

省发展改革委 浙江能源监管办 省能源局关于印发

《2024年浙江省电力市场化交易方案》的通知

各设区市发展改革委、宁波市能源局，省电力公司、省能源集团、各中央发电集团浙江分公司，浙江电力交易中心，各有关发电企业、售电企业和电力用户：

根据国家关于电力市场化改革的工作部署和我省电力市场体系建设有关工作要求，现将《2024年浙江省电力市场化交易方案》印发给你们，请各地、各单位遵照执行。

附件：《2024年浙江省电力市场化交易方案》

浙江省发展和改革委员会 国家能源局浙江监管办公室 浙江省能源局

2023年12月11日

2024 年浙江省电力市场化交易方案

为进一步深化电力体制改革,加快构建“中长期+现货”的省级电力市场体系,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)、《浙江省统筹推进能源绿色低碳发展和保供稳价工作三年行动方案》(浙政办发〔2022〕60号)等文件精神,结合我省实际,制定本方案。

一、交易规模

2024 年浙江电力市场化交易规模根据全省工商业用户年度总用电量规模确定。其中,中长期交易电量占比不低于 95%,中长期未覆盖的现货交易电量占比不高于 5%。

二、主体类型、交易模式和准入方式

(一) 电力用户

1.除居民（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，下同）、农业用户外，全省工商业电力用户全部参与电力市场化交易，交易模式分为直接参与市场交易（用户直接向发电企业或售电公司购电）、兜底售电和电网企业代理购电（间接参与）。

2.1-10千伏及以上用电电压等级的工商业用户原则上要直接参与市场交易。35千伏及以上用电电压等级的工商业用户可以自主选择参与电力批发交易或由售电公司代理参与电力零售交易。

3.不满1千伏用电电压等级的工商业用户和暂无法直接参与市场交易的1-10千伏及以上用电电压等级工商业用户可间接参与市场交易。鼓励不满1千伏用电电压等级的工商业用户直接参与市场交易。

（二）发电企业

1.优先发电用于保障居民、农业用电价格不变。

保障性电源：省内非统调水电、风电、光伏、生物质能、垃圾发电等、泰山核电（一期）、三门核电和省外三峡、白鹤滩、四川、新疆等执行保量保价的优先发电电量用于保障居民、农业用电价格不变。

2.放开燃煤发电、风电和光伏发电，确保市场化用户可交易规模平衡。

市场化电源：符合国家基本建设审批程序并取得电力业务许可证（发电类）的省统调燃煤、宁夏来电、皖电送浙机组，自愿入市

的风电和光伏发电企业。

3.其他发电用于平衡电网代理购电和兜底售电用户电量需求。

其他电源（高低价电源）：省统调燃气、水电、跨省跨区水电（溪洛渡）、秦山核电（二期、三期、方家山）等省内外其他电源。

市场初期，做好外来电等高低价电源与省内市场化交易的衔接。原则上其他电源按电价自低到高作为电网代理购电用户（含线损电量）、兜底用户的采购电源。电网企业应每月做好发用电及其他电源电量预测。满足电网代理购电用户（含线损电量）、兜底用户用电需求后多余电量，通过月度集中交易投放市场，月度交易投放价格参照年度市场交易参考价；不足电量部分通过月度集中交易市场化采购。

（三）售电公司

1.在浙江电力交易中心完成市场注册公示并取得交易资格的售电公司可参与市场交易。被取消交易资格或列入信用黑名单的售电公司不得参与市场交易。

2.省内开展增量配电业务改革试点的增量配网企业，在浙江电力交易中心完成售电公司注册后，可参与市场交易。

3.鼓励各市通过属地化方式（当地售电公司）分级分区承接兜底售电用户。

三、交易电量

（一）电力用户及售电公司

年度交易电量原则上不低于上一年度用电量的 80%，其余交易

电量通过月度（月内）交易或（和）现货交易实现。

（二）发电企业

1.省内发电企业

（1）煤电：省统调煤电全年市场化交易电量暂按 2600 亿千瓦时确定（根据年用电增长适时调整）。

（2）风电光伏：无补贴的风电和光伏发电可参与绿电交易，鼓励有补贴的风电和光伏发电企业（综合补贴和绿电交易价格等因素）与电力用户自主协商参与绿电交易。绿电交易电量全部为中长期交易电量。

2.省外发电企业

宁夏来电、皖电东送市场化交易电量根据两省政府间协议和国家优先发电计划确定，电网企业代理购入部分电量，以月度集中竞价方式投放，月度交易投放价格参照年度市场交易参考价，具体参与方式综合两省政府间协议和华东区域电力市场政策统筹明确。

四、交易价格和用电价格

（一）交易价格

1.市场交易价格根据参与方式（直接或间接）分为直接交易价格、兜底售电价格和代理购电价格。市场交易价格中包含环保和超低排放电价。

2.燃煤发电市场交易价格执行“基准价+上下浮动”市场价格机制，上下浮动范围不超过 20%，当燃煤发电企业月度结算均价超过燃煤基准价上浮 20%时，按燃煤基准价上浮 20%进行结算。高耗能

企业市场交易电价不受 20%限制。电力现货价格不受 20%限制。

3.其他电源（高低价电源）暂按现行上网电价进行结算。代理购电价格测算电能量价格（不含发用两侧电能偏差费用）、兜底售电价格对应高低价电源采购电量按照年度、月度市场交易参考价确定。其中，M 月交易价格=80%×M-1 月交易机构公布的高低价电源年度参考价+20%×M-1 月交易机构公布的高低价电源月度参考价。年度市场交易参考价按省内年度交易（年度双边协商交易和年度集中交易）加权平均价格确定，月度市场交易参考价按省内月度交易（月度双边协商交易和月度集中交易）加权平均价确定。

（二）用电价格

1.市场化用户用电价格由上网电价（直接交易价格叠加发用两侧电能偏差费用）、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用（包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费等，下同）和政府性基金及附加组成。

2.兜底用户用电价格由兜底售电价格（含发用两侧电能偏差费用）、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用和政府性基金及附加组成。

3.电网企业代理购电用户电价由代理购电价格（含发用两侧电能偏差费用）、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。

（三）分类用户用电价格

1.已直接参与市场交易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，其购电价格执行电网企业代理其它用户购电价格的 1.5 倍。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，其购电价格执行电网企业代理其它用户购电价格的 1.5 倍。

2.对电压等级不满 1 千伏的小微企业和个体工商业用电实行阶段性优惠政策，不分摊天然气发电容量电费等费用。现货市场运行时，不参与成本补偿分摊，辅助服务费用在电能量费用中作等额扣除。

3.执行分时电价政策的工商业用户按照价格主管部门发布的分时电价政策规定的时段浮动比例形成分时结算价格。

五、交易组织

（一）注册绑定

市场主体需按照相关要求在浙江电力交易平台（<https://zjpx.com.cn>）完成注册。

1.发电企业、批发市场用户签订入市承诺书，并按照规定在交易平台办理入市注册或信息变更相关手续。售电公司，签订入市承诺书，向浙江电力交易中心递交申请资料和相关证明材料，按相关规定在交易平台办理注册手续。

2.零售用户与售电公司通过在交易平台签订零售合同进行绑定，零售合同原则上采用电子合同签订，具体参照《浙江省电力零

售市场管理办法》执行，初期可视情况设置过渡期同时采用电子合同和纸质合同。电网企业与代理购电用户、兜底售电公司与兜底用户暂不提交至交易平台绑定。

3.注册备案及发布。浙江电力交易中心汇总市场主体注册情况，向省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办公室备案，并及时向社会公布。

(二) 电力零售交易

售电公司与零售用户签订购售电合同，约定单一价格。电网企业与代理购电用户签订代理购电合同。

1.根据中长期交易电量规模，同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司，交易总电量所占市场份额不超过 20%。兜底售电公司的兜底电量不计入市场份额。

2.零售套餐封顶及风险预警机制。对基础套餐未选择封顶选项进行预警，若发生未选择封顶选项触发预警，设置 24 小时冷静期，交易平台同步生成带有水印、二维码的《风险告知书》，电力用户与售电公司需打印签订后扫描上传或线上电子签章后上传；24 小时冷静期内，可重新选择套餐类型及相关条款。

3.电力零售交易相关未尽事宜参照《浙江省电力零售市场管理办法（试行）》执行。

(三) 电力批发交易

电力批发交易以年度、月度（月内）为周期开展双边协商和集

中交易，其中集中交易包括集中竞价、滚动撮合、挂牌三种形式，交易电量、电价按照单一电量、单一价格按月分别确定。电力批发交易由浙江电力交易中心负责组织实施，省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办按照相关规定进行监管。

1.年度交易。批发市场用户、售电公司等市场主体与发电企业在规定时间内通过电力交易平台提交年度双边协商交易意向协议。根据年度双边协商交易情况，组织开展年度挂牌交易。

2.月度（月内）交易。根据年度交易情况，及月度（月内）市场用电需求，适时组织开展月度双边协商交易、月度集中竞价和月度（月内）挂牌交易。

3.绿色电力交易。持续扩大绿电交易范围。绿电交易优先组织，市场主体原则上可自主选择参与省内、省间绿电交易，具体按照国家及省内有关要求执行。

（四）合同签订

市场主体应根据浙江能源监管办、浙江电力交易中心 2024 年的合同示范文本在浙江电力交易平台签订各类电力批发、零售交易电子合同。各类批发、零售交易合同文本以 2024 年合同示范文本为准，往年已签订多年期合同的，双方可参照 2024 年度市场电价水平重新议价签约。

浙江电力交易中心及时将批发市场交易合同（电子版）签订情况汇总报省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办备案。

（五）交易结算

1.批发市场结算由浙江电力交易中心根据批发市场合同、中标电量、偏差考核等情况，出具结算依据，各市场主体根据结算依据分别与电网企业进行电费结算。

2.零售用户电费结算由电网企业根据电力交易平台传递的合同及绑定关系、零售套餐、绿电量价等信息及抄表电量，计算零售交易电费，经售电公司确认后，叠加发用两侧电能偏差费用、上网环节线损费用、输配电费、系统运行费用、政府性基金及附加等费用后，分时电价用户按照分时电价政策规定的浮动比例形成分时结算价格，并形成零售用户结算总电费，出具零售用户电费账单。售电公司在批发市场的应付费用和零售市场的应收费用两笔资金分别记账、结算。规范售电市场运营，着力防范售电公司通过信息不对称、合谋交易、市场欺诈等不当手段获取超额收益。

（六）安全校核

电力调度机构会同浙江电力交易中心做好各市场主体交易电量的安全校核工作。

（七）交易时间安排

浙江电力交易中心根据本方案工作要求，加强对市场主体注册绑定、签约等工作的培训指导，合理安排交易各环节时间节点。现货市场结算试运行时间按现货市场结算试运行工作方案执行，力争2024年现货市场转入连续不间断运行。

六、煤电价格联动机制

煤电价格联动机制包括年度和月度煤电价格联动。

（一）年度煤电价格联动

年度煤电价格联动是指以年度为周期按煤炭价格进行联动。年度交易前，市场主体应合理测算、协商议价形成年度交易价格，推动煤电电价回归至合理区间。

（二）月度煤电价格联动

月度煤电价格联动是指省内煤电电价以月度为周期根据煤炭价格进行联动。当月度煤价 $A_{\text{月度}}$ 与年度基准煤价 $A_{\text{年度}}$ 差值超过 30 元/吨（含）时，启动月度煤电价格联动。基于年度交易价格 $P_{\text{年度}}$ ，结合标煤耗 $C_{\text{标煤耗}}$ ，确定月度交易联动价格 $P_{\text{联动}}$ （联动公式详见附件 1）。当电厂月度实际交易价格 $P_{\text{月度}}$ 超出 $P_{\text{联动}}$ 时，通过交易电量限值实施考核。

七、中长期交易电量限值

省统调燃煤电厂中长期交易电量限值以全省平均交易小时数为基数，综合考虑绿色低碳、保供、稳价、项目等情况设置，交易电量限值=基数小时数+月度交易电量限值，具体限值方案另行制定。

八、中长期与现货、辅助服务交易

直接参与现货市场的电力用户或售电公司与发电企业应在年度、月度（内）中长期合同中约定包括但不限于分时结算曲线（组）等、交割结算节点和相应结算价格。若未约定电力曲线，则由浙江电力交易中心按照典型负荷曲线将合同电量分解至每个最小结算时段形成电力曲线。现货市场运行时，批发交易合同根据相关规定

转换为中长期差价合约执行。市场主体参与现货交易电量占比、中长期与现货衔接其他未尽事宜由现货结算试运行方案另行明确。

积极扩大辅助服务市场份额，推动新型储能、虚拟电厂等参与辅助服务，待国家政策明确后确定各类电力辅助服务品种、补偿类型及方式等。

九、保障措施

（一）发挥市场统筹功能。充分利用市场机制和价格信号，统筹能源绿色、保供和稳价，统筹中长期和现货市场发展，统筹发用两侧电力电量匹配平衡，统筹现货运行和辅助服务市场建设，统筹计划放开和市场推进，加快培育售电主体，丰富完善交易品种，不断优化市场设计，营造良好的电力市场环境。

（二）加强交易组织协同。省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办按照职责分工，积极组织协调电网企业、发电企业和各市场主体开展市场化交易，增强电力交易中心和电力调度中心等作为市场运营机构的职责定位，充分发挥电力市场管理委员会的作用，构建有序的电力交易格局，杜绝扰乱交易秩序行为。

（三）确保信息公开透明。电网企业应做好代理购电相关信息公开、电费结算等工作，原则上每月月底前3日主动公示代理用户分月总电量预测、相关预测数据与实际数据偏差、采购电量电价结构及水平、市场化机组剩余容量相关情况、代理购电用户电价水平及构成、代理购电用户电量和电价执行情况等信息。电网企业应于每月底前公布上月全电力市场损益清算结果。电力交易机构应于每

月月初3日前公布上月市场集中竞价交易价格、双边协商交易平均价格、批发侧市场化交易合同均价等批发侧相关价格情况。

（四）完善交易监管体系。电网企业、电力交易机构要按月开展交易、结算、偏差考核、分摊分享费用、合同履行等的统计分析，跟踪发电企业、售电企业、电力用户（含兜底、代理购电）各类交易结算电量、电费，存在异常高价（差）、低价，或者交易电量、电费明显超出（低于）合理水平的，应当详细分析原因；对于前期市场运行中存在的问题，应当持续监测，仍然存在异常的，做好记录、评估，提出优化建议；要分析分摊分享费用构成明细及依据情况。上述运营监控情况应当于每月8日前书面报送省能源局、浙江能源监管办。各部门要进一步加强电力市场成员的监管，及时查处电力市场交易各环节信息公开不准确、结算不及时、合谋交易、行使市场力等违法违规行为。

十、其它

（一）本方案未尽事宜按照《浙江省电力中长期交易规则（2023年修订版）》《省发展改革委关于转发〈国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知〉的通知》（浙发改价格〔2021〕406号）《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》等文件执行。本方案为总体工作方案，后续将发布交易细化工作通知。

（二）省统调煤电执行两部制价格机制，容量电价按照国家和我省政策执行，电量电价通过市场化方式形成，灵敏反映电力市场

供需、燃料成本变化等情况。

（三）执行中如遇有关问题和情况，请根据实际及时向省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办报告，或与浙江电力交易中心联系。联系电话：省能源局，0571-87058255；浙江能源监管办，0571-51102738；浙江电力交易中心，0571-51216666。

附件：月度煤电价格联动计算公式

附件

月度煤电价格联动计算公式

$$P_{\text{联动}} = P_{\text{年度}} + (A_{\text{月度}} - A_{\text{年度}}) \div 5500 \times 7000 \times C_{\text{标煤耗}} \div 10000$$

$P_{\text{联动}}$ ：月度交易联动价格。当月燃煤发电企业交易价格联动水平，单位为“分/千瓦时”。

$P_{\text{年度}}$ ：年度交易价格。燃煤发电企业年度交易价格，单位为“分/千瓦时”。

$A_{\text{年度}}$ ：年度基准煤价。根据年度交易价格 $P_{\text{年}}$ 、发电综合成本等综合测算确定，单位为“元/吨”。

$A_{\text{月度}}$ ：月度煤价。上月燃煤发电企业电煤（5500 大卡/千克）价格， $A_{\text{月度, 现货}}$ 以晾晒电煤采购价格为准，单位为“元/吨”。

$$A_{\text{月度}} = 0.8 \times (A_{\text{月度, 长协}} + A_{\text{运费}}) + 0.2 \times (A_{\text{月度, 现货}} + A_{\text{运费}})$$

$C_{\text{标煤耗}}$ ：月度标煤耗。上月燃煤发电企业标煤耗，单位为“克/千瓦时”。