

南方区域调频辅助服务市场交易实施细则 (2025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	5
第一节 市场成员定义	5
第二节 权利和义务	8
第四章 交易要求	11
第五章 调频市场组织实施	14
第一节 通则	14
第二节 交易组织	15
第三节 市场申报	16
第四节 日前预安排	19
第五节 日内正式出清	22
第六节 特殊情形处理	25
第六章 调频服务质量评价	26
第七章 计量与结算	26
第八章 应急处置与市场监控	34
第一节 市场应急处置	34
第二节 市场监控	35
第九章 信息披露及报送	37
第十章 附 则	39
附录 1	40
附录 2	41
附录 3	43
附录 4	45
附录 5	46
附录 6	51
附录 7	52

第一章 总 则

第一条 为进一步完善南方区域电力辅助服务市场机制，助力新型电力系统建设，在更大范围优化配置调节资源，保障市场成员合法权益，激励各类主体提升调节能力参与系统调频，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《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）等有关基础性规则制度及行业标准制定。

第三条 本细则适用于南方电网统一调频控制区（见附录1）内的南方区域调频辅助服务市场（以下简称“区域调频市场”或“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。

第六条 本细则内容与国家最新法律法规、规章制度不一致的，以国家最新法律法规、规章制度为准。

第二章 术语和定义

第七条 调频辅助服务（以下简称“调频服务”），是

指并网主体（发电机或独立第三方辅助服务提供者等）通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，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，以满足电力系统频率、联络线功率控制要求的服务。

第八条 AGC 调频单元，是以 AGC 装置为单位对调频资源进行划分，一个 AGC 调频单元指并网主体经一套 AGC 装置所控制的所有机组或其他调节资源的总称（简称“调频单元”），包括厂级 AGC、单机 AGC 两种类型，装设 AGC 控制系统的燃气-蒸汽联合循环调频单元视为单机 AGC 参与市场。

第九条 第三方独立主体，是指满足市场相关准入条件，以独立储能电站或直控型可调节负荷形式参与交易的主体。

第十条 独立储能电站，是指具备调度直控条件，以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，并按照其接入位置与电网企业签订购售电合同，约定各方权利义务的储能电站。

第十一条 直控型可调节负荷，是指具备调度直控条件，以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，并按照其所在位置或代理资源所在地与相应电网企业签订结算协议，约定各方权利义务的负荷侧调节资源。

现阶段，直控型可调节负荷包括传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、用户侧分布式发电和储能等可以直接参与市场的负荷侧调节资源，以及直控型聚合平台。直控型聚合平台通过负荷聚合商、虚拟电厂等形式

式代理相关发电侧和负荷侧调节资源参与市场。其中，直控型聚合平台代理资源不能包含由地市级及以上调度机构调管的独立储能电站。

第十二条 调频里程，是指调频单元每次响应 AGC 调频控制指令，对调频产生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调频单元响应 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 为调频单元第 j 次调节的调频里程，单位为兆瓦， n 为调节次数。

区域调频市场使用调频里程来计量调频单元提供调频服务的贡献量。

第十三条 综合排序性能指标 (k)，主要用于比较不同调频单元之间的调节性能差异，包括排序调节速率 k_I 、排序响应时间 k_{II} 和排序调节精度 k_{III} 三个因子。综合排序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，排序调节速率 k_I 指调频单元响应 AGC 指令的速率，排序响应时间 k_{II} 指调频单元响应 AGC 指令的时间延迟，排序调节精度 k_{III} 指调频单元响应 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} 在综合排序性能指标 k 的权重系数。调频单元综合排序性能指标的计算方法见附录 2。

第十四条 综合调频性能系数 (m)，用于衡量调频单

元响应 AGC 指令的综合性能表现，并作为调频费用计算的依据。包括调节速率系数 m_I 、响应时间系数 m_{II} 和调节精度系数 m_{III} 三个因子。综合调频性能系数的计算公式为：

$$m = \mu_I \times m_I + \mu_{II} \times m_{II} + \mu_{III} \times m_{III}$$

式中，调节速率系数 m_I 指调频单元响应 AGC 指令的速率，响应时间系数 m_{II} 指调频单元响应 AGC 指令的时间延迟，调节精度系数 m_{III} 指调频单元响应 AGC 指令的精准度； μ_I 、 μ_{II} 、 μ_{III} 为对应的调频性能系数 m_I 、 m_{II} 、 m_{III} 在综合调频性能系数 m 的权重系数。调频单元调频性能系数的计算方法见附录 3。

第十五条 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，经营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

第十六条 调频市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。其中，经营主体包括调频服务提供者和调频服务补偿费用缴纳者。

第十七条 调频服务提供者的市场准入条件如下：

（一）位于广东、广西、贵州、海南境内的发电企业，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 装置及功能且具备长周期参与系统调频的能力。

(二) 位于广东、广西、贵州、海南境外，以交流联网方式向广东、广西、贵州、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装置及功能且具备长周期参与系统调频的能力。

(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) 允许独立第三方辅助服务提供者直接作为调频服务提供者，第三方辅助服务提供者应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装置及功能且具备长周期参与系统调频的能力。

(五) 现阶段，广东、广西、贵州、海南境内的抽水蓄能电站按照现行调度管理规程提供调频服务，按国家最新有关文件确定参与调频市场的方式。

(六) 申请作为调频服务提供者的经营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），并在相应的电力交易机构进行市场注册。申请注册的经营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，内部核算的经营主体需经法人单位授权。第三方独立主体为租赁/共享储能模式的，在市场注册前，租赁方与储能业主之间应该就参与调频市场和相关收益分配等达成一致意见。

第十八条 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、独立储能电站及其他第三方辅助服务提供者。

(二) 位于广东、广西、贵州、海南境内，由地市级调度机构调管，容量为 10 兆瓦及以上的火电、水电、风电、光伏发电、独立储能电站及其他第三方辅助服务提供者等。

(三) 位于广东、广西、贵州、海南境外，由地市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) 位于广东、广西、贵州、海南境内的市场化电力用户（含电网代理购电用户，下同）；

(五) 位于广东、广西、贵州、海南境内的抽水蓄能电站按国家最新有关文件确定缴纳调频补偿费用的方式。

(六) 其他调频市场补偿费来源。

现阶段，按照《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）要求，南方区域内电力现货市场未连续运行的省(区)，电力用户无需缴纳辅助服务费用。南方区域内电力现货市场连续运行的地区，辅助服务费用原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由价格主管部门确定。此外，按照《电力辅助服务市场基本规则》，推动南方区域内跨省跨区交易双方根据辅助服务提供和受益情况，公平合理承担和获得送受两端辅助服务费用。

第十九条 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力调度控制中心（以下简称“南方总调”）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。

第二十条 电网企业指在广东、广西、贵州、海南境内为调频市场建设运营提供必要的网架支撑及关联服务的主体。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

第二十一条 经营主体的权利和义务包括：

（一）严格遵守市场规则，服从市场管理，维护市场秩序，接受能源监管机构、地方政府有关部门等的监督，依据法律法规行使有关权利并履行义务；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按本细则要求参与调频市场竞争，提供调频服务并获得补偿收益，自行承担市场风险；

（三）与相关调度机构签订并严格执行并网调度协议，服从调度机构的统一调度，做好设备运行维护，防范安全生产风险；

（四）按照调度机构有关要求，提供调频服务相关的基础技术参数，确保提供调频服务能力的真实性，接受能源监

管机构组织的监管核查；

(五) 按照本细则要求开展市场申报。以聚合方式参与的，应审核并汇总所代理资源相关信息后完成市场申报；

(六) 按照并网管理有关规程规定向调度机构实时、准确传输运行数据。以聚合方式参与的，需传输聚合运行数据并保存代理资源个体的运行数据；

(七) 按照并网管理有关规程规定装设 AGC 装置，加强所属设备运行与维护，并按规定进行 AGC 装置管理，通过相关测试，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服务；

(八) 确保自身符合国家、行业及调度机构的网络安全管理与技术要求，接受调度机构网络安全相关的技术监督和管理；

(九) 执行市场出清结果，获得调频服务收益。以聚合方式参与的，由聚合商将调频控制指令分解下至其代理资源并组织执行；

(十) 经营主体所获得的调频服务收益与其应缴纳的电费分别结算，不得冲抵。以聚合形式参与的经营主体，应按公平合理的原则与其代理资源共享收益；

(十一) 按规定缴纳/分摊调频服务补偿费用；

(十二) 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；

(十三) 法律法规规定的其他权利和义务。

第二十二条 市场运营机构包括电力调度机构和电力交

易机构，电力调度机构的权利和义务包括：

- (一) 提出满足系统安全运行要求的调频辅助服务需求；
- (二) 负责调频市场交易组织、市场出清及调频服务调用；
- (三) 提出市场安全约束，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；
- (四) 建设、运行、维护和管理与辅助服务市场相关的技术支持系统（包括调频市场交易系统、调度自动化系统、“两个细则”技术支持系统等调度管理系统）；
- (五) 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；
- (六) 按规定计算调频辅助服务费用；
- (七) 开展调频市场运营监控工作，提出完善市场交易规则/细则和调整市场参数的建议；
- (八) 落实调频市场的风险防控措施，实施应急处置；
- (九) 法律法规规定的其他权利和义务。

电力交易机构的权利和义务包括：

- (一) 负责经营主体市场注册、变更和退出等相关服务；
- (二) 出具调频市场结算依据；
- (三) 按规定进行调频市场信息披露和发布；
- (四) 配合调度机构开展交易组织相关工作；
- (五) 法律法规规定的其他权利和义务。

第二十三条 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) 为经营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) 定期向所在地国家能源局派出机构和省级价格、能源主管部门等报送辅助服务交易的价格、费用、各类经营主体收益和分摊情况；
- (六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第四章 交易要求

第二十四条 装设厂级 AGC 的经营主体，投入厂级 AGC 模式，以多机为一个调频单元参与区域调频市场；装设单机 AGC 的经营主体，投入单机 AGC 模式，以单机为一个调频单元参与区域调频市场。现阶段，第三方独立主体以一套 AGC 子站控制的全部调频资源为一个调频单元参与区域调频市场。

第二十五条 参与区域调频市场的独立储能电站以额定功率充电/放电同向指令持续响应时间应不小于 L_{ss} 小时；参与区域调频市场的直控型可调节负荷以最大调节能力持续响应时间应不小于 L_{sv} 小时。上述准入技术参数根据市场运行情况适时调整。

第二十六条 以聚合方式参与区域调频市场的，应具有统一的聚合平台，并保证聚合平台的有效网络安全管控和数

据隔离；应保证聚合平台下分散调节资源的执行真实性和可调能力的准确性，按照相关要求能够实时监控和回溯分散调节资源的调节情况，可追溯期限不少于 12 个月，并接受市场运营机构组织的真实性检查。

第二十七条 首次参与区域调频市场的调频单元，应及时向所属调度机构提交市场技术支持系统建模和综合排序性能指标测试申请。

调度机构完成审核后确定测试时间安排。测试期间，调度机构安排调频单元 AGC 连续 T_s 小时投入自动调频模式（AUTOR）；测试完成后，调度机构向经营主体发布正式测试结果，作为参与调频市场初始参数。

第二十八条 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，以及市场实测综合排序性能指标 k 出现显著异常的调频单元，可向市场运营机构申请暂停参与调频市场交易，向所属调度机构申请开展综合排序性能指标测试。

调度机构完成审核后确定测试时间安排。测试期间，调度机构安排调频单元 AGC 连续 T_s 小时投入自动调频控制模式；测试完成后，调度机构向经营主体发布正式测试结果，作为重新参与调频市场初始参数。

第二十九条 初次入市时，独立储能电站额定功率与直控型可调节负荷每分钟调节速率、最大调节能力等参数取值以并网调度协议为准。实际运行中，直控型可调节负荷可根据实际情况向相应市场运营机构提出最大调节能力或调节

速率的调整申请，并提交具有资质的检测机构对该直控型可调节负荷的测试报告，市场运营机构可不定期开展测试。

第三十条 装设单机 AGC 的经营主体需要建设厂级 AGC 功能，或装设厂级 AGC 的经营主体需要建设单机 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，向所属调度机构提交 AGC 功能改造申请，经所属调度机构同意后开展系统改造，改造完成并且试验合格后，所属调度机构原则上应当于 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、以及综合排序性能指标测试工作。测试完成后，调度机构向经营主体发布正式测试结果，作为重新参与调频市场申报的初始参数。

第三十一条 开展电化学储能联合机组调频技术改造的调频单元，改造完成后，必须满足所属调度机构有关并网管理规定，才可参与调频市场。

第三十二条 经营主体进行市场注册时，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中的报价行为视为所在企业意愿。

第三十三条 经营主体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。

第三十四条 经营主体进入区域调频市场后，参与市场交易应不少于 90 天。如需退出市场的，应提前 15 天向市场运营机构报告，妥善处理交易相关事宜，并按合同约定等结清相关费用，由交易机构办理注销手续后方可退出电力辅助

服务市场。

第五章 调频市场组织实施

第一节 通则

第三十五条 现阶段，区域调频市场采用日前集中竞价和预安排、日内统一出清的模式组织交易。调频服务提供者在竞价日（D-1）申报调频单元调频容量（或调频容量比例）和调频里程价格，调频市场交易系统将申报信息封存到运行日（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。

第三十六条 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，广东与广西调频资源分布区以两广交流断面为界，广东与海南调频资源分布区以海南联网联络线为界，广西与贵州调频资源分布区以贵州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经营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 。

第三十七条 独立储能电站和直接参与市场的负荷侧调节资源划归至其并网点所在的调频资源分布区；直控型聚合平台按照调管关系和代理资源所在位置划归调频资源分布区。现阶段，暂不支持代理调节资源跨调频资源区的直控型聚合平台作为单一经营主体参与区域调频市场。

第三十八条 调度机构根据有关国家标准和系统运行实际需要，综合考虑区域内负荷波动及新能源波动情况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，需求确定方式参考附录4。竞价日（D-1）组织交易前，市场运营机构向经营主体发布调频市场容量需求值。运行日（D）实时运行中，调度机构当值调度人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。

第三十九条 按照国家文件要求，南方区域调频市场出清价格不超过15元/兆瓦。

第二节 交易组织

第四十条 在竞价日（D-1），调频市场交易主要流程如下：

（一）11:30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. 调频单元调频容量申报要求和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）09:30-12:30，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，调度机构按照有关规定开展运行日机组组合编制。

(四) 16:00-17:00, 调度机构对调频市场运行日 24 个小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调频单元序列。

(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, 应当及时公告经营主体。

第四十一条 日内实时运行时, 调度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 3-6 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

第四十二条 调频服务提供者以调频单元为单位以“报量报价模式”参与调频市场申报。调频容量申报分为两种模式, 一是申报调频容量(单位: 兆瓦), 二是申报调频容量占机组容量(剔除检修容量)或机组发电计划的比例(单位: 1%, 以下简称“调频容量比例”)。调频服务提供者应在竞价日(D-1)申报运行日(D)24 小时各时段的调频容量或调频容量比例, 同步申报 24 小时各时段的调频里程价格(单位: 元/兆瓦)。申报容量的最小单位为 1 兆瓦, 申报调频容量比例的最小单位为 0.1%, 申报价格的最小单位是 0.1 元/兆瓦。调频服务提供者可根据自身需求提前设置默认报价和默认调频容量/调频容量比例。

第四十三条 第三方独立主体可在竞价日(D-1)自行选

择是否参与区域调频市场及当日（D）参与的时段，在调频市场交易系统中明确自身申报意愿。若第三方独立主体未及时选择，调频交易系统将自动设置该主体当日不参与调频市场。

第四十四条 调频市场设置调频容量申报限制，调频市场交易系统对各调频单元的申报容量/申报容量比例进行自动审核，对于申报容量/申报容量比例超出限制范围的，调频交易系统自动识别为无效申报容量/申报容量比例。对于未申报容量/申报容量比例的调频单元，系统自动设置为缺省容量/容量比例。缺省容量/容量比例一般设为对应类型调频单元的调频容量/调频容量比例的申报上限。第三方主体选择不参与调频市场的时段，系统不开放容量申报权限，也不设置缺省容量。不同类型调频单元的申报容量上下限具体如下：

火力发电机组申报调频容量比例，申报上限为 7.5%，下限为 3%；

水力发电机组申报调频容量比例，申报上限为 10%，下限为 5%；

独立储能电站调频单元申报调频容量，申报容量的上限为 $\min(\text{储能电站额定功率}, \text{调频资源分布区调频容量需求} \times 20\%)$ ，下限为 $\min(\max(20\% \times \text{储能电站额定功率}, Q_{lb}), \text{调频资源分布区调频容量需求} \times 15\%)$ ；

直控型可调节负荷调频单元申报调频容量，申报容量的上限为 $\min(\text{每分钟调节速率} \times 5 \text{分钟}, \text{最大调节能力}, \text{调频}$

资源分布区调频容量需求 $\times 20\%$)，下限为 $\max(10\% \times$ 最大可调节调节能力, $Q_{lb})$ 。

第四十五条 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调频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。对于未报价的调频单元，系统自动设置为缺省报价，缺省报价一般设为最低限价。第三方主体选择不参与调频市场的时段，系统不开放报价权限，也不设置缺省报价。

第四十六条 为便于横向比较调频单元调频性能差异，每日组织交易前，将调频单元的综合排序性能指标进行归一化处理。南方电网统一调频控制区内所有调频单元的综合排序性能指标中最大值为 k_{max} ，第 i 台调频单元的综合排序性能指标为 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：

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

对非独立储能电站调频单元，以归一化后的调频单元综合排序性能指标对各调频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：

非储能调频单元 i 的调频里程排序价格 = 调频里程报价/ P_i

第四十七条 为体现多个独立储能电站之间的竞争差异，各调频资源分布区引入边际替代率系数 F_m 。独立储能电站边际替代率系数计算方法见附录 5。

对独立储能电站调频单元，以归一化后的调频单元综合

排序性能指标和边际替代率系数对独立储能电站的调频里程报价进行调整，作为其调频里程排序价格，计算公式为：

$$\text{独立储能电站调频里程排序价格} = \text{调频里程报价}/(P_i \times F_{m,i})$$

其中， P_i 为第 i 个独立储能电站的归一化综合调频性能评价指标； $F_{m,i}$ 为第 i 个独立储能电站边际替代率系数。

第四十八条 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，设置单个经营主体的中标调频单元调频容量上限值。中标调频单元调频容量计算公式如下：

火电机组中标调频单元调频容量 = $\min [\max (\text{调频单元申报容量比例} \times \text{机组容量} (\text{剔除检修容量}), Q_u), \max (\text{调频资源分布区调频备用容量需求的 } 20\% / \text{全厂中标调频单元数}, Q_r)]$

水电机组中标调频单元调频容量 = $\min [\max (\text{调频单元申报容量比例} \times \text{出清时段水电全厂发电计划最小值}, Q_u), \max (\text{调频资源分布区调频备用容量需求的 } 20\% / \text{全厂中标调频单元数}, Q_r)]$

第三方独立主体中标调频单元调频容量=调频单元申报容量

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

第四节 日前预安排

第四十九条 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）根据调频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调频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调频单元已全部中标），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调频单元序列；

（二）当调频单元排序价格相同时，优先出清综合调频性能评价指标 P 值高的调频单元；当调频单元 P 值相同时，优先出清 k_I 值高的调频单元；

（三）对预安排中标调频单元序列进行安全校核；

（四）预安排中标调频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。

第五十条 调度机构按照调管范围对预安排各时段中标调频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；

（五）满足储能电站荷电状态约束要求。

未通过安全校核的调频单元，由所属调度机构从预安排

中标调频单元序列中移出，注明移出原因。因同一原因需移出中标序列的调频单元，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，按照综合调频性能评价指标 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。

第五十一条 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。

第五十二条 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。待条件成熟后，择机开展区域调频市场与现货电能量市场联合出清。

第五十三条 现阶段，调频市场日前预安排与备用辅助服务市场采用分步出清的方式衔接。调频市场日前预安排结果作为备用辅助服务市场日前交易的边界条件。

第五十四条 第三方独立主体在调频市场预安排中标的时段，不再参与现货电能量市场出清。对于独立储能电站，在预安排未中标时段，调度机构可根据其他市场品种交易结

果和运行需求安排日前充放电调度计划。该充放电计划作为独立储能电站在日内参与区域调频市场的边界。

第五十五条 独立储能电站在区域调频市场预安排中标时，其对应时段基准功率应设定为 0；直控型可调节负荷在区域调频市场中标时，其对应时段基准功率设定为基线负荷。

第五十六条 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调频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（包括现货市场 SCED 环节和深度调峰安排）的边界条件，在编制日前发电计划时，应当为各时段中标调频单元预留调频容量。

第五节 日内正式出清

第五十七条 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 3-6 小时的出清结果，过程如下：

(一) 根据调频单元的调频里程排序价格，从低到高依次出清，直至出清时段中标调频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调频单元已全部中标），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调频单元序列；

(二) 当调频单元排序价格相同时，优先出清综合调频

性能评价指标 P 值高的调频单元；当调频单元 P 值相同时，优先出清 k_I 值高的调频单元；

(三) 对正式出清中标调频单元序列进行安全校核并滚动调整，形成正式出清结果；

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

(五) 调频市场的统一出清价格为边际出清价格与 15 元/兆瓦取较小值。

第五十八条 调度机构按照调管范围对正式出清各时段中标调频单元序列进行安全校核，校核条件包括但不限于：

(一) 出清时段调频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) 调频单元的 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；

(六) 满足储能电站荷电状态约束要求。

未通过安全校核的调频单元，由所属调度机构从出清的调频单元序列中移出，注明移出原因。因同一原因需移出中标序列的调频单元，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调频单元，按照综合调频性

能评价指标 P 值从小到大的顺序移出；若 P 值相同，则按照 k_i 值从小到大的顺序移出。

第五十九条 若安全校核后正式出清调频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调频单元或未参与市场的调频单元参与调频服务，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调频单元，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调频单元，并做好事后信息记录。

第六十条 调频市场正式出清第 1 个时段的结果用于实际执行，中标调频单元在对应中标时段的起始（结束）时刻，调度自动化系统自动切换其投入（退出）AGC 自动调频模式，采用中标调频单元先投入、未中标调频单元后退出 AGC 自动调频模式的切换方式；第 2-6 个时段的结果用于与实时现货电能量市场、备用辅助服务市场的衔接。

第六十一条 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。

第六十二条 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调频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，应当为各时段中标调频单元预留调频容量。

第六十三条 运行日（D）中，独立储能电站应严格执行调度计划和调频市场交易结果。日内正式出清过程中，独立储能电站在有充放电调度计划的时段，不再参与调频市场出清。

第六十四条 运行日（D）中，直控型可调节负荷需要严格执行需求侧响应计划（若有）和调频市场交易结果，因可调节空间不足造成下个中标时段调频能力不足时，需在下个中标时段前向调度机构申请调减中标容量。

第六十五条 独立储能电站应加强自身荷电状态管理，日内出清过程中，若中标时段开始前荷电状态不能满足正常提供调频服务，需向调度机构申请恢复荷电状态，若无法恢复，需在下个中标时段前向调度机构申请调减中标容量。因未及时申请或其他原因导致独立储能电站提供调频服务过程频繁出现电量充满/耗尽，无法足额提供上/下调节容量的，市场运营机构可视情况调整该储能电站的申报容量上限，详细调整过程见附录6。

第六节 特殊情形处理

第六十六条 海南电网孤网运行时，海南资源区内调频单元不参与区域调频市场出清，由调度机构调用省内调频单元参与调频服务，其相应调频里程收益按照市场统一出清价

格结算。

第六十七条 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。

第六章 调频服务质量评价

第六十八条 调频市场中标调频单元或临时调用的调频单元，出现下列情况之一的，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 状态或设备异常导致 AGC 功能退出，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。包括但不限于如下情况：不响应或超规定时限延迟响应主站调频指令和临时新增限高限低导致无法提供足额调频容量等。

(三) 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。

第六十九条 参与调频市场的调频单元沿用《南方区域电力并网运行管理实施细则》《南方区域电力辅助服务管理实施细则》(南方监能市场〔2022〕91号)和《南方区域“两个细则”主要修订条款》(南方监能市场〔2024〕129号)中有关条款开展考核，考核费用纳入市场费用进行管理。

第七章 计量与结算

第七十条 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服务的调用情况、综合调频性能系数等，以计算调频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服务费用缴纳方在享受调频服务期间上网电量/用电量情况，作为市场补偿费用分摊计算的依据。

第七十一条 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。

第七十二条 当实时采集装置、计量装置等数据出现不可用时，结算费用由市场运营机构按相关程序组织市场各方协商解决。

第七十三条 调频市场相关费用实行专项管理，按照收支平衡、日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（即调频里程补偿费用）、考核费用、市场缴纳费用。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，不纳入调频市场（中东部主网）的补偿费用支付。

第七十四条 中标调频单元在调频市场中提供调频服务可以获得相应的调频里程补偿。调频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调频单元对应的调频里程、出清价格、综合调频性能系数三者之积进行计算，公式如下：

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

其中， $R_{\text{调频里程补偿},i}$ 为该调频单元第*i*个交易周期的调频里程补偿， $R_{\text{月度调频里程补偿}}$ 为该调频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 为该调频单元在第*i*个交易周期实际提供的调频里程， Q_i 为第*i*个交易周期的统一出清价格， m_i 为该调频单元在第*i*个交易周期的综合调频性能系数平均值。

临时调用的市场内调频单元，产生的调频里程收益按照市场统一出清价格结算。调度机构按照本细则第二十七条至第二十九条安排调频单元进行综合调频性能评价指标测试和试验，期间产生的调频里程不获得补偿费用。

第七十五条 为开展调频市场各省（区）统一结算，调频服务提供者的调频市场补偿费用，根据向各省（区）送电关系，按照以下方式计入相关省（区）的全省总里程补偿费用：

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

(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)的全省总里程补偿费用。

第七十六条 现阶段, 根据国家有关文件要求, 南方区域内电力现货市场未连续运行的地区, 原则上不向用户侧疏导调频服务费用; 电力现货市场连续运行的地区, 调频服务费用(不含提供辅助服务过程中产生的电量费用), 原则上由市场化电力用户用电量和未参与电能量市场交易的发电侧上网电量共同分摊。具体分摊方法如下:

(一) 省内和省间分摊费用计算

每个交易时段, 各省(区)内中标调频单元产生的调频里程总收益 $R_{\text{全省总里程收益}}^i$ (对应第七十五条中的全省总里程补偿费用) 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:

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

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

$R_{\text{省内里程费用}}^i$ 为第 i 个省(区)调频里程费用在省内分摊的部分, $R_{\text{省间里程费用}}^i$ 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 个中标调频单元提供的调频容量, n_i 为第 i 个省(区)中标调频单元数量, Q_L^i 为第 i 个省(区)内部

经营主体提供的调频容量占省（区）总需求比例的下限值。

（二）各省里程分摊总费用计算

各省里程分摊总费用为各省发电侧及用户侧需缴纳的月度总费用。计算公式如下：

$$R_{\text{里程费用分摊}}^i = R_{\text{省内里程费用}}^i + \frac{E_{\text{电量}}^i}{\sum_{i=1}^{N_A} E_{\text{电量}}^i} \times \sum_{i=1}^{N_A} R_{\text{省间里程费用}}^i$$

其中 $R_{\text{里程费用分摊}}^i$ 为第 i 个省（区）的里程分摊月度总费用； $E_{\text{电量}}^i$ 为第 i 个省（区）的总上网电量； N_A 为纳入调频市场的省（区）总数量。

（三）现货连续运行地区分摊费用计算

现货连续运行区域的省（区），调频服务费用由未参与电能量市场交易的发电侧上网电量和市场化电力用户用电量按照以下方式计算分摊费用。

1. 现货连续运行区域发电侧缴纳方分摊费用计算

现货连续运行区域的发电侧主体，按其未参与电能量市场交易的发电侧上网电量比例分摊调频服务费用。计算公式如下：

$$R_{\text{发电侧缴纳方月度分摊},j}^i = \frac{E_{\text{电量},j}^i}{\sum_{j=1}^{m_i} E_{\text{电量},j}^i} \times K_i \times R_{\text{里程费用分摊}}^i$$

$R_{\text{发电侧缴纳方月度分摊},j}^i$ 为第 i 个省（区）内第 j 个发电侧缴纳方应分摊的月度费用； $E_{\text{电量},j}^i$ 为第 i 个省（区）内第 j 个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）内发电侧缴纳方的总数量； K_i 为发电侧缴纳方分摊费用占总分摊费用比例，可由调频市场内各省级价格主管部门确定；

若省级价格主管部门未及时确定该参数，原则上按上一年度省内未进入电能量市场的发电侧缴纳方上网电量和市场化用户用电量（含代购电）的比例确定，计算方式如下：

$$K_i = \frac{E_{\text{未参与电能量市场交易发电侧电量}, i}}{E_{\text{未参与电能量市场交易发电侧电量}, i} + Y_{\text{用户侧电量}, i}}$$

其中， $E_{\text{未参与电能量市场交易发电侧电量}, i}$ 指该省（区）上一年度内未参与电能量市场的发电侧总上网电量， $Y_{\text{用户侧电量}, i}$ 指该省（区）同一周期符合要求的用户用电量。

2. 现货连续运行区域用户侧缴纳方分摊费用计算

现货连续运行区域的用户侧主体，按其用电量比例分摊调频服务费用。计算公式如下：

$$Y_{\text{用户侧缴纳方月度分摊}, j}^i = \frac{Q_{\text{电量}, j}^i}{\sum_{j=1}^{w_i} Q_{\text{电量}, j}^i} \times (1 - K_i) \times R_{\text{里程费用分摊}}^i$$

$Y_{\text{用户侧缴纳方月度分摊}, j}^i$ 为现货连续运行地区中第*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*个用户当月参与分摊的用电量； w_i 为第*i*个省（区）内用户的总数量； $(1 - K_i)$ 为第*i*个省（区）内用户侧缴纳方调频市场费用分摊比例。

（四）非现货连续运行地区分摊费用计算

非现货连续运行区域的省（区），调频服务费用由发电侧主体按上网电量比例分摊。计算公式如下：

$$R_{\text{发电侧缴纳方月度分摊}, j}^i = \frac{E_{\text{电量}, j}^i}{\sum_{j=1}^{m_i} E_{\text{电量}, j}^i} \times R_{\text{里程费用分摊}}^i$$

$R_{\text{发电侧缴纳方月度分摊}, j}^i$ 为中第*i*个省（区）内第*j*个发电侧缴纳方应分摊的月度费用； $E_{\text{电量}, j}^i$ 为第*j*个发电侧缴纳方参与

市场费用分摊的月度电量； m_i 为第*i*个省（区）内发电侧缴纳方的总数量。

（五）不同类型主体月度电量计算方式

不同类型的调频服务补偿费用缴纳方，根据其送受电关系和是否为发电侧主体，按照以下方式计算参与调频市场补偿费用分摊的月度电量 $E_{\text{电量},j}^i$ （ $Q_{\text{电量},j}^i$ ）：

1. 位于广东、广西、贵州、海南境内，只向本省（区）送电的发电侧缴纳方，按照月度未参与电能量市场交易的发电侧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发电侧缴纳方，按照落地受电省（区）的月度未参与电能量市场交易的发电侧电量参与调频市场补偿费用分摊。
3. 现货连续运行区域内需用户侧主体补偿分摊的月度费用，暂列入系统运行费由市场化用户电量（含代购电）分摊，电网企业在每月电费账单中单独列支。
4. 独立储能、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。储能电站参与电能量市场交易的发电侧上网电量不参与辅助服务费用分摊或分享。
5. 南方区域内大型直流工程配套电源送电、政府间框架协议电量等跨省跨区交易电量，按照国家最新政策文件要求另行确定分摊方式。

第七十七条 各级调度机构应在规定时间内完成各经营

主体的收益补偿、考核和分摊费用的计算，并将费用计算结果推送至交易机构。各级交易机构应根据费用计算结果，在规定时间内出具结算依据。

第七十八条 经营主体接收结算依据后，应进行核对确认，如有异议，应在 5 个工作日内向市场运营机构提出，逾期视同没有异议。交易机构在接到复核申请 5 个工作日内，应会同调度机构进行核实并予以答复。

第七十九条 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，在交易机构出具有关结算依据后，由各省区电网公司结合电能量费用开展结算。调频市场产生的省间互相支付费用，在交易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。

第八十条 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。

第八十一条 因调频市场运行产生的跨区跨省送电偏差电量，按照南方区域有关电能量市场交易实施细则进行结算。

第八章 应急处置与市场监控

第一节 市场应急处置

第八十二条 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，采用经营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故事件，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。

第八十三条 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,及时向经营主体通报,并向能源监管机构报告。

第八十四条 调频市场因故暂停或中止交易期间,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。

第八十五条 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调频单元调频容量,调用未中标调频单元等措施,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,及时向经营主体通报,并向能源监管机构报告。

第二节 市场监控

第八十六条 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。

第八十七条 市场运营机构应当充分利用市场监测相关指标对经营主体行为进行深入分析，判定**第八十六条**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。

判定经营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。

第八十八条 对于判定为涉嫌异常交易行为，符合以下情形之一的，市场运营机构应及时报告能源监管机构，并将有关线索移交：

（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）相关经营主体通过异常交易行为获得较大量不当得利的；

- (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

第八十九条 交易机构负责调频市场信息披露的实施，应遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，公平、无歧视对待经营主体，按照市场信息类别披露，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第九十条 市场信息分为公众信息、公开信息和特定信息。公众信息是指向社会公众披露的信息，公开信息是指向有关市场成员披露的信息，特定信息是根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。

第九十一条 交易机构原则上通过电力交易平台发布调频市场相关信息。披露信息保留或可供查询的时间不少于2年。

第九十二条 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）、调频容量（或容量比例）申报范围、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，发布经营主体出清结果（特定信息）、经营主体未中标原因（特定信息）、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（特定信息）、调频里程费用（特定信息）、综合排序性能指标（包括绝对值和三个分量值，以及归一化后的值）（特定信息）、综合调频性能系数（包括绝对值和三个分量值，以及归一化后的值）（特定信息）。

（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和走势及同比、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、调频里程费用分摊情况，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，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中有关信息（公开信息）。

第九十三条 日信息分为事前信息和事后信息。事前信息在组织交易前披露，事后信息在下一个工作日 12 时前披露。各经营主体如对日信息有异议，应于披露之日的 15 时前向市场运营机构提出核对要求。

第九十四条 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

第九十五条 调频市场运行期间，相关经营主体暂停执行《南方区域电力并网运行管理实施细则》《南方区域电力辅助服务管理实施细则》（南方监能市场〔2022〕91号）和《南方区域“两个细则”主要修订条款》（南方监能市场〔2024〕129号）中二次调频服务的AGC调节电量相关补偿条款。

第九十六条 本细则中调频市场相关参数表详见附录7，根据市场运行实际情况按程序进行适当调整。

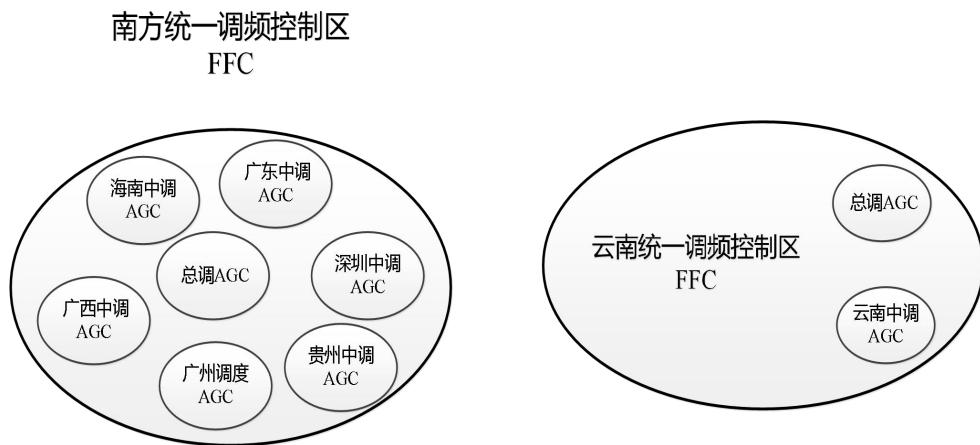
第九十七条 本细则自印发之日后的次月1日起执行。

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，以及南方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。



附录 2

调频单元综合排序性能指标计算方法

综合排序性能指标 k 从调节速率、响应时间、调节精度这三个方面对调频单元响应 AGC 指令后的动作情况进行评价衡量，主要用于比较不同调频单元之间的调节性能差异。具体如下所示。

一、调节速率 k_I

指调频单元响应 AGC 指令的速率，计算公式如下：

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

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

为避免调频单元响应 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}

指调频单元响应 AGC 指令的时间延迟，计算公式如下：

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

调频单元响应延迟时间是指调频单元 AGC 动作与调频单元接到 AGC 命令的延迟时间。

三、调节精度 k_{III}

指调频单元响应 AGC 指令的精准度，计算公式如下：

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

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

四、不纳入调频单元综合排序性能指标计算的情况

1. 燃气调频单元触发温控时段。

附录 3

调频单元综合调频性能系数计算方法

综合调频性能系数 m 从调节速率、响应时间、调节精度这三个方面对调频单元响应调节对电网的贡献进行衡量，并作为市场结算的依据。具体如下所示。

一、调节速率系数 m_I

指调频单元响应 AGC 指令的速率，计算公式如下：

$m_I = \text{调频单元实测速率} / \text{市场范围内性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）AGC 调节速率(p.u.)}$

目前，市场范围内性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）AGC 调节速率(p.u.)暂设定为额定容量的 1.5%/分钟，后续将根据南方区域内煤电机组的实测最优 AGC 调节速率更新。

为避免调频单元响应 AGC 指令时过调节或超调节，现阶段，设置 m_I 最大值不超过 m_I^U 。

二、响应时间系数 m_{II}

指调频单元响应 AGC 指令的时间延迟，计算公式如下：

$m_{II} = 1 - (\text{调频单元响应延迟时间}/1\text{min})$

调频单元响应延迟时间是指调频单元 AGC 动作与调频单元接到 AGC 命令的延迟时间。

三、调节精度系数 m_{III}

指调频单元响应 AGC 指令的精准度，计算公式如下：

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

目前，市场范围内性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）发电单元调节允许误差暂设定为额定出力的 1%。

四、不纳入调频单元综合调频性能系数计算的情况

1. 燃气调频单元触发温控时段。

附录 4

区域调频市场调频需求计算方法

根据有关国家标准和系统运行实际需要，综合考虑区域内负荷波动及新能源波动情况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。在正常工况下，采用经验数值法计算调频容量需求，即基于历史数据，采用固定值或按照负荷水平或新能源发电水平设定的比例系数设置调频容量。

$$reg_T = R_1 \times D_L + R_2 \times D_G$$

式中：

reg_T ——通过经验数值法计算得到的未来一定周期 T 内的调频容量，单位为兆瓦（MW）

R_1 ——负荷比例系数，根据负荷波动率动态调整，典型取值为 0.8-1.5%

D_L ——未来一定周期 T 内系统负荷预测的最大值

R_2 ——新能源比例系数，根据新能源发电波动率动态调整，典型取值为 0.8%-3%

D_G ——未来一定周期 T 内新能源预测的最大值

附录 5

独立储能电站边际替代率系数计算方法

因独立储能电站的调频特性与常规发电单元不同，引入边际替代率系数体现独立储能电站与常规发电单元之间，以及多个独立储能电站之间的竞争差异。本细则使用边际替代率曲线图表示（见附图 1），独立储能电站占比越大时，其边际替代率系数将下降。边际替代率曲线与 x 轴的交叉点为无效替代占比系数 U_x ；边际替代率曲线与 y 轴的交叉点为最大替代系数 U_y 。市场运营机构根据系统安全、市场运营和新兴业态培育动态调整 U_x 、 U_y 。

在每个出清时段，基于独立储能电站 i 的调频里程报价、申报调频容量、归一化综合调频性能评价指标 P_i ，按照以下流程确定对应的边际替代率系数 $F_{m,i}$ ：

（一）各调频资源分布区计算独立储能电站的内部排序报价：

$$\text{内部排序报价} = \text{调频里程报价}/P_i$$

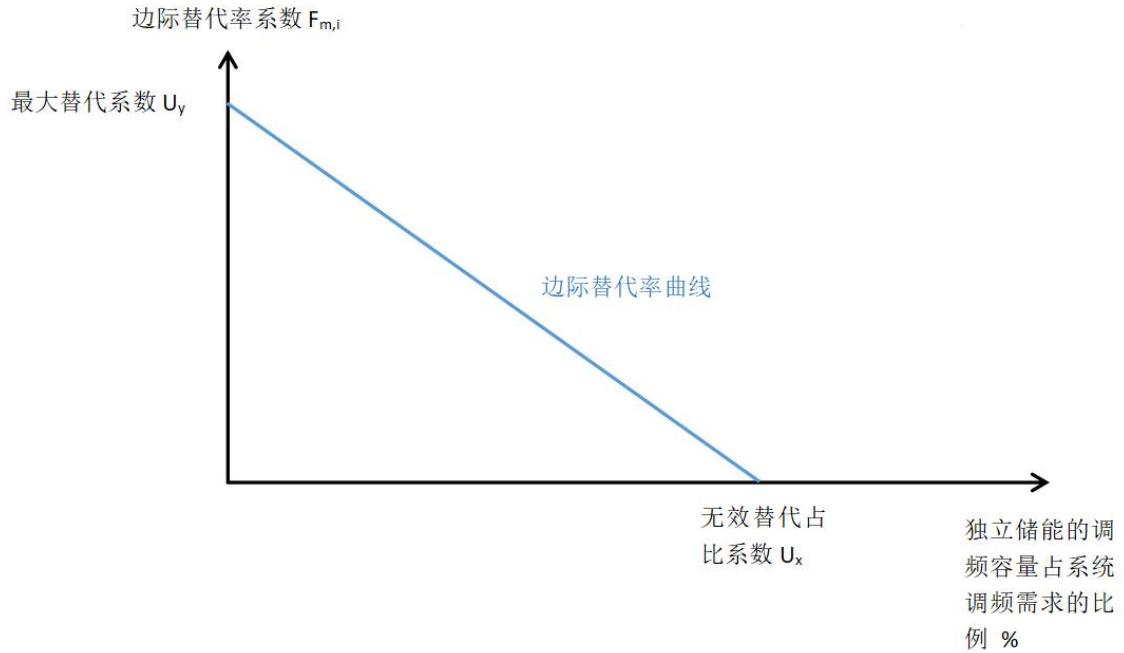
（二）各调频资源分布区计算独立储能电站的调频容量占系统调频需求比例：

各调频资源分布区调频容量占比 = 各调频资源分布区申报调频容量/各调频资源分布区系统调频需求

各调频资源分布区按照独立储能电站内部排序报价由低到高的顺序，将对应调频容量占比在边际替代率曲线图 x 轴上累加排列（不参与区域调频市场或不能正常提供调频服务的独立储能电站不进入该累加序列），并依次映射到边际替代率曲线上。内部排序报价相同时， P_i 较高的独立储能排名靠前；若两个或多个独立储能电站内部排序报价相同且 P_i 相同时，依次比较独立储能电站中综合排序性能系数

的排序调节速率 k_I 、排序响应时间 k_{II} 和排序调节精度 k_{III} 三个分项因子，分项因子更高的排名靠前。若两个或多个独立储能电站内部排序报价相同、 P_i 相同且三个分项因子均相同，申报容量较小的排名靠前。若两个或多个独立储能电站内部排序报价相同、 P_i 相同、三个分项因子及申报容量均相同，则将这些储能电站容量求和并在边际替代率曲线图的 x 轴上累加排列。

各调频资源分布区根据边际替代率曲线上每个独立储能电站的映射点（若两个或多个独立储能电站内部排序报价相同且 P_i 相同，则按它们的容量之和确定映射点），找到 y 轴上对应的值，即为该调频资源分布区每个独立储能电站的边际替代率系数 $F_{m,i}$ 。



附图 1：独立储能调频的边际替代率图

边际替代率系数 $F_{m,i}$ 只影响独立储能在出清环节的调频里程排序价格，并不影响独立储能在结算环节的调频里程补偿；归一化综合调频性能评价指标 P_i 同时影响独立储能在出清环节的调频里程排序价格和结算环节的调频里程补偿。

例：

假设 $U_x = 60\%$, $U_y = 2.5$ 。

市场中有六家独立储能 A、B、C、D、E、F 参与，其中独立储能 D、E 综合排序性能系数的三个分项因子均相同。

下表为某调频资源分布区六家储能的报价、调频性能、以及计算出的内部排序报价：

	报价（元）	调频性能 P	内部排序报价（元）
独立储能 A	12	1	12.0
独立储能 B	10	0.8	12.5
独立储能 C	11	0.8	13.8
独立储能 D	12	0.8	15.0
独立储能 E	12	0.8	15.0
独立储能 F	14	0.9	15.6

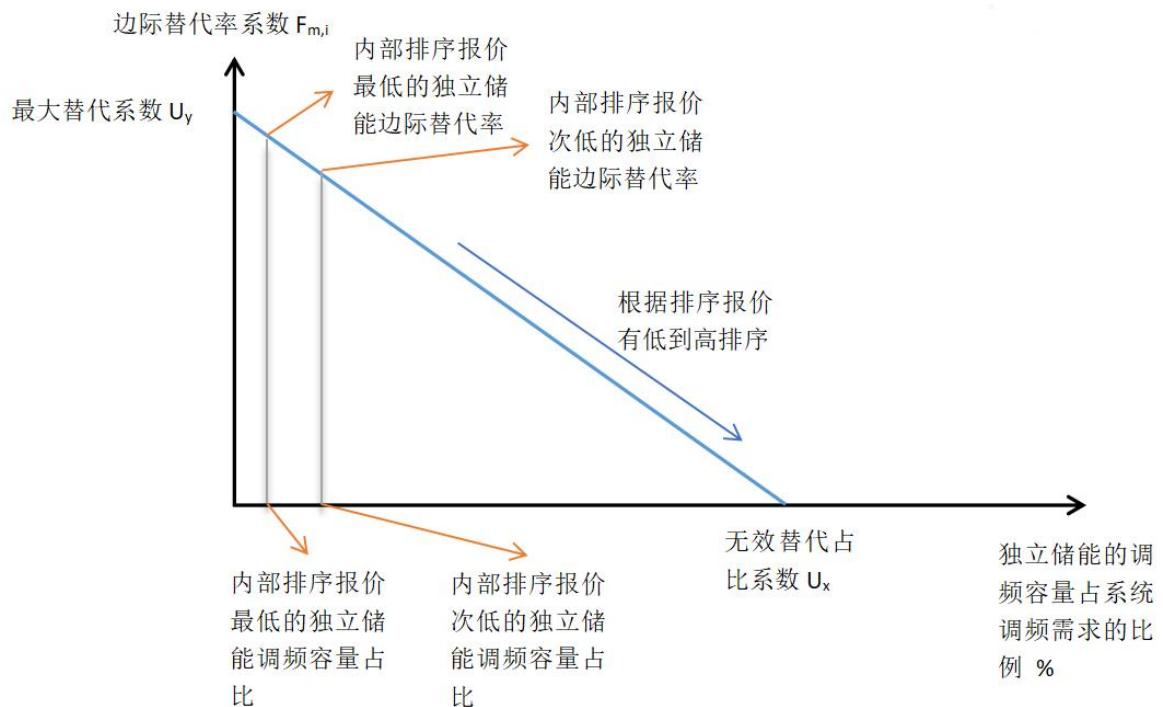
内部排序价格中从低到高依次为 A、B、C、D、E、F。

该调频资源分布区调频总需求为 1200 兆瓦。下表为各储能的申报容量和计算容量占比：

	申报量 (MW)	容量占比	累计占比
独立储能 A	50	4.2%	4.2%
独立储能 B	100	8.3%	12.5%
独立储能 C	50	4.2%	16.7%
独立储能 D	50	4.2%	20.8%
独立储能 E	180	15.0%	35.8%

独立储能 F	50	4.2%	40%
--------	----	------	-----

将独立储能 A 到 F 根据附图 2 的逻辑进行排序和映射在边际替代率曲线图中。



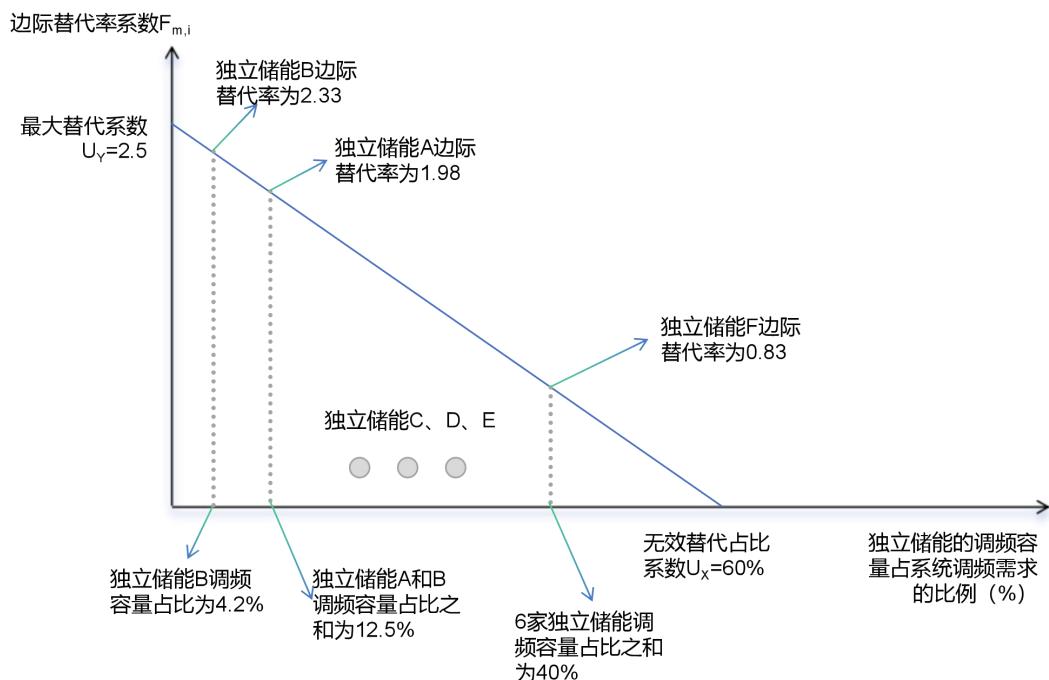
附图 2：独立储能映射在边际替代率曲线图的逻辑

因此，如附图 3，独立储能 A 排在最左侧，映射在边际替代率曲线为 2.33；独立储能 B 排在独立储 A 的右侧，映射在边际替代率曲线为 1.98；独立储能 C 排在 B 的右侧，映射在边际替代率曲线为 1.81。因为独立储能 A、B、C 的边际替代率均大于 1，在该调频资源分布区更容易出清，更具竞争力。

独立储能 D 和 E 因为内部排序价格相同、 P_i 相同且三个分项因子均相同，而独立储能 D 申报容量较小，故独立储能 D 排名靠前，映射在边际替代率曲线为 1.63；独立储能 E 排在 D 的右侧，映射在边际替代率曲线为 0.97。

独立储能 F 因内部排序价格最高而排在最右边，六家调频容量占

比累计为 40%，因此独立储能 F 映射在边际替代率曲线为 0.83，边际替代率小于 1，其实际排序价格会增大 $1/0.83=1.2$ 倍，在该调频资源分布区更难出清，不具有竞争优势。



附图 3：独立储能的边际替代率结果

附录 6

独立储能电站申报容量上限调整细则

为保障系统频率安全并引导独立储能电站加强荷电状态管理，若独立储能电站提供调频服务过程中频繁出现电量充满/耗尽导致无法正常参与调节的，市场运营机构可视情况调整该储能电站申报容量上限。具体调整方法如下：

1、对市场范围内所有独立储能电站，在每日申报阶段前，滚动统计过去 N 个中标时段内有出现电量充满/耗尽的时段数 n。并计算异常时段比例 $p=n/N$ ；

2、判断 p 与临界异常时段比例 M% 的大小关系，若 $p < M\%$ ，则不对该储能电站的申报容量上限做调整；则若 $p \geq M\%$ ，则调整其申报容量上限为 $\min(\text{储能电站额定功率} * k\%, \text{调频资源分布区调频容量需求} \times 20\%)$ ，申报容量下限保持不变。

3、单个储能电站申报容量调整期维持 R 个运行日，被调整期间，不再滚动统计电量充满/耗尽的时段数 n；第 R+1 个运行日起，申报容量上限恢复正常，再次开始统计电量充满/耗尽的时段数 n。

现阶段，本调整细则中有关参数取值如下：滚动统计时段数 N=100；临界异常时段比例 M%=25%；申报容量调整比例 k%=30%；申报容量调整时长 R=10。市场运营机构根据系统安全、市场运营具体情况动态调整上述参数取值。

附录 7

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
综合排序性能指标中调节速率权重系数	λ_I	0.5
综合排序性能指标中响应时间权重系数	λ_{II}	0.25
综合排序性能指标中调节精度权重系数	λ_{III}	0.25
综合调频性能系数中调节速率权重系数	μ_I	0.16
综合调频性能系数中响应时间权重系数	μ_{II}	0.42
综合调频性能系数中调节精度权重系数	μ_{III}	0.42
调频单元调频性能评价指标计算周期	T_s	8
调频单元综合排序性能指标调节速率指标上限	k_I^U	5
调频单元综合调频性能系数调节速率指标上限	m_I^U	7.25
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%
调频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
调频资源分布区出清调频单元容量下限	Q_r	广东 0
		广西 80 兆瓦
		贵州 60 兆瓦
		海南 50 兆瓦
独立储能电站额定功率响应时间准入下限	L_{ss}	1
可调节负荷最大调节能力响应时间准入下限	L_{sv}	1
第三方独立主体申报容量下限	Q_{lb}	5 兆瓦
边际替代率曲线与 x 轴的交叉点	U_x	60%
边际替代率曲线与 y 轴的交叉点	U_y	2.5