频单元可根据实际运行控制能力分成多台虚拟调频单元。

第十五条 为保障电网安全稳定运行，某时段慢速动作区调频容量需求= $R1 \times$ 该时段用电负荷预测最大值+ $R2 \times$ 该时段新能源预测最大值，其中：R1 为负荷比例系数；R2 为新能源比例系数。

第十六条 统筹考虑电力系统安全稳定运行、系统资源分布合理，独立新型储能调频出清容量上限=调频容量需求* $R3$ ， $R3$ 为独立新型储能调频容量比例系数。快速动作区调频出清容量上限为 $R4$ 。

第十七条 所有符合调频市场准入条件且列入煤电容量电价

适用名单的 30 万千瓦及以上煤电机组必须进行调频市场交易申报（机组启动当日除外，可自主申报），迟报、漏报、无效申报或不报者均默认采用缺省值（市场申报价格上限）作为申报信息参与市场出清。

第十八条 对于提供调频服务的经营主体，采用基于调频里程的单一制价格机制。里程补偿以调频单元的调频里程作为交易标的，采用日前报价、日内分时段按边际价格出清，实行日清月结。经营主体按调频单元自主申报分时段调频容量及价格，调频单元的调频里程报价以“元/兆瓦”为单位，最小单位“0.1 元/兆瓦”。快速动作区调频报价上限设为 C1、报价下限设为 D1，慢速动作区调频报价上限设为 C2、报价下限设为 D2，C1 和 C2 暂定为 6 元/MW，D1 和 D2 暂定为 1 元/MW，并根据市场实际运行情况，适时提出限价标准的调整建议，经福建省电力市场管理委员会审议通过后，报福建能源监管办及福建省发改委审定后执行。

第十九条 调频单元的调频里程补偿费用为单位计费周期内市场出清价格、调频里程以及调频性能系数的乘积。

快速动作区调频里程补偿费用计算公式如下：

单位计费周期内调频单元 i 调频里程补偿费用 = $M_i \times$ 调频单元 i 在该时段的调频里程 $\times$ 调频单元 i 在该时段的调频性能系数 $\times$ 该时段市场快速动作区出清价格

慢速动作区调频里程补偿费用计算公式如下：

单位计费周期内调频单元 i 调频里程补偿费用 = $M_2 \times$ 调频单元 i 在该时段的调频里程 $\times$ 调频单元 i 在该时段的调频性能系数 $\times$ 该时段市场慢速动作区出清价格

调频单元在紧急动作区产生的调频里程按对应报价区计算公式进行结算。

M_1 为快速动作区调节系数， M_2 为慢速动作区调节系数， M_1 、 M_2 暂取 1，并根据系统和市场实际运行情况进行调整。

全网调频里程补偿费用 = 快速动作区调频里程补偿费用 + 慢速动作区调频里程补偿费用 + 紧急动作区调频里程补偿费用

第二十条 电力现货市场未正式运行阶段，调频辅助服务费用原则上不向用户侧疏导；电力现货正式运行阶段，调频辅助服务费用由发电侧和用户侧共同分摊。其中发电侧分摊部分由火电机组、可再生能源发电机组（风电、光伏）、水电机组（含抽水蓄能机组）、核电机组以及独立新型储能电站等按计费周期内各自上网电量比例进行分摊；用户侧分摊部分纳入系统运行费用由全体工商业用户分摊。发电侧分摊比例设为 M_3 （ $0 \leq M_3 \leq 1$ ），用户侧分摊比例为（ $1 - M_3$ ），电力现货正式运行阶段 M_3 暂取 0.9，比例取值由省级价格主管部门根据市场实际运行情况适时调整确定。

发电侧分摊计算公式：

各发电侧机组当月调频补偿分摊费用 = $M_3 \times$ 该机组当月上网电量 / 所有参与分摊机组当月总上网电量 $\times$ 当月全网调频服务费用。

抽水蓄能机组、独立新型储能、虚拟电厂等“发用一体”主体，在结算时段内按上网（下网）电量参与发电侧（用户侧）辅助服务费用分摊或分享。

第二十一条 市场组织流程如下：

（一）每日 11:00 前，电力调度机构根据次日负荷预测、新能源出力预测以及电网运行状态等因素计算次日调频容量需求，并在交易平台发布；准许参与市场且具备调频能力的调频单元按 12 个时段申报次日调频里程报价，全天平均分为 12 个时段，第一个时段为 0:00 ~ 2:00，以此类推最后一个时段为 22:00 ~ 24:00。

（二）运行日各区段起始时刻 30 分钟前，系统根据折算价格由低到高排序（折算价格为该时刻调频单元日前调频里程报价除以调频性能系数 K ，折算价格仅用于出清排序），形成本时段调频调频单元调用排序表。若两台发电调频单元折算价格相同，则调频性能系数好的调频单元排序优先。每个计费周期内中标调频单元的最高报价为该时段市场边际出清价格。

（三）在实时调度过程中，电力调度机构根据电网实际情况滚动修正调频容量需求，并综合考虑水情及水库调度、燃气供应等情况，按照调频单元调用排序表，经过安全校核后调用调频单元，直至满足调频容量需求。当系统需要增加调频需求时，按排序表由低到高调用；当系统需要减少调频需求时，按排序表由高到低退出。

（四）电力调度机构可在节假日前集中组织多日调频申报，在

节假日期间按需开展调频交易。

第二十二条 电力调度机构根据系统实际情况,按照电力调度机构管辖范围对出清发电单元序列进行安全校核,校核条件包括且不限于:

(一)为保障电网安全稳定运行,单个经营主体在同一个时段内中标的调频单元数量不能超过2个;

(二)出清中标调频总容量满足系统调频需求值;

(三)电力系统稳定约束要求;

(四)水库调度及水电机组振动区约束要求;

(五)清洁能源消纳相关政策执行的安全保障,是否增加或造成弃水风险。

第二十三条 机组未中标、未经调度机构允许擅自投入 AGC 装置的,取消其里程补偿费用和其他所有奖励返还费用;以及因电厂自身原因在调频服务期间擅自退出 AGC 装置的,均收取违约金,违约金=0.1×计费周期内同容量类型机组调频里程平均值×该时段调频出清价格。违约金纳入调频资金池,按照计费周期内在运机组上网电量比例进行分配。

第二十四条 为保证福建电网与电力市场的安全稳定运行,调频市场中标的调频单元按照现货市场规则参与现货市场出清,优先于现货市场调用。调频中标的调频单元在满足启停调峰标准时,可同时获得启停调峰补偿费用。

第二十五条 为保证电网稳定运行,对于可能出现的异常情况相关规定如下:

(一) 若中标调频总容量不能满足系统调频容量需求,电力调度机构可从调频单元调用排序表中紧急调用后续调频单元和未报价调频单元,直至满足调频容量需求。被紧急调用调频单元的调频里程补偿费用按照同时段市场出清价格结算。调用未报价调频单元,综合各类型电源调频能力,结合电网备用、断面控制等因素,原则上优先选择单机容量大、运行机组数量多的电厂机组。

(二) 由于电网安全约束对出力有特殊要求的机组,不分摊系统电力调频辅助补偿费用,电力调度机构和电厂等相关单位应做好情况记录备查;

(三) 机组因为电网安全需求通过 AGC 来调整断面潮流,该机组的调频里程补偿费用按照同时段市场出清价格结算。

第四章 计量与费用管理

第二十六条 调频辅助服务计量的依据为:电力调度指令,能量管理系统(EMS)、发电机组调节系统运行工况在线上传系统、广域测量系统(WAMS)等调度自动化系统采集的实时数据,用电信息采集系统的电力电量数据等。

第二十七条 电力调度机构将调频交易执行结果传递至电力交易机构,并由电力交易机构负责出具结算依据。

第二十八条 调频辅助服务费用按照收支平衡原则实行月度结算。

第二十九条 调频费用采取电费结算方式。经营主体在当月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的调频服务补偿（分摊）费用，按照电费结算关系向电网企业开具增值税发票。

第五章 信息披露

第三十条 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、市场运营机构应披露信息包括：调频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。披露的信息应体现电力调度机构管辖范围内所有经营主体的调频服务补偿和分摊情况，包含且不限于补偿/分摊对象、时段、电力、电量、价格、费用等信息。

第三十一条 电力交易机构负责通过信息披露平台向所有经营主体披露相关考核和补偿结果，制定信息披露标准格式，开放数据接口。

第三十二条 电力调度机构于每月第 3 个工作日前（含第 3 个工作日）将电力辅助服务相关费用推送至电力交易机构。市场经营主体应在 1 个工作日内完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。市场经营主体提出异议的，电力交易机构应在 1

个工作日内会同电力调度机构进行核实，达成一致的，市场经营主体应对修正后的结算依据（核对版）在 1 个工作日内完成核对和确认；因异议处理无法按时达成一致的，纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算。

第六章 市场监管

第三十三条 福建能源监管办对福建省电力调频辅助服务市场交易实施监管。主要包括且不限于：

- （一）经营主体履行电力系统安全义务的情况；
- （二）经营主体参与交易的情况；
- （三）经营主体的集中度和行使市场力情况；
- （四）经营主体的运营情况；
- （五）执行市场运营规则的情况；
- （六）不正当竞争、串通报价和违规交易行为；
- （七）市场履约等信用情况；
- （八）市场信息披露和报送情况；
- （九）市场相关技术支持系统建设、维护、运营和管理的情况；
- （十）其他法律法规规定的情况。

第三十四条 市场运营机构应按要求将电力调频辅助服务交易情况等信息报福建能源监管办备案。

第三十五条 福建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，依法依规对经营主体和运营机构违规行为进行处理。

第三十六条 发生以下情况时，福建能源监管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）经营主体滥用市场力、串谋及其他违规违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱时；

（二）市场技术支持系统或交易平台发生故障，导致无法按照市场规则进行出清和调度时；

（三）因电力系统发生故障需要调整机组出力，导致市场交易无法正常进行时；

（四）因自然灾害、突发事件、节假日等原因造成负荷突变、电网运行方式发生变化，导致市场交易无法正常进行时；

（五）其他必要情况。

第三十七条 市场干预的主要手段包括且不限于：

（一）调整市场限价；

（二）调整市场准入或退出规则；

（三）暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第三十八条 经营主体对辅助服务交易存在争议时，可向市场运营机构提出申诉意见，市场运营机构在规定期限内完成核实并予以答复。经营主体认为仍有争议的，可通过市场管理委员会

调解，也可提交福建能源监管办依法协调；协调不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第七章 附则

第三十九条 本实施细则由福建能源监管办、福建省发改委负责解释。

第四十条 本实施细则由福建能源监管办组织修订，经市场管理委员会审议通过后，报福建能源监管办、福建省发改委审定后执行。

第四十一条 本实施细则自发布之日起施行。

附件

调频性能系数计算方法

某机组典型 AGC 设点控制过程详见图 1。机组调频过程可以这样描述： T_0 时刻以前，机组稳定运行在出力值 P_1 附近， T_0 时刻，AGC 控制程序对该机组下发功率为 P_2 的设点命令，机组开始涨出力，到 T_1 时刻可靠跨出 P_1 的调节死区，到 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 控制程序对该机组发出新的设点命令，功率值为 P_3 ，机组随后开始降出力的过程， T_4 时刻可靠跨出调节死区，至 T_5 时刻进入 P_3 的调节死区，并稳定运行于其附近。

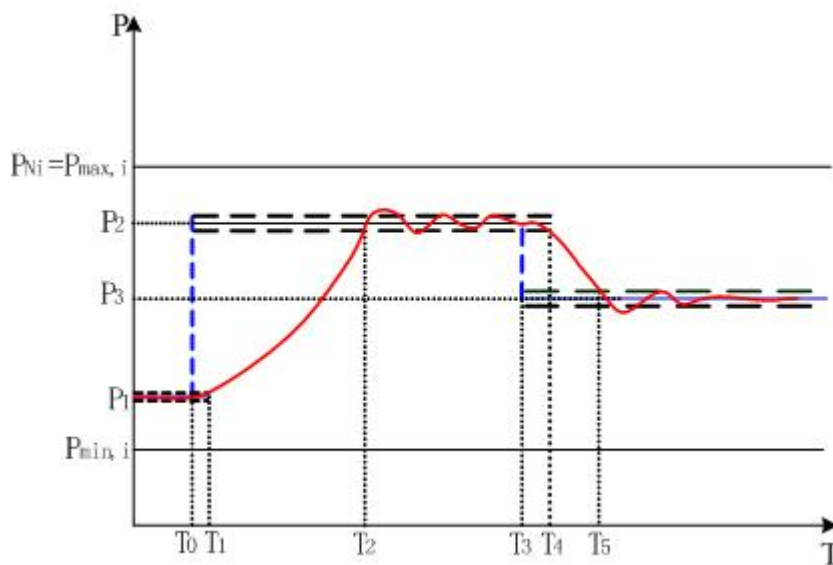


图 1 AGC 机组设点控制过程

注： $P_{\min,i}$ 是该机组可调的下限出力， $P_{\max,i}$ 是其可调的上限出力， P_{Ni} 是其额定出力。

机组每次响应 AGC 控制指令后，从调节速率、调节精度、响应时间三个方面对机组响应 AGC 指令后的动作情况进行衡量评价，三个分项参数及调频性能系数的具体计算方法如下。

一、调节速率 K_1

调节速率是指机组响应设点指令的速率，衡量的是该机组实际调节速率与其应该达到的标准速率相比达到的程度。调节速率可分为上升速率和下降速率。在涨出力阶段，即 $T_1 \sim T_2$ 区间，结果为正，为上升速率；在降出力阶段，即 $T_4 \sim T_5$ 区间，结果为负，为下降速率。第 i 台机组第 j 次调节的调节速率 $K_1^{i,j}$ 考核指标计算公式如下：

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

式中 $v_{i,j}$ 是机组 i 第 j 次调节的调节速率，单位是 MW/分钟； $P_{Ei,j}$ 是其结束响应过程时的出力、 $P_{Si,j}$ 是其开始动作时的出力，单位是 MW； $T_{Ei,j}$ 是结束的时刻、 $T_{Si,j}$ 是开始的时刻，单位是分钟。

$$K_1^{i,j} = \frac{|v_{i,j}|}{v_g}$$

式中 v_g 是福建省性能最优煤电机组主机的调节速率，单位是 MW/分钟， K_1 值的上限为 3。

二、调节精度 K_2

调节精度是指机组响应稳定以后，实际出力和设点出力之间的

差值，衡量的是该机组实际调节偏差量与其允许达到的偏差量相比达到的程度。第 i 台机组第 j 次调节精度 $K_2^{i,j}$ 的考核指标计算过程描述为：在第 i 台机组平稳运行阶段，即 $T_2 \sim T_3$ 区间，机组出力围绕 P_2 轻微波动。在类似这样的时段内，对实际出力与设点指令之差的绝对值进行积分，然后用积分值除以积分时间，即为该时段的调节偏差量，如下式：

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

式中 $\Delta P_{i,j}$ 为第 i 台机组在第 j 次调节的偏差量、 $P_{i,j}(t)$ 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，单位是 MW； $T_{Ei,j}$ 为该时段终点时刻、 $T_{Si,j}$ 为该时段起点时刻，单位是秒。

$$K_2^{i,j} = \frac{1 - \Delta P_{i,j} / (P_{Ni} \times 10\%)}{1 - \Delta P_g / (P_{Ng} \times 10\%)}$$

式中 P_{Ni} 机组 i 的额定出力、 ΔP_g 是性能最优煤电机组主机的平均调节偏差、 P_{Ng} 是性能最优煤电机组主机的额定出力，单位是 MW。

三、响应时间 K_3

第 i 台机组第 j 次调节的响应时间 $K_3^{i,j}$ 是指 EMS 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，衡量的是 AGC 机组实际响应时间

与标准响应时间相比达到的程度。即：

$$K_3^{i,j} = \frac{1-t_{ij}/300\text{秒}}{1-t_g/300\text{秒}}$$

式中 t_{ij} 为机组 i 第 j 次机组的响应时间、 t_g 是性能最优煤电机组的响应时间，单位是秒。

四、调频性能系数 K

调频性能系数是机组提供调频服务过程中调节速率、调节精度、响应时间三项因素的综合体现。每次 AGC 动作时按下式计算 AGC 性能系数。

$$K^{i,j} = B_1 \times K_1^{i,j} + B_2 \times K_2^{i,j} + B_3 \times K_3^{i,j}$$

式中 $K_1^{i,j}$ 、 $K_2^{i,j}$ 、 $K_3^{i,j}$ 分别为机组 i 第 j 次调节过程中的调节速率、调节精度、响应时间； B_1 、 B_2 、 B_3 分别为三个分项参数的权重系数，其中 B_1 暂取 1/7， B_2 、 B_3 暂取 3/7，后续可根据市场实际运行情况，对权重系数进行合理调整。

附表

调频市场参数表

序号	市场参数名称	细则中对应符号	参数取值
1	负荷比例系数	R1	4%
2	新能源比例系数	R2	5%
3	独立新型储能调频容量比例系数	R3	30%
4	快速动作区调频出清容量上限	R4	60MW
5	快速动作区调频报价上限	C1	6 元/MW
6	快速动作区调频报价下限	D1	1 元/MW
7	慢速动作区调频报价上限	C2	6 元/MW
8	慢速动作区调频报价下限	D2	1 元/MW
9	快速动作区调节系数	M1	1
10	慢速动作区调节系数	M2	1
11	发电侧分摊比例系数	M3	0.9

注：调频市场参数由福建省电力市场管理委员会审议通过，报福建能源监管办及福建省发改委审定后执行。