

南方区域调频辅助服务市场交易实施细则 (2023 年版)

目 录

第一章 总 则.....	2
第二章 术语和定义.....	2
第三章 市场成员.....	4
第一节 市场成员定义.....	4
第二节 权利和义务.....	7
第四章 交易要求.....	8
第五章 调频市场组织实施.....	10
第一节 通则.....	10
第二节 交易组织.....	12
第三节 市场申报.....	13
第四节 日前预安排.....	14
第五节 日内正式出清.....	16
第六节 特殊情形处理.....	19
第六章 调频服务质量评价.....	19
第七章 计量与结算.....	20
第八章 应急处置与市场监控.....	28
第一节 市场应急处置.....	28
第二节 市场监控.....	29
第九章 信息披露及报送.....	31
第十章 附 则.....	33
附录 1.....	34
附录 2.....	35
附录 3.....	37
附录 4.....	40
附录 5.....	41

第一章 总 则

第一条 为构建有效的南方区域电力调频辅助服务市场化共享分担机制，更大范围优化配置调频资源，保障市场成员合法权益，激励发电企业提供更优质的调频辅助服务，提升电力系统安全、稳定、经济运行水平，制定本细则。

第二条 本细则依据《南方区域统一调频辅助服务市场建设方案》（南方监能市场〔2020〕391号）以及国家有关法律、法规及行业标准制定。

第三条 本细则适用于南方电网统一调频控制区（见附录1）内的调频辅助服务市场（以下简称“调频市场”）的运营及管理，并根据市场实际情况进行修订，所有市场成员应遵守本细则。

云南调频控制区内调频市场交易实施细则另行制定。

第四条 在确保电力系统安全稳定运行、电力电量平衡和清洁能源消纳的前提下，调频市场以电力调频辅助服务成本最低原则配置系统调频资源。

第五条 在能源监管机构指导下，建立政府监管与市场自律相结合的工作机制，维护调频市场秩序。

第二章 术语和定义

第六条 调频辅助服务（以下简称“调频服务”），是指发电机或独立第三方辅助服务提供者二次调频备用中能够通过自动发电控制装置（Automatic Generation Control, AGC）自动响应区域控制偏差（Area Control Error, ACE），

按照一定调节速率实时调整发电出力，满足 ACE 控制要求的
服务，其调节效果通过调频里程衡量。

第七条 AGC 发电单元，是以 AGC 装置为单位进行划分，
一个 AGC 发电单元指电厂或独立第三方辅助服务提供者一套
AGC 装置所控制的所有机组或其他调节资源的总称（简称“发
电单元”），包括厂级 AGC、单机 AGC 两种类型，装设 AGC
控制系统的燃气-蒸汽联合循环发电单元视为单机 AGC 参与
市场。

第八条 调频里程，是指发电单元每次响应 AGC 调频控
制指令，对调频有实际贡献的出力调整值（其响应 AGC 控制
指令后结束时刻出力值与响应指令时出力值之差的绝对
值）。某时间段内总的调频里程为该时段发电单元响应 AGC
控制指令的调频里程之和，计算公式为：

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

式中， D_j 为发电单元第 j 次调节的调频里程，单位为兆
瓦， n 为调节次数。

第九条 综合调频性能指标（ k ），用于衡量发电单元响
应 AGC 指令的综合性能表现，包括调节速率 k_I 、响应时间 k_{II}
和调节精度 k_{III} 三个因子。综合调频性能指标的计算公式为：

$$k = \lambda_I \times k_I + \lambda_{II} \times k_{II} + \lambda_{III} \times k_{III}$$

式中，调节速率 k_I 指发电单元响应 AGC 指令的速率，响
应时间 k_{II} 指发电单元响应 AGC 指令的时间延迟，调节精度
 k_{III} 指发电单元响应 AGC 指令的精准度； λ_I 、 λ_{II} 、 λ_{III} 为对
应的调频性能指标 k_I 、 k_{II} 、 k_{III} 的综合调频指标 k 的权重系

数。发电单元调频性能指标的计算方法见附录 2。以截至前一运行日 24:00 最后 T_s 个中标时段综合调频性能指标的算术平均值，作为发电单元的综合调频性能评价指标。

第十条 本细则中运行日(D)，是指市场运行的自然日；竞价日(D-1)，是指运行日前一个自然日，市场主体在竞价日进行市场申报。工作日，是指不包含国家法定公休日和节假期的标准工作日。

第三章 市场成员

第一节 市场成员定义

第十一条 调频市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构。其中，市场主体包括调频服务提供者和调频服务补偿费用缴纳者。

第十二条 调频服务提供者需具备以下基本条件：

(一) 位于广东、广西、贵州、海南境内，由省级及以上调度机构调管（含省级调度机构委托地市级电力调度机构调管，下同）的发电企业，其机组接入南方电网统一调频控制区，具备符合国家和行业标准的 AGC 功能。

(二) 位于广东、广西、贵州、海南境外，由省级及以上调度机构调管，以交流联网方式向广东、广西、海南送电的发电企业，其机组接入南方电网统一调频控制区，具备符合国家和行业标准的 AGC 功能。

(三) 允许第三方辅助服务提供者与上述发电企业联合作为调频服务提供者；第三方辅助服务提供者指具备提供调

频服务能力的装置，包括储能装置、储能电站、直控型可调节负荷等。

（四）允许由省级及以上电力调度机构调管的独立第三方辅助服务提供者作为调频服务提供者，其参与调频辅助服务市场有关事项按最新发布的《第三方独立主体参与南方区域调频辅助服务市场交易实施细则》执行。

（五）广东、广西、海南境内的抽水蓄能电站按照国家有关文件要求和现行调度管理规程提供调频服务，不纳入调频市场补偿范围。

（六）申请作为调频服务提供者的市场主体需依法取得发电项目核准或备案文件，依法取得或豁免电力业务许可证

（发电类）后，根据调度关系在相应的区域性电力交易机构或者省（区）电力交易机构进行市场注册。申请注册的市场主体应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体，内部核算的市场主体需经法人单位授权。参与调频市场的参数和交易人员等信息于区域辅助服务市场平台注册，与电能量市场注册信息分开。

第十三条 调频服务补偿费用缴纳者包括：

（一）位于广东、广西、贵州、海南境内，由省级及以上调度机构调管的发电企业。

为衔接《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》、《南方区域发电厂并网运行管理实施细则》（南方监能市场〔2022〕91号）有关要求，广东、广西、贵州、海南境内抽水蓄能电站及独立储能电站不纳入调频市场补偿费用缴纳

范围。

（二）位于广东、广西、贵州、海南境内，由地市级调度机构调管的容量为 10 兆瓦及以上火电、水电、风电、光伏发电、光热发电、自备电厂等。

（三）位于广东、广西、贵州、海南境外，由省级及以上调度机构调管，以交流联网方式向广东、广西、贵州、海南送电的发电企业。

（四）以“点对网”直流输电方式向广东、广西、贵州、海南送电的发电企业。

（五）位于南方区域其他调频控制区内，除“点对网”方式向广东、广西、贵州、海南送电电源外的跨省跨区市场化送电量。

（六）位于广东、广西、贵州、海南境内的全体工商业电力用户（含市场购电用户和电网代理购电用户，下同）；

（七）其他调频市场补偿费用来源。

现阶段，暂由本条款规定的（一）至（六）类缴纳方缴纳调频市场补偿费用。

第十四条 市场运营机构包括电力调度机构（以下简称“调度机构”）和电力交易机构（以下简称“交易机构”）。调度机构指中国南方电网电力调度控制中心（以下简称“南网总调”）和南方电网统一调频控制区范围内的各省级电力调度机构；交易机构指广州电力交易中心和南方电网统一调频控制区范围内各省（区）电力交易中心。

第十五条 电网企业指在广东、广西、贵州、海南境内

拥有输电网资产，并取得电力业务许可证（输电类）的企业。现阶段，电网企业主要包括南方电网公司、南方电网超高压输电公司和南方电网统一调频控制区范围内的各省级电网公司。

第二节 权利和义务

第十六条 市场主体的权利和义务包括：

（一）按细则参与调频市场，提供调频辅助服务并获得补偿收益；

（二）执行并网调度协议，服从调度机构的统一调度；

（三）按要求提供调频辅助服务相关的基础技术参数；

（四）按规定缴纳调频服务补偿费用；

（五）按规定披露和提供信息，获得调频市场运营和交易结果等相关信息；

（六）加强所属设备运行与维护，按照调度机构的有关规定进行 AGC 装置管理，确保能够根据调度机构调度指令提供符合规定要求的调频辅助服务；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十七条 市场运营机构的权利和义务包括：

（一）组织和管理调频市场交易；

（二）按照各自职责和调管范围对调频市场出清结果进行安全校核；

（三）建设、运行和维护调频市场相关技术支持系统（包括调频市场交易系统和调度自动化系统、“两个细则”技术

支持系统等电力调度管理系统)；

(四) 按照各自职责和调管范围组织执行调频市场出清结果，按相关要求控制省间送受电偏差，确保电网安全稳定运行；

(五) 监测和评估市场运行情况，提出完善市场交易规则/细则和调整市场参数的建议；

(六) 落实调频市场的风险防控措施，实施应急处置；

(七) 按规定进行调频市场信息披露和发布；

(八) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十八条 电网企业的权利与义务包括：

(一) 保障输配电设施的安全稳定运行；

(二) 为市场主体提供公平开放的输配电服务；

(三) 按电力调度运行相关管理规定，服从调度机构的统一调度，建设、运行、维护和管理电网设备及其配套技术支持系统；

(四) 按规定进行调频市场费用结算；

(五) 法律法规规定的其他权利和义务。

第四章 交易要求

第十九条 参与调频市场的市场主体须满足以下条件：

(一) 按并网管理有关规程规定装设 AGC 装置。

(二) 发电单元的综合调频性能评价指标不小于市场准入门槛 k_d ，市场运营机构可根据系统调频资源供应情况调整准入门槛值，并在竞价日发布。AGC 性能指标按发电单元为单位统计。电力调度机构按日发布发电单元的综合调频性能指

标，以最近 T_s 个中标时段计算综合调频性能指标。

第二十条 装设厂级 AGC 的市场主体，投入厂级 AGC 模式，以多机为一个发电单元参与调频市场；装设单机 AGC 的市场主体，投入单机 AGC 模式，以单机为一个发电单元参与调频市场。

第二十一条 新并网的发电单元向所属电力调度机构提交接入市场和综合调频性能指标测试申请。

电力调度机构完成审核后确定测试时间安排。测试期间，电力调度机构安排发电单元 AGC 连续 T_s 小时投入自动调频模式（AUTOR）；测试完成后，电力调度机构向发电企业发布正式测试结果，作为参与调频市场初始参数。

第二十二条 首次参与调频市场的发电单元，超过 6 个月未在调频市场中标，AGC 调节性能、控制参数发生显著变化，以及市场实测综合调频性能指标出现显著异常的发电单元，可向市场运营机构提出暂停参与调频市场申报，向所属电力调度机构提交综合调频性能指标测试的申请。同一发电单元在一个自然月内开展性能指标测试不得超过 2 次。

电力调度机构完成审核后确定测试时间安排。测试期间，电力调度机构安排发电单元 AGC 连续 T_s 小时投入自动调频模式（AUTOR）；测试完成后，电力调度机构向发电企业发布正式测试结果，作为重新参与调频市场初始参数。

第二十三条 装设单机 AGC 的市场主体需要建设厂级 AGC 功能，或装设厂级 AGC 的市场主体需要建设单机 AGC 功能的，需向市场运营机构提出暂停参与调频市场交易申请，

向所属电力调度机构提交 AGC 功能改造申请，经所属电力调度机构同意后开展系统改造，改造完成并且试验合格后，所属电力调度机构和市场运营机构原则上应当于 30 个工作日内组织完成定值单下达、调频市场相关技术支持系统变更、以及综合调频性能指标测试工作。测试完成后，电力调度机构向发电企业发布正式测试结果，作为重新参与调频市场申报的初始参数。

第二十四条 开展电化学储能联合机组调频技术改造的发电单元，改造完成后，必须满足所属电力调度机构有关并网管理规定，才可接入调频市场运行。

第二十五条 发电企业须通过调频市场交易系统申报交易信息，以申报截止时间前最后一次的有效申报作为最终申报。各发电企业进行市场注册时，应当提交参与调频市场交易人员注册信息，交易人员在调频市场交易系统内的报价行为视为所在企业意愿。

第五章 调频市场组织实施

第一节 通则

第二十六条 现阶段，采用日前集中竞价和预安排、日内统一出清的模式组织调频市场交易。调频服务提供方在竞价日（D-1）申报发电单元调频里程价格，调频市场交易系统将报价信息封存到运行日（D），市场运营机构根据市场边界条件和报价信息组织日前预安排和日内正式出清。

第二十七条 为确保电网运行安全，促进调频市场有序

发展，在南方电网统一调频控制区内划分调频资源分布区。目前划分为广东、广西、贵州、海南四个调频资源分布区。根据电网主要断面控制要求确定调频资源分布区之间的边界，其中，广东、广西调频资源分布区暂以两广交流断面为界，广东、海南调频资源分布区暂以海南联网双回联络线为界，广西、贵州调频资源分布区以贵州省送出交流断面为边界。设置广东、广西、贵州、海南调频资源分布区内市场主体提供的调频容量占分布区总需求比例下限分别为 Q_L^D 、 Q_L^X 、 Q_L^G 和 Q_L^H 。

第二十八条 市场运营机构根据系统运行实际需要，综合考虑负荷波动及新能源渗透率，测算调频市场容量需求，包括调频容量总需求和各调频资源分布区容量需求。竞价日（D-1）组织交易前，市场运营机构向市场主体发布调频市场容量需求值。运行日（D）实时运行中，市场运营机构当值调度员可根据系统运行需要，对调频市场容量需求值进行调整，按要求进行事后信息披露。

第二十九条 发电单元标准调频容量指发电单元可参与系统自动调频的向上及向下的调节范围。

火力发电单元标准调频容量计算公式如下：

发电单元标准调频容量 = \min （发电单元标准调节速率 $\times 5$ 分钟，发电单元容量 $\times 7.5\%$ ）；

水力发电单元标准调频容量计算公式如下：

发电单元标准调频容量 = 出清时段水电全厂计划最小值 $\times 7.5\%$ 。

第三方独立主体的标准调频容量计算方法参照最新发布的《第三方独立主体参与南方区域调频辅助服务市场交易实施细则》执行。

第三十条 为防止调频造成系统潮流分布大幅变化影响系统安全运行，设置单个市场主体的中标发电单元调频容量上限值。中标发电单元调频容量计算公式如下：

中标发电单元调频容量 = $\min [\max (\text{发电单元标准调频容量}, Q_u), \max (\text{调频资源分布区调频备用容量需求的} 20\% / \text{全厂中标发电单元数}, Q_r)]$ ，

其中， Q_u 为发电单元最小中标容量； Q_r 为调频资源分布区可承受的发电单元最小中标容量。调频市场范围内各省（区）根据实际情况确定上述参数取值。

第二节 交易组织

第三十一条 在竞价日（D-1），调频市场交易主要流程如下：

（一）12:00前，市场运营机构发布调频市场信息，包括但不限于：

1. 具备参与调频市场资格的调频服务提供者；
2. 运行日24小时各时段市场的调频容量需求；
3. 发电单元调频里程报价上下限；
4. 与调频市场运营相关的其他要求。

（二）09:00-13:00，调频服务提供者对运行日24个时段进行调频市场申报。

(三) 14:00-16:00, 市场运营机构按照调管范围开展运行日开机组合和水电机组发电计划编制。

(四) 16:00-17:00, 市场运营机构对调频市场运行日 24 个时段进行日前预安排, 在日前发电开机组合和市场申报的基础上进行出清计算, 经过安全校核后得到预安排中标发电单元序列。

(五) 市场运营机构因故未按规定时间节点完成相应交易流程的, 应当及时公告市场主体。

第三十二条 日内实时运行时, 市场运营机构组织调频市场正式出清。正常情况下, 调频市场开展以 1 小时为周期的日内正式出清, 滚动计算未来 5 小时的出清结果, 正式出清应不晚于运行时段起始时间点的 30 分钟前完成。

第三节 市场申报

第三十三条 调频辅助服务提供者以发电单元为单位参与调频市场申报, 在竞价日 (D-1) 申报运行日 (D) 24 小时各时段的调频里程价格 (单位: 元/兆瓦), 申报价格的最小单位是 0.1 元/兆瓦。

第三十四条 调频市场设置调频里程价格申报限制 (价格申报上、下限设定为 C_p^U 元/兆瓦、 C_p^L 元/兆瓦), 调频市场交易系统对各发电单元的申报价格进行自动审核, 对于申报价格超出限制范围的, 系统自动识别为无效报价。对于未报价的发电单元, 系统自动设置为缺省报价。缺省报价的默认值为最低限价。

第三十五条 为便于横向比较发电单元调频性能差异，每天组织交易前，将发电单元综合调频性能评价指标进行归一化处理。南方电网统一调频控制区内所有发电单元的综合调频性能评价指标中最大值为 k_{max} ，第 i 台发电单元的综合调频性能评价指标为 k_i ，归一化之后的综合调频性能评价指标为 P_i ，归一化公式为：

$$P_i = \frac{k_i}{k_{max}}$$

以归一化后的发电单元综合性能评价指标将各发电单元的调频里程报价进行调整，作为调频里程排序价格，计算公式为：

发电单元 i 的调频里程排序价格 = 调频里程报价 / P_i

第四节 日前预安排

第三十六条 市场运营机构在竞价日（D-1）对调频市场运行日（D）进行日前预安排，过程如下：

（一） 根据发电单元的调频里程排序价格，从低到高依次出清，直至每个出清时段中标发电单元提供的调频容量达到各调频资源分布区中标调频容量下限（或调频资源分布区内参与市场的发电单元已全部中标），并且满足调频市场总体调频容量需求，形成日前预安排中标发电单元序列；

（二） 当发电单元排序价格相同时，优先出清 P 值高的发电单元；当发电单元 P 值相同时，优先出清 k_i 值高的发电单元；

（三） 对预安排中标发电单元序列进行安全校核；

(四) 预安排中标发电单元序列经安全校核后存在调频容量缺额时，重复以上步骤，直至满足市场要求，形成预安排结果。

第三十七条 电力调度机构按照调管范围对预安排各时段中标发电单元序列进行安全校核，校核条件包括但不限于：

(一) 满足各调频资源分布区调频容量需求、电力平衡等要求；

(二) 满足电网安全稳定约束要求；

(三) 满足水库调度约束要求，包括水电机组振动区、上下游电厂流量匹配约束等要求；

(四) 符合清洁能源消纳相关政策，不直接造成弃水、弃风、弃光风险，不直接增加弃水、弃风、弃光电量；

未通过安全校核的发电单元，由所属电力调度机构从预安排中标发电单元序列中移出，注明移出原因。因同一原因需移出中标序列的发电单元，按照调频里程排序价格从高到低的顺序移出；调频里程排序价格相同的，按照 P 值从小到大的顺序移出； P 值相同的，按照 k_f 值从小到大的顺序移出。

第三十八条 原则上调频市场范围内各省区应当按照规定时间同步开展日前预安排。部分省区尚未完成日前预安排的边界条件准备时，可沿用前一个运行日的边界条件进行全市场的日前预安排，配合其它省区开展日前发电计划编制；待边界条件准备完成后，再重新进行日前预安排计算，配合本省区进行发电计划编制。

第三十九条 现阶段，调频市场日前预安排与日前现货电能量市场采用分步出清的方式衔接。日前现货电能量市场安全约束机组组合（SCUC）计算确定的开机组合作为调频市场日前预安排的边界条件；调频市场日前预安排结果作为日前现货电能量市场安全约束经济调度（SCED）计算的边界条件。

第四十条 调频市场日前预安排结果作为调峰辅助服务市场、备用辅助服务市场日前交易的边界条件，原则上调频市场中标发电单元不参与调峰辅助服务市场，不提供相关调峰辅助服务。

第四十一条 现阶段，调频市场范围内水电机组发电计划作为预安排的边界条件。出清时段内，水电机组发电计划对应向上或向下调节空间不满足市场对中标发电单元的调频容量要求时，不具备中标资格。火电机组中长期电量控制不作为日前预安排的边界条件，日前预安排结果作为火电机组发电计划（包括深度调峰安排）的边界条件，在编制日前发电计划时，应当为各时段中标发电单元预留调频容量。

第五节 日内正式出清

第四十二条 调频市场在运行日（D）以1小时为周期开展正式出清，在运行时段（T）30分钟前，滚动计算未来3小时的出清结果，过程如下：

（一）根据发电单元的调频里程排序价格，从低到高依次出清，直至出清时段中标发电单元提供的调频容量达到各

调频资源分布区中标调频容量下限（或调频资源分布区内参与市场的发电单元已全部中标），并且满足调频市场总体调频容量需求，形成日内正式出清中标发电单元序列；

（二）当发电单元排序价格相同时，优先出清 P 值高的发电单元；当发电单元 P 值相同时，优先出清 k_i 值高的发电单元；

（三）对正式出清中标发电单元序列进行安全校核并滚动调整，形成正式出清结果；

（四）最后一个中标发电单元的调频里程排序价格作为调频市场的统一出清价格，中标排序位于各调频资源分布区需求下限以内的发电单元不参与市场定价。若无法形成统一出清价格，沿用上一个小时的价格；

第四十三条 电力调度机构按照调管范围对正式出清各时段中标发电单元序列进行安全校核，校核条件包括但不限于：

（一）出清时段发电单元中标调频容量满足各调频资源分布区调频容量需求、电力平衡等要求；

（二）发电单元的 AGC 运行状态正常；

（三）满足日方式安全断面约束要求；

（四）满足水电机组振动区约束要求；

（五）符合清洁能源消纳相关政策，不直接造成弃水、弃风、弃光风险，不直接增加弃水、弃风、弃光电量。

未通过安全校核的发电单元，由所属电力调度机构从出清的发电单元序列中移出，注明移出原因。因同一原因需移

出中标序列的发电单元，按照调频里程排序价格从高到低的顺序移出；调频里程排序价格相同的发电单元，按照 P 值从小到大的顺序移出；若 P 值相同，则按照 k_f 值从小到大的顺序移出。

第四十四条 若安全校核后正式出清发电单元序列提供的调频容量不满足市场调频容量需求，或实际运行中因电网安全运行需要时，市场运营机构可临时调用市场内未中标发电单元或未参与市场的发电单元参与调频辅助服务，在满足安全约束前提下，原则上先按照调频里程排序价格从低到高依次调用市场内未中标发电单元，再按照综合调频性能评价指标由高到低依次调用未参与市场的发电单元，并做好事后信息记录。

第四十五条 调频市场正式出清第 1 个时段的结果用于实际执行，中标发电单元在对应中标时段的起始（结束）时刻，自动化系统自动切换其投入（退出）AGC 自动调频模式，采用中标发电单元先投入、未中标发电单元后退出 AGC 自动调频模式的切换方式；第 2-5 个时段的结果用于与实时现货电能量市场、调峰辅助服务市场和备用辅助服务市场的衔接。

第四十六条 现阶段，调频市场日内正式出清的结果作为实时现货电能量市场安全约束经济调度（SCED）计算的边界条件。

第四十七条 调频市场日内正式出清结果作为调峰辅助服务市场日内交易的边界条件。

第四十八条 现阶段，调频市场范围内水电机组发电计划作为日内正式出清的边界条件，出清时段内，水电机组发电计划对应向上或向下调节空间不满足市场对中标发电单元的调频容量要求时，不具备中标资格。火电机组中长期电量控制不作为日内正式出清的边界条件，日内正式出清结果作为火电机组发电计划（包括深度调峰安排）的边界条件，在编制实时发电计划时，应当为各时段中标发电单元预留调频容量。

第六节 特殊情形处理

第四十九条 海南孤网运行时，海南省内发电单元不参与区域调频市场出清，由电力调度机构调用省内发电单元参与调频辅助服务，其相应调频里程收益按照市场统一出清价格结算。

第五十条 系统存在电力平衡困难或清洁能源消纳需要时，市场运营机构可根据需要调整相应调频资源分布区中标下限比例，同时限制分布区发电单元出清容量在调整后的中标下限以内。

第六章 调频服务质量评价

第五十一条 调频市场中标发电单元或临时调用的市场内未中标发电单元，出现下列情况之一的，将扣除相应时段的调频里程补偿。

（一）在应提供调频服务时段内，未按照调度指令，擅自改变 AGC 状态，且持续时间超过 10 分钟的。

(二) 在应提供调频服务时段内，未按照出清或临时调用结果提供足额调频容量的。

(三) 在应提供调频服务时段内，综合调频性能指标 k 的平均值小于 k_d 的。

(四) 未按照调度机构的有关规定进行设备参数管理，获取不正当市场竞争优势的。

条件具备时，对发电单元执行单个调频指令的情况进行评价，存在调节速率、响应时间、调节精度等运行性能指标不合格的，全部或部分扣除相应的里程收益。

第五十二条 调频市场覆盖范围内，所有投入 AGC 的并网运行发电单元，以 15 分钟为统计周期，按附录 3 进行 AGC 运行性能评价与考核，评价不合格时，扣除该统计周期内的 AGC 容量补偿。

第七章 计量与结算

第五十三条 调频市场交易计量的依据为：电力调度指令、调度运行控制系统（OCS）等调度自动化系统采集的实时数据，以及电能量采集计费系统的电量数据。

电力调度命令、调度运行控制系统（OCS）等调度自动化系统采集的实时数据用于统计调频辅助服务的调用情况、综合调频性能指标，用于计算调频辅助服务提供方应获得的补偿费用。

电能量采集计费系统的电量数据用于统计调频辅助服务费用缴纳方在享受调频辅助服务期间上网电量情况，作为市场补偿费用分摊计算的依据。

第五十四条 调度自动化系统采集的实时数据出现允许范围内的偏差时，由电力调度机构对数据进行拟合处理。当电能计量数据出现允许范围内的偏差时，由电网企业相关部门对数据进行拟合处理。

第五十五条 当实时采集装置、计量装置等数据出现不可用时，结算电量由市场运营机构组织按相关程序组织市场各方协商解决。

第五十六条 调频市场相关费用实行专项管理，按照收支平衡、月清月结的方式统一结算。调频市场相关费用分为市场补偿费用、考核费用、市场缴纳费用。其中，市场补偿费用包括调频里程补偿费用和调频容量补偿费用。首先采用考核费用和符合国家有关规定的其他资金支付市场补偿费用，不足部分按照本细则由调频服务补偿费用缴纳者分摊。位于南方电网其它调频控制区，以“点对网”直流输电方式向调频市场范围内省（区）进行跨省送电的费用缴纳方，其AGC考核费用按照所在省（区）调频市场实施细则处理，不参与中东部主网调频市场的补偿费用支付。

第五十七条 中标发电单元在调频市场上提供调频服务可以获得相应的调频里程补偿。发电单元的调频里程补偿按日统计、按月结算，各交易周期的调频里程补偿按发电单元在交易周期的综合调频性能指标平均值与1比较后进行计算，公式如下：

$$R_{\text{调频里程补偿},i} = D_i^* \times Q_i \times \sqrt[m]{K_i} \quad (K_i \geq 1)$$

$$R_{\text{调频里程补偿},i} = D_i^* \times Q_i \times K_i \quad (K_i < 1)$$

$$R_{\text{月度调频里程补偿}} = \sum_i^n R_{\text{调频里程补偿},i}$$

其中， $R_{\text{调频里程补偿},i}$ 为该发电单元第 i 个交易周期的调频里程补偿， $R_{\text{月度调频里程补偿}}$ 为该发电单元当月的调频里程补偿， n 为每月调频市场总的交易周期数， D_i 为该发电单元在第 i 个交易周期实际提供的调频里程， D_i^* 为该发电单元在第 i 个交易周期提供的结算调频里程， Q_i 为第 i 个交易周期的里程结算价格， K_i 为该发电单元在第 i 个交易周期的综合调频性能指标平均值， m 为调频性能权重调节参数。结算调频里程 D_i^* 的计算方法为：

$$D_i^* = \mu \times D_i$$

μ 为结算调频里程折算系数，根据市场各类调频资源平衡发展需要对 μ 进行设置，水电发电单元设为 $\mu_{\text{水电}}$ ，火电发电单元设为 $\mu_{\text{火电}}$ ，提供调频辅助服务的第三方独立主体设为 $\mu_{\text{第三方}}$ 。

市场中标发电单元产生的调频里程收益按照市场统一出清价格结算。临时调用的市场内发电单元，产生的调频里程收益按照其申报的调频里程排序价格结算。电力调度机构按照本细则第二十一条至第二十三条安排发电单元进行综合调频性能评价指标测试和试验的，期间相关发电单元产生的调频里程不支付补偿费用。

第五十八条 为保障清洁能源消纳，若进入区域调频市场的煤电、燃气发电单元的 AGC 下限高于其核定的最小技术

出力一定范围，则对其获得的调频里程补偿进行一定程度减扣。具体减扣比例见附录 4。

第五十九条 调频市场覆盖范围内，非现货电能量省（区）和现货电能量市场起步阶段省（区）所有提供合格 AGC 服务的发电单元 AGC 容量按照统一标准 R_C 补偿。未中标发电单元的补偿容量为发电单元标准调频容量。中标发电单元的补偿容量为根据本细则应提供的调频容量。发电单元月度 AGC 容量补偿计算公式如下：

$$R_{\text{月度调频容量补偿}} = \sum_{j=1}^m (C_j \times T_j \times R_C)$$

其中， $R_{\text{月度调频容量补偿}}$ 为该发电单元的调频容量补偿， m 为每月总调度时段数， C_j 为该发电单元在第 j 个调度时段的发电单元 AGC 补偿容量值， T_j 为该发电单元在第 j 个调度时段的调频服务时长。

第六十条 根据不同类型的调频辅助服务提供者的送电关系，调频市场补偿费用统计口径为：

（一）位于广东、广西、贵州、海南境内，只向本省（区）送电的提供方，其实际获得的市场收益全部计入相应省（区）补偿费用；

（二）以交流联网方式进行跨省送电的提供方，其实际获得的市场收益，按照落地受电省（区）电量占自身总上网电量的比例（不考虑输电网损），分别纳入受电省（区）补偿费用。

第六十一条 现阶段，发电侧市场主体按照分摊比例 K 参与调频市场费用的分摊，用户侧主体按照分摊比例 $(1-K)$

参与调频市场费用的分摊，具体分摊方式为：

（一）调频里程费用分摊

1. 省内和省间分摊费用计算

每个交易时段，各省（区）内中标发电单元产生的调频里程总收益中，与分布区需求下限容量占分布区总中标容量比例相匹配的部分，计入所在省（区）内部平衡，剩余部分，计入全市场范围平衡。计算公式如下：

$$R_{\text{省内里程费用分摊}}^i = \frac{C_{\text{总需求容量}}^i \times Q_L^i}{\sum_{j=i}^{n_i} C_j^i} \times R_{\text{全省总里程收益}}^i$$

$$R_{\text{省间里程费用分摊}}^i = R_{\text{全省总里程收益}}^i - R_{\text{省内里程费用分摊}}^i$$

$R_{\text{省内里程费用分摊}}^i$ 为第 i 个省（区）调频里程费用在省内分摊的部分， $R_{\text{省间里程费用分摊}}^i$ 为第 i 个省（区）调频里程费用在省间分摊的部分， $C_{\text{总需求容量}}^i$ 为第 i 个省（区）调频容量总需求， C_j^i 为第 i 个省（区）内第 j 个中标发电单元提供的调频容量， n_i 为第 i 个省（区）中标发电单元数量， Q_L^i 为第 i 个省（区）内部市场主体提供的调频容量占省（区）总需求比例的下限值。

2. 发电侧缴纳方分摊费用计算

计入省（区）内部平衡的调频里程费用（需发电侧承担部分），由省（区）内的调频辅助服务市场补偿费用发电侧缴纳方按照月度上网电量等比例分摊；计入全市场范围平衡的调频里程费用（需发电侧承担部分），由全市场的发电侧缴纳方按照月度上网电量等比例分摊。计算公式如下：

$$R_{\text{里程费月度分摊},j}^i = \frac{E_{\text{电量},j}^i}{\sum_{j=1}^{m_i} E_{\text{电量},j}^i} \times K \times R_{\text{省内里程费月度分摊}}^i + \frac{E_{\text{电量},j}^i}{\sum_{i=1}^{N_A} \sum_{j=1}^{m_i} E_{\text{电量},j}^i} \times K \times \sum_{i=1}^{N_A} R_{\text{省间里程费月度分摊}}^i$$

$R_{\text{里程费用月度分摊},j}^i$ 为第 i 个省（区）内第 j 个补偿费用发电侧缴纳方应分摊的月度费用； $E_{\text{电量},j}^i$ 为第 j 个补偿费用发电侧缴纳方参与市场费用分摊的月度电量； m_i 为第 i 个省（区）内补偿费用发电侧缴纳方的总数量； N_A 为纳入调频市场的省（区）总数量。

3. 用户侧缴纳方分摊费用计算

计入省（区）内部平衡的调频里程费用（需用户侧承担部分），由省（区）内的全体工商业电力用户按当月用电量比例承担；计入全市场范围平衡的调频里程费用（需用户侧承担部分），由全市场的全体工商业电力用户按当月用电量比例承担。计算公式如下：

$$Y_{\text{里程费月度分摊},j}^i = \frac{Q_{\text{电量},j}^i}{\sum_{j=1}^{m_i} Q_{\text{电量},j}^i} \times (1-K) \times R_{\text{省内里程费月度分摊}}^i + \frac{Q_{\text{电量},j}^i}{\sum_{i=1}^{N_A} \sum_{j=1}^{m_i} Q_{\text{电量},j}^i} \times (1-K) \times \sum_{i=1}^{N_A} R_{\text{省内里程费月度分摊}}^i$$

$Y_{\text{里程费月度分摊},j}^i$ 为第 i 个省（区）内第 j 个用户应分摊的月度费用； $Q_{\text{电量},j}^i$ 为第 j 个用户当月用电量； w_i 为第 i 个省（区）内用户的总数量； N_A 为纳入调频市场的省（区）总数量； $(1-K)$ 为用户侧主体调频市场费用分摊比例。

（二）调频容量费用分摊

调频市场范围内，各省（区）市场主体产生的调频容量补偿费用（需发电侧承担部分）由省（区）内的补偿费用发电侧缴纳方按照月度上网电量等比例分摊。计算公式如下：

$$R_{\text{容量费用月度分摊},j}^i = \frac{E_{\text{电量},j}^i}{\sum_{j=i}^{m_i} E_{\text{电量},j}^i} \times K \times R_{\text{省内总容量费用}}^i$$

$R_{容量费用月度分摊,i}^i$ 为第 i 个省（区）内第 j 个补偿费用发电侧缴纳方应分摊的月度费用； K 为发电侧市场主体调频市场费用分摊比例； $E_{电量,j}^i$ 为第 i 个省（区）内第 j 个补偿费用发电侧缴纳方参与市场费用分摊的月度电量，不同类型的补偿费用发电侧缴纳方参与调频容量费用分摊的月度电量计算方式与参与调频里程费用分摊的方式保持一致。

区域调频市场调频容量补偿费用（需用户侧承担部分），由省（区）内的全体工商业电力用户按当月用电量比例承担。计算公式如下：

$$Y_{容量费用月度分摊,j}^i = \frac{Q_{电量,j}^i}{\sum_{j=i} w_i Q_{电量,j}^i} \times (1-K) \times R_{省内总容量费用}^i$$

$Y_{容量费用月度分摊,j}^i$ 为第 i 个省（区）内第 j 个用户应分摊的月度费用； $(1-K)$ 为用户侧主体调频市场费用分摊比例； $Q_{电量,j}^i$ 为第 i 个省（区）内第 j 个用户当月用电量。

（三）根据送、受电关系，不同类型的调频辅助服务补偿费用缴纳方参与调频市场补偿费用分摊的月度电量 $E_{电量,j}^i$ 的计算方式为：

1. 位于广东、广西、贵州、海南境内，只向本省（区）送电的缴纳方，按照月度上网电量参与调频市场补偿费用分摊。

2. 位于南方电网统一调频控制区内，以交流联网方式进行跨省送电的缴纳方，按照落地受电省（区）的月度电量参与调频市场补偿费用分摊。

3. 位于南方电网其它调频控制区，以“点对网”直流输电方式向调频市场范围内省（区）进行跨省送电的缴纳方，按照其落地受电省（区）电量中属于政府间框架协议计划外的市场化送电电量参与调频市场里程补偿费用分摊。

（四）广东、广西、贵州、海南境内全体工商业电力用户参与补偿分摊的月度费用，暂按各项辅助服务费用分摊标准直接参与辅助服务费用分摊，电网企业应在每月电费账单中单独列支。

第六十二条 市场主体接收结算依据后，应进行核对确认，如有异议，应在3个工作日内向市场运营机构提出，逾期视同没有异议。

第六十三条 调频市场的相关费用按照现行的购售电合同约定，随次月电能量费用结算，因特殊因素账单发布延迟的，结算时间顺延。调频市场产生的各省省内费用，沿用“两个细则”有关费用分摊的模式，调频市场产生的省间费用，在市场运营机构出具有关结算依据后，由南方电网超高压公司与相关省（区）电网企业结合次月跨区跨省电能量费用进行结算。结算月当期电能量电费不足以抵扣辅助服务市场费用的，采用跨月滚动抵扣的方式处理。

第六十四条 由于有关技术支持系统错误或其他原因造成调频市场结算费用发生差错时，应当重新对结算费用进行计算，得到校正后的结算结果，并及时向市场成员发布。

月度结算前发生的差错退补，重新计算后并入当月结算依据。月度结算后发生的差错退补，在后续最近一次结算时

一同进行差错费用退补。差错退补追溯期不超过6个月。

第六十五条 因调频市场运行产生的跨区跨省送电偏差电量，按照南方区域跨区跨省中长期交易规则进行结算。

第八章 应急处置与市场监管

第一节 市场应急处置

第六十六条 市场运营机构应当编制专门的应急处置预案，按以下要求开展应急处置，保障调频市场有序开展和风险防控。

（一）当日前交易申报结束后，调频市场相关技术支持系统软件或硬件设备出现故障且在短时间内无法修复，导致交易结果无法按时发布时，延迟发布交易结果。

（二）当调频市场技术支持系统涉及市场申报/信息发布的功能模块或网络通道发生故障且在短时间内无法修复，但出清/安全校核等模块运转正常时，采用市场主体设置的默认报价组织市场出清。

（三）当调频市场相关技术支持系统、配套的数据通信系统、网络通道等发生重大故障且在短时间内无法修复，导致交易申报、交易组织、交易结果下发执行等无法正常开展时，可以暂停交易，直至具备恢复正常交易的条件。

（四）当实际运行过程中，调频市场交易系统出清结果异常，可以暂停或中止交易，直至具备恢复正常交易的条件。

（五）当电力系统出现异常情况或发生电力安全事件，影响电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，不具备继

续组织交易和执行交易结果的条件时，可以暂停或中止交易，直至具备恢复正常交易的条件。

（六）因不可抗力（如台风、地震等自然灾害或技术支持系统遭受严重网络攻击时）导致调频市场无法正常开展，可以中止交易，直至具备恢复正常交易的条件。

第六十七条 市场运营机构实施市场应急处置时，应当如实记录实施原因、范围、持续时间及影响，及时向市场主体通报，并向能源监管机构报告。

第六十八条 调频市场因故暂停或中止交易期间，电力调度机构可在满足安全校核与运行实际需要的前提下，按有关规程对调频资源进行应急处置调用。对应提供调频服务的时段，以最近一个交易日相同时段的调频市场价格作为结算价格。

第六十九条 当运行日出现因电力平衡紧张、断面约束矛盾严重等影响调频市场正常出清的情况，市场运营机构可根据电网实时备用等情况采取调整调频容量需求及中标发电单元调频容量，调用未中标发电单元等措施，保障电力系统安全稳定运行。

市场运营机构采取临时调整措施后，应当在相关技术支持系统中记录调整原因、对象、持续时间等，及时向市场主体通报，并向能源监管机构报告。

第二节 市场监控

第七十条 市场运营机构应当做好调频市场运营监测，

防范市场风险，保障市场平稳运行。市场运营机构在市场监测中发现以下情形时，启动市场异常行为识别程序：

（一）擅自改变机组设备运行参数；

（二）机组出力高于或低于调度指令允许的偏差范围，在调频市场获得不正当利益的；

（三）无故退出机组 AGC 功能，增加调频市场运行成本的；

（四）发布信息引导市场价格走向，干扰市场正常运行的；

（五）其他涉嫌扰乱市场秩序的行为。

第七十一条 市场运营机构应当充分利用市场监测相关指标对市场主体行为进行深入分析，判定**第七十条**中所述情形是否涉嫌异常交易行为。必要时，市场运营机构可以通过电话和书面函询的方式要求当事人或者相关方进行解释说明。

判定市场主体存在涉嫌异常交易行为的，市场运营机构应当在一定期间内予以重点监测，并可以按照本细则或电力调度规程有关规定采取问询并要求提交书面解释、市场内公开通报、暂停调频市场交易资格、限期整改、强制停机等处置措施。

第七十二条 对于判定为涉嫌异常交易行为，符合以下情形之一的，市场运营机构应当将有关线索移交能源监管机构调查处理：

（一）相关异常交易行为造成影响较小，但经市场运营

机构提醒后仍不纠正的；

（二）相关异常交易行为对市场造成较大影响的；

（三）相关市场主体通过异常交易行为获得较大数额不当得利的；

（四）相关异常交易行为造成恶劣社会影响的；

（五）当事人曾经因存在异常交易行为被能源监管机构采取了监管约谈、监管通报、责令整改等监管措施或行政处罚的。

第九章 信息披露及报送

第七十三条 市场运营机构进行披露信息应遵循真实、准确、及时、透明的原则，公平、无歧视对待市场主体，按照市场信息类别披露。

第七十四条 市场信息按公开对象分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众公布的数据和信息，公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息，私有信息是指特定的市场成员有权访问且不得向其他市场成员公布的数据和信息。

第七十五条 市场运营机构原则上通过调频市场有关技术支持系统向所有市场主体发布调频市场相关信息。

第七十六条 市场交易相关信息包括日信息、月度信息以及年度信息。

（一）日信息：在交易申报前，市场运营机构发布可参与调频市场的调频服务提供者（公开信息）、运行日负荷预测（公开信息）、次日 24 小时各时段调频控制区的调频容量

需求值（公开信息）、调频资源分布区的调频容量需求值（公开信息）、里程报价范围（公开信息）、申报开始和截止时间（公开信息）。在完成出清和交易结果执行后，发布市场主体出清结果（私有信息）、市场主体未中标原因（私有信息）、市场出清价格（公开信息）、平均中标机组数（公开信息）、平均申报价格（公开信息）、平均中标价格（公开信息）、机组调频总里程（私有信息）、调频里程费用（私有信息）、综合调频性能指标（包括绝对值和三个分量值，以及归一化后的值）（私有信息）。

（二）月度信息：调频市场运营总体情况，包括但不限于：调频容量需求情况，具备 AGC 功能的机组台数及调节容量，具备参与调频市场的机组台数及调节容量，平均中标机组数，调频里程平均成交价格 and 走势及同比、环比情况，调频里程总数和日平均数及同比、环比情况，调频里程总收益和日平均收益及同比、环比情况，AGC 容量补偿费用同比、环比情况，调频里程和 AGC 容量补偿费用分摊情况，不同电源类型及调度关系的调频里程收益、分摊和净收入及同比、环比情况，市场运营绩效分析情况，违反调频市场规则/细则的有关情况（公开信息）。

（三）年度信息：调频市场运营情况分析报告，包括但不限于月度信息（公开信息）。

第七十七条 日信息分为事前信息和事后信息。事前信息由电力调度机构在组织交易前披露，事后信息由电力调度机构在下一个工作日 12 时前披露。各发电企业如对日信息

有异议，应于披露之日的 15 时前向电力调度机构提出核对要求。

第七十八条 市场运营机构应当以月度为周期，次月 20 日前向能源监管机构报送上月调频市场运营情况。

第十章 附 则

第七十九条 调频市场运行期间，相关市场主体暂停执行《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》、《南方区域发电厂并网运行管理实施细则》（南方监能市场〔2022〕91 号）中 AGC 相关考核和补偿条款。

第八十条 本细则中调频市场相关参数表详见附录 5，根据市场运行实际情况按程序进行适当调整。

第八十一条 本细则自印发之日起执行。

附录 1

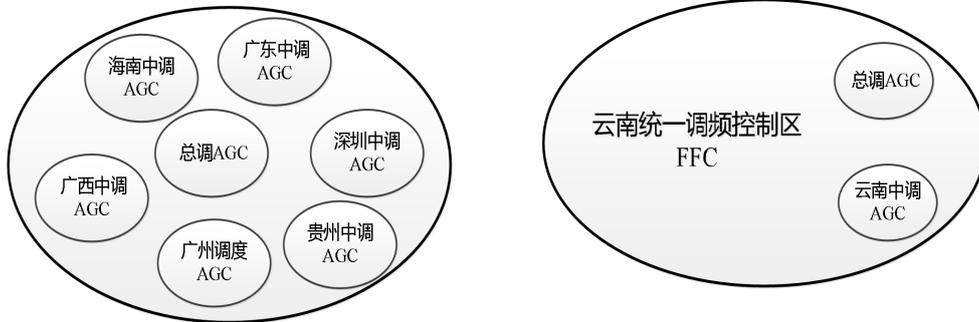
南方电网频率控制区划分

南方电网的二次调频控制采用分区管理的模式，南方统一调频控制区分成五部分：协调南方区、协调广东区、协调广西区、协调贵州区和协调海南区，采用网省协调的定频率控制模式（CFFC）

（Coordinated Flat Frequency Control, CFFC）。

南方电网统一调频控制区内机组主要包括：广东中调、广西中调、贵州中调、海南中调、深圳中调、广州调度调管的所有机组，以及南网总调调管的广东境内机组、广西境内机组、贵州境内机组和“点对网”交流联网方式向广东送电的机组、“点对网”交流联网方式向广西送电的机组。

南方统一调频控制区
FFC



附录 2

发电单元调频性能指标计算方法

发电单元在运行期间每次响应 AGC 指令时，从调节速率、响应时间、调节精度这三个方面对发电单元相应 AGC 指令后的动作情况进行评价衡量，具体如下所示。

一、调节速率 k_I

指发电单元响应 AGC 指令的速率，计算公式如下：

$k_I = \text{发电单元实测速率} / \text{市场范围内 AGC 发电单元平均标准调节速率 (p. u.)}$

其中，市场范围内 AGC 发电单元平均标准调节速率每个自然年 1 月 1 日进行一次更新，计算公式为：

市场范围内 AGC 发电单元平均标准调节速率 (p. u.) = 燃煤机组标准速率 \times 市场范围内燃煤装机占比 + 循环流化床机组标准速率 \times 市场范围内循环流化床装机占比 + 燃气机组标准速率 \times 市场范围内燃气装机占比 + 水电机组标准速率 \times 市场范围内水电装机占比 + 其它类型机组标准速率 \times 市场范围内其它类型机组装机占比。

燃煤机组标准调节速率为额定容量的 1.5%/分钟，循环流化床机组标准调节速率为额定容量的 1%/分钟，燃气机组标准调节速率为额定容量的 3%/分钟，常规水电机组标准调节速率为额定容量的 20%/分钟，其它类型机组按并网协议规定的标准调节速率。

为避免发电单元响应 AGC 指令时过调节或超调节，现阶段，设置 k_I 最大值不超过 k_I^U 。

二、响应时间 k_{II}

指发电单元响应 AGC 指令的时间延迟，计算公式如下：

$$k_{II}=1- (\text{发电单元响应延迟时间}/5\text{min})$$

发电单元响应延迟时间是指发电单元 AGC 动作与发电单元接到 AGC 命令的延迟时间。

三、调节精度 k_{III}

指发电单元响应 AGC 指令的精准度，计算公式如下：

$$k_{III}=1- (\text{发电单元调节误差}/\text{发电单元调节允许误差})$$

其中，发电单元调节误差指发电单元响应 AGC 指令后实际出力值与指令值的偏差量，发电单元调节允许误差为其额定出力的 1.5%。

四、不纳入发电单元调频性能指标计算的情况

1. 燃气发电单元触发温控时段。

附录 3

并网发电单元 AGC 运行性能评价

一、发电侧并网主体提供单机自动发电控制（AGC），其 AGC 月可用率应达到以下标准：燃煤、水电、核电、抽水蓄能和生物质发电为 85%，燃气和燃油发电为 95%，其它机组按类型参照执行。其中，核电机组暂不执行 AGC 月可用率考核，也不参与相关考核费用的返还。

机组 AGC 月可用率达不到标准的，每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计），每月按机组额定容量×0.1 小时的标准进行考核。

单机 AGC 月可用率=（AGC 月可用小时数/机组月并网小时数）×100%；厂级 AGC 可用率=〔AGC 月可用小时数/（全月日历小时数-全厂停运小时数）〕×100%，厂级 AGC 月可用率按全厂统计。因系统原因，机组负荷低于机组 AGC 投入下限的时间豁免考核。

二、发电侧并网主体提供单机自动发电控制（AGC），其调节性能应达到以下三个标准。三个标准都满足时，合格率为 100%；其中调节速率不满足时，合格率减 50%，响应时间不满足时，合格率减 25%，调节精度不满足时，合格率减 25%。当 AGC 运行性能考核不合格时，该时段对应的 AGC 补偿为零。发电侧并网主体 AGC 调节范围应满足并网调度协议的约定。

（一）火电、核电机组 AGC 响应时间应小于 1 分钟，水电、抽水蓄能机组 AGC 的响应时间应小于 20 秒。

（二）燃煤机组标准调节速率为额定容量的 1.5%/分钟，循环流

化床机组标准调节速率为额定容量的 1%/分钟，燃气、燃油机组标准调节速率为额定容量的 3%/分钟，常规水电、抽水蓄能机组标准调节速率为额定容量的 20%/分钟，其它类型机组按并网调度协议规定的标准调节速率。

（三）AGC 调节精度不超过 1%。

按以下标准对发电侧并网主体单机 AGC 性能进行月度考核：

单机 AGC 考核电量=[1- (AGC 调节速率合格率×0.5+调节响应时间合格率×0.25+调节精度合格率×0.25)]×机组额定容量×0.5 小时。

三、电侧并网主体提供厂级自动发电控制服务按以下标准进行考核：

（一）厂级 AGC 控制机组按单一机组进行管理。

1. 火电、核电机组 AGC 响应时间应小于 1 分钟，水电、抽水蓄能机组 AGC 的响应时间应小于 20 秒。

2. 根据单台机组的 AGC 调节速率，按照单个考核指标合格的机组台数与实际投运台数之比，将考核指标分档。

厂级 AGC 标准调节速率= (i×n) ×m

其中：i 为单台的开机容量；n 为开机的台数；m 为标准调节速率的比例。

3. 厂级 AGC 调节精度为 1%。

（二）发电侧并网主体厂级 AGC 性能按以下标准进行月度考核：

厂级 AGC 考核电量= [1- (厂级 AGC 调节速率合格率×0.5+响应时间合格率×0.25+调节精度合格率×0.25)] ×月度等效开机容量×0.5 小时。月度等效全厂开机容量=∑单机容量×（并网运行小时

÷全月小时)

四、并网发电机组有以下情况之一的，可免于 AGC 考核：

(一) AGC 执行速率及精度受一次调频动作影响的。

(二) 当机组调节范围处在死区或超出调节范围时，因 AGC 调节误差达不到导致的。

(三) 机组负荷平稳时段（即无 AGC 变化指令）造成考核的，超出 12 小时部分豁免考核。

(四) 水电机组因水头受限或在振动区运行导致的。

(五) 燃气轮机在达到温控运行期间导致的。

(六) 混流、轴流转浆式水电机组低于额定水头 70%时，灯泡贯流式水电机组不考核调节范围。

(七) 其他非并网主体自身原因导致的。

五、因电厂原因导致 AGC 不能投运期间，其合格率按 0%计算，非电厂原因导致 AGC 退出运行期间合格率按 100%计算。

附录 4 机组 AGC 下限与最小技术出力不一致折扣系数表

为保障清洁能源消纳，按照（AGC 下限-最小技术出力）/装机容量的大小对市场主体的调频里程收益进行减扣，两者差值越大，折扣系数越大。具体折扣系数如下：

档位	(AGC 下限-最小技术出力) / 装机容量	折扣系数
1	1%-3% (含 1%和 3%)	90%
2	3%-6% (含 6%)	85%
3	6%-10% (含 10%)	80%
4	10%以上	75%

例：某发电单元装机容量 600MW，AGC 下限为 340MW，最小技术出力为 300MW，则 $(340-300)/600=6.7\%$ ，该发电单元位于第三档，若某时段内该发电单元中标，该小时内里程收益为 4000 元，则该时段实际里程收益为 $4000*80%=3200$ 元。

附录 5

调频市场参数表

市场参数名称	细则中对应的符号	参数取值	
综合调频性能指标中调节速率权重系数	λ_I	0.5	
综合调频性能指标中响应时间权重系数	λ_{II}	0.25	
综合调频性能指标中调节精度权重系数	λ_{III}	0.25	
市场综合调频性能评价指标入门槛	k_d	0.3	
发电单元调频性能评价指标计算周期	T_s	8	
发电单元调节速率指标上限	k_I^U	5	
调频里程申报上限	C_P^U	15 元/兆瓦	
调频里程申报下限	C_P^L	3.5 元/兆瓦	
广东调频资源分布区调频容量需求占比下限	Q_L^D	80%	
广西调频资源分布区调频容量需求占比下限	Q_L^X	80%	
贵州调频资源分布区调频容量需求占比下限	Q_L^G	80%	
海南调频资源分布区调频容量需求占比下限	Q_L^H	80%	
发电单元出清标准容量下限	Q_u	广东	0
		广西	40 兆瓦
		贵州	30 兆瓦
		海南	25 兆瓦
调频资源分布出清发电单元容量下限	Q_r	广东	0
		广西	80 兆瓦

		贵州	60 兆瓦
		海南	50 兆瓦
调频里程收益中调频性能权重调节参数	m		3
发电单元 AGC 容量补偿标准	R_C		3.56 元/兆瓦时
辅助服务费用发电侧承担比例	K		0.5
结算调频里程折算系数	$\mu_{\text{水电}}$		0.5
	$\mu_{\text{火电}}$		1
	$\mu_{\text{第三方}}$		1