

国家能源局南方监管局文件

南方监能市场〔2025〕146号

关于印发《南方区域新能源参与电力市场交易 实施方案（试行）》的通知

广州电力交易中心、南方总调，五省（区）电力交易中心、电力调度中心，各有关省级电网企业、发电企业：

根据《国家发展改革委 国家能源局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）要求和有关工作部署，南方能源监管局经商广东省、广西壮族自治区、海南省、贵州省、云南省发展改革委、能源局、云南能源监管办、贵州能源监管办和南方电网公司等单位，结合

南方区域电力市场建设运行实际，组织制定了《南方区域新能源参与电力市场交易实施方案（试行）》（见附件），现印发实施，请遵照执行。

南方能源监管局

2025 年 12 月 19 日

（主动公开）

抄送：国家发展改革委价格司，国家能源局法改司、监管司，广东省、广西壮族自治区、贵州省、云南省发展改革委、能源局，海南省发展改革委，云南、贵州能源监管办，南方电网公司。

南方能源监管局综合处

2025 年 12 月 19 日印发

附件

南方区域新能源参与电力市场交易 实施方案（试行）

为贯彻落实《国家发展改革委 国家能源局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）精神，南方能源监管局经商广东省、广西壮族自治区、海南省、贵州省、云南省发展改革委、能源局、云南能源监管办、贵州能源监管办和南方电网公司等单位，结合南方区域电力市场建设运行实际，制定本实施方案。

一、总体要求

（一）贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革文件精神，建立健全适应新能源发展的市场交易和价格机制，推动新能源上网电量全面进入电力市场、通过市场交易形成价格，更好支撑新能源发展规划目标实现，促进新能源高质量发展。

二、参与现货电能量市场方式

（二）集中式新能源项目，原则上应具备接收并执行电力调度机构的有功功率控制指令和发电计划曲线条件，以报量报价、报量不报价参与现货市场优化出清。不具备相应技术条件前，按不报量、不报价参与现货市场。

（三）分布式新能源项目，经虚拟电厂运营商按同一节点聚合后成为可直接调度的发电类虚拟电厂，以报量报价或报量不报价参与现货市场。发电类虚拟电厂的技术条件、最小聚合资源规模、聚合形式由各省级主管部门根据《国家发展改革委 国家能源局关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357号）明确。2026年6月30日前，未经聚合的分布式新能源项目按所在省（区）发电侧实时市场同类项目加权平均价参与实时市场结算；2026年7月1日起，未经聚合的分布式新能源项目按所在节点参与实时市场结算，增量分布式新能源项目自并网之日对应月份后的第二个月1日起按所在节点参与实时市场结算，过渡期间按所在省（区）发电侧实时市场同类项目加权平均价参与实时市场结算。具备条件的省（区）可缩短过渡时间，提前按所在节点参与实时市场结算。

三、参与现货电能量市场要求

（四）加快实现新能源项目自愿参与日前市场。

1.分离前过渡模式

南方区域日前电能量市场与可靠性机组组合分离前：报量报价、报量不报价参与现货市场的新能源项目，按短期功率预测作为日前分时最大可发能力；未经聚合的新能源项目由调度机构预测总曲线，与非市场化电源一起作为市场出清边界。

调度机构以日前分时出力上限和报价纳入日前市场出清计

算，得到日前机组组合、日前发电计划以及日前市场出清电量、价格并按规定参与结算。

2.分离后自愿参与模式

南方区域日前电能量市场与可靠性机组组合分离后：

报量报价、报量不报价的新能源项目（含发电类虚拟电厂），按月度通过交易平台选择是否参与日前市场；未聚合的分布式新能源项目不参与日前市场。为确保分离后市场平稳过渡，对于报量报价、报量不报价的新能源项目（含发电类虚拟电厂），2026年6月30日前，经电力市场运营机构通知确认后，仍未主动选择参与日前市场的，默认参与日前市场优化出清和交易结算；2026年7月1日起，未主动选择参与日前市场的，默认不参与日前市场出清和交易结算。

对于参与日前市场的新能源项目，需在D-1日申报“出力-价格”曲线；用户侧自主申报参与日前市场，积极探索用户侧报量报价参与日前电能量市场出清，日前市场出清结果仅作为三部制结算使用。

全部新能源项目均需申报短期功率预测曲线。调度机构以所有新能源项目申报的短期功率预测曲线作为日前分时出力上限用于可靠性机组组合出清优化，得到日前机组组合、日前发电计划。该机组组合和发电计划用于运行日执行。

（五）新能源项目全部上网电量参与实时市场。调度机构以

实时超短期可发功率预测作为实时分时出力上限，与其申报的“出力－价格”曲线一同纳入实时市场出清计算，得到实时机组组合、实时发电计划、实时市场中标全电量、实时市场价格。

参与日前市场的发电企业，以日前申报的“出力－价格”曲线用于实时市场出清；报量报价、报量不报价的新能源项目（含发电类虚拟电厂）未参与日前市场的，由市场运营机构提前组织申报“出力－价格”曲线，用于实时市场出清。

四、参与中长期电能量市场方式

（六）新能源项目机制电量之外的上网电量，自主决定是否参与中长期电能量市场，不对其中长期合同签约比例进行考核。

（七）建立健全适应新能源发电特性的中长期交易机制。允许交易双方约定分时电量、电价、执行时间段，新能源企业与购电方在双边协商交易、挂牌交易时自行选择结算参考点，可约定在日前市场所在省（区）统一结算点或任一节点，也可约定在实时市场所在省（区）统一结算点或任一节点。新能源参与区域内跨省中长期市场化交易的，结算参考点可约定在送出省送出关口、受入省落地关口或送出省送出和受入省落地关口中间虚拟点等。

（八）合理确定中长期交易申报电量上限。新能源项目中长期市场申报电量上限、合同持有量上限均不超过其发电空间 \times （1－机制电量比例），发电空间由各省（区）政府主管部门结合本

地实际确定。

五、绿色电力交易

（九）绿色电力交易和结算按国家有关规定执行。省内绿电交易仅开展双边协商、挂牌交易，申报和成交价格分别明确电能量价格和相应绿色电力证书价格，不单独组织集中竞价、滚动撮合交易。

（十）全面推广多年期绿电交易（PPA）机制。健全多年期绿电合同签订机制，引导新能源项目根据机制外电量发电能力，与用户签订多年期绿电交易合同。

六、交易结算

（十一）完善现货市场结算计算方式。现阶段，按照差量方式形成电能量市场结算依据；推动差量结算向差价结算方式过渡，更好适应电力市场发展。采用差量结算时，电力交易机构应同步与采用差价结算的结果进行对比分析，重点分析现货市场不平衡资金、新能源分摊分享费用影响等。

自愿参与日前市场的新能源项目，电能量电费为中长期（含绿电交易）合约电费、日前电能量电费与实时电能量电费之和。

中长期合约电费= \sum [合约电量 \times （合约价格+日前市场节点电价-中长期结算参考点现货电价）]

日前电能量电费= \sum [(日前市场出清电量- \sum 合约电量) \times 日前市场节点电价]

实时电能量电费= $\sum[(\text{实际上网电量}-\text{日前市场出清电量})\times\text{实时市场节点电价}]$

自愿不参与日前市场的新能源项目，不参与日前市场电量结算。

(十二)绿电交易电量对应的绿色电力证书和新能源项目机制电量，按国家有关规定进行结算与核发。

七、新能源消纳困难时的处理原则

(十三)各省(区)预计发生或实际发生新能源消纳困难时，所有新能源项目均有义务参与系统优化，确保电力系统安全稳定运行。其中，非直控新能源项目由调度机构根据所在省(区)有关规定在运行日前一天确定次日调度计划，并在实际运行时按不高于日前调度计划的原则执行。

八、工作要求

(十四)南方电网公司、南方能源监管局落实南方区域电力市场建设主体责任，会同五省(区)政府主管部门组织制定具体操作性方案，有序推进新能源参与日前市场模拟运行和结算试运行，有效支撑新能源全面参与电力市场交易。

(十五)南方总调牵头组织各级调度机构尽快具备新能源项目报量报价参与现货市场的技术条件，2025年12月31日前完成日前电能量市场与可靠性机组组合分离的现货出清系统相关功能改造。广州电力交易中心会同各省(区)电力交易中心尽快

具备支撑新能源全面参与电力市场的注册、中长期交易和市场结算等的技术条件，完成相关电力市场技术支持系统功能改造。南方总调、广州电力交易中心牵头开展日前市场申报要求、不平衡资金等专题研究，规范组织新能源参与日前市场全流程模拟运行和结算试运行，扎实做好分析总结，确保电力市场运行平稳、转换有序。

（十六）各省级电网企业落实电网企业代理购电政策要求，提供相应的计量和结算服务，协同电力市场运营机构做好交易结算等工作衔接。发电企业按政策规则规定办理市场注册手续，规范参与电力市场交易。