

附件 2

云南电力市场现货电能量交易 实施细则（V2.0 版）

1 总述

1.1 目的意义

为建设云南电力现货市场，形成体现时间和空间特性、反映市场供需变化的现货电能量价格信号，发挥市场在电力资源配置中的决定性作用，提升电力系统调节能力，促进可再生能源消纳，保证电力安全可靠供应，引导电力中长期规划和投资，促进电力系统向清洁低碳、安全高效转型，结合南方区域电力市场有关要求和云南省实际制定本细则。

1.2 编制依据

本细则根据《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、全国统一电力市场规则体系，按照《南方区域电力市场实施方案》和南方区域“1+N”市场规则体系要求，结合云南实际制定。

1.3 基本原则

电力现货市场建设与运营坚持安全可靠、绿色低碳、经济高效、稳步协同、公开透明原则。

稳妥有序推进云南融入南方区域电力市场，保障全省电力系统安全运行和电力可靠供应，促进全省清洁能源消纳，服务全省经济社会高质量发展。

1.4 参与方式

原则上，参与省内中长期市场交易的市场主体均应参与现货市场交易，参与方式可分为报量报价参与现货市场、报量不报价参与现货市场。

云南省级政府主管部门对省内市场主体参与现货市场方式作出专门规定的，从其规定。

1.4.1 发电侧参与现货方式

省内燃煤机组、具有较好调节性能的市场化水电以及试点参与优化出清的风电、光伏原则上采用报量报价的方式参与现货出清；其他市场化水电、风电、光伏等交易单元采用报量不报价的方式参与现货出清。现货市场起步阶段，发电侧参与现货出清的原则及方式具体根据现货试运行方案确定。

根据现货市场试运行情况，逐步实现更多市场化水电、风电、光伏等交易单元报量报价参与现货市场优化出清。为鼓励更多清洁能源发电单元积极参与现货市场优化，发挥市场资源配置作用，优先保障报量报价清洁能源市场化消纳。

原则上，风电、光伏、水电等类型市场化电厂以接入

同一个上网节点、执行相同标准补贴政策、且属于同一法人单位的发电机组为一个交易单元。燃煤电厂以机组为交易单元。

1.4.2 用户侧参与现货方式

现货市场起步阶段，参与省内中长期市场交易的用户（包括售电公司、批发用户等）采用报量不报价的方式参与现货市场；现货市场运行成熟、具备条件后，以用户侧报量报价模式组织现货市场交易。

1.4.3 新型主体参与现货方式

新型主体（主要包括独立储能、虚拟电厂等）需满足并网调试运行、分时正反向计量、接入调度直控、签订相关协议等前置条件，完成市场注册后，可采用报量报价或报量不报价方式参与现货出清。原则上，接入同一 220kV 上网节点、属于同一法人单位的新型主体作为一个交易单元参与市场交易，且新型主体交易单元须与调度单元保持一致。

1.5 现货市场规模

落实国家电力体制改革要求，建立以中长期交易为主、现货交易为补充的市场化电力电量平衡机制。

落实国家及云南省对中长期签约比例工作要求，按照交易时序递进、中长期签约比例由小到大、逐步逼近的原则，通过多年、年、季、月、周、多日等多时间尺度中长期市

场交易，在现货市场交易组织前实现省内市场主体中长期交易高比例签约，云南现货市场交易结算电量比例控制在合理规模以内。

2 适用范围

本细则适用于云南参与南方区域现货电能量市场，按照跨省与省内“联合出清，两级协同运作”模式开展现货市场交易。

3 引用文件

电网调度管理条例

电力安全事故应急处置和调查处理条例

电网运行规则（试行）

电力系统安全稳定导则

电力系统电压和无功电力技术导则

电力交易安全校核技术规范

电力现货市场基本规则

南方区域电力市场运营规则

南方区域电力市场现货电能量交易实施细则

4 术语定义

本细则术语和定义与《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》一致。

5 市场衔接机制

5.1 中长期市场与现货市场的衔接

中长期交易结果（包括省内中长期市场交易形成的合同、电网企业代理购电交易形成的合同、送端电厂承接的跨省优先发电计划、送端电厂的跨省中长期交易计划等），通过差价合约结算机制与现货市场进行衔接。

5.2 省内现货市场与南方区域现货市场的衔接

组织省内市场主体参与南方区域现货市场申报，采用跨省与省内联合出清的模式开展日前、实时现货市场交易，形成跨省和省内分时电价与交易曲线，实现跨省与省内现货交易衔接。

5.3 调频辅助服务市场、深度调峰机制与现货市场的衔接

做好调频辅助服务市场与现货市场的衔接。现阶段，在运行日机组开机组合基础上，开展云南电网调频辅助服务市场出清、调峰辅助服务市场出清。具备条件后，推动现货市场与调频辅助服务市场、调峰辅助服务市场联合出清。

5.4 跨省备用辅助服务市场与现货市场的衔接

做好跨省备用辅助服务市场与现货市场的衔接。当全省备用容量无法满足要求（或全省备用容量满足要求且存在富余）时，在满足电网安全稳定运行要求以及送电通道不受限制的前提下，可通过南方区域跨省备用辅助服务市

场购买省外备用容量（或出售省内富余备用容量）。竞价日，结合跨省备用市场申报的卖方备用总可交易容量与买方备用需求，采用安全约束机组组合（SCUC）程序计算运行日的96点机组开机组合。

实时运行期间，基于跨省备用辅助服务市场出清结果，采用安全约束机组组合（SCUC）程序计算未来2小时的机组开机组合。其中，水电机组开机组合可采用日前市场出清结果。

5.5 省内调峰辅助服务市场与现货市场的衔接

南方区域电力现货市场连续运行期间，按照区域市场调峰与现货融合机制开展出清，省内调峰辅助服务市场不运行。

6 日前电能量市场交易组织

6.1 组织方式

现阶段，以“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”模式组织市场申报，市场机组申报运行日的报价信息，售电公司和批发用户申报运行日的用电需求分时曲线，不申报价格。根据统调负荷预测、母线负荷预测、跨省跨区送电下限、不参与现货市场发电主体出力安排（含调度安排计划）、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束、电网安全运行约束、水电厂水库运用约束、水电优化调度约束等市场边界和约束条件，以社会福利最

大化为目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）方法进行集中优化计算，出清得到运行日的机组开机组合、分时出力计划、分时节点电价、跨省送受电计划。售电公司和批发用户所申报的用电需求曲线即为其日前电能量市场的中标曲线。

待具备条件后以“发电侧报量报价、用户侧报量报价”模式组织市场交易。

6.2 交易时间

运行日（D日）为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。竞价日（D-1日）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。

6.3 机组参数

机组参数主要包括机组运行参数、电力调度机构设定的参数、申报参数、缺省申报参数和核定参数，具体按照《南方区域现货电能量市场交易实施细则》执行。

鼓励省内水电厂结合机组运行实际情况，开展水电机组日启停次数、最小停机时间等参数设置的研究工作；研究成果具备转化应用条件后，经履行相应程序，在机组参数增加相应约束条件。

6.4 日前发电单元运行边界条件准备

日前发电单元运行边界条件包括发电机组状态约束、机组状态、发电机组出力上下限约束、燃煤机组最早可并网时间、发电机组调试及试验计划、热电联产机组供热计划、火电机组一次能源供应约束、报量报价水电水库运用约束、报量不报价水电发电预测、新能源功率预测等，具体按照《南方区域现货电能量市场交易实施细则》执行。

6.5 日前电网运行边界条件准备

日前电网运行边界条件包括负荷预测、优先出力计划、跨省优先计划调整、输变电设备检修计划、输变电设备投产与退役计划、运行备用、电网安全约束、水电优化调度约束、清洁能源消纳约束和不参与现货出清机组的发电计划编制等，具体按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

6.6 出清前信息发布

电力调度机构完成现货市场出清边界条件准备后，发送出清前信息至电力交易机构，由电力交易机构通过电力市场交易系统，按照《电力市场信息披露基本规则》《南方区域电力市场信息披露实施细则》的要求，向相关市场成员发布运行日的边界条件信息。

6.7 交易申报

各市场主体需每日向市场运营机构提交申报信息，迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。

现货市场事前信息发布后，所有市场主体必须通过电力市场交易系统进行日前电能量市场交易申报，具体按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

6.8 日前电能量市场出清

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，出清得到日前市场交易结果，具体出清机制详见《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》。

6.9 日前电能量市场安全校核

日前电能量市场安全校核包括电力平衡校核、安全稳定校核、清洁能源消纳校核等，具体按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

6.10 日前电能量市场定价

日前电能量市场定价包括发电侧定价、用户侧定价和跨省送电定价。

日前电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。

（1）发电侧定价

日前电能量市场中，市场化电厂以电厂（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，其

中，110kV 及以下并网市场主体按照所在 220kV 节点定价。

（2）用户侧定价

省内用户侧（包括售电公司、批发用户等）的日前现货价格按照云南省级政府主管部门政策和云南电力市场结算实施细则的相关规定执行。

现货市场起步阶段，可根据市场化电厂日前中标电量、市场化电厂日前节点电价以及其它必要量价信息进行加权计算，采用加权平均现货价格（包括分区现货价格或全省统一结算现货价格）作为市场用户的日前现货价格；现货市场运行成熟、具备条件后，市场用户以所在节点的日前节点电价进行结算。

（3）新型主体定价

日前电能量市场中，新型主体原则上以所在节点的小时平均节点电价作为相应时段的结算价格。

（4）跨省送电定价

根据南方区域电力现货市场出清结果及规则确定云南跨省送出日前现货价格。

6.11 交易结果发布

竞价日 17:30 前，电力调度机构出具运行日的日前市场交易出清结果，按照有关程序通过技术支持系统发布。

6.12 日前发电调度计划

日前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，日前市场的发电侧出清结果（包含火电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，电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件，基于发电机组的日前报价，采用日前电能量市场的出清算法进行优化计算。日前市场形成的成交结果和价格不进行调整。

主要边界条件变化情况包括但不限于：

（1）因天气条件、当日实际负荷走势等发生较大变化而需调整次日的负荷预测；

（2）发生机组非计划停运（含出力受限）情况；

（3）发电机组检修计划延期或调整；

（4）省间送受电因电网故障、清洁能源消纳等原因出现计划外调整；

（5）水电或新能源出力较预测发生较大变化；

（6）电网输变电设备出现故障、临时检修或计划检修延期；

（7）电网输变电设备检修因前序检修工作未按期进行或设备不可用等因素，导致运行日计划检修无法开展。

7 实时电能量市场交易组织

7.1 组织方式

实时市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。电力调度机构基于用日前电能量市场封存的申报信息，根据超短期负荷预测等边界条件，以总发电成本最小为目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）方法进行集中优化计算，出清得到运行时点的机组开机组合、分时出力计划、分时节点电价、跨省送受电计划。

7.2 交易时间

电力调度机构在系统实际运行前 15 分钟开展实时电能量市场交易出清。

7.3 实时发电机组物理运行参数变化

实时市场采用日前市场封存的发电侧价格申报信息进行出清。除水电、风电、光伏等可再生能源外，其他发电机组、售电公司和批发用户在实时市场中均无需进行申报。

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，发电企业需及时通过所属电力调度机构的技术支持系统向所属电力调度机构进行报送，经所属电力调度机构审核同意确认后生效。主要包括以下信息：

- （1）最新的预计并网/解列时间；

(2) 机组出力上/下限变化情况；

(3) 调试（试验）机组出力变化情况；

(4) 机组发生故障，需对机组实时发电出力计划进行调整的情况；

(5) 其他可能影响电力供应以及电网安全运行的物理参数变化情况。

7.4 实时机组运行边界条件准备

实时市场中，发电机组报送相应的运行参数变化信息并经所属电力调度机构审核同意，在技术支持系统中对实时市场的相关运行参数进行修改，以修改之后的参数进行实时市场出清计算，具体按照《南方区域电力市场现货电能交易实施细则》执行。

7.5 实时电网运行边界条件准备

实时电网运行边界条件包括超短期负荷预测、优先出力计划、发电机组及输变电设备检修执行、运行备用、电网安全约束、非市场机组发电计划调整、水电优化调度约束、清洁能源消纳约束等，具体按照《南方区域电力市场现货电能交易实施细则》执行。

7.6 实时电能量市场出清

电力调度机构以 15 分钟为周期，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，以购电成本最小化为目标，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，滚动优化机组开停机组合和出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价等信息，具体出清机制详见《南方区域电力市场现货电能交易实施细则》。

7.7 实时电能量市场定价

实时电能量市场定价包括发电侧定价、用户侧定价和跨省送电定价。

实时电能量市场出清形成每 15 分钟的节点电价，每小时内 4 个 15 分钟的节点电价的算术平均值，计为该节点每小时的平均节点电价。

(1) 发电侧定价

实时电能量市场中，市场化电厂以电厂（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，其中，110kV 及以下并网市场主体按照所在 220kV 节点定价。

(2) 用户侧定价

省内用户侧（包括售电公司、批发用户等）的实时现货价格按照云南省级政府主管部门政策和云南电力市场结算实施细则的相关规定执行。

现货市场起步阶段，可根据市场化电厂实际电量、市场化电厂实时节点电价以及其它必要量价信息进行加权计算，采用加权平均现货价格（包括分区现货价格或全省统

一结算现货价格) 作为市场用户的实时现货价格; 现货市场运行成熟、具备条件后, 市场用户以所在节点的实时节点电价进行结算。

(3) 新型主体定价

实时电能量市场中, 新型主体原则上以所在 220kV 节点的小时平均节点电价作为相应时段的结算价格。

(4) 跨省送电定价

根据南方区域电力现货市场出清结果及规则确定云南跨省送出实时现货价格。

7.8 实时电能量市场安全校核

实时市场安全校核与日前市场安全校核一致。

7.9 市场出清结果发布

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, 于次日发布运行日实时市场的正式结果, 作为结算依据。

7.10 实时运行调整

电网实时运行应按照系统运行有关规定, 保留合理的调频、调峰、调压及备用容量以及各输变电断面合理的潮流波动空间, 满足电网风险防控措施要求, 保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。具体按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》执行。

8 市场力检测及缓解

8.1 定义

8.1.1 **【市场力检测与缓解】** 为避免具有市场力的发电机组操纵市场价格，需进行市场力检测与缓解，根据市场运行需要和技术条件，可采取包括但不限于下述事前、事中和事后措施中的一项或多项。

8.2 事前措施

8.2.1 **【报价行为测试】**

(1) 对比发电机组电能量报价与行为测试参考价格，当发电机组电能量报价小于等于行为测试参考价格时，该发电机组被认定通过行为测试；当发电机组电能量报价大于行为测试参考价格时，该发电机组被认定不通过行为测试，将发电机组电能量报价超过行为测试参考价格的部分替换为行为测试参考价格，作为该机组报价参与现货市场出清。行为测试参考价格作为市场参数管理，分不同类型机组设置，具体设置另行明确。

(2) 计算发电机组电能量平均报价与自身近 30 天平均报价水平的比值，当该比值不超过阈值时，该发电机组被认定通过行为测试；当该比值超过阈值时，该发电机组被认定不通过行为测试，将发电机组电能量报价乘以该比值的倒数，作为该机组报价参与市场出清。阈值作为市场参数管理，分不同类型机组设置，具体设置另行明确。

(3) 可根据云南电力系统季节特性，动态更新各类型

机组阈值设置，具体设置另行明确。

（4）以用户侧报量报价模式组织现货市场交易时，相应开展用户（包括售电公司、批发用户等）报价行为测试，相关政策另行规定。

8.2.2 【供应紧张情况下的报价限制】电力调度机构发布的电力供应风险预警生效期间等电力供应紧张时期，可视需要调整影响区域机组运行日的市场申报上限，将各类型机组的变动成本乘以一定比例系数作为该类型机组的申报价格上限。比例系数作为市场参数管理，具体参数设置另行明确。

8.2.3 【清洁能源消纳困难情况下的报价限制】电力调度机构发布的清洁能源弃电限发风险预警生效期间等清洁能源消纳困难时期，可视需要调整影响区域清洁能源发电单元运行日的市场申报下限，具体参数设置另行明确。

8.3 事中措施

8.3.1 【事中测试】具备技术条件后开展影响测试与市场力缓解：在市场出清过程中，基于松弛部分网络约束对比、寡头测试等方法计算发电机组对市场价格的影响，对影响超过价格阈值的机组，将其电能量报价超过影响测试参考价格（低于行为测试参考价格）的部分替换为影响测试参考价格，重新进行出清。以上计算迭代过程不超过2次。价格阈值、影响测试参考价格等作为市场参数管理，

影响测试参考价格分不同类型机组进行设置。

8.4 事后措施

8.4.1 **【事后措施】** 研究开展滥用市场力电厂超额收益测算与回收。根据发电成本和合理收益水平，视市场运行情况采取事后超额收益回收等措施。发电侧超额收益回收是指按月度或季度等周期计算各电厂的综合收入，并基于与其合理收益相比较计算其超额收益，对超额收益进行回收后返还至用户侧（包括售电公司、批发用户等）。

以用户侧报量报价模式组织现货市场交易时，研究并另行明确滥用市场力用户（包括售电公司、批发用户等）的超额收益测算、回收与分享机制。

9 现货市场考核与补偿

按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》，根据现货市场结算试运行要求，另行明确云南电力现货市场系统运行考核与补偿结算科目和执行参数。

9.1 发电侧考核费用

考核机制包括日内临时非计划停运、实时发电计划执行偏差、机组限高、机组限低、热电联产机组供热流量曲线偏差、新能源预测考核等，按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定计算机组考核费用并出具结算依据，在市场结算环节按规定对考核费用进行返还。南方区域电力现货市场未正式运行期间，暂不执行机

组限高考核。《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》有其他规定的，从其规定。

9.2 发电侧补偿费用

当出现符合规定的情况，可能导致发电侧市场主体在现货电能量市场收益不能覆盖发电机组运行成本费用或发电机组电能量报价费用及启动费用，其中：燃煤发电机组按照《南方区域电力市场现货电能量交易实施细则》相关规定计算发电机组运行补偿费用并出具结算依据，在市场结算环节按规定对运行补偿费用进行分摊。按照南方区域电力市场专项工作安排，另行制定清洁能源电厂运行补偿机制。

9.3 用户侧考核与补偿费用

售电公司和批发用户在日前电能量市场中申报的用电需求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。当实际偏差率高于允许最大申报偏差率时，应将对应的现货电能量市场结算收益回收，具体按照云南省相关政策 and 省内电力市场结算相关规定执行。

9.4 新型主体考核与补偿费用

根据新型主体参与现货市场结算试运行情况，另行制定新型主体考核与补偿机制。

10 现货市场应急处置

10.1 特殊情况处理机制

出现电网保供电、重大自然灾害、水电站应急处置、深度调峰等特殊情况下，按照《南方区域电力市场现货电能交易实施细则》相关规定进行处理。

10.2 市场熔断、中止与恢复

当省内电力市场运行面临重大变化，影响市场正常运行时，按照《南方区域电力市场现货电能交易实施细则》规定流程对现货市场熔断或中止；市场熔断或中止期间，按照《南方区域电力市场现货电能交易实施细则》相关规定开展结算。具备条件后按规定流程恢复市场运行。

11 其他

11.1 本细则为适应南方区域电力市场的云南省内配套实施细则之一。

11.2 本细则与国家及云南省最新政策文件要求、南方区域电力市场规则体系等不符的，从其规定。

11.3 本细则自印发之日起执行，原有的云南电力市场现货电能交易实施细则（试运行 1.0 版）不再执行。