

## 附件

# 冀北电网 2024 年电力中长期交易工作方案

### 一、交易电量规模及原则

（一）按照国家推动工商业用户全部进入市场的有关要求，工商业用户要全电量参与市场交易，冀北电网 2024 年电力中长期直接交易电量规模暂定为 830 亿千瓦时（按照交易平台 2023 年 9 月底注册情况预测），根据直接交易用户实际交易需求适时调整。

（二）直接交易用户优先开展冀北年度绿电交易；剩余直接交易规模的 70% 部分与冀北新能源电厂进行月度、月内交易，以及与冀北调管 220 千伏及以下火电厂、区内华北调管火电厂进行年度、月度、月内交易（交易周期根据冀北现货市场建设需要适时调整），由冀北电力交易中心组织；剩余直接交易规模的 30% 部分与区外电厂（含区外新能源电厂）进行交易，由北京电力交易中心组织。在月度交易组织过程中，如交易成交电量达到上限，后续交易仅在未达上限部分开展。

（三）10 千伏及以上工商业用户原则上要直接参与市场交易，鼓励其他工商业用户直接参与市场交易，暂无法直接参与市场交易的用户由电网企业代理购电。电网代理工商业用户可按月

转为直接交易用户，电网公司代理购电规模相应缩小，直接交易规模相应扩大，直接交易规模区内外比例不变。电网代理购电市场采购部分由国网冀北电力有限公司代理，按照 7:3 的比例，分别与区内火电厂和区外火电厂开展交易。

## 二、市场主体范围

（一）电力用户：在交易平台完成注册的直接交易用户，可直接参与批发市场购电，也可由售电公司代理购电。参与批发市场的用户，如年度内剩余月份没有待执行电量的可转由售电公司代理购电。参与零售市场用户，原则上一年内选择一家售电公司代理交易，确需更换售电公司的，在与售电公司协商解除代理关系后，可直接参与批发市场购电，或与新的售电公司确立代理关系。由电网公司代理购电的用户，可在每月 15 日前申请转为直接交易用户，自次月起具备直接交易资格。

按照国家逐步缩小代理购电规模有关要求，直接交易用户用电量应全部通过市场交易购买。以过户、并户等方式接收直接交易用户营销户号的电网企业代理购电用户，需在业务办结次月 15 日前转为直接交易用户，否则自次月起执行电网企业代理购电价格的 1.5 倍，相关事项按我委《关于明确工商业电力用户市场化交易有关事项的通知》（冀发改函〔2022〕139 号）执行。

（二）发电企业：冀北调管 220 千伏及以下火电厂（不含自备电厂）、入市的新能源发电企业和冀北区内华北调管火电厂，

以及京津唐电网其他电厂。已接入冀北电网运行、取得发电业务许可证的新能源发电企业，可自愿向冀北电力交易中心提交入市申请，冀北电力交易中心将其纳入市场交易范围。冀北新能源市场化交易优先保障冀北电力用户绿电交易需求，如有剩余可开展外送交易。纳入国家可再生能源补贴的新能源项目，参与绿电交易前需提交自愿放弃补贴说明，其绿电交易结算电量不再享受补贴，不计入全生命周期小时数。张家口地区风电企业超出保障收购小时数的电量，参与张家口四方协作机制电采暖交易。

（三）售电公司：符合国家发展改革委 国家能源局《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）和《河北省售电公司管理细则》（冀北发改运行规〔2023〕3号）等相关售电公司管理要求，在交易平台完成注册并持续满足注册条件，并按规定足额缴纳履约保函或保险的售电公司，可代理零售用户参与交易。连续12个月无交易记录的售电公司需要再次公示后方可参与交易。

### 三、批发市场交易组织

#### （一）交易组织方式

2024年电力中长期交易包括火电交易、绿电交易和张家口四方协作机制电采暖交易，以及合同转让、合同调整、合同回购等交易。交易组织周期包括年度、月度、月内，现货市场运行后可视情况停止月内交易、增开日交易。

直接交易用户 2024 年年度中长期合同签约电量应高于上一年用电量的 80%，通过后续月度、月内交易保证中长期交易签约电量高于上一年用电量的 90%。

燃煤发电企业 2024 年年度中长期合同（含代理购电合同）签约电量应高于上一年实际发电量的 80%，月度（含月内）及以上合同签约电量应高于上一年实际发电量的 90%。

1.年度交易：年度交易按照双边协商等方式组织，优先组织绿电交易，然后组织火电交易。年度交易分月合同按照尖峰、峰、平、谷四个交易时段签约，交易申报分时段电价应符合峰谷电价比例要求，发电企业交易申报分时段电量比例须符合 2023 年直接交易用户分季节用电的峰谷比例。

2.月度交易：绿电月度交易按照双边协商等方式组织，火电月度交易按照集中竞价方式组织，交易时段、分时段电量比例和电价比例与年度交易要求一致。张家口四方协作机制电采暖交易按照挂牌方式在供热季组织，按照“一段式”（按总电量和平段价格）开展交易申报。现货市场运行后，月度交易按 24 个时段组织。

3.月内交易：绿电月内交易按照双边协商等方式组织，火电月内交易按照集中竞价方式组织，均按周（不含法定节假日）开市，交易时段、分时段电量比例和电价比例与年度交易要求一致。火电年度分月合同调整交易按照双边协商方式组织。火电年度分

月合同回购交易按照双边协商、集中竞价等方式组织，回购后剩余的年度分月合同仍需满足分时段电量比例要求。火电侧合同转让以集中竞价方式组织，新能源侧合同转让交易按市场需求适时开展，以滚动撮合方式组织。用户侧合同转让交易在月内按工作日连续开市（从第三个工作日至倒数第三个工作日），以滚动撮合方式组织，不限峰谷电量、电价比例。

4.日交易：现货市场运行后可增开日交易，按照滚动撮合方式组织，以日 24 小时电量为交易标的，在年度基础曲线（年度交易分月合同电量按照交易时段均分到每日每小时）和月度增量曲线（月度交易 24 个时段合同电量均分到每日）基础上，以发用融合交易方式开展（市场主体既可买也可卖）。开展日交易后，原则上不再单独组织月内增量、回购、合同转让交易，相应需求均纳入日交易范畴。

电网企业代理购电通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易），以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清，其中采取挂牌交易方式的，年度交易分月价格按直接交易年度交易分月均价确定，月度、月内交易价格按当月月度集中竞价交易价格确定，若当月未开展集中竞价交易或集中竞价交易未形成价格，挂牌交易价格参照最近一次月度集中竞价交易价格确定。

## （二）交易单元

1.发电企业：将同一火电厂下的全部机组打包参与交易（现

货运行后以机组为单元参与交易），结算时按照机组上网电量比例将交易电量拆分至机组（现货运行后由发电企业将存量中长期合同拆分至机组）。新能源企业按项目期次参与交易。

2.批发用户：将同一用户下的全部电压等级的用电单元（用户编号）统一打包参与交易。

3.售电公司：将同一售电公司代理用户全部电压等级的用电单元（用户编号）统一打包参与交易。

4.电网代理购电用户（含增量配电网）：将电网代理购电用户全部电压等级的用电单元（用户编号）统一打包参与交易。

5.高耗能用户名单发布后，批发用户和售电公司交易单元按照高耗能、非高耗能分别组建，相关事项另行通知。

### （三）需求申报

年度交易组织前，直接交易用户需申报分时段交易电量需求。参与火电月度交易、月内交易时，批发用户、售电公司需申报分时段交易电量需求，批发用户、售电公司各时段交易申报电量不得超过相应时段交易需求电量的 $\pm 10\%$ ，如交易申报电量超出允许范围，全部交易申报电量视为无效申报。

### （四）交易申报

1.市场主体按照交易时段申报电量、电价。交易电价为发电侧上网电量电价（不含容量电价），其中，燃煤电厂交易电价包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。交易申报时段为尖峰、峰、

平、谷（现货市场运行后月度交易细化到日 24 时段），发电企业每个交易单元申报的分时段总量应符合典型曲线峰谷比例要求（按照 2023 年直接交易用户分季节用电峰谷比例），用户侧主体（售电公司、批发用户）可按用户实际用电特性申报分时段交易电量；发、用主体申报分时段电价应符合峰谷电价比例要求；张家口四方协作机制电采暖交易暂按一段式申报。

2.发用双方平段交易价格和峰谷浮动比例要求如下：

火电交易平段交易价格上下浮动不超过燃煤发电基准价的 20%（高耗能企业交易价格浮动不受 20%的范围限制），绿电交易平段价格浮动不受 20%的范围限制。火电、绿电交易高峰电价不低于平段电价的 1.5 倍，低谷电价不高于平段电价的 0.5 倍，尖峰电价不低于平段电价的 1.8 倍。绿色电力交易价格应充分体现绿色电力的电能价值和环境价值，市场主体应分别明确电能量价格与绿色电力环境价值（如未明确绿色电力环境价值，统一取该笔交易组织时国家电网公司经营区平价绿证市场上一结算周期（自然月）成交均价）。

3.时段划分和发电企业分时段申报电量峰谷比例要求如下：

（1）夏季（6、7、8 月）

尖峰：10-11 时、17-18 时、20-21 时，发电企业申报电量比例不超过 11%；

高峰：11-12 时、14-17 时、19-20 时，发电企业申报电量比

例不超过 20%;

平段: 7-10 时、12-14 时、18-19 时、21-23 时;

低谷: 0-7 时、23-24 时, 发电企业申报电量比例不低于 33%。

(2) 冬季 (1 月、11-12 月)

尖峰: 17-19 时, 发电企业申报电量比例不超过 7%;

高峰: 8-9 时、10-11 时、14-17 时、19-20 时, 发电企业申报电量比例不超过 24%;

平段: 7-8 时、9-10 时、11-14 时、20-23 时;

低谷: 0-7 时、23-24 时, 发电企业申报电量比例不低于 32%。

(3) 其他季节 (2-5 月、9-10 月)

高峰: 9-12 时、15-18 时、19-21 时, 发电企业申报电量比例不超过 31%;

平段: 7-9 时、12-15 时、18-19 时、21-23 时;

低谷: 0-7 时、23-24 时, 发电企业申报电量比例不低于 33%。

4. 对于暂不执行峰谷电价的批发用户、以及所代理零售用户均不执行峰谷电价的售电公司, 在双边协商交易中签订的各时段合同电价浮动比例不做限制, 在集中竞价和滚动撮合交易中仅可申报平段, 按照总抄表电量和总合同量计算偏差, 执行平段偏差价格。

5. 市场化用户参与交易时同步采购用电量和相应线损电量。发电侧交易电量按照用户侧交易电量 / (1-核定线损) 计算。用户

侧线损折价按该用户当月所有合同均价（不含合同转让，不含绿色电力环境价值）\*核定线损/（1-核定线损）计算线损折价，用户按实际用电量支付线损折价。

### （五）交易限额

#### 1.火电交易上限

火电厂交易上限不超过其实际发电能力，同时不得超过当次交易规模×该电厂容量占比的 1.4 倍。

#### 2.新能源交易上限

新能源企业年度分月、月度交易上限，暂按前三年（2020-2022 年）分地市当月平均利用小时的 50%确定（平价新能源项目按 60%确定），配建调相机的项目交易上限按 1.3 倍执行。绿电交易电量、新能源外送交易均在交易上限以内开展。根据新能源发电和交易开展情况适时调整交易上限。

#### 3.合同转让、合同回购交易上限

市场主体各时段转出、回购合同电量不得超过其在交易执行月对应时段已达成的合同电量。

#### 4.售电公司交易上限

同一股东参股的售电公司，参与火电、绿电交易时，申报电量计及已达成的火电、绿电交易合同电量合计不应超过工商业用户全年直接交易规模的 8%；同时，在参与绿电交易时，当次交易电量计及已达成的绿电交易合同电量合计不应超过当次绿电

出清规模计及已成交绿电交易规模的 30%；如超过上限则该售电公司当次交易全部申报电量视为无效申报。占比上限根据市场情况适时调整。

#### （六）交易出清及安全校核

1.由冀北电力交易中心出清区内交易结果，北京电力交易中心出清区外交易结果。为保障市场平稳运行，交易结果体现交易双方真实交易意愿，月度、月内火电集中竞价交易在交易出清后进行各时段加权价格校核，如加权价格超出 446.4 元/兆瓦时  $\pm 10$  元/兆瓦时的范围，交易视为未成交，交易中心发布交易未成交加权价格，重新组织第二轮交易申报和出清，以上一轮未成交加权价格为基准，判断是否超出  $\pm 10$  元/兆瓦时的范围，如超出范围视为未成交。按此方式最多共计组织三轮申报及出清，如某轮申报出清后加权价格在范围内则以当轮交易结果成交，形成无约束交易结果，如各轮申报出清后加权价格均未在范围内则视为本次交易未成交。冀北电力交易中心要做好市场运营分析，适时配合我委优化交易出清算法，保障市场平稳运行。

2.由冀北调控中心牵头开展区内交易安全校核工作，华北调控中心牵头开展区外交易安全校核。

#### （七）交易结果发布

由冀北电力交易中心发布区内交易结果，北京电力交易中心发布区外交易结果。交易结果一经交易平台发布，即作为交易执

行依据，交易承诺书+交易公告+交易结果视为电子合同，交易各方不再签订纸质市场化交易合同。交易结果发布后，河北省社会信用信息中心通过冀北电力交易平台开展见证签约。

## 四、市场结算

### （一）结算原则

发用双方交易结算按照“合同照付不议、偏差结算”的原则执行解耦结算。交易合同按照约定的电量、电价全额结算；实际电量超过合同电量部分为超用/超发电量，低于合同电量部分为少用/欠发电量，分别按照超用/超发偏差价格、少用/欠发偏差价格结算。未能达成交易的电力用户、售电公司、火电企业，实际用电量/发电量全部按偏差价格结算。现货市场运行后，涵盖电力现货市场的结算规则另行发布。

### （二）批发市场结算

1.直接交易用户（电力批发用户、售电公司）偏差电量分时结算。各时段超用电量结算价格取各时段冀北用户年度交易分月均价、月度集中竞价交易价格、冀北购华北偏差电价（按照峰谷浮动系数计算分时偏差价格）中最大值与超用系数  $U1$  的乘积；各时段少用电量结算价格取各时段冀北用户年度交易分月均价、月度集中竞价交易价格、冀北购华北偏差电价（按照峰谷浮动系数计算分时偏差价格）中最小值与少用系数  $U2$  的乘积。偏差结算按照阶梯方式执行，偏差电量在 $[-5\%,5\%]$ 的部分, $U1=1,U2=1$ ;

偏差电量在 $[-20\%, -5\%]$ 和 $[5\%, 20\%]$ 的部分,  $U1=1.03, U2=0.95$  (其中尖峰 0.9); 偏差电量在 $[-100\%, -20\%]$ 和 $[20\%, +\infty]$ 的部分,  $U1=1.05, U2=0.9$  (其中尖峰 0.85), 根据运行情况适时调整。

2.发电侧偏差电量暂按月度总上网电量和达成的各类合同总量计算偏差电量。冀北调管火电厂超发电量结算价格取冀北用户年度交易分月平段均价、月度集中竞价交易平段价格、冀北购华北偏差电价中的最小值; 欠发电量结算价格取冀北用户年度交易分月平段均价、月度集中竞价交易平段价格、冀北购华北偏差电价中的最大值。冀北新能源电厂依次按外送交易、绿电交易的顺序结算, 超发电量视为优先发电电量, 按冀北燃煤基准电价结算, 欠发电量执行火电欠发价格。

3.当批发用户、售电公司、发电企业出现超用/欠发电量电价低于其合同均价, 或少用/超发电量电价高于其合同均价情况时, 对应偏差电量按其合同均价结算。

4.当发电企业和售电公司对于结算凭证存在争议、暂无法解决时, 国网冀北电力有限公司可暂按冀北电力交易中心出具的结算凭证开展电费结算, 待我委组织有关市场主体协调一致后进行清算, 原则上相关费用不跨年度结算。

### (三) 零售市场结算

1.售电公司与零售用户登录 e-交易或电力交易平台, 开展零售市场交易, 签订《市场化购售电合同》(示范文本见附件),

选择固定服务价、固定零售价、市场联动价等套餐模式，自行约定交易电量、交易价格、偏差分摊等事项。执行分时电价的零售用户需约定分时段合同电量和平段电价，按照峰谷浮动系数计算尖峰、峰段和谷段价格。售电公司应根据代理用户需求电量在批发市场购电，并根据用户实际用电情况，每月结算前与零售用户对合同电量、电价进行调整。

2.冀北电力交易中心按照售电公司在批发市场各类购电成本和零售市场售电收入的差值计算其收益，售电公司承担负收益的风险。

3.为服务电力保供和实体经济发展，鼓励售电公司和零售用户在约定交易价格时，在固定服务价和市场联动价基础上约定零售价上限，当实际结算的零售价差超出上限时，按约定的零售价上限结算零售用户合同电量；在固定零售价基础上约定购售价差上限（平段），当实际结算的购售合同价差超出上限时，按售电公司购电均价和约定的购售价差上限结算零售用户合同电量。冀北电力交易中心要做好零售市场运营分析和信息公开，定期发布平均购电价格和售电价格。

4.为保障零售市场分时段偏差结算平稳推进，售电公司因偏差结算产生的收益不应超出合理范围，上限为：该售电公司批发侧偏差电量 $\times$ （直接交易用户偏差电价-该售电公司批发侧合同均价） $\times K$ 。其中， $K$ 暂按0.2取值，根据运行情况适时动态调

整。售电公司偏差结算收益超出该上限的部分，向承担偏差支出的代理用户返还。

#### （四）差额资金分配

市场“偏差结算”形成的用户侧与发电侧偏差电费的差额，由冀北批发市场主体共同分摊或返还，按月结算、次月清算。冀北调管燃煤电厂偏差未分时结算形成的差额费用，向冀北调管燃煤电厂分摊或返还；购华北电量与代理购电用户、直接交易用户偏差结算价差形成的差额费用，分别向代理购电用户和直接交易用户分摊或返还；剩余差额由冀北调管燃煤电厂、新能源企业参加绿电交易部分、直接交易用户、电网代理购电用户按其结算电量占比共同参与分摊或返还。市场化用户偏差电量对应的线损电量，由于用户侧合同均价与发电侧偏差电价差异导致的线损费用差值，一并纳入差额资金处理。用户侧偏差考核（ $U1 \neq 1$ 、 $U2 \neq 1$ ）形成的考核费用向用户侧返还。

#### （五）偏差免考

1.用户侧偏差免考申请及办理流程依据《关于冀北地区电力中长期交易偏差考核有关事宜的补充通知》（冀发改电力〔2018〕759号）及后续相关政策执行，对经政府部门核定确认的免考电量不予考核（少用免考电量的偏差价格按  $U2$  为 1 计算）。

2.新能源发电企业偏差免考申请及办理流程依据《关于确定冀北电网 12 月偏差免考企业的函》中，新能源发电企业偏差免

考原则执行，对经政府部门核定确认的免考电量不予考核（欠发免考电量的偏差价格按该厂合同均价执行）。

## 五、张家口可再生能源示范区四方协作机制电采暖交易结算

1.按照《张家口市参与四方协作机制电采暖用户准入与退出管理规定》准入的张家口居民集中式电采暖和分散电采暖用户，由国网冀北电力有限公司统一打包代理，与张家口风电保障小时数之上电量开展交易。由冀北电力交易中心以挂牌交易方式按月开展，交易规模由张家口市发展改革委确定（每月15日前），挂牌价格（发电侧）暂按0.1元/千瓦时（根据交易情况适时调整）。

2.张家口地区风电发电保障收购小时数（1900小时）由发电企业自行分解至月度保障小时数，在冀北交易平台申报，累计分解小时数（含已执行绿电合同）和后续待执行绿电、外送合同电量对应的小时数合计不超过1900小时。发电企业张家口四方协作机制电采暖交易电量优先结算，超出月度保障小时数和张家口四方协作机制电采暖合同总和的电量部分，按照冀北燃煤基准价格的80%进行结算。月度保障小时数以上电量低于张家口四方协作机制电采暖交易合同的部分，相应调减月度保障小时数后结算张家口四方协作机制电采暖交易电量，后续月份不予追补相应调减的月度保障小时数。

3.电采暖成交电量高于用户抄表电量时，等比例调减新能源发电企业电采暖交易合同电量。电采暖用户成交电量低于抄表电

量时，优先保障分散居民电采暖用户的全电量需求（成交电量不满足分散居民电采暖电量时等比例结算分散用户电量），成交电量中的剩余部分按照集中居民电采暖用户抄表电量等比例分匹。

## **六、保障措施**

### **（一）加强交易行为规范**

1.各市场交易主体要按照交易方案和相关要求参与交易，平等协商，自主交易，严禁串通报价、恶意报价、扰乱市场秩序。售电公司要向用户提供优质专业的售电服务，不得利用信息不对称误导用户，加大中间流通环节成本，推高用户终端用能成本。

2.冀北电力交易中心要按照交易方案，提前发布交易公告，确定交易时间、组织方式、合同签订要求、结算规则等，做好信息发布，确保交易顺畅。要落实有序推动工商业用户全部进入电力市场要求，提升交易平台业务支撑能力。要积极应用 e 交易等技术手段，提升零售市场运营水平。

### **（二）加强市场信息公开**

1.电网企业要完善用户侧分时段用电数据查询功能，做好电网营销信息系统与交易平台数据双向贯通，提高结构化数据发布比例，实现交易平台信息发布一口对外。

2.冀北电力交易中心要及时汇集各类市场成员信息，全面加强事前、事中、事后电力市场全过程信息披露，促进信息披露工作制度化、规范化，积极营造公开、透明的市场环境，为市场成

员决策提供支撑，保障市场平稳高效运行。

### （三）加强市场风险控制

冀北电力交易中心要建立中长期交易市场运营分析机制，定时向省发展和改革委员会报送交易数据、市场运行情况、需要更新完善的交易事项等。冀北电力交易中心要加强履约监管，对市场主体失信行为予以公开，发布市场主体履约情况通报。

### （四）加强市场主体培训

冀北电力交易中心要定期组织开展市场主体培训，针对分时段签约及结算、绿电与绿证交易等内容，做好宣贯培训工作和咨询问答服务。

### （五）加强绿电交易管理

鼓励电力用户积极参与绿电交易、绿证交易，提高可再生能源消费占比。发用双方开展绿电交易，应约定绿电权益偏差条款，因发电企业原因导致用户无法获取绿证时，由发用双方按照约定解决。绿电交易合同执行期间，交易中心要及时发布绿证划转信息，用户应持续关注绿证划转情况。按照国家文件要求，用户绿电消费量不纳入能源消费控制，助力实现碳达峰、碳中和目标。

### （六）加强运行调度监测

省发展和改革委员会统筹做好冀北地区市场交易运行监测、冀北地区电力市场建设工作。各市电力运行主管部门要做好当地市场运行监测、属地发电企业及电力用户管理工作。

冀北调管火电外送电量对应容量电费,按照国家发展改革委国家能源局《关于建立煤电容量电价机制的通知》(发改价格〔2023〕1501号)执行。

本方案执行过程中,如遇国家、河北省调整交易时段划分、峰谷电价浮动比例、容量电价执行、线损采购方式等政策,按最新政策执行。

附件:冀北地区电力用户和售电公司市场化购售电合同  
(示范文本-2024年版)