

# 国家能源局福建监管办公室文件

闽监能市场规〔2022〕45号

## 国家能源局福建监管办公室关于印发《福建省电力调频辅助服务市场交易规则（试行）（2022年修订版）》的通知

各有关电力企业、电力用户：

为贯彻落实党中央关于碳达峰、碳中和战略部署，推动构建新型电力系统，加快推进福建电力辅助服务市场建设，促进福建电力行业绿色低碳转型发展，按照《国家能源局关于印发〈电力辅助服务管理办法〉》（国能发监管规〔2021〕61号）等有关文件精神，经广泛征求意见，我办组织制定了《福建省电力调频辅助服务市场交易规则（试行）（2022年修订版）》，现印发给你们，请遵照执行。执行中如遇重大问题，请及时报告我办。

(此页无正文)



# 福建省电力调频辅助服务市场交易规则（试行） （2022年修订版）

## 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辅助服务市场建设，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市场主体间的公平分摊，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）等规定，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辅助服务市场交易，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”）负责福建省电力调频辅助服务市场（以下简称“市场”）的监督与管理，监管本规则的实施。

## 第二章 市场成员

**第五条** 市场成员包括电网企业、市场运营机构和参与交易的市场主体。其中，市场主体包括并网发电企业（火电、水电、风电、光伏、核电等）、拥有自备电厂的企业、售电公司、参与市场交易的电力用户、独立新型储能电站等辅助服务提供商。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** 市场主体权利义务包括：

（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）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）为市场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）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: 建立、维护市场技术支持系统, 拟定相关技术服务标准; 依据市场规则组织交易, 按照交易结果进行调用; 向电力交易机构提供市场出清结果; 发布、报送市场信息; 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: 负责市场主体的注册管理, 负责提供市场结算依据及相关服务, 发布、报送市场相关信息等;

(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** 电力调频辅助服务是指发电机组或者独立新型储能电站在规定的出力调整范围内, 能够通过自动发电控制装置 (AGC) 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的服务, 其调节效果通过调频里程和调频性能综合指标来衡量。

**第十条** 提供调频服务的市场主体为电力调度机构直调及许可单机容量 5 万千瓦及以上且可调节容量不小于 2 万千瓦的水电机组 (含抽水蓄能机组)、单机容量 30 万千瓦及以上且可调节容量不

小于 15 万千瓦的燃煤机组、单机容量 30 万千瓦及以上且可调节容量不小于 10 万千瓦的燃气机组，以及充电/放电功率不小于 1 万千瓦且持续时间不小于 1 小时的独立新型储能电站。

**第十一条** 为合理区分不同类型资源参与系统调频的定位和作用，根据对 ACE 历史数据的统计分析，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 (MW) | 主站动作特征          |
|-------|---------------|-----------------|
| 死区    | [0, 20)       | 不发送调节指令         |
| 快速动作区 | [20, 50)      | 只给快速区调频机组发送调节指令 |
| 慢速动作区 | [50, 200)     | 只给慢速区调频机组发送调节指令 |
| 紧急动作区 | $\geq 200$    | 给所有调频机组发送调节指令   |

**第十二条** 根据各个分区的 ACE 控制需求，结合机组的不同性能特点和定位，引导机组参与不同分区报价交易，实现市场的最优机组组合。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。

现阶段，独立新型储能电站原则上参与快速动作区报价，可根据实际运行控制能力，分成多台虚拟机组报价；常规机组（含配建储能的常规机组）原则上参与慢速动作区报价。

**第十三条** 调频里程是指单台机组响应 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，机组在一个计费周期内的调频里程为该时段内机组响应 AGC 控制指令的调整量之和。

**第十四条** 调频性能综合指标  $K$  是机组提供调频服务过程中反映其调节速率  $K_1$ 、调节精度  $K_2$ 、响应时间  $K_3$  三个因素的综合指标。快速动作区、慢速动作区调频性能综合指标独立计算。

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。

响应时间是指 AGC 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，衡量的是机组实际响应时间与标准响应时间相比达到的程度。

机组的调频性能综合指标具体计算方法见附件。

**第十五条** 市场对机组性能设置准入门槛，要求机组调频性能综合指标  $K$  不低于 0.55，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机组的调频性能综合指标，若机组持续 8 个中标小时未能达到门槛值，则 6 个月内禁止参与市场。发电企业对机组性能进行改造后，可向电力调度机构申请测试调频性能综合指标，测试期间机组应连续 8 小时投入调频模式。测试期间，机组调频里程和调频容量均不获得补偿。

**第十六条** 对于提供调频服务的市场主体，采用“容量补偿+里程补偿”的方式。其中，容量补偿采用定额补偿的方式，里程补

偿采用市场化补偿的方式。里程补偿以机组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。

**第十七条** 机组容量补偿费用每月按照 AGC 的投运率（按自然月）、可调节容量与补偿标准的乘积进行补偿，补偿标准为 960 元/兆瓦。机组可调节容量为可投入 AGC 运行的调节容量上、下限之差。

**第十八条** 参与市场的市场成员按机组提交报价，机组调频里程报价以“元/兆瓦”为单位，最小单位“0.1 元/兆瓦”。现阶段，快速动作区报价上限暂定 12 元/兆瓦，慢速动作区报价上限暂定 16 元/兆瓦，并根据系统及市场实际运行情况进行调整。

**第十九条** 机组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综合指标的乘积。

快速动作区调频里程补偿费用计算公式如下：

单位计费周期内机组  $i$  调频里程补偿费用 =  $M_1 \times$  机组  $i$  在该时段的调频里程  $\times$  机组  $i$  在该时段的调频性能综合指标  $\times$  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：

单位计费周期内机组  $i$  调频里程补偿费用 =  $M_2 \times$  机组  $i$  在该时段的调频里程  $\times$  机组  $i$  在该时段的调频性能综合指标  $\times$  该时段市场慢速动作区出清价格

机组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。

为合理调控快速动作区和慢速动作区市场补偿费用总盘子，设置调节系数  $M_1$  和  $M_2$  ( $M_1$ 、 $M_2$  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** 电力调频辅助服务补偿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；用户侧分摊部分由市场化用户（含电网企业代理购电的工商业用户）按当月各自用电量比例进行分摊。

计算公式如下：

发电侧机组调频补偿分摊费用 =  $M_3 \times \Sigma$ （单位计费周期内该机组上网电量/单位计费周期内所有参与分摊机组上网电量  $\times$  单位计费周期内全网调频服务费）

市场化用户调频补偿分摊费用 =  $M_4 \times$  当月市场化用户用电量 / 当月所有市场化用户用电量  $\times$  当月全网调频服务费

其中， $M_3$ 、 $M_4$  分别为发电侧、用户侧调频费用分摊比例系数（ $M_3$  暂取 1， $M_4$  暂取 0）， $M_3$ 、 $M_4$  取值根据用户侧参与市场进程适时调整。

**第二十一条** 对于水电站、风电场和光伏电站，按照电厂日前

计划出力和实际出力偏差的绝对值积分的 50%，与日内计划出力和实际出力偏差的绝对值积分的 50%之和，来计算偏差电量的考核费用，奖励给同时段提供调频服务的机组。

计算公式如下：

$$\begin{aligned} \text{单位计费周期内的偏差电量} = & 0.5 \times \int_0^t |\text{日前计划出力} - \text{实际出力}| dt \\ & + 0.5 \times \int_0^t |\text{日内计划出力} - \text{实际出力}| dt \end{aligned}$$

其中：

当水电站出力偏差电量超出实际发电量 5%时，偏差考核电量按照偏差电量的 5%计算。由于流域内上游水电站非计划调整出力、电网需要等原因造成水电站出力偏差可免于考核，电力调度机构和电厂等相关单位应做好情况记录备查。

当风电场和光伏电站出力偏差电量超出并网容量可发电量 10%时，按照偏差范围分段计算偏差考核电量。

偏差考核电量=

$$\begin{cases} N_1 \times \text{超发或欠发电量} & 30\% \geq \text{偏差范围} > 10\% \\ N_2 \times \text{超发或欠发电量} & 50\% \geq \text{偏差范围} > 30\% \\ N_3 \times \text{超发或欠发电量} & \text{偏差范围} > 50\% \end{cases}$$

$N_1$ 、 $N_2$ 、 $N_3$ 为分段调节系数， $N_1$ 暂取 0.01， $N_2$ 暂取 0.04， $N_3$ 暂取 0.07，可根据市场实际运行情况对  $N_1$ 、 $N_2$ 、 $N_3$ 进行调整。

电厂出力偏差考核费用 =  $\Sigma$  (电厂出力偏差考核电量 × 电厂上

网电价)

水电站、风电场和光伏电站上网电价含税，不含政府补贴。

提供调频服务机组的奖励费用= $\Sigma$  (电厂出力偏差考核费用  $\times$  提供调频服务机组的调频里程/提供调频服务机组的总调频里程)

## **第二十二条** 市场组织流程如下:

(一) 工作日 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, 并在调频交易平台发布; 准许参与市场的发电机组按 7 个时段申报次日调频里程报价, 7 个时段为 0:00 ~ 6:00、6:00 ~ 8:00、8:00 ~ 10:00、10:00 ~ 11:30、11:30 ~ 15:30、15:30 ~ 22:00、22:00 ~ 24:00。

(二) 工作日 20:00 前, 系统根据各区段发电机组报价除以调频性能综合指标  $K$  的值由低到高排序, 形成每时段各区段次日调频机组调用排序表, 并随次日发电计划一起发布。若两台发电机组报价除以调频性能综合指标  $K$  的值相同, 则调频性能综合指标好的机组排序优先。

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。

(三) 在实时调度过程中, 电力调度机构根据当天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, 按照调频机组调用排序表, 经过安全校核后调用机组, 直

至满足调频容量需求。每个计费周期内最后一台中标的发电机组报价为该时段市场出清价格。

(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。

**第二十三条** 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, 单个电厂在同一个时段内中标机组台数不能超过 2 台;

(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。

**第二十四条** 机组提供调频服务期间, 出现调频性能综合指标小于阈值或者发生擅自退出 AGC 装置等违规行为, 取消其里程补偿费用和容量补偿费用。已取得的补偿费用分配给同时段其他提供调频服务的机组。

计算公式如下:

提供调频服务机组的偏差补偿费用 =  $\Sigma$  (性能未合格机组已取得补偿费用  $\times$  提供调频服务机组的调频里程 / 提供调频服务机组的

总调频里程)

**第二十五条** 为保证福建电网与电力市场的安全稳定运行,现阶段调频市场中标机组优先于调峰市场调用,在调频市场中标机组不再参与该时段的调峰市场。调频中标火电机组出力在深度调峰补偿基准以下未发电量认定为深度调峰电量,按照该时段对应档位的电力调峰辅助服务市场平均出清价格计算深度调峰补偿费用。调频中标机组在满足启停调峰标准时,可同时获得启停调峰补偿费用。调频中标机组需根据《福建省电力调峰辅助服务市场交易规则》分摊各类调峰费用。

**第二十六条** 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机组调用排序表中紧急调用后续机组和未报价机组,直至满足调频容量需求。被紧急调用机组的调频里程补偿费用按照同时段市场出清价格结算;

(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)因为电网安全需求机组通过自动控制出力来调整断面潮流,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

**第二十七条** 电网企业、市场运营机构依据职责，按照电力调度机构管辖范围记录所辖并网主体辅助服务交易、调用、计算和结算等情况。

**第二十八条** 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，电能量采集计费系统的电量数据等。

**第二十九条** 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。

**第三十条** 调频费用与其他辅助服务费用实行统一管理，按照收支平衡原则实行月度结算。

**第三十一条** 调频费用采取电费结算方式。市场主体在当月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的调频辅助服务补偿（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

**第三十二条** 信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，披露内容应包括且不限于考核/补偿/分摊、具体品种、调度单元等信息类型。信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

**第三十三条** 电力交易机构负责通过信息披露平台向所有市

市场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。

**第三十四条** 电力调度机构应及时向电力交易机构按信息类型推送考核、补偿和分摊公示信息，由电力交易机构于次月10日之前向所有市场主体公示。并网主体对公示有异议的，应在3个工作日内提出复核。电力调度机构在接到并网主体问询的3个工作日内，应进行核实并予以答复。披露的信息应体现电力调度机构管辖范围内所有市场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。并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向福建能源监管办提出申诉。无异议后，由电力调度机构执行，并将结果报福建能源监管办。

## 第六章 市场监管

**第三十五条** 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。主要内容包括且不限于：

- （一）市场主体履行电力系统安全义务的情况；
- （二）市场主体参与交易的情况；
- （三）市场主体的集中度和行使市场力情况；
- （四）市场主体的运营情况；
- （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。

**第三十六条** 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监管机构备案。

**第三十七条** 监管机构可采取现场或非现场方式对本规则实施情况开展检查,依法依规对市场主体和运营机构违规行为进行处理。

**第三十八条** 发生以下情况时,监管机构可对市场进行干预,也可授权市场运营机构进行临时干预:

(一) 市场主体滥用市场力、串谋及其它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,导致市场交易无法正常进行时;

(三) 因华东电网故障,需要事故支援紧急调升机组出力,导致市场交易无法正常进行时;

(四) 因福建省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;

(五) 因恶劣天气、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;



(六) 其他必要情况。

**第三十九条** 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。

**第四十条** 福建能源监管办依据电力争议调解办法等规定，调解电力调频辅助服务管理争议。

## 第七章 附则

**第四十一条** 本规则由福建能源监管办负责解释。

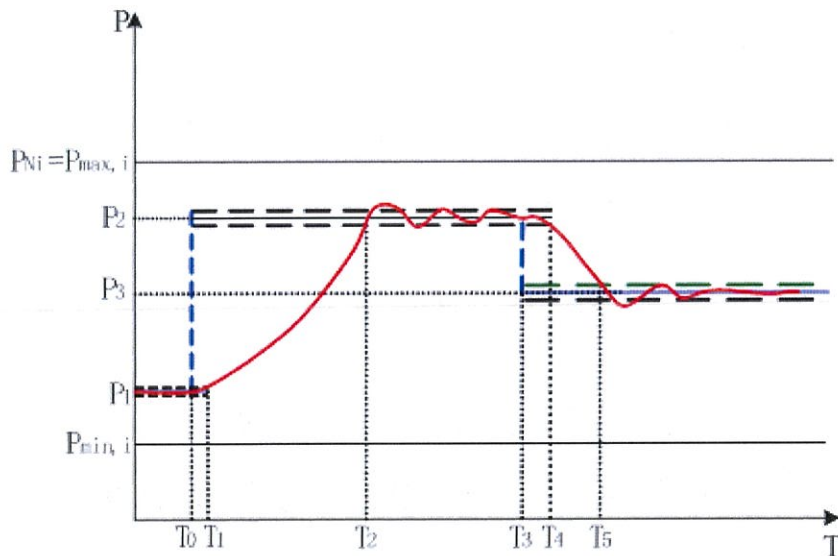
**第四十二条** 福建能源监管办根据市场实际运行情况，组织对相关标准和条款进行修改。

**第四十三条** 本规则自发布之日起实施，有效期 2 年。

## 附件

# 调频性能综合指标计算方法

附图 1 为某机组一次典型 AGC 设点控制过程。



附图 1 AGC 机组设点控制过程

图中， $P_{min, i}$ 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。整个过程可以这样描述： $T_0$ 时刻以前，该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。

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评价衡量，具体如下。

### 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  $v_{i,j}$  机组  $i$  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)。

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

式中  $v_{N,i}$  为省内调频机组标准调节速率，单位是 MW/分钟。其中，省内调频机组标准调节速率 = 燃煤机组标准调节速率 × 省内燃煤装机占比 + 循环流化床机组标准调节速率 × 省内循环流化床装机占比 + 燃气机组标准调节速率 × 省内燃气装机占比 + 水电机组标准调节速率 × 省内水电装机占比 + 其它类型机组标准调节速率 × 省内

其它类型机组装机占比。不具备 AGC 能力的机组不参与本公式计算。

其中，采用直吹式制粉系统的燃煤机组 AGC 控制时的标准调节速率为 1%机组额定有功功率/分钟；采用中储式制粉系统的燃煤机组 AGC 控制时的标准调节速率为 2%机组额定有功功率/分钟；循环硫化床机组 AGC 控制时的标准调节速率应为 0.7%机组额定有功功率/分钟；水电机组 AGC 控制时的标准调节速率为 30%机组额定有功功率/分钟；燃气机组 AGC 控制时的标准调节速率为 4%额定有功功率/分钟。

## 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  $j$  次调节精度的  $K_2^{i,j}$  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：

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

其中， $\Delta P_{i,j}$  为第  $i$  台机组在第  $j$  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。

$$K_2^{i,j} = \frac{\text{机组允许调节偏差}}{\Delta P_{i,j}}$$

机组允许调节偏差为机组额定容量的 1%。

### 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：

$$t_{i,j}^{up} = T_1 - T_0$$

$$t_{i,j}^{down} = T_4 - T_3$$

$$K_3^{i,j} = \frac{\text{省内调频机组标准响应时间}}{t_{i,j}}$$

式中， $t_{i,j}$ 为机组  $i$  第  $j$  次机组的响应时间。省内调频机组标准响应时间=燃煤机组标准响应时间×省内燃煤装机占比+循环流化床机组标准响应时间×省内循环流化床装机占比+燃气机组标准响应时间×省内燃气装机占比+水电机组标准响应时间×省内水电装机占比+其它类型机组标准响应时间×省内其它类型机组装机占比。不具备 AGC 能力的发电机组不参与本公式计算。

其中，采用直吹式制粉系统的燃煤机组 AGC 标准响应时间为 60 秒；采用中储式制粉系统的燃煤机组 AGC 标准响应时间为 40 秒；循环硫化床机组 AGC 标准响应时间为 60 秒；燃气机组 AGC 标准响应时间为 40 秒；远方单机控制的水电机组 AGC 标准响应时间为 8 秒，全厂监控模式的水电机组 AGC 标准响应时间为 16 秒。

#### 四、调频性能综合指标 $K$

调频性能综合指标是机组提供调频服务过程中调节速率、调节精度、响应时间三个因素的综合体现。每次 AGC 动作时按下式计算 AGC 性能综合指标。

$$K^{i,j} = 1 / (2 - (B_1 * \frac{K_1^{i,j}}{K_1^{\max}} + B_2 * \frac{K_2^{i,j}}{K_2^{\max}} + B_3 * \frac{K_3^{i,j}}{K_3^{\max}}) / A)$$

式中， $K_1^{i,j}$ 、 $K_2^{i,j}$ 、 $K_3^{i,j}$  分别是机组  $i$  第  $j$  次调节过程中调节速率、调节精度、响应时间指标。 $K_1^{\max}$ 、 $K_2^{\max}$ 、 $K_3^{\max}$  分别是该计费周期内所有机组调节速率、调节精度、响应时间最大值。

$A$  为综合性能指标调节系数， $B_1$ 、 $B_2$ 、 $B_3$  分别为各项调频性能指标权重系数， $A$  暂取 3， $B_1$ 、 $B_2$ 、 $B_3$  暂取 1，根据市场实际运行情况，对各系数进行合理调整。

---

抄送：国家能源局市场监管司，华东能源监管局，省政府办公厅，省  
发改委。

---

国家能源局福建监管办公室

2022 年 4 月 26 日印发