浙江：2020年直接交易电量2000亿千瓦时

2020年4月29日，浙江省发改委、浙江省能源局、浙江监管办日前联合印发了加急《2020年浙江省电力直接交易工作方案》的通知，方案中称，2020年全省安排电力直接交易电量2000亿千瓦时。其中：普通直接交易电量1700亿千瓦时，售电市场交易电量约300亿千瓦时。普通直接交易采用发电企业平台集中竞价的模式;售电市场交易采用年度双边协商交易、月度双边集中竞价、挂牌交易模式。

以下为原文

省发展改革委 省能源局 浙江能源监管办关于印发《2020年浙江省电力直接交易工作方案》的通知

浙发改能源〔2020〕145号

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，各统调电厂，相关省外发电企业：

根据国家和浙江省委省政府工作部署，在总结近年我省电力直接交易试点经验基础上，我们制定了《2020年浙江省电力直接交易工作方案》。经省政府同意，现印发给你们，请各地、各部门、各企业做好组织实施，切实将降低企业用电成本政策落到实处。

附件：2020年浙江省电力直接交易工作方案

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
2020年4月29日

附件

2020年浙江省电力直接交易工作方案

为进一步深化电力体制改革，深入推进电力市场建设，降低企业用电成本，根据《国家发展改革委关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》（发改运行〔2019〕1105号）、《中共浙江省委浙江省人民政府关于坚决打赢新冠肺炎疫情防控阻击战全力稳企业稳经济稳发展若干意见》（浙委发〔2020〕4号），制定本工作方案。

一、市场交易规模

2020年，全省安排电力直接交易电量2000亿千瓦时，较2019年同比增长42.8%。其中：普通直接交易电量1700亿千瓦时，售电市场交易电量约300亿千瓦时。普通直接交易采用发电企业平台集中竞价的模式；售电市场交易采用年度双边协商交易、月度双边集中竞价、挂牌交易模式。

二、参与市场主体

（一）电力用户

1.参与普通直接交易电力用户。2019年度用电量在100万千瓦时以上或最大单月用电量超过10万千瓦时的工商业企业可参与普通直接交易（参与售电市场交易的用户除外）。其中：第一类用户为新经济领域、高新技术、战略性新兴产业企业、“亩产效益”综合评价A档企业、传统产业转型升级企业（以下简称第一类），参与电量是其2019年用电量的80%；第二类用户为其他一般性企业（以下简称第二类），参与电量根据本次直接交易情况测算确定。电气化铁路用户参与交易电量22亿千瓦时，具体由铁路上海局集团切分落实到我省境内各电铁牵引站，不计入各市总量。

2.参与售电市场交易电力用户。钢铁、煤炭、建材、有色，交通运输、仓储和邮政业，信息传输、软件和信息技术服务业等行业10千伏及以上电压等级用户（重要公用事业和公益性服务等用户除外）可参与售电市场交易。5G基站用户可参与售电市场交易。

3. 电力用户参与电力直接交易实行负面清单管理。2019年因环境污染被司法机关追究刑事责任的企业；2018年度能源“双控”目标任务考核不合格的企业；2019年被执行差别电价或惩罚性电价的企业；“亩产效益”综合评价D档企业；列入公共信用黑名单的企业，不得参与。

（二）省内发电企业

1. 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）的省统调公用燃煤、燃气发电企业。

2. 中核集团秦山核电公司一期机组、三门核电公司1#、2#机组。

3. 拥有燃煤自备电厂的企业按照国家规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴、普遍服务和社会责任，取得电力业务许可证达到能效环保要求的，其自发自用以外电量可参与交易。

4. 参与直接交易省内发电企业必须投运相应的脱硫、脱硝、除尘等环保设施，在线监测系统正常运转，运行参数达标。

5. 省内发电企业既可参加普通直接交易，也可参加售电市场交易。

（三）省外来电

三峡集团溪洛渡水电站、中核集团秦山核电公司（二期、三期、方家山）、皖电送浙机组（凤台电厂，平圩三期等）、宁东煤电基地送浙机组、四川富余水电、福建和新疆来电（电力援疆）等省外来电主体，参与普通电力直接交易。

（四）售电公司

在浙江电力交易中心完成市场注册公示取得交易资格的售电公司可参与售电市场交易。

（五）增量配网企业

省内开展增量配电业务改革试点的增量配网企业，可代表其供电营业区内符合条件的用户参与普通直接交易；在浙江电力交易中心完成市场注册公示后，也可作为售电公司参与售电市场交易。

三、工作安排

（一）普通直接交易

1. 市场主体申报

（1）电力用户（增量配网企业）。电力用户（增量配网企业）参与交易的组织、审核、公示等工作由各设区市能源主管部门负责。各设区市第一类用户的直接交易电量，不超过本市直接交易总电量的30%，审定后的企业清单报省发展改革委（能源局）备案。

（2）发电企业。省内外发电企业参与交易的组织、审核、公示等工作由省发展改革委（能源局）负责。新投产机组可凭核准文件先行参与普通直接交易，取得电力业务许可证后补全手续。

按照国家相关文件要求，三峡集团溪洛渡水电站、中核集团秦山核电公司（一期、二期、三期、方家山）、三门核电公司、四川富余水电、福建和新疆来电（电力援疆），享有参与普通直接交易优先发电权。

2. 入市手续办理

（1）电力用户（增量配网企业）。为落实“最多跑一次”改革精神，有效降低企业交易成本，参与本次普通直接交易的电力用户免予提交申请材料及办理入市注册手续。

（2）发电企业。已签订入市协议且相关信息无变更的发电企业免予提交申请报表及办理入市手续。经审核通过新

入市的发电企业，需到浙江电力交易中心签订市场主体入市协议，办理入市注册相关手续。

享有优先发电权的发电企业（主体）在规定期限内未办理入市手续的，或办理入市手续但未进行有效报价的，其享有优先发电权的直接交易电量保障消纳、视为成交，并按市场出清价格结算。

3. 平台集中竞价

本次普通直接交易，实行发电企业平台集中竞价加协议出让兜底模式。

发电企业平台集中竞价实行六段式报价，每段电量不得超过其参与普通直接交易电量的20%，报价价格逐段递增，每段价差不得小于3.0元/MWh。除四川富余水电、福建和新疆来电（电力援疆）外，其他发电企业（主体）均应平等参与竞价，以边际出清价格作为本次直接交易成交价格。

发电企业参与竞价，须在规定时间内申报一组电量、电价，其中享有优先发电权的发电企业申报电量为其核定的普通直接交易电量，其他发电企业申报电量不高于其核定的可参与普通直接交易电量上限；省内发电企业以上网电价作为基准报价，省外发电企业以落地电价基准报价。

各发电企业申报的电量按报价由低到高排序进行预出清，若享有优先发电权的电量在预出清中全额中标，则预出清结果为市场正式出清结果。若享有优先发电权的电量在预出清中未全额中标，则所有享有优先发电权的电量全部按最低报价处理，再次排序进行市场出清。市场出清后，中标发电企业按报价排序，从低到高分配交易电量。若出清价格由两家及以上发电企业报价确定，则按各家发电企业该报价段所报电量比例分配该段成交电量。皖电送浙机组除凤台电厂和平圩三期外，其他送我省电量请国家电网公司华东分部指定相关电厂参与平台竞价。

平台集中竞价结束后，若全部竞价中标电量未达1700亿千瓦时，则不足电量转为协议出让方式，具体由省发展改革委（能源局）会同省级电网企业与相关省市或省外各基地燃煤电厂双边协商确定出让电量、电价。协议出让电价原则上不高于平台集中竞价出清价格。

4. 直接交易电价

发电企业（主体）侧电价由交易平台集中竞价产生。用户侧电价由发电企业侧电价、输配电价（含线损和交叉补贴）和政府性基金及附加费组成。期间，若国家调整我省输配电价、政府性基金及附加费和上网基准价的，本次交易电价同步调整。若用户同时可享受企业自备机组关停优惠电价等其他电价政策的，合并计算直接交易和优惠政策降价幅度，保障各项惠企政策落实到位。

5. 直接交易电量

省内发电企业（不包括秦山核电一期、三门核电）、皖电送浙机组和宁东煤电基地送浙机组参与直接交易（包括协议出让）电量不设上限。

享有优先发电权发电企业（主体）参与普通直接交易电量情况如下：

（单位：亿千瓦时）

序号	发电企业（主体）	送浙落地电量	参与比例	参与交易电量	备注
1	溪洛渡水电站	256.69	50%	128.345	
2	秦山核电一期	24.48	50%	12.24	
3	秦山核电二期（1、2机）	46.22	50%	23.11	
4	秦山核电二期（3、4机）	101.52	50%	50.76	
5	秦山核电三期	58.54	40%	23.416	国家重大工程
6	秦山核电一期扩建（方家山）	159.59	50%	79.795	

7	三门核电	199.26	0	0	发改价格〔2019〕535号
8	四川富余水电（含二滩水电）	66.00	100%	66.00	政府间协议
9	福建来电	30.00	100%	30.00	
10	新疆来电（电力援疆）	38.00	100%	38.00	政府间协议
合计		1025.30		496.666	

6. 结算方式

电力用户委托电网企业与中标发电企业（主体）签订直接交易合同，按代理合同约定的电量电价进行结算。享有优先发电权的企业（主体），参与本次普通直接交易电量按市场出清价格扣除燃煤超低排放电价进行结算，如在规定期限内未签订直接交易合同，由省级相关部门下达正式文件暂行结算，待双方协商一致签订普通直接交易合同后再正式结算。协议出让电量按协议电价结算。

（二）售电市场交易

2020年度售电市场交易暂按以下原则考虑，具体按照修订后的《浙江省部分行业放开中长期电力交易基本规则（试行）》开展。

1.电力批发交易

（1）年度双边协商交易。批发市场用户、售电公司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，交易价格不含输配电价和政府性基金及附加。

（2）月度集中竞价和挂牌交易。自交易开始之日起，2020年每月下旬开展次月集中竞价和月内挂牌交易，按照尖峰、高峰和低谷时段按月分别进行交易组织，具体以交易中心公告为准。

2.电力零售交易

（1）售电公司、零售用户、电网公司签订三方合同，于交易执行前7个工作日提交至用户所在地供电公司，完成售电公司与零售用户交易绑定。

（2）售电公司与零售用户签订购售电合同，可以分别约定尖峰、高峰和低谷时段的零售市场交易价格，交易价格不含输配电价和政府性基金及附加。

（3）根据2019年同期用电量测算，同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司，售电市场交易总电量不超过60亿千瓦时。

3.合同签订

（1）浙江能源监管办发布2020年度售电市场交易合同示范文本，各市场主体应根据发布的合同示范文本签订电力交易合同。合同期限自2020年1月1日0时至2020年12月31日24时。

（2）鼓励交易双方签订电力负荷曲线形式的双边协商交易合同。

（3）现货市场结算试运行时，双边协商交易合同、电力交易机构出具的有约束交易结果等，按照尖峰、高峰和低谷时段量、价转换成为中长期差价合约曲线的形式执行。

4.交易结算

（1）批发市场用户、售电公司月度实际用电量与月度合同电量的偏差按照尖峰、高峰和低谷时段偏差电量分别统计确定，并按照规定分别进行偏差调整结算。

（2）批发市场结算由电力交易机构根据合同双方约定、竞价、挂牌方式确定的中标电量、电价和偏差考核情况，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。

（3）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，电力用户应付的输配电价和政府性基金及附加等费用由电网企业在月度账单中明确。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，可对冲结算。

四、管理措施

（一）加强交易电量管理

省发展改革委（能源局）进一步加强发电企业（主体）参与电力直接交易工作考核，统筹纳入年度发用电计划管理，预留相应奖励电量（用煤指标）。省内发电企业（不包括秦山核电一期、三门核电）、皖电送浙机组和宁东煤电基地送浙机组，普通直接交易奖励电量按发电企业中标电量的20%确定，售电市场交易奖励电量按照各发电企业签订、中标的尖峰、高峰和低谷电量，分别以0%、5%、40%的比例确定，并按其2019年度单位发电标煤耗和入炉原煤热值5150大卡/千克，相应增加年度发电用煤指标。

（二）严格交易市场监管

省发展改革委（能源局）、浙江能源监管办按照职责分工，进一步加强市场监管，杜绝扰乱市场交易秩序行为。

1.普通直接交易平台竞价中若出现发电企业无效报价，且市场出清价格未受到影响，则其他发电企业报价及当次市场竞价结果继续有效；若市场出清价格受到严重影响，则当次竞价结果无效，重新进行平台竞价。享有优先发电权的企业涉嫌不正当竞争的，其所有电量按最低报价处理。平台集中竞价中出现不正当竞争行为的发电企业，将依法予以处理，并在其后续双边协商协议出让中将剔除出协商范围名单。

2.各级电网企业做好通知电力用户、提供电力用户相关信息等工作。浙江电力交易中心要按月定期发布售电批发市场交易结算情况等市场交易信息，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。

五、其他

（一）本方案未尽事宜按照《浙江省电力用户与发电企业直接交易试点实施方案（试行）》《浙江省电力用户与发电企业直接交易规则（试行）》《浙江省部分行业放开中长期电力交易基本规则（试行）》办理。

（二）本次直接交易将根据我省电力现货市场建设情况，适时转为政府授权合约形式实施。

（三）在具体执行中如遇问题和情况，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，0571-51102135。

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/news/155907.html