山东电力市场参数（试行）

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **编号** | **关键参数** | **取值** |
| 1 | 抽水蓄能电站参与市场容量占比 | 抽水蓄能电站参与市场容量占比$γ\_{市场}$%=50%。预留系统需要备用容量为200万千瓦，电力调度机构可按需调整。 |
| 2 | 机组开机调用测试价格系数 | 机组开机调用测试价格系数KC=2.5。当负荷高峰时段供需比rt大于1.15，火电机组申报价格超过核定成本的2.5倍时，可对该机组进行开机调用测试。 |
| 3 | 调频服务调节速率需求值 | 取值100~150 MW/min，电力调度机构可根据电网运行实际适度调整。 |
| 4 | 申报供热量偏差率上限 | 申报供热量偏差率上限∆0=15%。 |
| 5 | 新能源偏差收益回收系数 | 新能源偏差收益回收系数FE%=10%。 |
| 6 | 用户侧允许最大申报偏差率 | 用户侧允许最大申报偏差率λ1暂取20%。其中，独立新型储能、抽水蓄能、新能源与配建储能联合主体用电侧暂不回收，虚拟电厂负荷类机组（#2F机、#2R机)暂取50%。 |
| 7 | 报价合理收益率 | 安全约束机组组合（SCUC）事前监管环节，当负荷高峰时段供需比rt大于1.15时，允许机组报价合理收益率上限$π\_{YL}$=2.5，替换时的合理收益率$π\_{RY}$=2。可视山东电力市场实际运行情况予以调整。 |
| 8 | 机组核定成本缩放比例系数 | 市场力价格管制方法一中，机组核定成本缩放比例系数ε=30%。可视山东电力市场实际运行情况予以调整。 |
| 9 | 机组申报电量价格每连续两个出力点间的最小长度 | 机组申报电量价格每连续两个出力点间的最小长度取Max﹛(最大技术出力一最低技术出力）×5%，2兆瓦)﹜。 |
| 10 | 机组申报电量价格每个出力点最小单位 | 机组申报电量价格每个出力点最小单位取1兆瓦。 |
| 11 | 正、负备用容量限值 | 原则上最小正备用不少于400万千瓦、最大正备用不高于800万千瓦，最小负备用不少于70万千瓦，电力调度机构可根据电网运行实际适度调整。 |
| 12 | 机组组合优化算法收敛精度 | 原则上间隔容差（Gap）参数默认值不高于0.001，电力调度机构可根据电网运行实际适度调整。 |
| 13 | 火电机组变动成本 | 燃煤机组变动成本（燃料、水等）电煤价格采用最近连续2期中国沿海电煤采购价格指数（CECI沿海指数-综合价）算术平均值和中国环渤海动力煤价格指数（BSPI指数）算术平均值的高值乘以1.1的系数。若其中某个指数停发，则使用停发前最后一期的数据。燃气机组变动成本燃气价格根据燃机运行日上海石油天然气交易中心发布的当日山东省LNG出厂价格（如遇周末、节假日采用之前最近一天的价格指数）和LNG气化价格及管道输送价格确定，LNG气化价格及管道输送价格执行政府相关文件。9F机组每标方气可发电量按4.9kWh测算。 |
| 14 | 机组开机启动时间 | 竞价日18:00为启动时间，对于火电机组依据机组停运时间按照冷态启动20小时、温态启动12小时、热态启动6小时出清机组并网时间，对于核电机组依据其特性参数出清并网时间。 |
| 15 | 启动工况定义 | 燃煤机组停机时间10小时以内为热态启动，停机时间10小时（含）至72小时（含）为温态启动，停机时间72小时以上为冷态启动。燃气机组停机24小时以内为热态启动，停机时间24小时（含）至72小时（含）为温态启动，停机时间72小时以上为冷态启动。 |
| 16 | 最小连续开机时间 | 上限设置100万千瓦级机组为10天、60万千瓦级机组为7天、30万千瓦及以下机组为3天。电力调度机构可根据电网运行实际按照机组类型统一调整。 |
| 17 | 最小连续停机时间 | 100万千瓦级机组为2~48小时，60万千瓦级机组为2~24小时，30万千瓦及以下机组为2小时。电力调度机构可根据电网运行实际按照机组类型统一调整。 |
| 18 | 同一电厂开停机时间 | 同一电厂单机切换最小开机时间默认设置为9小时。同一电厂开机间隔时间默认为2小时，同一电厂停机间隔时间默认为2小时。电力调度机构可根据电网运行实际按照机组类型统一调整。 |
| 19 | 安全约束迭代次数上限 | 默认值10。电力调度机构可根据电网运行实际按照机组类型统一调整。 |
| 20 | 电厂申报的每小时供热量最小单位 | 电厂申报的每小时供热量最小单位取0.01GJ/小时。 |
| 21 | 电量交易限值管理参数 | 发电侧净合约量调整系数f1取值1.2，累计交易量调整系数f2取值2。用电侧净合约量调整系数y1取值1.2，累计交易量调整系数y2取值2。 |
| 22 | 履约保函约束申报额度参数 | 履约保函调整系数H%建议设置为1000%；下一交易日交易标的涨跌幅限额绝对值Q%设置为10%。在测算结算风险时，经营主体单位用电量对应的交易费用P未清算度电费用设置为0.01元/千瓦时。对于经营主体单个交易日内月度净合约量的变化比例暂不进行限制。 |
| 23 | 集中竞价交易参数 | 经营主体申报的交易电量应为基本单位电量的整数倍，基本单位电量设置为10兆瓦时。申报的电量分解到分时的最小颗粒度设置为0.001兆瓦时。交易标的申报价格的最小单位设置为0.1元/兆瓦时。 |
| 24 | 双边协商交易参数 | 经营主体参与交易时允许提报的最小申报电量设置为10兆瓦时。在此基础上，以基本单位电量的整数倍增加，基本单位电量设置为1兆瓦时。申报的电量分解到分时的最小颗粒度设置为0.001兆瓦时。交易标的申报价格的最小单位设置为0.1元/兆瓦时。 |
| 25 | 挂牌交易参数 | 经营主体参与交易时允许提报的最小申报电量设置为10兆瓦时。在此基础上，以基本单位电量的整数倍增加，基本单位电量设置为1兆瓦时。申报的电量分解到分时的最小颗粒度设置为0.001兆瓦时。交易标的申报价格的最小单位设置为0.1元/兆瓦时。 |
| 26 | 集中竞价典型曲线月分日比例 | 工作日1.0，周六1.0，周日1.0，法定节假日0.9。 |
| 27 | 中长期交易可申报电量额度调整系数 | 中长期交易发电侧可申报买入、用户侧可申报卖出电量额度调整系数K1设置为1.0。 |
| 28 | 中长期偏差收益回收参数 | 中长期偏差收益回收系数h，直调公用燃煤机组、核电机组、用户侧(售电公司、批发用户、电网企业代理购电等)取值为1.2，地方公用及并网自备电厂取值为1.0。发电侧中长期电量占比允许上下限系数W1、W2，分别取值为110%、80%;用户侧中长期电量占比允许上下限系数R1、R2，分别取值为110%、80%。以上系数适用主体及取值范围根据国家和山东省关于发电企业中长期签订比例有关要求及市场运行情况适时调整。 |
| 29 | 零售市场高于同类型套餐市场均价风险提示 | 零售套餐高于同类型套餐市场均价H超高%风险提示。H超高%取值为高于同类型套餐市场均价10%或高于同类型套餐平段均价5%。 |
| 30 | 零售合同偏差考核电价百分比 | 零售合同偏差考核电价百分比y%取值范围0.1%~99.9%。 |
| 31 | 零售合同解约金参数 | 解约金最低金额C1为1万元，解约金最高金额C2为200万元，解约金系数b%取值范围0.1%~99.9%。 |

## 注：以上参数条款术语均与《山东电力市场规则（试行）》（鲁监能市场规〔2024〕24号）相配套。