

青海电力调频辅助服务市场实施细则

(征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为进一步规范青海电力调频辅助服务运行，充分考虑新能源出力波动性和间歇性对调频需求的影响，发挥市场在调频资源配置中的决定性作用，探索建立调频辅助服务市场化新机制，挖掘青海电网调频资源，保障青海电网安全稳定经济运行，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）及其配套文件、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）、《国家能源局西北监管局关于印发〈西北区域电力并网运行管理实施细则〉〈西北区域电力辅助服务管理实施细则〉的通知》（西北监能市场〔2023〕95号）及其补充规则（西北监能市场〔2024〕98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）、《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号）、《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）等文件和国家电力市场化改革要求，结合青海电力系统实际，制定本细则。

第二条 本细则适用于青海电力调频辅助服务市场交易组织、调用、考核、结算和监督管理。参与青海电力调频

辅助服务市场的调频单元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 术语及定义

第三条 调频服务：是指经营主体通过调速系统、自动功率控制等，减少系统频率偏差（或联络线控制偏差）所提供的服务。调频服务分为一次调频服务和二次调频服务。

第四条 本细则所指的调频辅助服务是指二次调频服务，二次调频服务是指调频单元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，提供的有功出力调整服务，青海电力调频服务的控制目标为减少联络线偏差。

第五条 调频单元：是指单个调度控制单元（AGC 装置）所控制的所有发电机组、新型经营主体的总称，是提供调频服务的基础单元。

第六条 调频容量：是指调频单元为提供调频服务而预留的向上或向下调节容量。

第七条 调频里程：是指调频单元响应 AGC 控制指令结束时的实际出力值与响应指令开始时的实际出力值之差的绝对值。一个交易时段内的调频里程为调频单元在该时段内产生的调频里程之和。

第三章 市场成员

第一节 市场成员构成

第八条 青海电力调频辅助服务市场（以下简称调频市场）成员包括经营主体、市场运营机构和电网企业等。

本细则中经营主体包括发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂等）。提供调频服务的经营主体是指满足电力市场要求，具备可观、可测、可调、可控能力的主体，主要包括参与青海电力电量平衡、由省级及以上电力调度机构直调的公网火电机组、光热发电机组、水电机组、独立储能和虚拟电厂等可调节资源。

本细则中市场运营机构指负责调频市场建设运营的机构和组织，包括青海电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）和国网青海省电力公司电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）。

本细则中电网企业指国网青海省电力公司。

第二节 权利与义务

第九条 经营主体的权利和义务

（一）各类具备提供调频服务能力的经营主体具有平等参与调频市场的权利；

（二）获得容量电费的经营主体原则上应当参与调频市场申报；

（三）实行政府定价的机组（小水电、燃气电站等）、已纳入 2024 年至 2028 年底青海省年度光热发电示范开发计

划的光热项目应根据调度机构需要提供调频辅助服务，其调频服务价值已在电价政策中统筹考虑，暂不享受调频里程费用补偿，提供了有效调频服务的政府定价机组不参与调频里程补偿费用分摊；

（四）按规则参与调频市场，服从统一调度，按调度指令提供符合标准的调频服务；

（五）按要求提供基础技术参数以确定调频服务的能力；

（六）维护所辖设备，保障设备安全运行；

（七）获得调频服务收益，承担调频服务费用分摊与违约考核费用；

（八）按规定报送和提供信息，获取调频市场信息；

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电网企业的权利和义务

（一）保障电网及输配电设施的安全运行；

（二）提供输配电和电网接入、计量采集、电费结算等服务；

（三）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；

（四）按规定报送和披露信息，获取调频市场信息；

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电力调度机构的权利和义务

（一）组织、运营青海电力调频辅助服务市场；

（二）负责建设、运行、维护和管理与调频市场相关的技术支持系统；

- （三）负责辅助服务交易组织、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；
- （四）按规定报送和披露市场信息；
- （五）开展辅助服务市场运营监控，提出细则修改建议；
- （六）依法依规实施电力调度，在特定及紧急情况下实施市场干预或市场中止等措施，保障电力系统安全稳定运行；
- （七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 电力交易机构的权利和义务

- （一）负责经营主体市场注册、信息变更和退出等相关服务，向电力调度机构提供交易市场主体注册、变更等信息；
- （二）负责辅助服务市场的申报和信息披露工作；
- （三）提供辅助服务市场结算依据，配合电力调度机构开展相关工作；
- （四）法律法规规定的其他权利和义务。

第三节 市场成员注册

第十三条 经营主体原则上应当具有法人资格（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，内部核算的经营主体经法人单位授权可参与交易。

第十四条 经营主体必须在电力交易机构完成市场注册程序后，方可参与调频市场交易。当市场注册信息发生变更时，应当向电力交易机构提出变更申请，保持市场注册持续有效。

第十五条 因退役、破产、政策调整、系统约束限制等

原因无法继续提供调频服务的经营主体，应当结清相关费用，通过转让或终止等方式处理未履约完的合同，由电力交易机构办理注销手续后方可退出调频市场。

第十六条 调频单元需满足以下条件：

（一）火电机组单机容量不低于 100 兆瓦；水电机组单机容量不低于 20 兆瓦；独立储能电站充放电功率不低于 10 兆瓦、持续充放电时间不少于 2 小时，且具备向电力调度机构实时反馈荷电状态（SOC）、上下调频能力等信号的条件。后续视情况确定光热发电机组、虚拟电厂等可调节资源参与调频市场的技术条件。

（二）签订并网调度协议。按并网管理规定安装 AGC、APC 装置并通过相应测试，具备接收、执行市场出清结果或调度指令的技术能力，其性能应满足国家、行业相关标准和调度运行管理规定有关要求。

（三）调频单元参与调频市场前，调频单元应通过调频性能测试，经过改造或综合调频性能发生显著变化时，需提前一周向电力调度机构提交性能测试申请。

测试期间调频单元应至少连续 96 个时段（15 分钟作为 1 个时段）投入调频模式，测试结果作为其参与最新周期调频市场的初始性能参数。调频单元开展性能测试期间不获得调频辅助服务费用。

市场初期不设置综合调频性能准入门槛，所有调频机组均可参与调频市场，后续根据市场运行情况设置综合调频性能准入门槛。

第四章 交易组织

第一节 市场参数管理

第十七条 青海调频市场采用日前申报、日前预出清、日内滚动出清并实时调用的方式开展，以 15 分钟为一个交易时段，全天共计 96 个时段。

第十八条 调频容量需求由电力调度机构综合考虑全网用电负荷水平、新能源发电水平等因素，确定并发布运行日每 15 分钟调频容量需求量。具体计算公式如下：

$$D_{\text{调频容量需求},t} = r_{\text{负荷},t} \times D_{\text{负荷},t} + r_{\text{新能源},t} \times D_{\text{新能源},t}$$

其中， $D_{\text{调频容量需求},t}$ 为通过经验数值法计算得到的 t 时段青海调频容量总需求； $r_{\text{负荷},t}$ 、 $r_{\text{新能源},t}$ 基于超短期负荷预测与超短期新能源功率波动率确定； $D_{\text{负荷},t}$ 、 $D_{\text{新能源},t}$ 分别为全省负荷、新能源超短期预测值。

电力调度机构可依据市场运行情况及实际电网调频情况，按需调整调频需求并重新发布。

第十九条 综合调频性能指标 K 用于衡量调频单元响应单次 AGC 控制指令的综合性能表现，综合调频性能指标计算公式为：

$$K = 0.2 \times (3 \times K_1 + K_2 + K_3)$$

综合性能指标 K 上限值暂定为 2。

（一） K_1 为调节速率指标，计算公式如下：

$$K_1 = \frac{v_{\text{调节}}}{v_{\text{标准调节}}}$$

其中， $v_{\text{调节}}$ 为调频单元单次 AGC 动作的实际调节速率； $v_{\text{标准调节}}$ 为青海性能最优煤电机组（不含火储联合机组）的标准调节速率，市场运行初期参照《西北区域电力并网运行管理实施细则》和《西北区域电力辅助服务管理实施细则》

（以下简称“两个细则”）中直吹式制粉系统火电机组相关要求制定，即每分钟调节机组装机容量的 1.5%，后续视运行情况调整为青海性能最优煤电机组（不含火储联合机组）的标准调节速率。若计算结果小于 0，则取为 0。

（二） K_2 为响应时间指标，计算公式如下：

$$K_2 = 1 - \frac{T_{\text{响应}}}{T_{\text{标准响应}}}$$

其中， $T_{\text{响应}}$ 为调频单元单次 AGC 动作延迟响应时间，是指自 AGC 指令开始变化时刻起，至机组实际出力开始变化，且变化幅度超过出力稳态偏差允许范围（装机容量的 $\pm 0.5\%$ ），并在趋势上不再反向的时刻之间的时间差； $T_{\text{标准响应}}$ 为青海性能最优煤电机组（不含火储联合机组）的标准延迟响应时间，市场运行初期参照西北区域“两个细则”中直吹式制粉系统火电机组相关要求（即 60s）制定，后续视运行情况调整为青海性能最优煤电机组（不含火储联合机组）的标准延迟响应时间。若计算结果小于 0，则取为 0。

（三） K_3 为调节精度指标，计算公式如下：

$$K_3 = 1 - \frac{\Delta P}{\Delta P_{\text{允许误差}}}$$

其中， ΔP 为调频单元单次 AGC 动作调节量误差，即 AGC

单元响应 AGC 控制指令后实际出力值与控制指令值的偏差量； $\Delta P_{\text{允许误差}}$ 为调频单元调节允许误差，暂参照西北区域“两个细则”取额定容量的 1.5%制定。若计算结果小于 0，则取为 0，后续可根据电网实际运行情况调整。

第二十条 调频市场开市前，经营主体应申报调频单元调频容量、调频里程报价缺省值，其他缺省参数按照现货市场相关参数管理要求执行。

其中，获得容量电费且投入 AGC/APC 的调频单元迟报、漏报或不报交易信息，采用缺省值作为申报信息；其他调频单元迟报、漏报或不报调频交易信息默认不参与调频市场出清。

第二十一条 电力辅助服务市场供给不足、暂停或者中止交易期间，电力调度机构为确保系统运行安全对相应调节资源进行应急调用，事后及时披露有关情况。

第二节 交易申报

第二十二条 D-1 日 8:45 前，电力调度机构向参与市场的经营主体发布调频市场信息，包括但不限于：

- （一）调频市场准入的调频单元。
- （二）次日分时段省内调频容量需求（单位：兆瓦）。
- （三）调频市场的申报价格范围。
- （四）调频市场申报开始时间、截止时间、调频市场其他要求等。

第二十三条 已纳入 2024 年至 2028 年底青海省年度光热发电示范开发计划的光热项目，须固定预留 20%容量参与

调频。市场化水电及其他光热电站报量不报价作为价格接受者参与调频市场。

第二十四条 D-1 日 9:30 前,各经营主体完成调频单元次日交易信息申报,并将申报信息封存至运行日。

(一) 分时调频容量: 单位为“兆瓦”, 最小申报容量为 1 兆瓦。为保障青海电网调频资源充裕, 火电调频单元申报调频容量范围为额定容量的 10%-20%; 水电调频单元申报调频容量范围为额定容量的 10%-20%; 独立储能调频单元申报调频容量上限为额定功率。

(二) 里程报价: 单位为“元/兆瓦”, 最小报价单位为 0.1 元/兆瓦。申报价格范围暂定 0-10 元/兆瓦。

(三) 申报参数

经营主体申报交易信息主要包括: 调频容量、调频里程报价。

第二十五条 电力调度机构根据调频单元调频里程报价和历史综合调频性能指标 $\overline{K_i}$, 对各调频单元的调频里程报价进行修正, 作为调频里程排序价格, 并由低到高排序。调频里程排序价格计算公式为:

$$P_{\text{调频里程排序价格},i} = \frac{P_{\text{调频里程报价},i}}{\overline{K_i}}$$

其中, $P_{\text{调频里程排序价格},i}$ 表示调频单元 i 的调频里程排序价格; $P_{\text{调频里程报价},i}$ 表示调频单元 i 的调频里程报价; $\overline{K_i}$ 表示调频单元 i 最近 96 个调用时段综合调频性能指标的平均值。超过 3 个月未中标的调频单元, 应向电力调度机构申请测试综合调频

性能指标。

第三节 市场出清

第二十六条 现阶段，青海调频市场与现货市场分步独立出清，待条件具备后，实现调频市场和现货市场联合出清。中标调频单元按照调频市场日前预出清和日内滚动出清结果预留调频能力后参与现货市场。中标的火电机组和水电机组应预留相应的上、下调频容量，独立储能应预留相应的充、放电调频容量及满足 15 分钟持续调频要求的荷电状态空间，并根据实时电网调频需求提供服务。

第二十七条 竞价日（D-1 日），电力调度机构进行调频市场预出清计算。在日前电能量市场形成的运行日机组开停机组合基础上，计算青海调频市场的预出清结果。

第二十八条 运行日（D 日），电力调度机构根据系统实际运行情况开展以 15 分钟为周期的正式出清，滚动计算未来 3 小时的调频市场出清结果，确定中标提供调频服务的调频单元。

第二十九条 青海电力调度机构按照“价格优先、性能优先、容量优先、按需调度”的原则，根据调频单元的调频里程排序价格从低到高依次出清，并进行安全校核，直至中标调频单元的调频容量总和满足本时段省内调频市场容量需求。当调频单元排序价格相同时，优先出清排序性能指标高的调频单元；排序性能指标也相同时，优先出清调频容量大的调频单元；调频容量也相同时，对多个边际调频单元等比例分配中标容量；最后一个中标调频单元的排序价格为调

频市场的统一出清价格，出清价格不超过 10 元/兆瓦。

第三十条 当省内用电负荷或新能源发电等边界条件较预测发生较大变化或发生事故时，电力调度机构可根据电网运行需要调整省内调频市场容量需求。

第三十一条 调频单元申报的有效总调频容量不足，无法足量出清时，电力调度机构按当日可提供调频服务的调频单元性能指标由高到低的顺序，依次调用未申报的调频单元，调频里程价格按照对应时段调频市场出清价格结算。实际运行中，中标调频单元的申报调频容量不能满足电网实际调频需求时，可进一步调用参与调频市场各调频单元的剩余可调节能力或调用未申报调频市场独立储能的剩余调节能力。产生的调频里程按当前时段调频市场出清价格进行结算。

第三十二条 当某一时段无调频单元参与市场申报时，电力调度机构按系统实际运行需求直接调用具备调节能力的调频单元，该时段的调频市场出清价格按以下顺序确定：优先采用当日日前市场对应时段的有效出清价格作为该时段调频市场出清价格；若日前市场对应时段价格缺失或被认定为无效，则采用最近一个开市（运行）日对应时段的日内正式出清价格作为该时段调频市场出清价格。前述方式确定的出清价格仅适用于该缺失时段的费用结算，不影响其他时段的市场出清结果。

第三十三条 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，暂定独立储能中标调频容量之和不超过

省内调频市场容量需求的 50%。实时充放电计划不为零的独立储能提供调频服务时原则上不改变当前时段充放电状态。

第五章 费用传导

第一节 费用产生机制

第三十四条 调频服务费用根据调频里程、性能系数、出清价格等要素计算。调频单元提供辅助服务过程中产生的电能量费用按照电能量市场规则结算。

第三十五条 调频里程补偿费用以 15 分钟为一时段计算，全天共计 96 个时段，中标调频单元每日的调频里程补偿费用计算公式如下：

$$R_{\text{时段里程补偿费用},i} = \sum_{t=1}^T (D_{i,t} \times p_t \times K_d^{i,t})$$

第三十六条 其中， $R_{\text{时段里程补偿费用},i}$ 表示调频单元 i 每日的调频里程补偿费用； $D_{i,t}$ 表示调频单元 i 在第 t 个交易时段（以 15 分钟为 1 个时段，全天共计 96 个时段，下同）电力调度支持系统计量的调频里程； p_t 表示第 t 个交易时段的调频里程统一出清价格， $K_d^{i,t}$ 为调频单元 i 在第 t 个交易时段提供调频服务时的实际综合调频性能指标平均值（上限值为 2）。中标调频单元在中标时段内提供调频服务期间的实际综合调频性能小于 0.5 时，视为未提供有效调频服务，调频里程费用不予补偿。

第三十七条 因自身原因未按交易结果提供有效辅助服务的主体，依照市场规则承担相应违约责任。

第二节 费用传导机制

第三十八条 按照“谁受益、谁承担”原则，结合电力现货市场建设情况，建立调频费用传导机制。

第三十九条 月度调频里程补偿费用由全体工商业用户和发电侧未参与电能量市场交易的上网电量共同分摊。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。具体分摊方式由省级价格主管部门确定，暂定分摊公式如下：

（一）某工商业用户分摊金额：

月度调频补偿费用分摊金额 = [某工商业用户月度用电量 / (工商业用户月度总用电量 + 未参与电能量市场交易的发电企业总上网电量)] × 调频市场月度里程补偿总费用。

（二）某未参与电能量市场交易的发电企业分摊金额：

月度调频补偿费用分摊金额 = [某未参与电能量市场交易的发电企业上网电量 / (工商业用户月度总用电量 + 未参与电能量市场交易的发电企业总上网电量)] × 调频市场月度里程补偿总费用。

第六章 计量结算

第四十条 调频市场按照收支平衡原则，以“日清月结”的方式对交易结果进行清分，生成日清分依据；按月出具结算依据，开展电费结算，调频市场结算与当月电能电费结算同步完成。

第四十一条 电力调度机构负责调频单元调频辅助服务调用及执行情况记录，开展调频辅助服务补偿、分摊等相关费用计算，并将费用计算结果推送电力交易机构。电力交易机构根据费用计算结果，与其他交易费用合并出具结算依据，向经营主体公开，并推送至电网企业。电网企业负责调频辅助服务计量工作，并开展辅助服务费用收付。

第四十二条 当调频市场的出清结果或实际调用不满足电网运行要求时，按以下原则进行处理或考核：

（一）电网出现断面越限、事故处理等电网安全需要导致中标调频单元无法提供调频服务时，相关调频单元退出调频控制模式。对于引起断面阻塞频发的关键单元，视阻塞严重程度按照灵敏度大小排序退出调频市场。各调频主体退出调频市场后，须严格执行现货市场交易结果，缓解电网阻塞、保障电网安全，待条件允许后继续提供。

（二）调频单元因自身原因出现未按照调度指令执行，或出现非停、受阻、擅自退出 AGC 装置等情况，该主体相应时段的调频服务不予补偿。

（三）当经营主体出现伪造数据、故意向市场技术支持系统传输虚假错误信息、串通或煽动其他经营主体采用影响市场公平性的策略或行为等情况时，市场运营机构视情况采取暂停该经营主体参与调频市场资格等考核措施。

第四十三条 由于计量、电价差错等原因需要进行追退补的，由市场运营机构在次月 1 个月内完成调频市场相关费用追退补工作。

第七章 信息披露

第四十四条 电力辅助服务市场信息按照《电力市场信息披露基本规则》分为公众信息、公开信息、特定信息三类。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、市场运营机构应按相关规定做好信息披露工作，披露信息包括：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。

第四十五条 电力交易机构负责通过电力交易平台向经营主体披露相关信息，电力调度机构应及时向电力交易机构推送相关信息，信息披露的主要载体为电力交易平台。

第四十六条 竞价日（D-1 日），市场运营机构在组织交易前披露事前信息，包括：

（一）市场参数信息，包括运行日各时段调频容量需求及其他市场运行参数。

（二）电网安全约束信息，包括输电断面阻塞情况、发输变电设备检修计划等。

第四十七条 运行日的次日（D+1 日），市场运营机构发布事后披露信息，包括：

（一）各时段调频市场出清结果；

（二）各调频单元调频里程；

（三）各调频单元综合调频性能系数。

第四十八条 市场运营机构应每月发布上月市场月度

信息。

第四十九条 经营主体对披露的信息有异议的，应在 5 个工作日内提出复核申请。电力交易机构在接到复核申请后 5 个工作日内应会同电力调度机构进行核实并予以答复。

第五十条 任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。

第八章 风险防控

第五十一条 建立健全辅助服务市场风险防控机制，防范市场风险，保障电力系统安全 and 市场平稳运行，维护社会公共利益和经营主体合法权益。

第五十二条 市场运营机构负责履行市场监测和风险防控职责，市场成员应共同遵守并按规定落实辅助服务市场风险防控职责。

第五十三条 调频市场风险类型主要包括：

（一）调频辅助服务供需风险，指调频服务供应紧张，较难满足辅助服务需求的风险。

（二）调频辅助服务市场力风险，指具有市场力的经营主体操纵辅助服务市场价格的风险。

（三）调频辅助服务市场价格异常风险，指部分时段或局部地区辅助服务市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（四）调频辅助服务市场技术支持系统风险，指支撑辅

助服务市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，影响市场正常运行的风险。

（五）网络安全风险，指因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

第五十四条 市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告国家能源局西北监管局、青海省发展改革委和青海省能源局。

第五十五条 市场运营机构负责编制风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经国家能源局西北监管局、青海省发展改革委和青海省能源局审定后执行。

第五十六条 市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案执行，电力调度机构应按照安全第一的原则对市场进行应急处置，详细记录应急处置期间的有关情况，并报告国家能源局西北监管局、青海省发展改革委和青海省能源局。

第九章 市场监管及干预

第五十七条 国家能源局西北监管局、青海省发展改革委和青海省能源局对市场成员按照本细则开展各项辅助服务交易的行为进行监管。对市场成员违反本细则的行为，依据《电力监管条例》《电力市场监管办法》等相关规定进行处理。

第五十八条 调频市场的监管对象包括参与辅助服务

市场的各类经营主体、电网企业和市场运营机构等。

第五十九条 电网企业应定期向国家能源局西北监管局、青海省发展改革委和青海省能源局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。

第六十条 市场运营机构应做好辅助服务市场建设运行、出清价格、费用传导与分摊等情况的监测分析。

第六十一条 发生以下情况时，国家能源局西北监管局、青海省发展改革委和青海省能源局有权对调频市场进行市场干预：

（一）经营主体滥用市场力、串谋及其他严重违约等情况导致交易结果严重偏离合理范围，市场秩序受到扰乱；

（二）经营主体频繁、严重违约，对电网安全稳定运行造成一定影响；

（三）调频市场技术支持系统（含调度技术支持系统、自动化系统、数据通信系统、电力交易机构相关技术支持系统等）发生重大故障或发生网络安全风险，导致交易长时间无法进行时；

（四）电力行业重大政策调整需市场进行衔接，或交易规则不适应调频市场交易需要，必须进行重大修改的；

（五）因不可抗力不能进行调频服务交易或调频市场发生严重异常情况的；

（六）春节、重大活动等需要临时加强保电时，或重大活动对电网安全稳定有特殊要求的。

第六十二条 电力调度机构按照安全第一的原则处理

电网事故和安排电力系统运行，当出现如下情况时，有权对调频市场进行市场干预，并于事后向国家能源局西北监管局、青海省发展改革委和青海省能源局汇报，电力调度机构应对干预原因及干预情况做好记录。情况如下：

（一）因发生突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等原因导致电力供应严重不足或电网运行安全风险较大时；

（二）发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时；

（三）因地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时；

（四）调频市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统、电力交易机构相关技术支持系统等）发生重大故障，导致交易无法正常组织或交易结果无法执行时；

（五）出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

第六十三条 调频市场干预的主要手段包括：

（一）调整市场准入或退出条件，包括经营主体参与调频市场的权限；

（二）改变调频市场交易的信息发布、申报、出清、结果发布等各环节时间；

（三）设置或调整市场限价；

（四）调整、撤销调频市场交易结果；

（五）暂停、中止调频市场交易；

（六）恢复调频市场正常运行。

第六十四条 调频市场暂停期间，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，优先选取综合调频性能指标高的 AGC 单元提供调频服务，按调频单元报价进行结算；未报价但提供调频服务的调频单元按已报价调频单元算术平均价格结算。

第六十五条 因国家相关政策、标准调整或根据电网实际需求，需对本细则内各项参数、系数及分摊机制进行调整时，由电力调度机构提出相关建议，经电力市场管理委员会审议通过，报国家能源局西北监管局、青海省发展改革委和青海省能源局同意后执行。

第六十六条 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，也可提交国家能源局西北监管局依法协调；协调不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第十章 附则

第六十七条 本细则由国家能源局西北监管局、青海省发展改革委、青海省能源局负责解释。

第六十八条 本细则自发布之日起施行。

第六十九条 本细则与西北区域“两个细则”相衔接，未纳入本细则部分，仍按“两个细则”执行。