

《江西省电力中长期市场实施细则(试行 5.0 版)》 编制说明

一、总体情况

《江西省电力中长期市场实施细则(试行 5.0 版)》共十四章一百二十三条，包括总则，总体要求，市场成员，交易品种和价格机制，交易组织，省内、省间市场的衔接，交易校核，合同管理，计量和结算，信息披露，市场技术支持系统，风险防控及争议处理，法律责任，附则等。

二、主要修订内容

本次修订结合江西近年来发展实际，主要从市场准入、经营主体权责、交易组织、交易结算、新型主体参与市场方式、名词解释等六个方面进行了修订完善。

(一) 市场准入方面

明确暂未直接参与电力中长期市场的电力用户次月选择直接参加批发市场或零售市场的时限，需在每月 15 日前完成选择。

(二) 经营主体权责方面

规定了发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体、电网企业及市场运营机构(电力交易机构、电力调度机构)的权利与义务，构建了清晰的市场责任体系。

(三) 交易组织方面

1.明确交易组织流程。根据交易周期不同，明确年度(多

年)、多月、月度、月内交易组织流程及电量分解方式。

2.设置分档申报机制。集中竞价、集中撮合交易每个时段需一次性挂出5个档位的电量，每个档位的申报价格不能相同，年度集中竞价申报的档位电量不得少于10兆瓦时，其他交易周期的集中竞价、集中撮合交易申报档位电量不得少于1兆瓦时。

3.优化限价机制。落实1656号文件规定，明确江西省价格主管部门会同江西省能源局、国家能源局华中监管局对申报价格和出清价格设置上、下限。有关限价信息由交易中心在交易公告中发布。

4.明确了交易申报限额。燃煤发电机组的交易申报限额根据发电机组可用发电能力、厂用电率等条件确定；新能源发电机组的交易申报限额应扣除机制电量部分，根据额定装机容量、历史发电能力等条件确定；售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商的交易申报限额，应根据注册资本总额、履约担保额度、代理或聚合用户的历史用电水平、最大用电功率等风险平抑能力条件确定。

5.增加交易校核相关内容。明确交易出清校核由电力交易机构完成，非现货运行期间，电网安全校核由电力调度机构按照有关规定完成，明确了时限要求和交易削减原则。

（四）交易结算方面

明确了电力中长期结算参考点价格可以由日前或实时市场出清价格确定，目前暂取实时市场统一节点电价。电力中长期市场结算可按差价结算或增量结算方式开展，目前按

差价结算方式开展。已注册入市但尚未签订电力中长期合同的经营主体，实际用电量或实际发电量按偏差电量结算。

（五）新型主体参与市场方面

明确了独立储能、虚拟电厂、智能微电网、绿电直连项目等经营主体参与中长期市场交易方式。独立储能根据自身情况自主选择发、用电侧经营主体身份参与电力中长期交易；虚拟电厂以聚合控制单元为最小单位作为交易单元参与电力中长期交易，单个控制单元所聚合资源应位于同一电力现货市场出清节点；智能微电网经营主体参照批发电力用户参与电力中长期交易；绿电直连项目电源和负荷不是同一投资主体的应签订多年期购电协议或合同能源管理协议，依据协议优先组织开展绿电直连项目电源和负荷的绿电交易，剩余电量以项目聚合形式参与电力市场交易。

（六）名词解释

结合江西电力中长期实际情况，增加双边协商交易、集中撮合交易、融合交易、交易曲线和节假日用电系数比例的名词解释，对集中竞价交易的“统一边际出清”“报价撮合法”进行详细解释说明。

《江西省电力现货交易实施细则（试行 5.0 版）》 编制说明

一、总体情况

《江西省电力现货交易实施细则（试行 5.0 版）》共八章一百零六条，包括总述、术语定义、市场成员、市场衔接机制、日前现货交易、日前可靠性机组组合及发电计划交易组织、实时现货交易、附则等。

二、主要修订内容

（一）推动非统调集中式新能源参与现货市场优化出清

1.第十二条增加“报量不报价参与：集中式新能源项目原则上以“报量报价”方式直接参与现货交易，暂不满足“报量报价”参与现货交易条件的非统调集中式新能源项目，以“报量不报价”方式参与日前可靠性机组组合和实时现货市场，发电计划纳入现货市场优化出清，执行市场出清结果，承担新能源出力偏差回收费用。现阶段，将 110 千伏非统调集中式新能源场站发电计划纳入现货市场出清，后续逐步推动 110 千伏以下集中式新能源场站纳入。”

2.第四十九条增加：暂不满足“报量报价”参与现货交易条件的非统调集中式新能源项目，以“报量不报价”方式参与日前可靠性机组组合和实时现货市场优化出清，场站向所属电力调度机构申报短期功率预测曲线，具体要求与“报量报价”参与现货市场的新能源项目一致，已纳入现货市场优化出清但未申报短期功率预测曲线的场站，其短期功率预测值默认

为 0。

3.第九十二条（六）新能源出力预测曲线增加：已纳入现货市场优化出清的新能源场站在运行日申报超短期预测出力曲线，已纳入现货市场优化出清但未申报超短期功率预测曲线的场站，其超短期功率预测值默认为 0。

（二）完善日前市场组织方式，实现用户侧“报量报价”参与日前市场

4.第十三条修改为：电力用户可自愿参与日前市场。其中电力批发用户、售电公司可以“报量报价”方式，电网企业代理购电用户以“报量不报价”方式参与日前市场，允许用户按照不超过最大用电功率范围内自主决策申报购买量并纳入日前市场出清。

5.第五十四条修改为：竞价日 10:00 前，参与日前现货市场的批发用户和售电公司在电力交易平台中申报其运行日的 48 点（每半小时为一个申报点，下同）分段电力-电价曲线，电网企业预测并申报代理购电用户用电曲线，以报量不报价方式参与日前现货市场。

批发用户和售电公司申报要求如下：

（一）批发用户、售电公司全天共申报 48 条分段电力-电价曲线，每半小时分段电力-电价曲线按照阶梯段申报，第一段报价点的起始负荷为 0，最后一段报价点的电力负荷对应用户申报最大用电需求。每半小时最多申报 5 个负荷段，每段报价的负荷区间起点必须等于前一段报价的负荷区间终点，两段报价的负荷衔接点对应报价值属于前一段报价。

每段报价的最小负荷区间长度为 1MW，每段用电报价（元/MWh）不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应随负荷增加单调非递增。

（二）批发用户、售电公司申报最大用电负荷上限为实际报装容量的 γ 倍， γ 暂定为 1。

（三）市场初期，批发用户、售电公司暂按统一节点申报、出清，即无需按出清节点（220 千伏母线）进行申报，仅申报 48 点分时用电总负荷和用电价格曲线，在安全校核环节对应到各出清节点的分配比例按母线负荷预测值进行分解。具备条件时，推动批发用户、售电公司按出清节点申报分时用电负荷和用电价格曲线。

电网企业代理购电用户申报要求如下：

电网企业申报运行日代理购电用户电力负荷曲线，曲线下限为 0，上限为实际报装容量的 γ 倍， γ 暂定为 1。

6.第五十五条（二）用户侧缺省申报修改为：批发用户、售电公司未按时申报，则默认为其申报量为 0，电网企业代理购电用户未按时申报，按照其运行日所持有的中长期合约分时电量合计值进行填报。

7.第四十八条燃煤机组申报修改为：统调燃煤机组以“报量报价”方式参与日前现货市场，最小连续运行时间和最小连续停运时间设置为 0 小时，机组启动费用、空载费用等申报信息与日前可靠性机组组合申报值保持一致。申报交易信息主要为电能量费用：发电机组的电能量报价为全天一条单调非递减的发电量价曲线。

8.第五十六条中增加：煤电机组在日前现货市场未按时申报电力-价格曲线，采用日前可靠性机组组合申报电力-价格曲线进行出清；若日前可靠性机组组合也未按时申报，采用可靠性机组组合缺省报价信息参与日前现货市场和日前可靠性机组组合。

9.增加第六章第二节第六十八条至第七十一条：

“第六十八条日前可靠性机组组合机组运行边界条件要求、电网机组运行边界条件要求与日前现货市场一致，采用的安全约束机组组合（SCUC）模型、安全约束经济调度（SCED）模型、安全校核程序与日前现货市场一致。现阶段，允许煤电机组单独开展日前可靠性机组组合申报，新能源等经营主体日前可靠性机组组合申报量价暂与日前现货市场保持一致。竞价日 10:00 前，煤电机组可以通过电力交易平台进行日前可靠性机组组合的申报。日前可靠性机组组合申报和出清的价格上下限与日前现货市场一致。

第六十九条燃煤机组日前可靠性机组组合申报

燃煤机组（包括统调燃煤机组及报量报价参与现货市场的地方公用燃煤电厂）以“报量报价”方式参与日前可靠性机组组合，申报交易信息主要包括：机组启动费用、空载费用、电能量费用、最小连续运行时间、最小连续停运时间。

第七十条申报数据审核及处理

燃煤机组的申报信息、数据应满足规定要求，由电力交易平台根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过将不允许提交。发电机组提交申报信息后，由电力调度机构对申报

信息进行审核。若发电机组逾时未申报报价信息，以缺省信息参与市场出清。发电企业在日前可靠性机组组合中申报的信息，将用于省内实时现货市场，日内不再进行价格申报。

第七十一条 燃煤机组日前可靠性机组组合缺省申报

（一）机组缺省申报：发电机组需提供参与日前可靠性机组组合的默认量价参数。若发电机组未按时在日前可靠性机组组合中进行申报，采用日前现货市场申报电力-价格曲线；若日前现货市场也未按时申报，则采用缺省量价参数参与市场；若发电机组未提供默认量价参数，则采用发电机组最近一次的有效报价参数进行出清。原则上，各台发电机组的缺省申报参数一年内允许更改一次，由发电企业向电力交易机构提出申请，通过规定程序进行更改。

现阶段，机组缺省申报参数为电能量缺省报价和机组启动费用缺省值。机组启动费用缺省值为价格主管部门核定的启动费用成本。”

10.第八十八条：“实时运行时，电力调度机构基于日前电能量市场封存的发电机组申报信息”修改为：“实时运行时，电力调度机构基于日前可靠性机组组合封存的发电机组申报信息。”

11.第九十条修改为：日前可靠性机组组合所形成的机组组合、日内超短期系统负荷与母线负荷预测、日内新能源发电的超短期预测出力、日省内现货交易结果、日省内调峰交易结果，原则上作为实时省内现货市场出清的边界条件。

（三）完善新能源和用户参与日前现货市场方式

12.第四十六条修改为：新能源项目和用户按日自愿选择是否参与日前市场，新能源项目应全量参与日前可靠性机组组合。当日未选择是否参与日前市场的经营主体默认保持前一日参与状态，首次参与市场但未选择是否参与日前市场的经营主体默认该日选择不参与日前市场优化出清。

（四）推动新能源场站与配建储能在现货市场联合优化出清

13.第八十一条“新能源场站（含站内配建储能）最终出清结果为场站风机/光伏逆变器出清值与站内配建储能出清值之和。”修改为：“新能源场站（含站内配建储能）最终出清结果包括场站风机/光伏逆变器出清值与站内配建储能出清值，场站风机/光伏逆变器出清最小技术出力为功率预测与配建储能充电电力二者取小。”

（五）完善储能参与现货和调频辅助服务市场方式

14.第二十五条新增：

“独立新型储能可以选择以下三种参与市场的方式，并实现现货市场与调频辅助服务市场的衔接：同一运行日内同时参与现货市场和调频辅助服务市场、当日仅参与现货市场、当日仅参与调频辅助服务市场。

（一）同一运行日内同时参与现货市场和调频辅助服务市场是指独立新型储能在申报的充放电时段参与调频辅助服务市场竞价，储能充电时以充电状态参与调频，储能放电时以放电状态参与调频。

（二）当日仅参与现货市场是指独立新型储能在该日仅

进行电能市场充放电，不参与调频辅助服务市场竞价。

（三）当日仅参与调频辅助服务市场是指独立新型储能在该日仅参与调频辅助服务市场竞价，不在现货市场申报充放电。”

15.第三十七条（四）储能申报运行参数新增：

“最大、最小可调出力，单位为 MW。若未申报，充电状态时，最大、最小可调出力默认分别为 0 和额定充电功率（以负值表示）；放电状态时，最大、最小可调出力默认分别为额定放电功率（以正值表示）和 0。

最大、最小荷电状态（SOC），单位为百分数，默认分别为 100%和 0%。荷电状态是指储能实际存储电量占额定容量的比值。

充电效率和放电效率，单位为百分数。充电效率指储能充电时，增加存储电量与输入电量的比值；放电效率指储能放电时，输出电量与减少存储电量的比值。”

16.第五十条储能申报修改为：

独立新型储能和新能源场站配建储能自主申报充/放电曲线，以“报量不报价”方式参与现货市场。

独立新型储能和异地建设、有独立并网点和计量点的新能源配建储能：竞价日 10:00 前，通过电力交易平台申报运行日参与调频辅助服务市场和参与现货市场（可选择以下三种方式中的一种：同一运行日内同时参与现货市场和调频辅助服务市场、当日仅参与现货市场、当日仅参与调频辅助服务市场，若未选择默认当日仅参与现货市场）。

参与现货市场时，采取“报量不报价”方式，需申报运行日 96 点充/放电曲线（单位 MW）。在同一运行日内同时参与现货市场和调频辅助服务市场时，在现货电能量市场申报充放电时段应与调频市场交易时段对应。在电力平衡困难时期，电力调度机构可指定独立新型储能参与现货市场进行充放电。独立新型储能选择运行日仅参与调频辅助服务市场时，其在现货市场中出清电力为零，因提供调频辅助服务产生的电能量费用按照实时现货市场价格结算。

独立新型储能申报的充放电曲线经电力调度机构审核符合电网负荷特性且满足电网安全约束后生效。

（六）完善虚拟电厂参与现货市场方式

17.第十四条修改为：

虚拟电厂以聚合单元为单位参与市场，可以分为发电类聚合单元、负荷类聚合单元和混合类聚合单元。其中，发电类聚合单元以“报量报价”方式参与现货市场优化出清、参与现货电能量市场的负荷类聚合单元可按日自愿选择以“报量报价”或“报量不报价”方式参与现货市场优化出清，自愿参与日前市场，全量参与日前可靠性机组组合和实时现货市场；混合类虚拟电厂初期为便于操作可将发电类资源和负荷类资源分别聚合形成控制单元，后续逐步探索开展融合交易。

18.第五十一条修改为：

（二）虚拟电厂负荷类聚合单元：负荷类聚合单元按日自愿选择以“报量报价”或“报量不报价”方式参与日前现货市场，未申报的默认不参与日前现货市场。竞价日 10:00 前，

申报运行日 96 点运行数据和相关参数。其中，全电量负荷类聚合单元申报要求与售电公司一致；调节量负荷类聚合单元申报调节能力上限（MW）、调节能力下限（MW）、调节量上下调节速率（MW/min）、参与调节时段和调节方向、调节量价格曲线和运行基线。用电（调节量）价格曲线可最多申报 5 个负荷段，每段需申报用电负荷（调节量）区间起点（MW）、用电负荷（调节量）区间终点（MW）以及该区间用电负荷（调节量）对应报价（元/MWh）。用电负荷以负值表示，上调节量（减少用电）以正值表示，下调节量（增加用电）以负值表示，第一段负荷区间起点为用电负荷（调节量）下限，最后一段负荷区间终点为用电负荷（调节量）上限；每段报价的负荷区间起点必须等于前一段报价的负荷区间终点，两段报价的负荷衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的最小负荷区间长度为 1MW，每段负荷报价不可超过申报价格的上下限范围，且报价曲线应单调非递减。机组申报的用电负荷上限、下限应与并网调度协议（或调节能力测试结果）保持一致。

《江西省电力市场风险防控实施细则(试行 5.0 版)》 编制说明

一、总体情况

《江西省电力市场风险防控实施细则(试行 5.0 版)》共六章四十四条,包括总则、市场风险分类与定义、市场风险防控与处置、市场风险干预、市场中止和恢复机制、附则等。

二、主要修订内容

(一)对运行燃煤机组日前现货市场和可靠性机组组合两套报价进行同质性测试

1.第二十六条修改为:“对省内各电厂运行煤电机组日前现货市场报价和日前可靠性机组组合报价进行同质性测试。”

(二)引入负电价二级价格限制机制

2.第二十七条修改为:

为提高电力保供能力,防范市场运行风险,设置二级价格限值。

(一)在实时现货市场,当出清均价连续 7 日内累计 20 小时触及现货市场申报价格上限时,次日起执行二级出清限价(持续执行一周),出清价格上限为一级出清价格上限的 60%。

(二)在实时现货市场,当出清均价连续 12 小时触及现货市场申报价格上限时,次日起执行二级出清限价(持续执行三天),出清价格上限为一级出清价格上限的 60%。

(三)在日前、实时现货市场,出清均价为负电价且在

当日持续时间达到 4 小时，则将当日后续时段出清价格下限抬升为 0 价。

后续，结合市场运行情况，适时优化并动态调整二级出清限价下调比例、执行方式及负电价持续时长的控制。价格主管部门另有规定的，按价格主管部门文件执行。

《江西省电力市场结算实施细则（试行 5.0 版）》 编制说明

一、总体情况

《江西省电力市场结算实施细则（试行 5.0 版）》共九章一百一十三条，包括总则、结算原则、市场计量、结算流程、市场结算、资金余缺结算、退补管理、收付款管理、附则等。

二、主要修订内容

根据 2026 年第一次、第二次、第三次市管会审议议题内容完成规则修订完善，主要包括明确中长期合约特殊情况处理方式，补充完善火电机组标准值为负时处理方式，新增用户侧批发主体省间交易结算方式，细化第七章退补管理，及部分条款的补充说明。

1.新增第二条

第二条纳入江西省电力结算的发电企业、独立储能、虚拟电厂（含负荷聚合商，下同）等，原则上并网前应在电力交易平台完成注册手续，建立结算单元（与市场注册、交易单元保持一致），首次参与中长期或现货交易后，即视为已经直接参与电力市场，当月及后续均按照市场规则进行结算。

修改理由：新增明确结算单元与市场注册单元、交易单元保持一致，需在平台注册才能出具平台结算依据。

2.修改第二十五条

原文为：

第二十五条日清分临时结算结果发布：电力交易机构根

据各方处理意见，对需调整的日清分临时结算结果进行重算，并重新发布已重算的日清分临时结算结果。

修改为：

第二十五条日清分临时结算结果发布：电力交易机构可依据经营主体异议处理意见及计量数据勘误结果，对需调整的日清分临时结算结果开展重算工作，并重新发布已重算的日清分临时结算结果。

修改理由：细化明确重算条件包括经营主体异议及计量数据勘误。

3.修改第七十七条

原文为：参与市场交易电网代理居民农业（含线损）的电能量电费按曲线分时结算，电能量结算参照售电公司批发市场结算模式。代理居民农业（含线损）市场化采购月度用电量与各时段累计电量之间的差异，参照售电公司调平电量处理。市场化发电企业日分时电量+优发日分时电量=市场化用户日分时电量+电网代理工商业日分时电量+居民农业线损等保障性日分时电量。

变换为：由于居民农业用户基数大、优先发电量成分复杂，日分时电量获取难度大，因此通过发用平衡倒减方式进行获取，即： $\text{市场化代理居民农业日分时电量} = \text{市场化发电企业日分时电量} - \text{市场化用户日分时电量} - \text{电网代理工商业日分时电量}$ 。其中，市场化发电企业日分时电量为市场化燃煤机组日分时电量与全部风、光新能源日分时电量（含参与市场化交易风、光新能源与价格接受者风、光新能源）。

修改为：参与市场交易电网代理居民农业（含线损）的电能量电费按曲线分时结算，电能量结算参照售电公司批发市场结算模式。代理居民农业（含线损）市场化采购月度用电量与各时段累计电量之间的差异，参照售电公司调平电量处理。

由于居民农业用户基数大、优先发电量成分复杂，日分时电量获取难度大，因此通过发用平衡倒减方式进行获取，即： $\text{市场化代理居民农业日分时电量} = \text{市场化发电企业日分时电量} - \text{市场化用户日分时电量} - \text{电网代理工商业日分时电量}$ 。其中，市场化发电企业日分时电量为市场化燃煤机组日分时电量与全部风、光新能源日分时电量（含参与市场化交易风、光新能源与价格接受者风、光新能源）。**月度电量同理，即：** $\text{市场化代理居民农业月度用电量} = \text{市场化发电企业月度电量} - \text{市场化用户月度用电量} - \text{电网代理工商业月度用电量}$ 。

修改理由：简化语句，新增明确居农月度用电量处理方式。

4.修改第八十五条

原文为：

（一）成本补偿费用、燃煤发电企业和用户侧（含批发用户、售电公司、电网代理工商业购电及入市但未被代理的工商业用户）偏差回收费用由用户侧批发主体按月度用电量比例分摊或分享。

（二）阻塞费用、发用侧电能量平衡费用由发电侧和用电侧按 1:1 的比例承担。发电侧由燃煤发电企业按月度上网

电量比例进行分摊或分享，用电侧由用户侧批发主体按月度用电量比例进行分摊或分享。

修改为：

（一）成本补偿费用、燃煤发电企业偏差回收费用由用户侧批发主体按月度用电量比例分摊或分享。用户侧（含批发用户、售电公司、电网代理工商业购电、入市但未被代理的工商业用户及参与电能量市场的虚拟电厂）偏差回收费用由燃煤发电企业按月度上网电量比例分享。

（二）阻塞费用、发用侧电能量平衡费用由发电侧和用电侧按 1:1 的比例承担。发电侧由燃煤发电企业和直接参与交易的新能源企业按月度上网电量比例进行分摊或分享，用电侧由用户侧批发主体按月度用电量比例进行分摊或分享。

（三）...

（四）独立储能等新型经营主体暂不参与资金余缺分享或分摊。

修改理由：出于公平原则，发用两侧偏差回收费用互相给予。基于新能源全面入市，直接参与交易的新能源企业应承担相应平衡责任。新增独立储能和虚拟电厂分摊方式。

5.新增新型经营主体结算方式

第八节虚拟电厂结算

第七十九条根据聚合资源的不同，现阶段虚拟电厂主要分为负荷类虚拟电厂、发电类虚拟电厂、混合类虚拟电厂。参与电能量市场的虚拟电厂参与全部资金余缺项目分享和分摊。

第八十条 负荷类虚拟电厂运营商收益的结算方式参照售电公司相关规定执行。其聚合资源的结算方式按照双方签订的聚合服务合同相关条款执行。

第八十一条 发电类虚拟电厂运营商收益为批发侧售电电费与零售侧购电电费之差。其批发侧售电电费结算方式参照新能源场站相关规定执行（不含出力偏差回收），零售侧购电电费按照双方签订的聚合服务合同相关条款执行。

第八十二条 混合类虚拟电厂在批发市场的计量数据由聚合的发用电资源计量数据分别叠加形成，不得相互冲抵，初期为便于操作可将发电类资源和负荷类资源分别聚合形成控制单元。混合类虚拟电厂运营商的发电单元、用电单元分开结算，其收益为分别作为负荷类虚拟电厂和发电类虚拟电厂运营商的收益之和。

第九节 独立储能结算

第八十三条 独立储能发电单元、用电单元分开结算。发电单元结算方式参照新能源场站相关规定执行；用电单元结算方式参照批发用户相关规定执行。

新增理由：为贯彻落实国家文件要求，保障新型经营主体平稳结算，新增相关新型经营主体结算方式。

《江西省电力零售市场实施细则（试行 5.0 版）》 编制说明

一、总体情况

《江西省电力零售市场实施细则（试行 5.0 版）》共十二章六十二条，包括总则、经营主体、零售交易、零售套餐、零售合同、零售结算、信息披露、交易平台、保底售电、市场监管与风险防控、争议处理、附则等。

二、主要修订内容

（一）拓展零售市场范围

负荷类虚拟电厂（含负荷聚合商）与可调节负荷等聚合资源之间的交易活动纳入零售市场管理范畴。

（二）完善批发用户转零售用户的前置条件

每月零售市场交易闭市前，批发用户确认后续月份不存在未执行的批发合同，可自主选择一家售电公司签约零售套餐建立购售电关系，从次月起转为零售用户。

（三）签约时间完善

一是新增零售用户由每季末 15 日前变更为每月 15 日前可签约次月及以后套餐；二是年度交易或遇重大政策调整，相关签章时间规定另行通知。

（四）进一步规范身份认证

除电子签章外，可使用人脸识别、数字证书开展电子合同签订。平台账号应进行实名认证，绑定经营主体有关人员手机号，并应遵循手机号唯一性原则。

(五) 设置零售套餐签约冷静期机制

零售用户在首次下单零售套餐的 24 小时内（未生效期间），通过“冷静期撤销”取消下单操作，零售用户可重新选择任意零售套餐，零售用户再次选购套餐时立即生效。若 24 小时内零售用户未点击“冷静期撤销”，零售套餐自动生效。

(六) 优化零售合同解除

鼓励双方在零售合同中约定违约金。交易平台默认解约违约金 = 剩余未结算零售合同电量（零售签约合同电量 - 已结算合同电量） * 售电公司批零价差度电收益上限（按政府相关规定执行）。对于解约协商无果的售电公司、零售用户，解约方可在电力交易平台上传违约金支付凭证，在电力交易平台发起解约流程并经对方确认后，完成解约流程。

(七) 完善超额返还机制

各售电公司月度平均度电批零价差默认为 5.1 元/兆瓦时，超出部分该售电公司服务的零售用户分享，售电公司超额收益返还费用按与所有签约的零售用户结算电量比例返还。超额收益分享机制按政府有关文件调整。

(八) 强化零售信息披露

为提升零售市场信息透明度，保障零售用户合法权益，交易中心每月披露超过批零价差市场均值的售电公司名单等信息。

(九) 完善保底售电机制

一是保底售电公司可优先与拟退出售电公司协商匹配，

若未完成匹配，保底售电公司按照近 12 个月结算电量由大至小排序，依次循环与拟退出售电公司进行匹配。拟退出售电公司优先按启动保底服务时间，若同时段（以自然日为计算依据）有 2 家及以上拟退出售电公司，按照近 1 个月结算电量由大至小排序后，依次与保底售电公司进行匹配。

二是由于保底售电原因承接的增量合同部分不适用以下条款，即“同一投资主体控股的售电公司，全年代理用户参与市场化交易电量原则上不得超过全省市场化交易电量的 20%（不含电网企业代理购电电量）；拥有售电公司的发电集团与本集团售电公司的总交易规模原则上不得超过其市场化交易电量的 20%电。

三是在启动保底服务的 2 个月内，保底售电公司将对其代理保底用户单独开展结算，不承担因其代理保底零售用户所造成的盈亏（包括但不限于零售用户套餐结算价与保底售电公司代理保底用户批发侧结算价的价差费用、零售用户按实时出清均价 2 倍结算价与原签订零售合同结算价的价差费用等），保底零售用户与原签订零售合同的价差由拟退出售电公司承担，保底零售用户与原合同之间的盈亏，出具结算依据给拟退出售电公司。

四是拟退出售电公司履约保函、保险优先保障保底服务期间产生的应支付电网企业的批零价差，其余部分用于弥补零售用户按实时出清均价 2 倍结算价与原签订零售合同结算价的价差费用，纳入电价交叉补贴新增损益，向全体工商业

用户分享。

五是保底服务 2 个月后，保底售电公司不再对其代理保底用户单独开展结算，保底零售用户与原签订零售合同的价差由零售用户自行承担。

（十）调整电能量价格预警值

由“本年度所有售电公司已执行月份中长期批发交易均价的 1.1 倍”，变更为“暂定中长期市场批发交易均价（不分时）的 1.15 倍，可随市场价格波动适时调整风险阈值”。

（十一）调整零售套餐

一是精简参考价。

（一）“固定（中长期）价格 + 联动（现货）价格 + 浮动价”模式

分时段套餐的固定价格可参考中长期市场批发交易均价（分时）、中长期市场年度批发交易均价（分时），联动价格可参考日前市场均价（分时）、实时市场均价（分时）；不分时段套餐的固定价格可参考中长期市场批发交易均价（不分时）、中长期市场年度批发交易均价（不分时）、日前市场均价（不分时）、实时市场均价（不分时）。

中长期市场批发交易均价（分时）：全部售电公司、批发用户的中长期市场年度分月、多月、月度、月内各类批发交易的分时交易合同加权平均价。

中长期市场批发交易均价（不分时）：全部售电公司、批发用户的中长期市场年度分月、多月、月度、月内各类批

发交易的交易合同加权平均价。

中长期市场年度批发交易均价（分时）：全部售电公司、批发用户的中长期市场年度批发交易合同分月的分时交易合同加权平均价。

中长期市场年度批发交易均价（不分时）：全部售电公司、批发用户的中长期市场年度批发交易合同分月的交易合同加权平均价。

零售用户交易价格 = 固定（中长期）价格 * $(1 - \alpha)$ + 联动（现货）价格 * α + 浮动价，浮动价 = 浮动费用 / Q

（ α 为联动比例，10%比例，动价价，Q为用户全电量）

（二）“价差分成+浮动价”模式

以售电公司中长期市场批发交易均价（不分时）作为参考价。

零售用户交易价格 = （参考价 - 约定价差 * k） + 浮动单价，浮动单价 = 浮动费用 / Q

（约定价差大于等于0，约定价差应为固定值，k为价差分成比例，0价差分成比例，Q为用户全电量）

二是精细化考核方式。售电公司可在零售套餐中设置对零售用户的偏差考核方式，并明确是否分时段考核用户。

三是增加聚合零售套餐模式。

（十二）调整封顶价格机制

“分时零售套餐电能量部分均可选择封顶价格条款”变更为“零售套餐电能量部分默认执行封顶价格条款”。全电量封

顶价格由“当月市场化用户中长期交易平段合同加权平均价（即当月全部售电公司、批发用户的年度、多月、月度各类中长期交易平段合同加权平均价）”变更为“当月中长期市场批发交易均价（即当月全部售电公司、批发用户的中长期市场年度分月、多月、月度、月内各类批发交易的交易合同加权平均价）”。若零售用户自愿取消零售套餐价格封顶，须在交易平台通过电子签章、人脸识别或数字证书签订风险提示书进行确认。同时，封顶系数由 10%、15% 修改为 15%、20%。

若零售用户自愿取消零售套餐价格封顶，须在交易平台通过电子签章、人脸识别或数字证书签订风险提示书进行确认。未选择封顶价格条款的用户，交易中心可按月披露相关信息，开展风险提示。