

# 国家能源局湖南监管办公室

---

## 关于征求《湖南省电力中长期交易规则补充规定（暂行）（征求意见稿）》意见的函

国网湖南省电力有限公司、湖南电力交易中心有限公司、各有关经营主体：

为稳步推进湖南电力市场建设，加强电力中长期市场与现货市场的衔接，我办会同湖南省发展改革委、湖南省能源局组织制定了《湖南省电力中长期交易规则补充规定（征求意见稿）》，现公开征求意见。

征求时间为 2024 年 11 月 28 日至 12 月 27 日。如有意见，请反馈至 [schnb@nea.gov.cn](mailto:schnb@nea.gov.cn) 邮箱，并注明单位或组织及个人有关信息。

联系方式：0731-85959973、85959974

附件：《湖南省电力中长期交易规则补充规定（征求意见稿）》

湖南能源监管办

2024 年 11 月 28 日

附件：

## 湖南省电力中长期交易规则补充规定（暂行） （征求意见稿）

**第一条** 市场成员包括经营主体、市场运营机构和提供输配电服务的电网企业（含省级电网企业、地方电网企业、拥有配电网运营权的配售电企业，下同）。

经营主体包括各类发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电公司和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等）。

市场运营机构包括湖南电力交易中心有限公司（以下简称“电力交易机构”）、国网湖南省电力有限公司电力调度控制中心（以下简称“电力调度机构”）。

**第二条** 参加电力市场交易的经营主体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、个体工商户、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体，提供有效身份证明及相关注册材料，可办理市场注册业务。若存在较严重的不良信用记录或者曾作出虚假承诺等情形的经营主体，在修复后方可办理市场注册业务。

**第三条** 新型经营主体根据参与的市场交易类型，享受和承担与其他经营主体同等的权利和义务，并需满足参与电力市场的

技术条件。

**第四条** 经营主体直接参与电力市场交易，应具备电量数据分时计量与传输或替代技术手段，数据准确性与可靠性应能满足分时段交易结算要求。

**第五条** 经营主体应自觉遵守相关网络和数据安全规定。经营主体需进行交易平台账号实名制注册，实名制人员应为本经营主体人员，经营主体应妥善保管交易平台账号、密码、数字安全证书等信息和介质，不得违法违规转借他人或使用他人交易平台信息和介质。

**第六条** 参加市场交易的零售用户，允许在合同期（最短为3个月，最长不超过3年）满后，按照注册分类管理要求选择参加批发交易或零售交易。

**第七条** 中长期交易按每天24小时划分为24个时段，以每个时段的电量作为交易标的物。

**第八条** 经营主体通过双边协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格等关键要素。

**第九条** 经营主体申报24个时段电量、电价，电价申报为绝对价格。年度、月度、月内等中长期合同按照执行期内日历天数均分的原则，将24个交易时段合同电量分解至每日的相应时段。

1.年度交易按分月分时段申报，按月度日历天数均分的原则，将24个交易时段合同电量分解至每日的相应时段。

2.月度交易按 24 个交易日申报，每个时段的合同电量按照交易月份日历天数平均分解至每日的相应时段。

3.月内滚动撮合交易按工作日连续开市，参与交易的经营主体可以购入或售出电量，月内交易每个时段的合同电量按照交易执行期的日历天数平均分解至每日的相应时段。现货市场试运行时，按工作日组织 D+2 至 D+5 日（D 为中长期市场交易日）滚动撮合交易。

4.经营主体可通过月度分时段交易、月内滚动撮合交易、合同转让、合同回购等调整各个时段的合约电量。

**第十条** 集中竞价按照 24 个交易日分别出清，形成 24 时段中长期交易量价曲线，双边协商按照自主协商结果提交 24 时段中长期交易量价曲线，挂牌交易按照挂牌 24 时段中长期量价曲线出清。年度、月度、月内（多日）交易的日分时电量之和形成经营主体某一运行日中长期合约曲线。

现货市场试运行时，经营主体某一运行日中长期交易结果每小时的电量均分至该小时的 4 个 15 分钟时段，形成 96 点中长期合约电量曲线。D 日，电力交易机构汇总发用两侧中长期合约曲线，并将发用两侧经营主体 D+2 日中长期合约分解曲线发送给电力调度机构。

**第十一条** 市场交易价格在“分时段交易基准价+上下浮动”范围内形成。发电企业、批发市场用户、售电公司、电网企业等参与市场交易时，基于“分时段交易基准价+上下浮动”范围申报

价格，达成市场交易价格。上下浮动范围按照国家有关政策文件执行。

分时段交易基准价由平时段基准价乘以发电侧峰谷分时系数确定。湖南价格主管部门会同省能源局、湖南能源监管办综合考虑发用电分时段供需特性、分时段电量电价情况（或现货结算价格情况）以及我省峰谷分时电价政策、经济发展水平等因素确定分时段交易基准价、发电侧峰谷分时系数。

其中，高峰时段交易基准价为平时段交易基准价 $\times(1+P_{\text{峰}})$ ，谷时段交易基准价为平时段交易基准价 $\times(1-P_{\text{谷}})$ ，尖峰时段交易基准价为平时段交易基准价 $\times(1+P_{\text{尖}})$ 。 $P_{\text{峰}}$ 、 $P_{\text{谷}}$ 、 $P_{\text{尖}}$ 为发电侧峰谷分时段浮动系数。原则上，24个时段对应峰谷时段划分与我省峰谷分时电价政策保持一致，或根据发用电分时段供需特性确定。

年度、月度、月内交易进行逐小时限价，24个时段价格上、下限价按分时段交易基准价+上下浮动方式形成。原则上，分时段交易价格上限不高于分时段交易基准价 $\times(1+20\%)$ ，分时段交易价格下限不低于分时段交易基准价 $\times(1-20\%)$ 。

**第十二条** 市场用户的用电价格由市场交易价格、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。电网企业代理购电用户电价由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。

其中，市场交易价格包含电力中长期市场及电力现货市场电

能量价格；系统运行费用、输配电价、政府性基金及附加按政府有关规定执行。零售市场用户市场交易价格由用户与售电公司协商或签订零售套餐确定。

**第十三条** 同一经营主体可根据自身电力生产或者消费需要，购入或者售出电能量，单个交易日的某个交易时段，只允许选择购入或售出一个交易方向。

为发挥中长期交易“压舱石”作用，降低市场操纵风险，规范经营主体电力市场交易行为，可根据实际情况设置售电公司交易月份购入电量限额或某一时段购入电量限额。原则上，单一售电公司及其关联售电公司在同一交易月份中长期交易电量之和在当月中长期交易电量总量中占比不得超过 20%（不含电网企业代理购电电量）。对发电企业持留容量影响交易达成，可建立强制出清机制。

**第十四条** 现货市场试运行时，按照现货市场结算实施细则执行。现货市场未运行时，系统月度实际用电需求与月度发购电计划存在偏差时，通过发电侧上下调预挂牌机制进行处理。

上下调交易价格、强制上下调补偿价格可根据成本监测和市场运营状况实行限价，可再生能源发电企业上下调补偿限价、强制上下调补偿限价可单列明确。上调价格的限额原则上由同月同类型机组月度交易平均价格乘以上调价格调整系数  $K_3$  确定， $K_3$  取值范围为 0.8-1.2，由电力交易机构测算并提出建议值，经省电力市场管理委员会讨论，报湖南能源监管办、省发改委、省能源

局批准。

**第十五条** 合同转让交易应当遵循购售双方的意愿，加强与现货相衔接，对发电企业合同转让不再进行节能减排约束。

**第十六条** 加强售电公司、发电企业中长期交易合约持仓偏差考核。可设置中长期交易合约持仓偏差考核，现货市场运行期间，其费用疏导按照我省现货市场规则执行；非现货运行期间，其费用纳入省内中长期清算费用。因保供电需要、电网安全约束、不可抗力等原因，导致经营主体月度合同偏差电量超过允许范围之外，可申请减免偏差考核费用；经营主体申请减免偏差考核时，经地方政府主管部门或监管机构同意后，可予以免除。

**第十七条** 现货市场运行时，按照现货市场结算实施细则执行。现货市场未运行时，发电企业、批发交易用户开展分时段电量电费结算，上下调电量、偏差电量分时段考核结算，修改部分条款如下：

1.可再生能源发电企业因自身原因未全部执行其当月分时段市场合同电量时，相应的分时段未执行电量应承担合同电价与燃煤发电基准价的价差电费损失。

2.燃煤公用火电企业因自身原因导致的少发电量不予补偿，应承担相应的合同电价与燃煤发电基准价的价差电费损失，并按燃煤发电基准价的 10% 支付偏差考核费用。

3.批发交易用户分时段实际用电量小于分时段合同电量时，按分时段合同加权平均价结算分时段合同用电量。负偏差考核范

围以内(含)的少用电量免于支付偏差考核费用, 返还少用电量的结算费用; 负偏差考核范围以外的少用电量按当月发电侧下调补偿加权平均价或报价从低到高排序的前三至五名平均价的  $K_2$  倍支付偏差考核费用(当月未组织下调预挂牌交易时, 按合同加权平均价的 10-20% 支付偏差考核费用)。  $K_2$  取值范围为 0.1-1.5, 由电力交易机构测算并提出建议值, 经省电力市场管理委员会讨论, 报湖南能源监管办、省发改委、省能源局批准。

**第十八条** 电力中长期市场实行按月清算。以下费用纳入月度清算:

1. 发电企业下调电量造成的资金差额(包括下调补偿电费和未执行交易合同电费);

2. 发电企业上调电量产生的合同电价与燃煤发电基准价的价差资金差额;

3. 发电企业自身原因偏差电量(超发电量或少发电量)产生的考核资金差额;

4. 参与湖南市场交易的跨省跨区偏差电量产生的考核资金;

5. 批发交易用户偏差电量产生的偏差考核费用和少用电量的结算费用差额。

**第十九条** 按照有利于防控市场风险、促进发电企业健康发展的原则, 可建立中长期市场发电侧偏差收益回收和补偿机制, 合理疏导相关费用。

**第二十条** 执行过程中如遇重大问题, 湖南能源监管办商省



发改委、省能源局后，执行湘监能市场〔2022〕56号相关规定。

**第二十一条** 本次修订增补条款自公布之日起实施，由湖南能源监管办会同省发改委、省能源局负责解释。此前规则与本次修订增补条款不一致，按修订增补条款执行。