

# 南方区域电力市场 贵州省内配套现货电能量交易实施细则

## 1 总则

为推动贵州积极融入南方区域电力现货市场建设，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、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》（发改办能源规〔2019〕828号）、国家发展改革委国家能源局印发《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）等文件要求，按照《南方区域电力市场运行规则》、《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》有关要求，制定本细则。

## 2 适用范围

本细则适用于贵州现货电能量市场的运营。

## 3 市场衔接机制

### 3.1 中长期交易市场与现货交易市场的衔接

在交易时序上，先组织开展中长期交易，市场主体通过交易平台申报、竞价、调整和确认运行日（D）所有交易品种的中长期交易曲线和价格。

中长期交易完成后，电力交易机构将汇总并发布各市场主体的中长期交易曲线，作为中长期与现货交易的结算依据。

现阶段，采用“中长期合约仅作为结算依据管理市场风险、现货交易采用全电量集中竞价”的交易模式。中长

期交易结果不作为调度执行依据。

### 3.2 调频辅助服务市场与现货电能量市场的衔接

现阶段，调频辅助服务市场与现货电能量市场分开独立运行。竞价日，电力调度机构通过日前电能量市场安全约束机组组合（SCUC）计算得到的机组组合，通过调频辅助服务市场形成调频机组预出清结果。实时运行期间，电力调度机构在实时机组组合基础上，出清参与调频的机组。

### 3.3 贵州调峰辅助服务市场与现货电能量市场的衔接

燃煤机组每日在交易中心申报最小可调出力及最小可调出力费用，并以该最小可调出力作为首段报价出力区间起点，同步开展报量报价，参与现货电能量交易出清。报价范围从最小可调出力至装机容量之间，最多可申报 10 段报价。开机曲线终点、停机曲线起点在已申报的开停机曲线上，按最小可调出力为基准截断。

现货结算试运行期间，贵州不启动贵州调峰辅助服务市场。

## 4 日前电能量市场交易组织

### 4.1 组织方式

现阶段主要开展跨省与省内联合出清模式。结合贵州现实条件，考虑电力市场平稳过渡要求，目前采用“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”模式组织。

符合条件的新能源交易单元、独立储能、虚拟电厂等经营主体，以报量不报价或报量报价的方式参与市场：

（1）参与现货市场的新能源场站：220kV 及以上的新

能源场站具备条件的报量报价参与现货市场。110kV 及以下的新能源场站可报量不报价参与现货市场，待具备条件后报量报价参与现货市场。

报量报价新能源项目：新能源场站以交易单元为单位提供量价曲线、日前交易预测曲线，以调度单元为单位提供中期、短期、超短期预测曲线；电力调度机构开展交易预测曲线的安全校核，以交易单元为单位进行市场出清并将出清结果推送至电力交易机构，以调度单元为单位下发日前调度计划执行；电力交易机构组织所辖区域交易单元的量价申报、日前交易预测曲线报送等。对于存在调度单元和交易单元“一对多”情况的，需确保场站模型与调度单元匹配对应，等值机模型原则上应和交易单元匹配对应。

报量不报价新能源项目：新能源场站以调度单元为单位提供中期、短期、超短期预测曲线；电力调度机构开展交易预测曲线的安全校核，以调度单元为单位下发日前调度计划执行，并作为出清结果推送至电力交易机构。对于存在调度单元和交易单元“一对多”情况的，电力交易机构按交易单元实际装机容量占比分解至交易单元。

（2）参与现货市场的独立储能：现阶段，采取“报量不报价”方式参与现货市场，待具备条件后可采取“报量报价”方式参与电力现货市场。

#### 4.2 机组参数

现货电能量市场所有并网发电机组需向所属电力调度机构提供机组的运行参数，经所属电力调度机构审核批准

后生效。如需变更，需通过运行参数变更管理流程进行更改。报量不报价场站上报的运行数据作为现货电能量市场交易结算的依据，报量报价场站上报的运行数据作为其参与现货电能量市场交易出清竞争的依据。

机组运行参数、申报参数、缺省申报参数、核定参数等机组参数详细要求按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》及有关规则要求执行。

### 4.3 市场运行边界

在竞价日 11:30 前，电力调度机构确定机组检修、调试（试验）计划、负荷预测、备用、非市场机组出力计划及其他运行边界等运行日市场运行边界，作为日前市场出清的边界条件。市场运行边界包含电网运行边界与机组运行边界。

非市场机组出力计划包括水电机组、暂未参与市场的新能源场站、暂未参与市场的储能电站等的出力计划。

（1）水电机组：综合来水、蓄能及生态流量等综合需求，根据水位控制、检修计划、机组振动区、电力电量平衡等要求，在满足系统安全的基础上，编制机组出力计划曲线。

（2）暂未参与市场的新能源场站：新能源场站申报的 96 点发电预测出力，在满足系统安全的基础上，编制新能源场站出力曲线。

（3）暂未参与市场的独立储能电站：根据电网调峰与顶峰需求编制独立储能电站充放电曲线。

其他运行边界具体要求按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

#### 4.4 事前信息发布

竞价日 11:30 前，按照《贵州电力市场信息披露实施细则》的要求，通过南方区域电力交易平台向市场成员发布运行日的边界信息。

#### 4.5 交易申报

竞价日 12:30 前，所有市场主体通过市场交易系统进行日前电能量市场交易申报。市场主体的申报信息、数据应满足规定要求，由技术支持系统根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过将不允许提交。市场主体提交申报信息后，由市场运营机构对申报信息进行审核及处理。若发电机组逾时未申报报价信息，以缺省信息参与市场出清。

#### 4.6 市场出清

##### 4.6.1 出清流程

竞价日 17:30 前，电力调度机构基于市场成员申报信息以及运行日的市场运行边界，开展安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）优化计算，出清得到日前市场交易结果。SCUC 与 SCED 的目标函数、约束条件要求按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

##### 4.6.2 安全校核

SCUC 与 SCED 阶段，电力调度机构配合南方总调同步开展贵州省内安全校核，安全校核包括电力平衡校核与安全

稳定校核。

电力平衡校核指分析各时段备用是否满足备用约束，以及是否存在电力不平衡的情况。若存在不满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

安全稳定校核包括基态潮流校核与静态安全分析。基态潮流校核采用交流潮流模型校核基态潮流下线路/断面传输功率不超过极限值、系统母线电压水平不越限。静态安全分析基于预想故障集，采用交流潮流模型进行开断分析，确保预想故障集下设备负载不超过事故后限流值、系统母线电压不越限。若存在安全约束无法满足要求的时段，电力调度机构可以采取调整运行边界、增加机组约束、组织有序用电以及电力调度机构认为有效的其他手段，并重新出清得到满足安全约束的交易结果。

#### 4.6.3 特殊机组的申报与出清机制

(1) 必开机组在必开时段内的机组状态为开机，不参与 SCUC 优化。必开最小出力优先出清，必开最小出力之上的发电能力根据发电机组的电能量报价参与优化出清。

(2) 申报了运行日供热计划的热电联产机组，在供热时段内的机组状态为开机。供热电力负荷下限优先出清，供热电力负荷下限至供热电力负荷上限之间的发电能力根据发电机组申报的电能量价格参与优化出清。

(3) 燃煤机组开机运行后，在其最小连续开机时间内，

原则上安排其连续开机运行，按照其电能量报价参与市场出清，确定其发电出力。

(4) 处于启停、调试状态的发电机组，在相应时段，发电出力为其典型启停曲线，不参与曲线优化。

## 4.7 定价机制

### 4.7.1 发电侧定价

日前电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价，按照南方区域电力市场统一方式计算该节点每小时的平均节点电价。日前电能量市场中，报量报价参与现货市场的发电机组以机组所在节点的小时平均节点电价作为相应时段的结算价格。

报量不报价参与现货市场的新能源场站：日前市场价格按报量报价参与现货市场的新能源日前现货加权均价执行。

参与现货市场的独立储能：放电时按照报量不报价新能源企业结算价格及方式结算，充电时按照市场化交易用户结算方式结算。

### 4.7.2 用户侧定价

日前电能量市场中，用户侧统一结算点电价按照下式计算：

$$\overline{LMP}_{t, \text{日前}} = \frac{\sum_{m \in \text{市场机组}} [(Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{日前省间外送}}) \times LMP_{m,t, \text{日前}}]}{\sum_{m \in \text{市场机组}} (Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{日前省间外送}})}$$

其中， $\overline{LMP}_{t, \text{日前}}$  表示第  $t$  小时的日前用户侧统一结算点电价；

$Q_{m,t,日前}$  表示市场机组  $m$  (含参与现货市场独立储能) 在第  $t$  小时的日前中标电量, 以交易中心首次发布的  $D$  日日清算电量数据为准, 后续电量如有调整, 不进行重算;

$Q_{m,t,日前省间外送}$  表示市场机组  $m$  第  $t$  小时的日前省间外送电量;

$LMP_{i,t,日前}$  表示第  $t$  个小时节点  $i$  的日前电能量市场结算价格。

#### 4.8 交易结果发布

竞价日 17:30 前, 南方区域现货市场出清后, 经相关调度机构确认后, 按照有关程序通过技术支持系统发布。详细发布信息流程按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

#### 4.9 日前调度计划

日前电能量市场原则上基于竞价日交易申报前发布的电网运行边界条件进行计算, 一般情况下, 日前电能量市场的发电侧出清结果 (包含机组开机组合以及机组出力计划) 即为运行日的发电调度计划。

若电网运行边界条件在运行日之前发生变化, 并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳, 相关处理机制按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

### 5 实时电能量市场交易组织

#### 5.1 组织方式

与日前市场交易组织一致, 具体参照 4.1 节。

## 5.2 机组参数变化

当发电机组的物理运行参数与日前电能量市场相比发生较大变化时，发电企业需及时报送，经电力调度机构审核同意、确认后生效。

## 5.3 市场运行边界

水电机组、暂未参与市场的储能电站等不参与现货优化的非市场机组实时运行边界原则上沿用日前发电计划，超短期预测负荷、超短期预测新能源出力以及其他运行边界条件实时滚动更新。当实时市场运行边界条件发生较大变化时，电力调度机构按照保证系统安全及运行裕度、电力供应、清洁能源消纳、跨省优先计划执行等原则，调整非市场机组出力，作为后续时段实时市场运行边界，并做好调度记录。

其他运行边界具体要求按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

## 5.4 市场出清

以 15 分钟为周期，基于日前电能量市场封存的发电机组申报信息，根据实时市场运行边界信息，按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》开展安全约束经济调度（SCED）优化计算，出清得到实时市场交易结果。

安全校核、特殊机组的出清机制与日前市场一致，具体参照 4.6 节相关条款。

## 5.5 定价机制

### 5.5.1 发电侧定价

实时电能量市场出清的 15 分钟价格以实时电能量市场出清每 15 分钟的节点电价形成。实时电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价，按照南方区域电力市场统一方式计算该节点每小时的平均节点电价。实时电能量市场中，报量报价参与现货市场的发电机组以机组所在节点的小时平均节点电价作为相应时段的结算价格。

报量不报价参与现货市场的新能源场站：现阶段，其实时市场价格按报量报价参与现货市场的新能源实时现货加权均价执行。

参与现货市场的独立储能：放电时按照报量不报价新能源企业结算价格及方式结算，充电时按照市场化交易用户结算方式结算。

### 5.5.2 用户侧定价

实时电能量市场中，用户侧统一结算点电价按照下式计算：

$$\overline{LMP}_{t, \text{实时}} = \frac{\sum_m^{m \in \text{市场机组}} \left[ (Q_{m,t, \text{实时}} - Q_{m,t, \text{实时省间外送}}) \times LMP_{m,t, \text{实时}} \right]}{\sum_m^{m \in \text{市场机组}} (Q_{m,t, \text{实时}} - Q_{m,t, \text{实时省间外送}})}$$

其中， $\overline{LMP}_{t, \text{实时}}$  第  $t$  小时的实时用户侧统一结算点电价；

$Q_{m,t, \text{实时}}$  表示市场机组  $m$  (含参与现货市场独立储能) 在第  $t$  小时的实时中标电量，以交易平台发布的实时交易结果为准；

$Q_{m,t, \text{实时省间外送}}$  表示市场机组  $m$  第  $t$  小时的实时省间外送

电量；

$LMP_{i,t,实时}$  表示第  $t$  个小时节点  $i$  的实时电能量市场结算价格。

### 5.5.3 价格校核

D+1 日，电力调度机构检查实时市场节点电价是否存在异常，异常情况包括最高/最低节点价格是否异常、断面是否越限、价格毛刺以及存在电力不平衡量是否符合客观实际等。针对节点电价异常的案例，根据价格异常的原因及可能涉及的调管范围，修正相关边界条件，对该案例启动历史反演计算。计算完成后，检查节点电价是否恢复正常、断面越限是否消除、不平衡量是否消失、观测点节点价格变化情况，经审核后报南方总调批准发布。

### 5.6 实时运行调整

电网实时运行中，当系统发生事故或紧急情况，机组、用户出现违反系统安全和相关规程规定或明确不具备并网运行技术条件情况时，相关处理机制按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

### 5.7 出清结果发布

电力调度机构将实时市场出清的发电计划下发至各发电主体，于 D+1 日经过价格核验后发布运行日实时市场的正式结果，作为结算依据。

## 6 现货市场考核与补偿

### 6.1 燃煤机组运行补偿、考核与返还

现阶段，参与现货市场的燃煤机组开展机组运行补偿

（含启动费用）、机组日内临时非计划停运偏差费用返还、机组实时发电计划执行偏差费用返还、机组限高考核与机组限低考核。

根据发电成本、机组中长期合约曲线、报价信息及出清结果等信息，以及机组运行边界与实际运行情况等信息，电力调度机构计算机组运行补偿、考核与返还费用，经审核后发送至电力交易机构进行结算。电力调度机构与电力交易机构应做好相关技术支持系统的运行与维护，保障机组运行补偿、考核与返还费用计算业务正常运行。

## 6.2 机组运行补偿费用

现阶段，当发电机组每小时生产运行所产生的成本费用（或发电机组报价费用）与发电机组在现货电能量市场中的收益之差大于零时，根据两者之差及现货正偏差结算电量占小时总上网电量的比例计算发电机组系统运行补偿费用，单独计算和补偿启动补偿费用。

开展运行补偿费用结算的市场机组不再按照南方区域“两个细则”的相关规定计算冷备用补偿费用，不再按贵州电力调峰辅助服务市场规则计算启停调峰补偿。

当机组发生限高且限高容量占机组额定容量比例高于一定数值时，相应的时段内不计算机组的运行补偿费用。

机组运行补偿费用详细计算公式及不纳入运行补偿费用计算范围的情形按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

### 6.3 机组日内临时非计划停运偏差费用返还

当机组在实时运行中出现日内临时非计划停运时，将临时非计划停运时段内对应的现货电能量市场结算收益返还。机组日内临时非计划停运的认定与偏差费用返还计算公式按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

### 6.4 机组实时发电计划执行偏差费用返还

当机组在实时运行中实时发电计划偏差率大于允许的偏差率时，将实时发电计划执行偏差时段内对应的现货电能量市场结算收益返还。机组实时发电计划执行偏差费用返还计算公式按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行，开展该费用结算的机组不再按照南方区域“两个细则”的相关规定计算发电计划偏差考核费用。

### 6.5 机组限高考核电费

机组发生限高指机组的出力上限未达到并网调度协议中额定有功功率的情况。

根据机组的限高容量、实时市场结算价格等信息计算机组限高考核电费，详细计算公式按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》（最新版）执行，开展该费用结算的市场机组不再按照南方区域“两个细则”的相关要求计算等效停运时间。

### 6.6 机组限低考核电费

机组发生限低指机组的出力下限未达到并网调度协议中最小稳定技术出力的情况。必开机组由电力调度机构指

定的必开出力下限等情况不纳入限低考核。

根据机组的限低容量、实时市场结算价格等信息计算市场机组限低考核电费，详细计算公式按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》（最新版）执行，参与该费用结算的的市场机组不再执行南方区域“两个细则”的限低考核，相关的考核费用不再纳入“两个细则”结算。

## **7 附则**

7.1 电力供不应求、自然灾害、特殊管控要求、系统出清异常、市场中止与恢复、交易结果存在异常等特殊情况下处理按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

7.2 本细则自印发之日起执行。《贵州电力市场现货电能量交易实施细则（试运行 V2.0 版）》废止。

## 附录：术语定义

1. 电能量市场。指以电能量为交易标的物的市场。
2. 统调负荷。指贵州省内总调及中调直调电厂发电负荷、地调电厂发电负荷与同一时间点电网跨区联络线的负荷（联络线输入为正、输出为负）之和。
3. 母线负荷。指贵州省内 220kV 变电站及以上的母线负荷，即节点负荷。
4. 负荷预测。指根据电网运行特性，综合自然条件、经济状况与社会事件等因素，对电力调度机构所辖电网未来特定时刻的负荷需求进行预测的行为。
5. 运行备用。指在电力系统运行方式安排及实时调度运行中，为了应对负荷预测误差、设备的意外停运、可再生能源功率波动等所需的额外有功容量。
6. 安全约束机组组合（Security-Constrained Unit Commitment, SCUC）。指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大等为优化目标，制定分时段的机组开停机计划。
7. 安全约束经济调度（Security-Constrained Economic Dispatch, SCED）。指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大等为优化目标，制定分时段的机组发电出力计划。
8. 节点边际电价（Locational Marginal Price, LMP）。指在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源的工作特点的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时

所需要增加的边际成本，简称节点电价。节点电价由系统电能价格与阻塞价格两部分构成。

9. 电力市场发电机组。发电机组分非市场机组和市场机组。非市场机组指不通过市场方式形成价格，执行政府规定上网电价的发电机组。市场机组指电能量交易中通过市场方式形成价格的发电机组。

10. 交易单元。发电侧并网主体按照交易单元参与电力市场，其中，风电、光伏、水电等类型电厂以接入同一个上网节点、同一业主单位、执行相同标准补贴政策的电厂发电机组为一个交易单元参与电力市场；燃煤、生物质等类型电厂以机组为交易单元参与电力市场。

11. 日前电能量市场。运行日提前1日（D-1日）进行的决定运行日（D日）资源组合状态和计划的电能量交易市场。

12. 实时电能量市场。运行日（D日）进行的决定（D日）未来15分钟最终调度资源分配状态和计划的电能量交易市场。

13. 批发用户。指直接参与批发市场交易的电力用户

14. 市场出清。指电力市场根据市场规则通过竞争方式确定中标电力电量及价格。

15. 安全校核。对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网运行操作等内容，从电力系统运行安全角度分析其安全性和电力平衡的过程。现货电能量市场交易的安全校核与市场出清同步进行，市场出清结果必须严格满足国

家和行业的政策、标准要求，同时满足电网安全稳定运行、电力电量平衡和清洁能源消纳要求。

16. 必开机组、必停机组。在市场出清时强制设置运行或停运状态的机组或机组群。

17. 市场力。市场成员操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。

18. 需求侧响应市场。指当系统可靠性受威胁时，由市场运营机构启动需求响应市场，通过价格信号引导电力用户等改变运行日用电模式，达到减少或者推移某时段的用电负荷的效果。

19. 有序用电。指当系统可靠性受威胁时，供电企业发布错峰预警信号，按照政府批准的有序用电方案，执行错峰、避峰、轮休、负控等系列措施，达到减少或者推移某时段的用电负荷的效果。

20. 运行日（D）。指执行日前电能量市场交易计划的自然日，每15分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有96个交易出清时段。

21. 竞价日。指运行日前一日（D-1），竞价日内，发电企业、售电公司和批发用户进行申报，并通过日前电能量市场出清形成运行日的交易结果。