

附件 1

山东电力市场参数（试行）

（征求意见稿）

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 $\gamma_{\text{市场}}\%=50\%$ 。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 $K_c=2.5$ 。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 $\Delta_0=15\%$ 。
5	新能源偏差收益回收系数	新能源偏差收益回收系数 $F_B\%=5\%$ 。
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 λ_1 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，虚拟电厂全电量负荷类机组（#2F 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，允许机组报价合理收益率上限 $\pi_{YL}=2.5$ ，替换时的合理收益率 $\pi_{RY}=2$ 。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	市场力监管方法一中，机组核定成本缩放比例系数 $\varepsilon=30\%$ 。可视山东电力市场实际运行情况予以调整。
9	机组报价调减调节系数	市场力监管方法二中，机组报价调减调节系数 M_p ，取值为 5%~15%。
10	市场超额收益分摊系数	事后市场力监管中，各发电集团市场超额收益分摊系数 μ ，取值为 0.05~1.0。
11	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 $\text{Max}\{(\text{最大技术出力}-\text{最低技术出力})\times 5\%, 2\text{兆瓦}\}$ 。

12	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。
13	正、负备用容量限值	原则上最小正备用不少于 300 万千瓦、最大正备用不高于 700 万千瓦，最小负备用不少于 150 万千瓦，电力调度机构可根据电网运行实际适度调整。
14	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。
15	火电机组变动成本	燃煤机组变动成本 (燃料、水等) 采用最近连续 2 周中国沿海电煤采购价格指数 (CECI 沿海综合价) 的平均值乘以 1.1 的系数。 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。
16	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。
17	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。
18	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。
19	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。
20	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。
21	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。
22	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。
23	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; 发电机组月度可用发电小时数设置为 500 小时。 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。
24	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 $P_{\text{未清算日电费用}}$ 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。
25	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。
26	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建议设置为 10 兆瓦时。在此基础上, 以基本单位电量的整数倍增加, 基本单位电量建议设置为 1 兆瓦时。 申报的电量分解到分时的最小颗粒度建议设置为 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。
27	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建议设置为 10 兆瓦时。在此基础上, 以基本单位电量的整数倍增加, 基本单位电量建议设置为 1 兆瓦时。 申报的电量分解到分时的最小颗粒度建议设置为 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。
28	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, 节假日 0.9。

29	中长期市场交易调整系数	中长期市场交易调整系数 K1 设置为 1.0。
30	中长期偏差收益回收参数	<p>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)取值为 1.2, 地方公用及并网自备电厂取值为 1.0。</p> <p>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%。</p> <p>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。</p>
31	高于同类型套餐市场均价风险价格比例	高于同类型套餐市场均价风险价格比例 $H_{\text{超商}}\%$ 取值 10%。
32	偏差考核的考核电价百分比	偏差考核的考核电价百分比 y% 取值范围 0.1-99.9%。
33	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%。