

山西省发展和改革委员会 山西省能源局文件 国家能源局山西监管办公室

晋发改规发〔2025〕7号

山西省发展和改革委员会 山西省能源局 国家能源局山西监管办公室关于印发《存量 新能源项目机制电价实施细则（试行）》的通知

各市发展改革委、能源局，国网山西省电力有限公司、山西地方电力有限公司，山西电力交易中心有限公司，各有关市场主体：

根据《关于印发〈深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案〉的通知》（晋发改商品发〔2025〕322

号)文件要求,我们制定了《存量新能源项目机制电价实施细则(试行)》,已经省人民政府同意,现印发给你们,请抓好贯彻执行。



山西省发展和改革委员会



山西省能源局

国家能源局山西监管办公室

2025年11月11日

(此文主动公开)

存量新能源项目机制电价实施细则

(试行)

第一章 总 则

第一条 依据《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实施方案》等文件规定，结合山西实际，制定本实施细则。

第二条 本实施细则适用于山西省行政区域内 2025 年 6 月 1 日（不含）以前投产的新能源项目（以下简称“存量项目”），不含外送通道配套新能源项目。

第三条 本实施细则所称机制电价指新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算机制的电价水平。机制电量指纳入机制的新能源电量规模。执行期限指新能源机制电价执行时间。

第四条 本实施细则所称新能源项目主要包括集中式风电、集中式光伏、分散式风电、分布式光伏等。

第五条 本实施细则所称投产指新能源项目原则上按照核准（备案）文件载明的建设容量全部建成并网（即全容量并网）。

第六条 存量新能源项目机制电价实施工作由省发展改革委会同省能源局、山西能源监管办牵头组织，省电力公司负责具体实施。

第二章 项目认定

第七条 存量项目区分集中式风电、集中式光伏、分散式

风电、分布式光伏分别审核认定。

第八条 审核认定工作按照发布公告、企业申报、电网审核、项目公示、结果公布程序组织。

第九条 拟申报纳入存量项目的企业应按规定提交核准（备案）文件、电力业务许可证（豁免项目除外）、营业执照、购售电合同、调度并网协议等。

第十条 集中式风电、光伏投产按以下原则认定：

集中式风电、光伏主要依据项目核准（备案）文件和电力业务许可证认定。单个项目分批次办理电力业务许可证的，以最后取得的电力业务许可证载明的投产时间作为其全容量并网时间，投产容量为电力业务许可证载明的累计容量。

其中，核准（备案）文件载明的建设容量与电力业务许可证载明的机组容量一致且电力业务许可证载明的机组投产时间为 2025 年 6 月 1 日（不含）以前的，认定为存量项目。

核准（备案）文件载明的建设容量大于电力业务许可证载明的机组容量且电力业务许可证载明的机组投产时间为 2025 年 6 月 1 日（不含）以前的，可认定为存量项目，容量按照电力业务许可证载明的累计容量确定；也可由企业自主选择放弃纳入存量项目，在核准文件载明的建设容量全部并网后按增量项目政策执行。

2025 年 6 月 1 日（不含）以前已并网发电但尚未取得电力业务许可证的项目，可适当放宽提供电力业务许可证的期限，原则上自发布公告之日起不超过 6 个月。企业对具体投产时间

和提交电力业务许可证的日期作出承诺后，可认定为待定存量项目，待企业按期提交电力业务许可证后，按前款原则审核认定。逾期未提交电力业务许可证的，认定为增量项目。认定为增量项目的相应扣减已结算机制电费。

第十一条 分散式风电按照并网调度协议记载的信息认定。其中，并网调度协议记载的投产时间为 2025 年 6 月 1 日（不含）以前的，认定为存量项目。

第十二条 分布式光伏按照电网企业信息系统中记录的信息认定。其中，信息系统中记录的投产时间为 2025 年 6 月 1 日（不含）以前的，认定为存量项目。

第三章 机制电量

第十三条 机制电量规模按照与现行具有保障性质的相关电量规模政策妥善衔接确定。

第十四条 新能源项目机制电量按照其上网电量乘以其机制电量比例确定。其中存量集中式平价项目，已签订的绿色电力交易合约，其当月绿色电力交易合约电量（含多年、年度、季度交易分解至当月的）超出实际上网电量减去机制电量部分，于当月从机制电量中相应扣减；新签订的绿色电力交易合约，其当月绿色电力交易合约电量（含多年、年度、季度交易分解至当月的）超出实际上网电量减去机制电量部分，于当月从机制电量中相应扣减，后续年度相应扣减机制电量比例（不含跨省跨区绿色电力交易电量部分，国家另有规定的按国家规定执行）。

第十五条 机制电量比例原则上按照具体新能源项目 2022 年 7 月至 2025 年 5 月非市场化电量平均占比确定，其中集中式平价项目机制电量比例为 85%。

第十六条 “自发自用、余电上网”分布式项目，年度机制电量总规模按项目 2024 年实际上网电量确定。2024 年以及 2025 年 1—5 月投产的项目，按年度进行折算确定。

第十七条 新能源项目可在上述核定的机制电量比例（规模）范围内自主确定每年执行机制的电量比例（规模），但不得高于上一年。

第四章 机制电价

第十八条 存量新能源项目机制电价与现行价格政策衔接，按现行燃煤发电基准价确定为 0.332 元/千瓦时（含税）。

第十九条 机制电量每月按机制电价与市场交易均价的差价进行场外结算。市场交易均价原则上按照月度发电侧实时市场同类项目（区分风电、光伏发电项目）加权平均价格（结算限价前所有时点和所有节点）确定。市场交易均价低于或高于机制电价的部分，纳入系统运行费用管理，在系统运行费用中单列“新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用”科目，按月测算、滚动清算。

第二十条 现阶段，机制电量暂不开展其他形式的差价结算。新能源参与中长期市场交易申报电量上限按照额定容量扣减机制电量对应容量后的最大上网能力确定。

第二十一条 单个项目机制电量对应的场内交易电价按照所在节点实时市场分时价格进行场内结算。

第二十二条 纳入机制且确定年度机制电量总规模的新能源项目，若当年已结算机制电量达到年度机制电量总规模，则当月超过部分及后续月不再执行机制电价，若年底仍未达到年度机制电量总规模，则缺额部分不再执行机制电价，不进行跨年滚动。

第五章 执行期限

第二十三条 机制电价自 2026 年 1 月 1 日起执行，执行期限原则上与现行相关政策保障期限衔接，按项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份（具体到月）与投产满 20 年对应年份（具体到月）较早者确定。

第二十四条 剩余生命周期利用小时数等于全生命周期合理利用小时数减去机制电价执行前累计发电利用小时数。

全生命周期合理利用小时按照以下原则确定：

风力发电项目，各市均为四类资源区，全生命周期合理利用小时数为 36000 小时。

光伏发电项目，大同、朔州、忻州、阳泉等四市为二类资源区，项目全生命周期合理利用小时数为 26000 小时；其他各市为三类资源区，项目全生命周期合理利用小时数为 22000 小时。

国家确定的光伏领跑者基地项目，以及 2019 年、2020 年竞价项目全生命周期合理利用小时数在所在资源区小时数基础上

增加 10%。

第二十五条 新能源项目机制电价执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制电价执行范围。

第二十六条 分期并网项目的执行期限起始日期为首台机组并网时间，即集中式风电、光伏按电力业务许可证载明的首台机组并网时间认定，分散式风电按照并网调度协议记载的首台机组并网时间认定，分布式光伏按照电网企业信息系统中记录的首台机组并网时间认定。

第六章 附 则

第二十七条 企业在申报纳入存量项目过程中弄虚作假的，一经查实，取消其享受机制电价资格。

第二十八条 本实施细则由省发展改革委、省能源局、山西能源监管办负责解释。

第二十九条 本实施细则自 2025 年 11 月 11 日起试行，有效期 2 年，如遇国家政策调整或行业变化适时调整。