

吉林省发展和改革委员会 吉林省能源局文件

吉发改价格联〔2025〕558号

关于印发《吉林省新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知

各市（州）发展改革委、能源局，国网吉林省电力有限公司、吉林省地方电力有限公司，吉林电力交易中心，各有关经营主体：

《吉林省新能源上网电价市场化改革实施方案》已经省政府同意，现印发给你们，请认真抓好贯彻落实。

- 附件：1.吉林省新能源上网电价市场化改革实施方案
2.吉林省增量新能源项目竞价规则

吉林省发展和改革委员会

（此文主动公开）

吉林省发展和改革委员会办公室

吉林省能源局

2025年10月14日

2025年10月14日印发

核稿人：卢中宇

吉林省新能源上网电价市场化 改革实施方案

为全面贯彻党的二十届三中全会精神，统筹能源安全保障与绿色低碳发展，深化电力市场机制创新，加快构建新型电力系统，根据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）、《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的通知》（发改价格〔2025〕136号）等文件要求，立足市场化改革主线，坚持分类施策、稳中求进，推动新能源上网电价全面衔接市场供需，促进新能源产业高质量发展，现制定本实施方案如下。

一、总体目标

以市场化改革为核心，推动风电、光伏等新能源电量全面参与电力市场交易，建立适应吉林省新能源发展特点的可持续发展价格结算机制，区分存量和增量项目分类施策，实现新能源上网电价全面市场化，助力“双碳”目标实现。

二、基本原则

坚持深化改革。进一步深化新能源上网电价市场化改革，新能源项目（风电、太阳能发电，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。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。按照 136 号文件要求，建立新能源可持续发展价格结算机制。

坚持分类施策。区分存量和增量分类施策，综合电力用户承受能力和经济发展需要，保持政策的平稳过渡，维持市场主体投资建设积极性，适时开展效果评估，跟进完善政策。

坚持安全稳定。政策实施过程中，充分考虑对电力市场建设的影响，做好市场供需预测和各类经营主体电价水平测算，防范市场风险，保障电力系统安全稳定运行。

三、主要任务

（一）推动上网电量全面进入电力市场。集中式光伏、集中式风电、分布式光伏、分散式风电等所有风电、太阳能发电项目，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，地方水电公司域内的新能源项目待具备条件后直接进入电力市场。根据市场建设情况，逐步放开其他各类电源进入市场参与交易。

（二）完善现货市场交易机制。**一是明确新能源参与市场方式。**集中式新能源项目以“报量报价”方式参与现货市场，现阶段分布式（分散式）新能源主要以聚合方式自愿参与现货市场，也可作为价格接受者参与现货市场，逐步推动分布式（分散式）新能源直接参与现货市场。**二是做好日前、实时市场衔接。**新能源项目全部上网电量参与日前可靠性机组组合和实时市场。加快实现自愿参与日前市场。**三是适当优化现货市场限价。**现货市场申报价格上限考虑我省工商业用户尖峰电价水平及电力市场供需等因素确定，下限考虑新能

源在电力市场外可获得的其他收益（新能源财政补贴、绿色环境价值等）确定，具体由省级价格主管部门制定并适时调整。

（三）完善中长期市场交易和价格机制。一是持续完善市场规则，推动中长期交易向更长周期、更短周期双向延伸，提升交易频次，实现按日连续运营；稳步推进新能源与火电同台竞价，实现各类电源公平参与市场；逐步推动根据现货市场价格信号形成峰谷时段；允许供需双方结合新能源出力特点，合理确定中长期合同分时段量价等内容，并根据实际灵活调整，不对新能源中长期签约比例做强制要求。二是中长期交易合同量价、曲线、结算参考点等内容由交易双方自行确定，中长期结算参考点初期暂定为统一结算点。机制电量不再开展其他形式的差价结算，暂由电网企业代表全体用户与新能源企业按年度签订机制电量中长期合约（差价结算协议），明确合同价格为参考结算价，相关电量同步计入用户侧中长期签约比例。现货市场连续运行时，新能源参与中长期交易的申报电量上限按额定容量扣减机制电量对应容量后的上网能力确定。三是分布式（分散式）新能源现阶段可主要选择以聚合或作为价格接受者、“报量不报价”或“报量报价”方式参与市场，未选择聚合参与的，默认作为价格接受者参与市场；逐步推动分布式（分散式）新能源直接参与市场。

（四）完善绿电绿证交易机制。一是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价格，不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。**二是**优化调整绿电交易结算，纳入机制的电量不重复获得绿证收益，绿电交易电量的绿证收益，采用“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”的原则结算。**三是**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专用绿证账户，由承担机制电量差价结算费用的用户共有。**四是**探索多年期绿电交易（PPA），引导新能源企业根据机制外电量发电能力，与用户签订多年期绿电交易合同。

（五）完善辅助服务市场机制。科学确定电力辅助服务市场需求，合理设置有偿辅助服务品种。现货市场同步运行调频辅助服务市场，允许具有调节能力的新能源参与调频辅助服务市场，辅助服务费用分摊方式及分担比例另行明确。

（六）建立新能源可持续发展价格结算机制。对纳入机制的电量，在市场外建立差价结算机制，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。**一是**确定电量规模、机制电价和执行期限。存量项目为 2025 年 5 月 31 日以前全容量并网的新能源项目，纳入机制电量规模衔接省内保障性收购电量政策，机制电价为 373.1 元/兆瓦时；中标获得特许经营权的项目，按中标电价执行，执行期限按 2025 年 5 月底项目剩余全生命周期合理利用小时数对应时间与投产满 20 年对应时间较早者确定。增量项目为 2025 年 6 月 1 日起投产的新能源项目，第一年纳入机制电量比例参考原新能源非市场化比

例暂确定为 40%，第二年及以后根据国家下达的非水可再生能源消纳责任权重完成情况、用户承受能力等因素动态调整，机制电价通过市场化竞价确定，执行期限仅考虑回收初始投资，确定为 12 年。增量项目竞价工作由省发展改革委委托省电力公司统一组织开展，竞价细则、竞价公告等竞价相关内容经省发展改革委批准后实施。

二是确定市场交易均价计算原则。现货市场未连续运行时，市场交易均价原则上按照发电侧同类项目月度中长期集中交易加权平均价格确定。现货市场连续运行后，市场交易均价按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定。项目类型分为风电、光伏。新能源项目纳入机制的电量，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。

三是采用“事前确定机制电量比例，事后根据实际上网电量形成”的机制电量确定方式，按月做好机制电量差价电费结算、清算工作。若当年已结算机制电量达到年度机制电量规模，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规模，则缺额部分电量不再执行机制电价，不进行跨年滚动。

四是明确机制退出规则，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。存量项目无需重新签订购售电合同，原购售电合同价格条款按照新能源可持续发展价格政策结算。纳入机制的新能源项目应与电网企业签订《新能源可持续发展价格结算机制差价协议》，协议原则上有效期为一年，期限届

满前，若双方无异议，到期后自动延期。在执行期内自愿退出、机制电量执行期届满或项目注销导致机制电量终止的，差价协议自动废止。纳入机制的新能源项目暂未签订差价协议的，按本方案规定先行开展差价结算。

（七）完善电能量市场结算机制。一是完善市场运营费用分类与管理标准。加强市场费用管理，明确市场费用的类别及适用范围，建立公开透明费用标准。市场费用分为成本补偿类费用、市场平衡类费用、偏差调节类费用等。二是完善电能量费用结算限价机制。根据发电成本、结算价格等因素，优化完善结算限价机制，确保现货市场结算均价处于合理区间，合理反映市场分时价格信号。

（八）优化代理购电电量采购机制。新能源全面入市后，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，对于通过市场化方式无法买足电量的，现货市场未运行期间按偏差电量价格结算；现货市场运行期间按现货价格结算。结合省内市场建设、优发优购匹配情况等，优化代理购电电量采购、价格机制及代理购电价格发布内容等细则。

（九）做好与新能源消纳的衔接。参与现货市场的新能源，在省间现货、省内现货以及辅助服务等市场组织完成后，如果因自身报价高、未报价等因素导致部分电量未能全部上网，不纳入新能源利用率统计与考核。

四、保障措施

（一）建立电价监测和风险防范机制。定期监测新能源交易价格波动情况，评估价格波动的合理性。当交易价格出

现异常波动时，及时分析处置，确保新能源上网电价市场化改革政策平稳有序推进。

（二）做好电力市场规范管理工作。进一步规范和完善电力市场信息披露规则，披露新能源市场运行总体情况，定期发布同类新能源发电项目市场交易均价；规范电力市场电费结算流程，做好新能源项目上网电费、差价电费结算工作。

（三）做好政策宣贯。开展市场培训，宣贯政策要求、实施方案以及交易结算规则，帮助企业熟悉交易规则和流程，提升市场参与能力。强化沟通与协调，及时了解经营主体的意见和诉求，积极回应并解决问题。

（四）完善技术支持系统。按照相关规则要求，做好交易、结算、竞价等系统功能及计量装置适应性改造工作。

附件 2

吉林省增量新能源项目竞价规则

一、总体目标与工作原则

（一）总体目标。为全面贯彻《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），进一步落实建立新能源可持续发展价格结算机制相关要求，制定增量新能源项目竞价规则，明确竞价模式、竞价流程等，确保竞争公平、审核公正、结果公开，确保竞价工作高质量开展，引导新能源合理布局与有序建设，更好支撑新能源发展规划目标实现。

（二）工作原则。竞价工作由吉林省发展改革委委托授权国网吉林省电力有限公司开展，按照“流程透明化、规则统一化、操作规范化”的原则，通过公开竞价确定增量机制电量电价，建立标准化流程，确保公平公正公开。

全面衔接，分类组织。全面衔接新能源可持续发展价格结算机制与非水可再生能源消纳责任权重、用户承受能力等要求，合理测算竞价电量规模。首次竞价中，按风电、光伏两种类型分类组织竞价、出清。后续根据开发成本变化适时调整，确保机制电价水平科学合理。

流程规范，公平公正。严格按照增量新能源竞价组织的规范化流程和时间节点要求开展竞价工作，确保竞价流程合规有序。科学细化管理要求，确保竞价工作公平公正。

公开透明，强化监督。统筹考虑新能源云、网上国网等系统的功能模块优化及开发，及时全面地公布竞价信息，确保竞价结果公开、透明。强化信息安全管理，明确相关部门管理监督等职责，坚决杜绝出现信息泄露问题。

二、竞价模式

（一）竞价组织方。吉林省发展改革委牵头，联合吉林省能源局，指导国网吉林省电力有限公司成立专项工作组，共同开展竞价工作。

（二）竞价主体范围。2025年6月1日（含）后并网的新能源项目。

其中，首次竞价主体范围为2025年6月1日（含）-2026年12月31日并网的新能源项目。集中式新能源项目和集中建设的分散式风电项目以项目为单位参与首次竞价，分布式项目、非集中建设的分散式风电需以聚合商形式参与首次竞价，后续根据实际情况进行调整。此外，考虑地方水电公司区域内的6个县（市）现阶段不具备条件，暂不参与首次竞价。

（三）竞价电量规模。

1.首次竞价电量规模。按照适当衔接、避免过度波动的要求，为稳定投资预期，保持好我省新能源投资积极性，首次竞价电量规模参考吉林省2025年风电、光伏项目非市场化分配方案统筹制定。

2.后续竞价电量规模。2027年之后，吉林省发展改革委、吉林省能源局根据当年完成国家下达的年度非水电可再生

能源电力消纳责任权重的预计情况以及用户承受能力等因素，测算下一年度新增纳入机制的电量规模。当年完成情况预计超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模可在当年增量水平的基础上，适当减少。未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加。

3.分类型竞价规模确定。对于分类型组织机制电价竞价的，要在年度纳入机制电量规模的基础上，确定分类型机制电量规模。首次竞价中，按风电、光伏两种类型分类组织竞价、出清。后续根据开发成本变化适时调整，确保机制电价水平科学合理。

4.单个项目申报电量规模上限。为避免单个项目非理性报价导致全电量入围进而对市场产生干扰，单个项目申报电量规模不得高于其全部发电量，暂按全部上网电量的 85% 作为申报上限。计算方法为项目核准（备案）容量×吉林省近三年该类型电站平均利用小时数×（1－吉林省近三年该类型电站平均厂用电率）×85%）。风电平均利用小时数、平均厂用电率分别为 2280 小时，3.16%；光伏平均利用小时数、平均厂用电率分别为 1491 小时、4%。

（四）竞价价格限值。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，暂定为 334 元/兆瓦时。竞价下限考虑最先进电站造价水平（仅包含固定成本）折算度电成本（不含收益）确定为 150 元/兆瓦时。

（五）执行期限。执行期限按照同类项目回收初始投资（不考虑相关收益）的平均期限确定，首次竞价结果执行期

限按照12年确定。

三、竞价流程

（一）竞价准备阶段。

1.成立竞价工作小组。由吉林省发展改革委牵头，会同吉林省能源局、国网吉林省电力有限公司，成立竞价工作小组，负责推进增量新能源项目竞价相关工作。

2.发布年度竞价通知。吉林省发展改革委发布年度竞价通知，明确年度竞价电量规模、竞价项目类型、申报价格上下限、竞价组织方与场所等相关事项。

（二）资质审核阶段。

1.发布年度竞价组织公告。在吉林省发展改革委通知发布后规定时间内，国网吉林省电力公司发布竞价组织公告，包括竞价标的、竞价主体、需提供竞价资质材料、申报价格上下限、竞价项目类型、竞价流程安排、机制电价执行期限等具体事项。

2.提交竞价材料。拟参与竞价的相关项目需要在规定时间内提交竞价相关材料，包括但不限于项目指标文件（仅集中式新能源项目和集中建设的分散式风电项目要求）、核准（备案）文件、竞价代理协议、竞价信息填报承诺书等。

3.审核竞价资质。竞价材料申报完成后，竞价工作小组分别对提交材料的完整性、合规性进行审核，并汇总本年度省内新能源项目建设、电力市场及本次申报的项目信息，归集项目所属一级集团信息，开展市场集中度监控。审核中发现材料缺失的，项目可在规定时限内补齐，逾期未提交的视

为自动退出本次竞价。

4.公示审核结果。审核结束后，竞价工作小组统一汇总通过资质审核的项目名单。对公示项目有异议的，可在此期间提出举报，但必须提交真实有效的证明材料。

（三）竞价实施阶段。

1.提交履约保函。通过公示审核的新能源企业应按照年度竞价组织公告，在规定时间内提交履约保函。已投产项目参与竞价的，原则上不收取保函。

保函的内容包括但不限于：保函编号、签发日期、保函金额、申请人及受益人的名称、银行详细地址、联系电话等信息、有效期、保函使用条件等。保函金额按照项目核准装机容量、吉林省该类电源过去三年平均发电利用小时、吉林省该类电源过去三年平均上网电价三者乘积的一定比例确定，比例暂定为 10%。其中，风电平均利用小时数、平均上网电价分别为 2280 小时，284.77 元/兆瓦时；光伏平均利用小时数、平均上网电价分别为 1491 小时，337.88 元/兆瓦时。保函的有效期为项目申报投产日期后 6 个月。未入选项目在竞价结果公示后可申请退还保函，入选项目按核准（备案）容量实现全容量投产后可申请退还保函；入选项目若未按期全容量投产的，国网吉林省电力公司可根据项目投产等履约情况申请使用保函，向保函开立单位出具原件，要求支付款项，同时向相关主体发出执行告知书，说明其投产情况。

2.组织主体竞价。竞价主体在规定时间内完成竞价申报，竞价申报信息自动封存，不得更改。竞价主体申报完成后，

按照竞价原则完成边际出清，按入选项目最高报价确定机制电价水平。出清过程中，若边界出清的项目（即最高报价项目）拟入选机制电量规模低于项目申报电量规模的 40%，为保护竞价主体权益，低于申报电量规模 40% 的项目自动退出本次竞价，以次高价项目所申报电价确定本次机制电价水平，退出竞价的项目可参与下一年度竞价。若全部拟入选项目因同时申报最高价、最低价等同一价格，导致全部项目均同价边界出清，各项目按申报电量规模共享本次机制电量总规模，此情况下所有竞价主体均可低于申报电量规模 40% 入选，各项目入选机制电量规模由申报电量规模占机制电量总规模的比例决定。

3.公示竞价结果。按照出清结果发布拟入选的项目。如竞价主体对公示结果有异议，需在公示期内以书面形式提出，并提供相关证明材料。公示期内未提出异议的，视为认可竞价结果。

4.公布竞价结果。公示期结束且各方无异议后，报请吉林省发展改革委、吉林省能源局审定，审定后发布竞价结果。

5.签订协议。竞价结果公布后规定时间内，国网吉林省电力有限公司与入选项目完成差价协议签订。协议明确项目名称、项目类型、项目容量、协议电量、协议电量占项目预测电量的比例、新能源机制电价、结算参考价、协议期限、结算方式等内容。对于未投产的项目，应在协议中明确，若实际全容量投产时间晚于申报投产时间 6 个月及以上，协议自动失效。原则上差价协议每年一签，协议期限届满前，若

双方无异议，协议到期后自动延期 1 年，延期次数依据机制电价执行期限和是否自愿退出全部机制电量确定。若任何一方存有异议，应在合同期限届满前 30 日书面通知对方，在协议期限届满前进行协商，并重新签订协议。

四、保障措施

（一）考核机制。参与竞价并纳入增量机制电量的新能源项目应严格按照申报时间投产。如项目实际投产时间较申报投产延迟时间不超过 6 个月，实际投产日期前的覆盖电量自动失效、不滚动纳入后续月份，按延期天数每日扣除履约保函金额的 0.5% 作为违约金，剩余履约保函资金在项目实际投产后返还，扣除的履约保函资金纳入系统运行费；如实际投产时间较申报投产时间晚超过 6 个月，取消 3 年内该项目竞价资格，并且该项目当次竞价入选结果作废，扣除全额履约保函资金。因重大政策调整、自然灾害等不可抗力因素变化导致的延期，提供吉林省能源局出具的证明文件，经吉林省发展改革委审批后，可免于取消后续竞价资格以及扣除保函资金。

（二）信用管理。竞价主体在材料申报、竞价过程中存在以下情况时，应纳入信用管理，上报吉林省发展改革委、吉林省能源局，并按照相关规定进行处理，且入选结果无效，该项目竞价主体在吉林省 3 年内禁止竞价：

1. 处于被行政主管部门责令停产、停业或进入破产程序；
2. 处于行政主管部门相关文件确认的禁止竞价的范围和处罚期间内；

3.近三年存在骗取中标或严重违约，经有关部门认定的因其服务引起的重大及以上质量事故或重大及以上安全事故；

4.被最高人民法院在“信用中国”网站或各级信用信息共享平台中列入失信被执行人名单。

（三）争议处理。因竞价工作实施过程中引起的争议问题，优先通过国网吉林省电力公司与竞价主体协商解决，协商期原则不超过 10 个工作日，并签订和解协议书；协商未果的，可提请吉林省发展改革委、吉林省能源局、国家能源局东北监管局参与调解工作，建立“申诉－复核－公示”三级流程，调解过程不超过 30 个工作日（依职权调查取证所需时间不计入），达成一致后，由国家能源局东北监管局出具调解终止通知书，到期未达成一致的，视为调解不成；调解不成的争议问题，双方依据合同或协议约定的争议解决方式。未签订合同或协议情况下，争议方可通过司法途径解决争议。在争议解决期间，合同或协议的履行以争议解决条款约定为准，其他竞价主体的竞价工作事项仍需正常进行。

（四）保密与信息安全。各竞价主体应自觉维护公平公正的新能源项目竞价秩序，严格遵守电力市场规则及国家相关规定，依法合规参与新能源项目竞价工作，不得滥用市场支配地位操纵市场价格，不得实行串通报价、哄抬价格及扰乱市场秩序等行为。竞价工作组要严守保密规定，充分发挥市场自律和社会监督作用，督促竞价主体签订自律公约并规范执行。竞价工作组要履行好市场监控和风险防控责任，对

违反竞价规则、串通报价等违规行为依规开展监测。