

附件 1

河北南部电网 2023 年电力中长期交易工作方案

一、市场成员及注册

（一）发电企业

1. 燃煤发电

河北南部电网燃煤发电上网电量原则上全部进入电力市场，发电企业依法取得发电项目核准或者备案文件，取得或者豁免电力业务许可证（发电类）后，向河北电力交易中心提出入市申请，可在河北电力交易平台注册成为市场主体，参与市场交易。

2. 其他电源

河北南部电网的省调统调太阳能（不含扶贫光伏）、风力发电场站自全部取得或者豁免电力业务许可证（发电类）后次月起，按照上网电量不低于 20% 的比例参与中长期市场。其中，冬季（1-2 月、12 月）、夏季（6-8 月）入市比例暂定为 20%；春季（3-5 月）、秋季（9-11 月）入市比例暂定为 30%，河北电力交易中心根据实际运行情况，对入市比例动态调整，报我委批准后执行。鼓励具备单独计量条件、可调、可控的商用（主要指租用屋顶方式）分布式电源由聚合商代理参与中长期交易。

3. 与电力业务许可证衔接

考虑发电企业参与市场交易与办理电力业务许可证时间的衔接，允许发电企业在办理电力业务许可证期间，完成市场成员注册后，参与市场申报与出清，但需承担在交易合同执行期内未能办理电力业务许可证带来的风险，不能执行的交易合同电量，均按偏差电量执行。

(二) 工商业电力用户

不断缩小电网企业代理购电范围，有序推动工商业用户全部进入电力市场。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。工商业电力用户办理完注册手续后，即成为市场化电力用户，直接参与或通过售电公司代理参与交易。河北电力交易中心常态化提供市场成员注册服务。

(三) 售电公司

完成注册手续，并按河北电力交易中心要求提交了与交易规模、交易时间相匹配履约担保的售电公司可参与市场交易。

(四) 电网企业

电网企业通过市场化方式代理工商业用户参与市场交易。

(五) 独立市场主体

独立市场主体包括新型储能、各类聚合商等，根据参与的市场类型，与上述主体按同等的权利和义务参与市场。

二、售电公司履约担保与代理用户关系确认

（一）履约担保

售电公司参与批发和（或）零售市场交易前，应通过以下额度的最大值向河北电力交易中心提交履约保函或者履约保险等履约保障凭证：

1.过去 12 个月参与批发市场交易总电量，按标准不低于 0.8 分/千瓦时；

2.过去 2 个月内参与批发、零售两个市场交易电量的大值，按标准不低于 5 分/千瓦时。

售电公司按照上述标准计算履约保函、保险额度不足 200 万元的，或过去 12 个月在河北南部电网无交易电量的售电公司，按照不少于 200 万元提交履约保函或保险。

（二）售电公司与用户代理关系确认

河北电力交易中心通过电力交易平台，常态化开展售电公司与用户代理关系确认工作。售电公司与电力用户应在电力交易平台按月签订《河北南部电网市场化零售合同》（以下简称零售合同，示范文本见附件）作为双方代理关系确立的依据；没有签订零售合同的电力用户，直接向发电企业购电。原则上，电力用户与售电公司绑定关系合同期为 2023 年全年，河北电力交易中心制定电力用户批发与零售身份转换、变更售电公司的具体流程，向市场主体发布，为电力用户与售电公司提供更为便捷的绑定与解绑服务。

三、电网企业代理购电交易

（一）预测代理工商业用户用电规模

每月，电网企业分别预测次月代理购电工商业用户用电量、保障居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）和农业用户的用电量规模（含全量线损电量），提交至河北电力交易中心。河北电力交易中心通过交易平台，对电网企业代理购电的次月预测电量向市场主体发布。

（二）电网企业代理购电参与市场交易方式

电网企业通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）按月代理购电，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，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。

（三）代理购电用户电价形成方式

电网企业代理购电用户电价由代理购电价格（含平均上网电价、辅助服务费用等）、输配电价（含线损及政策性交叉补贴）、政府性基金及附加组成。其中，代理购电价格基于电网企业代理工商业用户购电费（含偏差电费）、代理工商业用户购电量等确定。

按照国家逐步缩小代理购电规模有关要求，直接交易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。

已参与市场交易的电力用户无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户,拥有燃煤发电自备电厂、由电网企业代理购电的用户,用电价格由电网企业代理购电价格的1.5倍、输配电价、政府性基金及附加组成。已直接参与市场交易的高耗能用户,不得退出市场交易;尚未直接参与市场交易的高耗能用户原则上要直接参与市场交易,暂不能直接参与市场交易的由电网企业代理购电,用电价格由电网企业代理购电价格的1.5倍、输配电价、政府性基金及附加组成。

四、交易组织

(一) 交易类型与时间安排

1. 电力直接交易

(1) 2023年电力直接交易规模暂定为950亿千瓦时(根据需求变化情况适时调整)。

(2) 原则上,12月15日前,河北电力交易中心要发布2023年年度交易组织公告,采用双边协商方式。年度交易,发电企业作为卖方,电力用户和售电公司作为买方参与交易。

(3) 每月定期开展次月月度交易,原则上采用集中竞价方式,发电企业作为卖方,电网企业、电力用户和售电公司作为买方参与交易。电网企业代理用户购电,以报量不报价方式参与市场出清。电网企业代理购电采用挂牌交易方式的,价格按当月月度交易集中竞价加权价格确定。挂牌成交电量不足部分由市场化机组按剩余容量等比例承担,即按上网电量上限扣除已达成的各类交易及本次挂牌交易申报电

量后的净值进行分配。

(4) 每月开展月内交易，原则上采用滚动撮合方式。月内交易融合电量增量、电量减量、发电权转让、合同转让、合同置换、合同回购等多种交易品种。同一市场主体可以在月内每次交易时变换买方和卖方身份参与交易，但在一次交易时仅能以买方或卖方一种身份参与。

(5) 发电企业各月交易签约各时段电量（含年度分月、月度、月内交易签约电量）不得低于河北电力调度控制中心提供的保安全、保供应、保供热必发电量。对于无法足额签订的，河北电力调度控制中心按需调用。如出现发电企业低谷电量签约明显不足的情况，河北电力交易中心可请示我委同意后将该部分电量向发电企业进行分摊。

(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。

2.合同调整

每月定期开展发用两侧年度交易合同电量分月计划调整。

3.发电侧上下调预挂牌交易

每月下旬，根据河北电力调度控制中心预测的上调或下调电量需求组织上下调预挂牌交易。燃煤发电企业申报上调报价（单位增发电量的售电价格）或下调报价（单位减发电量的购电价格）及电量。按申报的上下调价格进行排序（上调价格由低至高排序；下调价格由高至低排序），对上下调电量按价格优先、时间优先顺序进行出清，调整相应机组发

电计划，实现供需平衡。

(二) 可调电量及交易限值

1.发电企业：河北电力调度控制中心根据电网备用、调频、调峰等运行调整需要以及民生供热等需求，在交易公告发布前，向河北电力交易中心提供网内燃煤机组上网电量上限值，并在交易公告中发布。

2.售电公司交易电量不高于以下两个条件的最低值：

(1) 同一投资主体所属售电公司（电网企业、各发电集团所属售电公司均视为同一投资主体，包括其所属或参股投资公司），2023 年全年交易（持有合同）电量之和不超过直接交易总电量规模的 8%；

(2) 售电公司资产总额对应的售电规模电量上限。

3.发电企业电力交易中的售出电量不得超过其剩余最大发电能力，在月内购入电量不得超过其年度、月度交易持有的当月合同售出电能量之和的 30%。电力用户和售电公司在月内电力交易中的售出电量不得超过其年度、月度交易持有的当月合同购入电能量之和的 30%。应急备用电源和关停机组可不受该比例限制。

4.市场主体的交易限额按各类交易持有合同总量计算。

(三) 分时段交易

1.交易时段划分

时段划分按照《河北省发展和改革委员会 关于进一步完善河北南网工商业及其他用户分时电价政策的通知》（冀发改能价〔2022〕1364 号）执行。即：

夏季（6、7、8月）：低谷 0—8 时；平段 8—15 时、23—24 时；高峰 15—19 时、22—23 时；尖峰 19—22 时。

冬季（1、2、12月）：低谷 1—6 时、12—15 时；平段 0—1 时、6—12 时、15—16 时；高峰 16—17 时、19—24 时；尖峰 17—19 时。

其他月份（3、4、5、9、10、11月）：低谷 1—6 时、12—15 时；平段 0—1 时、6—12 时、15—16 时；高峰 16—24 时。

如政策发生变化，时段划分随之调整。

2.分时段交易

（1）执行尖峰、高峰、平段、低谷电价的电力用户（含售电公司代理用户和电网企业代理购电用户）均参与分时段交易。

电量：发电企业与批发电力用户、售电公司、电网企业在交易平台按照尖峰、高峰、平段、低谷时段签订分时段的电量合同。发电企业应考虑新能源消纳、季节影响等因素，签订的各时段电量比例满足实际运行需要。

电价：以平段交易价格为基准，执行现行政策的峰谷电价上下浮动比例。其中，尖峰、高峰、平段、低谷电价分别是平段电价的 2.04、1.7、1、0.3 倍。

（2）仅执行高峰、平段、低谷电价的电力用户参与分时段交易。夏季和冬季高峰时段电量按比例对应形成发电侧尖峰与高峰时段电量，价格仍按高峰时段价格。分劈比例按照河北南部电网该类入市电力用户上月或去年当月尖峰、高

峰时段用电量比例形成。

(3) 暂不实行峰谷分时电价的电力用户，不进行分时段交易。发电侧能够对应形成尖峰、高峰、平段、低谷时段电量，分劈比例按照河北南部电网该类入市电力用户上月或去年当月尖峰、高峰、平段、低谷时段用电量比例形成。

在每次交易公告发布前，由电网企业将上述电量比例提交河北电力交易中心，在交易公告中发布。

(四) 中长期市场与现货市场的衔接

1. 交易单元

发电企业：统调燃煤发电企业按发电机组组建交易单元，参与中长期与现货交易。现货市场结算（含试结算，下同）时，按机组为单元结算；现货市场不结算时，将同一发电企业的机组合并为一个结算单元进行结算。非统调燃煤发电企业以厂为单位组建交易单元。

其他电源：太阳能、风力发电按照场站组建交易单元；分布式电源以聚合商为单位组建交易单元。

2. 中长期合同分解与签订

年度、月度交易成交电量按尖、峰、平、谷四个时段平均分解至每日、每小时。现货市场结算时，月内交易以每日、每小时的电量为标的物开展交易，形成逐小时的电量合同；当现货市场不结算时，月内交易以当月各时段电量为标的物开展交易，合同平均分解至每天、每小时，原则上每月按周定期开市三次，并逐步增加交易频次，为市场主体提供更加便利的交易。

3.避免市场波动

发挥中长期交易“压舱石”作用，探索建立现货市场超额获利回收机制，避免现货市场初期出现市场大幅波动。在现货市场正式运行前，河北电力交易中心应向我委提出具体措施。

（五）鼓励高比例签约

原则上，电力用户年度交易电量不低于前三年用电量平均值的 80%，并通过后续月度、月内交易保证中长期交易电量不低于前三年平均用电量的 90%。

（六）交易价格

1.电力交易成交价格应由市场主体通过市场化方式形成，第三方不得干预。

2.发电企业电力交易价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

3.燃煤发电上网电量在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制。

4.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。

5.如遇政策调整按最新电价政策执行。

6.全体工商业用户应承担全网电力供给不足时省间现货市场购买的电能量价格。

五、统筹开展绿电、绿证交易

河北电力交易中心尽快制定绿电、绿证交易实施细则，报我委批准后执行，鼓励市场主体通过交易获得绿色环境价值，核减能源消费总量。

六、其他交易事项

(一) 抽蓄招标交易机制

自 2023 年起，抽水蓄能电站发电及抽水电价按照国家最新政策执行，不再实施张河湾电站抽水电量招标采购交易。

(二) 推进容量补偿机制

为适应现货市场需要，逐步建立容量补偿机制，实现中长期与现货均按照边际价格申报与成交。

(三) 建立分布式电源参与辅助服务、承担调节费用机制

按照“谁受益、谁承担”原则，逐步建立分布式电源与集中式电源共同承担电网调节的辅助服务成本机制。支持分布式电源以聚合方式参与辅助服务，并获得相应收益。

(四) 鼓励独立储能项目参与中长期市场

研究明确独立储能项目进入电力市场的相关技术标准和方式，制定独立储能参与中长期交易的实施细则，推动独立储能进入电力市场。

七、合同签订与调整

(一) 实行信用服务机构见证签约

河北电力交易中心负责归集市场主体签约、履约信息（价格等市场主体私有信息除外），通过电力交易平台加密传至河北省社会信用信息中心。

(二) 规范签订电力中长期交易电子合同

为提高工作效率，交易承诺书+交易公告+交易结果视为电子合同，作为执行依据。

(三) 建立电力中长期交易合同调整机制

鼓励购售双方可在中长期合同中设立交易电价随燃料成本变化合理浮动的条款，实行交易价格与煤炭价格挂钩联动，促进煤炭与电力中长期稳定利益共享，保障能源稳定供应。年度交易应分月达成交易合同。其中，一季度分月合同按达成的电量、电价执行；其余月份交易合同价格可根据燃料成本变化，经购售双方协商在合同执行月前，通过交易平台重新确认，如无法达成一致，按照月度交易（含月内交易）加权平均价执行。

健全煤电联动的市场化价格形成机制，根据发电企业煤炭中长期合同初始价格，合理确定电力市场化交易初始价格；在煤炭、天然气价格合理区间内，鼓励购售双方在中长期合同中设立交易电价与煤炭市场价格变化合理浮动的条款，实行交易价格与煤炭价格挂钩联动，促进煤炭与电力长期稳定利益共享，保障能源稳定供应。高耗能企业市场交易电价应较其他工商业用户进一步提高。

八、合同履行

河北电力调度控制中心要在保障电网安全运行、电力供应和可再生能源消纳的前提下，合理安排电网运行方式，做好中长期合同执行。因电网安全、电力供需、可再生能源消纳等原因需要调整生产计划的，优先通过市场交易方式进行。

出现电力系统事故、电网安全稳定受到威胁、电力供应和新能源消纳无法保持平稳有序等情况，河北电力调度控制中心按“安全第一”的原则处理，并予以免责。

由于不可抗力、系统故障及电网运行需要等引起的偏差考核或对市场有关方的影响，电网企业不承担经济责任。

九、计量

（一）电网企业应当根据市场运行需要为市场主体安装符合技术规范的计量装置，定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，保证计量数据准确、完整。按照满足电力分时段交易、分时段结算的要求，及时将计量数据提交河北电力交易中心。河北电力交易中心做好用户用电信息披露工作。

（二）发电企业应合理安排计量装置改造计划，确保本企业计量装置符合要求。

十、市场结算与偏差考核

（一）结算原则

市场主体根据《河北南部电网电力中长期交易规则》（华北监能市场〔2020〕229号）（以下简称《交易规则》）有关规定，按照“照付不议、偏差结算”原则开展结算。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，实际执行与交易合同的偏差按偏差价格结算，按月清算结账。开展分时段交易结算，逐季度收紧批发市场偏差范围和惩罚系数，引导市场主体合理发用电。

（二）批发市场结算

批发市场偏差结算相关参数及规则如下：

1.入市发电企业实际完成电量与合同(含上下调等电量)的偏差，设置分段惩罚系数。其中，超发电量惩罚系数 **K1** 按照两段设置，少发电量惩罚系数 **K2** 按照三段设置。

2.批发交易用户、售电公司超用电量或者少用电量设置分段惩罚系数。超用电量惩罚系数 **U1**、少用电量惩罚系数 **U2** 均按照两段设置。

3.全网电力直接交易分月合同的加权平均价按是否高耗能属性分别统计。偏差电量、直接交易分月合同的加权平均价按时段类型分别统计。未能达成交易的市场主体，实际发电量全部按偏差价格结算。

4.各季度惩罚系数设置区间及取值如下：

市场主体	类型	偏差分段	一季度		二季度		三季度		四季度	
			偏差范围	惩罚系数	偏差范围	惩罚系数	偏差范围	惩罚系数	偏差范围	惩罚系数
发电企业	超发电量	超发 2 段	>10%	0.95	>8%	0.94	>6%	0.92	>5%	0.90
		超发 1 段	0-10%	1.00	0-8%	1.00	0-6%	1.00	0-5%	1.00
	少发电量	少发 1 段	0-10%	1.00	0-8%	1.00	0-6%	1.00	0-5%	1.00
		少发 2 段	10%-15%	1.05	8%-14%	1.06	6%-12%	1.08	5%-10%	1.10
		少发 3 段	>15%	1.10	>14%	1.13	>12%	1.16	>10%	1.20
批发用户、售电公司	超用电量	超用 2 段	>10%	1.05	>8%	1.06	>6%	1.08	>5%	1.10
		超用 1 段	0-10%	1.00	0-8%	1.00	0-6%	1.00	0-5%	1.00
	少用电量	少用 1 段	0-10%	1.00	0-8%	1.00	0-6%	1.00	0-5%	1.00
		少用 2 段	>10%	0.95	>8%	0.94	>6%	0.92	>5%	0.90

发电企业应足额签订低谷时段交易合同，对于签约不足的（即合同电量明显低于上网电量的），其“超发 2 段”惩罚系数按上表中的 0.8 倍执行，河北电力交易中心于每月 8

日前将上月偏差情况报我委，经我委审核同意后执行。

(三) 电网代理购电结算

电网企业代理购电偏差电量按照发电侧上下调预挂牌价格结算，未开展上下调预挂牌交易时，按照最近一次、最短周期的场内集中竞价出清价格结算。其中：

电网代理购电偏差电量=入市发电企业当月总上网电量-入市电力用户当月实际用电量-电网代理购电合同电量-上下调电量。

(四) 零售市场结算

河北电力交易中心负责汇总售电公司与零售用户签订的零售合同，按照合同约定提供零售结算依据。

(五) 差额资金分配

电力用户侧（包括批发电力用户、售电公司、电网代理购电）的偏差电量费用与发电侧上下调费用、偏差电量费用等之间的差额，按照当月上网电量的占比分摊或者返还给所有入市机组。

市场主体发生计量差错时，差错电量大于 500 兆瓦时的，市场主体可申请调整差错电量发生月结算结果，引起的差额资金变化计入更正月，不再联动影响历史月份其他结算依据；差错电量小于 500 兆瓦时或未申请调整历史月份结算结果的，差错电量计入更正月抄见电量一并结算。

十一、零售市场

(一) 零售套餐设置原则

零售套餐是指售电公司在零售合同中设置的电量电价

资费标准。河北电力交易中心负责零售套餐的统一管理。为优化营商环境，合理设定各零售套餐价格参数限值。

售电公司应在电力交易平台设置3种（含）以上公共套餐，供电力用户查看、比较，并且根据市场运营情况及时更新公共套餐参数。

每月25日前，售电公司与电力用户可进行次月代理关系新建、变更，可进行当月套餐调整。

（二）偏差处理方式

为规范零售市场秩序，营造良好的零售市场环境，实现批发市场价格有效向零售市场传导，引导终端用户根据价格信号削峰填谷，同时为保障用户合法权益，助力中小企业纾困减负，对2022年用电量小于2000兆瓦时的电力用户不进行偏差考核。鼓励售电公司对10千伏（含）以下电力用户不进行偏差考核。其他电力用户可与售电公司协商偏差考核方式。

十二、工作要求

（一）规范市场交易行为

1.河北电力交易中心要按照《交易规则》，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，优化电力用户登陆交易平台方式，可采用手机验证码、人脸识别等手段满足大量中小用户登陆使用交易平台开展业务需求。

2.各市场交易主体要按照《交易规则》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。对不按要求参与交易恶意制造偏差的市场主体，将视情况加大偏差考核。若发现市场交易出现异常行为，河北电力交易中心可依法依规采取干预措施，并报我委、华北能源监管局。

3.河北电力交易中心开展新能源与火电机组同台竞价研究，引导新能源更好的签订中长期合同。

4.河北电力调度控制中心充分发挥安全校核作用，对于发电企业低谷时段合同电量低于最低发电要求的，可相应采取干预措施。

（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。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。我委将建立信息披露监督、评价机制，对市场信息披露的及时性、完整性进行评价和通报。

2.河北电力交易中心负责汇集各类市场成员信息，按照公众信息、公开信息、私有信息、依申请披露信息分类发布。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，向市场传递清晰有效的信号，为市场成员决策提供充

分的支撑，保障市场平稳高效运行。

（三）建立健全市场主体信用评价体系

建立市场主体信用评价制度，以评价结果作为市场主体信用考量标准，不断完善市场主体经营能力、财务状况、市场行为等方面评价内容，建立全面、规范的市场主体信用档案。加强履约监管，河北电力交易中心对市场主体失信行为予以适当公开，发布市场主体履约情况通报。

（四）加强市场风险控制

河北电力交易中心按有关规定履行市场监控和风险控制职责，每月 10 日前，将上月的市场成员注册情况报我委、华北能源监管局备案；建立中长期交易跟踪及信息披露机制，及时对市场运行分析总结，对需要完善或调整事项经认真研究后及时报我委。我委会同华北能源监管局依法履行电力中长期交易监管职责。

（五）做好市场主体培训

河北电力交易中心定期组织开展市场主体培训，针对分时段签约及考核、中长期与现货市场衔接、绿电与绿证交易等内容，做好宣贯培训工作，确保市场主体应知尽知。做好咨询问答服务，及时向各类市场主体对市场交易政策、知识进行讲解，确保市场运行平稳。

（六）其他

1.各市场主体按照新型冠状病毒肺炎疫情防控要求，通过电话、电子邮件等网络信息化手段进行协商沟通，避免因交易组织出现人员大范围聚集情况。

2.鼓励售电公司在做好售电业务基础上，积极拓展包括综合能源管理、节能等增值服务，更好等体现服务价值。

3.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。河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。

4.未尽事宜，由我委会同华北能源监管局研究决定。

附件：河北南部电网市场化零售合同（2023 版）

合同编号:HELS-售电公司简称首字母(如SHSDSD)-年月XXXX

河北南部电网市场化零售合同 (2023 版)

甲方(电力用户):

乙方(售电公司):

年 月

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《河北南部电网电力中长期交易规则》（华北监能市场〔2020〕229号）及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。

1.参加河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零售合同，并依据本合同约定严格履约。

2.本合同为双方就合同标的达成的全部协议，并作为河北电力交易中心有限公司（以下简称电力交易中心）执行双方市场化零售结算的唯一认定合同。

3.本合同中的市场术语均依照河北南部电网电力市场相关规则，其具体解释按规则执行。本合同中双方做出的市场交易约定需符合河北南部电网电力市场相关规则，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.本合同中需当事人填写之处，当事人应根据实际情况填写。

5.本合同通过河北电力交易平台（以下简称交易平台）双方电子签章后自动生效。

6.如政府主管部门制定市场化零售合同范本，电力交易中心将依照政府部门相关要求，滚动修订本示范文本。

目 录

第一章 双方陈述

第二章 双方的权利和义务

第三章 套餐设置

第四章 交易结算

第五章 合同中止、争议处理

第六章 适用法律

第七章 其他

鉴于：

甲、乙双方均为符合河北南部电网准入条件，且已在河北电力交易中心完成市场注册并生效的市场主体，根据《河北南部电网电力中长期交易规则》（华北监能市场〔2020〕229号）（以下简称《电力中长期交易规则》）及政府有关文件规定，甲、乙双方就市场化零售市场购售电事宜协商一致，订立本合同。

第一章 双方陈述

甲乙双方任何一方在此向对方陈述如下：

1.1 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。

1.2 在签署本合同时，人民法院、仲裁机构、行政机关均未做出过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。

1.3 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，并且本合同生效后即对双方具有法律约束力。

1.4 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。

1.5 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，合同双方同意按照法律、法规、规定和规则予以调整和修改。

第二章 双方的权利和义务

2.1 甲方的权利包括：

2.1.1 获得乙方履行本合同义务相关的信息、资料。

2.2 甲方的义务包括：

2.2.1 根据实际用电需求，向乙方提供意向电量并在合同中明确。

2.2.2 如实提供用户用电信息以及向乙方提供与履行本合同相关的其他信息。

2.2.3 配合乙方及电力交易中心进行电量交易、电费结算、数据统计等工作。

2.2.4 电力交易电量不得转供或变相转供。

2.3 乙方的权利包括：

2.3.1 要求甲方提供履行本合同义务相关的信息、资料及授权查阅关口计量数据。

2.4 乙方的义务包括：

2.4.1 按照国家有关法规、规定和河北南部电网电力市场相关规则，代理甲方参加电力市场直接交易。

2.4.2 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，不得提供虚假或误导性信息。

2.4.3 协助甲方办理零售市场购售电有关业务。

2.4.4 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。

第三章 套餐设置

3.1 合同执行期内，双方约定市场化交易合同电量为____兆瓦时，其中绿电合同电量为____兆瓦时。各月合同电量详情见附件 1、附件 2。其中，市场化交易合同总量为各时段合同电量之和。

3.2 市场化交易价格包括电能量价格和环境权益价格两部分。

双方约定甲方的电能量价格按以下第____种套餐方式确定，双方约定详情见附件 3。

（1）固定价格方式。电能量交易价格（含税）为____元/兆瓦时。

（2）固定价差方式。电能量交易价格（含税）为河北南网当月电力中长期直接交易合同（不含代理购电交易，下同）加权平均价基础上，上浮____元/兆瓦时。

（3）固定费用方式。电能量交易价格（含税）为河北南网当月电力中长期直接交易合同加权平均价，且每月固定费用为____元。

（4）保底价格分成方式。保底价格（A）为____元/兆瓦时，甲方分成比例（B）为____%。当河北南网当月电力中长期直接交易合同加权平均价（C）低于保底价格时，电能量交易价格（含税）为： $A-(A-C) \times B$ ；反之，电能量交易价格为（含税）：A。

3.3 对于甲方有绿电需求的，双方约定绿电部分的绿色环境权益价格（含税）为____元/兆瓦时，绿电部分电量的用电价格为

电能量价格与绿色环境权益价格之和，双方约定详情见附件 3。

3.4 双方约定甲方所有用电量的偏差电量按以下第____种方式处理。

（1）无偏差考核方式

甲方实际用电量，电能量交易价格全部按双方约定的价格执行。无偏差考核适用于全部套餐。

（2）有偏差考核方式

甲方实际用电量，按双方约定的相应电能量交易价格结算，其中少用允许范围 d、少用偏差价格、第一段超用允许范围 e、第一段超用交易价差、第二段超用交易价差等参数，详见附件 4。有偏差考核仅适用于固定价格方式及保底价格分成方式两种套餐。

3.5 固定价格方式及保底价格分成方式，约定价格为平段或不分段价格。固定价格、保底价格及偏差价格按现行政策的峰谷电价上下浮动比例折算。其中，尖峰、高峰、平段、低谷电价分别是平段电价的 2.04、1.7、1、0.3 倍。如峰谷电价上下浮动比例发生变化，按照最新政策执行。

固定价格方式及保底价格分成方式，电能量交易价格在“基准价+上下浮动”范围内形成，上下浮动均不超过 20%。甲方如为高耗能企业，电能量交易价格不受上浮 20%限制。

3.6 固定价差方式与固定费用方式，固定上浮价差及固定费用参考近 2 年（2021 年 1 月-2022 年 11 月）全网售电公司平均收

益水平设定限值。河北南网当月电力中长期直接交易合同加权平均价按各时段分别统计。

3.7 以上套餐中,双方约定的电量量纲为兆瓦时,不保留小数;约定的电价量纲为元/兆瓦时,保留两位小数;约定的允许范围量纲为百分比,不保留小数;约定的固定费用量纲为元,不保留小数。

第四章 交易结算

4.1 甲方所有符合入市条件的计量点抄表电量为甲方实际用电量。

4.2 对双方约定无偏差考核的,甲方电能量电费为:

固定价格方式:电能量电费=实际用电量×电能量交易价格+绿电实际电量×绿色环境权益价格。

固定价差方式:电能量电费=实际用电量×电能量交易价格(含固定上浮价格)+绿电实际电量×绿色环境权益价格。

固定费用方式:电能量电费=实际用电量×(电能量交易价格+固定费用/实际用电量)+绿电实际电量×绿色环境权益价格。

保底价格分成方式:电能量电费=实际用电量×电能量交易价格+绿电实际电量×绿色环境权益价格。

4.3 对双方约定有偏差考核的,甲方实际用电量低于电能量合同电量的 $(100-d)\%$ 部分,为少用偏差电量;超过月度电能量合同电量且未超过月度电能量合同电量的 $(100+e)\%$ 部分,为第一段超用电量;超过月度电能量合同电量的 $(100+e)\%$ 部分,为

第二段超用电量。甲方电能量电费为：

电能量电费= $\min$ （月度电能量合同电量，实际用电量） $\times$ 电能量交易价格+少用偏差电量 $\times$ 少用偏差价格+第一段超用电量 $\times$ （电能量交易价格+第一段超用交易价差）+第二段超用电量 $\times$ （电能量交易价格+第二段超用交易价差）+绿电实际电量 $\times$ 绿色环境权益价格。

4.4 结算时，按照各时段对应的合同电量，以及对应的电能量交易价格及偏差电价结算。

4.5 绿电交易相关内容按照河北南部电网绿电交易相关规则执行。

4.6 抄表周期、基本电价等事宜按照电力中长期交易规则中关于电力用户的有关规定执行。

4.7 甲、乙双方同意电力交易中心按照上述约定，出具甲方的零售结算依据。电网企业按照结算依据以及与甲方、乙方签订的电费结算补充协议等有关约定，向甲方收取电费。

第五章 合同中止、争议处理

5.1 双方均不得在合同执行期内擅自中止合同。如确需中止合同，须双方协商一致并在交易平台进行解约操作，双方确认签章后生效。

5.2 本合同履约发生争议时，原则上由双方自行协商。协商不成的，可以依法向当地人民法院提起诉讼或提交仲裁委员会仲裁。

5.3 在争议解决之前，双方应继续履行其在本合同下的所有义务，但不影响根据上述诉讼或裁决而进行最终的调整。

5.4 双方按规定完成解约操作，并妥善处理合同有关事宜后，本合同自动中止。

第六章 适用法律

本合同的订立、效力、解释、履行和争议的解决均适用中华人民共和国法律。

第七章 其他

7.1 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。国家另有规定的除外。

7.2 本协议未尽事宜，参照电力中长期交易规则有关约定执行。

甲方（盖章）：

乙方（盖章）：

法定代表人或
委托代理人：

法定代表人或
委托代理人：

签订日期： 年 月 日

签订日期： 年 月 日

附件 1

合同电量（含绿电）

单位：兆瓦时

月份	T1(尖峰)	T2（高峰）	T3（平段）	T4（低谷）	T5（无尖峰高峰）	T6（不分时段）	总量
1 月							
2 月							
3 月							
4 月							
5 月							
6 月							
7 月							
...							
合计							

注：1.T1、T2 类型仅在夏季（6-8 月）、冬季（1-2 月、12 月）月份填写。

2.T1 代表执行尖峰、高峰、平段、谷段电价政策用户在夏季、冬季月份的尖峰，T2 代表执行尖峰、高峰、平段、谷段电价政策用户在夏季、冬季月份的高峰，T3 代表执行峰谷分时电价政策用户的平段，T4 代表执行峰谷分时电价政策用户的谷段，T5 代表不执行尖峰电价的峰谷分时用户在全年各月，以及执行尖峰电价的峰谷分时用户在其他季节月份的高峰，T6 代表不执行峰平谷电价政策用户的全月电量。

3.双方约定的电量不保留小数。

附件 2

绿电合同电量

单位：兆瓦时

月份	T1(尖峰)	T2（高峰）	T3（平段）	T4（低谷）	T5（无尖峰高峰）	T6（不分时段）	总量
1 月							
2 月							
3 月							
4 月							
5 月							
6 月							
7 月							
...							
合计							

注：1.T1、T2 类型仅在夏季（6-8 月）、冬季（1-2 月、12 月）月份填写。

2.T1 代表执行尖峰、高峰、平段、谷段电价政策用户在夏季、冬季月份的尖峰，T2 代表执行尖峰、高峰、平段、谷段电价政策用户在夏季、冬季月份的高峰，T3 代表执行峰谷分时电价政策用户的平段，T4 代表执行峰谷分时电价政策用户的谷段，T5 代表不执行尖峰电价的峰谷分时用户在全年各月，以及执行尖峰电价的峰谷分时用户在其他季节月份的高峰，T6 代表不执行峰平谷电价政策用户的全月电量。

3.此附件中的电量为附件 1 中电量的绿电部分。

4.双方约定的电量不保留小数。

附件 3

套餐情况表

起始月份	截止月份	套餐类型	考核方式	固定（保底）价格 (元/兆瓦时)	固定价差 (元/兆瓦时)	固定费用 (元)	分成比例 (%)	绿色环境权益 价格 (元/兆瓦时)	签订日期	备注
1 月	12 月	固定价格	有偏差	437.28	-	-	-	30.00	2022.12.25	本套餐执行至 2 月底止，修改时间为 2023.03.20。
3 月	12 月	固定价差	无偏差	-	2	-	-	-	2023.03.20	本套餐执行至 5 月底止，修改时间为 2023.06.25。
6 月	12 月	固定费用	无偏差	-	-	200	-	-	2023.06.25	本套餐执行至 8 月底止，修改时间为 2023.9.15。
9 月	12 月	保底价格分成	有偏差	437.20	-	-	50	-	2023.09.15	本套餐执行至 9 月底止，修改时间为 2023.10.12。
10 月	12 月	固定价格	无偏差	437.25	-	-	-	30.00	2023.10.12	

注：双方约定的电价量纲为元/兆瓦时，保留两位小数；约定的允许范围量纲为百分比，不保留小数；约定的固定费用量纲为元，不保留小数。

附件 4

偏差考核参数表

起始月份	截止月份	少用允许范围 d (%)	少用偏差价格 (元/兆瓦时)	第一段超用允许范围 e (%)	第一段超用交易价差 (元/兆瓦时)	第二段超用交易价差 (元/兆瓦时)	签订日期	备注
1 月	12 月	5	8.15	10	15.00	43.72	2022.12.25	本套餐执行至 2 月底止，修改时间为 2023.03.20。
3 月	12 月	-	-	-	-	-	2023.03.20	本套餐执行至 5 月底止，修改时间为 2023.06.25。
6 月	12 月	-	-	-	-	-	2023.06.25	本套餐执行至 8 月底止，修改时间为 2023.9.15。
9 月	12 月	8	2.00	30	0	15.20	2023.09.15	本套餐执行至 9 月底止，修改时间为 2023.10.12。
10 月	12 月	-	-	-	-	-	2023.10.12	

注：双方约定的电价、价差量纲为元/兆瓦时，保留两位小数；约定的允许范围量纲为百分比，不保留小数。