湖南电力交易中心有限公司
关于组织2024年12月电力市场交易的公告
（2024年第35号）

根据《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）、《湖南省电力中长期交易规则（2022年修订版）》（湘监能市场〔2022〕56号）、《2024年湖南省电力市场中长期交易方案》（湘发改运行〔2023〕912号）、《关于进一步完善我省分时电价政策及有关事项通知》（湘发改价调规〔2021〕848号）、《湖南省电网企业代理购电实施细则（暂行）》（湘发改价调〔2022〕300号）、《关于做好2024年湖南电力中长期交易燃煤发电市场交易电量电价与容量电价协同运行的通知》（湘发改运行〔2024〕154号）等要求，经2024年11月湖南电力市场管理委员会、交易会商会、交易工作会议通过，湖南省发展和改革委员会、湖南省能源局、国家能源局湖南监管办公室审查同意，现就2024年12月湖南电力市场交易有关事项公告如下：

一、交易主体

1．**发电企业：**已在湖南电力交易中心有限公司（以下简称交易中心）完成市场注册的统调煤电企业、新能源发电企业（风

电、光伏、生物质和垃圾发电），具体名单见附件一。

2．**电力用户：**批发交易用户、零售交易用户和电网企业代理购电用户。

3．**售电公司：**符合售电公司管理相关规定，且已在交易中心完成市场注册并提交了履约保函（履约保险）的售电公司（见附件二）。

4．**电网企业：**已在交易中心完成代理购电注册的电网企业。

二、交易周期

本次月度交易电量对应的执行月份为2024年12月。

三、交易标的

月度交易采用分时段的方式组织，交易标的物为月度分时段电量。交易时段划分与我省分时电价政策一致，具体如下：

（1）尖峰时段：18:00-22:00；

（2）高峰时段：11:00-14:00，22:00-23:00；

（3）平时段：7:00-11:00，14:00-18:00；

（4）低谷时段：0:00-7:00，23:00-24:00。

四、交易电量规定

1．售电公司申报各小时交易电量对应的峰平谷时段比例为：尖峰时段为19.0%，高峰时段为17.0%，平时段为35.7%，低谷时段为28.3%。**各售电公司月前交易电量额度为其2024年10月结算电量的90%。**月内各场次交易总额度为其月前成交合同电量的**30%**（不含月末倒数第三个工作日组织的月内增补交易），

售电公司月内购入电量额度不足时，通过交易平台进行月内额度调整，每月调整不超过2次，开放时间为每月5号、15号，遇节假日前移。对于月前未按额度购电的售电公司不再调整月内交易额度。

2.各发电企业绿电交易额度=（各发电企业12月多年平均利用小时折算上网电量）*0.8。按照保障市场主体交易公平性原则，新能源参与双边交易（含绿电）规模为新能源交易额度的50%，新能源发电企业实际月度双边交易总额度=1/2×∑各发电企业交易额度-绿电双边成交电量。

3.各售电公司参与新能源集中竞价、优先电量挂牌交易（不含月末倒数第三个工作日组织优先电量挂牌交易）中的额度按各售电公司10月结算电量占10月市场结算电量的比例确定。

4．发电企业单个交易单元的交易电量不得超过其分月、分时段电量额度，并满足电网安全约束等要求，交易申报电量额度详见附件三。其中，煤电企业参与月内连续交易时，结合实际运行情况和电力调度机构提供的煤电企业交易约束条件按旬调整交易额度。

5.月内滚动跟踪发用电平衡情况、发电企业发电情况及外购电送电情况，月内增补交易标的物为月内剩余天数电量。每月中旬最后一个工作日（遇节假日前置）、月末倒数第三个工作日组织月内增补交易，采用集中竞价或挂牌方式开展。各售电公司参与12月27日月内增补交易额度不超过该售电公司12月已成交

电量的15%。

6．原则上售电公司参与滚动撮合交易各时段累计卖出电量之和不得超出该时段全月月前买入电量之和的**20%**。

7．原则上同一投资主体（含控股关联企业）控股（含绝对控股、相对控股）的售电公司交易总量不超过当月总交易电量（不含电网公司代理购电）上限的20%。

8.预计电网企业代理购电月前交易需求电量为**31.5**亿千瓦时左右，具体以交易平台公布交易电量数据为准，对省内发电企业的交易电量根据其他交易成交情况和优发优购电量匹配情况确定。

9．交易申报电量单位为兆瓦时（千千瓦时），不保留小数。

10.月内合同转让时，发电企业转让电量不超过当月市场合同电量的50%，售电公司转让电量不超过当月市场合同电量的20%。煤电企业合同转让交易原则上通过滚动撮合交易方式组织。

五、交易电价

1．电价机制

（1）参与电力市场交易的用户购电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金与附加组成。其中，上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金与附加执行政府规定。

（2）上网电价是发电企业、电力用户（含售电公司）双方通过市场交易形成的发电侧交易价格。

（3）电力用户峰谷分时电价、两部制电价、功率因数考核等价格政策执行政府规定。

（4）煤电企业市场交易价格包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价。

2. 交易申报方式

（1）本次交易基于燃煤发电基准价按价差进行申报。市场交易价格=燃煤发电基准价+市场交易价差。

（2）申报价差单位为元/兆瓦时，保留2位小数。

3. 本月市场交易价差浮动范围：

（1）煤电交易（含月内滚动撮合交易）价差浮动范围按照燃煤发电上网电价、容量电价等政策文件要求执行。

（2）新能源交易各时段价差浮动范围为：

尖峰时段：**0元/兆瓦时至-45元/兆瓦时**；

高峰时段：**0元/兆瓦时至-45元/兆瓦时**；

平时段：**-5元/兆瓦时至-45元/兆瓦时**；

低谷时段：**-15元/兆瓦时至-45元/兆瓦时**。

（3）煤电（含煤矸石）企业上调电量按峰平谷时段申报价差，上调价差调整系数**K3=1.0**，具体申报价格上限以电力交易平台发布为准。煤电（含煤矸石）机组出力可上调至额定容量。

（4）风电、光伏、生物质、垃圾发电企业上调电量按峰平谷时段申报价差，上调价差调整系数**K3=1.05**，绿电交易电量不纳入月度上调申报价差额度计算，具体申报价格上限以电力交易

平台为准。

（5）煤电（含煤矸石）企业下调电量按峰平谷时段申报补偿价格，**补偿价格为0元/兆瓦时至30元/兆瓦时**，煤电企业通过预挂牌下调招标申报价格和时间确定下调顺序。**新能源企业不参与下调招标交易。**

（6）年度交易合同的分月峰平谷时段价格=年度各时段成交价差+月度（不含月内交易。下同）同一发电企业对应时段交易加权平均价格，绿电交易合同不纳入价格计算。如果该发电企业未参与月度交易，年度交易分月峰平谷时段价格=同类型发电企业月度对应时段交易加权平均价格+年度交易分月对应时段成交价差。

4. 优先电量对省内市场交易用户（可由售电公司代理）挂牌时，挂牌价格按照我省燃煤发电基准价确定。优先购电量用于代理购电时，购电价格按照直接参与市场交易用户的加权平均购电价确定。

六、交易申报与出清方式

1. 双边协商交易

购方、售方分时段申报，各个时段只能申报一组电量及价差。

2. 集中竞价交易

（1）购方、售方分时段申报，各时段可申报三组电量及价差。

（2）集中竞价采用统一边际价格进行出清计算。

统一出清价差=最后一个匹配对形成的匹配价差；

匹配价差=售方申报价差+（购方申报价差-售方申报价差）×K，其中，发电企业为售方，电力用户、售电公司为购方，K=0.5。

（3）各煤电（含煤矸石）企业应足额申报交易电量。如果煤电（含煤矸石）企业持留电量（申报电量未达到额度）且用户（售电公司）有未成交的申报电量，按年度方案要求进行出清。

3. 预挂牌上下调交易

（1）峰平谷时段申报一个电价（价差），不申报电量。煤电企业分别对当月上调电量、下调电量进行预挂牌报价。风电、光伏、生物质、垃圾发电企业对当月峰平谷时段上调电量进行预挂牌报价。

（2）申报价格（价差）为该交易单元成交价，各交易单元按价格（价差）排序，报价相同时以时间优先原则排序，时间相同时以节能优先原则排序。

4. 省外燃煤、优先电量面向售电公司挂牌交易

（1）根据优发与优购电量匹配情况，由电网企业代理申报用于省内市场交易用户的分时段挂牌电量和挂牌价格。

（2）售电公司按照交易需求申报摘牌电量，申报电量不超过售电公司的交易额度。

（3）如果售电公司摘牌申报电量之和等于、小于挂牌电量，摘牌申报电量全额成交。

5. 电网企业代理购电、优先购电集中交易

（1）电网企业分时段申报面向火电企业、新能源企业的集中交易采购电量，以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清。

（2）发电企业分时段申报电量和价差，各时段申报电量不超过剩余可交易电量额度。

（3）如果电网企业申报电量小于发电企业申报电量之和，各发电企业按照“价格优先、时间优先、环保优先”的原则进行出清计算；如果电网企业申报电量大于等于发电企业申报电量之和，全部申报电量均成交，不足部分由发电企业按剩余交易电量额度等比例承担。出清价差为各发电企业成交电量对应的申报价差，未参与申报的发电企业分时段出清价差为当月同类型发电企业集中竞价分时段加权平均价差。

6. 滚动撮合交易

（1）出清计算以“价差优先、时间优先”为原则进行撮合成交。

（2）若售方先于购方申报，且购方申报价差≥售方申报价差时，按照售方申报价差成交，电量按照售方价差升序排序梯次成交。

（3）若购方先于售方申报，且售方申报价差≤购方申报价差时，按照购方申报价差成交，电量按照购方价差降序排序梯次成交。

（4）未匹配的剩余电量，售方按照价差由低到高、价差相

同时按照时间优先的原则排序进入申报队列等待，购方按照价差由高到低、价差相同时按照时间优先的原则排序进入申报队列等待，形成新的购、售申报等待队列。

（5）新的申报数据按照（2）、（3）、（4）进行滚动匹配。

7. 合同转让交易

采用双边协商交易的方式组织。购方、售方在一笔交易中只能申报一组电量及价差。

8.月内增补交易

交易中心月内滚动跟踪发用电平衡情况、发电企业发电情况及外购电送电情况，每月中旬、下旬采用集中竞价或挂牌方式组织月内增补交易。

七、交易时间安排

本次月度及月内连续交易由交易中心通过电力交易平台组织(交易平台网址 https://pmos.hn.sgcc.cn)，具体安排如下：

（一）2024 年 12 月新能源月度双边协商交易

1.11 月 22 日 8:30 前，各参与交易的省内新能源发电企业、电力用户、售电公司自行协商 12 月分时段交易电量和价差。

2. 11 月 22 日 8:30-10:30，交易各方通过交易平台申报交易意向。具体程序为：

（1）省内新能源发电企业登录电力交易平台，按照规定的格式录入 12 月的分时段电量、价差等。

（2）大用户、售电公司登录电力交易平台，确认新能源发

电企业录入的交易意向信息。

3．11 月 22 日 11:30 前，交易中心在交易平台上汇总、审核交易申报信息，发布预成交结果。

（二）2024 年 12 月新能源月度集中竞价交易

1．11 月 22 日 14:00-16:00，省内新能源发电企业、电力用户、售电公司通过交易平台申报 12 月分时段交易电量和价差。

2．11 月 22 日 17:00 前，交易中心对交易申报进行计算，形成集中竞价无约束交易结果，发布预成交结果。

（三）2024 年 12 月月煤电月度双边协商交易

1．11 月 25 日 11:30 前，各参与交易的省内煤电企业、电力用户、售电公司自行协商 11 月分时段交易电量和价差。

2．11 月 25 日 8:30-11:30，交易各方通过交易平台申报交易意向。具体程序为：

（1）省内煤电企业登录电力交易平台，按照规定的格式录入 12 月的分时段电量、价差等。

（2）大用户、售电公司登录电力交易平台，确认煤电企业录入的交易意向信息。

3．11 月 25 日 12:30 前，交易中心在交易平台上汇总、审核交易申报信息，发布预成交结果。

（四）2024 年 12 月煤电月度集中竞价交易

1．11 月 25 日 14:00-16:00，省内煤电企业、电力用户、售电公司通过交易平台申报 12 月分时段交易电量和价差。

2．11 月 25 日 17:00 前，交易中心对交易申报进行计算，形成集中竞价无约束交易结果，发布预成交结果。

（五）2024 年 12 月电网企业代理购电面向煤电集中交易

电网企业代理购电面向煤电集中交易的挂牌电量以交易平台公布数据为准。

1．11 月 26 日 8:30 前，电网企业通过交易平台申报 12 月分时段集中交易需求电量。

2．11 月 26 日 8:30-10:30，发电企业通过交易平台申报分时段集中交易电量、价差。

3．11 月 26 日 11:30 前，交易中心对交易申报进行计算，形成集中交易无约束交易结果，发布预成交结果。

（六）2024 年 12 月预挂牌上下调交易

1．煤电（含煤矸石）企业上调预挂牌报价

（1）11 月 26 日 14:00-16:00，省内煤电企业对 12 月上调机组进行分时段预挂牌报价。

（2）11 月 26 日 17:00 前，交易中心对交易申报进行计算、排序，形成交易结果，提交电力调度机构。

2．煤电（含煤矸石）企业下调预挂牌报价

（1）11 月 26 日 14:00-16:00，省内煤电企业对 12 月下调机组进行分时段预挂牌报价。

（2）11 月 26 日 17:00 前，交易中心对交易申报进行计算、排序，形成交易结果，提交电力调度机构。

3. 风电、光伏、生物质、垃圾发电企业上调预挂牌报价

（1）11 月 26 日 14:00-16:00，省内风电、光伏、生物质、垃圾发电企业对 12 月上调电量进行分时段预挂牌报价。

（2）11 月 26 日 17:00 前，交易中心对交易申报进行计算、排序，形成交易结果，提交电力调度机构。

（七）2024 年 12 月月内连续交易安排

工作日 9：00-11：00 定期开市，组织煤电、售电公司参与的滚动撮合交易（不单独组织煤电合同转让交易）。组织年度、月度及本月增补交易时暂停滚动撮合交易。

12 月 20、27 日组织月内增补交易，采用集中竞价或挂牌方式开展。

具体安排见下表。

2024 年 12 月交易日历

周一	周二	周三	周四	周五	周六	周日
11 月 18 日	11 月 19 日	11 月 20 日	11 月 21 日	11 月 22 日	11 月 23 日	11 月 24 日
11 月月内滚动撮合交易	11 月月内滚动撮合交易	11 月月内滚动撮合交易	11 月月内滚动撮合交易、12 月月度交易	11 月月内滚动撮合交易、12 月月度交易	无	无
11 月 25 日	11 月 26 日	11 月 27 日	11 月 28 日	11 月 29 日	11 月 30 日	12 月 1 日
11 月月内滚动撮合交易、12 月月度交易	11 月月内滚动撮合交易、12 月月度交易	11 月月内滚动撮合交易、11 月代理购电增补交易	11 月月内滚动撮合交易	无	无	无
12 月 2 日	12 月 3 日	12 月 4 日	12 月 5 日	12 月 6 日	12 月 7 日	12 月 8 日

12月月内滚动撮合交易	12月月内滚动撮合交易	12月月内滚动撮合交易	12月月内滚动撮合交易	12月月内滚动撮合交易	无	无
12月9日	12月10日	12月11日	12月12日	12月13日	12月14日	12月15日
12月月内滚动撮合交易	12月月内滚动撮合交易	12月月内滚动撮合交易	12月月内滚动撮合交易	12月月内滚动撮合交易	无	无
12月16日	12月17日	12月18日	12月19日	12月20日	12月21日	12月22日
12月月内滚动撮合交易	12月月内滚动撮合交易	12月月内滚动撮合交易	12月月内滚动撮合交易	12月月内增补交易、1月月度交易（待定）	无	无
12月23日	12月24日	12月25日	12月26日	12月27日	12月28日	12月29日
1月月度交易（待定）	1月月度交易（待定）	1月月度交易（待定）	12月月内合同转让交易	12月月内增补交易	无	
12月30日	12月31日					
无	无					

八、安全校核

1. 11月27日18:00前，交易中心汇总每类交易的预成交结果提交给电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在2个工作日内返回安全校核结果，由交易中心发布有约束交易结果。

2. 安全校核越限时，由交易中心根据规则进行交易削减。

3. 安全校核应在规定的时限内完成。安全校核未通过时，电力调度机构需出具书面解释，及时予以公布。

2024年11月20日 12:47:16 国家能源集团湖南能源销售有限公司

九、交易合同

1．经交易双方申报和安全校核的交易结果，一经发布后，交易合同即为成立，其中，大用户或售电公司即为合同购电方，发电企业即为合同售电方，电网企业即为合同输电方和代理购电方。

2．通过交易平台发布的批发交易结果作为电子合同，无需交易各方另行签订。

3．参与本次交易的发电企业、电力用户、售电公司可通过交易平台查看和下载本单位电子合同。

4．执行国家发展改革委关于电力市场交易合同“六签”的相关要求。

十、零售价差申报与结算

1．售电公司可按代理用户的实际用电量收取 1.5 元/兆瓦时至 2.5 元/兆瓦时的代理服务费。2024 年 12 月 16 日 24:00 前，售电公司完成零售用户的代理服务价格申报（不包含执行零售套餐的用户）。如果售电公司未按要求填报代理服务价格时，代理服务费按照 1.5 元/兆瓦时认定；如果售电公司按要求填报了代理服务价格，而零售用户未及时确认，视为零售用户无异议，按售电公司填报的代理服务价格进行认定。

2.非绿电零售用户价差按已认定代理服务价格+该售电公司购电均价差（含月内合同转让、不含绿电合同）计算。绿电零售用户价差基于当月已分解的绿色电力交易合同电能量均价进行

结算，当用户实际用电量超过售电公司为其购买的绿色电力交易合同电量时，超出部分电量按售电公司批发市场交易均价（不含绿色电力交易）进行结算。

3．为做好与用户侧分时电价政策的衔接，电力用户根据认定的零售价差加上燃煤发电基准价后形成市场交易购电价格，结算时按照我省分时电价政策相关规定执行。

4．售电公司与煤矸石企业成交的合同，煤矸石企业按批复上网电价+价差进行结算，售电公司按燃煤发电基准价+价差传导至用户。

5．售电公司（或电网企业代理购电）的市场交易价格均基于燃煤发电基准价+价差进行结算，电网企业营销部门向交易中心传递各代理用户的总用电量，交易中心根据售电公司代理用户的实际总用电量、交易公告发布的峰平谷时段电量百分比计算实际分时段用电量，再根据峰平谷时段交易电价和现行湖南省中长期交易规则进行结算计算，发布售电公司（或电网企业代理购电）结算依据。

十一、2024年12月湖南电网电力市场预测分析

参见《2024年11月湖南电力市场交易信息通报》。

十二、有关交易事项说明

1．根据《湖南省零售市场套餐实施方案（试行）》，交易均价+服务费套餐的$P_{服务}$取值范围为1.5元/兆瓦时至2.5元/兆瓦时，比例分成套餐的$K_{分成}$≥0.6，零售市场套餐中的售电公司均

价$P_{均}$和全部售电公司均价$P_{\Sigma平均}$的计算均不含绿电合同，以上两类套餐的系数执行时间暂定6个月。

2．以增项方式取得售电营业资格并完成售电注册手续的发电企业默认以发电主体参与本月的集中竞价交易，如有变更应在**2024年11月20日17:00**前以纸质函件（加盖公章）形式向交易中心明确参与集中竞价交易的市场主体身份。

3．参与交易的各电力用户、售电公司应增强电力市场法制意识、风险意识和履约意识。电力用户、售电公司应合理预测、申报所需用电量，实际用电量与合同电量的偏差将严格按照有关交易合同、规则执行违约考核结算。

暂定用户（售电公司）正偏差电量考核系数**K1=1.02**、用户（售电公司）负偏差电量考核系数**K2=0.1**、偏差考核范围为**±3%**。湖南能监办可会同政府有关部门根据电力交易实际结果对K1、K2、偏差考核范围取值进行适当调整。

4．各售电公司、电力用户参与市场交易应满足国家关于可再生、非水可再生消纳责任权重要求。

5．合同管理、结算清算等未明确事项的具体流程与算法执行相关中长期交易规则及其实施细则的有关规定。

6．交易平台用户手册、Ukey使用说明、常见问题处理、推荐浏览器下载、技术支持电话等见交易平台网站的“常见问题”栏目。

登录平台需使用Ukey（数字证书），请妥善保存Ukey密码，

若Ukey密码遗忘重置需邮寄至Ukey代理方办理，联系方式010-82812901、010-66597062、010-66597045。

十二、联系方式

规则咨询：0731-85332589

交易咨询：0731-85332593

合同咨询：0731-85332745

注册咨询：0731-85332587

交易平台技术支持咨询：0731-85332747、85332748。

电力交易服务热线：4001895598

湖南电力交易中心有限公司

2024年11月20日

附件一、月度交易发电企业准入目录

附件二、月度交易售电公司准入目录

附件三、发电企业分时段交易申报电量额度

国家能源集团湖南能源销售有限公司 2024年11月20日 12:47:16