

# 河北南部电网电力现货市场 连续试运行期间第二轮结算工作方案

## 一、工作安排

### （一）运作模式及时间安排

本轮结算试运行依据的规则为《河北南网电力现货市场系列规则 V2.1 版》(2024 年 10 月 22 日由市场管理委员会审议通过)。本轮结算试运行自 2024 年 11 月 1 日启动。为确保市场平稳运营，本次试运行的市场结算在月内分阶段开展。首个结算试运行时段为 11 月 1 日至 5 日，后续结算试运行时段及相关事项另行通知。

现货结算日期间，开展中长期月内集中竞价交易、中长期日滚动交易、代理购电月内（现货）及日挂牌交易、省内现货交易与调频辅助服务交易并结算。非现货结算日期间，开展中长期月内滚动撮合交易、代理购电月内挂牌交易、省内现货交易与调频辅助服务交易。

省间市场（省间现货、华北调峰）纳入省内现货交易组织流程，作为省内现货市场的边界条件。

### （二）参与范围

发电侧：参与中长期交易的火电电厂、集中式新能源场站。集中式新能源厂站入市比例按照当年年度中长期交易工作方案

执行。

用户侧：参与中长期交易的售电公司、批发用户以及电网代理购电。

独立储能：参与中长期交易的独立储能项目，分别作为发电和用电市场主体参与市场。

### （三）前期准备

1.完成各类系统缺陷消除及升级工作。

2.完成营销技术支持系统升级改造。

3.发布现货市场连续试运行期间第二轮结算公告，各市场主体加强对市场交易人员的培训，确保从业人员熟练掌握市场规则和相关技术操作。

4.发电侧市场主体在电力交易机构平台上完成机组运行参数和缺省申报参数的申报。

5.发布用户侧分时用电信息。

## 二、中长期交易组织

### （一）中长期月内集中竞价交易

#### 1.交易标的

按照现货结算日安排分阶段组织开展，交易标的为各阶段结算日期间分时段电量。

#### 2.交易模式

采用集中竞价交易方式，在首个现货结算日前3个工作日组

织申报。原则上发电企业作为售方，电力用户和售电公司作为购方，按照 T3-T6 申报交易电量、电价等信息，交易中心按照“价格优先、时间优先”统一边际出清。其中，申报时间按照每 30 分钟一档计算优先级，申报价格及申报时间优先级均相同时，按申报电量等比例分配。

### 3.交易限额

#### (1) 电量限额

发电企业：分时段净售出电量不得超过上网电量上限扣除已达成交易电量（含年度、多月、月度分解电量）净值，折合电力不得超出装机容量。按照现货结算日天数占当月日历天数的比例计算售出电量申报上限。

电力用户（售电公司）：参照月度集中竞价申报上限，并按照现货结算日天数占当月日历天数的比例计算用户侧分时段购入电量申报上限。计算时剔除月度已达成交易电量净值。

燃煤火电企业及售电公司月内集中竞价交易分时段申报电量与申报时已持有中长期分时段合同电量之和不得小于其交易标的日实际分时段电量的 90%。对不满足要求的，按照规则中缺额回收机制执行，计算燃煤火电企业申报电量缺额时剔除代理购电合同。

#### (2) 电价申报范围

由发电企业、电力用户（含售电公司）双方通过市场化方式

在“基准价+上下浮动”范围内形成，上下浮动原则上均不超过20%，其中平段基准价为364.4元/兆瓦时，高峰、低谷时段基准价分别是平段基准价的1.7、0.3倍。高耗能企业市场交易价格不受上浮20%限制。

## （二）中长期日滚动分时交易

### 1.交易标的

中长期日滚动分时交易按工作日滚动连续开市，运行日电量按小时划分为24个时段，交易日（D-3、D-2日）交易标的为运行日（D日）每小时交易电量，即运行日交易标的电量提前2-3个工作日组织申报。

### 2.交易模式

本次交易以融合交易模式开展，即同一小时市场主体可以选择作为购电方或者售电方，但只能选择购电方或者售电方一种身份参与交易。

### 3.交易限额

#### （1）电量限额

发电企业：分时净售出电量折合电力不得超出装机容量，日交易分时购入电量不得超出各类交易（含年度、多月、月度、月内及日交易）分解至该小时的净卖出电量之和。

电力用户（售电公司）：购入电量不得超出分时申报电量上限。售出电量不得超出各类交易（含年度、多月、月度、月内及

日交易) 分解至该小时的净买入电量之和。分时申报电量上限参照批发用户或售电企业代理用户 9 月平均负荷的 K3 倍设定。K3 值取 2。

## (2) 电价申报范围

本次日滚动交易价格由发电企业、电力用户(含售电公司)双方通过市场化方式在“基准价+上下浮动”范围内形成,上下浮动原则上均不超过 20%,其中平段基准价为 364.4 元/兆瓦时,高峰、低谷时段基准价分别是平段基准价的 1.7、0.3 倍。高耗能企业市场交易价格不受上浮 20%限制。

## (三) 代理购电中长期交易

### 1.代理购电月内交易(现货)

按照结算日安排分阶段组织开展,交易标的物为各阶段现货结算日期间代理购电分时段电量需求。电网企业代理购电以挂牌交易方式参与月内交易,挂牌成交电量不足部分由单机容量 150 兆瓦及以上的燃煤主力火电机组按剩余容量等比例承担,即按上网电量上限扣除已达成的各类交易及本次挂牌交易申报电量后的净值进行分配。成交电量分解至每日每小时。

### 2.代理购电日挂牌交易

#### (1) 交易方式及交易标的

电网企业代理购电通过挂牌交易方式参与日交易。交易标的为运行日(D 日)代理购电采购电量,采用总电量带分时曲线模

式。

日挂牌交易电量分时段价格采用当月月度集中竞价交易价格。日挂牌电量成交不足部分不再进行分摊,通过现货市场采购。如代理购电日挂牌不成交电量较大,对市场产生较大影响,经请示省发改委同意后,可继续进行分摊。

## (2) 交易时间安排

代理购电日挂牌交易在工作日开展。为与中长期日滚动交易衔接,方便发电企业调整合同电量,在运行日的前3个工作日(D-3日)组织交易,发电企业在交易平台参与代理购电日交易,运行日的前2个工作日(D-2日)发布日代理购电交易结果。

## (四) 现货结算日合同分解原则

火电、风电企业与电力用户(售电公司)年度、多月、月度、月内中长期合同按月分日、日分时均分至每日每小时,光伏企业与电力用户(售电公司)年度、多月、月度、月内中长期合同按月分日均分至每日,日分时曲线参照河北南部电网光伏发电典型曲线分解,即各时段合同电量按高峰、平段、低谷各自时段内分时曲线占比分解,典型曲线采用前一年河北南网集中式光伏发电企业日均出力折算曲线,详见附件6。T6合同电量先按照月度交易公告分劈比例分解至高峰、平段、低谷等相应时段,再分解至段内每小时。

## 三、现货交易组织

## （一）申报方式

竞价日（D-1）交易申报截止时间前，市场主体通过河北电力交易平台申报相关交易信息。

单机容量 150MW 及以上合规在运燃煤机组可在现货电能量市场和调频辅助服务市场同时申报。燃煤机组日前申报出力上限的最大值，在满足时长和安全校核等要求的条件下，即为其容量电费对应的日前申报最大出力，接受最大发电能力抽查和考核。

在现货电能量市场，采取“报量报价”方式申报，以机组为单位申报运行日的电力-价格曲线（最多 10 段），第一段申报起始出力不高于机组的投 AGC 最小出力（已通过 AGC 深调试验机组最小出力详见附件 4，未通过 AGC 深调试验机组为正常运行工况下投入 AGC 最小技术出力），最后一段出力区间终点为机组的可调出力上限，每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点，报价曲线必须随出力增加单调非递减。每连续两个出力点间的长度不能低于机组额定有功功率与最小技术出力之差的 5%。在市场申报关闸前未及时申报的，采用缺省报价作为申报信息。

在调频辅助服务市场，发电厂以机组为单位，通过电力交易平台申报次日调频里程补偿价格。

单机容量 150MW 以下火电机组无需申报，采用中长期交易日分解曲线作为日前出清结果。

参与中长期交易的新能源场站采取“报量报价”方式申报，以场站为单位申报运行日的电力-价格曲线（最多 5 段）。第一段申报起始出力为 0，最后一段申报出力终点为电站装机容量（对于扶贫商业混合新能源电站，其最后一段申报出力终点为电站商业部分装机容量），每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点。报价曲线必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于 1 兆瓦。申报的最大发电能力低于新能源预测出力的，将申报的最大发电能力至新能源预测出力部分按最后一段报价参与市场出清；在市场申报关闸前未及时申报的，按照零报价参与市场出清。拥有配建储能的新能源场站还需申报配建储能充/放电曲线，该充放电曲线与对应的新能源场站功率预测值叠加作为新能源场站在现货市场上申报的发电能力曲线参与现货市场出清。若配建储能充电曲线与新能源出力曲线叠加后小于 0，在市场出清时该新能源场站总发电能力按 0 计算。

独立储能采取“报量不报价”的方式，分别作为用电/发电市场主体申报次日 96 点充电/放电曲线，参与现货电能量市场。在市场申报关闸前未及时申报的，采用缺省信息作为申报信息。

售电公司和批发用户采取“报量不报价”的方式，申报其代理用户或其自身在运行日的用电需求曲线（即运行日每小时内的平均用电负荷），参与现货市场出清和结算。在市场申报关闸前未及时申报的，采用中长期合同分时电力曲线作为申报信息。



电网企业提供市场化交易用户典型曲线(最近一周工作日平均负荷曲线作为“典型工作日曲线”，周六日平均负荷曲线作为“典型周六日曲线”)，参与日前现货市场出清。

## (二) 市场限价

本次结算试运行电能量申报价格的限价范围为 0-1200 元/兆瓦时，市场主体申报的价格不得超过市场限价，市场出清的限价范围为 0-1200 元/兆瓦时。调频里程补偿申报价格的限价范围为 0-15 元/兆瓦，市场主体申报的价格不得超过市场限价，市场出清价格的限价范围为 0-15 元/兆瓦。

## (三) 申报数据审核

市场主体提交申报信息后，市场运营机构对申报信息进行审核及处理。市场主体的申报信息、数据应满足规定要求，初步审核不通过将不允许提交，直至符合申报要求。

## (四) 交易出清与执行

日前现货市场中，采用全电量竞价、集中优化出清的方式开展。电力调度机构首先根据预测全网系统负荷曲线和国网河北营销中心提供的市场化用户总典型用电曲线，计算得出居民农业和代理购电用户的用电需求曲线；然后基于发用两侧市场成员申报信息和运行日的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合(SCUC)、安全约束经济调度(SCED)程序进行优化计算，出清得到日前电能量市场交易结果；最后采用电力调度机构预测

的全网系统负荷进行可靠性机组组合校验，出清得到发电机组组合和发电出力。

发电企业电能量市场出清结果按照机组综合厂用电率（详见附件 1）折算为发电侧中标电量，中标电量中包含外送电量、省内市场化电量和非市场化电量，计算方式详见结算实施细则。市场化用户电能量出清电量即为中标电量。代理购电日前出清结果等于发电企业日前出清的省内市场化总电量减去市场化用户日前中标总电量。

调频辅助服务市场在省内日前现货市场确定的机组组合基础上开展，根据系统所需的调频总速率，采取集中竞价、边际出清的组织方式，出清次日调频机组序列。调频中标机组的各时段上调、下调预留调频容量（不超过机组成装机容量的 10%），依据电网运行情况按一定比例统一设置。

实时现货市场中，采用日前现货市场封存的竞价信息进行集中优化出清。电力调度机构基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，综合考虑发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，在机组实际开机组合和实际出力水平的基础上，以发电成本最小为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到各发电机组每 15 分钟的发电计划和实时节点电价。

试运行期间，日前现货电能量市场出清的发电出力计划实际

下发；实时现货电能量市场基于实时边界条件，对日前出清的发电出力计划优化调整，将每 15 分钟出清的发电出力值下发至机组实际执行。

### （五）市场力风险防范

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和机组报价异常监测。

#### 1. 市场力监测与管控

首先开展市场力评估分析。在日前现货市场出清完成后，计算 RSI 指数、MRR 指数两项市场力评估指标。

RSI 指数是指除去某一发电集团外，其余发电集团总发电能力与市场总需求的比值，某个发电集团的 RSI 指数越小，表明其控制市场价格的能力越强。当某发电集团的 RSI 指数小于 1 时，表明该发电集团必不可少，具有市场力。

MRR 指数，是指为满足市场需求，某发电企业必须发电的出力占其可发电容量的比例，表明市场对该发电集团的依赖程度。当某发电集团的 MRR 指数大于 0 时，表明必须调用该发电集团才能满足市场需求，该发电集团具有市场力。

其次开展市场力行为分析。日前市场出清后，计算日前市场出清加权平均电价  $\bar{P}^{DA}$ ，判断是否高于基准电价  $P^{REF,DA}$ 。若高于基准电价  $P^{REF,DA}$ ，则触发管控条件，进行市场力管控。本次结算试运行基准电价  $P^{REF,DA}$  定义为当月年度交易和月度交易加权平

均价的 K 倍。其中系数 K 暂由当日日前市场 96 点市场化平均供需比确定：当市场化平均供需比低于 1.5 时，K 取 1.2；市场化平均供需比在 1.5~1.7 时，K 取 1.15；市场化平均供需比大于 1.7 时，K 取 1.05。

最后开展市场力管控。当触发市场力管控条件后，将具有市场力的发电集团相关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。实时市场同样使用替换后的报价出清。本次结算试运行参考报价为同容量类型机组平均边际供电成本的 1.4 倍。平均边际供电成本由机组平均边际供电煤耗和近两期中国电煤采购价格指数（CECI 曹妃甸指数）折算至标准煤后平均值确定，四舍五入取整数值。

## 2. 机组报价异常监测

机组报价异常监测从以下三个维度开展。

一是发电机组报价波动性监测。计算某机组电能量平均报价与自身近 7 日平均报价水平的比值，当该比值超过[70%，130%]时，将该机组列入报价异常监测名单。

二是发电机组报价同质性监测。对于隶属于不同发电集团的同等装机容量水平机组，计算同一日平均报价的比值，当该比值在[99%，101%]时，将该类机组列入报价异常监测名单。

三是发电机组报价同步性监测。对于隶属于不同发电集团的同等装机容量水平机组，同日某类机组申报价格波动超出 $\pm 20\%$ ，

且波动幅度差值小于 3%时,将该类机组列入报价异常监测名单。

当市场价格走势明显偏离实际供需形势,对部分经营主体收益造成较大影响时,市场运营机构应及时将机组报价异常情况报告河北省发改委和华北能监局,并按照市场力事后追溯原则开展行使市场力行为认定和处置。

#### 四、市场结算

##### (一) 现货结算日

现货结算日期间,按照现货交易规则开展结算,结算费用包括电能量费用、调频辅助服务费用、市场调节费用及市场不平衡资金等,市场补偿费用暂不结算。

调频辅助服务费用、市场调节费用及市场不平衡资金,以现货结算日为周期,按照现货市场规则分阶段计算、分摊或返还,并纳入月度结算。电网代理购电暂不参与中长期合同偏差、日前申报偏差收益回收及费用分摊。新能源预测偏差开展模拟考核,暂不实际结算。有关参数设置如下:

(1) 平衡调节系数:  $L$  设为 0.1。

(2) 中长期申报缺额回收:燃煤火电企业按照峰、平、谷时段进行回收,其中 T6 时段申报电量按照月度交易公告公布的比例分劈到各时段;售电公司按照 T3-T6 合约类型进行回收。中长期申报缺额回收系数  $e$  设为 1.5。

(3) 中长期合同偏差收益回收:中长期合约电量偏差允许

范围参数  $m$ 、 $u$  设为 90， $n$ 、 $v$  设为 110 执行，调整系数  $k$  设为 1.05。

(4) 用户侧日前申报偏差收益回收：用户侧日前申报偏差允许范围参数  $r$  设为 80， $w$  设为 120，调整系数  $h$  设为 1.05。

(5) 计算中长期合约分时、分时段均价时均不计入 T6 类合约。发电企业按市场主体进行回收。

## (二) 非现货结算日

非现货结算日，按照中长期交易规则开展结算。中长期市场化差额资金，按非现货结算日期间的市场化电量（不含省间电量）比例分摊或返还。

## 五、信息发布

(一) 电力交易机构按照本次现货交易组织流程，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，市场主体可登录河北电力交易平台获取相关信息。

(二) 市场运营机构应严格执行工作纪律，做好信息保密管理，按要求控制信息知悉范围，杜绝市场信息泄露。

(三) 如遇技术支持系统故障等异常情况，影响市场交易正常开展时，市场运营机构应及时通过河北电力交易平台告知各市场主体。

## 六、风险控制

(一) 如预计在试运行期间将出现极端天气,可能影响电网安全和电力供应时,河北电力调控中心可向省发改委申请,调整本次结算试运行时段,并及时告知市场主体。

(二) 本次结算试运行过程中,如出现电网设备故障或技术支持系统故障等影响电网安全运行和现货市场正常运转情况时,电力调度机构应采取必要措施处理故障,优先保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。

(三) 本次结算试运行过程中,若发生突发性的社会事件、自然灾害、重大电源或电网故障、以及其他不可抗力等严重影响电力供应或电网安全时,电力调度机构经报请省发改委同意后,可中止现货市场试运行工作,转为现有调度计划模式,并及时告知市场主体。

(四) 本次结算试运行过程中,如出现电力交易平台功能异常、故障等影响交易正常组织的情况时,电力交易机构可采取必要措施暂停或推迟市场交易。若故障无法短时处理,电力交易机构经报请省发改委同意后,可中止现货结算试运行工作,并及时告知市场主体。

(五) 本次结算试运行过程中,如出现市场主体经营风险持续增加等影响市场正常运行的情况时,市场运营机构经报请省发改委同意后,可中止现货结算试运行工作,并及时告知市场主体。

## 七、相关要求

（一）强化运行保障。各相关单位要高度重视本次结算试运行工作，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。现货市场运营机构要坚持日报制度，合理安排人员分工，及时整理汇总市场出清相关数据，完成市场运行日报编制和报送。本次试运行结束后 2 周内，河北电力调控中心、交易中心根据本阶段试运行情况，评估试运行阶段存在的风险和影响，认真分析原因、归纳汇总，形成总结报告，并上报河北省发改委。



## 附件 1

### 机组运行参数表

| 序号 | 申报内容                  | 备注                                                                    |
|----|-----------------------|-----------------------------------------------------------------------|
| 1  | 机组额定有功功率              |                                                                       |
| 2  | 机组最大、最小技术出力           |                                                                       |
| 3  | 机组有功功率调节速率            |                                                                       |
| 4  | 机组日内允许的最大启停次数         |                                                                       |
| 5  | 机组综合厂用电率              | 火电报送预测厂用电率，经市场运营机构审核后生效；光伏、风电厂用电率分别定为 2.1%、3.46%。                     |
| 6  | 机组冷态启动时间              | 燃煤机组停机时间 10 小时以内为热态启动，停机时间 10 小时（含）至 72 小时（含）为温态启动，停机时间 72 小时以上为冷态启动。 |
| 7  | 机组温态启动时间              |                                                                       |
| 8  | 机组热态启动时间              |                                                                       |
| 9  | 冷态/温态/热态三组典型开机曲线      |                                                                       |
| 10 | 机组典型停机曲线              | 机组在停机过程中，从最小技术出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟                               |
| 11 | 供热机组非供暖期最大技术出力、最小技术出力 |                                                                       |
| 12 | 供热机组供暖期最大技术出力、最小技术出力  |                                                                       |
| 13 | 机组电能量缺省量价参数           | 包含现货日前市场报价、启动费用、空载费用、最小连续开机时间、最小连续停机时间                                |

## 附件 2

### 核定参数建议表

| 序号 | 参数名称                                  | 建议值                                                                                                        | 备注 |
|----|---------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1  | 电能量市场<br>申报价格上下限                      | 上限：1200 元/兆瓦时<br>下限：0 元                                                                                    |    |
| 2  | 电能量市场<br>出清价格上下限                      | 上限：1200 元/兆瓦时<br>下限：0 元                                                                                    |    |
| 3  | 机组启动费用上限                              | 各容量等级类型机组的冷态、温态、热态启动费用报价上限如下：<br>60 万机组（120 万元/次、100 万元/次、80 万元/次）<br>30 万千瓦及以下机组（80 万元/次、70 万元/次、60 万元/次） |    |
| 4  | 机组空载费用上限                              | 60 万机组（20000 元/小时）<br>30 万千瓦及以下机组（10000 元/小时）<br>下限：0 元/小时                                                 |    |
| 5  | 调频市场里程补偿<br>申报价格上下限                   | 上限：15 元/兆瓦<br>下限：0 元                                                                                       |    |
| 6  | 调频总速率需求值                              | 150MW/min                                                                                                  |    |
| 7  | 各类型机组平均供电煤耗（分容量）                      | 20 万千瓦及以下：356g/千瓦时<br>30-35 万千瓦：311g/千瓦时<br>60 万千瓦及以上：294g/千瓦时                                             |    |
| 8  | 中国电煤采购价格指数（CECI 曹妃甸指数）折合至 7000 大卡标煤价格 | 近两期值取平均值                                                                                                   |    |

注：核定参数建议值仅适用于本次试运行。

### 附件 3

#### 交易主要流程

| 序号 | 时间节点  | 工作内容                                                                                                                                                                                                        |
|----|-------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1  | D-3 日 | <p>9:00-12:00, 市场主体申报 D 日中长期日滚动交易 24 小时交易电量, 交易结果实时出清。</p> <p>17:00 前, 电力交易机构向市场主体发布 D 日中长期日滚动交易结果。</p> <p>16:00-17:00, 燃煤发电企业申报代理购电 D 日分时段电量。</p> <p>注: 仅在工作日开展; 当天有多个日滚动、代购电日挂牌交易时, 具体时间以公告或交易平台通知为准。</p> |
| 2  | D-2 日 | <p>9:30 前, 电力交易机构向市场主体发布 D 日代理购电交易结果。</p> <p>10:00-12:00, 市场主体申报 D 日中长期日滚动交易 24 小时交易电量, 交易结果实时出清。</p> <p>17:00 前, 电力交易机构向市场主体发布 D 日中长期日滚动交易结果。</p> <p>注: 仅在工作日开展; 当天有多个日滚动交易时, 具体时间以公告或交易平台通知为准。</p>        |

| 序号 | 时间节点          | 工作内容                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
|----|---------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 3  | D-1 日         | <p>8:45 前,市场运营机构向市场成员发布 D 日的边界条件信息,包括系统负荷预测、联络线计划、新能源功率预测、检修计划等。</p> <p>9:45 前,各市场主体完成市场交易申报,燃煤发电厂可在调频辅助服务市场和现货电能量市场同时申报。</p> <p>10:30 前,电力调度机构完成 D 日省内日前现货市场和调频辅助服务市场的预出清。</p> <p>11:00 前,基于预测的全网系统负荷,测算运行日电力平衡及新能源消纳情况。</p> <p>11:00-14:30,市场运营机构组织完成省间日前现货市场交易申报、出清和发布。</p> <p>18:00 前,电力调度机构结合省间日前现货和调峰市场出清结果,完善边界条件,完成省内日前现货电能量市场和调频辅助服务市场出清和可靠性机组组合出清。</p> <p>18:30 前,电力交易机构向市场主体发布调频辅助服务市场和日前现货电能量市场的金融出清结果。</p> |
| 4  | D 日           | T-15 分钟前,电力调度机构根据最新边界条件,组织开展省内实时现货电能量市场出清。                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| 5  | D+1 日         | 电力交易机构披露 D 日实时现货电能量市场的每小时量价出清结果。                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| 6  | D+2、<br>D+3 日 | 12:00 前,电网企业向电力交易机构提交 D 日发用电侧实际分时计量电量数据。                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| 7  | D+7 日         | 电力交易机构发布 D 日日清算临时结算结果                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| 8  | D+8 日         | 市场主体确认 D 日日清算结果                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |

## 附件 4

### 通过深度调峰 AGC 试验机组名单

单位：兆瓦

| 电厂名称  | 机组编号   | 额定容量 | 额定技术最小 | 最大深调容量 | 投 AGC 最低出力 |
|-------|--------|------|--------|--------|------------|
| 沧东电厂  | #1 机组  | 600  | 300    | 60     | 240        |
|       | #2 机组  | 600  | 300    | 60     | 240        |
|       | #3 机组  | 660  | 300    | 36     | 264        |
|       | #4 机组  | 660  | 300    | 36     | 264        |
| 定州电厂  | #1 机组  | 600  | 300    | 60     | 240        |
|       | #2 机组  | 600  | 300    | 60     | 240        |
|       | #3 机组  | 660  | 300    | 36     | 264        |
|       | #4 机组  | 660  | 300    | 36     | 264        |
| 邯东热电厂 | #1 机组  | 350  | 175    | 35     | 140        |
|       | #2 机组  | 350  | 175    | 35     | 140        |
| 邯峰电厂  | #1 机组  | 660  | 330    | 132    | 198        |
|       | #2 机组  | 660  | 330    | 132    | 198        |
| 龙山电厂  | #1 机组  | 600  | 300    | 90     | 210        |
|       | #2 机组  | 600  | 300    | 90     | 210        |
| 鹿华电厂  | #2 机组  | 330  | 165    | 30     | 135        |
| 马头热电  | #9 机组  | 300  | 150    | 90     | 60         |
|       | #10 机组 | 300  | 150    | 90     | 60         |
| 清苑热电  | #1 机组  | 300  | 150    | 90     | 60         |
|       | #2 机组  | 300  | 150    | 60     | 90         |
| 任丘电厂  | #1 机组  | 350  | 175    | 25     | 150        |
|       | #2 机组  | 350  | 175    | 25     | 150        |
| 上安电厂  | #1 机组  | 350  | 175    | 70     | 105        |
|       | #2 机组  | 350  | 175    | 70     | 105        |
|       | #3 机组  | 330  | 150    | 51     | 99         |
|       | #4 机组  | 330  | 150    | 51     | 99         |
|       | #5 机组  | 600  | 300    | 120    | 180        |
|       | #6 机组  | 600  | 300    | 120    | 180        |
| 深保热电  | #2 机组  | 350  | 175    | 15     | 160        |
| 武安电厂  | #1 机组  | 300  | 150    | 60     | 90         |
|       | #2 机组  | 300  | 150    | 60     | 90         |
| 西柏坡电厂 | #5 机组  | 600  | 300    | 30     | 270        |
|       | #6 机组  | 600  | 300    | 30     | 270        |

| 电厂名称 | 机组编号   | 额定容量 | 额定技术最小 | 最大深调容量 | 投 AGC 最低出力 |
|------|--------|------|--------|--------|------------|
| 邢南电厂 | #1 机组  | 600  | 300    | 30     | 270        |
|      | #2 机组  | 600  | 300    | 30     | 270        |
| 运东热电 | #1 机组  | 350  | 175    | 35     | 140        |
|      | #2 机组  | 350  | 175    | 35     | 140        |
| 邢台新厂 | #10 机组 | 330  | 150    | 10     | 140        |
|      | #11 机组 | 330  | 150    | 10     | 140        |
| 华润电厂 | #1 机组  | 330  | 150    | 51     | 99         |
|      | #2 机组  | 330  | 150    | 51     | 99         |

## 附件 5

### 电能量费用结算示例

本算例介绍本次结算试运行的电能量电费结算过程, 不作为最终结算依据。

#### (一) 发电侧日前中标数据计算

假设平衡调节系数为 0.1, 机组 A、B 参与现货, 1 时(包含 4 个点, 每 15 分钟为 1 个点)的日前出清数据如下 (假设无省间外送交易) :

单位: 兆瓦时, 元/兆瓦时

| 分类     | 0:15 |      | 0:30 |      | 0:45 |      | 1:00 |      | 入市比例 | 厂用电率  | 1 时     |      | 1 时   |
|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|---------|------|-------|
|        | 电力   | 节点电价 | 电力   | 节点电价 | 电力   | 节点电价 | 电力   | 节点电价 |      |       | 电量      | 节点电价 | 中长期均价 |
| 火电机组 A | 215  | 560  | 198  | 570  | 198  | 590  | 182  | 600  | 100% | 7.49% | 183.401 | 580  | 330   |
| 风电机组 B | 2.8  | 560  | 3    | 570  | 3.2  | 590  | 3.4  | 600  | 30%  | 2.10% | 0.911   | 580  | 330   |
| 全网     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |       | 184.312 | 580  | 330   |

火电机组 A 的 1 时日前中标电量=∑ 日前出清电力× (1-厂用电率) ×入市比例/4= (215+198+198+182)× (1-7.49%) ×100%/4=183.401 兆瓦时

火电机组 A 的 1 时日前市场节点电价=∑ 日前市场节点电价/4= (560+570+590+600)×/4=580 元/兆瓦时

**火电机组 A 的 1 时平衡后的日前市场节点电价**=1 时中长期市场合约均价+ (1 时日前市场节点电价-A 的 1 时中长期市场合约均价) ×平衡调节系数=330+ (580-330) ×0.1=355 元/兆瓦时

风电机组 B 的 1 时日前中标电量=∑ 日前出清电力× (1-厂

用电率) ×入市比例/4= (2.8+3+3.2+3.4)× (1-2.1%) ×30%/4=0.911 兆瓦时

风电机组 B 的 1 时日前市场节点电价= $\sum$  日前市场节点电价 /4= (560+570+590+600)×/4=580 元/兆瓦时

风电机组 B 的 1 时平衡后的日前市场节点电价=1 时中长期市场合约均价+ (1 时日前市场节点电价-B 的 1 时中长期市场合约均价) ×平衡调节系数=330+ (580-330) ×0.1=355 元/兆瓦时

1 时全网日前中标电量=火电机组 A 中标电量+风电机组 B 中标电量=183.401+0.911=184.312 兆瓦时

后续结算均按照平衡后的节点电价开展结算。

## (二) 日前市场统一结算点电价

1 时日前市场统一结算点电价= (A 的 1 时日前中标电量×日前市场节点电价+B 的 1 时日前中标电量×日前市场节点电价) / (A 的 1 时日前中标电量+B 的 1 时日前中标电量)=

(183.401×355+0.911×355) / (183.401+0.911) =355 元/兆瓦时

## (三) 发电侧电能量结算

假设在 1 时, 市场化机组 A、B: 省内中长期合同电量合计 181 兆瓦时, 省间电量 (包括省间中长期外送、省间现货、应急调度) 合计为零, 日前中标电量合计 184.312 兆瓦时, 实际上网电量合计 188.5 兆瓦时。发电侧结算电费如下表所示:



| 分类     | 上网<br>电量 | 入市<br>比例 | 省内非市场化电量 |       | 中长期合约 |     | 日前市场     |          | 实时市场     |          |
|--------|----------|----------|----------|-------|-------|-----|----------|----------|----------|----------|
|        |          |          | 电量       | 电价    | 电量    | 电价  | 中标<br>电量 | 节点<br>电价 | 中标<br>电量 | 节点<br>电价 |
| 火电机组 A | 187      | 100%     | 0        | 364.4 | 180   | 436 | 183.401  | 355      | 187      | 320      |
| 风电机组 B | 1.5      | 30%      | 1.05     |       | 1     | 436 | 0.911    | 355      | 1.2      | 320      |

火电机组 A 结算电费=中长期合约电费+日前市场偏差电费+实时市场偏差电费=中长期合约电量×（中长期合约价格+日前市场节点电价-日前市场统一结算点电价）+（日前中标电量-中长期合约电量）×日前市场节点电价+（实际上网电量×入市比例-省间电量-日前中标电量）×实时市场节点电价

$$=180 \times (436 + 355 - 355) + (183.401 - 180) \times 355 + (187 - 183.401) \times 320$$

$$=80839.04 \text{ 元}$$

风电机组 B 结算电费=中长期合约电费+日前市场偏差电费+实时市场偏差电费+非市场化电费=中长期合约电量×（中长期合约价格+日前市场节点电价-日前市场统一结算点电价）+（日前中标电量-中长期合约电量）×日前市场节点电价+（实际上网电量×入市比例-省间电量-日前中标电量）×实时市场节点电价+省内非市场化电量×电价

$$=1 \times (436 + 355 - 355) + (0.911 - 1) \times 355 + (1.5 \times 0.3 - 0.911) \times 320 + 1.5 \times 0.7 \times 364.4 = 639.51 \text{ 元}$$

#### （四）用户侧电能量结算

假设市场化用户 X、Y 在 1 时：中长期合同电量合计 181 兆瓦时，日前申报电量合计 184.312 兆瓦时，实际用电量合计 187.45

兆瓦时。用户侧结算电费如下表所示。

| 分类   | 实际用电量 | 中长期合约 |     | 日前市场   |        |      | 实时市场   |      |
|------|-------|-------|-----|--------|--------|------|--------|------|
|      |       | 电量    | 电价  | 申报电量   | 结算电量   | 节点电价 | 结算电量   | 节点电价 |
| 用户 X | 150   | 153   | 436 | 143    | -10    | 355  | 7      | 320  |
| 用户 Y | 37.45 | 28    | 436 | 41.312 | 13.312 | 355  | -3.862 | 320  |

用户 X 结算电费=中长期合约电费+日前市场偏差电费+实时市场偏差电费=中长期合约电量×中长期合约价格+（日前申报电量-中长期合约电量）×日前市场统一结算点电价+（实际用电量-日前申报电量）×实时市场统一结算点电价=153×436+（143-153）×355+（150-143）×320=65398 元。

用户 Y 结算电费=中长期合约电费+日前市场偏差电费+实时市场偏差电费=中长期合约电量×中长期合约价格+（日前申报电量-中长期合约电量）×日前市场统一结算点电价+（实际用电量-日前申报电量）×实时市场统一结算点电价=28×436+（41.312-28）×355+（37.45-41.312）×320=15697.92 元。

附件 6

河北南部电网光伏发电企业 2023 年日均出力曲线

| 月份\小时 | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10    | 11    | 12    | 13    | 14    | 15    | 16   | 17   | 18   | 19   | 20   | 21   | 22   | 23   | 24   |
|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1     | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.4% | 5.7% | 13.4% | 15.8% | 16.4% | 13.7% | 12.5% | 11.3% | 7.9% | 2.8% | 0.1% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| 2     | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.9% | 5.2% | 9.8%  | 13.3% | 15.2% | 15.2% | 14.7% | 12.6% | 8.7% | 3.9% | 0.5% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| 3     | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.2% | 2.7% | 6.7% | 10.5% | 13.0% | 14.0% | 12.8% | 13.0% | 11.7% | 8.9% | 5.0% | 1.5% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| 4     | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.1% | 1.3% | 4.4% | 7.9% | 10.8% | 12.5% | 12.7% | 11.5% | 11.7% | 10.9% | 8.4% | 5.3% | 2.2% | 0.3% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| 5     | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.4% | 2.2% | 5.1% | 8.1% | 10.6% | 12.1% | 12.5% | 12.0% | 11.3% | 10.0% | 7.7% | 5.0% | 2.4% | 0.6% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| 6     | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.5% | 2.3% | 5.2% | 8.0% | 10.1% | 11.5% | 11.9% | 11.5% | 11.0% | 9.9%  | 8.1% | 5.8% | 3.1% | 1.0% | 0.1% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| 7     | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.3% | 1.2% | 5.0% | 7.5% | 10.1% | 11.5% | 12.1% | 12.2% | 11.5% | 10.1% | 8.3% | 5.9% | 3.2% | 1.0% | 0.1% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| 8     | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.1% | 1.3% | 4.2% | 7.4% | 10.0% | 11.8% | 12.7% | 12.8% | 12.1% | 10.7% | 8.4% | 5.5% | 2.5% | 0.5% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| 9     | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.9% | 4.1% | 7.9% | 10.9% | 12.7% | 13.4% | 12.9% | 12.3% | 10.8% | 8.1% | 4.6% | 1.4% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| 10    | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.3% | 3.6% | 8.2% | 11.9% | 14.1% | 15.0% | 14.3% | 13.0% | 10.4% | 6.5% | 2.4% | 0.3% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| 11    | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 1.8% | 7.8% | 12.8% | 15.5% | 15.8% | 13.8% | 13.8% | 11.3% | 6.2% | 1.2% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| 12    | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.5% | 4.8% | 11.1% | 14.9% | 16.9% | 16.5% | 15.6% | 12.3% | 6.3% | 1.0% | 0.0% | 0.1% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |