

国家能源局西北监管局

国家能源局西北监管局 关于征求《青海省电力辅助服务市场运营 规则》（征求意见稿）意见建议的通知

青海省工业和信息化厅、能源局，各有关电力企业：

为贯彻《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）及其配套文件精神，落实《国家能源局关于印发〈完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案〉的通知》（国能发监管〔2017〕67号）有关要求，不断深化辅助服务分担共享新机制、进一步通过市场机制提升电网调峰能力和新能源电量消纳水平，西北能源监管局组织相关单位对《青海电力辅助服务市场运营规则（试行）》进行了修订，研究制定了《青海省电力辅助服务市场运营规则》（征求意见稿）。现送你单位，请于2020年12月31日前将有关意见书面反馈至西北能源监管局，逾期未反馈视为无意见。

《青海省电力辅助服务市场运营规则》（征求意见稿）
电子文档请在西北能源监管局门户网站
（<http://xbj.nea.gov.cn>）“通知公告”栏目下载。

联系人：李美娟

电话：029-81008059

邮 箱：limj@nea.gov.cn

传真：029-81008052

附件：《青海省电力辅助服务市场运营规则》（征求意见稿）



附件

青海省电力辅助服务市场运营规则

(征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为保障青海电网安全、优质、经济运行，规范电力辅助服务管理，发挥市场在资源配置中的决定性作用，充分利用省内调峰能力，有效促进新能源消纳，制定本规则。

第二条 本规则依据《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）及其相关配套文件、《电力监管条例》（国务院令第432号）《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）《国家能源局关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知（国能监管〔2016〕164号）》《关于印发〈西北区域发电厂并网运行管理实施细则〉及〈西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则〉的通知》（西北监能市场〔2018〕66号）及国家有关法律、法规及行业标准制定。

第三条 本规则所称电力调峰辅助服务是指为维护电力系统安全稳定运行，保证电能质量，由并网发电厂、储能电站提供的除正常电能生产以外的市场化辅助服务，包括有偿调峰、启停调峰、共享储能调峰和蓄热式电锅炉调峰。

第四条 青海省电力调峰辅助服务市场所有成员必须遵守本规则。电力调峰辅助服务交易以确保电力安全、居民供热为

前提，并网发电厂、储能电站、蓄热式电锅炉参与电力调峰辅助服务市场要严格执行调度指令，不得以参与电力调峰辅助服务市场交易为由影响电力安全及居民供热质量，不得采取拒绝供热、降低供热质量或其它影响供热和电网安全的行为。

第五条 国家能源局西北监管局负责青海省电力调峰辅助服务市场的监督与管理，监管本规则的实施。

第二章 市场成员

第六条 青海省电力调峰辅助服务市场包括市场运营机构和市场主体。

第七条 青海省电力调峰辅助服务市场运营机构为青海省电力调度、交易机构。

第八条 调度机构主要职责是：

- （一）按照规则管理、运营青海省电力调峰辅助服务市场；
- （二）建立、维护辅助服务市场技术支持平台；
- （三）依据市场规则组织交易、按照交易结果进行调用；
- （四）发布实时市场信息；
- （五）评估市场运行状态，对市场规则提出修改意见；
- （六）紧急情况下中止市场运行，保障系统安全运行；
- （七）向国家能源局西北监管局提交相关市场信息和电力辅助服务调用结果，接受监管。

第九条 交易机构主要职责：

(一)负责根据交易执行结果向电网公司市场主体出具结算凭据;

(二)发布月度结算信息。

第十条 青海省电力调峰辅助服务市场主体包括并入青海电网的青海省调直接调管发电厂、满足准入要求的共享储能电站和蓄热式电锅炉用户。

发电厂准入条件:

(一)单机容量100MW及以上的燃煤、燃气、垃圾、生物质能发电机组(不包括自备电厂);总装机容量50MW及以上的水电站;并网风电、太阳能发电场站(含光热电站)。

(二)新并网机组满负荷试运结束后即纳入青海省电力调峰辅助服务市场管理范围。

共享储能电站准入条件:

(一)发电企业、用户计量出口外并网或直接接入电网侧的储能电站,满足电力调度机构监控、记录其实时充放电状态要求,具备作为独立主体参与市场交易资质。

(二)充电功率在10MW及以上、持续充电时间在2小时及以上。

(三)具备自动发电控制(AGC)功能,能够可靠接收和执行调度机构AGC系统实时下达的充放电指令,其调节速率、调节范围、响应时间和调节精度等性能指标应满足相关要求。

蓄热式电锅炉用户准入条件:

(一)用电电力在2MW及以上,可调节量达10%额定负

荷及以上，能够将实时用电信息上传至电力调度机构，并接受电力调度机构的指挥。

（二）具备独立计量装置和分时计量采集功能，采集间隔不大于 15 分钟。

第十一条 省内调峰辅助服务费用（除共享储能和蓄热式电锅炉调峰外）由网内风电、太阳能发电、水电以及出力高于分摊基准的火电机组共同分摊。共享储能调峰和蓄热式电锅炉调峰辅助服务费用由太阳能发电、风电共同分摊。

第十二条 水、火电机组容量、新能源场站装机容量以电力业务许可证（发电类）为准。

第十三条 扶贫光伏电站、分布式光伏电站、光伏特许权电站、领跑者新能源项目、光热电站暂不参与调峰辅助服务费用分摊。

第十四条 火电厂确因电网安全运行需要或网络阻塞原因，按照调度指令要求，出力高于分摊基准的火电机组不参与调峰辅助服务费用分摊。

第三章 市场品种

第十五条 现阶段，青海省电力调峰辅助服务市场包括有偿调峰、启停调峰、共享储能调峰和蓄热式电锅炉调峰。

第十六条 火电有偿调峰是指调峰资源丰富的火电运行机组，在电网有调峰需求时调减出力（包含实施电锅炉改造的供热机组增加用电负荷），使机组平均负荷率小于有偿调峰基准

时提供的调峰服务。

第十七条 启停调峰是指有启停调峰能力的机组，通过机组启停向电网提供的调峰服务，火电机组基准开机方式按青海电网月度机组组合确定。

第十八条 共享储能调峰是指在电网有调峰需求时，储能电站按照调度机构指令储存电力而提供的调峰服务。

第十九条 蓄热式电锅炉调峰是指在电网有调峰需求时，蓄热式电锅炉用户按照调度机构指令增加用电负荷而提供的调峰服务。

第四章 火电有偿调峰

第二十条 火电机组提供实时有偿调峰服务，需能够按照电力调度机构的指令，满足一定调节速率要求，随时平滑稳定地调整机组出力。

第二十一条 负荷率是机组发电电力与机组额定容量之比，平均负荷率以 15 分钟为单位周期统计，平均负荷率小于有偿调峰补偿基准时获得补偿，平均负荷率大于分摊基准时参与调峰补偿费用分摊。

第二十二条 有偿调峰基准点是体现市场供求关系的动态平衡点，国家能源局西北监管局可根据电网调峰缺口、辅助服务资金补偿情况适时进行调整。

非供热机组的分摊基准为其额定容量的 50%。

供热机组在供热期的分摊基准，为国家能源局西北监管局

核定的供热期发电调峰能力核定结果中最低负荷；供热机组在非供热期的分摊基准为其额定容量的 50%。

第二十三条 实施电锅炉改造的供热机组，其电锅炉用电负荷纳入有偿调峰电量，电锅炉可抵减热电机组发电出力最多至额定容量的 10%。

第二十四条 有偿调峰交易的购买方是风电、太阳能发电、水电以及因自身原因出力高于分摊基准的火电机组。

第二十五条 火电深度调峰交易采用火电企业单边“阶梯式”报价方式和价格单边机制，发电企业在不同时期分两档浮动报价，具体分档及报价上、下限见下表：

报价档位	火电厂负荷率	报价下限（元/kWh）	报价上限（元/kWh）
第一档	40% < 负荷率 < 50%	0	0.3
第二档	负荷率 ≤ 40%	0.3	0.7

第二十六条 火电有偿调峰电量是指火电机组在各有偿调峰分档区间内平均负荷率低于有偿调峰基准形成的未发电量，档内市场出清价格是指单位统计周期内同一档内实际调用到的最后一台调峰机组的报价。

第二十七条 火电厂应得补偿费用根据运行机组不同时段各档有偿调峰电量及对应市场出清价格进行结算，计算方式如下：

火电厂实时深度调峰获得费用 = $\sum$ (第*i*档有偿调峰电量 × 第*i*档实际出清电价)

第二十八条 有偿调峰分摊费用

（一）火电厂调峰分摊金额 = 【火电厂修正发电量 / （省内参与分摊的所有火电厂、水电厂总修正电量 + 省内参与分摊

的所有风电场、太阳能电站总修正电量)】×火电有偿调峰补偿总金额

$$\text{火电厂修正发电量} = \sum_{i=1}^3 (\text{第}i\text{档实际发电量} \times \text{修正系数} k_i)$$

其中，火电厂发电量按不同负荷率区间进行分档，负荷率高于有偿调峰基准但小于 60% 部分为第一档，负荷率在 60% 至 70% 之间部分为第二档，负荷率高于 70% 部分为第三档，对应三档的修正系数分别为 $k_1 = 1$ 、 $k_2 = 1.5$ 、 $k_3 = 2$ 。

(二) 风电、太阳能发电调峰分摊金额 = 【风电、太阳能积分电量 / (省内参与分摊的所有火电厂、水电厂总修正电量 + 省内参与分摊的所有风电场、太阳能电站积分电量)】×火电有偿调峰补偿总金额

(三) 水电调峰分摊金额 = 【水电厂修正发电量 / (省内参与分摊的所有火电厂、水电厂总修正电量 + 省内参与分摊的所有风电场、光伏电站总修正电量)】×火电有偿调峰补偿总金额

水电厂修正发电量 = 月度实际发电量 × 修正系数 (11 月 1 日至次年 3 月 31 日修正系数为 0.5，其余时段修正系数为 1)

第二十九条 火电有偿调峰交易可分为日前市场和日内市场。调度机构根据电网运行需要按照日前排序结果日内依次调用，竞价相同时按等比例调用。在上述原则不变的前提下，调度机构有权根据电网安全运行需要调整调峰辅助服务的调用次序。

第五章 启停调峰

第三十条 启停调峰分为火电启停调峰和水电启停调峰。火电启停调峰包括月度计划停备、应急启停和火电发电权交易。

第三十一条 启停调峰的购买方是风电、太阳能发电、水电以及因自身原因出力高于分摊基准的火电机组。

第三十二条 火电月度计划停备是指在火电月度机组组合中安排的停机备用或按调度指令超过 72 小时的停机备用，按 1000 元/万千瓦·天进行补偿，补偿时间不超过 10 天。

第三十三条 火电机组在停备期间不得擅自开展检修工作，否则取消停备所应得补偿资金，并纳入两个细则考核。

第三十四条 火电应急启停交易、火电发电权交易在月度机组组合的基础上开展。

第三十五条 火电应急启停交易是指电力调度机构根据日内电网安全运行实际需要，按照各机组日前单位容量报价由低到高依次调停火电机组（不超过 72 小时），为电网提供调峰服务。

第三十六条 火电企业按照机组额定容量对应的应急启停调峰服务报价区间浮动报价，各级别机组的报价上限见下表：

机组额定容量级别（万千瓦）	报价上限（万元/次）
13.5	60
30	100
35	110
66	180

第三十七条 火电应急启停交易根据各级别机组市场出清价格按台次结算，市场出清价格是指当日实际调用到的最

后一台应急启停的同容量级别机组的报价。

第三十八条 火电应急启停调峰服务分摊费用计算方式如下：

公式：各火电厂、水电厂、风电场、太阳能电站应急启停调峰支付费用=（各火电厂、水电厂、风电场、太阳能电站月度有偿调峰支付费用/全省月度有偿调峰总支付费用）
× 火电应急启停总费用

第三十九条 火电发电权交易是指火电机组通过停机将电力电量空间出让给风电、太阳能电站、水电厂，以缓解电网调峰矛盾，促进清洁能源消纳的交易。

第四十条 火电发电权交易模式可选择双边交易、集中竞价等模式，交易对象为风电、太阳能电站、水电站。交易双方需向辅助服务平台提交包含交易时段、交易电力、交易价格等内容的交易意向，由调度机构进行安全校核。

第四十一条 发电权交易达成后，调度机构在安排本地区交易时段发电计划时，应将达成交易的停机备用机组发电空间全部预留给购买方。

第四十二条 除发生危及电网安全运行等特殊情况下，调度机构须严格保证发电权替代方的交易发电空间。因发电权替代方自身原因及自然资源不足等未发出的交易电力，后期不予追补。

第四十三条 参与发电权交易的火电机组，在停备期间不得擅自开展检修工作，否则取消发电权交易应得资金，并纳入两个细则考核。

第四十四条 水电启停调峰是指在电网有调峰需求时，水电厂按调度指令进行启停。

第四十五条 参与水电启停调峰辅助服务交易停备的水电机组，未得到调度机构同意不得私自并网；停备期间不得擅自开展检修工作，否则取消停备所应得补偿资金，并纳入两个细则考核。

第四十六条 水电启停调峰按照 25 元/万千瓦·次补偿，由调度机构根据实际执行结果进行统计结算。

第四十七条 水电启停调峰辅助服务分摊费用计算方式如下：

公式：各火电厂、水电厂、风电场、太阳能电站应急启停调峰支付费用 = (各火电厂、水电厂、风电场、太阳能电站月度有偿调峰支付费用 / 全省月度有偿调峰总支付费用) × 水电启停总费用

第六章 共享储能调峰

第四十八条 共享储能调峰服务市场化交易模式分为双边协商交易和市场竞争价交易。

第四十九条 双边协商交易指由储能电站与风电场、太阳能电站开展协商确定调峰交易时段、电价和交易电力、电量，并通过调度机安全校核后执行的交易。双边协商交易主要适用于年度和月度中长期辅助服务交易。

第五十条 市场竞争价交易指由储能电站与风电场、太阳能

电站根据市场需求通过向辅助服务交易平台提交包含交易时段、交易电力、交易电量、交易价格等内容的交易意向，由调度机构进行安全校核后执行的交易。市场竞价交易主要适用于短期辅助服务交易。

第五十一条 市场竞价出清是将卖方报价从低到高排序，买方报价从高到低排序，报价最低的卖方和报价最高的买方优先成交，按照双方报价价差递减的原则依次出清，直至买方或卖方申报电力全部成交，或买卖双方价差为负，或输电通道无可用空间，交易结束。成交双方报价的平均值为出清电价，全部成交电量按照各自出清电价分别结算。

第五十二条 如双边协商交易和市场竞价交易后储能电站仍有剩余充电能力，在电网有调峰需求时，调度机构可按照电网调用储能调峰价格调用储能电站参与电网调峰。

第五十三条 共享储能调峰市场出清需要综合考虑发电约束、储能速率、储能容量等边界条件。共享储能调峰市场结算综合考虑日内市场出清结果及各市场成员实际执行情况进行事后结算。

第五十四条 目前已并网的共享储能项目，其电网调用调峰价格为 0.5 元/千瓦时。后期，电网调用储能调峰价格按照共享储能发展有关政策执行。

第五十五条 共享储能调峰辅助服务费用按月结算，由受益太阳能发电、风电共同分摊。

第五十六条 风电、太阳能发电企业购买到的储能调峰电

力为风电、太阳能发电企业对应时段新增发电空间。调度机构按照储能调峰交易日前竞价排序（包括储能电站排序和新能源场站排序），根据实时测算的各新能源场站实际发电富余能力，自动为储能电站依次匹配交易新能源场站，并通过 AGC 系统实时跟踪、控制充电过程，记录相关控制和充电数据，作为结算依据。在负荷高峰期间或电网低发电出力期间，AGC 系统自动下发指令对储能电站进行有序放电，记录实时控制和放电数据，作为结算依据。

第五十七条 在单边未调用储能调峰资源的情况下，储能电站自行进行充放电的行为不应获得调峰服务费用。

第五十八条 储能调峰结算费用

（一）储能结算费用=双边结算费用+单边结算费用

（二）双边结算费用=

$\sum$ 双边交易放电电量×风电、太阳能发电与储能电站双边成交价

（三）单边结算费用=

$\sum$ (电网调峰调用放电电量×电网调峰服务价格)

第五十九条 储能双边市场化交易分摊费用

各风电场、太阳能电站共享储能双边调峰支付费用=

$\sum$ 双边交易放电电量 × 双边成交价

+ (储能双边充电电量 × L × 上网电价 / (1 - L))

+ (储能双边充电电量 - 储能双边放电电量) × 上网电价

第六十条 储能单边调用分摊费用

各风电场、太阳能电站共享储能单边调峰支付费用=

$$\sum (\text{储能单边调峰放电电量} \times P \times \text{电网调峰服务价格} + \\ \text{储能单边调峰充电电量} \times P \times L \times \text{上网电价} / (1 - L) \\ + (\text{储能单边充电电量} - \text{储能单边放电电量}) \times P \times \text{上网电价})$$

第六十一条 计算公式中名词解释

(一) L 是全网上一年的综合线损率。

(二) 储能月度综合转换效率=本月放电电量/本月充电电量。

(三) 储能单边充电电量=储能充电电量-储能双边交易积分电量。

(四) 储能单边放电电量=储能单边充电电量×储能月度综合转换效率。

(五) P 是分摊系数=单边调用中标量/所有风电、太阳能发电单边市场中标电量总和。

(六) 电网结算上网电价=0.2277 元/千瓦时。

(七) 电网调峰服务价格=0.5 元/千瓦时（后期，按照政府下发文件执行）。

第七章 蓄热式电锅炉调峰

第六十二条 蓄热式电锅炉调峰交易模式分为双边交易和集中交易。

第六十三条 双边交易指由蓄热式电锅炉用户与风电场、太阳能电站开展协商确定调峰交易时段、电价和交易电力、电量，并通过调度机安全校核后执行的交易。

第六十四条 集中交易指由蓄热式电锅炉用户与风电场、太阳能电站根据市场需求向辅助服务交易平台提交包含交易时段、交易电力、交易电量、交易价格等内容的交易意向，由调度机构进行安全校核后撮合并执行的交易。

第六十五条 蓄热式电锅炉参与调峰辅助服务集中交易时，辅助服务费用暂按照 0.1 元/千瓦时进行补偿。

第六十六条 蓄热式电锅炉调峰辅助服务补偿费用，由受益风电场、太阳能电站分摊。计算方式如下：

公式：各风电场、太阳能电站蓄热式电锅炉调峰支付费用 = (各风电场、太阳能电站月度有偿调峰支付费用 / 全省月度有偿调峰总支付费用) × 蓄热式电锅炉调峰补偿总费用。

第八章 市场组织与竞价

第六十七条 每日 10 时前，有意愿提供次日实时深度调峰服务的火电厂向调峰辅助服务平台申报次日报价及机组有功出力可调区间，最大出力应考虑机组因自身原因造成的受阻。

第六十八条 每日 10 时前，有意愿提供次日应急启停调峰服务的火电厂向调峰辅助服务平台申报机组应急启停报价。

第六十九条 每日 10 时前，网内满足储能调峰交易条件的储能市场主体，根据储能设备运行工况，向调峰辅助服务平台申报次日储能电价、储能容量以及最大充放电电力、时间。

第七十条 每日 10 时前，网内满足蓄热式电锅炉调峰交易条件的蓄热式电锅炉用户，向调峰辅助服务平台申报次日交易价格、电力。

第七十一条 每日 10 时前，有意愿购买储能、蓄热式电锅炉调峰的风电或太阳能电站，向调峰辅助服务平台申报次日购买调峰资源的电价。

第七十二条 每日 10:30 前，调度机构通过调峰辅助服务平台汇总完成参与日前调峰交易竞价的火电企业排序、储能电站、蓄热式电锅炉电价排序。

第七十三条 每日 16 时，调峰辅助服务交易平台依据汇总新能源预测受限电力曲线、火电企业报价、储能电站、蓄热式电锅炉报价排序以及新能源报价排序，按照调峰辅助服务交易策略依次对水电启停调峰、火电有偿调峰、火电启停调峰、储能双边协商交易、储能市场竞价交易、储能电网调峰调用、蓄热式电锅炉双边交易、蓄热式电锅炉集中交易的顺序完成预出清，直至全网调峰资源用尽或全网无受限电力电量。

第七十四条 每日 18 时前，调度机构在调峰辅助服务平台发布经安全校核出清后的火电有偿调峰、启停调峰、共享储能调峰和蓄热式电锅炉调峰交易的日前集中交易结果，作为

次日日内调用执行依据。

第七十五条 日内调峰辅助服务市场原则上按 15 分钟为周期滚动出清，日内储能调峰按 1 分钟为周期滚动出清。

第九章 交易结果执行

第七十六条 在保障电网安全运行前提下，调度机构应优先调用无偿及低价的调峰资源。

第七十七条 为保证电网安全运行，电力调度机构有权在特殊情况下采取临时增加或减少运行机组调峰资源或安排机组应急启停调峰、储能调峰等措施。

第七十八条 风电、太阳能发电企业参与电力调峰服务双边交易和集中交易的电量部分不参与实时深度调峰费用分摊。因电网安全运行需要、网络阻塞、调度指令要求，负荷率高于有偿调峰基准的火电厂不支付实时深度调峰费用，电力调度机构应将原因详细记录并于每月第 5 个工作日内报西北监管机构备案。

第七十九条 为规范市场运行机制，避免各发电企业盲目逐利，对因自身原因导致日内调峰能力与日前上报竞价情况不符的火电厂进行相应的考核：

$$\text{考核罚金} = \text{缺额电量} \times \text{出清电价} \times 1.3$$

考核罚金优先补充深度调峰服务基金，弥补因火电厂、风电场、太阳能电站分摊的深度调峰费用达到分摊金额上限，导致深度调峰补偿金额存在的缺额。

第十章 交易合同管理及执行

第八十条 交易合同以市场主体在报价前签订的电子承诺书和包含交易结果的电子交易单为依据，不再签订纸质合同。

第八十一条 调峰辅助服务交易合同由各发电企业、储能电站、蓄热式电锅炉用户统一在调峰辅助服务交易平台中签订，提交调度机构进行安全校核，校核通过后，由调度机构落实执行。

第八十二条 新能源功率预测偏差、负荷预测偏差以及电网实时新能源接纳空间的变化，可能造成交易合同不能如约履行。

第八十三条 储能调峰交易合同是储能调峰交易执行的依据，但并不作为结算的凭据，储能调峰交易结算按照实际充放电电量进行结算。

第十一章 计量与结算

第八十四条 电网企业记录所辖并网发电厂、共享储能调峰服务交易、调用、计算和结算等情况。

第八十五条 网内满足储能调峰交易条件的储能市场主体，应在上网计量点设置正反向计量装置。分别记录从电网侧吸收的功率曲线和电量，和向电网上送的功率曲线和电量。

第八十六条 辅助服务计量的依据为：AGC 控制指令、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)、智能电网调度控制系统采集的实时数据、电量数据等。

第八十七条 调峰辅助服务费用实行专项管理，按照收支平衡原则，统一进行结算。调峰调峰服务费用采用月清月结的结算方式。

第十二章 信息发布

第八十八条 电力调度机构应建立调峰辅助服务市场技术支持系统，发布辅助服务市场相关信息。调峰辅助服务市场信息分为实时信息、日信息及月度信息，内容包括调度管辖范围内所有发电企业的调峰服务补偿和分摊对象、电量、价格、费用等。

第八十九条 电力调度机构应在每月第 5 个工作日内发布上月调峰辅助服务市场月度信息。

第九十条 因技术支持系统或其他原因导致无法及时发布相关信息时，电力调度机构采取互联网形式发布信息。

第十三章 市场监管及干预

第九十一条 国家能源局西北监管局对调峰辅助服务市场运行进行监督管理，裁决因调峰辅助服务交易、调用、统计及结算等情况引起的争议。

第九十二条 市场运营机构应将调峰辅助服务交易情况、交易合同等信息报国家能源局西北监管局备案。

第九十三条 发生以下情况时，国家能源局西北监管局可对市场进行干预，也可授权市场运营机构进行临时干预：

（一）电网发生故障、异常或遇到不可抗力因素，影响电网安全稳定运行时；

（二）市场主体滥用市场力、串谋及其他严重违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱；

（三）电力系统或辅助服务平台发生故障，导致市场无法正常进行时；

（四）其他必要情况。

第九十四条 市场干预的主要手段包括：

（一）调整市场限价；

（二）制定或调整市场现价；

（三）暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第九十五条 市场干预期间，调度机构应记录干预的起因、起止时间、干预方式及结果等内容；各市场主体应按照电网调度管理规程，严格执行调度指令，确保电网安全稳定运行。

第十四章 附则

第九十六条 本规则由国家能源局西北监管局负责解释，并根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修改。

第九十七条 本规则自印发之日起实施。