

机制电价

核心政策基本信息

- 政策名称：**《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，业内通常简称为“136号文”）
- 出台机构：**国家发展改革委、国家能源局
- 出台时间：**2025年初（自2025年下半年至2026年，各省级发改委陆续下发了地方配套实施细则）

核心概念：什么是“机制电价”？

“机制电价”并不是传统意义上的固定电价或政府补贴，而是国家在推动新能源全面参与电力市场交易的前提下，为保障项目基本收益、平稳过渡而设计的“托底”结算基准。

政策设立了“新能源可持续发展价格结算机制”。对于纳入保障范围的特定额度电量（即“机制电量”），电网企业会将其与电力市场真实交易均价进行**差价结算**（多退少补）。这部分差价资金最终纳入当地系统运行费用，由全体工商业用户分摊或分享。

政策主要内容

136号文的改革框架可以概括为“一个核心、两类项目、一套机制”：

1. 确立“全面入市”原则

政策明确，风电、太阳能发电项目的上网电量原则上**全部进入电力市场**，电价通过市场交易（中长期交易、现货交易等）形成，彻底还原新能源电力的商品属性。

2. 区分“存量”与“增量”，分类核定电价

政策以**2025年6月1日**为界，对新老项目实行差异化的机制电价和机制电量核定方式：

存量项目（2025年6月1日前投产）：

电量规模：妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策。项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例（不得高于上一年）。鼓励通过设备更新改造提升竞争力，主动参与市场竞争。

机制电价：按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价。

执行期限：按照现行相关政策保障期限确定（光热发电、已开展竞争性配置的海上风电项目按各地现行政策执行）。

增量项目（2025年6月1日起投产）：

电量规模：每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况_及用户承受能力等因素确定。超出权重的次年可

适当减少，未完成的可适当增加。单个项目申请纳入机制的电量可低于其全部发电量。

机制电价：由各地每年组织已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制的项目自愿参与竞价形成（初期可按技术类型分类）。按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定，但不得高于竞价上限。竞价上限由省级价格主管部门综合考虑合理成本收益、绿色价值、市场供需、用户承受能力等因素确定（初期可设下限避免无序竞争）。

• **3. 明确机制的执行期限（退出机制）**

为了保障投资测算的财务确定性，机制电价设有严格的执行期限。

- **存量项目**通常按照现行政策的剩余保障年限（如全生命周期合理利用小时数，或投产满 20 年）执行。
- **增量项目**则一般参考同类项目回收初始投资的平均年限（原则上为 8 至 12 年）确定。执行期限届满，或项目自愿申请退出后，项目将不再享受机制电价托底，完全自负盈亏。

已纳入机制的项目，执行期限内可自愿申请退出；到期或自愿退出后不再纳入。纳入机制的电量不重复获得绿证收益。享有财政补贴的项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准仍按原规定执行。各地须在 2025 年底前出台并实施具体方案；条件成熟时，国家可评估优化并择机退出该机制。

4. 取消强制配储等前置条件

作为重要的配套减负措施，136 号文明明确规定，**配置储能不再作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件**。这意味着将配储的决策权交还给了市场主体，企业可根据各省分时电价信号及现货市场波动，自行评估配建储能的经济性。

5. 结算方式

电网企业每月按机制电价开展差价结算，将市场交易均价与机制电价的差额纳入系统运行费用；初期不再开展其他形式差价结算。

市场交易均价确定：现货市场连续运行地区，原则上按月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格；未连续运行地区，按交易活跃周期的发电侧中长期交易同类项目加权平均价格。各地将年度机制电量分解至月度，实际上网电量低于分解电量时按实际结算，并在年内按月滚动清算。

湖南省：引入月度调节系数，注重消纳引导

湖南省的细则在电量分配上设计了极具地方特色的“月度调节机制”，旨在通过电量比例的变化引导新能源在迎峰度夏/度冬期间增加出力。

1. 存量项目（2025 年 6 月 1 日前投产）

- **机制电价：**明确为 **0.45 元/千瓦时**。
- **机制电量比例：**实行分类保障。扶贫项目全额（100%）纳入；常规分布式光伏上限为 **80%**；2021-2025 年投产的集中式项目比例上限为 **60%**。
- **【关键特色】机制电量按月调节：**在保供紧张的月份（1 月、7 月、8 月、12 月），机制电量按照既定比例的 **1.2 倍** 执行（如原 80%上限则上浮至 96%）；在消纳困难的月份（3 月至 6 月），按照 **0.8 倍** 执行（降至 64%）；其余月份正常执行。
- **执行期限：**按项目剩余全生命周期合理利用小时数对应的年份，与投产满 20 年对应的年份，两者取较早者确定。

2. 增量项目（2025 年 6 月 1 日起投产）

- **竞价上下限：**风电、光伏的竞价上限均为 **0.38 元/千瓦时**，下限均为 **0.26 元/千瓦时**。需要特别注意的是，大型工商业分布式光伏不纳入竞价主体范围，需完全参与市场。
- **机制电量比例：**单个项目的机制电量比例上限为 **80%**。
- **执行期限：**均为 **10 年**。
- **竞价结果参考：**在湖南省 2025 年度新能源增量项目竞价中，风电入选项目机制电价为 0.330 元/千瓦时；光伏入选项目机制电价为 0.375 元/千瓦时。

广东省：按电压等级划分，体现对分布式的倾斜

广东省作为电力市场化交易开展较早的省份，其机制电价基准较高，且在存量项目的保障上，明显根据并网电压等级向中小型分布式项目倾斜。

1. 存量项目（2025 年 6 月 1 日前投产）

- **机制电价：**参照广东省燃煤发电基准价执行，为 **0.453 元/千瓦时**。
- **机制电量比例：**按电压等级和项目类型严格划分：
 - **110 千伏以下项目：**机制电量比例上限为 **100%**。
 - **110 千伏及以上集中式光伏：**比例上限为 **50%**。
 - **其他类型项目：**比例上限为 **70%**。

2. 增量项目（2025 年 6 月 1 日起投产）

- **竞价上下限：**光伏竞价上限为 **0.40 元/千瓦时**，下限为 **0.20 元/千瓦时**；海上风电竞价上限则执行当地燃煤基准价。
- **机制电量比例：**普遍设定了较高的上限区间（各类型项目多在 90%~100%之间灵活安排）。
- **执行期限：**相比湖南更长。光伏执行期为 **12 年**，海上风电执行期为 **14 年**。