

节点电价

关于我国“节点电价”（节点边际电价，Locational Marginal Pricing，简称“LMP”）最核心的顶层设计和指导性文件，是 2023 年出台的国家级现货市场规则。以下是该政策的详细总结：

核心政策基本信息

- 政策名称：**《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217 号）
- 出台机构：**国家发展改革委、国家能源局
- 发布时间：**2023 年 9 月 7 日印发（9 月中旬对外公开）

涉及“节点电价”的主要内容

该规则在第三章“价格机制”中，对节点电价的构成、适用条件及相关费用的处理做出了明确的规范性定义：

1. 明确电价构成（双分量）

政策规定，节点边际电价包含“电能量分量”和“阻塞分量”两部分。

- 电能量分量：**反映全系统电力供需平衡状态下的系统边际发电成本。
- 阻塞分量：**反映因输电网络传输容量受限（即电网拥堵）而产生的额外成本或位置价值。

2. 界定适用场景（因地制宜）

政策并未强制全国“一刀切”，而是根据电网网架的实际拥堵情况，给出了三种差异化的定价机制建议：

- 节点边际电价机制：**对于电网阻塞程度较为严重、输电能力受限的地区，宜采用该机制，精确到每一个物理节点。
- 分区边际电价机制：**当电网存在明显阻塞断面时，可按阻塞断面将市场分成几个不同的分区，以各分区内边际价格作为该分区电价。
- 统一边际电价机制：**现货市场出清时，若无明显阻塞，以市场内统一边际价格作为系统电价，可不区分节点或价区。

3. 规范阻塞费用的分配

由于采用节点电价或分区电价，高价节点和低价节点之间会产生因拥堵导致的资金差额（即阻塞费用）。政策明确提出：**采用分区电价或节点电价所产生的阻塞费用，可按规则分配给经营主体**。这为储能套利、新能源场站结算以及虚拟电厂等新型主体的收益模式提供了基础依据。

4. 强化价格信号的反向引导作用

政策要求，电网企业应当**根据现货市场价格信号反映的阻塞情况，加强电网建设**。这意味着节点电价不仅用于日常结算，还将作为反映电网薄弱环节的“指示灯”，用于指导未来的输配电网投资规划与电源/储能的选址布局。

广东省节点电价政策

广东省作为南方区域电力现货市场的先发和核心省份，长期采用**节点边际电价（LMP）**机制，作为现货电能量市场出清和结算的基础。节点电价由系统电能价格与阻塞价格构成，反映电力时空价值和输电阻塞情况。政策在传统火电、储能等基础上，已全面延伸至新能源（风电、光伏），并与2025年国家新能源上网电价市场化改革（发改价格〔2025〕136号）和机制电价政策衔接。

1. 核心定价与出清机制

- 现货市场（日前+实时）采用全电量集中优化出清，以社会福利最大化为目标，使用安全约束机组组合（SCUC）和安全约束经济调度（SCED）模型。
- 出清形成**每15分钟节点电价**；每小时节点电价为该小时内4个15分钟节点电价的算术平均值。
- 节点通常对应物理节点（如220kV变电站母线等）。
- 发电侧（含集中式新能源、储能等）按所在**物理节点的节点电价**结算。
- 用户侧现阶段以**统一结算点电价**（全市场节点加权平均或指定统一一点）为主，部分规则已允许或逐步过渡到所在物理节点电价；可降低用户侧参与初期复杂度。

2. 新能源专项安排（基于南方区域实施方案）

该方案适用于包括广东在内的南方五省区，进一步明确新能源如何接入节点电价体系：

- **集中式新能源**：原则上具备接收并执行调度有功功率控制指令和发电计划曲线条件，以报量报价或报量不报价参与现货优化出清；不具备条件前按不报量、不报价参与。
- **分布式新能源**：

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。

未经聚合的分布式项目：

2026年6月30日前：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：按**所在节点**参与实时市场结算（增量项目自并网对应月份后的第二个月1日起执行；过渡期仍用省级加权平均价）。具备条件的省份可提前切换。

- **日前市场参与**（自愿，分阶段）：

日前电能量市场与可靠性机组组合分离前：按短期功率预测作为日前分时最大可发能力纳入出清。

分离后：报量报价/报量不报价的新能源（含发电类虚拟电厂）按月选择是否参与；2026年6月30日前默认参与，7月1日起默认不参与（未主动选择）。参与者需申报“出力-价格”曲线；未聚合分布式不参与日前。

全部新能源均需申报短期功率预测曲线，用于可靠性机组组合。

- **实时市场**：全部上网电量参与。调度以实时超短期可发功率预测作为出力上限，结合申报曲线出清，形成实时机组组合、发电计划、中标电量及实时市场节点电价。

3. 中长期交易与结算参考点

- 机制电量之外的上网电量，自主决定是否参与中长期，不对签约比例考核。
- 交易双方可约定分时电量、电价、执行时段，并**自行选择结算参考点**：日前或实时市场所在省（区）统一结算点或任一节点；跨省交易可约定送出关口、落地关口或中间虚拟点等。
- 申报电量上限不超过发电空间 $\times$ （1-机制电量比例）。

4. 交易结算方式（新能源）

现阶段以**增量结算**为主，推动向差价结算过渡。

自愿参与日前市场的**新能源项目电能量电费**= 中长期（含绿电）合约电费 + 日前电能量电费 + 实时电能量电费：

- 中长期合约电费 = Σ [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 = Σ [（日前市场出清电量 - Σ 合约电量） $\times$ 日前市场节点电价]
- 实时电能量电费 = Σ [（实际上网电量 - 日前市场出清电量） $\times$ 实时市场节点电价]

自愿不参与日前的，不参与日前电量结算。绿电交易和机制电量按国家规定结算核发。

5. 其他配套要求

- 新能源消纳困难时，所有项目有义务参与系统优化；非直控项目按调度日前计划执行（不高于计划）。
- 技术支持系统需尽快具备报量报价条件；2025 年底前完成日前市场与可靠性机组组合分离的出清功能改造。
- 与机制电价（差价结算）衔接：机制电量部分通过场外差价结算保障收益，其余电量充分暴露于节点电价信号下。

总体特点：广东省节点电价政策已从传统电源扩展到全类型新能源，发电侧充分体现位置和阻塞信号，用户侧/中长期保留统一结算点灵活性以平滑波动。南方区域统一方案进一步推动分布式按节点结算、日前自愿参与和灵活参考点选择，强化时空价格信号对新能源投资布局和运行优化的引导作用。具体执行以广东最新版现货交易/结算细则及省级操作性方案为准，并会随市场运行持续优化。

湖南省节点电价政策

主要依据文件：

- 《湖南省电力现货市场运营规则》
- 《湖南省电力现货市场交易实施细则》（含征求意见稿及正式版本）
- 《湖南省电力市场结算实施细则》
- 《湖南省电力市场系列规则（V2.0）》等

核心内容：

- **出清机制：**日前和实时现货市场采用节点边际电价定价。出清形成每 15 分钟的节点电价；每小时节点电价为该小时内 4 个 15 分钟节点电价的算术平均值。节点边际电价定义为：在满足发电侧和输电安全约束条件下，为满足某一电气节点增加单位负荷导致的系统总电能供给成本增量（包含电能量分量和阻塞分量）。
- **发电侧结算：**市场交易电量中，中长期合约按约定价格结算；日前出清电量与中长期偏差按日前节点电价结算；实时实际与日前偏差按实时节点电价结算。优先发电电量按政府批复上网电价结算。
- **用户侧结算：**批发用户和售电公司中长期按合约价格结算；日前/实时偏差电量按**统一结算点电价**结算。统一结算点电价按各现货市场化机组每小时（日前出清或实际上网）电量对所有节点加权平均计算。
- **限价与特殊处理：**政府主管部门设定申报及出清价格上下限；节点电价超出出清限价时，以限价替代。储能等新型主体按相关规则参与，充放电可能按节点电价结算。
- **特点：**明确区分中长期与现货衔接，发电侧按实际节点电价，用户侧以统一结算点平滑价格波动。支持新能源、储能等新型主体参与。

节点电价政策对从业者的思考

1. 重新审视在手项目的节点价值，对低价值节点项目提前做收益压力测试；
2. 新项目投资测算中，把电网节点电价历史数据纳入选址评估的核心指标；
3. 工商业项目重点提升自发自用比例，减少低价时段上网电量；
4. 中小团队考虑接入专业聚合商，把交易和运营交给更专业的团队。