

冀北电网 2025 年电力中长期交易工作方案

一、交易电量规模

根据预测，冀北电网 2025 年电力中长期直接交易电量规模暂定为 830 亿千瓦时，根据直接交易用户实际交易需求适时调整。

为服务双碳目标落地，在交易时序上，先组织直接交易用户与冀北新能源电厂区内年度绿电交易，再组织直接交易用户与区外电厂（含区外新能源发电企业）、冀北调管 220 千伏及以下火电厂、区内华北调管火电厂交易，其中，与区外电厂（含区外新能源发电企业）交易电量上限为冀北区内年度绿电交易达成后，剩余直接交易电量规模的 30%，由北京电力交易中心组织，其余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，由冀北电力交易中心组织。

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。电网代理购电市场化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，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。由电网企业代理购电的用户，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。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。

（二）发电企业

冀北调管 220 千伏及以下燃煤电厂、入市的新能源发电企业和冀北区内华北调管燃煤电厂，以及京津唐电网其他电厂。并网燃煤自备电厂取得电力业务许可证（发电类），足额缴纳国家和河北省设立政府性基金及附加，达到能效、环保要求，可作为经营主体直接参与电力市场交易。已接入冀北电网运行、取得电力业务许可证（发电类）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。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（模板见附件 1），其绿电交易结算电量不再享受补贴。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。

（四）独立储能

独立储能项目参与中长期电能量交易、容量租赁交易前，需满足《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）、《冀北电网独立储能参与市场化调度运行与中长期交易方案（试行）》（冀发改运行〔2024〕1039号）要求，取得并网调度协议、购售电合同或高压供用电合同，在电力交易平台完成市场注册。

（五）分布式电源、虚拟电厂（含负荷聚合商）等新型市场主体按照我委相关要求参与市场。

三、批发市场交易组织

2025年电力中长期交易包括火电交易、绿电交易、新能源外送交易、电网企业代理购电交易、张家口可再生能源示范区四方协作电采暖交易等。为促进新能源消纳，充分发挥市场化交易在电力保供中的基础性作用，在满足区内用电需求基础上，具备条件时可根据需要开展新能源及绿电省间外送交易。

2025 年发电企业燃煤机组年度电力中长期合同签约电量比例应不低于年度预计发电量的 80%，并通过后续合同签订，保障电力中长期合同签约电量比例不低于 90%。2025 年市场化电力用户（含售电公司、电网企业代理购电）年度电力中长期合同签约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约电量比例不低于 90%。

独立储能可自愿参与年度、月度、月内等中长期电能量交易。独立储能在放电时段按发电企业身份参与火电交易，在充电时段按电力用户身份参与火电、绿电交易。在同一时段只能以发电企业或电力用户一种身份参与交易。

为衔接分时结算及现货市场，中长期交易分两阶段开展，未开展分时正式结算阶段交易按如下方式组织，开展分时正式结算阶段交易组织方案（详见附件 2）。

（一）交易组织方式

1.火电交易

（1）年度交易：按照双边协商方式组织，分月合同按照尖峰、峰、平、谷 4 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浮动要求，发电企业交易申报分时段电量比例须符合 2024 年直接交易用户分季节用电的峰谷比例。若不符合，该市场主体本次全部申报视为无效申报。

（2）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。

（3）月内交易：按照集中竞价方式组织，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。

(4) 合同交易: 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。

(5) 火电侧合同转让以集中竞价方式组织, 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。市场主体各时段转出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。

2. 绿电交易

绿电交易按照《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则 (2024 年修订稿)》(京电交市〔2024〕59 号) 相关规则实施。

(1) 多年期及年度交易: 按照双边协商方式组织, 分月合同按照尖峰、峰、平、谷 4 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浮动要求, 发电企业交易申报分时段电量比例须符合 2024 年直接交易用户分季节用电的峰谷比例。若不符合, 该市场主体本次全部申报视为无效申报。

(2) 月度交易: 按照双边协商方式组织, 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。

(3) 月内交易: 按照双边协商方式组织, 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。

(4) 绿色电力交易合同转让、多年期绿色电力交易合同电量调整等交易, 根据京电交市〔2024〕59 号文按市场需求开展。

3.新能源外送交易

新能源外送交易按照我委后续印发的外送交易方案执行, 相应发电侧合同转让交易按市场需求适时开展。

4.电网企业代理购电交易

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), 以一段式报量不报价方式、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。冀北火电企业 2024 年前三季度奖励电量在 2025 年年度交易中落实, 四季度奖励电量在后续月份交易中积极落实。

5.张家口可再生能源示范区四方协作电采暖交易

在新机制建立前, 暂按《河北省发展和改革委员会关于做好冀北电网 2024 年电力中长期交易工作的通知》(冀发改运行〔2023〕1625 号) 开展交易结算。

(二) 交易申报

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。火电、集中式新能源发电企业每个交易单元申报的分时段总量应符合 2024 年直接交易用户分季节用电的峰谷比例要求，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；独立储能具备分时结算条件，分时交易申报电量比例不作约束。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。

发用双方平段交易价格和峰谷电价比例要求如下：

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 1.7 倍，低谷电价不高于平段电价的 0.3 倍，尖峰电价不低于平段电价的 2.04 倍。若不符合，该市场主体本次全部申报视为无效申报。

为充分发挥分时电价在引导电力资源优化配置方面的重要作用，鼓励电力用户执行峰谷电价。冀北暂不实行峰谷电价范围内的电力用户，可根据需要向电网公司提出申请，自愿选择执行峰谷分时电价。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。

（三）交易时段划分

1. 市场化直接交易时段参照冀北电网净负荷曲线划分，

时段划分及发电企业分时段申报电量峰谷比例要求如下：

(1) 夏季（每年 6、7、8 月）

低谷：0 - 7 时、23 - 24 时，发电企业申报电量比例不低于 33.4%；

平段：7 - 10 时、12 - 16 时、22 - 23 时；

高峰：10 - 12 时、16 - 17 时、20 - 22 时，发电企业申报电量比例不超过 19.0%；

尖峰：17 - 20 时，发电企业申报电量比例不超过 10.8%。

(2) 冬季（每年 11、12 月及次年 1 月）

低谷：1 - 7 时、12 - 14 时，发电企业申报电量比例不低于 32.5%；

平段：0 - 1 时、7 - 8 时、10 - 12 时、14 - 16 时、22 - 24 时；

高峰：8 - 10 时、16 - 17 时、19 - 22 时，发电企业申报电量比例不超过 23.1%；

尖峰：17 - 19 时，发电企业申报电量比例不超过 7.3%。

(3) 其他季节（每年 2、3、4、5 月及 9、10 月）

低谷：1 - 6 时、12 - 15 时，发电企业申报电量比例不低于 32.9%；

平段：0 - 1 时、6 - 8 时、9 - 12 时、15 - 16 时、23 - 24 时；

高峰：8 - 9 时、16 - 23 时，发电企业申报电量比例不超过 30.2%。

2.电网企业代理购电交易按照河北省发展和改革委员会

关于进一步完善冀北电网工商业及其他用户分时电价政策的通知（冀发改能价〔2023〕1711号）执行，时段划分如下：

（1）夏季（每年6、7、8月）

低谷：0—7时、23 - 24时；

平段：7 - 10时、12 - 16时、22 - 23时；

高峰：10 - 12时、16 - 17时、20 - 22时；

尖峰：17 - 20时。

（2）冬季（每年11、12月及次年1月）

低谷：1 - 7时、12 - 14时；

平段：0 - 1时、7 - 8时、10 - 12时、14 - 16时、22 - 24时；

高峰：8 - 10时、16 - 17时、19 - 22时；

尖峰：17 - 19时。

（3）其他季节（每年2、3、4、5月及9、10月）

低谷：1 - 7时、12 - 14时；

平段：0 - 1时、7 - 8时、10 - 12时、14 - 16时、22 - 24时；

高峰：8 - 10时、16 - 22时。

以上交易时段划分原则如有调整，按照我委印发的最新文件执行。

（四）交易出清及安全校核

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，如加权价格超出区内年度火电交易均价 ± 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 ± 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。如遇开展区外月度、月内交易，按照区外年度火电交易均价作相应调整。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。

由冀北电力调度控制中心牵头开展区内交易安全校核，华北分部调度控制中心牵头开展区外交易安全校核。

（五）交易单元

1.发电企业：火电厂按电厂参与交易（现货市场运行后，根据需求按机组参与交易），新能源企业（含火电厂下新能源项目）按交易平台注册的项目期次参与交易。

2.独立储能：作为发电企业身份参与交易时，按交易平台注册的项目期次参与交易；作为电力用户身份参与交易时，将同一独立储能下的全部用电单元统一打包参与交易。

3.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。

4.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。

5.电网企业代理购电用户（含增量配电网）：将电网企业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。

6.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。

（六）线损电量

2025 年冀北电网全部线损电量由电网企业统一代理采购，代理采购损益按月向全体工商业用户分摊或分享。冀北电厂侧直接交易上网电量按冀北用户侧直接交易电量计算。

（七）需求申报

火电年度交易组织前，直接交易用户需申报分时段交易电量需求。参与火电月度、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所申报交易需求电量的 $\pm 10\%$ ，如交易实际申报电量超出允许范围，该市场主体本次全部交易申报电量视为无效申报。

（八）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（2021 - 2023 年）分地市当月平均利用小时的 50%确定（平价新能源项目按 70%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。

（九）售电公司交易限额

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。

（十）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、独立储能容量租赁交易组织

按照《冀北电网独立储能参与市场化调度运行与中长期交易方案（试行）》（冀发改运行〔2024〕1039号），独立储能容量租赁交易包括双边协商交易、集中交易等方式，通过冀北电力交易平台开展。独立储能自建成并网，完成市场成员注册后，即可开展容量租赁，最大可出租年限暂定为 15 年。可出租容量为装机容量，暂不考虑容量衰减。独立储能增容后，不改变其整体可租赁年限，相应增加其可租赁容量。独立储能为售方，需配建储能的新能源企业为购方。独立储能容量租赁交易单位为兆瓦，最小量纲为 0.1 兆瓦，充（放）电时长不低于新能源电站需配建储能要求。

原则上容量租赁交易根据需要按月开展。新能源企业租赁储能容量期最低应至当年年底。原则上全年租赁容量和价格保持一致。独立储能每次达成容量租赁交易后，相应扣减其可出租容量，直至将其额定装机容量全部扣除。独立储能参与容量租赁交易，2025 年交易价格上、下限暂定 400、200 元/千瓦·年。交易合同价格经购售双方协商一致后，每年可修改一次。

五、市场结算

电网企业负责向冀北电力交易中心提供经校验的发电企业、电力用户分时抄表电量数据或其他结算要求的电量数据。

为稳妥推进冀北地区分时结算工作，保障市场平稳过渡，按分时模拟结算、分时试结算和分时正式结算三个阶段推进发、用全面分时结算落地。其中，分时正式结算阶段、分时试结算阶段的试结算日按 24 时段分时结算；其余阶段暂按发电侧“一段式”偏差结算，用户侧“尖、峰、平、谷”偏差结算（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，按总抄表电量和总合同量计算偏差，执行平段偏差价格）。

分时模拟结算：发电企业、电力用户通过分时段交易、电量曲线分解等形成 24 时段合同；具备 24 时段分时计量条件后，依据发、用 24 时段抄表电量开展分时模拟算费，评估市场不平衡资金规模和对市场主体的影响，迭代完善结算规则和交易平台功能。

分时试结算：根据模拟结算结果形成分时试结算工作方案，由我委正式印发分时交易试结算方案，转入试结算阶段。在短周期（日或多日）内，按 24 小时开展发、用两侧分时试结算，试结算费用纳入市场主体月度结算依据，并逐步过渡到长周期（周、旬、月）。冀北电力交易中心根据分时交易试结算方案，适时组织开展试结算周期中长期合同电量分解和分时合同曲线调整，并依据试结算结果开展市场运行评估，完善市场方案和不平衡费用处理规则。

分时正式结算：分时试结算运行平稳后，经市场管委会审议通过，由我委正式印发分时交易结算方案，转入正式结算阶段。

（一）分时正式结算前结算方案

1. 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。

绿电交易结算要求按照《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则（2024 年修订稿）》（京电交市〔2024〕59 号）相关规则执行。

独立储能参与中长期电能量和容量租赁交易，参照《冀北电网独立储能参与市场化调度运行与中长期交易方案（试

行)》(冀发改运行〔2024〕1039号)相关规则结算。

2.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(尖、峰、平、谷)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 U_1 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 U_2 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, $U_1=1$, $U_2=1$;偏差电量在 $[-20\%, -5\%]$ 和 $[5\%, 20\%]$ 的部分, $U_1=1.03$, $U_2=0.95$ (其中尖峰 0.9);偏差电量在 $[-100\%, -20\%]$ 和 $[20\%, +\infty]$ 的部分, $U_1=1.05$, $U_2=0.9$ (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均价、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均价、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(电力用户按照尖、峰、平、谷分时段计算,发电企业按总合同电量计算),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。

3.零售市场结算

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 3),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。零售用户需约定 24 时段合同电量和平段电价,其中执行分时电价的用户按照峰谷浮动系数计算 24 时段合同价格,偏差电量按尖、峰、平、谷分时段计算。有绿电购买需求的零售用户需约定绿电环境权益电价(该价格包含在零售合同电价当中)。

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需求,执行月前完成与用户合同电量、电价调整。

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。

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。

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。

4.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；购华北电量与电网企业代理购电用户、直接交易用户偏差结算价差形成的差额费用，分别向电网企业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、电网企业代理购电用户按其结算电量占

比共同参与分摊或返还。独立储能参与电力中长期交易产生的偏差差额费用参照《冀北电网独立储能参与市场化调度运行与中长期交易方案（试行）》（冀发改运行〔2024〕1039号）相关规则执行。

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。

5.偏差免考

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）。

新能源发电企业偏差免考申请及办理流程依据我委 2022 年《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）。

6.张家口可再生能源示范区四方协作电采暖交易结算

在新机制建立前，暂按《河北省发展和改革委员会关于做好冀北电网 2024 年电力中长期交易工作的通知》（冀发改运行〔2023〕1625号）开展交易结算。

（二）分时模拟结算方案

分时模拟结算方案详见附件 4《冀北地区分时模拟结算方案》，并根据市场运行和评估情况适时调整。现货市场运

行后，涵盖电力现货市场的结算规则另行发布。

六、其他保障措施

（一）规范市场交易行为

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。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。积极应用e交易等技术手段，提升零售市场运营水平。

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。售电公司应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。

（二）加强市场信息公开

各类市场成员要按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）要求在信息披露平台规范开展信息披露，并对披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

（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，及时对市场运行情况进行分析总结，对需要完善或调整事项经认真研究后及时报我委。加强履约监管，冀北电力交易中心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）做好市场主体培训

冀北电力交易中心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）积极落实保供责任

发电企业需积极参与直接交易和电网企业代理购电交易，通过市场手段落实必发电量。张家口市能源局要积极培育新能源发电企业市场意识，落实张家口电采暖交易电力保供责任。

（六）提升绿色电力消费

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，北京电力交易中心、冀北电力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。

本方案执行过程中，如遇国家政策调整，我委将对本方案进行调整，并设置过渡期，过渡期结束后按新政策执行。冀北电力交易中心在执行中，遇到问题及时向我委请示，批准后可在交易公告中向市场主体发布。

未尽事宜，由我委会同华北能源监管局研究决定。

附件：1. 新能源发电项目自愿放弃国家可再生能源补贴说明

2. 开展分时正式结算阶段交易组织方案
3. 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—2025 年版)
4. 冀北地区分时模拟结算方案

附件 1

新能源发电项目自愿放弃国家可再生能源补贴说明

我司全称为：_____, 统一社会信用代码为：_____。

我司投资建设的_____项目（容量多少 MW），于 20××年 X 月 X 日投运并网，于 20××年 X 月 X 日完成电力交易平台市场注册，现根据《冀北电网 2025 年电力中长期交易工作方案》，我司承诺该项目参加 2025 年度内冀北绿电市场交易的电量，自愿放弃国家可再生能源补贴，对应绿电结算电量（电能量）不再享受补贴。

特此说明。

单位（盖章）

年 月 日

开展分时正式结算阶段交易组织方案

1.交易组织方式

(1) 火电交易

年度交易合同调整：按照双边协商方式组织，在保持分月合同总电量不变的基础上，购售双方可按照实际情况调整分时正式结算阶段对应的年度交易后续分月分时段合同电量。交易申报分时段电价调整应符合峰谷电价比例浮动要求。购售双方若有合同调整，按照调整后合同执行。

月度交易：按照集中竞价方式组织，购售双方按照 24 时段申报电量、电价，尖峰、峰、平、谷时段的加权均价应符合峰谷电价比例浮动要求。

日交易：火电发电企业、电力用户、售电公司融合开展日 24 时段滚动撮合交易。购售双方可在 D 日（工作日）申报执行开始日 (D+3) 至月末最后一天的日 24 时段交易电量、电价，执行日的同一时段，市场主体仅可作为购方或售方参与交易。用户侧市场主体作为售方时，每个时段交易上限为年度、月度、日交易达成交易结果分解至每日 24 时段中对应时段交易电量之和的 30%。发电企业作为售方时，每个时段交易上限不超过对应时段实际发电能力扣减该时段已达成交易的净交易电量；作为购方时，每个时段交易上限为年

度、月度、日交易达成交易结果分解至每日 24 时段中对应时段的净交易电量之和的 30%。市场主体尖峰、峰、平、谷各时段申报电价上下浮动范围应不超过火电年度交易平段均价的 3%。根据市场运行情况可适时调整相关参数。

月内交易可根据市场运行情况结合市场需求灵活开展。

冀北调管 220 千伏及以下火电厂、区内华北调管火电厂、区外火电厂间合同转让交易按照集中竞价方式由北京电力交易中心组织开展。

(2) 绿电交易

绿电交易按照《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则（2024 年修订稿）》（京电交市〔2024〕59 号）相关规则实施。

年度交易合同调整：按照双边协商方式组织，在保持分月合同总电量不变的基础上，购售双方可按照实际情况调整分时正式结算阶段对应的年度交易后续分月分时段合同电量。交易申报分时段电价调整应符合峰谷电价比例浮动要求。购售双方若有合同调整，按照调整后合同执行。

月度交易：按照双边协商方式组织，按照 24 个交易时段签约，尖峰、峰、平、谷时段的加权均价应符合峰谷电价比例浮动要求，风电、光伏发电企业根据实际发电特性申报分时段电量、电价。

月内交易：按照双边协商方式组织，交易标的为月内剩余天数的 24 时段交易电量，按周（不含法定节假日）开市，按照 24 个交易时段签约，尖峰、峰、平、谷时段的加权均

价应符合峰谷电价比例浮动要求，风电、光伏发电企业根据实际发电特性申报分时段电量、电价。

绿色电力交易合同转让、多年期绿色电力交易合同电量调整等交易，根据京电交市〔2024〕59号文按市场需求开展。

(3) 新能源外送交易

新能源外送交易按照我委后续印发的外送交易方案执行，相应发电侧合同转让交易按市场需求适时开展。

(4) 电网企业代理购电交易

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），按照24个交易时段签约，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。冀北火电企业2024年前三季度奖励电量在2025年年度交易中落实，四季度奖励电量在后续月份交易中积极落实。

(5) 张家口可再生能源示范区四方协作电采暖交易

在新机制建立前，暂按《河北省发展和改革委员会关于做好冀北电网2024年电力中长期交易工作的通知》（冀发改运行〔2023〕1625号）开展交易结算。

2.交易申报

开展分时正式结算阶段，火电、集中式新能源发电企业每个交易单元申报的分时段总量不受2024年直接交易用户

分季节用电的峰谷比例要求限制。月度交易及月内交易中各市场主体尖峰、高峰、平、谷时段的加权均价需满足：高峰均价不低于平段均价的 1.7 倍、低谷均价不高于平段均价的 0.3 倍、尖峰均价不低于平段均价的 2.04 倍。若不符合，该市场主体本次全部申报视为无效申报。其余申报要求与未开展分时正式结算阶段一致。

3.交易时段划分

交易时段划分与未开展分时正式结算阶段一致，发电企业分时段申报电量不受峰谷比例限制。

4.交易出清及安全校核

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。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机制，保障市场平稳运行。

由冀北电力调度控制中心牵头开展区内交易安全校核，火电日交易按日出具校核意见，华北分部调度控制中心牵头开展区外交易安全校核。

5.中长期交易合同分解曲线

(1) 省内直接交易分解曲线

省内中长期直接交易合同分解曲线分为自定义曲线和均分分解曲线两类。

1) 自定义曲线由经营主体根据发用电实际情况自主形成。

2) 均分分解曲线按均分原则确定各时段电量比例。

年度均分分解曲线将年度分月电量按照执行期内日历

天数平均分解至日，再将年度分月合同中尖峰、峰、平、谷时段电量均分至对应小时。

月度、月内均分分解曲线按照执行期内日历天数，将月度、月内合同电量分解至日。

合同分解曲线若在规定时间内未协商一致，系统默认经营主体按照均分分解曲线分解合同电量。

(2) 外送交易分解曲线

按照北京电力交易中心发布的出清结果成交曲线执行；出清结果中未有成交曲线时，系统默认均分。

(3) 电网企业代理购电分解曲线

电网企业代理购电交易达成的中长期交易合同按照均分分解或由电网企业根据电网企业代理购电用户典型曲线分解。

6.其他

开展分时正式结算阶段，交易单元、线损电量、需求申报、新能源交易上限、售电公司交易限额、交易结果发布与未开展分时正式结算阶段一致。

附件 3

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-2025 年版)

甲方（电力用户）：

乙方（售电公司）：

《市场化购售电合同（参考示范文本）》使用说明

为保障售电公司与其签约零售用户市场化购售电工作有序开展，依据河北省发展和改革委员会有关文件精神，特制订本示范文本。

1. 参加冀北电力市场交易的售电公司与零售用户应按照本示范文本签订市场化购售电合同，并依据本合同约定严格履约。如需对示范文本中相关内容进行补充，应在合同预留双方约定的条款中进行约定。

2. 本合同为双方就合同标的达成的全部协议，并作为冀北电力交易中心有限公司（以下简称电力交易中心）执行双方市场化购售电结算的唯一认定合同。

3. 本合同中双方做出的市场交易约定需符合冀北电力市场相关规则，双方对本合同内容做出违背或超出市场规则的解释行为均属于虚假承诺。

4. 对于本参考合同文本中需当事人填写之处，当事人应根据实际情况填写。如当事人约定无需填写的，则应注明“无”或划“/”。

5. 本合同不适用于拥有配电网运营权的售电公司与其供电营业区域内电力用户之间签订的购售电合同。

目 录

第 1 章	定义与解释.....	3
第 2 章	双方陈述.....	6
第 3 章	双方权利及义务.....	7
第 4 章	合同电量.....	9
第 5 章	合同电量电价.....	112
第 6 章	偏差电量电价.....	14
第 7 章	绿电补充条款.....	16
第 8 章	计量与结算.....	17
第 9 章	合同的生效和期限.....	19
第 10 章	合同变更和终止.....	20
第 11 章	争议的解决.....	22
第 12 章	特别约定.....	23
第 13 章	其他.....	24

市场化购售电合同

本市场化购售电合同（以下简称本合同）由下列两方签署：

甲方（电力用户）： _____，

系一家满足河北省规定的市场准入条件、具有独立法人资格（或企业授权资格）、选择向本合同中售电公司购电的用户。

住所地：

法定代表人：

统一社会信用代码：

乙方（售电公司）： _____，

系一家满足河北省规定的市场准入条件、可在冀北电网范围内开展售电业务、具有独立法人资格的企业。

住所地：

法定代表人：

统一社会信用代码：

鉴于：

1.甲方按照有关文件要求，具备电力直接交易资格，在冀北电力交易中心有限公司注册，并同意委托乙方根据本合同约定代理购电。

2.乙方符合河北省售电公司准入与退出相关规定，在冀北电力交易中心有限公司注册或业务范围涵盖冀北区域，并同意根据本合同约定代理甲方购电。

为明确甲乙双方在市场化购电过程中的权利和义务，根据《中华人民共和国合同法》、《中华人民共和国电子签名法》、《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》（中发改〔2015〕9号）及其配套文件（发改经体〔2015〕2752号）、《河北省售电公司准入与退出管理细则》（冀发改能源〔2016〕1525号）以及其他有关法律法规规定，本着平等、自愿、诚信的原则，甲、乙双方就____年____月至____月的市场化购售电事宜协商一致，签订本合同。

第 1 章 定义与解释

1.1 本合同中所用术语，除上下文另有要求外，定义如下：

1.1.1 **直接交易电价：**为售电公司与发电企业通过双边协商或集中竞价等方式确定的电厂侧上网电价（包括脱硫、脱硝、除尘及超低排放等环保电价）。

1.1.2 **批发市场：**发电企业与大用户、售电公司直接开展交易形成的市场。

1.1.3 **市场调节系数：**经政府审核发布的批发市场超用调节系数（U1）和少用调节系数（U2）。

1.1.4 **偏差电量：**零售用户实际用电量与零售合同电量的差值部分为偏差电量，偏差电量按总量或分时段电量计算，实际用电量超出对应合同电量部分计为超用电量，实际用电量低于对应合同电量部分计为少用电量。

1.1.5 **零售交易价格：**指售电公司与由其代理购电的电力用户约定的市场化交易售电价格，分为：

1.1.5.1 **零售合同电量电价：**指售电公司与由其代理购电的电力用户约定的市场化交易合同电量售电价格。其中签订绿电条款的零售合同，合同电量电价包含电能量价格和绿色电力环境价值。

1.1.5.2 **零售超用电量电价：**指通过售电公司代理购电的用户，实际用电量（总量或分时段）与代理合同电量的超用电量售电价格。

1.1.5.3 **零售少用电量电价：**指通过售电公司代理购电的用户，

实际用电量（总量或分时段）与代理合同电量的少用电量售电价格。

1.1.6 甲方原因：指由于甲方的要求或责任，包括因甲方未执行国家有关法律法规规定等，导致未按合同履行而应当承担的责任。

1.1.7 乙方原因：指由于乙方的要求或责任，包括因乙方未执行国家有关法律法规规定等，导致未按合同履行而应当承担的责任。

1.1.8 电网企业：指拥有输电网、配电网运营权，并承担其供电营业区保底供电服务的企业，本合同项下指国网冀北电力有限公司及其下属的国网唐山供电公司、国网张家口供电公司、国网秦皇岛供电公司、国网承德供电公司、国网廊坊供电公司。

1.1.9 电力交易平台：指电力交易机构负责建设及运维的第三方交易安全保障平台。电力交易机构通过电力交易平台发布交易公告、交易结果，组织各类交易，并提供交易结算依据；乙方代理甲方通过电力交易平台开展市场化购电等相关业务。

1.1.10 电力交易机构：指负责市场主体注册管理、按规定组织各类交易、负责电力交易平台的建设及运维、提供电力交易结算依据的机构，本合同项下指冀北电力交易中心有限公司。

1.2 解释

1.2.1 本合同中的标题仅为阅读方便，不应以任何方式影响对本合同的解释。

1.2.2 本合同附件与正文具有同等的法律效力。甲乙双方可根据实际情况确定是否需增加附件，附件内容不得与正文相关内

容抵触，如有附件内容与正文内容抵触，以正文内容约定为准。

1.2.3 本合同对任何一方的合法承继者或受让人具有约束力。但当事人另有约定的除外。

遇有本款约定的情形时，相关义务人应当依法履行必要的通知义务及完备的法律手续。

1.2.4 除上下文另有要求外，本合同所指的年、月、日均为公历年、月、日。

1.2.5 本合同中的“包括”一词指：包括但不限于。

1.2.6 本合同中的数字、期限等均包含本数。

1.2.7 本合同中引用的相关法律法规规定如有更新，按照新颁布的法律法规规定执行。

第 2 章 双方陈述

任何一方在此向对方陈述如下：

2.1 本方为一家依法设立并合法存续的企业，有权签署并有能力履行本合同。

2.2 本方签署和履行本合同所需的一切手续（包括办理必要的政府批准、取得营业执照等）均已办妥并合法有效。

2.3 在签署本合同时，任何法院、仲裁机构、行政机关或监管机构均未做出任何足以对本方履行本合同产生重大不利影响的判决、裁定、裁决或具体行政行为。

2.4 本方为签署本合同所需的内部授权程序均已完成，签署本合同的是本方法定代表人或授权代理人。本合同生效后即对合同双方具有法律约束力。

2.5 本方签署的合同内容符合国家有关市场交易的法律、法规以及政策等。如国家法律、法规发生变化或者政府有关部门出台有关规定、规则，同意按照法律、法规、规定和规则予以调整和修改。

第3章 双方权利及义务

3.1 甲方的权利包括：

3.1.1 获得乙方履行本合同义务相关的信息、资料。

3.1.2 按照电力交易平台公布的交易公告及交易规则，根据本合同约定与乙方合理协商调整交易电量等合同条款。

3.2 甲方的义务包括：

3.2.1 配合乙方进行相关市场注册、登记，确认乙方为其购电代理方。

3.2.2 按时向电网企业缴纳电费并保证无电费拖欠。

3.2.3 保证交易电量用于申报范围内的生产自用，不得转供或变相转供。

3.2.4 配合乙方做好交易申报，以及电量调整、确认工作。

3.2.5 根据最终发布的交易结果，向乙方提供电量预测所需相关数据和材料，配合乙方合理控制偏差电量。

3.2.6 保证在被代理周期内不再与其他售电公司签订代理购电协议或市场化购售电合同。

3.2.7 当甲方退市或更换售电公司时，如已签订的合同未履行完毕，需与乙方协商解除《市场化购售电合同》，并完成电量及费用清算。

3.3 乙方的权利包括：

3.3.1 要求甲方提供履行本合同义务相关的信息、资料。

3.3.2 要求甲方配合做好电量预测，合理控制偏差电量。

3.3.3 按照电力交易平台公布的交易公告及交易规则，根据本合同约定与包括甲方在内的所有代理用户合理协商调整交易电量等合同条款。

3.4 乙方的义务包括：

3.4.1 按照国家有关法规、规定和技术规范，代理甲方参加电力市场直接交易，协助甲方办理市场化购售电有关业务。

3.4.2 按照电力交易平台公布的交易公告和交易规则，为甲方制定交易电量和直接交易电价申报策略。

3.4.3 向甲方提供真实准确的有关电力直接交易的相关信息及资料，不得提供虚假的或误导性的信息。

3.4.4 在交易规则允许的范围满足甲方交易电量需求。当甲方新增的用电单元准入后为甲方增购电量。

3.4.5 向甲方及电力交易中心提供与履行本合同相关的其他信息。

3.4.6 当甲方退市或更换售电公司时，如已签订的合同未履行完毕，需与甲方协商解除《市场化购售电合同》，并完成电量及费用清算。

3.4.7 当乙方因无力提供售电服务或按国家规定的程序强制退出市场时，根据《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）相关要求处理已签订但未履行的合同。

第 4 章 合同电量

4.1 乙方代理甲方通过电力交易平台参与直接交易。

4.2 甲方电量的抄录与计算按照甲方、乙方与电网企业签署的相关约定执行。

4.3 甲方委托乙方代理其准入的全部用电单元^①参与交易。甲方有新增用电单元准入后，乙方在申购电量时应予以考虑，满足甲方用电需求。

4.4 根据分时电价相关政策要求，甲方为（可不实行峰谷分时电价/应执行峰谷分时电价）的电力用户，委托乙方在代理周期内按以下第（ ）种方式购电。

（1）不分时段方式

甲方与乙方在代理周期内约定分月总购电量（默认平均分解为 24 时段电量，但不执行分时电价），全年总合同电量为兆瓦时（其中绿电电量为____兆瓦时）。分月具体情况如下^②：

月份	合同电量						
	1 时	2 时		23 时	24 时	合计	其中： 绿电 意向 电量
1 月							
.....							
12 月							

（2）分时段方式

甲方与乙方在代理周期内约定分月尖峰、峰、平、谷时段购电量（默认按时段平均分解为 24 时段^②购电量，执行分时电价），全年总合同电量为_____兆瓦时（其中绿电电量为____兆瓦时）。分月具体情况如下^③：

月份	合同电量						
	1 时	2 时		23 时	24 时	合计	其中： 绿电 电量
1 月							
.....							
12 月							

注：①依据交易规则确定，用电单元应为用户编号或计量点编号。

4.5 每月 24 时段电量曲线默认按以下方式形成：对于分时用户，仅需约定各月分时段（尖、峰、平、谷）电量，按照当月时段划分平均分解至各小时；不分时用户仅需约定各月总电量，电量平均分解至 24 小时。双方可结合用电特性合理调整电量曲线形状。

4.6 绿电电量仅作为双方绿电签约意向。结算环节按照双方在绿色电力交易平台当月实际分解的绿电合同电量执行。

4.7 甲乙双方在合同执行月前可根据实际交易结果及甲方用电情况协商调整合同电量曲线，零售合同电量调整需双方在交易平台确认后方能生效并作为结算依据。

第5章 合同电量电价

5.1 甲方用电价格由零售交易价格（含合同电量电价、偏差电量电价）、上网环节线损费用、系统运行费用、输配电价格、各类新增损益折算价格、政府性基金及附加等构成，其中输配电价格、政府性基金及附加等按照政府有关规定执行。甲方的其他电费成分还包括售电公司超额收益返还费用、与乙方约定的偏差差额费用及绿电补偿、清算费用等。

5.2 绿电环境价值：当甲方委托乙方代理其在绿色电力交易平台购买绿电时，双方单独约定绿电权益电价为__元/兆瓦时。该价格包含于下节中约定的合同电量电价中，且不随峰谷时段浮动。

5.3 合同执行期内，双方约定甲方的合同电量电价按照以下第（__）种方式确定。

（1）固定服务价模式：

乙方代理甲方以直接交易方式购电，约定乙方收取甲方服务价格为__元/兆瓦时。甲方各时段月度零售合同价格为乙方批发市场当月各类合同均价与服务价格之和。若乙方在批发市场未形成购电合同，甲方月度零售合同价格执行批发市场超用价格。

封顶条款：甲乙双方 是/否 选择补充约定封顶价格。

当各时段乙方批发市场当月各类合同均价与服务价格之和超出封顶价格时，甲方该时段月度零售合同价格执行封顶价格（含税，下同）。其中，双方约定平段封顶价格__元/兆瓦时（ P_1 ），

各时段（24 时段）封顶价格按现行分时电价政策峰谷比例浮动，具体如下：

1 时	2 时	3 时		23 时	24 时

（2）固定电量价格模式：

乙方代理甲方以直接交易方式购电，乙方与甲方约定平段固定价格__元/兆瓦时(P_2)，各时段（24 时段）固定电价按现行分时电价政策峰谷比例浮动（可不执行分时电价的用户各时段电价相同），具体如下：

月份	固定电价					
	1 时	2 时	3 时		23 时	24 时
1 月						
.....						
12 月						

封顶条款：甲乙双方 是/否 选择补充约定封顶服务价格。

双方约定封顶服务价格 __元/兆瓦时 (ΔP)，当各时段零售合同价格 (P_2) 与乙方批发市场当月各类合同均价 ($P_{\text{成本}}$) 的差价 ($P_2 - P_{\text{成本}}$) 超出封顶服务价格时，甲方该时段月度零售合同价格执行封顶价格 ($P_{\text{成本}} + \Delta P$)。

（3）市场联动价格模式：

乙方代理甲方以直接交易方式购电：

①双方约定平段零售合同基准价格__元/兆瓦时 (P_3)，各时段（24 时段）固定电价按现行分时电价政策峰谷比例浮动（可不执行分时电价的用户各时段电价相同）。双方约定的零售合同

基准价格具体如下：

月份	零售合同基准价格					
	1 时	2 时	3 时		23 时	24 时
1 月						
.....						
12 月						

②双方约定联动价差分成比例_____ %。

③甲方月度各时段（24 时段）零售合同价格具体计算方式如下：

零售合同价格=零售合同基准价格+（市场联动参考价格-零售合同基准价格）×市场联动价差分成比例

其中，各时段的市场联动参考价格取乙方在批发市场各类合同的购电均价。

市场联动价格模式零售套餐暂不设置封顶条款。

5.4 甲乙双方在合同执行月前可根据实际情况在交易平台调整合同模式、合同电价、偏差承担方式等。双方确认后生效，否则仍按调整前结果执行。

5.5 甲方新增准入用电单元时，默认按本合同约定执行。

5.6 如遇国家、河北省调整或明确分时电价政策，双方默认按最新分时电价政策调整峰谷电价浮动比例。

5.7 冀北电力市场正式分时结算前，甲乙双方的分时合同电价浮动方式（不含固定服务价模式）原则上保持不变，即暂按现行电价政策中的尖、峰、平、谷四时段峰谷电价浮动。相关政策或规则出台后，售电公司与零售用户协商一致，可参照批发市场

峰谷价差比例，适时调整零售用户峰谷电价浮动比例。正式分时结算后，24 时段电价浮动方式将按照最新电价政策或交易规则执行。

第 6 章 偏差电量电价

6.1 甲方承担的偏差电量，按照冀北批发市场偏差电量区间对应的偏差电价结算；乙方承担的偏差电量，按照零售合同电价结算。甲方与乙方约定各时段承担偏差电量方式为：

（1）偏差电量在 $[-5\%, 5\%]$ 的部分，按以下（ ）种模式承担偏差电量模式；

（2）偏差电量在 $[-20\%, -5\%]$ 和 $[5\%, 20\%]$ 的部分，按以下（ ）种模式承担偏差电量模式；

（3）偏差电量在 $[-100\%, -20\%]$ 和 $[20\%, +\infty]$ 的部分；按以下（ ）种模式承担偏差电量模式；

A.由甲方全部承担偏差电量；

B.由乙方全部承担偏差电量；

C.甲乙双方共同承担偏差电量，乙方承担偏差电量的 %部分，其余偏差电量由甲方承担。

6.2 乙方因偏差结算产生的超额收益，按照相关政策规则向零售用户返还。

6.3 乙方在批发市场分摊或返还的偏差差额费用（含考核费用返还），根据代理用户结算电量比例向代理用户传导。甲方与乙方约定以下第 种模式对批发侧差额费用进行传导：

（1）不进行传导。

（2）根据分摊系数传导：

乙方差额费用向甲方传导系数__%，双方约定全年各月均采用上述系数。

甲方各月的分摊或返还费用=乙方当月差额费用×传导系数×甲方结算电量/乙方结算电量。

6.4 冀北电力市场正式分时结算前，甲乙双方的偏差电量计算方式保持不变，即暂按现行电价政策中的尖、峰、平、谷四时段计算；待正式分时结算后，偏差电量将按照 24 时段分别计算。

6.5 冀北电力市场全面分时结算或电力现货市场正式运行后，甲乙双方可根据实际情况协商调整偏差电量电价结算方式。

第 7 章 绿电补充条款

7.1 甲方委托乙方代理其在绿色电力交易平台购买绿电，乙方每月应在绿色电力交易平台及时向甲方足额分解批发侧达成的绿电电量（不分时），按照零售合同曲线比例自动形成绿电 24 时段合同电量。

7.2 绿电电能量和环境权益分开结算。其中：

（1）电能量部分当月结算。电量为乙方向甲方在绿色电力交易平台分解的电量，电价按照（双方约定的分时合同电价—绿电环境价值）执行；

（2）环境权益部分次月结算。电量为批发侧绿色电力环境价值结算电量，电价按照双方约定的绿电环境价值执行。

7.3 乙方在批发市场与新能源企业约定的绿色电力环境价值偏差条款由乙方自行承担。

第 8 章 计量与结算

8.1 电能计量装置的设置及计量方式、定期校验、异常处理等技术管理要求,按照甲方与电网企业签订的《高压供用电合同》及甲方、乙方与电网企业签订的《高压供用电合同补充协议》的有关约定执行。

8.2 抄表例日依据与电网企业的有关约定执行,并根据最新政策要求进行调整。

8.3 由电网企业按约定的抄表周期进行抄录,甲方月度实际用电量以电网企业抄录的电量数据为准,并据此进行用电量电费结算。

8.4 根据现行的相关政策规则,电网企业承担市场主体的电费结算责任,并组织甲乙双方电费结算。

（一）甲方向电网企业缴纳电费。

（二）乙方的购售电费用由电力交易机构出具结算凭据,电网企业和乙方据此进行结算支付。

（三）甲乙双方对电费核算结果有异议的,在异议解决期间,双方应先按照结算凭证开展电费结算,待异议解决后进行清算处理。电量电费清算遵照《国家电网公司办理售电公司业务规则》（国家电网营销〔2015〕1239 号）相关规定执行。

（四）如政府主管部门对甲乙双方电费结算方式进行调整,以调整后结算方式为准。

8.5 甲乙双方如不再签订合同,或任何一方退出电力交易市

场时，双方需配合完成合同存续期间的电量电费、超用电量电费、少用电量电费、偏差差额费用、超额收益返还等费用清算，并处理好相关事宜。

第 9 章 合同的生效和期限

9.1 本合同双方通过电力交易平台采用第三方数字证书签署。甲乙双方可登录交易平台下载经双方采用第三方数字证书签署后的电子合同，供双方归档。

9.2 在双方满足本合同鉴于条款所述主体资格条件且满足本合同第 9.1 条的签署条件后本合同生效。

9.3 本合同有效期限：自双方满足本合同生效条件之日起，至合同涉及所有交易品种完成电费结算和清算，各方均对清算结果无异议为止。

第 10 章 合同变更和终止

10.1 本合同的任何变更、修改和补充必须以签署书面的补充协议的形式进行，补充协议与本协议具有相同法律效力。补充协议自双方法定代表人/授权代表签字或签章并加盖单位公章或合同专用章起生效。

10.2 双方明确表示，未经对方书面同意，均无权向第三方转让本合同项下全部或部分的权利或义务。

10.3 在本合同的有效期限内，有下列情形之一的，双方同意对本合同进行相应调整和修改：

（一）国家有关法律法规规定变动对本合同履行造成重大影响的。

（二）本合同内容与国家能源监管机构颁布实施的有关交易规则、规定等相抵触。

（三）双方约定的其他情形：

—。

10.4 合同解除

如任何一方发生下列事件之一的，则另一方有权在发出解除通知___日后终止本合同：

（一）破产、清算，或被吊销营业执照。

（二）被强制退出市场。

（三）不服从电网调度命令的。

（四）严重违反相关法律法规规定的。

（五）甲方因自身原因被转为电网代理模式。

（六）双方约定的其他解除合同的事项：_____。

10.5 合同解除的相关事宜由甲乙双方通过交易平台协商解决。

第 11 章 争议的解决

11.1 凡因执行本合同所发生的与本合同有关的一切争议，双方应协商解决，也可提请政府主管部门或能源监管机构调解。协商或调解不成的，选择以下第(____)条处理：

（一）双方同意提请仲裁委员会，请求按照其仲裁规则进行仲裁。仲裁裁决是终局的，对双方均具有法律约束力。

（二）任何一方依法提请____方所在地人民法院通过诉讼程序解决。

第 12 章 特别约定

本特别约定是合同双方经协商后对合同其他条款的修改或补充，如有不一致，以特别约定为准。

12.1 直接交易电价为通过直接交易形成的市场化电价，以电力交易机构最终发布的交易结果为准。

12.2 电力用户的输配电价、政府性基金及附加执行国家有关规定。在合同有效期内，如发生调整，按政府有关调整文件执行。

12.3 电子化签名

甲、乙双方知悉并确认，根据《中华人民共和国电子签名法》有关民事合同使用数据电文、电子签名规定，采用第三方数字证书签订的电子合同具有与纸质合同同等的效力。

双方使用其第三方数字证书所进行的签名，为其认可的可靠电子签名。如双方使用其数字证书在电力交易平台提交或者签署的所有申请表、协议书、确认书等，与其书面签署的文件具有同等法律效力。

12.4 甲乙双方约定的其他事项：

_____。

第 13 章 其他

13.1 保密

双方保证对从另一方取得且无法自公开渠道获得的资料 and 文件予以保密。未经该资料 and 文件的原提供方同意，另一方不得向任何第三方泄露该资料 and 文件的全部或部分内容。但国家另有规定的除外。

13.2 合同附件

附件：。

甲乙双方可根据实际情况确定是否需增加附件。附件是本合同不可缺少的组成部分，与本合同具有同等法律效力。附件内容不得与正文相关内容抵触，如有附件内容与正文内容抵触，以正文内容约定为准。

13.3 合同全部

本合同及其附件构成双方就本合同标的达成的全部合同，并且取代所有双方在此之前就本合同所进行的任何讨论、谈判、合同和协议。

13.4 通知与送达

任何与本合同有关的通知、文件均须以书面方式进行。通过挂号信、快递或当面送交的，经收件方签字确认或有效的留置送达即被认为送达；若以传真方式发出，则发出方发送成功即视为送达。所有通知、文件均在送达方能生效。所有通知应发往本合同提供的下列地址。当一方书面通知并有效送达另一方变更地址

时，应发往变更后的地址。

甲方：_____

收件人：_____

电话：_____ 传真：_____

邮编：_____

电子邮件：_____

通信地址：_____

乙方：_____

收件人：_____

电话：_____ 传真：_____

邮编：_____

电子邮件：_____

通信地址：_____

13.5 不放弃权利

任何一方未通过书面方式声明放弃其在本合同项下的任何权利，则不应被视为其弃权。任何一方未行使其在本合同项下的任何权利，均不应被视为对任何上述权利的放弃或对今后任何上述权利的放弃。

13.6 继续有效

本合同中有关争议解决和保密的条款在本合同终止后仍然有效。

（本页无正文，为《市场化购售电合同》签署页，仅供双方归档）

甲方（盖章）：

法定代表人/委托代理人：

签订日期：

乙方（盖章）：

法定代表人/委托代理人：

签订日期：

签订地点：

冀北地区分时模拟结算方案

一、整体原则

1.发、用两侧形成 24 时段分时合同,除各类市场化交易(直接交易和电网企业代理购电市场化合同)合同外,发电企业优先发电电量、电网企业代理购电用户通过 24 时段均分或自定义分解的方式形成分时曲线;若购华北省间联络线等部分合同未形成 24 时段曲线,则按华北送受互抵后的分时净电量曲线分解至 24 时段,形成购华北分时合同曲线。

2.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/欠发分时(24 时段)偏差价格结算。

二、分时偏差电价

冀北发电侧(冀北燃煤、购华北电量、参与绿电交易机组以及全部为优发电量机组)、直接交易用户偏差电价为基准偏差电价与市场调节系数的乘积。

1.**基准偏差电价**:由各时段(24 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)确定。其中,用户侧少用与发电侧超发基准偏差电价相同,各时段(24 时段)取参考价

格范围中的最小值；用户侧超用与发电侧欠发基准偏差电价相同，各时段（24 时段）取参考价格范围中的最大值。

2.市场调节系数：用户侧设置超用（U1）、少用（U2）调节系数（U1、U2 系数），按阶梯方式执行，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）；发电侧设置超发系数 D1 与欠发系数 D2，模拟结算初期暂定为 1，并根据运行情况适时调整。

三、批发市场结算

1.冀北调管燃煤：各类市场化合同通过分时段交易或电量曲线分解的方式拆分至 24 时段，叠加形成发电企业分时合同曲线；偏差电量按照冀北发电侧分时（24 时段）偏差电价结算。

2.参与市场化交易机组以及全部为优发电量机组：冀北新能源电厂电采暖交易、跨区跨省外送交易优先结算，优先发电（按冀北燃煤基准电价结算）曲线与绿电交易电量叠加形成分时合同曲线，偏差电量按照冀北发电侧分时（24 时段）偏差电价结算。

3.购华北电量：冀北送受华北分时抄表电量互抵后形成分时净抄表电量，偏差电量按照冀北发电侧分时（24 时段）偏差电价结算。

4.直接交易用户（批发用户、售电公司）：偏差电量按照冀北用户侧分时（24 时段）偏差电价结算。可不执行分时电价的用户原则上只能参与零售市场交易。

5.电网企业代理购电市场化合同:与优先发电电量分时(24时段)匹配后,剩余分时(24时段)抄表电量与市场化合同的偏差电量,按照冀北用户侧分时(24时段)偏差电价结算。

6.当批发用户、售电公司、发电企业出现各时段(24时段)超用/欠发电量电价低于对应时段合同均价,或各时段少用/超发电量电价高于对应时段合同均价情况时,对应偏差电量按其合同均价结算。

四、零售市场结算

零售用户按零售合同约定的24时段合同电量、电价结算,偏差电量均按照24时段分时结算(可不执行分时电价的用户,偏差电量自行承担的部分暂定按24时段偏差均价执行)。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。

五、不平衡资金分摊(返还)

1.偏差差额费用: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。其中,购华北与冀北发电侧偏差电价定价机制产生的偏差差额费用华北调管电厂疏导,剩余的偏差差额费用向全体市场主体(含华北调管电厂)按其结算电量占比共同参与分摊或返还。独立储能参与电力中长期交易产生的偏差差额费用参照《储能通知》相关规则执行。

2.调平费用:指合表计量、计量数据拟合等过程四舍五入形成尾差对应的资金,如月度总电量与按时段合计电量的尾差;多个新能源项目共用关口计量点,按约定拆分电量形成的四舍

五入差异等；按照结算电量占比分别向发、用两侧分摊或返还。

3.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。

六、电采暖交易结算

按照采暖用户分时抄表电量曲线分解形成电采暖交易 24 时段合同。若分时段电采暖成交电量高于用户对应时段抄表电量，等比例调减该时段新能源发电企业电采暖交易合同电量。电采暖用户分时（24 时段）结算交易电量，超用部分按照居民目录电价或电网企业代理购电价格结算。