

附件

冀北电网 2023 年电力中长期交易工作方案

一、交易电量规模

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 2023 年电力中长期直接交易电量规模暂定为 830 亿千瓦时（按照 2022 年 10 月底交易平台用户侧注册情况预测），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，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% 部分与新能源电厂进行月度交易、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（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。

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，区内外交易规模比例不变。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优先参与区内交易，剩余部分由国网冀北电力有限公司代理与区外电厂交易。

二、市场主体范围

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，应尽快转为直接交易用户，否则其用电量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。

已在交易平台完成注册的直接交易用户，可自愿向冀北电力交易中心提交参加绿电交易申请，冀北电力交易中心将其纳入绿电交易范围，按照《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》开展交易结算。

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，在保证具备绿证划转条件的前提下，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绿电交易范围，按照《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》开展交易结算。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。张家口地区入市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。

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）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。在 2021 年及以前注册并且 2022 年在冀北地区无交易记录的售电公司需要再次公示后方能参与交易。

三、批发市场交易组织安排

1. 交易组织方式

2023 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暂停月内交易、增开日交易。

工商业用户 2023 年年度中长期合同签约电量应高于前三年用电量平均值的 80%，通过后续月度交易保证中长期交

易签约电量不低于前三年平均用电量的 90%。

年度交易：年度交易按照双边协商方式组织，优先组织绿电交易，剩余规模组织火电交易。年度分月交易合同按照尖峰、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 2022 年直接交易用户分季节用电的峰谷比例。

月度交易：绿电月度交易按照双边协商方式组织，火电月度交易按照集中竞价方式组织，年度分月合同调整交易、合同回购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。现货市场运行后，月度交易按 24 个时段组织。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”（各时段总电量和平段价格）开展交易申报。

月内交易：火电月内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。发电侧和用户侧合同转让交易按照滚动撮合方式组织，不限峰谷电量、电价比例。

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（年度分月交易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），减小中长期日交易曲线和运行曲线的偏差。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，月度交易价格按当月月度集中竞价交易加权平均价格确定，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加权平均价格确定。

现货市场运行前，电网代理购电可暂按“一段式”（各时段总电量和平段价格）参与交易。

2.交易单元

发电企业：将同一火电厂下的全部机组打包参与交易，结算时按照机组上网电量比例将交易电量拆分至机组。新能源企业按项目期次参与交易。

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。

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。

电网企业（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。

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。

3.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。

4.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。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 2022 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；电网企业代理购电、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。

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（11、12 月及次年 1 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%。

5.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）绿电交易上限

新能源企业参与绿电交易年度分月、月度交易上限，暂按前三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），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

同一投资主体所属的售电公司（按股东单位确定），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%；参与火电交易时，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%；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。占比上限由我委根据市场情况适时调整。

6.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，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，以第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。

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。

7.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

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（含电网代理购电合同）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，实际用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。

2.批发市场结算

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。其中， $U1$ 暂定为 1.03， $U2$ 暂定为 0.95（其中尖峰 0.9），根据运行情况适时动态调整。

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。冀北新能源电厂绿电交易优先结算，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。

当电力批发用户、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。

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.代理购电结算

在电网代理购电按“一段式”交易的模式下，其市场化采购合同的偏差电量与直接交易用户平段偏差执行相同价格。

4.零售市场结算

售电公司与零售用户登录电力交易平台，签订《市场化购售电合同》（示范文本见附件），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。

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。

5. 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、参与绿电交易的新能源企业、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。

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。

6. 用户侧免考

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）。

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

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（我委根据月度交易成交情况适时调整）。

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。

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、其他保障措施

1.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、恶意报价和扰乱市场秩序。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市场主体，加大中间流通环节成本，推高用户终端用能成本。

2.加强市场信息公开

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。电网企业要积极探索在电力用户电费发行单据上公布售电公司服务费水平，体现售电公司盈利情况。

冀北电力交易中心负责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。

3.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。

4.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。

5.其他

第三监管周期输配电价发布前，暂按现有输配电价政策执行。第三监管周期输配电价发布后，按最新输配电价政策执行。

发电企业需积极参与直接交易和代理购电交易，通过市场手段落实必发电量。

参与绿电交易的新能源发电企业应具备绿证核发资格，2022年绿电交易中存在绿证核发问题的新能源企业，在具备绿证核发资格前，暂不得参与绿电交易。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。绿电交易组织前，发用双方应签订绿电交易协议，约定绿证划转相关条款，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，新增可再生能源消费量不纳入能源消费总量控制，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：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-2023 年版)

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-2023 年版)

甲方（电力用户）：

乙方（售电公司）：

《市场化购售电合同（参考文本）》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	- 11 -
第 6 章	偏差电量电价	- 13 -
第 7 章	计量与结算	- 15 -
第 8 章	合同的生效和期限	- 17 -
第 9 章	合同变更和终止	- 18 -
第 10 章	争议的解决	- 20 -
第 11 章	特别约定	- 21 -
第 12 章	其他	- 22 -

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《中华人民共和国民法典》、《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〔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**：发电企业与批发用户、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。零售交易价格为电能量价格，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。

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或其他甲方行为等，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或其他乙方行为等，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（暂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

甲方全部用电量不分时段（均按平时段执行）。甲方与乙方在代理周期内约定分月购电量，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	
	总电量	其中：绿电电量
1 月		
.....		
12 月		

（2）分时段方式

甲方用电量分时段（尖峰时段、峰时段、平时段、谷时段）。甲方与乙方在代理周期内约定分月各时段购电量，全年总合同电

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。

量为_____兆瓦时（其中绿电电量为_____兆瓦时）。分月具体情况如下^②（其中，非尖峰月份不约定尖峰电量）：

月份	合同电量					
	尖峰时段	峰时段	平时段	谷时段	合计	其中： 绿电电量
1 月						
.....						
12 月						

4.5 甲乙双方每月结算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，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。

4.6 用于结算的绿电合同电量按双方在交易平台上分配的结果执行。

②分月合同电量（含绿电）单位为兆瓦时，绿电电量只约定总量。

第5章 合同电量电价

5.1 甲方用电价格由电能量价格（含合同电量电价、偏差电量电价）、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功率因数调整电费、辅助服务费用、售电公司超额收益返还费用、与乙方约定的偏差差额费用等。

5.2 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，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 ），其他时段（尖峰时段、峰时段、谷时段）固定电价按现行分时电价政策峰谷比例浮动，具体如下：

尖峰时段	峰时段	平时段	谷时段
$1.8P_1$	$1.5P_1$	P_1	$0.5P_1$

（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)，其他时段（尖峰时段、峰时段、谷时段）固定电价按现行分时电价政策峰谷比例浮动，具体如下（其中可不执行分时电价的用户只填写平时段）：

月份	固定电价			
	尖峰时段	峰时段	平时段	谷时段
1 月	$1.8P_2$	$1.5P_2$	P_2	$0.5P_2$
.....				
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)，当零售合同平段价格 (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，甲方月度零售合同平段价格执行封顶价格 ($P_{\text{成本}} + \Delta P$)，其他时段价格（尖峰时段、峰时段、谷时段）按现行分时电价政策峰谷比例浮动。

5.3 每月结算前，甲乙双方可根据实际情况在交易平台上切换当月零售套餐模式，或调整合同电量电价。双方确认后生效，否则仍按调整前结果执行。

5.4 甲方新增准入用电单元时，双方默认按本合同约定执行。

第 6 章 偏差电量电价

6.1 甲方与乙方约定各时段均按以下第（ ）种模式承担偏差电量：

- （1）由甲方全部承担偏差电量；
- （2）由乙方全部承担偏差电量；
- （3）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。甲方承担的偏差电量，按照冀北批发市场当月偏差电价结算；乙方承担的偏差电量，仍按照零售合同电价结算。

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）根据分摊和返还情况分别传导：

当乙方差额费用为正（返还）时，甲方与乙方约定传导系数为__%；当乙方差额费用为负（分摊）时，甲方与乙方约定传导系数为__%。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 电力现货市场正式运行后，甲乙双方可协商调整偏差电

量电价结算方式。

第 7 章 计量与结算

7.1 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《供用电合同》及甲方、乙方与电网企业签订的《供用电合同补充协议》的有关约定执行。

7.2 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。

7.3 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。

7.4 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。

7.5 甲乙双方如解除本合同或不再续约，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 8 章 合同的生效和期限

8.1 本合同双方通过电力交易平台采用第三方数字证书（CFCA）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。

8.2 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 8.1 条的签署条件后本合同生效。

8.3 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 9 章 合同变更和终止

9.1 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。

9.2 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。

9.3 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：

_____。

9.4 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）甲方因拖欠电费等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：_____。

9.5 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 10 章 争议的解决

10.1 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）双方同意提请北京仲裁委员会，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 11 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。

11.1 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。

11.2 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。

11.3 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（CFCA）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。

11.4 甲乙双方约定的其他事项：

_____。

第 12 章 其他

12.1 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。

12.2 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。

12.3 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。

12.4 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：_____

12.5 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。

12.6 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：