

北京市城市管理委员会关于 印发北京市 2026 年电力市场化 交易方案、绿色电力交易方案的通知

京管发〔2025〕4 号

北京电力交易中心、国网华北分部、国网北京市电力公司、首都电力交易中心，各有关市场主体：

现将《北京市 2026 年电力市场化交易方案》《北京市 2026 年绿色电力交易方案》印发给你们，请遵照执行。《关于印发北京市 2025 年电力市场化交易方案、绿色电力交易方案的通知》（京管发〔2024〕11 号）自 2026 年 1 月 1 日起废止。

特此通知。

北京市城市管理委员会

2025 年 12 月 5 日

北京市 2026 年电力市场化交易方案

为贯彻落实国家发展改革委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439号)、国家发展改革委《电力市场运行基本规则》(2024年第20号令)、国家发展改革委、国家能源局《关于做好2026年电力中长期合同签约履约工作的通知》(发改运行〔2025〕1502号)等文件要求,持续做好北京地区电力市场化改革,充分发挥电力中长期交易压舱石、稳定器作用,稳妥推进北京市2026年电力市场化直接交易工作,结合北京市实际,特制定本方案。

一、交易电量规模

2026年,北京市电力市场化交易总电量规模拟安排950亿千瓦时,其中,直接市场交易规模350亿千瓦时,电网代理购电规模600亿千瓦时。

二、市场参与方式

(一)直接参与市场交易

执行工商业电价的电力用户原则上全部直接参与市场交易(直接向发电企业和售电公司购电,下同)。

选择直接参与市场交易的电力用户,应在首都电力交易中心完成市场注册,电力用户可以供用电合同上的单位名称申请入市,

也可以缴费人的单位名称申请入市(需获得供用电合同上的单位授权,视同供用电合同上的单位入市)。其全部电量均应通过直接参与市场交易购买。鼓励年用电量超过500万千瓦时的用户与发电企业开展电力直接交易。

(二)电网代理购电

对暂未直接参与市场交易的电力用户,由国网北京市电力公司代理购电;已直接参与市场交易又退出的电力用户,以用户编号为单位,由国网北京市电力公司代理购电,其用电价格按照国家有关政策文件执行。

由国网北京市电力公司代理购电的工商业用户,可在每月20日前,在首都电力交易平台完成注册,选择自下月起直接参与市场交易,国网北京市电力公司代理购电相应终止。首都电力交易中心应将上述变更信息于2日内告知国网北京市电力公司。

三、交易组织安排

北京市电力市场化交易工作由北京电力交易中心、首都电力交易中心共同组织开展。

(一)市场成员

1.发电企业

符合国家能源局《电力市场注册基本规则》(国能发监管规〔2024〕76号)等有关要求的发电企业,具体以电力交易中心公告为准。

2.售电公司

在首都电力交易平台注册生效的售电公司。

3. 电力用户

在首都电力交易平台注册生效的电力用户分为批发用户和零售用户,并按照注册类型,分别参与批发市场和零售市场。

4. 电力市场运营机构

包括北京电力交易中心市场交易二部、首都电力交易中心;华北电力调度控制中心、北京电力调度控制中心等。

(二) 交易组织具体方式

1. 交易方式

(1)为贯彻落实国家电力市场化改革工作部署,2026年北京市采用双边协商、集中交易等方式开展分时段电力中长期交易。交易周期包含年度、月度、月内等。年度交易按月申报,以双边协商为主,月度、月内交易以集中竞价为主。采用双边协商方式时,发、用双方协商确定电量曲线;采用集中竞价交易时,成交电量默认按北京典型负荷曲线电量比例分解,具体内容按照电力交易中心发布的交易公告执行。电网企业代理购电交易方式按照国家、北京市有关文件规定执行。

(2)合同电量转让交易按照华北能源监管局及北京地区有关规则执行。

2. 交易单元

发电企业:将在交易平台注册生效的发电企业所属机组统一打包参与交易。

电力用户：将同一注册用户全部电压等级的用电单元统一打包参与交易。

售电公司：将所代理用户全部电压等级的用电单元统一打包参与交易。

国网北京市电力公司：将所代理用户全部电压等级的用户编号统一打包参与交易。

3. 安全校核

由国网华北分部电力调度控制中心会同相关电力调度机构协调开展直接交易安全校核工作。

4. 交易结果发布

由北京电力交易中心、首都电力交易中心发布交易结果。交易结果一经电力交易平台发布即作为交易执行依据，交易各方不再签订纸质合同。

四、直接交易价格

燃煤发电市场交易价格在“基准价±上下浮动”范围内形成，基准价适用落地省基准价水平，浮动范围原则上均不超过20%。鼓励购售双方在中长期合同中设立交易电价随燃料成本变化合理浮动条款，实行交易价格与煤炭价格挂钩联动，保障能源稳定供应。

（一）时段划分

2026年北京市电力市场化交易分为以下五个时段：

1. 高峰时段：每日 10:00—13:00, 17:00—22:00；
2. 平段：每日 7:00—10:00, 13:00—17:00, 22:00—23:00；

3. 低谷时段:每日 23:00—次日 7:00;
4. 夏季尖峰时段:7 月、8 月每日 11:00—13:00,16:00—17:00;
5. 冬季尖峰时段:1 月、12 月每日 18:00—21:00。

(二)交易价格

批发用户的用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加构成;零售用户的用电价格由零售合同电能量价格、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。其中:

上网电价由市场化交易形成,零售合同电能量价格由售电公司与零售用户签订零售套餐约定。上网环节线损费用、系统运行费用由电网企业按照国家及北京市要求核算并公示,按月由全体工商业用户分摊或分享。

输配电价包括区域电网输配电价和北京电网输配电价。区域电网输配电价按照国家发展改革委《关于第三监管周期区域电网输电价格及有关事项的通知》(发改价格〔2023〕532 号)执行。北京电网输配电价按照国家发展改革委《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》(发改价格〔2023〕526 号)、市发展改革委《关于北京电网第三监管周期输配电价等有关事项的通知》(京发改〔2023〕637 号)执行,如遇电价政策调整,按新政策执行。

(三)分时电价

发电企业、批发用户、售电公司采用分时段报量、单一报价的模式,按照 24 时段分别报量,以总量参与交易。

执行峰谷分时电价政策的用户,继续执行峰谷分时电价政策。具体按照市发展改革委《关于进一步完善本市分时电价机制等有关事项的通知》(京发改规〔2023〕11号)执行。如遇电价政策调整,按新政策执行。

批发用户通过市场化交易形成的上网电价(含区域电网度电输电费用及网损折价)作为平段价格,以此为基准参与峰谷浮动;零售用户按照零售合同电能量价格作为平段价格,以此为基准参与峰谷浮动。上网环节线损费用、北京电网输配电价、系统运行费用和政府性基金及附加不执行峰谷分时电价。如遇电价政策调整,按新政策执行。

五、结算方式

2026年北京地区电力市场化交易结算方式按照华北能源监管局现行政策文件执行。电网企业代理购电产生的偏差电量,按国家、北京市相关文件规定执行。如遇政策调整,按照新政策执行。

(一)偏差结算

本地新能源发电企业的偏差结算方式按照《北京市2026年绿色电力交易方案》执行。

批发用户、售电公司实际用电量与各类交易合同(购售合同)总电量的差值部分为偏差电量,偏差电量与各类交易合同(购售合同)总电量的比值为偏差率,即 K 。 U_1 、 U_2 分别为用户侧偏差电量超用、少用调节系数。

2026年用户侧合同偏差电量部分按照以下价格结算：

超用电量结算电价： \max [京津唐当月月度竞价出清价，批发用户、售电公司当月中长期交易合同电能量均价] * U_1 。

少用电量结算电价： \min [京津唐当月月度竞价出清价，批发用户、售电公司当月中长期交易合同电能量均价] * U_2 。

2026年批发用户、售电公司偏差结算按照阶梯方式执行，具体如下：

当 $K \in [-5\%, 5\%]$ 时， $U_1 = 1, U_2 = 1$ ；

当 $K \in [-15\%, -5\%) \cup (5\%, 15\%]$ 时， $U_1 = 1.1, U_2 = 0.9$ ；

当 $K \in [-40\%, -15\%) \cup (15\%, 40\%]$ 时， $U_1 = 1.15, U_2 = 0.85$ ；

当 $K \in [-100\%, -40\%) \cup (40\%, +\infty)$ 时， $U_1 = 1.2, U_2 = 0.8$ 。

后期根据北京市场运行情况，适时调整调节系数并发布。电网企业代理购电产生的偏差电量，按照京津唐电网月度竞价出清价格结算。

（二）偏差资金

2026年，批发用户、售电公司因合同偏差电量结算引起的偏差资金，原则上在北京地区批发用户、售电公司范围内分摊。具体分摊原则如下：

1. 资金分摊原则

综合考虑偏差电量、偏差率两个维度，按照“谁产生谁分摊、鼓

励控制偏差”的原则对偏差结算差额资金进行分摊。各月偏差结算差额资金总额及各批发用户、售电公司分摊金额按照当月结算数据计算、按月结算。

2. 具体计算方法

(1) 偏差结算差额资金总额

偏差结算差额资金总额指当月批发用户、售电公司支出的电能量合同费用及偏差结算费用总和与北京电网向北京本地参与中长期交易的新能源发电企业、华北电网支付的直接交易电能量合同费用及偏差结算费用总和之差。

各月偏差结算差额资金总额的计算方式为：

$$M = M_{\text{用户}} - M_{\text{电网}};$$

M 为当月偏差结算差额资金总额；

$M_{\text{用户}}$ 为当月批发用户、售电公司支出的电能量合同费用及偏差结算费用总和；

$M_{\text{电网}}$ 为北京电网向北京本地参与中长期交易的新能源发电企业、华北电网支付的直接交易电能量合同费用及偏差结算费用总和。

(2) 分摊基数

按照资金分摊原则，根据批发用户、售电公司的偏差电量和偏差率设定偏差结算差额资金分摊基数，作为各批发用户、售电公司分摊资金数量的计算条件，计算方法为：

$$\text{当月差额资金总额为正时, } F_i = Q_i \times (1 - X_i)^2;$$

当月差额资金总额为负时, $F_i = Q_i \times X_i^2$;

F_i 为第 i 个批发交易用户当月的偏差结算差额资金分摊基数;

Q_i 为第 i 个批发交易用户当月的偏差电量绝对值;

X_i 为第 i 个批发交易用户当月的偏差率绝对值, 即第 i 个批发交易用户当月的偏差电量与合同电量之比的绝对值, 合同电量包括年度分月、月度、合同电量转让及绿色电力等各类批发市场合同的电量之和, X_i 大于等于 1 及合同电量为 0 时, X_i 取当月其他偏差率小于 1 的批发交易用户偏差率的最大值。

(3) 分摊资金

各批发用户、售电公司分摊的偏差结算差额资金等于当月分摊的偏差结算差额资金总额乘以其分摊基数占全部批发用户、售电公司分摊基数之和的比例, 计算方法为:

$$M_i = M \times F_i / F;$$

M_i 为第 i 个批发交易用户当月分摊的偏差结算差额资金;

M 为当月分摊的偏差结算差额资金总额;

F 为全部批发交易用户当月的偏差结算差额资金分摊基数之和。

后续根据市场运行情况, 适时调整计算方法。

当发生电费追退补时, 不再对历史差额资金进行还原和分配, 纳入追补月份差额资金总额进行统一分配。

(三) 偏差免责

偏差免责申请及办理流程依据市城市管理委《关于北京市电

力中长期交易偏差电量免责有关工作的通知》(京管发〔2023〕2号)执行。如遇政策调整,按照新政策执行。

六、零售交易

(一)零售代理

1. 零售用户与售电公司绑定代理关系、签订零售套餐,且电量均需通过该售电公司代理(与绿色电力交易代理关系保持一致),双方代理关系以在电力交易平台上生效的零售套餐为依据。零售用户变更代理关系最小周期为月度。

2. 合同期内如遇国家出台电价优惠政策,将特定行业纳入执行居民价格的非居民用户管理时,符合条件的零售用户可选择退市,不执行无理由退市惩罚电价,相应产生的偏差电量纳入偏差免责范围。

(二)零售价格

1. 零售合同的电能量价格在“北京燃煤基准价±20%”范围内形成,零售用户与售电公司结算的电能量价格不包含煤电容量电价。

2. 合同期内如遇国家电价政策调整影响零售交易时,售电公司和零售用户应通过签订补充协议或在合同中增加约束条款等形式落实国家要求。

(三)零售套餐

1. 零售用户、售电公司签订零售市场购售电合同,分别约定绿色电力交易、非绿色电力交易零售套餐,可采用固定价格模式、联

动价格模式、比例分成模式来约定零售合同价格,适时增加其他模式零售结算套餐。

2. 绿色电力零售套餐应分别明确电能量价格和绿色电力环境价值。零售用户的绿色电力环境价值按对应绿色电力批发合同中绿色电力环境价值结算。

3. 为抵御市场风险,促进批零价格传导,当售电公司月度批零价差(Δ)满足 $\Delta > 1.2 \times (2025 \text{ 年度市场平均批零价差})$ 时,超额部分金额($\Delta - 1.2 \times \text{年度平均价差}$)按照售电公司与零售用户协商确定的比例进行分享,分享比例应大幅向零售用户倾斜。售电公司月度批发购电均价计算时包括合同电费和偏差电费,不包括差额资金。

4. 售电公司依据零售用户实际用电量结算零售收入,以平段电价方式计算零售收入,售电公司售电收益为售电公司零售市场收入减去批发市场支出,售电收益包含售电服务收益,售电服务费不再单列。

5. 售电公司与零售用户可协商确定偏差电量允许范围及偏差电量共担价格。零售用户、售电公司每月可协商调整零售合同电量、结算关键参数。

七、信息披露

(一) 鼓励售电公司在电力交易平台发布可签约标准套餐及可签约电量,每家售电公司发布的套餐不少于 1 种。

(二) 售电公司、电力用户在参与市场交易前,应按照信息披露

基本规则要求完成信息披露。首都电力交易中心向市城市管理委报送披露情况。

(三)按照信息披露基本规则,首都电力交易中心按月披露市场结算总体情况及分类构成情况、零售市场结算均价分布情况等,便于零售用户查询使用。

(四)市场交易清分结果向经营主体公示时,如因公示期为节假日致使经营主体未及时确认,差错电量电费通过追退追补方式订正。

八、相关工作要求

(一)电力用户在同一合同周期内仅可与一家售电公司确立零售服务关系。售电公司不能代理发电企业参加交易。原则上,售电公司绿色电力交易电量需全部分配至零售用户。零售用户更换售电公司时,若涉及多年期交易合同,须由几方主体共同协商一致后,进行售电公司更换。签订多年期交易合同的售电公司、零售用户应注意多年期交易合同期限与交易平台中代理关系绑定期限对应。

(二)市场化电力用户(含售电公司、电网代理购电)2026年度中长期合同签订电量应不低于上一年度用电量的80%,并通过后续合同签订,保障电力中长期合同签订电量比例不低于90%。鼓励经营主体签订一年期以上的电力中长期合同。各类经营主体应综合考虑合同执行情况及市场变化因素,合理签订中长期合同。原则上,售电公司应充分调研其代理的零售用户用电需求后参与

批发交易,做到批发交易电量与零售用户用电需求匹配。

(三)参与北京市电力市场化交易的高耗能企业,按照国家有关政策文件执行。

(四)可再生能源电力消纳按照市发展改革委、市城市管理委《关于印发北京可再生能源电力消纳保障工作方案(试行)的通知》(京发改〔2021〕1524号)相关要求执行。2026年,北京市承担消纳责任的经营主体年度最低消纳责任权重预期性指标暂定为31.6%(非水30.0%),具体消纳责任权重以国家能源局正式发布的约束性指标为准。鼓励承担消纳责任的经营主体通过绿色电力交易、绿证交易等方式完成责任权重。

(五)完成市场注册的售电公司,在规定时间内提交符合要求的履约保函或履约保险后,方可参与市场交易。履约保函或履约保险的开具、管理及执行等按照《北京市电力市场履约保障凭证管理工作指引(试行)》执行。

(六)北京市电力零售市场购售电合同(2026年示范文本)、北京市市场化直接交易结算指引(2026年)由首都电力交易中心另行发布。

(七)按照国家有关要求,严禁在收取电费中加收其他费用。物业公共部位、共用设施和配套设施的运行维护费用等,应通过物业费、租金或公共收益解决,严禁以电费为基数加收服务类费用。

(八)电力用户因计量装置故障等原因产生电量差错,发生于当年账期的电量,按照交易合同、零售套餐等参数计算相关经营主

体退补电费,原则上,对发电侧和用电侧电量追退补后,不对差错月市场发用两侧综合结算均价等进行调整。发生于历年账期的电量,按照电力用户对应月份交易电能量结算价格计算,售电公司相关费用不再追溯。

(九)首都电力交易中心负责组织发电企业、售电公司与批发用户,适时开展分时段电力交易相关培训及模拟测试工作。模拟测试按24时段报量报价模式组织申报,分时出清形成交易结果,结果不作为实际执行和结算依据。本市将根据模拟测试情况,适时对交易方式作出调整。

(十)建立零售套餐风险预警机制,首都电力交易中心应做好市场监测,当电力零售套餐价格超过市场平均预期水平时,对相关经营主体进行风险提示,并及时上报市城市管理委。

(十一)北京电力交易中心、首都电力交易中心共同做好北京市电力市场交易组织工作,进一步提升服务质量,优化结算、清算等工作流程,积极开展市场成员培训活动,强化交易信息月报制度,并按照相关规则及时向社会以及经营主体做好信息披露。如经营主体存在违约行为,及时做好记录,定期上报市城市管理委。

(十二)各有关交易主体,在交易过程中严格遵守法律法规和有关规定。不得串通报价、哄抬价格、扰乱市场秩序,不能滥用市场支配地位操纵市场价格,拥有售电公司的发电企业,不得利用“发售一体”优势直接或变相以降低所属售电公司购电成本的方式抢占市场份额,不得对民营售电公司等各类售电主体和电力大用

户进行区别对待。有多个发电厂组成的发电企业进行电能量交易,不得集中报价。发电侧、售电侧相关经营主体之间不得通过线上、线下等方式在中长期双边协商交易外统一约定交易价格、电量等申报要素实现特定交易。因违反有关规则、扰乱市场秩序等影响交易正常开展的,依法追究相关单位和经营主体的责任。

(十三)北京市 2026 年电力市场化交易按照本方案执行,如遇政策调整,由市城市管理委另行发布。

北京市 2026 年绿色电力交易方案

为贯彻落实碳达峰、碳中和战略部署,加快建立有利于促进绿色能源生产消费的市场体系和长效机制,推进本市绿色电力交易工作有序开展,按照国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司《关于有序推进绿色电力交易有关事项的通知》(发改办体改〔2022〕821号)、华北能源监管局《关于完善绿电交易机制推动京津唐电网平价新能源项目入市的通知》(华北监能市场〔2023〕46号)、国家发展改革委、国家能源局《关于印发〈电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章〉的通知》(发改能源〔2024〕1123号)以及国家发展改革委、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)等文件要求,特制定本方案。

一、绿色电力交易定义

绿色电力交易是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值为标的物的电力交易品种,交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书(以下简称绿证),用以满足发电企业、售电公司电力用户等出售、购买绿色电力的需求。初期,参与绿色电力交易的发电侧主体为风电、光伏发电项目,条件成熟时,可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。售电公司、电力用户可通过绿色电力交

易平台(以下简称交易平台)购买绿色电力。

二、经营主体

参与本市绿色电力交易的经营主体包括:新能源发电企业、售电公司、电力用户。

本市新能源发电企业参与市场按照《北京市 2026 年新能源发电企业参与电力中长期交易实施细则》(见附件)执行。

售电公司、电力用户(含批发用户、零售用户)须在交易平台注册生效。批发用户直接与发电企业进行交易购买绿色电力产品,零售用户通过售电公司代理购买绿色电力产品。零售用户与售电公司签订市场化购售电合同结算确认协议,提交首都电力交易中心后,由售电公司代理参加绿色电力交易,并与售电公司保持其他市场电量代理关系不变。

相关经营主体根据自身实际需求,在充分知悉绿色电力市场交易风险前提下,秉承真实、自愿原则参与绿色电力交易。

三、交易方式

2026 年本市绿色电力交易主要包括本市经营主体参与北京市绿色电力交易、京津唐电网绿色电力交易、跨区跨省绿色电力交易。绿色电力交易依托交易平台开展,北京市绿色电力交易方式为双边协商、挂牌交易等;京津唐电网绿色电力交易方式为双边协商、集中竞价;在参与跨区跨省绿色电力交易时,鼓励发用双方签订多年期绿色电力购买协议。

四、交易安排

(一)交易周期

北京电力交易中心会同首都电力交易中心根据经营主体需求及风电、光伏发电企业交易意向,以年(多年)、月(多月)、月内等为周期常态化组织开展绿色电力交易。

(二)交易申报

经营主体参与京津唐电网、北京市绿色电力交易时,申报方式参照《北京市 2026 年电力市场化交易方案》执行;经营主体参与跨区跨省绿色电力交易时,应分时段报量、报价,以分时段成交结果加权价格参与峰谷浮动。分月电量不得超过其月度实际最大可发、用电能力。

(三)交易价格

绿色电力交易价格由市场化机制形成,应充分体现电能量价格和绿色电力环境价值。用户用电价格由绿色电力交易价格、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加构成。绿色电力环境价值可参考国网经营区平价绿证市场上一结算周期(自然月)的平均价格。上网环节线损费用按照电能量价格依据有关政策规则执行,输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加按照国家及北京市有关规定执行。执行峰谷分时电价政策的用户,继续执行峰谷分时电价政策。原则上,绿色电力环境价值不纳入峰谷分时电价机制以及力调电费等计算,具体按照国家及北京市有关政策规定执行。

五、交易组织

北京市绿色电力交易工作由北京电力交易中心、首都电力交易中心共同组织开展。

(一)北京市绿色电力交易组织流程

北京市绿色电力交易组织流程按照附件执行。

(二)京津唐电网绿色电力交易组织流程

1. 需求申报

北京电力交易中心会同首都电力交易中心在交易平台发布交易公告。经营主体按时间规定申报、确认电量(电力)、电价等信息,交易平台出清形成无约束交易结果。

2. 安全校核

北京电力交易中心将无约束交易结果提交相关调度机构安全校核,经安全校核后发布有约束交易结果。

(三)跨区跨省绿色电力交易组织流程

跨区跨省绿色电力交易按照国家相关部门规则文件组织实施。

六、交易结算

绿色电力交易优先结算,月结月清,合同偏差电量不滚动调整。经营主体应分别明确电能量价格与绿色电力环境价值。其中,电能量价格结算方式按照华北能源监管局现行政策文件执行,调节系数参照《北京市2026年电力市场化交易方案》执行;绿色电力环境价值按当月合同电量、发电企业上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定结算数量(以兆瓦时为单位取整数,尾差滚动

到次月核算)进行结算。其中,同一电力用户/售电公司与多个发电企业签约,总用电量低于总合同电量的,该电力用户/售电公司对应于各发电企业的用电量按总用电量占总合同电量比重等比例调减;同一发电企业与多个电力用户/售电公司签约的,总上网电量低于总合同电量时,该发电企业对应于各电力用户/售电公司的上网电量按总上网电量占总合同电量比重等比例调减。

对参与绿色电力交易的电力用户按绿色电力交易结算电量给予每度电 0.02 元的奖励。

七、绿证划转

国家能源局电力业务资质管理中心为新能源发电企业核发绿证,并将有关信息推送至北京电力交易中心,绿证信息计入交易平台发电企业的绿色电力账户;参与绿色电力交易的对应绿证通过国家绿证核发交易系统,由国家能源局资质中心依据绿色电力交易结算结果等信息划转,划转后的绿证相关信息与北京电力交易中心同步。

八、相关工作要求

(一)本市新能源发电企业自 2026 年 1 月 1 日起参与电力市场交易,具体实施细则详见附件。

(二)绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明,是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。

(三)鼓励电力用户积极参与绿色电力交易,提高可再生能源消费占比,在绿色电力交易各个环节落实优先组织、优先调度、优

先结算相关要求。

(四)鼓励跨国公司及其产业链企业、外向型企业、行业龙头企业购买绿证、使用绿色电力产品,发挥示范带动作用。支持外商投资企业参与绿证交易和绿色电力交易。推动中央企业、地方国有企业、机关和事业单位发挥先行带头作用,稳步提升绿色电力产品消费比例。强化高耗能企业绿色电力消费责任,按要求提升绿色电力消费水平。支持重点企业、园区等高比例消费绿色电力,打造绿色电力企业、绿色电力园区、绿色电力单位。支持城市副中心开展绿色电力、绿证交易,助力高质量发展。

(五)交易公告发布前,应报送市城市管理委。北京电力交易中心、首都电力交易中心应及时组织有意向参与绿色电力交易的经营主体进行交易平台操作培训和政策宣贯。

(六)北京市 2026 年绿色电力交易按照本方案执行,如遇政策调整,由市城市管理委另行发布。

附件:北京市 2026 年新能源发电企业参与电力中长期交易实施细则

附件

北京市 2026 年新能源发电企业参与 电力中长期交易实施细则

第一章 总则

第一条 为贯彻落实碳达峰、碳中和战略部署,加快建立有利于促进绿色能源生产消费的市场体系和长效机制,推进北京市新能源发电企业参与电力中长期交易(以下简称中长期交易)工作有序开展,按照国家发展改革委、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)等文件要求,制定本细则。

第二条 本细则所称中长期交易,指符合条件的经营主体,通过市场化方式,在首都电力交易中心交易平台(以下简称交易平台)上,开展的多年、年度、月度、月内等电力批发交易。

第二章 适用对象

第三条 本细则适用对象为北京市区域内新能源项目(集中式光伏项目、集中式风电项目、分布式光伏发电项目、分散式风电项目),新能源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。

第四条 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,已直接参与交易的新能源项目不得退出直接电力交易市场。

第三章 基本条件与注册条件

第一节 基本条件

第五条 新能源发电企业应当是财务独立核算、能够独立承担民事责任的企业,经法人单位授权的内部核算主体。新能源发电企业参与北京市电力市场化交易,应当符合基本条件。基本条件如下:

1. 依法取得发电项目核准或者备案文件,依法取得、按规定时限正在办理或者豁免电力业务许可证(发电类);
2. 已与电网企业签订并网调度协议,接入电力调度自动化系统;
3. 具备相应的计量能力或者替代技术手段,满足电力市场计量和结算的要求。

第二节 注册条件

第六条 新能源发电企业在首都电力交易中心办理市场注册,应当符合国家能源局《关于印发〈电力市场注册基本规则〉的通

知》(国能发监管规〔2024〕76号)要求,按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理,对注册业务信息以及相关支撑性材料的真实性、准确性、完整性负责。

第七条 分布式光伏发电项目、分散式风电项目暂不开展注册。

第四章 交易方式

第八条 集中式新能源发电企业(集中式光伏项目、集中式风电项目)自行选择参与绿色电力市场化交易或者选择参加电能量中长期交易。集中式新能源发电企业参与绿色电力交易时,交易方式为双边协商、挂牌交易等,北京市绿色电力交易不单独组织集中竞价和滚动撮合交易;集中式新能源发电企业参与电能量中长期交易时,交易方式按照《北京市2026年电力市场化交易方案》执行。鼓励发用双方签订多年期购电协议,形成稳定供求关系。

第九条 综合考虑分布式新能源发电项目(分布式光伏发电项目、分散式风电项目)数量多、电量规模小,2026年分布式新能源发电项目暂时作为价格接受者,通过国网北京市电力公司代理购电参与电力市场。

第五章 价格机制

第十条 新能源发电企业交易价格由市场化机制形成,在参与电力市场交易后,在电力市场外建立差价结算的可持续发展价

格结算机制(以下简称机制电价)。对纳入机制的电量,国网北京市电力公司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本市系统运行费用。

第十一条 市场交易均价为北京市新能源发电企业同类项目的最近一月所有交易(包括绿色电力交易、年度分月电能量中长期交易、月度与月内电能量中长期交易)电能量加权平均价格。

第十二条 新能源发电企业参与电网代理购电时,以报量不报价方式,作为价格接受者参与市场。

第六章 交易组织与安排

第一节 交易组织

第十三条 新能源发电企业参与市场化交易工作由国网华北分部(京交二部)、首都电力交易中心共同组织开展。

第十四条 首都电力交易中心根据新能源发电企业的交易意向,以年、月(多月)、月内等为周期常态化组织开展交易。原则上按直接交易、电网企业代理购电交易顺序组织实施。

第二节 交易申报

第十五条 新能源发电企业参与本市绿色电力及电能量中长期交易时,申报方式参照《北京市 2026 年电力市场化交易方案》执行。新能源发电企业申报全时段电量参与交易,分月电量不得超

过其月度实际最大可发电能力。

第十六条 北京市新能源发电企业参与绿色电力交易时,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;参与电能量中长期交易时,申报和成交价格应明确电能量价格,不作为绿色电力交易,仅对电能量价格进行结算。

第三节 交易流程

第十七条 国网华北分部(京交二部)、首都电力交易中心在交易平台发布交易公告。经营主体按时间规定申报和确认电量(电力)、电价等信息,交易平台出清形成无约束交易结果。

第十八条 国网华北分部(京交二部)汇总预成交结果并推送国网华北电力调控中心,由国网华北电力调控中心组织国网北京市电力调控中心开展安全校核,国网华北电力调控中心将安全校核意见反馈国网华北分部(京交二部)。

第十九条 国网华北分部(京交二部)、首都电力交易中心根据安全校核意见进行出清,形成成交结果并发布。

第七章 交易结算

第一节 电能量结算

第二十条 2026年北京地区电力市场化交易结算方式按照华北能源监管局现行政策文件执行。北京市新能源发电企业合同

电量和偏差电量分开结算,合同电量按合同价格结算,偏差电量按照偏差价格结算。

第二十一条 北京市新能源发电企业实际上网发电量与各类交易合同(购售合同)总电量的差值部分为偏差电量。 C_1 、 C_2 分别为发电侧偏差电量超用、少用调节系数,现阶段 C_1 、 C_2 暂取 1。

2026 年偏差结算按照以下方式执行:

新能源企业超发偏差电量的偏差结算电价,按照 $\min\{\text{北京市燃煤发电基准价,京津唐电网月度竞价出清价格,北京市新能源发电企业当月中长期合同电能量均价}\} \times C_1$ 结算。

新能源企业少发偏差电量的偏差结算电价,按照 $\max\{\text{北京市燃煤发电基准价,京津唐电网月度竞价出清价格,北京市新能源发电企业当月中长期合同电能量均价}\} \times C_2$ 结算。

后期根据北京市场运行情况,适时调整调节系数并向经营主体发布。

第二十二条 2026 年,北京市新能源发电企业因合同偏差电量结算引起的偏差结算差额资金¹,原则上在北京地区全体工商业用户范围内疏导。

第二节 环境权益结算

第二十三条 北京市新能源发电企业参与绿色电力交易的结

¹ 新能源发电企业偏差结算差额资金由京津唐电网月度竞价出清价格超过(或低于)当月新能源发电企业偏差电价的部分与偏差电量的乘积构成。

算方式按照《北京市 2026 年绿色电力交易方案》执行，国家能源局电力业务资质管理中心为新能源发电企业核发绿证。纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。绿色电力交易电量的绿证收益采用当月绿色电力合同电量、新能源发电企业机制外上网电量、电力用户用电量三者取小的原则结算。

第二十四条 北京市新能源发电企业参与电能量中长期交易时，新能源发电企业相对应的绿证全部划转至北京市级专用绿证账户。

第八章 相关要求

第二十五条 首都电力交易中心会同国网北京市电力公司做好北京市新能源发电企业合同签订和结算工作，确保北京市新能源发电企业公平参与市场化交易。

第二十六条 享受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政策执行。

第二十七条 北京市新能源发电企业选择参与绿色电力交易后，参与绿色电力交易的电量不得再选择进入机制电价；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）出台前已开展过绿色电力交易的新能源发电项目，也不得选择进入机制电价。

第二十八条 北京市新能源发电企业参与电力市场后，若参

与市场的电量小于保障利用小时数所对应的电量,剩余电量不再由国网北京市电力公司兜底。

第二十九条 2026年北京市新能源发电企业参与市场化交易按照本细则执行,如遇政策调整,由市城市管理委另行发布。