

自治区发展改革委关于印发《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》的通知

新发改能价〔2025〕350号

各地、州、市发展改革委，国网新疆电力有限公司，新疆电力交易中心有限公司，有关发电企业：

《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》已经自治区人民政府同意，现印发你们，请遵照执行。

自治区发展改革委

2025年6月22日

自治区贯彻落实深化新能源上网电价 市场化改革实施方案（试行）

为持续深化电力市场化改革，加快构建新型电力系统，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，促进新能源产业高质量发展，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），结合自治区实际，就贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革制定实施方案如下。

一、基本原则

坚持市场化改革。进一步深化新能源上网电价市场化改革，新能源项目上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。在市场外，建立新能源可持续发展价格结算机制。

坚持因地制宜。综合新能源发展规划目标、电力用户承受能力和经济发展需要，结合我区实际，区分存量项目和增量项目分类施策，存量项目妥善衔接原有政策，增量项目稳定收益预期。

坚持统筹协调。强化与电力规划、行业管理、产业发展、价格机制、绿色能源消费等政策协同配合，完善电力市场体系，更好支撑新能源发展规划目标实现。

二、主要任务

（一）推动新能源上网电价全面由市场形成

新能源项目（风电、太阳能发电，下同）上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。新能源项目报量报价参与交易，分布式光伏项目可不报量不报价参与市场、接受市场形成的价格。参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照跨省跨区送电相关政策执行。享受财政补贴的项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准按照原有规定执行。

（二）建立新能源可持续发展价格结算机制

新能源参与电力市场交易后，在市场外建立新能源可持续发展价格结算机制。区分存量补贴项目、存量平价项目和增量项目，分别确定年度机制电量规模、机制电价水平和执行期限。对纳入机制的电量，市场交易均价低于或者高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入系统运行费。

（三）确定机制电量规模、电价水平

对 2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目：补贴项目机制电量规模原则上衔接原优先电量规模，机制电量比例 30%；平价项目机制电量规模，原则上按原优先电量和原目标上网电价支持政策折算电量之和确定，机制电量比例 50%。机制电价水平衔接原优先电量上网电价，即补贴项目 0.25 元/千瓦时、平价项目 0.262 元/千瓦时。

对 2025 年 6 月 1 日及以后投产的新能源增量项目：机制电量规模原则上参照存量平价项目机制电量规模比例以及增量项目上网电量确定。机制电价采用边际出清方式、通

过分类竞价形成。竞价上限衔接原新能源目标上网电价，初期考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限，竞价区间暂定 0.15 元/千瓦时—0.262 元/千瓦时。竞价按年组织，由已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价。

（四）明确差价结算方式

对纳入机制的电量，电网企业按月开展差价结算，将市场交易均价与机制电价的差额纳入系统运行费“新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用”科目。电力现货市场未连续运行时，市场交易均价按照同类型月度集中竞价交易均价确定；电力现货市场连续运行时，市场交易均价按照月度发电侧实时市场同类型项目加权平均价格确定。新能源项目机制电量按月分解，在年内清算。电力现货市场连续运行后，机制电量不开展其他形式的差价结算。

（五）明确执行期限和退出规则

存量项目执行期限，取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满 20 年剩余年限中的较小者。增量项目考虑回收项目初始投资平均期限，执行期限 10 年。已纳入机制的新能源项目，在执行期限内可自愿申请退出。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。

三、保障措施

（一）健全市场交易体系。加快推进电力现货市场建设，完善现货市场交易规则，调整差量结算为差价结算，推动新

能源公平参与实时市场，加快实现自愿参与日前市场。电力现货市场连续运行时，机制电量不参与中长期市场、日前市场结算。结合电力现货市场运行情况，价格主管部门会同有关部门适时研究调整价格上下限水平，适当放宽现货市场限价。不断完善中长期市场交易规则，缩短交易周期、提高交易频次，实现周、多日、逐日开市。供需双方结合新能源出力特点，合理确定并灵活调整中长期合同的量价、曲线等内容。

（二）强化政策协同。做好优先发电计划与机制电量的衔接，对于优先发电不足以覆盖优先购电的电量部分，电网企业可通过市场化方式采购新能源电量，作为代理购电来源予以补充。做好改革与绿电绿证政策协同，绿电交易申报和成交价格应分别明确电能量价格和相应绿证价格，绿电交易中不单独组织集中竞价和滚动撮合交易，纳入机制的电量不参与绿电交易结算、不重复获得绿证收益。

（三）压实各方责任。自治区价格主管部门会同能源主管部门，组织电网企业研究提出增量项目机制电量规模，根据保障性电量规模、非水可再生能源电力消纳责任权重及电力用户承受能力等情况，适时调整机制电量规模、竞价上下限等。电网企业要研究制定增量项目竞价方案，公告增量项目机制电量规模等竞价具体事宜，每年 11 月前组织开展增量项目竞价工作、签订合同协议等；要制定差价结算细则，按月开展差价电费结算，及时公布结算情况。电网企业、电力交易机构要及时按月公布用于机制电量差价结算的新能

源市场交易均价。

（四）做好跟踪监测。价格主管部门、能源主管部门、电网企业要加强政策宣传解读，及时回应社会关切；密切跟踪电力市场价格、终端用户电价水平等，总结改革成效，优化政策实施；配合能源监管部门加强市场监管，保障新能源公平参与交易，促进市场平稳运行。

本方案自 2025 年 11 月 1 日起实施，《自治区发展改革委关于印发〈完善我区新能源价格机制的方案〉的通知》（新发改能价〔2022〕185 号）同时废止。期间如遇国家政策调整，按国家规定执行。