

# 宁夏电力现货市场第四次结算 试运行工作方案

为深入贯彻落实国家发展改革委、国家能源局《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）要求，积极稳妥推进宁夏电力现货市场建设，在巩固2024年整周结算试运行工作成效基础上，通过结算试运行进一步检验市场交易规则和技术支持系统的有效性和适用性，制定本工作方案。

## 一、工作目标

（一）全面贯彻落实国家电力体制改革要求，稳妥有序推进宁夏电力现货市场建设。

（二）巩固前期短周期结算试运行工作成效，通过多轮次短周期结算试运行，进一步检验评估市场交易规则和关键机制的有效性、合理性。

（三）检验现货市场技术支持系统、交易结算系统运行的稳定性、可靠性与实用性。

（四）检验电网企业调度、营销等专业和电力交易中心相关业务系统数据交互的时效性和可靠性。

（五）检验市场化调度生产组织流程的适用性和市场化电力电量平衡机制的有效性。

（六）检验省内中长期市场与现货市场衔接的有效性。

（七）验证现货市场信息披露、出清、计算、结算等业务流程的合理性。

（八）增强市场主体对现货市场建设相关工作的参与意识和理解程度，提升市场主体参与度，为开展长周期结算试运行奠定基础。

（九）验证储能参与调频市场、调频市场实时出清等功能的有效性和可靠性。

（十）验证调峰辅助服务市场与现货市场完全融合及现货市场不再设置深度调峰补偿下的市场运行效果，推动市场主体提前适应现货市场规则，采取与之相适应的交易策略。

## **二、工作方案**

### **（一）时间安排**

本次结算试运行运行时间为11月1日至11月30日（10月31日至11月29日分别组织11月1日至11月30日的日前现货交易），其中11月11日至11月17日开展实际结算，其余时间仅调电不结算。

### **（二）交易品种**

本次结算试运行电能量市场开展中长期市场、省内日前、实时现货市场。辅助服务市场开展调频辅助服务市场，调峰辅助服务市场与现货市场相融合。

### **(三) 参与范围**

**发电侧：**区内已参与中长期交易的公用燃煤发电企业、参与中长期交易的集中式新能源场站。

直流配套电源、自备电厂（含绿电替代新能源场站）、水电、燃气、生物质、分布式新能源企业不参与本次现货市场结算试运行，发电曲线作为现货市场出清边界。

**用户侧：**区内已参与中长期交易的售电公司、直接参与批发市场的电力用户。代理购电用户按月度偏差电量接受现货市场月度均价。

居民、农业用户执行目录电价。

**储能：**电网侧储能（充电功率在1万千瓦及以上，持续充电时间2小时以上）。

**虚拟电厂：**在交易平台注册并具备准入条件并参与中长期市场的虚拟电厂。

### **(四) 试运行规则**

本次结算试运行按照《宁夏电力现货市场试运行规则（第四次结算试运行）》（附件8）组织交易。

## **三、准备工作**

宁夏电力现货专班成员、市场运营机构、电网企业以及参与试运行的经营主体共同成立试运行工作小组，相关工作联系人见附件1。

宁夏电力现货专班和市场运营机构完成对经营主体的试运行相关方面的培训和答疑，以及相关技术支持系统的操作培训。

发电侧经营主体按照市场运营机构要求在调度系统中完成机组运行参数的核查，确保相关参数的完整性和正确性。

#### 四、组织流程

##### （一）中长期交易

1. 各市场主体结算当日中长期交易曲线由年、月、月内、日融合各类省内和省间外送交易曲线叠加形成，中长期曲线最终交易结果作为与现货市场偏差结算依据。

2. 现货市场结算日，现货交易价格作为偏差结算依据，中长期日融合交易价格不再作为偏差结算依据。其它未参与现货结算的市场主体按《自治区发展改革委关于做好 2024 年电力中长期交易有关事项的通知》（宁发改运行〔2023〕807 号）等现有规则执行。

3. 现货市场结算日，中长期交易发电侧、用电侧均采用现货市场发电侧加权平均价格作为统一结算点价格开展结算。

4. 为做好现货结算试运行相关工作，保障电力中长期交易与现货交易的有效衔接，在本次结算试运行期间为经营主体提供有效的中长期电量、曲线调节手段，结合当前已实际开展的交易品种，制定以下交易组织安排。

##### （1）月度及月内旬交易

按照现货市场第四次结算试运行工作安排以及落实《自治区发展改革委关于做好 2024 年电力中长期交易有关事项的通知》（宁发改运行〔2023〕807 号）中月度交易、旬、日融合交易要求，经营主体提前调整自身中长期曲线，具体交易组织时间安排详见具体交易公告。

## （2）日融合交易

现货市场第四次结算试运行期间日融合交易按照日滚动方式开展相关中长期交易组织工作，原则上 D 日组织开展 D+2 日中长期日融合交易。

## （二）现货交易申报

### 1. 申报方式

宁夏电网省级及以上调度管辖的区内公网煤电机组以“报量报价”方式参与，已取得中长期交易合同且具备技术准入条件的新能源场站以自主选择“报量报价”或“报量不报价”方式参与，批发用户、售电公司“报量不报价”参与现货交易。储能、虚拟电厂以自主选择“报量报价”或“报量不报价”方式参与。

未按要求及时申报的，采用市场主体申报的缺省信息出清，缺省值也未申报的，发电侧按照现货最低限价 40 元 / 兆瓦时申报，用户侧按照中长期交易曲线申报。

### 2. 申报要求

各市场主体需在运行日前一天（D-1 日）上午 9 点 30 分前

通过宁夏电力交易平台完成运行日（D日）量价信息申报，并提前完成缺省信息申报。申报电力最小单位1兆瓦，价格最小单位1元/兆瓦时。

**发电侧：**火电按照3-10段“电力-价格”曲线进行申报，各段申报价格应为单调非递减，即后一段报价要大于等于前一段报价，各分段出力之间不可出现断点。第一段申报出力应为最小发电出力（详见附件4参与现货市场火电机组最小技术出力表），最后一段申报出力应为机组额定容量。火电机组考虑自身实际情况和低负荷运行能力，申报次日96点最大、最小发电能力。

新能源场站自主选择“报量报价”或“报量不报价”方式参与现货市场。“报量报价”方式下，申报量价曲线和新能源发电预测曲线。“报量不报价”方式下，仅申报新能源发电预测曲线。

**用户侧：**批发用户、售电公司申报次日24点用电曲线（批发用户现货申报分时电力不得超过报装容量的1.2倍，售电公司现货申报分时电力不得超过所代理用户报装容量之和的1.2倍，超过视为无效申报，以中长期曲线作为申报值）。

**储能：**储能电站自主选择“报量报价”或“报量不报价”方式参与现货市场。“报量不报价”方式下，申报次日96点充放电曲线及是否服从调剂。“报量报价”方式下，申报次日量价曲线和每日期望剩余电量区间。储能充电按照用户侧进行申报，放电按照发电侧进行申报。

**虚拟电厂：**虚拟电厂自主选择“报量报价”或“报量不报价”方式参与现货市场。“报量不报价”方式下，申报次日 96 点用电曲线。“报量报价”方式下，申报次日量价曲线。

### 3. 申报和出清限价

现货交易申报、出清环节均设置限价，限价范围为 40-1000 元 / 兆瓦时。

## （三）现货交易出清

### 1. 日前现货市场出清

综合考虑运行日（D 日）负荷预测曲线、非市场化机组出力曲线和联络线计划，基于市场主体申报信息及电网运行边界条件，以发电成本最小化为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）出清，形成运行日（D 日）火电机组开机组合、系统分时节点电价、各发电企业发电计划和储能充放电计划。

### 2. 实时现货市场出清

实时市场运行中，各市场主体沿用日前现货市场的量价信息，无需再进行申报。根据新能源超短期出力预测、系统超短期负荷预测、省间现货交易出清结果等电网实时运行条件，以 15 分钟为间隔，滚动出清未来 15 分钟至 2 小时的分时节点电价和出力曲线。

## （四）交易结果执行

在确保电网安全运行和新能源高效利用的前提下，调度机构严格按照实时现货市场出清结果安排机组发电出力。

## 五、调频辅助服务市场

### （一）申报方式

火电企业、储能在前日申报调频容量、调频里程价格，并将报价信息封存到实际运行日。未按要求及时申报的，认为不参与调频市场。

调频里程申报价格范围暂定为 5-15 元/兆瓦，最小单位为 0.1 元/兆瓦，调频性能指标上限值为 2。

### （二）交易出清

调频辅助服务指并网发电厂通过自动发电控制装置（AGC）自动响应区域控制偏差（ACE），按照一定调节速率实时调整有功功率，满足 ACE 控制要求的服务。

调频市场采用日前仅做价格排序、日内正式出清并实时调度的组织模式，实际运行时根据电力系统频率、联络线功率控制需求实时出清并调用。根据电网实际调频需求分为上调频市场和下调频市场，每 15 分钟系统根据机组调频里程报价从低到高依次出清。

本次结算试运行期间，为保障电网运行稳定，储能中标调频容量不得超过当时电网上调频和下调频需求量的 30%，后续逐步放开储能中标调频容量限制。

当调频市场供不应求或运行日调频容量不足时，调控机构对该时段内已申报未中标机组进行调用，按同时段调频市场出清价计算补偿费用。

## 六、市场结算

### （一）现货电能量结算

电能量费用：发电侧以所在的节点电价进行结算，用户侧以发电侧加权平均价进行结算。储能放电以所在节点电价进行结算，充电以发电侧加权平均价进行结算。

采用双偏差结算方式，即日前现货出清电量与中长期合约电量的偏差按照日前出清电价结算，实际上网（用）电量与日前现货出清电量的偏差按照实时出清价格结算。

电能量费用=中长期电费+日前市场偏差电能量电费+实时市场偏差电能量电费

1) 中长期电费：市场主体按照中长期合同分时电量、合同约定价格及中长期参考点价格计算中长期电费。

2) 日前市场偏差电能量电费：市场主体根据日前市场出清电量与中长期合同电量之间的差额，以及日前市场电价计算日前市场偏差电能量电费。

3) 实时市场偏差电能量电费：市场主体根据实际电量与日前市场出清电量之间的差额，以及实时市场电价计算实时市场偏差电能量电费。

电能量结算具体计算公式见附件 5。

## （二）市场运营费用

**1.市场补偿类费用：**包含机组启动补偿、调频成本补偿 2 项。

1) 机组启动补偿：根据机组申报的启动费用和启停次数进行补偿。费用由发电侧市场化主体按上网电量分摊，纳入月度结算。启动费用上限见附件 3、具体计算公式见附件 5。

2) 调频成本补偿：指火电机组参与调频辅助服务市场时，在低价时段增发电量和高价时段减发电量均可得到补偿费用，计算结果为正则进行补偿。调频成本补偿费用纳入调频服务费用。

**2.市场平衡类费用：**包括结构不平衡资金、省间外购电差额电费 2 项。

1) 结构不平衡资金：按现有不平衡资金进行管理和分摊。

2) 省间外购电差额电费：按现有《宁夏电力市场不平衡资金管理辦法》进行管理和分摊。

**3.市场调节类费用：**包括新能源日前偏差收益回收费用、用户侧日前偏差收益回收费用、新能源超发盈余 3 项。市场初期因受系统约束暂未计算的其它调节类费用，纳入不平衡资金池，由发用双方按照上网电量和用电量进行分摊。

1) 新能源日前偏差收益回收指实际上网电量与日前预测电量的偏差超过允许范围时，对相关收益进行回收。首先计算新能源日前偏差率，计算方式如下：

$$k_{\text{新能源日前偏差率},t} = \frac{|Q_{\text{日前},i,t} - Q_{\text{实际},i,t}|}{Q_{\text{实际},i,t}}$$

其中， $t$  为所计算的时段，以 1 小时为一个时段；

$Q_{\text{日前},i,t}$  为新能源机组  $i$  在  $t$  时段日前出清电量； $Q_{\text{实际},i,t}$

为新能源机组  $i$  在  $t$  时段实际上网电量。

当  $k_{\text{新能源日前偏差率},t} > k_0$  时，实时发电计划执行偏差

时段内，应将对应的现货电能量市场结算收益回收，其中， $k_0$

为发电计划允许偏差（风电日前允许偏差率为 45%，光伏日前功率预测允许偏差为 35%）。

新能源日前偏差收益回收公式如下：

当  $P_{\text{日前},i,t} > P_{\text{实时},i,t}$  时，

$Q_{\text{日前},i,t} > Q_{\text{实际},i,t} \times (1 + k_0)$  时；

$$R_{\text{新能源日前偏差收益回收},i,t} = [Q_{\text{日前},i,t} - Q_{\text{实际},i,t} \times (1 + k_0)] \times (P_{\text{日前},i,t} - P_{\text{实时},i,t}) \times k_{\text{新能源日前偏差收益回收}}$$

当  $P_{\text{实时},i,t} > P_{\text{日前},i,t}$  时，

$Q_{\text{实际},i,t} \times (1 - k_0) > Q_{\text{日前},i,t}$  时；

$$R_{\text{新能源日前申报偏差收益回收},i,t} = [Q_{\text{实际},i,t} \times (1 - k_0) - Q_{\text{日前},i,t}] \times (P_{\text{实时},i,t} - P_{\text{日前},i,t}) \times k_{\text{新能源日前偏差收益回收}}$$

其中， $R_{\text{新能源日前申报偏差收益回收},i,t}$ 为新能源机组*i*在*t*时段新能源日前偏差收益回收费用； $P_{\text{日前},i,t}$ 为新能源机组*i*在*t*时段的日前节点电价； $P_{\text{实时},i,t}$ 为新能源机组*i*在*t*时段的实时节点电价； $Q_{\text{实际},i,t}$ 为新能源机组*i*在*t*时段的实际上网电量； $Q_{\text{日前},i,t}$ 为新能源机组*i*在*t*时段的日前出清电量； $k_{\text{新能源日前偏差收益回收}}$ 为新能源日前偏差回收系数，暂取1。

新能源日前偏差收益回收总费用的50%在参与现货市场的火电机组按照月度上网电量比例按月进行返还；另外50%在参与现货市场的新能源企业之间按照月度上网电量比例按月进行返还。

2) 用户侧日前偏差收益回收指用户侧主体在日前市场中出清的用电负荷曲线与其实际用电曲线之间的偏差不得超出允许偏差范围 ( $k_{\text{用户侧日前偏差限值}}$ 暂定为30%)。当实际偏差率高于允许最大偏差率时，应将对应的现货市场结算收益回收(不含

电网侧储能)，首先计算用户侧日前偏差率，计算方式如下：

$$k_{\text{用户侧日前偏差率},t} = \frac{|Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{实际},t}|}{Q_{\text{实际},t}}$$

其中， $Q_{\text{日前},t}$ 为 t 时段用户侧主体日前出清电量；

$Q_{\text{实际},t}$ 为用户侧主体运行日 t 时段的实际用电量。

当  $k_{\text{用户侧日前偏差率},t} > k_{\text{用户侧日前偏差限值}}$  时，需计算日前偏差所对应的收益，并将所得收益回收。

偏差收益计算公式如下：

当  $Q_{\text{日前},i,t} > Q_{\text{实际},i,t} \times (1 + k_{\text{用户侧日前偏差限值}})$ ，且

$P_{\text{实时统一},t} > P_{\text{日前统一},t}$  时，回收金额为：

$$R_{\text{用户侧日前偏差收益回收},i,t} = [Q_{\text{日前},i,t} - Q_{\text{实际},i,t} \times (1 + k_{\text{用户侧日前偏差限值}})] \times (P_{\text{实时统一},t} - P_{\text{日前统一},t})$$

$Q_{\text{日前},i,t} < Q_{\text{实际},i,t} \times (1 - k_{\text{用户侧日前偏差限值}})$ ，且

$P_{\text{实时统一},t} < P_{\text{日前统一},t}$  时，回收金额为：

$$R_{\text{用户侧日前偏差收益回收},i,t} = [Q_{\text{实际},i,t} \times (1 - k_{\text{用户侧日前偏差限值}}) - Q_{\text{日前},i,t}] \times (P_{\text{日前统一},t} - P_{\text{实时统一},t})$$

其中， $R_{\text{用户侧日前偏差收益回收},i,t}$ 为用户侧主体*i*在*t*时段的用户侧日前偏差收益回收费用； $Q_{\text{日前},i,t}$ 为用户侧主体*i*在*t*时段的日前出清电量； $Q_{\text{实际},i,t}$ 为用户侧主体*i*在*t*时段的实际用电量； $P_{\text{日前统一},t}$ 为*t*时段日前市场统一结算点电价； $P_{\text{实时统一},t}$ 为*t*时段实时市场统一结算点电价。

用户侧日前偏差收益回收费用直接在该用户电能量电费中结算，不与其它费用分摊或返还。

3) 新能源超发盈余：指为保障新能源最大化消纳实现的新能源较实时现货出清电量的增发电量按照最低限价（40元/兆瓦时）在发电侧结算，而用户侧按照实时现货市场价格结算，发用两侧电价差产生的盈余。新能源超发盈余总费用的50%在参与现货市场的发电企业按照月度上网电量比例按月进行返还；另外50%在参与现货市场的用户（含代理购电用户）按照月度用电量比例按月进行返还。

### （三）辅助服务费用

调频补偿以 1 小时为一个调度时段进行结算,调频里程补偿费用计算方法如下:

$$\text{AGC 单元调频里程补偿费用} = \sum_{t=1}^T (D_{i,t} \times p_e \times k_d^{i,t})$$

其中, T 表示调频市场交易的单位计费周期数;  $D_{i,t}$  表示市场主体  $i$  在  $t$  时段的调频里程;  $p_e$  表示调频里程补偿价格 (本次结算试运行上限暂取 15 元/兆瓦),  $k_d^{i,t}$  为市场主体  $i$  在  $t$  时段提供调频服务时的综合调频性能指标平均值。

调频成本补偿费用计算方法如下:

$$\begin{aligned} &\text{当 } Q_{\text{实际},t} > Q_{\text{实时市场},t} \text{ 且 } P_{\text{报价},t} > P_{\text{实时市场},t} \text{ 时} \\ R_{\text{调频成本补偿},t} &= (Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{实时市场},t}) \\ &\times [\min(P_{\text{调频补偿上限价},t}, P_{\text{报价},t}) - P_{\text{实时市场},t}] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &\text{当 } Q_{\text{实际},t} < Q_{\text{实时市场},t} \text{ 且 } P_{\text{报价},t} < P_{\text{实时市场},t} \text{ 时} \\ R_{\text{调频成本补偿},t} &= (Q_{\text{实时市场},t} - Q_{\text{实际},t}) \\ &\times [P_{\text{实时市场},t} - \max(P_{\text{调频补偿下限价},t}, P_{\text{报价},t})] \end{aligned}$$

其中， $R_{\text{补偿},t}$ 为机组在  $t$ 时刻可以获得的补偿费用，计算结果为负时置零； $Q_{\text{实际},t}$ 为机组在  $t$ 时刻的实际出力； $Q_{\text{实时市场},t}$ 为机组在  $t$ 时刻计划出力； $P_{\text{调频补偿上限价},t}$ 为燃煤基准电价（259.5元/兆瓦时）的150%（389元/兆瓦时）； $P_{\text{调频补偿下限价},t}$ 为燃煤基准电价（259.5元/兆瓦时）的50%（129.8元/兆瓦时）； $P_{\text{报价},t}$ 为机组  $t$ 时段电能量报价； $P_{\text{实时市场},t}$ 为机组在  $t$ 时刻的实时市场出清电价。

调频成本补偿费用纳入调频里程补偿费用，调频里程补偿费用在现货结算日期内，费用由发电侧市场化主体按上网电量分摊，纳入月度结算。

## 七、其它说明事项

### （一）现货与调峰辅助服务市场融合

本次结算试运行期间，省内调峰辅助服务市场暂停运行，现货市场与调峰市场融合，同时不再设置火电深调等补偿机制。电锅炉配合电网响应调整电量，按照基准电价（259.5元/兆瓦时）补偿，补偿费用由新能源企业根据响应期间的发电量分摊。省内

现货市场调电试运行期间，正常开展调峰辅助服务市场，当全网火电平均负荷率低于有偿调峰基准时，对调峰电量进行补偿。

## （二）调频性能指标

本次结算试运行期间，调频辅助服务市场调频性能系数由调节速率、调节精度、响应时间三项性能参数加权平均确定。调频性能指标选取第三次结算试运行期间的性能参数作为基准参数，用于调频辅助服务市场实际结算，折算后调频市场结算价格上限为 15 元/兆瓦。

## （三）厂用电率折算

本次结算试运行，发电主体申报厂用电率用于折算日前现货市场结算分时电力曲线，各发电主体厂用电率参数需在缺省申报环节完成填报并封存，试运行期间不再进行调整。

## （四）市场力防控

为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，本次结算试运行开展市场力监测与管控。

### 1.根据市场供需比，启动市场力缓解机制

市场力行为监测。日前市场出清后，逐时段计算市场供需比<sup>1</sup>和价格情况，初步判断市场内是否存在操纵市场力的行为，并启动市场力行为监测，具体标准如下：

表 1 市场供需比及触发市场力监管价格

---

<sup>1</sup>市场供需比=（市场发电能力-外送电力+受入电力）/实际负荷

现货市场供需比	大于等于 1.5	1.2-1.5
现货市场价格	不高于 400 元/兆瓦时	不高于 800 元/兆瓦时

若某时段达到启动市场力行为监测的情况，对 TOP4 发电集团计算剩余供给指数 (RSI)，并对该发电集团旗下机组报价进行检测，具体计算公式如下：

发电集团的剩余供给指数 = (所有准入发电主体的总发电容量 - 该发电集团的发电容量) / 目标交易时段的市场总需求容量。

市场监管初期，当发电集团的 RSI 小于 1.05，则认为该发电集团具有市场力，将该集团下的所有机组高于参考报价的报价段替换为参考报价，重新组织日前市场出清。实时市场同样采用替换后的报价出清。本次结算试运行参考报价为用燃煤基准电价 (259.5 元/兆瓦时) 的 1.2 倍 (311.4 元/兆瓦时)。

## 2. 价格修正

为保障现货市场运行初期价格平稳有序，当前或实时市场出清的用户统一结算价加权平均值超过燃煤基准电价 (259.5 元/兆瓦时) 的 150% (389 元/兆瓦时) 时，在结算环节 (披露的出清价格不变)，将用户侧 96 点统一结算价等比例缩小，直至用户侧 96 点统一结算价算术平均值等于燃煤基准电价的 150%，相对应地将发电侧各节点 96 点结算电价按相同比例缩小 (日前、实时现货价格分别按上述原则进行市场价格修正)。

## (五) 信息发布

市场运营机构按规定及时向市场主体披露市场运营相关信息，具体按照《电力市场信息披露基本规则》(国能发监管〔2024〕9号)要求，依据电力现货市场信息披露办法所要求的时间节点、披露内容以及披露范围要求，及时发布事前市场边界信息、出清结果等信息。

## (六) 风险控制

1.调度机构要切实加强调度运行管理，全力保障市场有序出清和电网安全运行。当市场出清结果无法满足电网安全运行需要时，及时实施人工干预保障电网安全运行，干预措施包括但不限于调整市场出清边界、调整市场出清结果，调度机构应详细记录事件经过、市场干预调整情况等。当出现气候异常、自然灾害、重大电源或电网故障等突发事件影响电力供应或电网安全时，或技术支持系统出现异常无法正常开展交易时，调度机构应按照电网安全控制优先的原则处理事故和安排电网运行，必要时可中止现货市场试运行并及时汇报宁夏自治区发改委。

2.市场运营机构在结算试运行过程中发现市场价格大幅波动，部分市场主体出现严重偏离实际的巨额盈亏，影响市场有序运行的情况，市场运营机构经报请自治区发展改革委同意后，可中止现货市场结算并按照原中长期方式开展结算。

## 八、相关要求

(一)强化运行保障。各相关单位要高度重视结算试运行工

作，全力配合现货市场运营机构做好现货市场与生产运行的衔接工作，保障电网运行安全和市场运营平稳。

（二）加强分析总结。现货市场运营机构要结合电网负荷、新能源出力等边界条件，做好市场出清结果分析，及时发现试运行过程中存在的问题并妥善处理，不断完善市场规则条款和技术系统功能。

（三）做好信息报送。现货市场运营机构合理安排人员分工，及时整理汇总市场出清相关数据，完成市场结算试运行报告编制和报送。

（四）严肃调度纪律。发电侧各市场主体结算试运行期间应确保在运机组均投入 AGC 远控模式并严格执行调度指令，无故不执行调度指令等行为按照“两个细则”严格考核。

附件：1.相关工作联系人

2.宁夏电力现货市场交易组织流程

3.机组运行参数表

4.市场核定参数表

5.参与现货市场火电机组最小技术出力表

6.费用结算公式

7.电能量费用结算示例

8.宁夏电力现货市场试运行规则（第四次结算试运

行)

## 附件 1

### 相关工作联系人

类别	工作任务	联系人	电话
一、现货专班成员			
规则支撑	规则解释及调整	陈莹	18995380778
	规则解释及调整	刘鹏	8887078
	规则解释及调整	吴晶	18995231019
	规则解释及调整	郝军	8366509
	规则解释及调整	葛超	15909683548
二、宁夏电力调度控制中心			
交易组织	日前市场	王鑫	4914828
	实时市场	王鑫	4914828
交易支撑	断面限额及约束	刘刚	4918125
	水电及新能源	高任龙	4916242
	市场咨询受理	杨慧彪	4916122
技术支持	技术支持协调	麻鑫	15664890505
	现货系统支撑	马守存	18550600620
	日前出清支持	马博洋	17395113552
	实时出清支持	鲁宏武	13459662263
	调频市场支持	杨志昊	15809633695
	调度计划支持	白海学	18152303140
三、宁夏电力交易中心有限公司			
交易组织	中长期交易	吴辰宁	4918283
	市场信息披露	思坤城	15532716940
交易结算	交易结算	赵一凡	4916226
技术支持	交易平台保障	苏涛	5986909
四、宁夏电力市场营销部			
交易支撑	营销系统数据	张璐	4932440
技术支持	营销保障系统	张睿智	19995170189

## 附件 2

# 宁夏电力现货市场交易组织流程

### (一) 日前现货市场 (D-1 日)

08:30 前, 电力交易机构通过电力交易平台向市场主体发布日前现货交易所需相关信息, 完成事前信息发布。

09:30 前, 市场主体完成日前现货电能量市场、辅助服务市场申报。

10:00 前, 电力调度机构完成日前现货市场和辅助服务市场预出清。

11:30 前, 电力调度机构将区内预出清结果、电力平衡裕度和可再生能源富余程度提交至电力交易机构, 通过电力交易平台向市场主体发布。

11:30 前, 市场主体通过电力交易平台完成省间日前现货市场申报, 具体申报信息详见《省间电力现货交易规则(试行)》。

15:00 前, 调度机构接收省间现货的出清结果, 依据各市场主体申报电能价格曲线, 分解省间现货市场出清结果。

17:00 前, 调度机构依据富余新能源情况, 完成西北地区跨省调峰辅助服务市场、备用市场等短期跨省交易的申报。具体申报信息详见《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则(试行)》。

17:30 前, 调度机构采用优先购电预测数据、代理购电

中长期成交曲线（或日预测用电曲线）及市场化用户申报负荷数据进行市场出清，形成日前节点电价、统一结算点电价和中标电量。

18:00 前，调度机构根据日前电能量市场出清模型，采用全网用电负荷预测，确定机组组合和日前发电计划。

18:30 前，市场运营机构向市场主体发布日前电能量市场出清结果。

## （二）实时现货市场（D 日）

T-120 分钟前（交易时段起始时刻为 T，下同），电力交易机构通过电力交易平台向市场主体发布省间日内现货交易所需相关信息。

T-110 分钟前，市场主体通过电力交易平台完成省间日内现货市场申报。

T-90 分钟前，电力调度机构完成市场主体省间日内现货市场申报数据的合理性校验，并将量价数据报送至国调中心。

T-60 分钟前，国调中心完成省间日内现货市场集中出清，下发省间日内现货交易结果和跨区联络线日内计划。

T-30 分钟前，西北网调完成西北调峰辅助服务市场出清，下发西北辅助服务交易结果和省间联络线日内计划。

### 附件 3

## 机组运行参数表

序号	申报内容	备注
1	机组额定有功功率	与发电业务许可证保持一致
2	机组深调极限出力	与试验报告保持一致
3	机组最大、最小可调出力	
4	机组有功功率调节速率	上升调节速率和下降调节速率
5	机组综合厂用电率	与试验报告保持一致
6	机组冷态启动时间	停机时间72小时以上
7	机组温态启动时间	停机时间10小时（含）至72小时（含）
8	机组热态启动时间	停机时间10小时以内
9	机组典型开机曲线	从并网至最小技术出力期间的升功率曲线
10	机组典型停机曲线	从最小技术出力至解列期间的降功率曲线
11	最小连续开机时间	表示机组开机后，距离下一次停机至少需要连续运行的时间，申报范围为0-24小时
12	最小连续停机时间	表示机组停机后，距离下一次开机至少需要连续停运的时间，申报范围为0-10小时

## 附件 4

### 市场核定参数表

序号	参数名称	建议值	备注
1	市场申报价格上下限	上限：1000元/兆瓦时 下限：40元/兆瓦时	
2	市场出清价格上下限	上限：1000元/兆瓦时 下限：40元/兆瓦时	
3	调频市场里程补偿申报价格上下限	上限：15元/兆瓦 下限：5元/兆瓦	
4	机组启动费用限额	燃煤机组各容量等级的冷态、温态、热态启动费用报价上限为： 100万千瓦级机组（300万元/次、240万元/次、180万元/次），60万千瓦级机组（200万元/次、160万元/次、120万元/次），30万千瓦级机组（110万元/次、88万元/次、66万元/次）。	各机组统一按对应容量等级的启动成本基准值申报。

## 附件 5

## 参与现货市场火电机组最小技术出力表

序号	调度名称	机组	装机/兆瓦	最小出力/兆瓦
1	大坝电厂	大坝电厂#1 机	330	82.5
2		大坝电厂#2 机	330	82.5
3		大坝电厂#3 机	330	90
4		大坝电厂#4 机	330	90
5	灵武电厂	灵武电厂#1 机	600	180
6		灵武电厂#2 机	600	180
7	马莲台电厂	马莲台电厂#1 机	330	99
8		马莲台电厂#2 机	330	99
9	石嘴山一电厂	石嘴山一电厂#1 机	350	70
10		石嘴山一电厂#2 机	330	66
11	石嘴山二电厂	石嘴山二电厂#1 机	330	66
12		石嘴山二电厂#2 机	330	66
13		石嘴山二电厂#3 机	330	66
14		石嘴山二电厂#4 机	330	66
15	西夏热电厂	西夏热电厂#2 机	200	58
16		西夏热电厂#1 机	200	58
17	中宁二电厂	中宁二电厂#2 机	330	99
18		中宁二电厂#1 机	330	99
19	大坝三期电厂	大坝三期电厂#5 机	600	180
20		大坝三期电厂#6 机	600	180
21	大武口热电厂	大武口热电厂#1 机	330	99
22		大武口热电厂#2 机	330	99
23	六盘山热电厂	六盘山热电厂#1 机	330	99
24		六盘山热电厂#2 机	330	99
25	鸳鸯湖电厂	鸳鸯湖电厂#1 机	660	198
26		鸳鸯湖电厂#2 机	660	198
27	国华宁东电厂	国华宁东电厂#1 机	330	59
28		国华宁东电厂#2 机	330	59
29	中卫热电厂	中卫热电厂#1 机	350	105
30		中卫热电厂#2 机	350	105
31	吴忠朔方热电厂	吴忠朔方热电厂#1 机	350	98
32		吴忠朔方热电厂#2 机	350	98
33	西夏热电二期电厂	西夏热电二期电厂#3 机	350	105
34		西夏热电二期电厂#4 机	350	105
35	尚德电厂	尚德电厂#2 机	660	198
36		尚德电厂#1 机	660	198

## 附件 6

# 电能量费用结算公式

1) 中长期电费计算公式为：

$$R_{\text{中长期}} = \sum [Q_{\text{中长期},t} \times (P_{\text{中长期},t} + P_{\text{日前},t} - P_{\text{中长期参考点},t})]$$

其中：

$t$  为所计算的时段，以 1 小时为一个时段；

$Q_{\text{中长期},t}$  为  $t$  时段中长期合同分时电量；

$P_{\text{中长期},t}$  为  $t$  时段中长期合同约定价格；

$P_{\text{日前},t}$  为日前市场机组所在节点  $t$  时段结算电价或

用户侧  $t$  时段统一结算点电价；

$P_{\text{中长期参考点},t}$  为日前统一结算点电价。

2) 日前市场偏差电能量电费计算公式为：

$$R_{\text{日前偏差}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期},t}) \times P_{\text{日前},t}]$$

其中：

$t$  为所计算的时段，以 1 小时为一个时段；

$Q_{\text{日前},t}$  为日前市场  $t$  时段机组出清上网电量或用户

侧日前申报需求电量；

$Q_{\text{中长期},t}$ 为  $t$ 时段中长期合同分时电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场机组所在节点  $t$ 时段结算电价或

用户侧  $t$ 时段统一结算点电价。

3) 实时市场偏差电能量电费计算公式为：

$$R_{\text{实时偏差}} = \sum [(Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

其中：

$t$ 为所计算的时段，以1小时为一个时段；

$Q_{\text{实际},t}$ 为实时市场  $t$ 时段机组实际上网电量或用户侧实际用电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为日前市场  $t$ 时段机组出清上网电量或用户侧日前申报需求电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为实时市场机组所在节点  $t$ 时段结算电价或用户侧  $t$ 时段统一结算点电价。

因保障新能源最大化消纳实现的新能源实际上网电量超出实时现货出清电量。即  $Q_{\text{实际},t} > Q_{\text{实时},t}$ ，其超过实时现货出清电量的增发部分，按照现货市场最低限价（40元/兆瓦时）结

算。此时新能源实时偏差电能量电费计算公式如下。

$$R_{\text{实时偏差},i} = \sum [P_{\text{实时},i,t} \times (Q_{\text{实时},i,t} - Q_{\text{日前},i,t}) + P_{\text{min}} \times \max [(Q_{\text{实际},i,t} - Q_{\text{实时},i,t}), 0]]$$

其中：

$t$ 为所计算的时段，以 1 小时为一个时段；

$P_{\text{实时},i,t}$ 为新能源场站  $i$  在  $t$  时段实时现货市场节点价格；

$P_{\text{min}}$ 为现货市场最低结算限价，为 40 元/兆瓦时；

$Q_{\text{实时},i,t}$ 为新能源场站  $i$  在  $t$  时段实时现货市场出清电量；

$Q_{\text{日前},i,t}$ 为新能源场站  $i$  在  $t$  时段日前现货市场出清电量；

$Q_{\text{实际},i,t}$ 为新能源场站  $i$  在  $t$  时段实际上网电量

## 附件 7

# 电能量费用结算示例

本算例仅适用于此次结算试运行，且仅用于介绍理清电能量电费构成和结算过程。

### (一) 分时现货均价

假设市场化机组 A、B 参与现货，T1 时段(包含 4 个点，每 15 分钟为 1 个点)的日前和实时出清数据如下(单位：兆瓦时、元/兆瓦时、元)：

	T1 日前								T1 实时								T1 日前 分时 均价	T1 实时 分时 均价
	0:15		0:30		0:45		1:00		0:15		0:30		0:45		1:00			
	电 量	电 价																
市场机 组 A	80	500	90	510	85	505	100	520	70	510	100	520	90	515	100	525	530. 48	542. 06
市场机 组 B	230	550	220	545	190	530	210	530	250	560	200	540	210	550	220	555		

T1 时段日前分时现货均价 = (A 的 T1 日前电量 × 日前电价 + B 的 T1 日前电量 × 日前电价) / (A 的 T1 日前电量 + B 的 T1 日前电量) = { (80 × 500 + 90 × 510 + 85 × 505 + 100 × 520) + (230 × 550 + 220 × 545 + 190 × 530 + 210 × 530) } / (80 + 90 + 85 + 100 + 230 + 220 + 190 + 210) = 530.48 元/兆瓦时

T1 时段实时分时现货均价 = (A 的 T1 实际电量 × 实时电价 + B 的 T1 实际电量 × 实时电价) / (A 的 T1 实际电量 + B 的 T1 实际电量) = { (70 × 510 + 100 × 520 + 90 × 515 + 100 × 525) + (250 × 560 + 200 × 540 + 210 × 550 + 220 × 555) } / (70 + 100 + 90 + 100 + 250 + 200 + 210 + 220) = 54

## 2.06 元/兆瓦时

注：算例输入数据为单时段数据，仅举例说明。在实际结算中，发电侧以每小时内 4 个 15 分钟节点电价的算术平均值作为该小时的节点电价。

### （二）电能量结算

假设市场化机组 A、B，市场化用户 X、Y 参与现货，发电侧：中长期合同电量合计 300 兆瓦时，日前出清电量合计 310 兆瓦时，实际上网电量合计 320 兆瓦时；用电侧：中长期合同电量合计 300 兆瓦时，日前申报电量合计 310 兆瓦时，实际用电量合计 320 兆瓦时。发、用两侧结算电费如下表所示：

	中长期			日前			实时			总结算 电费	结算均 价
	电量	电价	电费	电量	电价	电费	电量	电价	电费		
市场机组 A	100	400	32581	80	500	-1000 0	70	700	-7000	15581	222.56
市场机组 B	200	400	85162	230	600	18000	250	750	15000	118162	472.65
	中长期			日前			实时			总结算 电费	结算均 价
	电量	电价	电费	电量	电价	电费	电量	电价	电费		
市场用户 X	80	400	32000	50	574.19	-1722 6	70	739.06	14781	29555	422.22
市场用户 Y	220	400	88000	260	574.19	22968	250	739.06	-7391	103577	414.31

$$\textcircled{1} \text{ 日前分时均价} = (\text{机组 A 日前电量} \times \text{日前电价} + \text{机组 B 日前电量} \times \text{日清电价}) / (\text{机组 A 日前电量} + \text{机组 B 日前电量}) = (80 \times 500 + 230 \times 600) / (80 + 230) = 574.19 \text{ 元/兆瓦时}$$

②实时分时均价=( 机组 A 实际电量×实时电价+机组 B 实际电量×实时电价 ) / ( 机组 A 实际电量+机组 B 实际电量 ) =  
( 70×700+250×750 ) / ( 70+250 ) =739.06 元/兆瓦时

③机组 A 结算电费=中长期合约电费+日前偏差电费+实时偏差电费=中长期合约电量×( 中长期合约价格+日前市场节点电价-日前统一结算点电价 ) + ( 日前出清电量 - 中长期合约电量 ) ×日前出清电价+ ( 实际上网电量 - 日前出清电量 ) ×实时出清电价  
=100×(400+500 - 574.19)+(80 - 100)×500+(70 - 80)×700=15581 元

③用户 X 结算电费=中长期电费+日前偏差电费+实时偏差电费=中长期合约电量×( 中长期合约价格 + 日前市场统一结算点电价 - 中长期结算参考点现货电价 ) + ( 日前申报电量 - 中长期合约电量 ) ×日前分时均价+ ( 实际用电量-日前申报电量 ) ×实时分时均价  
=80× ( 400+574.19 - 574.19 )  
+(50-80)×574.19+(70-50)×739.06=29555 元

注：算例输入数据为单时段数据，仅举例说明。实际结算中，用户侧以发电侧每小时各节点电价的加权平均作为该小时的统一结算点价格进行结算。中长期结算参考点现货电价为日前市场统一结算点电价。