

急

上海市发展和改革委员会
上海市经济和信息化委员会 文件
国家能源局华东监管局

沪发改能源〔2025〕205号

上海市发展改革委 上海市经济信息化委
国家能源局华东监管局关于同意开展
上海电力现货市场连续结算试运行的复函

国网上海市电力公司：

你公司《关于上报上海电力现货市场连续结算试运行工作方案的请示》（国网上电司调控〔2025〕736号）收悉。经研究，现将有关事项函复如下：

一、根据国家发展改革委、国家能源局关于推进电力现货市

场建设的进度要求和市政府工作部署，同意按照你公司上报的《上海电力现货市场连续结算试运行工作方案》（以下简称《方案》），于 2025 年 10 月内启动电力现货市场连续结算试运行。

二、本次电力现货市场连续结算试运行中，燃机参与市场部分电量执行度电补贴政策和收益调整机制，燃机度电补贴暂定为现行两部制电价下燃机上网电量电价与燃煤机组标杆上网电价上浮 20% 的差值。二级价格限值暂定为燃煤机组标杆上网电价的 1.5 倍（623.25 元/兆瓦时），触发条件 L 取值暂定为 1（即现货运行日的日前或实时现货出清均价高于二级价格限值累计达到 1 个运行日则启动二级限价机制）。后续相关价格要求将根据政府价格主管部门的相关政策文件执行。

三、发电侧超额收益浮动上限暂定为燃煤机组标杆上网电价上浮 20%。用电侧偏差收益允许范围暂定为 20%，偏差收益放大系数暂定为 1.2。

四、电力现货市场连续结算试运行期间，请你公司会同上海电力交易中心认真做好组织工作，做好现货技术支持系统出清计划和实际生产的衔接，与燃气企业共同做好燃气机组日用气量管理相关工作。在交易组织中要贯彻落实好国家保供稳价的各项要求，严格执行《方案》中的风险防控措施，强化电力供应保障，确保电力供需稳定。

五、请你公司会同上海电力交易中心积极引导市场主体有序参与电力现货市场交易，做好市场主体的培训和宣贯工作，指导

市场主体正确理解规则，做好市场信息披露工作。营造良好的电力市场改革氛围，不断推进与优化电力现货市场连续结算试运行工作，保证电力市场建设平稳有序。

六、电力现货市场连续结算试运行期间，请你公司会同上海电力交易中心定期报送市场运营情况。如遇重大问题，请及时报告。

上海市发展和改革委员会

上海市经济和信息化委员会

国家能源局华东监管局

2025年10月27日

国网华东分部，华能华东分公司，上海电力股份有限公司，
抄送：申能集团，华电上海分公司，长江电力，上海电力行业协会，
上海电力交易中心，上海投资咨询集团有限公司。

上海市发展和改革委员会办公室

2025年10月28日印发

附件

上海电力现货市场连续结算试运行工作方案

根据《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力现货连续运行地区市场建设指引的通知》（发改能源〔2025〕1171号）要求，加快推进上海电力现货市场建设工作，制定上海电力现货市场连续结算试运行工作方案。

一、工作目标

- （一）检验现货市场相关规则体系的合理性和有效性。
- （二）检验现货市场技术支持系统连续运行的稳定性和可靠性。
- （三）检验省内现货市场与中长期市场、辅助服务市场、跨省区市场以及省间辅助服务市场衔接的有效性和连贯性。
- （四）通过连续结算试运行，增强市场主体对现货市场规则体系和技术支持系统应用的熟悉和掌握程度，提升市场主体参与度。
- （五）检验现货市场信息披露、出清、计量、结算等业务流程连续运行的稳定性和可靠性，相关数据保留备案。

二、时间安排

连续结算试运行拟于10月内，上海市发改委、经信委、华东能源监管局印发《上海电力现货市场实施细则（结算试运行2025年第二次修订版）》及批复同意本工作方案后立即启动。根据电

网实际运行情况，在满足电网安全运行、电力可靠供应的基础上开展。

三、规则依据

连续结算试运行依据《上海电力现货市场实施细则（结算试运行2025年第二次修订版）》（以下简称《实施细则》）开展，《实施细则》未明确的按照本工作方案执行。

四、市场主体参与范围

发电侧市场主体为统调公用燃煤电厂及燃气电厂（包括调峰燃气机组和热电联产燃气机组），具体名单见附表一；用户侧市场主体范围覆盖所有用户侧主体，包括直接购电用户和电网企业代理购电用户。适时引入风/光新能源、生物质发电，以及独立储能、虚拟电厂等新型主体参与。

五、结算试运行组织

（一）中长期交易组织

连续结算试运行期间，发用双方依据签订的分时段合约电量（含省间中长期合约）合理参与现货交易。连续结算试运行暂不开展燃气电厂中长期交易，即燃气电厂无中长期合约电量；燃煤电厂中长期合约电量，暂按自然月同时段内各时段等比例或典型曲线分配的原则进行曲线分解；发电侧暂按机组许可证额定容量比，分解形成机组曲线。

（二）燃气机组参与容量市场

连续结算试运行不组织燃气机组容量市场交易。

（三）燃气机组参与电能量市场

燃气机组参与电能量市场参照《实施细则》相关规定执行，连续结算试运行执行燃气机组度电补贴和收益调整机制，调峰燃

气机组的优先市场占比可设定为20%，热电联产燃气机组的优先市场占比可设定为5%。

1. 度电补贴

每日开展日清分结算时，若现货运行日的日前或实时现货出清均价高于二级价格限值，并且累计达到L个现货运行日后，对于结算试运行期间所有高于二级价格限值的现货运行日，各燃气机组的市场化优先发电不得享受度电补贴价格。度电补贴价格由政府价格主管部门确定。

2. 收益调整机制

对于参与电能量市场的燃气机组，原则上按日计算峰段出清占比并据此进行收益调整。燃气机组分为调峰燃气机组和热电联产燃气机组两种类型，同类型燃气机组按照峰段出清占比进行排名。各燃气机组的度电电价上限暂定为政府授权合约电价的110%，下限暂定为政府授权合约电价的95%。

每日开展日清分结算时，分别计算各燃气机组在运行日的峰段出清占比，具体计算方法为：先计算运行日高峰时段和尖峰时段的日前现货出清电量之和，再除以运行日全天的日前现货出清电量之和。然后，再根据所有同类型燃气机组的相关日前现货出清电量计算得出平均峰段出清占比。

在同类型燃气机组中，一是对于该机组峰段出清占比不低于同类型机组平均峰段出清占比的燃气机组，市场化优先发电当日所有时点的平均日清分实付度电价格不得低于政府授权合约电价的95%与度电补贴价格（若有）之差。其中，对于该机组峰段出清占比不低于同类型机组平均峰段出清占比且排名前两位的燃气机组，市场化优先发电当日所有时点的平均日清分实付度电

价格不得高于政府授权合约电价的110%与度电补贴价格（若有）之差；对于该机组峰段出清占比不低于同类型机组平均峰段出清占比的其他燃气机组，市场化优先发电当日所有时点的平均日清分实付度电价格不得高于政府授权合约电价的105%与度电补贴价格（若有）之差。二是对于该机组峰段出清占比低于同类型机组平均峰段出清占比的燃气机组，市场化优先发电当日所有时点的平均日清分实付度电价格不得低于政府授权合约电价的95%与度电补贴价格（若有）之差，同时不得高于政府授权合约电价与度电补贴价格（若有）之差。

每日开展日清分结算时，在电能量市场二级价格限值调整的基础上，再根据以上方法调整市场化优先发电实付度电价格（不含度电价格），形成各燃气机组的日清分实付费用，实付与应付费用形成的差额纳入双轨制不平衡资金进行分摊或返还。对于被市场运营机构设置为必开机组的燃气机组，视作峰段出清占比不低于平均峰段出清占比的其他燃气机组予以处理。

（四）结算试运行准备

- 1.连续结算试运行开展期间，若有新增市场成员参与，则需报送工作联系人至市场运营机构。
- 2.市场运营机构完成对市场主体的关于连续结算试运行工作等方面的答疑和培训，以及相关技术支持系统操作培训。
- 3.发电侧市场主体于连续结算试运行开始前2个工作日，在电力交易机构平台上对前期申报的机组运行参数和缺省申报参数完成修改，在连续结算试运行开始后允许每月修改一次相关参数，具体申报参数及申报要求见附表二，具体市场运营参数建议值见附表四。

4. 电力交易机构向电力调度机构推送机组中长期交易汇总曲线。

5. 在连续结算试运行正式开展前，市场运营机构建立健全全市风险防控机制，提前做好风险应急处置的演练。各市场成员做好有关技术支持手段满足结算试运行要求的准备。

（五）结算试运行开展阶段

1. 组织流程（D日为运行日，T时刻为运行时刻）

序号	时间节点	工作内容
1	D-2日	市场主体开始D日市内日前现货市场信息申报。
2	D-2日	上级调度下发D日省间联络线及直调机组预计划。
3	D-1日9:30前	电力交易机构披露D日市内日前现货市场运营相关信息。
4	D-1日10:30前	市场主体结束D日市内日前现货市场信息申报（双休日前的最后一个工作日应完成双休日及双休日后第一个工作日的日前现货市场信息申报，节假日信息申报要求另行通知）。
5	D-1日10:45前	电力调度机构开展D日市内日前现货市场预出清。
6	D-1日12:30前	上级调度组织完成D日省间日前现货交易，并发布交易结果，下发D日省间联络线计划。
7	D-1日15:30前	上级调度依次完成长三角备用辅助服务市场交易、富余需求侧可调节资源互济交易、富余新能源消纳互济交易和调峰辅助服务市场交易，并发布交易结果，

		下发D日省间联络线计划。
8	D-1日17:00前	电力调度机构完成D日市内日前现货市场交易出清，形成D日日前调度计划，上报至上级调度，并将出清结果提交至电力交易机构，向相关市场主体发布。
9	D-1日18:00前	上级调度进行华东全网安全校核，并下发安全校核结果。
10	D-1日18:30前	电力调度机构根据上级调度的安全校核结果，调整D日日前调度计划。
11	T-60分钟前	上级调度完成省间日内现货交易出清，并发布交易结果，更新省间联络线计划。
12	T-30分钟前	上级调度依次完成长三角备用辅助服务市场交易、调峰辅助服务市场交易，并发布交易结果，更新省间联络线计划。
13	T-15分钟前	电力调度机构完成市内实时现货市场交易出清，将实时调度计划下发电厂执行。
14	D+1日	电力调度机构将D日市内实时现货市场交易出清结果提交至电力交易机构，向相关市场主体发布。
15	D+2日	电网企业向电力交易机构提交D日机组和用户实际分时计量电量。
16	D+4日	电力交易机构开展D日清分，并发布清分结果（节假日或双休日顺延）。市场主体核对确认日清分结果。

备注：若省间现货、长三角市场交易或省间联络线计划下发等延后，上海电力现货市场交易组织也相应顺延。

2.D-1日安排

(1) 市场交易

D-1日开展日前电能量市场交易。根据政府主管部门相

关要求，燃气企业、发电企业及电网企业共同会商形成的燃气机组日用气量建议值作为燃气机组参与日前现货市场的发电用气约束。

（2）市场申报

连续结算试运行开展期间，市场主体每日开展日前电能量市场申报，具体申报信息详见附表五。市场主体按规定时间申报量价等信息，在市场申报关闭前，未及时、正确申报的，采用缺省报价作为申报信息。

针对用户侧主体漏报、虚报等申报不规范等行为，根据连续结算试运行申报情况，探索后续建立“事前风险提示+事后跟踪评价”的闭环机制。

（3）市场出清

日前电能量市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到运行日的机组开机组合、发电出力曲线以及节点电价。日前电能量市场以每15分钟为一个交易出清时段，出清结果包含运行日96个交易出清时段。

3.D 日安排

（1）日内燃气机组启停

调度机构视情况可采取设置必开、必停机组方式，按照燃气机组日前报价高低，根据电网的实际需要安排燃机日内启停。

（2）市场申报

实时电能量市场采用日前申报的量价信息，市场主体不再另

行申报。

(3) 市场出清

实时电能量市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行集中优化计算，出清得到各发电机组需要实际执行的发电计划和节点电价。实时电能量市场按照 15 分钟间隔滚动出清，以每 15 分钟为一个交易出清时段，出清结果包含未来 15 分钟至未来 2 小时的 8 个交易出清时段。

4. 备用市场组织实施

备用采用与电能量联合出清的交易模式。调度机构提出备用容量需求，实时运行中根据系统实际运行情况将实时电能量与备用进行联合优化，得到备用市场的正式出清结果。

5. 市场与生产衔接

(1) 连续结算试运行原则上按照电网实际数据信息开展现货市场交易，在确保电网安全稳定运行的前提下开展实际调电，根据日前市场出清结果，确定调电当日机组启停方式，根据实时市场出清结果，确定机组实际发电出力。现货系统将实时市场每 15 分钟滚动出清的出清结果下发调度自动发电控制系统（AGC），调度自动发电控制系统将出清结果分解成 AGC 指令发送机组，机组根据 AGC 指令调整出力。同时调度机构对参与市场的发电机组不再发布开停磨煤机指令，现货系统将实时市场每 15 分钟滚动出清的未来 2 小时出清结果通过厂网交互平台下发电厂，发电厂根据出清结果自行预判并开停磨煤机。如果发电机组无法接收 AGC 指令的，应严格按照厂网交互平台下发的最近时点出清结果调整发电出力。

(2) 连续结算试运行开始后,参与市场的燃煤机组原则上不受前期调停计划的约束,正常参与现货市场申报,按照现货市场出清结果实际启停机组。

(3) 连续结算试运行暂由调度机构与燃气企业协商确定燃气机组日用气量约束范围或建议值,向政府主管部门报备后,向市场主体披露,纳入现货市场优化出清。针对拟于2025年11月中旬至12月底开展的天然气管网调试工作等严重影响天然气供应的情况,在确保电网供需平衡、安全稳定基础上,经相关政府主管部门同意后,有关燃气机组发电用气约束纳入现货市场优化出清。

6. 上海电力现货市场与上海电力调峰市场的衔接

连续结算试运行开始后,上海电力调峰辅助服务市场不再运行。参与上海电力调峰辅助服务市场的燃煤机组在现货市场出清结果实际出力降低至有偿调峰基准值以下或实际停机的,不再给予相应补偿。

7. 上海电力现货市场与省间市场的衔接

连续结算试运行开始后,按照上海现货市场出清结果确定机组启停和出力计划。参考上海现货市场出清价格,电网企业可代理参与日前和日内各类省间市场交易,助力上海工商业用户用电成本降低,服务全网新能源消纳。加强上海电力现货市场与长三角各类市场的衔接。

8. 市场结算

连续结算试运行的运行日均进行实际结算,其中,发电侧、用电侧以每15分钟为一个清分时段完成日清分。市内现货市场结算考虑与省间现货、华东备用辅助服务市场、华东

调峰辅助服务市场衔接。原则上，日前市场根据日前现货出清价格进行全电量结算，实时市场根据实际上网电量（或实际用网电量，可视情况进行近似或拟合），与日前市场的出清上网电量的差值进行偏差结算，日前市场的出清上网电量暂按出清发电量和市场化机组申报厂用电率计算得出，偏差结算价格为实时市场价格，中长期合约根据合约电量进行差价结算，差价为合同约定价格和日前市场价格的差值。电网企业和电力调度机构负责按照《实施细则》做好计量数据采集工作，并严格按照《实施细则》和本工作方案的时间节点向电力交易机构提供结算基础数据。

在日前和实时现货市场中，发电侧采用节点电价，用电侧采用统一结算点电价。发、用两侧电能量费用包括日前现货电能量费用、实时现货电能量费用、中长期合约费用等，同时开展机组成本补偿费用计算。

（1）电能量市场二级价格限值

参照《实施细则》执行。二级价格限值及L取值由政府价格主管部门会同有关主管部门、国家能源局派出机构确定并发布。

（2）日清分结果纳入月度结算

日清分结果纳入月度结算、月度偏差修正以及月度结算差额费用参照《实施细则》相关规定执行。

（3）不平衡资金

不平衡资金结算方面，参照《实施细则》中不平衡资金计算优化规则执行。

（4）偏差收益回收结算

偏差收益回收结算参照《实施细则》相关规定执行，连续结算试运行暂定偏差收益允许范围为20%，暂定偏差收益放大系数为1.2，最终以政府文件为准。

（5）超额收益回收结算

燃煤发电超额收益回收结算参照《实施细则》相关规定执行，结算试运行暂定超额收益浮动上限为20%，最终以政府文件为准。

（6）向家坝和皖电东送

向家坝和皖电东送参照《实施细则》相关规定计算并执行。

（7）配套措施

为做好2025年连续结算试运行与现行月度结算规则的衔接，防范市场大幅波动风险，可密切跟踪市场主体在现货结算日形成的实付或实收电能量费用与按照现行月度结算规则计算得出的对应的月度结算费用，若两者的月度结算差额较高或形成较大争议，可根据实际情况及时妥善处理，对于相关（或所有）市场主体暂时冻结相关月度结算差额，视情况往后滚动结算或采取其他相关措施。同时，对用电主体持续开展需求申报跟踪，并视情况采取对应的风险防控手段。后续，根据最新出台的政府文件和相关规则规定开展风险防控工作。

9. 电量计量

市场主体的分时计量数据（或相关近似或者拟合数据）作为实际上网电量（或实际用网电量）用于市场结算。

市场主体应具备电力、电量分时计量与数据传输条件。

计量周期和自动抄表频次应当保证结算需要，数据准确性、完整性、可靠性应能满足要求。电网企业应及时将发电企业或机组、电力用户的计量数据传输给市场运营机构，当计量数据缺失或异常时，由电网企业和调度机构及时开展消缺、补采，或按照规则进行数据拟合。数据来源和数据拟合参照《实施细则》相关规定执行。

10. 风险管控

(1) 当现货市场技术支持系统运行异常、出清结果不满足安全运行要求等情况下，优先通过调整边界数据、实时市场重新出清解决，必要时在相应时段、对相应机组实施人工干预，并做好记录和事后分析。

1) 现货支持系统异常

风险分析：现货支持系统异常包括现货市场无出清结果、系统不收敛、出清计划值发送异常等情况。

管控措施：对于现货市场无出清结果、出清计划无法发送至AGC控制系统等情况，应终止试运行，将机组控制模式切回传统计划控制模式，并及时分析排查异常原因。调度机构根据系统运行状态，以保证电力有序供应、保障电网安全运行为原则，对发电机组的发电计划进行人工调整。

2) 出清结果异常

风险分析：系统出清结果发生异常，如出清结果为0，出清结果超过机组额定容量等情况。

管控措施：为防止异常出清结果对电网运行带来风险，试运行期间，值班调度员发现出清结果异常情况，必要时人工干预现货出清计划，保证电网安全运行。若异常情况频繁出现，可按照

相关要求及时终止试运行,由现货市场技术支持系统厂家跟进排查原因,排除故障后再恢复试运行。

3) 边界条件异常

风险分析: 试运行过程中,因系统边间条件短时发生变化,如外部电网事故、网调修改受电计划、临时检修等情况对电网提出新增断面控制要求,将造成局部断面越限甚至出清结果异常。

管控措施: 因边界条件变动导致现货市场出清结果异常或局部地区断面越限等情况,在必要时可终止试运行,并由相关人员及时维护实时现货市场边界条件,确保实时市场边界条件准确后,再恢复市场运行。

4) 电网异常

风险分析: 试运行期间,电网发生负荷突变、发输变电设备紧急缺陷或事故跳闸等原因,出现系统备用不足,局部断面过载等紧急情况,威胁电网安全运行。

管控措施: 调度机构应密切监视电网运行情况,必要时人工干预机组计划,保证电网频率、电压在合格范围内,相关断面不超过安全稳定限额。若出现严重异常情况,应及时终止试运行,恢复传统控制模式,待电网恢复正常后,再恢复结算试运行。

5) 电厂通过报价操控开机

风险分析: 试运行过程中,电厂通过报价操控开机方式,造成试运行日与前一日开机方式有较大变化,影响电网安全运行。

管控措施: 发生电厂通过报价操控开机方式,造成开机方式变动较大的情况,调度机构可进行人工干预,选定部分机组作为必开/必停机组,以保证电力有序供应、保障电网安全运行为原则,对发电机组的发电计划进行人工调整。

11.信息披露

电力交易机构负责电力市场信息披露的实施，以电力交易平台为基础设立信息披露平台。各信息披露主体应通过技术支持系统，按规定、及时向市场主体披露日前、实时市场运营相关信息。具体按照《电力市场信息披露基本规则》(国能发监管〔2024〕9号)要求，结合连续结算试运行实际情况，做好现货试运行期间的信息披露工作。

日前市场出清前发布各类电网运行边界条件和机组运行边界条件等信息。日前市场出清后发布相关出清类信息，日内滚动发布实时市场出清类信息。事后发布市场实时运行信息及清分信息。连续结算试运行安排出现临时调整，市场运营机构将及时向市场主体发布相关信息。

信息披露主体应严格按照电力市场信息披露基本规则和本工作方案规定的时间节点在信息披露平台披露相关信息。

管网公司应在燃气消纳有特殊要求情况下按日披露相关管网压力信息，液位信息以及船期信息，确保燃气约束设置合理、公开、透明。

12.其他要求

(1) 各市场主体在规范参与市场运营同时，均应继续严格遵守调度纪律，服从调度指令。对试运行期间无故不执行调度指令的行为，按照相关规定从重处罚。

(2) 本工作方案中有关市场主体、市场参数、结算方式等安排仅用于连续结算试运行。

(六)结算试运行监测评估

- 1.各市场成员对连续结算试运行全过程建立台账，详细记录结算试运行的每个步骤和环节、发现问题的处理措施和结果，在完整月结束后次月5个工作日内，将相关意见建议反馈至市场运营机构。市场运营机构对结算试运行开展、市场成员参与及工作成效等情况进行监测评估，并定期将有关情况报送相关主管部门。
- 2.根据结算试运行结果及市场成员反馈的意见建议，由电网企业牵头上海电力现货专班研究修改完善市场规则，在此基础上进一步做好对市场主体的规则宣贯培训。
- 3.根据结算试运行结果及其他市场成员反馈的意见建议，市场运营机构开展技术支持系统改进完善工作，在此基础上进一步做好对市场主体的技术支持系统操作培训。

附表一 参与连续结算试运行发电侧名单

序号	电厂名称	机组序号	所属发电集团
1	外三厂	G7	申能股份有限公司
2		G8	申能股份有限公司
3	外二厂	G5	申能股份有限公司
4		G6	申能股份有限公司
5	石二厂	G1	中国华能集团公司
6		G2	中国华能集团公司
7	上电漕泾	G1	国家电力投资集团
8		G2	国家电力投资集团
9	吴泾电厂	G8	国家电力投资集团
10		G9	国家电力投资集团
11	外高桥	G1	国家电力投资集团
12		G2	国家电力投资集团
13		G3	国家电力投资集团
14		G4	国家电力投资集团
15	石一厂	G5	中国华能集团公司
16		G6	中国华能集团公司
17	石二新	G3	中国华能集团公司
18		G4	中国华能集团公司
19	吴二厂	G1	申能股份有限公司
20		G2	申能股份有限公司
21	石洞口燃机	G1	中国华能集团公司
22		G2	中国华能集团公司
23		G3	中国华能集团公司
24	上临燃机	G1	申能股份有限公司
25		G2	申能股份有限公司
26		G3	申能股份有限公司

27		G4	申能股份有限公司
28	闵行燃机	G2	国家电力投资集团
29		G31/32	国家电力投资集团
30	奉贤二厂	G51/52	中国华电集团公司
31		G61/62	中国华电集团公司
32	申奉热电	G1	申能股份有限公司
33		G2	申能股份有限公司
34	申崇燃机	G1	申能股份有限公司
35		G2	申能股份有限公司
36	上重燃机	G1	国家电力投资集团

附表二 机组运行参数及缺省申报参数

序号	申报内容	备注
1	机组额定有功功率	
2	机组最低技术出力	
3	机组有功功率调节速率	
4	机组日内允许的最大启停次数	连续结算试运行暂定燃煤机组1次，燃气机组2次。
5	机组厂用电率	
6	机组冷态启动时间	燃煤机组、燃气机组停机时间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。
7	机组温态启动时间	
8	机组热态启动时间	连续结算试运行暂定燃气机组冷态开机曲线申报不超过20个时刻点，温态开机曲线申报不超过14个时刻点，热态开机曲线不超过7个时刻点（每个时刻点15分钟，第一个时刻点出力为0）。
9	冷态/温态/热态三组典型开机曲线	
10	典型停机曲线	
11	燃气机组分季度最大技术出力	每年1、4、7、10月的1日申报次日数据时可修改此参数，当季不再更改。
12	最小连续开机时间	连续结算试运行暂定燃煤机组上限24小时，燃气

		机组上限6小时（每月1日申报次日数据时可修改此参数，当月不再更改）。
13	最小连续停机时间	连续结算试运行暂定燃煤机组上限24小时，燃气机组上限6小时（每月1日申报次日数据时可修改此参数，当月不再更改）。
14	机组电能量缺省报价	每段报价起始终止出力最小单位为1兆瓦，每月1日申报次日数据时可修改此参数，当月不再更改。
15	机组启动缺省值报价	每月1日申报次日数据时可修改此参数，当月不再更改。

附表三 核定参数建议表

序号	参数名称	建议值	备注
1	市场申报价格上下限	上限：1500元/兆瓦时 下限：0元/兆瓦时	
2	市场出清价格上下限	上限：1800元/兆瓦时 下限：0元/兆瓦时	
3	机组启动费用限额	燃煤机组各容量等级机组的冷态、温态、热态启动费用报价上限如下：100万千瓦级机组（128.8万元/次、98.8万元/次、83.4万元/次），60万千瓦级机组（80万元/次、70万元/次、60万元/次），30万千瓦级机组（60万元/次、50万元/次、40万元/次）； 下限：0元/次。 燃气机组的冷态、温态、热态启动费用报价上限为16.9万元/次、10.3万元/次、6.9万元/次；下限：0元/次。	
4	机组核定成本价格	燃煤机组各容量等级机组的核定成本：超	燃煤机组

	<p>超临界机组为441.9元/兆瓦时，超临界机组为473.3元/兆瓦时，亚临界机组为530.4元/兆瓦时。</p> <p>调峰燃气机组的核定成本：588.4元/兆瓦时；热电联产燃气机组的核定成本：612.6元/兆瓦时。</p>	成本系数 暂取90%
--	--	---------------

附表四 市场运营参数建议表

参数名称	建议值
平衡约束惩罚因子	20000元/兆瓦时
网络断面约束惩罚因子	5000元/兆瓦时
爬坡约束惩罚因子	3000元/兆瓦时
备用约束惩罚因子（备用市场）	3000元/兆瓦时
用户侧允许申报偏差比例	20%

附表五 市场主体申报信息表

序号	申报内容	申报时间	备注
1	发电机组一次能源供应约束	D-1日10:30前	
2	机组固定出力	D-1日10:30前	
3	机组状态	D-1日10:30前	
4	机组出力上下限	D-1日10:30前	
5	发电机组最早可并网时间	D-1日10:30前	
6	机组启动报价	D-1日10:30前	
7	机组电能量报价	D-1日10:30前	最小单位为1兆瓦
8	用户申报电力	D-1日10:30前	