

浙江省发展和改革委员会

浙江省能源局文件

国家能源局浙江监管办公室

浙发改能源〔2021〕426号

**省发展改革委 省能源局 浙江能源监管办
关于印发《2022年浙江省电力市场化
交易方案》的通知**

各市发展改革委，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、电力用户、售电公司：

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《2022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。

  
浙江省发展和改革委员会 浙江省能源局 国家能源局浙江监管办公室
2021年12月10日

2022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,全面推进“中长期+现货”省级电力市场体系建设,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)《浙江省电力体制改革综合试点方案》(浙政发〔2017〕39号)等文件精神,结合我省实际,制定本方案。

一、交易规模

2022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90%,现货市场交易电量占比不高于10%。

二、主体类型、交易模式和准入方式

(一) 电力用户

1. 除居民(含居民电价的学校、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,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)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。

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

除保障居民、农业用电的保障性和电源外，其它各类电源的省内外发电企业参与电力市场化交易，确保市场内发用两侧可交易电量规模匹配。优先发电的保量竞价电量参与电力市场化交易。

省内非统调水电、风电、光伏、生物质能、垃圾发电等和省外三峡、白鹤滩、四川、福建、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，详见附件。

1. 省内发电企业。

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、燃气、核电、水电等各类发电企业，非统调燃煤发电企业，无补贴的风电和光伏发电企业。

2. 省外发电企业。

未纳入保障性电源或执行保量竞价优先发电的省外来电发电企业（主体）。包括跨省跨区水电（溪洛渡）、中核集团秦山核电公司（二期、三期、方家山）、宁夏来电、皖电东送等省外来电。

(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。

三、交易电量

(一) 电力用户及售电公司

工商业用户须全电量参与市场交易。

1. 110 千伏及以上用电电压等级的工商业用户应参与电力现货市场交易，现货交易电量不高于其前三年用电量平均值的 10%，剩余交易电量为中长期交易电量。

2. 其它工商业用户交易电量原则上全部为中长期交易电量。其中，年度交易电量原则上不低于其前三年用电量平均值的 70%，其余交易电量通过月度交易或（和）现货交易实现。

3. 鼓励售电公司结合实际（具备分时计量等条件）代理工商业用户参与现货市场交易，现货交易电量比例不高于代理用户前三年总用电量平均值的 10%。

(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）。各机组（发电企业）交易电量上下限按照年度交易工作通知确定。非统调燃煤发电企业市场化交易电量暂按 150 亿千瓦时确定。

(2) 气电:省统调气电全年市场化交易电量上限暂按 150 亿千瓦时确定(根据气源、气价等情况适时调整),各机组(发电企业)交易电量上下限按照年度交易工作通知确定。

(3) 核电:中核集团秦山一期全年市场化交易电量占其年发电量的 50%。三门核电全年市场化电量占其年发电量的 10%。

(4) 水电:乌溪江水电、三溪口水电、北海水力发电等省统调水电年发电量全部为市场交易电量。

(5) 风电光伏:无补贴的风电和光伏发电参与绿电交易,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。交易电量全部为中长期交易电量。

省统调煤电、核电和水电的现货交易电量比例原则上分别不高于 10%。省统调气电现货交易电量比例原则上不高于 30%,具体按照现货结算试运行方案确定。

2. 省外发电企业

(1) 核电:中核集团秦山二期、三期和方家山核电全年市场化交易电量分别占其送浙落地电量的 50%、40%和 50%。

(2) 水电:溪洛渡水电站全年市场化交易电量为其送浙落地电量的 50%。

(3) 宁夏煤电和皖电送浙:宁夏煤电和皖电送浙机组送浙落地电量全部为市场化电量。

省外来电参与浙江电力市场化交易，现货交易电量原则上比例不高于 10%。

四、交易价格

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。

1. 直接参与交易的工商业用户用电价格由直接交易价格（含辅助服务费用、成本补偿等）、输配电价（含线损和交叉补贴，下同）和政府性基金及附加组成。电网企业代理购电的工商业用户用电价格由代理购电价格（含平均上网电价、辅助服务费用、成本补偿等，下同）、输配电价和政府性基金及附加组成。

2. 已参与电力市场化交易的用户（具体以省发改委官网《关于公布 2021 年度电力直接交易相关信息的通知》中公布的用户清单为准）要直接参与市场交易，改由电网企业代理从市场内购电的，其购电价格按电网企业代理其它用户购电价格的 1.5 倍。拥有燃煤发电自备电厂、由电网企业代理购电的用户，其购电价格按电网企业代理其它用户购电价格的 1.5 倍。高耗能用户原则上要直接参与市场交易，暂不能直接参与的由电网企业代理购电，其购电价格按电网企业代理其它用户购电价格的 1.5 倍。

3. 对小微企业和个体工商业用电实行阶段性优惠政策，

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费用中作等额扣除。

4. 代理购电价格按照省发展改革委发布的《浙江省关于组织电网企业代理购电工作的有关事项的通知》执行。

5. 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%。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。宁东、皖电等省外燃煤配套电源通过直接参与或（和）双边协商等方式形成市场交易价格。非统调燃煤发电通过挂牌、竞争性招标等方式形成市场交易价格。

6. 鼓励省内外其它电源直接参与市场形成市场交易价格。未通过直接参与形成市场交易价格的电量（根据各类电源交易下限值确定），须通过双边协商、集中竞价、挂牌、竞争性招标等方式形成市场交易价格。新能源发电企业的补贴费用和气电容量电费暂由全省工商业企业用户分摊。综合省内产业结构升级、能源双控、支持中小企业发展和规范高耗能企业用电管理等政策要求，可分类确定分摊费用比例。

7. 市场化直接交易价格由市场主体通过交易平台形成，第三方不得干预。市场化交易价格一旦形成不得变更，如因其它原因造成交易双方损益，由交易双方协商另行签订补充协议确定。

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，并按照规定要求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，按照“一承诺、一注册、一公示、三备案”的流程在交易平台办理注册手续。

2. 售电公司经代理用户确认后通过交易平台进行绑定，电网企业与代理购电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（能源局）、浙江能源监管办公室备案，并及时向社会公布。

（二）中长期交易

1. 电力批发交易。电力批发交易包括年度双边协商、年度挂牌、月度双边协商、月度集中竞价和月度挂牌交易等，由浙江电力交易中心负责组织实施，省发展改革委（能源局）和浙江能源监管办按照相关规定进行监管。

（1）年度双边协商交易。批发市场用户、售电公司、电网企业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。年度双边协商交易电价、电量按照尖峰、高峰和低谷时段按月分别确定。

(2) 年度挂牌交易。根据年度双边协商交易情况，组织开展年度挂牌交易，批发市场用户、售电公司、电网企业与发电企业在规定时间内通过电力交易平台提交挂牌意向并由平台成交。

(3) 月度交易。根据年度双边协商交易和年度挂牌交易情况，适时组织开展月度双边协商交易、月度集中竞价和月度挂牌交易。

(4) 绿色电力交易。持续扩大绿电交易范围。推动平价风电和光伏发电参与绿电交易，鼓励非平价的风电和光伏发电企业综合补贴和绿电交易价格等因素，供需双方自主协商参与绿电交易。开展杭州亚运绿电交易等专项活动。

(5) 允许直接参与现货市场的电力用户或售电公司与发电企业在现货市场结算试运行前10个工作日内调整交易合同条款、确定分时结算曲线、价格和结算点。现货市场结算试运行时，批发交易合同根据现货结算试运行方案转换成为中长期差价合约的形式执行。

2. 电力零售交易。售电公司与零售用户签订购售电合同，分别约定尖峰、高峰和低谷时段的分时价格。电网企业与代理购电用户签订代理购电合同。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%。

3. 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2022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交易电子合同。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（能源局）和浙江能源监管办备案。

4. 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）零售市场结算由售电公司按照其与零售用户购售电合同约定，经与零售用户核对确认后，将月度结算依据提供给电网企业进行结算。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。电网企业代理购电用户的结算省发展改革委发布的《浙江省关于组织电网企业代理购电工作的有关事项的通知》执行。

5. 安全校核。电力调度中心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。

（三）现货市场交易和辅助服务交易

结合现货市场完善调频、备用等辅助服务市场建设，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市场，逐步通过电力市场实现可持续发展。

现货市场交易和辅助服务交易组织按照适时发布的现货市场结算试运行工作方案执行。

(四) 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，于12月31日前完成2022年电力中长期交易年度交易工作。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2022年1月现货市场转入连续不间断运行。

六、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，统筹电力保供和能耗双控，统筹中长期电力交易和现货市场发展，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（能源局）、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组织机构的职责定位，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。

(四) 完善交易监管体系。加强行业信用体系，强化对电网企业、电力交易中心和各类市场主体的监管，及时查处交易各环节信息公开不准确、结算不及时以及运用垄断地位干预市场等违法违规行为。电力交易中心要及时汇总市场交易信息，加强电力交易履约监控，对市场异常情况及时书面报告省发展改革委(能源局)、浙江能源监管办和利益相关方。

七、其它

(一)本方案未尽事宜按照《浙江省电力中长期交易规则》《浙江电力现货市场结算试运行方案》《浙江省关于组织电网企业代理购电工作的有关事项的通知》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方案。

(二)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(能源局)、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：省发展改革委(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：居民、农业用电的保障电源

附件

居民、农业用电的保障性电源

单位：亿千瓦时

	序号	发电企业（主体）	上网电量（落地电量）预计	保量保价电量	保量竞价电量（交易电量）	备注
省内	1	省内非统调水电、风光等（不含小火电）	300	300	0	小水电115亿千瓦时，风光等185亿千瓦时
	2	省统调风电、光伏	109	109	0	
	3	秦山核电一期	26	13	13	浙发改能源〔2021〕55号
	4	三门核电	197	177.3	19.7	
省外	1	三峡	60	60	0	政府间协议
	2	白鹤滩	75	75	0	政府间协议
	3	溪洛渡	250	125	125	发改运行〔2021〕631号
	4	秦山核电二期	148	74	74	
	5	秦山核电三期	58	34.8	23.2	
	6	秦山核电（方家山）	163	81.5	81.5	
	7	四川水电	66	66	0	政府间协议
	8	福建来电	50	50	0	政府间协议
	9	新疆来电（含吉泉）	152	152	0	政府间协议
	10	青海甘肃西藏来电	19	19	0	政府间协议
合计			1673	1336.6	336.4	
居民、农业用电量（+线损）				936.00 (+40)	-	

说明：居民、农业用电价格保持不变。省电力公司为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益，按我省第二监管周期内发电侧平均上网电价进行核算，由全体工商业用户分摊或分享。

浙江省发展和改革委员会办公室

2021年12月10日印发
