

云南省发展和改革委员会 云南省能源局 国家能源局云南监管办公室关于印发《云南省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实施方案》的通知

云发改价格〔2025〕720 号

各州（市）发展改革委、能源局，云南电网有限责任公司、昆明电力交易中心有限责任公司、云南保山电力股份有限公司，各发用电企业：

现将《云南省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实施方案》印发给你们，请遵照执行。执行中发现问题请及时报告。

云南省发展和改革委员会 云南省能源局

国家能源局云南监管办公室

2025 年 8 月 26 日

（此件公开发布）

云南省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实施方案

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）要求，平稳有序推进新能源上网电价市场化改革工作，结合云南实际，制定本实施方案。

一、推动新能源上网电价全面由市场形成

（一）推动新能源上网电量全面进入电力市场。新能源项目（含集中式光伏和风电、分布式光伏、分散式风电，下同）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。新能源项目可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。分布式光伏、分散式风电可选择直接参与、聚合参与或作为价格接受者参与市场，未选择直接参与或聚合参与市场的，作为价格接受者参与。

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国家跨省跨区送电相关政策执行。

（二）完善现货市场交易和价格机制。电力现货市场连续运行后，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。适当放宽现货市场限价，现货市场申报价格上限考虑工商业用户尖峰电价等因素确定，申报价格下限考虑新能源在电力市场外可获得的其他收益（可再生能源发电补贴、绿证收益）等因素确定，并根据市场运行情况适时调整。

(三) 健全中长期市场交易和价格机制。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。允许供需双方结合新能源出力特点，合理确定中长期合同的量价、曲线等内容，并根据实际灵活调整，结合新能源发电情况可以适当降低中长期签约比例。鼓励新能源发电企业与电力用户签订多年期购电协议，指导昆明电力交易中心具备条件时探索组织开展多年期交易。

二、建立健全支持新能源高质量发展的制度机制

(一) 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，在市场外建立差价结算机制，纳入机制的新能源电价水平（以下简称机制电价）、机制电量规模、执行期限等由省发展改革委会同省能源局等有关单位明确。对纳入机制的电量（以下简称机制电量），市场交易均价低于或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用“新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用”科目分摊（分享）。

(二) 存量项目机制电量规模、机制电价和执行期限。2025 年 6 月 1 日前全容量并网的存量新能源项目，衔接现行政策，按照《云南省发展和改革委员会 云南省能源局关于云南省光伏发电上网电价政策有关事项的通知》（云发改价格〔2023〕319 号）《云南省发展和改革委员会 云南省能源局关于进一步完善风电上网电价政策有关事项的通知》（云发改价格〔2023〕665 号）《云南省发展和改革委员会 云南省能源局关于进一步完善新能源上网电价政策有关事项的通知》（云发改价格〔2023〕1264 号）等文件执行。其中：

1.集中式光伏。一是享受财政补贴的，上网电价由市场交易形成，财政补贴继续执行国家相关政策；二是 2021 年 1 月 1 日—2023 年 7 月 31 日全容量并网的，机制电量为月度上网电量的 100%，机制电价为燃煤发电基准价（0.3358 元/千瓦时，下同）；三是 2023 年 8 月 1 日—12 月 31 日全容量并网的，机制电量为月度上网电量的 80%，机制电价为燃煤发电基准价；四是 2024 年 1 月 1 日—6 月 30 日全容量并网的，机制电量为月度上网电量的 65%，机制电价为燃煤发电基准价；五是 2024 年 7 月 1 日—2025 年 5 月 31 日全容量并网的，机制电量为月度上网电量的 55%，机制电价为燃煤发电基准价。

2.集中式风电。一是享受财政补贴的，上网电价由市场交易形成，财政补贴继续执行国家相关政策；二是 2021 年 1 月 1 日—2023 年 12 月 31 日全容量并网的，机制电量为月度上网电量的 60%，机制电价为燃煤发电基准价；三是 2024 年 1 月 1 日—6 月 30 日全容量并网的，机制电量为月度上网电量的 50%，机制电价为燃煤发电基准价；四是 2024 年 7 月 1 日—2025 年 5 月 31 日全容量并网的，机制电量为月度上网电量的 45%，机制电价为燃煤发电基准价。

3.分布式光伏、分散式风电。机制电量为月度上网电量的 100%，机制电价为燃煤发电基准价。

4.扶贫光伏。机制电量为月度上网电量的 100%，机制电价为燃煤发电基准价。

参照可再生能源发电补贴政策关于全生命周期利用小时数的有关规定，存量项目机制电价执行期限按各项目 2025 年 5 月底剩余全生命周

期合理利用小时数对应年份与全容量并网满 20 年对应年份较早者确定，到期后不再执行机制电价，由市场交易形成上网电价。

（三）增量项目机制电量规模、机制电价和执行期限。2025 年 6 月 1 日起全容量并网的新能源增量项目，由省发展改革委会同省能源局等有关单位明确机制电量规模、竞价上下限和单个项目申报电量区间等参数，具体在竞价公告中予以明确。

1.机制电量规模。每年新增的机制电量规模，按照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，以及用户承受能力等因素确定。

2.机制电价。机制电价由新能源项目（已全容量并网和未来 12 个月内全容量并网且未纳入过机制执行范围的项目，首次竞价为 2025 年 6 月 1 日—12 月 31 日全容量并网的项目）自愿参与竞价形成。竞价时按申报价格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但不高于竞价上限确定，支持分布式光伏、分散式风电项目委托代理商参与竞价工作。竞价上限考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定；竞价下限考虑先进电站造价水平（仅包含固定成本）折算度电成本确定，视情逐步取消。

3.执行期限。2025 年 6 月 1 日起全容量并网的增量项目，机制电价执行期限为 12 年，执行期限到期后不再执行机制电价，由市场交易形成上网电价。

（四）按月分解机制电量并开展差价结算。针对省内消纳的新能源电量，初期采用事前确定机制电量比例，事后根据实际上网电量和机制

电量比例确定每月机制电量。云南电网公司每月对机制电量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的差价结算。

（五）市场交易均价确定原则。按照项目类型，分光伏、风电确定市场交易均价。电力现货市场连续运行前，用于机制电量差价结算的市场交易均价按照同类型机组月度中长期交易加权均价确定；电力现货市场连续运行后，市场交易均价按照同类型机组月度实时市场分时节点加权均价确定。2025 年市场交易均价确定原则与现行政策妥善衔接。

（六）新能源可持续发展价格结算机制的退出规则。鼓励新能源项目通过设备更新改造升级等方式提升竞争力，主动参与市场竞争。已纳入机制的新能源项目，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。新能源项目在规模范围内每年自主确定机制电量比例，但不得高于上一年。

三、保障措施

（一）强化工作落实。省发展改革委牵头组织制定配套细则，做好影响测算分析，加强政策宣传解读，周密组织贯彻落实。省能源局积极推动分布式光伏、分散式风电逐步适应市场竞争，统筹确定机制电量规模。云南能源监管办加大对电力市场中经营主体串通报价、实施垄断协议、滥用市场支配地位等违规行为的查处力度。市场衔接细则、竞价细则及结算细则另文明确。

（二）做好政策衔接。省内绿电交易开展双边协商、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（以下简称绿证）

价格，不单独组织集中竞价、滚动撮合交易。机制电量不重复获得绿证收益。绿电交易对应的绿证收益按照“当月绿电合同电量、扣除机制电量的剩余上网电量、电力用户用电量三者取小”的原则确定。做好机制电量对应绿证划转，建立省级专用绿证账户，机制电量对应绿证统一划转至省级专用绿证账户。新能源参与市场后因报价等因素未上网电量，不纳入新能源利用率统计与考核。

（三）完善信息披露。建立健全统一规范的“全市场、全品种、全周期、全主体”的电力市场信息披露体系，提高信息披露及时性、完整性和准确性。明确信息披露内容，交易组织前披露参数信息、预测信息等，交易出清后披露市场申报、出清信息、交易和结算情况等，不断提高电力市场披露信息的公开度和透明度。规范信息披露流程，加强信息披露监管，保障公平市场竞争环境，促进电力市场稳定运行。

（四）做好跟踪评估。省发展改革委、省能源局牵头组织云南电网公司、昆明电力交易中心密切跟踪市场价格波动、新能源发电成本和收益变化、终端用户电价水平等，定期评估改革对行业发展和企业经营等方面的影响，及时总结改革成效，优化政策实施，持续加强市场价格信号对新能源发展的引导作用。