

北京市发展和改革委员会  
北京市城市管理委员会  
关于印发《北京市深化新能源上网电价  
市场化改革工作实施方案》的通知

京发改规〔2025〕5号

各区发展改革委、城市管理委，国网华北分部、国网北京市电力公司、首都电力交易中心、各新能源发电项目主体：

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），北京市发展和改革委员会、北京市城市管理委员会制定了《北京市深化新能源上网电价市场化改革工作实施方案》，经市政府同意，现印发给你们，请遵照执行。

北京市发展和改革委员会

北京市城市管理委员会

2025年11月6日

# 北京市深化新能源上网电价市场化 改革工作实施方案

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)要求,为充分发挥市场在资源配置中的决定性作用,加快构建本市新型电力系统,健全绿色低碳发展机制,按照新能源项目(风电、太阳能发电,下同)上网电量全量入市、责任共担、分类施策、统筹协调的原则,制定本实施方案。

## 一、推动新能源项目上网电量全部参与市场交易

(一)建立健全本市中长期电力交易市场。市城市管理委按年度制定本市新能源项目参与中长期电力市场交易方案,推动本市新能源项目上网电量全部进入电力市场。做好本市电力交易市场与跨省跨区电力交易市场的衔接,探索建立京津唐区域统一的电力现货市场,研究电力现货交易规则。

(二)定期组织开展新能源中长期电力交易。市城市管理委组织国网华北分部(京交二部)、首都电力交易中心开展本市中长期电力交易。根据电力市场建设情况,缩短交易周期,提高交易频次,实现周、多日、逐日开市。创造条件推动分布式新能源项目独立或通过聚合方式参与电力交易。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。指导首都电力交易中心在合理衔接、风险可控的前提下,探索组织开展多年期交易。

(三)完善新能源中长期电力交易机制。本市新能源项目可自行选择参与电能量交易或绿色电力交易。参与电能量交易可依照本市现行中长期交易规则开展;参与绿色电力交易可通过双边协商、挂牌等方式开展,不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。新能源项目上网电量作为代理购电来源由国网北京市电力公司(以下简称市电力公司)采购时,仅参与电能量交易。

## 二、完善新能源项目上网电价市场形成机制

(四)全面放开新能源项目上网电价。本市新能源项目上网电量进入电力市场后,上网电价实行市场调节价。新能源项目独立参与电力直接交易的,上网电价通过市场交易形成。分布式新能源项目通过聚合方式参与电力直接交易的,由聚合商统一代理参与市场,同一聚合项目执行相同交易价格。新能源项目未参与电力直接交易的,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。

(五)规范电力市场价格申报行为。本市新能源项目参与电能量交易,申报和成交价格仅明确电能量价格;参与绿色电力交易,申报和成交价格应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。

(六)强化新能源电力市场价格监测。首都电力交易中心牵头

建立电力市场价格监测体系,了解新能源电力交易主体情况,跟踪批发侧、零售侧交易价格波动,系统评估新能源项目全面入市对电力市场价格影响,按月开展价格监测和数据统计工作,并报市发展改革委、市城市管理委。

### 三、持续完善支持新能源高质量发展的制度机制

(七)建立新能源可持续发展价格结算机制。接入北京电网并由市电力公司结算的本市新能源项目(“全电量自发自用”的除外)参与电力市场交易后,在市场外建立差价结算机制(以下简称机制)。对纳入机制的电量,市场交易均价低于或高于机制电价的部分,由市电力公司按月开展差价结算,结算费用纳入本市电力系统运行费。

#### 1. 2025年6月1日(不含)以前投产的新能源存量项目:

(1)电量规模。存量项目年度上网电量全部纳入机制。新能源发电企业在纳入机制的电量规模范围内每年可自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年。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。

(2)机制电价。按本市煤电基准价0.3598元/千瓦时执行。

(3)执行期限。集中式新能源项目投产满20年(含),或达到全生命周期合理利用小时数(光伏发电为26000小时,陆上风电为36000小时)前执行机制。分布式新能源项目投产满20年(含)之前执行机制。

#### 2. 2025年6月1日(含)以后投产的新能源增量项目:

(1)电量规模。2025 年新增纳入机制电量规模结合 2024 年同期投产的新能源项目年度上网电量规模和可再生能源发展规划需要确定。后续年度新增纳入机制电量规模由市发展改革委会同市城市管理委按照上一年度本市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情况,以及用户承受能力等因素确定。

(2)机制电价。由每年已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的新能源项目自愿参与竞价形成。在年度机制电量规模内、按照报价从低到高确定入选项目,最后一个入选项目的报价作为当年所有入选项目的机制电价。若存在多个项目按出清价格申报,则按申报电量比例分配机制电量规模(电量单位为千瓦时,保留整数)。

(3)执行期限。按照当年同类项目回收初始投资的平均期限确定,原则上不高于 12 年。起始时间按项目申报的投产时间确定,入选时已投产的项目按入选时间确定。如入选项目未按期投产,延期 6 个月(含)以内的,投产前对应的机制电量自动失效;延期 6 个月以上的,该项目当次竞价入选结果作废。

(4)单个项目竞价方式。单个项目申报电量规模上限按照预计年上网电量的一定比例确定。预计年上网电量根据装机容量乘以年度平均发电利用小时数并扣除厂用电后确定,本市光伏发电年度平均发电利用小时为 1450 小时,风电年度平均发电利用小时为 2000 小时,厂用电率为 3%;比例原则上逐年递减。单个项目申报价格不得高于竞价上限,竞价上限不高于本市煤电基准价。

分布式光伏和分散式风电项目可独立或聚合参与竞价。

(5)竞价组织形式。本市竞价工作由市发展改革委牵头组织,每年9月底前,在市发展改革委政务网站发布竞价通知,明确机制电量规模、竞价上限、机制电价执行期限、竞价项目类型、竞价流程安排、竞价主体资质要求、竞价申报材料等。市电力公司成立竞价工作小组,配合开展竞价相关工作。竞价工作原则上在当年11月底完成,并在市发展改革委政务网站公示。

3. 新能源项目投产,是指项目按照核准(备案)容量全部建成并网,投产时间以电力业务许可证中最后一台机组的投产日期确定。对于豁免电力业务许可证办理的新能源项目,投产时间以市电力公司营销系统中明确的并网送电时间为准。2025年6月1日(不含)前并网容量未达到核准(备案)容量的新能源项目,原则上视作存量项目,2025年6月1日(不含)前已并网容量部分对应的上网电量纳入机制,后续并网容量对应的上网电量不再纳入机制;新能源项目也可自愿选择作为增量项目通过竞价方式纳入机制。

#### (八)确定纳入机制电量的结算程序

1. 签订差价结算协议。纳入机制的新能源项目,原则上应每年与市电力公司签订差价结算协议,明确执行机制的电量比例(不得高于上一年)、机制电价、月度机制电量,协议有效期一年。协议到期后,双方可自愿协商选择延续或变更协议。存量分布式项目可选择不再单独签订差价结算协议,差价结算相关工作按本方案

执行。

2. 确定交易均价。本市电力现货市场连续运行前,市场交易均价按照本市同类项目最近一月所有交易电量的加权平均电能量价格确定,首都电力交易中心应当按月将交易均价提供给市电力公司用于差价结算。电力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。

3. 分解月度机制电量。新能源项目月度机制电量按实际上网电量乘以执行机制的电量比例确定,执行机制的电量比例为年度机制电量规模与预计年上网电量的比值。月度机制电量累加达到年度机制电量规模后的上网电量不再纳入机制;月度机制电量累加未达到年度机制电量规模的部分不跨年追补。新能源项目过户后新主体继承原主体机制电量比例。

4. 开展差价结算。市电力公司对纳入机制的新能源上网电量按月开展差价结算,市场交易均价低于机制电价部分,根据月度机制电量确定补偿金额,由市电力公司通过系统运行费补偿机制电量对应的新能源项目;市场交易均价高于机制电价部分,根据月度机制电量确定返还金额,由市电力公司向机制电量对应的新能源项目收取并纳入系统运行费。市电力公司按年度汇总本市机制电价结算情况,于次年1月底前将有关情况报市发展改革委、市城市管理委。

(九)完善机制退出规则。已纳入机制的新能源项目,执行期限内可自愿申请退出。新能源项目自愿申请退出机制的,应于当

月 20 日前以书面形式告知市电力公司,并于下月起结束差价结算。新能源项目执行到期,或者在期限内自愿退出的,次月起均不得再次纳入机制执行范围。

#### **四、强化新能源市场化改革政策协同**

(十)强化与能源规划协同。妥善衔接好国家和本市能源电力规划和新能源发展目标,根据本市电力建设需求和年度绿电消纳指标,综合考虑非水电可再生能源电力消纳责任权重以及本市电力用户承受能力等因素,合理确定新能源增量项目纳入机制的电量规模,稳定增量项目收益预期。

(十一)强化与绿证政策协同。纳入机制的新能源上网电量不参与绿色电力交易,不重复获得绿证收益,对应的绿证划转至北京市省级绿证专用账户,由全体工商业用户共享,计入本市绿电消纳量。

(十二)强化与优化环境协同。新能源项目入市后因报价等因素未上网电量,不作为弃风弃光电量,不纳入新能源利用率统计与考核。2025 年 2 月 5 日后不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等前置条件,2025 年 2 月 5 日前已完成核准的新能源配储项目仍按核准文件执行。

(十三)强化与财政补贴机制协同。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。

#### **五、做好实施保障**

(十四)加强组织落实。各部门要充分认识推进新能源上网电

价市场化改革的重要意义,强化责任担当,周密做好政策落地工作。加强政策宣传解读,及时回应社会关切,凝聚改革共识。

(十五)做好跟踪评估。各部门要结合部门职责,密切关注市场主体交易行为和价格情况,及时总结改革成效,优化政策方案,持续增强市场价格信号对新能源发展的引导作用。

本方案自发文之日起施行。