

黑龙江省发展和改革委员会文件

黑发改价格〔2025〕818号

关于印发《黑龙江省深化新能源上网电价 市场化改革 促进新能源高质量 发展实施方案》的通知

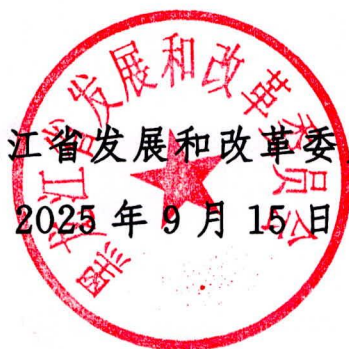
各市（地）发展改革委，省电力公司，省电力交易中心，各有关经营主体：

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，扎实做好我省新能源上网电价市场化改革实施工作，省发展改革委牵头研究制定了《黑龙江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实施方案》，现

印发给你们，请认真贯彻执行。

黑龙江省发展和改革委员会

2025年9月15日



黑龙江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实施方案

为深入贯彻党的二十届三中全会精神，加快构建新型电力系统，健全绿色低碳发展机制，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，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）等文件精神，结合我省实际，制定本实施方案。

一、总体目标

按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的要求，坚持市场化改革方向，推动新能源（风电、太阳能发电，下同）上网电量全面进入电力市场，通过市场交易形成价格。完善适应新能源发展的市场交易和价格机制，推动新能源公平参与市场交易。区分存量项目和增量项目分类施策，建立适应黑龙江省新能源发展特点的可持续发展价格结算机制。保持存量项目政策衔接，稳定增量项目预期收益，完善新能源入市后的行业管理、价格机制、绿色能源消费等政策，完善电力市场体系，促进行业健康发展，助力“双碳”目标实现。

二、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参与市场交易。集中式风电、集中式光伏、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。新能源项目可报量报价参与市场交易，也可以接受市场形成的价格，支持分布式光伏项目直接或通过聚合方式参与市场交易。根据电力市场建设情况，逐步放开生物质等各类电源进入市场参与交易。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。（责任单位：省发展改革委、省电力公司、省电力交易中心）

（二）健全中长期市场交易和价格机制。不断完善中长期市场交易规则，实现各类电源公平参与市场，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、结算参考点等内容，并根据实际灵活调整。中长期结算参考点可约定在日前市场（或实时市场）中任一节点或统一结算点，初期暂定为统一结算点。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和滚动撮合交易。鼓励新能源发电企业与电力用户签订多年期购电协议，提前管理市场风险，形成稳定供求关系。（责任单位：省发展改革委、省电力公司、省电力交易中心）

（三）完善现货市场交易和价格机制。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。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商有关部门制定并适时调整。（责任单位：省发展改革委、省电力公司、省电力交易中心）

（四）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。在调频辅助服务市场基础上，根据市场备用需求紧张程度，适时建立备用辅助服务市场。调频、备用等辅助服务费用，原则上由省内工商业用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量按比例共同分担，参与省内电能量市场交易的新能源上网电量不再分摊。（责任单位：省发展改革委、东北能源监管局、省电力公司）

三、建立健全支持新能源高质量发展的制度机制

（五）建立新能源可持续发展价格结算机制。新能源项目参与电力市场交易后，在市场外同步建立差价结算机制，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纳入机制的新能源电价水平（以下简称机制电价）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。初期，机制电量不再开展其他形式的差价结算。（责任单位：省发展改革委、省电力公司、省电力交易中心）

（六）新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限。区分存量项目和增量项目确定纳入机制的电量

规模、机制电价和执行期限。

1.存量项目。存量项目是指 2025 年 6 月 1 日以前全部核准（备案）容量并网且在 2025 年黑龙江电网优先购电优先发电计划中享受优先上网电量的新能源项目。电量规模妥善衔接现行具有保障性质的相关电量政策，规模上限不高于现行保障性收购电量，新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年。机制电价与现行保障性价格政策保持一致。执行期限按存量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。

2.增量项目。增量项目是指 2025 年 6 月 1 日（含）起投产的新能源项目（不含外送配套电源）。增量项目第一年纳入机制电量与现有新能源非市场化比例衔接，第二年及以后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。单个项目申请纳入机制的电量应适当低于其全部上网电量。为引导行业竞争，竞价时设置申报充足率下限。机制电价通过每年 10 月组织已投产和未来 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形成。分为风电、太阳能发电两类组织竞价，如单一类别竞价主体较集中或整体规模较小缺乏有效竞争时，不再分类组织，统一合并竞价。竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价按入选项目最高报价确定，但不得高于竞价上限。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，不得高于煤电基

准价，竞价下限初期可按照先进电站造价水平折算度电成本确定。执行期限考虑回收初始投资暂定为 12 年。未竞价成功的项目可在以后年度继续参加机制电价竞价。增量项目竞价工作由省发展改革委委托省电力公司按照本方案要求在全省范围内统一组织开展，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。（责任单位：省发展改革委、省电力公司、省电力交易中心）

（七）新能源可持续发展价格结算机制的结算方式。机制电量由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。用于机制电量差价电费结算的市场交易均价分为风电、太阳能发电两类。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。

1.机制电量分解。机制电量按比例分解至月度，机制电量比例=（机制电量÷该项目预计年上网电量）×100%，每月机制电量=机制电量比例×每月实际上网电量。已结算的机制电量累计达到当年机制电量规模时，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。（责任单位：省电力公司）

2.机制电量差价电费结算。发电侧机制电费=实际上网电量×机制电量比例×（机制电价-市场交易均价）。（责任单位：省发展改革委、省电力公司、省电力交易中心）

（八）机制电量与电力市场化交易衔接。机制电量暂不参

与中长期交易，相关电量计入中长期用户侧签约比例。现阶段，仅开展日前预出清，预出清结果不用于结算。机制电量不参与绿电交易、不重复获得绿证收益，绿电交易电量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。机制电量对应绿证统一划转至专用绿证账户，由省内分摊系统运行费用的用户共有。（责任单位：省发展改革委、省电力公司、省电力交易中心）

（九）新能源可持续发展价格结算机制的退出规则。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。

（责任单位：省发展改革委、省电力公司）

四、保障措施

（十）加强组织落实。各相关部门要密切协作，周密组织落实。省发展改革委负责建立新能源上网电价市场化改革工作机制，统筹协调解决推进过程中的问题。电力市场监管机构要加强市场监管，保障新能源公平参与交易，促进市场平稳运行。省电力公司负责搭建竞价平台，做好竞价、结算等细则制定和差价协议签订等工作，并对新能源可持续发展价格结算机制执行结果单独归集。电力交易机构要完善电力市场信息披露机制，定期披露新能源市场运行总体情况。（责任单位：省发展改革委、东北能源监管局、省电力公司、省电力交易中心）

（十一）强化政策协同。完善电力市场相关规则，做好新能

源上网电价市场化改革与新能源发展规划目标、能源电力规划的衔接。优化代理购电电量采购机制，新能源全面入市后，执行保量保价的优先发电电量可继续按现行价格机制由电网企业收购，不足部分电量由电网企业通过市场化采购。做好与新能源消纳的衔接，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。坚决纠正不当干预电力市场行为，不得向新能源不合理分摊费用，不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件，鼓励配建储能转为独立储能。享有财政补贴的新能源项目，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。（责任单位：省发展改革委、省电力公司、省电力交易中心）

（十二）组织电价监测和跟踪评估。密切跟踪监测新能源市场价格波动、新能源发电成本和收益变化、终端用户电价水平等，认真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，优化政策措施，确保改革顺利实施。按照国家改革部署适时对新能源可持续发展价格结算机制进行评估优化，条件成熟时择机退出。（责任单位：省发展改革委、东北能源监管局、省电力公司、省电力交易中心）

（十三）做好政策宣传和舆情引导。加强政策宣传解读，及时回应社会关切。电网企业和电力交易机构要组织开展市场培训，帮助新能源企业熟悉政策要求、交易规则和结算流程，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。（责任单位：省发展改革委、省电力公司、省电力交易中心）

本方案自 2025 年 12 月 31 日起实施，现行政策相关规定与本方案不符的，以本方案为准。期间如遇国家政策调整，按国家规定执行。

