

# 国家能源局西北监管局文件

西北监能市场〔2019〕28号

---

## 国家能源局西北监管局 关于印发《青海电力辅助服务市场运营规则 (试行)》的通知

国网青海省电力公司，青海电力交易中心有限公司，各有关发电企业、储能企业：

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 2019 年能源工作指导意见》工作要求，缓解青海电

力运行中的调峰、供热、新能源消纳等方面存在的问题，西北能源监管局在青海启动了电力辅助服务市场建设工作，并研究制定了《青海电力辅助服务市场运营规则（试行）》（见附件）。现印发给你们，请遵照执行。

一、请各有关企业高度重视，进一步提高思想认识，认真组织学习《青海电力辅助服务市场运营规则（试行）》，积极参与电力辅助服务市场，确保电网安全稳定经济运行，有效促进新能源消纳。

二、青海电力调控中心要按照通知要求，加快技术支持系统建设、调试及功能完善，尽早投入试运行，为正式运行积累经验，创造条件。

三、规则实施过程中如有重大问题，请及时报告西北能源监管局。

附件：青海电力辅助服务市场运营规则（试行）



附件

## 青海电力辅助服务市场运营规则(试行)

### 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，通过经济手段调动并网发电机组和储能电站提供辅助服务的能力，促进风电、太阳能发电等新能源消纳，特制定本规则。

**第二条** 本规则制定依据《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。

**第三条** 本规则适用于青海省级及以上调度机构直接调管的参与青海省内电力电量平衡的并网发电机组、符合有关条件的储能电站等参加的辅助服务交易行为。青海电力辅助服务市场所有成员必须遵守本规则。

**第四条** 本规则所称辅助服务是指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，由并网发电厂提供的除正常电能生产以外的市场化辅助服务。主要包括有偿调峰、储能调峰服务。市场交易方式为日前组织、日内调整。

**第五条** 电力辅助服务交易以确保电力安全、居民供热为前提，发电企业及电力辅助服务提供商参与辅助服务市场要严格执行调度指令，不得以参与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。

**第六条** 国家能源局西北监管局负责电力辅助服务市场的监督与管理，负责监管本规则的实施。

## 第二章 市场成员

**第七条** 青海电力辅助服务市场包括市场运营机构和市场主体。青海电力辅助服务市场运营机构为青海电力调度、交易机构。

**第八条** 电力调度机构主要职责是：

- （一）按照规则管理、运营青海电力辅助服务市场；
- （二）建立、维护辅助服务市场的技术支持平台；
- （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) 向西北能源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 电力交易机构主要职责：**

- (一) 根据交易执行结果负责向市场主体出具结算凭据；
- (二) 发布月度结算信息。

**第十条 电力辅助服务市场的市场主体包括并入青海电网的统调发电厂和满足青海电力辅助服务市场准入要求的储能电站。**

**发电厂准入条件：**

- (一) 单机容量 100MW 及以上的燃煤、燃气、垃圾、生物质发电机组，总装机容量 50MW 及以上的水电站，以及并网风电、太阳能发电场站（包含光热电站，暂不包括自备电厂）。
- (二) 新建机组满负荷试运结束后即纳入辅助服务管理范围。

**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设施，满足电力调度机构监控、记录其实时充放电状态，可作为独立主体参与市场交易。
- (二) 充电功率在 10MW 及以上、持续充电时间在 2 小时及以上。

### 第三章 调峰辅助服务

**第十一条** 本规则所指调峰辅助服务是指并网发电机组、储能装置，按照电网调峰需求，平滑、稳定调整机组出力或改变机组运行状态或调节负荷所提供的服务。

**第十二条** 调峰辅助服务分为基本（义务）调峰服务和有偿调峰服务。有偿调峰服务在青海电力辅助服务市场交易中暂包含：实时深度调峰交易、调停备用交易和储能调峰交易。

**第十三条** 辅助服务市场中的火电机组开机基准方式暂按青海电网月度机组组合确定。

### 第四章 实时深度调峰交易

**第十四条** 实时深度调峰交易是指火电厂开机机组通过调减出力，使火电机组平均负荷率小于有偿调峰基准时提供服务的交易。火电机组提供实时深度调峰服务，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。

**第十五条** 实时深度调峰交易的购买方是风电、太阳能发电、水电以及出力未减到有偿调峰基准的火电机组。

**第十六条** 负荷率是机组发电电力与机组额定容量之比，

以 15 分钟为单位统计周期，计算机组的平均负荷率。平均负荷率小于有偿调峰补偿基准时获得补偿，平均负荷率大于等于有偿调峰补偿基准时参与分摊调峰补偿费用。

水、火电厂机组容量，新能源场站装机容量以电力业务许可证（发电类）上容量为准。

**第十七条** 火电机组（含供热机组）有偿调峰基准为其额定容量的 50%。

**第十八条** 有偿调峰基准点是一个体现市场供求关系的动态平衡点，西北能源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。

**第十九条** 单位统计周期（15 分钟）是交易量计算的基本时间单位，在每个统计周期中计算调峰服务购售双方收支费用。

**第二十条** 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	$40% < \text{负荷率} < 50\%$	0	0.3
第二档	$\text{负荷率} \leq 40\%$	0.3	0.8

**第二十一条** 火电厂获得补偿费用根据开机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:

公式: 火电厂实时深度调峰获得费用 =  $\sum_{i=1}^2$  (第i档有偿调峰电量 × 第i档实际出清电价)

**第二十二条** 火电厂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。

**第二十三条** 实时深度调峰交易可分为日前市场和日内市场。电力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)。在总原则不变的前提下, 电力调度机构有权根据电网安全运行的实际情况适度调整调峰辅助服务的调用次序。

**第二十四条** 市场按照电力调度机构指令可根据电网运行及新能源发电情况在日内调用时按竞价结果由高到低依次取消(竞价相同时按等比例取消)。

**第二十五条** 实时深度调峰有偿服务补偿费用由省内负荷率大于等于深度调峰基准的火电厂、风电场、太阳能电站按照调用时段共同分摊。水电厂由于日常承担全网调频和调峰任务因此暂不参与实时深度调峰有偿服务补偿费用的分摊。具体分摊原则参照青海调峰辅助服务市场分摊细则。

**第二十六条** 水电机组为促进新能源消纳出现调峰弃水时应视为有偿调峰交易。



**第二十七条** 当发生水电因参与青海省內调峰造成弃水时,对参与调峰的水电厂进行有偿调峰补偿,弃水补偿电价 0.1 元/kWh。水电参与省外有偿调峰则执行西北跨省调峰辅助服务市场相关规则和要求。

**第二十八条** 水电有偿调峰收益按照弃水调峰电量对应弃水补偿电价进行结算。计算公式如下:

公式: 水电厂调峰获得费用 = 弃水调峰电量 × 弃水补偿电价

## 第五章 调停备用交易

**第二十九条** 调停备用交易是指通过机组启停为新能源消纳提供调峰容量的交易。包含: 月度计划停备, 水、火电应急启停交易, 火电发电权交易。

**第三十条** 月度计划停备是指在月度机组组合中安排的停机备用。火电发电权交易、火电应急启停交易在月度机组组合的基础上开展。

**第三十一条** 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 1 千元/万千瓦·天进行补偿, 补偿时间不超过 10 天。

**第三十二条** 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。

**第三十三条** 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、水电站，以缓解电网调峰矛盾，促进新能源消纳的交易。

**第三十四条** 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，由电力调度机构进行安全校核后确认。

**第三十五条** 发电权交易达成后，电力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。

**第三十六条** 除发生危及电网安全运行等特殊情况下，电力调度机构须严格保证发电权替代方发电权交易电力的发电空间。由于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视为已完成，后期不予追补。

**第三十七条** 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所应得资金，并纳入两个细则考核。

**第三十八条** 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），以为电网提供调峰服务。

**第三十九条** 火电应急启停交易补偿的分摊范围是风电、太阳能发电、未达到有偿调峰基准的火电厂。水电厂承担全网

主力调频任务，或参与电网调峰期间的电量不参与分摊。

**第四十条** 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	110
35	120
66	200

**第四十一条** 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。

**第四十二条** 火电机组应急启停费用由应急启停期间负荷率大于等于深度调峰基准的火电厂，风电场、太阳能电站按照调用时段共同分摊。水电厂由于日常开展全网内的调频和调峰任务暂不参与火电机组应急启停费用分摊。具体分摊原则参照青海调峰辅助服务市场分摊细则。

**第四十三条** 水电机组参与省内调峰服务按调度指令进行启停机调峰时，每次按照 200 元/万千瓦补偿。当水电机组参与跨省调峰服务时按西北区域水电跨省调峰辅助服务相关规定进行补偿。

**第四十四条** 调停备用采用日前报价，日内、实时按需调用，同容量机组按照由低到高报价序位调用。

## 第六章 储能调峰交易

**第四十五条** 储能调峰交易是指储能电站须按照电力调度机构的指令，通过在低谷或弃风、弃光、弃水时段吸收电力，在其他时段释放电力，从而提供调峰服务的交易。

**第四十六条** 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。

**第四十七条** 双边协商交易指由储能电站与风电场、太阳能电站市场主体开展协商确定调峰交易时段、电价和交易电力、电量，并由调度机构核准执行的交易。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。

**第四十八条** 市场竞争价交易指由储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，由电力调度机构进行安全校核后，通过市场化竞价出清机制，确认执行的交易。市场竞争价交易主要适用于短期辅助服务交易。

**第四十九条** 新能源场站采用单段报价机制，此报价信息参与调峰双边市场。

**第五十条** 如双边协商交易或者竞价交易后储能设施仍有剩余充电能力，在电网需要调峰资源的情况下调度机构可以按照电网调用储能调峰价格（暂定 0.7 元/千瓦时）调用储能设施参与青海电网调峰。此时段储能调峰服务费用参照青海调峰辅助服务市场分摊细则进行分摊。对于该部分储能电力空间，

由电力调度机构根据系统运行情况优先消纳风电、太阳能发电。

**第五十一条** 在电网不调用储能调峰资源的情况下，储能设施自行进行充放电的行为，不应支付调峰服务费用。

**第五十二条** 风电、太阳能发电企业购买到的储能设施电力为风电、太阳能发电企业对应时段新增发电空间。除发生危及电网安全运行等极特殊情况外，电力调度机构须严格保证风电、太阳能发电企业交易电力的发电空间。

## 第七章 储能调峰交易运行控制原则

**第五十三条** 参与储能调峰交易的市场主体，必须具备自动发电控制（AGC）功能；其性能指标包括调节速率、调节范围、响应时间和调节精度均应满足相关要求。能够可靠接收和执行省调主站 AGC 系统实时下达的充放电指令。

**第五十四条** 省调 AGC 系统对新能源场站的发电控制，应具备对各发电精确控制的能力。在保证新能源场站保障性发电电量“三公”调度的基础上，优先调用执行省内储能交易电量。

**第五十五条** 省调 AGC 系统对储能电站的充放电控制，应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，完成相关控制和充电数据记录，作为结算依据。

**第五十六条** 储能电站放电过程由省调，根据电网发用电负荷情况，在负荷高峰期间或电网低发电出力期间进行有序释放。并记录 AGC 系统实时控制和放电数据记录，作为结算依据。

## 第八章 储能调峰市场出清与结算

**第五十七条** 储能调峰交易市场采用优先双边协商，再市场竞争价，余量单边市场出清的模式。

**第五十八条** 新能源场站和储能电站通过双边协商确定的调峰交易结果，经调度安全校核后，在制定月度发电计划和日前发电计划时进行按日分解出清，日内优先调用执行。

**第五十九条** 市场竞争价出清是将卖方（储能调峰资源提供方）报价按照从低到高排序，买方（储能调峰资源购买方）报价按照从高到低排序，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。最终双方成交价格按照买卖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。

**第六十条** 市场竞争价出清后，若仍存在调峰需求，则进行电网直接调用单边市场出清，按调峰资源提供者由低到高报价

依次出清。

**第六十一条** 储能调峰市场出清在时序上分为日前市场出清、日内市场出清。

**第六十二条** 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。

**第六十三条** 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。

**第六十四条** 电网企业按以下方式计算储能电站获得的调峰辅助服务费用：

**储能结算费用=储能市场交易费用+电网调用储能调峰辅助服务费用**

**储能市场交易费用=Σ调峰费用+Σ可再生能源电价附加电费**

**储能调峰费用=Σ(储能实际放电电量×0.2277元/kWh×(出清价格/交易新能源核准电价))**

**可再生能源电价附加电费=Σ(储能实际放电电量×(交易新能源核准电价-0.2277元/kWh)×(出清价格/交易新能源核准电价))**

**电网调用储能调峰辅助服务费用=Σ(电网调峰调用充电电量×电网调峰服务价格)**

**第六十五条** 电网企业按以下方式计算新能源场站获得的储能交易费用：

**新能源场站储能交易费用=Σ市场交易对应储能实际放电电量×(新能源核准电价-出清价格)-Σ线损(储能充电电量×全网上一年综**

合线损率) × 0.2277 元/kWh

## 第九章 市场组织与竞价

**第六十六条** 有关发电企业、储能电站可以开展双边或者多边协商，达成调停备用交易和储能调峰交易等，并通过辅助服务交易平台签订辅助服务交易合同，明确交易的时段、电力、电量和电价。经省调安全校核通过后，在发电计划中进行安排，并在日前计划中分解落实，日内调用执行。

**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辅助服务平台申报次日报价及机组有功出力可调区间。其中，最大出力应考虑机组因自身原因造成的受阻电力。

**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，有意愿购买储能调峰的风电场或太阳能电站，向辅助服务平台申报次日购买调峰资源的电价。

**第七十一条** 每日 10:30 前，省调通过辅助服务平台汇总受限新能源电力电量曲线，并按照各火电企业上报电价完成参



与日前调峰交易竞价的火电企业排序。同时对有意愿参与储能集中交易且满足要求的储能电站，按照储能电价完成储能电站排序。

**第七十二条** 每日 16 时辅助服务交易平台依据汇总受限新能源电力电量曲线，按火电企业报价、储能电站报价排序以及新能源报价排序，按照辅助服务交易策略依次对水电启停调峰、火电深度调峰、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。

**第七十三条** 每日 18 时前省调在辅助服务平台发布经安全校核出清后的深度调峰交易、调停备用交易和储能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。

**第七十四条** 日内辅助服务市场原则上按 15 分钟为周期滚动出清，日内储能调峰按照 1 分钟为周期滚动出清。

## 第十章 交易结果执行

**第七十五条** 在保障电网安全运行前提下，对辅助服务不同交易品种按照经济性调用，即优先调用无偿及低价的调峰资源。

**第七十六条** 火电机组进行重大技术改造参与调峰的，同等条件下优先调用其参与有偿调峰。

**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根据电网调峰需求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** 发电企业负责厂内设备运行与维护，确保能够根据电力调度机构指令提供符合规定标准的调峰服务。

**第七十九条** 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。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，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。

**第八十条** 为规范市场运行机制，避免各发电企业盲目逐利的行为，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：

$$\text{考核罚金} = \text{减少的有偿调峰电量} \times \text{出清电价} \times 1.3$$

获得的考核罚金优先补充深度调峰服务基金，以弥补因火电厂或风电场、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。

**第八十一条** 电网在调用储能资源时，按照储能电站日前报价，由低到高依次调用储能。到负荷高峰时段或新能源出力大幅下降时，释放储能电力。

## 第十一章 交易合同管理及执行

**第八十二条** 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。

**第八十三条** 调峰辅助服务交易合同由各发电企业以及储能电站统一在辅助服务交易平台中签订，提交省调进行安全校核，校核通过后，由省调落实执行。

**第八十四条** 合同执行中为保证“三公”调度，应做到参与交易的新能源发电企业公平分摊省内消纳空间，在此基础上叠加成交的储能交易电量。

**第八十五条** 由于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。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。储能调峰交易结算应按照实际充放电电量进行如实结算。

## 第十二章 计量与结算

**第八十六条** 电网企业记录所辖并网发电厂、储能调峰服务交易、调用、计算和结算等情况。

**第八十七条** 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。

**第八十八条** 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。

**第八十九条** 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。调峰服务费用的结算方式采用日清月结的方式。

### 第十三章 信息发布

**第九十条** 电力调度机构应建立辅助服务市场技术支持系统，发布辅助服务市场相关信息。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、时段、电力、电量、价格、费用等。

**第九十一条** 电力调度机构通过辅助服务市场技术支持系统每日对调度管辖范围内所有发电企业发布预补偿和预分摊结果等实时信息。

**第九十二条** 当日信息由电力调度机构在下一个工作日 14 时前发布。各发电厂如对日信息有异议，应于发布之日的

16 时前向电力调度机构提出核对要求。电力调度机构每日 18 时前发布确认后的统计结果。

**第九十三条** 电力调度机构应在每月第 5 个工作日内发布上月辅助服务市场月度信息。

## 第十四章 市场监管及干预

**第九十四条** 西北能源监管局对辅助服务市场运行进行监督管理，裁决因辅助服务交易、调用、统计及结算等情况引起的争议。

**第九十五条** 市场运营机构应将辅助服务交易情况、交易合同等信息报西北能源监管局备案。

**第九十六条** 发生以下情况时，西北能源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）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；

（二）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；

（三）其他必要情况。

**第九十七条** 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。

## 第十五章 附则

**第九十八条** 本规则由西北能源监管局负责解释，并根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修改。

**第九十九条** 本规则自印发之日起实施。

