安徽电力中长期交易实施方案（2025年版）

（征求意见稿）

为深入推进能源革命，有序推进我省燃煤发电上网电价市场化改革，提升市场对电力资源的优化配置，保障电力供需稳定，有序开展2025年全省电力中长期交易工作，根据《电力市场运行基本规则》（国家发展和改革委员会第20号令）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》（发改能源〔2024〕1123号）、《安徽电力中长期交易规则》（华东监能市场〔2022〕9号）等文件精神，结合我省实际，制定本方案。

一、市场经营主体

1. 满足准入条件的燃煤（不含皖电东送机组）发电机组原则上全部参与市场交易。燃气发电机组和并网自备电厂，可申请参与市场交易。
2. 平价新能源企业（含分布式）原则上均应参与市场交易，参与交易前需取得发电业务许可证或符合豁免条件，完成市场准入注册。集中式新能源直接参与交易；分布式光伏可由虚拟电厂（仅能源聚合类，下同）聚合参与交易，6MW及以上的分布式光伏可直接参与交易。
3. 完成市场注册并公示的增量配电网企业、售电企业可参与市场交易，交易开展前应提交履约担保，履约担保额度按照国家及省内有关文件执行。
4. 除居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电以外的电力用户；已签订交易合同的同一电力用户在一个交易年度内不得在一、二级用户之间转换；代理购电用户可由电网企业继续代理，原则上10千伏及以上的工商业用户要直接参与市场。
5. 独立储能、虚拟电厂等新型市场经营主体参与中长期交易的，在交易过程中根据自身情况自主选择发、用电侧市场经营主体身份参与报价。其中，储能电站应具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足要求，充电功率暂定为不低于5兆瓦，持续充电时间不低于1小时。
6. 虚拟电厂以同一220千伏变电站供区的分布式光伏发电企业作为一个交易单元，同一虚拟电厂可以具有多个交易单元。现阶段参与中长期交易的虚拟电厂与开展售电公司业务的经营主体不得为同一法人。
7. 市场经营主体须具备分时计量条件，因计量暂不具备条件或因故障等无法按要求采集计量数据的用户、分布式光伏等，采用典型交易曲线拟合，拟合原则由电网企业制定，省电力交易中心发布。
8. 电力中长期市场经营主体，均应通过交易平台线上签署《安徽省电力直接交易市场经营主体自律公约》，服从相关信用约束。对违反自律公约条款的，视情况给予通报直至取消市场交易资格。
9. 各市场经营主体要进一步规范市场经营。对涉嫌操控市场价格、串通报价、行使市场力等违法交易行为，加大监测力度，经有权部门认定后依法依规予以处罚。
10. 深入推进我省电力市场信用体系建设，省电力交易中心对发电企业、售电公司进行信用评分评级，发布评级结果并加强结果应用。

二、市场交易电量

**（一）发电企业**

1. 参与市场的燃煤、燃气、新能源发电企业上网电量原则上全部参与市场交易，交易限额（每日24时段）由省电力调度控制中心提供，省电力交易中心随交易公告发布。
2. 考虑电力保供和新能源消纳因素，在现货市场试运行初期，临时性设置火电机组年度、月度交易限额和新能源年度、月度和月内交易限额。年度、月度设置新能源大发时段（9-16点）火电交易限额，为历史同期月份该时间段统调火电在网机组平均负荷率。后期限额根据保供、新能源消纳及市场发展情况动态调整。
3. 电网代理购电含线损电量，抽蓄电量暂不参与中长期交易。
4. 为满足节能减排要求，燃煤发电机组可以将合同电量转让至同一级别及以上机组。级别设置由低到高依次为：30万千瓦级以下、30万千瓦级、60万千瓦级常规和超临界、60万千瓦级及以上超超临界、热电联产机组。
5. 为进一步做好与现货市场衔接，燃煤发电企业交易单元需拆分至机组，集中式新能源发电企业交易单元需拆分至单期项目，上网电量原则上应按交易单元计量，热电企业等交易单元保持不变。
6. 为保障电力供需平衡与电网安全，充分发挥中长期交易的压舱石作用，30万千瓦级及以上燃煤发电机组年度中长期交易（含电网代理购电）合同电量不低于2024年全省平均合同利用小时（暂按4000小时）80%，1、7、8、12月份年度中长期交易合同电量不低于该月历史同期利用小时的80%，不足部分按中长期市场化交易均价高于基准电价的差价清算（后续按国家要求调整）。
7. 各发电企业应积极维护市场公平竞争的交易秩序，鼓励各发电企业支持民营售电公司参加市场交易。

**（二）售电公司**

1. 同一投资主体（含控股关联企业）控股（含绝对控股、相对控股）的无亏损售电公司，全年合计成交电量原则上不超过150亿千瓦时。
2. 为降低市场运营风险，维护良好市场运营秩序，对于2024年市场交易出现较大亏损的售电公司，控制2025年交易电量规模。对于与其他售电主体无资产关联的售电公司，如其2024年亏损额超出500万元，每超出100万元2025年批发侧交易电量上限较2024年交易电量下调1%，最大下调幅度不超过10%。对于同一投资主体控股多家售电公司，如其控股的售电公司中出现亏损额超出500万元的，该售电公司按上述标准限制其批发侧交易规模，投资主体控股的其他售电公司下一年度批发侧交易电量原则不得超过上一年度。亏损的售电公司如2025年1-6月份实现盈利，其电量规模限制再予以合理调整。
3. 售电公司参照《安徽电力零售市场代理合同参考文本（2025年版）》与二级用户签订代理合同，通过省电力交易平台绑定代理关系（期限为1个交易年度）。

**（三）电力用户**

1. 由于与多家售电公司同时签订零售侧代理合同、无正当理由退出电力市场等原因，被暂停交易资格的电力用户，一年内不得申请参与市场交易，由电网企业代理购电，代理购电价格按照电网企业代理其他用户购电价的1.5倍执行。
2. 省电力交易中心应按月公示无正当理由退市用户名单，并将公示结果传递至省电力公司，省电力公司对此类用户代理购电价格按照代理其他用户购电价的1.5倍执行。
3. 已参与电力交易的用户，未与售电公司签订代理合同的，作为一级用户进行结算与偏差考核。

三、交易组织

**（一）交易周期及方式**

1. 中长期交易周期主要包括年度、多月、月度（内）等，具体交易方式以省电力交易中心公告为准。
2. 年度交易的标的物为全年分月分时段电量（24时段），主要通过双边协商、集中竞价等方式开展。

（2）多月交易的标的物为年内后续多个月份分月分时段电量，主要通过双边协商、集中竞价、挂牌等方式开展。

（3）月度交易的标的物为次月分时段电量，主要通过集中竞价、挂牌、合同转让等方式开展，省电力交易中心按月收集并发布市场供需比。

（4）月内连续交易的标的物为月内特定天数或剩余天数的分时段电量，以旬（周）或日为周期，主要通过集中竞价、挂牌、滚动撮合方式开展。

（5）省电力公司代理居民农业等优先购电和代理工商业购电两部分分开交易，以报量不报价方式，按月度、月内等交易周期组织代理购电挂牌。省电力公司负责预测各时段挂牌电量，燃煤发电机组按时段参与摘牌。摘牌量大于挂牌量的时段，按照摘牌申报等比例成交。摘牌量小于挂牌量的时段，挂牌剩余电量按照燃煤发电机组该时段剩余发电能力等比例分摊。月内偏差如在合理范围，则不再调整；如预测偏差较大，可以报量不报价方式参与市场交易进行调整。

1. 年度双边合同分月电量无法通过安全校核时，经合同双方协商一致，可以对年度合同分月电量再次调整；每月可以对后续月份的分月电量及曲线进行调整，合同总电量应当保持不变。
2. D-7至D-2日，采用滚动撮合交易方式组织常规火电、新能源电能量交易，交易标的为运行日分时段电量。省电力调度控制中心动态更新各交易限额，各市场经营主体可将D日某一时段电力，在D-7至D-2日进行交易，绿色环境权益不参加交易。滚动撮合交易可根据市场情况设置售出、购入净值限额，降低市场操纵风险。
3. 集中竞价交易中，当发电机组报价相同时，按照机组节能减排系数优化，系数小的机组优先出清。机组节能减排系数相关信息在交易公告中发布。
4. 当市场供应不足时，燃煤火电超合同电量部分原则上由省电力调度控制中心按照各机组当月剩余发电能力等比例调度。

**（二）交易曲线**

1. 市场化交易均按照24时段开展，形成24时段电量、电价。其中年度交易按12月\*24时段，每月同一时段电量均分至日。月度双边、月度集中竞价、月度（内）合同转让等交易均按此原则组织。
2. 新能源开展市场化交易时也应明确交易曲线，双边交易曲线由交易双方参考气象预测、自身特性和绿色电力交易公告中公布的典型曲线等自行协商确定。
3. 日滚动交易按工作日开展，在D-2日前锁定交易曲线。
4. 电网企业代理购电应分24时段开展，交易申报细化为24时段曲线。

**（三）交易价格**

1. 燃煤发电机组交易价格（不含容量电价）按照“基准价格+上下浮动”确定，上下浮动范围不超过20%；中长期双边合同均价上下浮动范围不超过20%，各时段价格不受20%范围限制；集中交易、日滚动交易各时段价格上下限与现货市场保持一致。现货市场运行期间，发电企业日结算均价上浮超过一定比例的，纳入现货市场超额收益回收范围，具体以现货规则为准。
2. 高耗能企业（以政府出具的名单为准）与其他用户在市场交易中分开组织，高耗能企业市场交易价格不受上浮限制。
3. 月度集中竞价交易加权平均价格，按照公告发布之日前（含当日）已开展的当月月度集中竞价交易计算。
4. 市场化交易电量按照“顺价模式”结算，即电力用户按照“交易价格+上网环节线损费用+输配电价+系统运行费用+政府性基金及附加”形成各时段用电价格，不再执行上下浮动政策，功率因数调整电费等其他电价政策按照国家和省内有关规定执行；为保障电力保供平稳有序，尖峰电价政策继续执行。【现行尖峰电价加价标准为：（中长期交易均价+输配电价）\*1.843\*0.2】
5. 电网企业代理购电年度交易价格参照国家发展改革委《关于进一步明确<关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知>落实中几个问题的函》确定。
6. 电力用户因过户、销户需结清电费时，结算电费按照该用户上月度市场结算价格计算。

四、电量结算

1. **电量结算**
2. 中长期交易采用“照付不议、偏差结算、日清月结”方式，即中长期交易合同电量、电价按照市场化合同约定进行结算，偏差电量按照市场化价格进行差价结算；市场经营主体合同电量日清月结，发、用两侧均按照24时段解耦结算。现货运行期间偏差电量按照现货运行阶段规则执行，非现货运行期间，偏差电量按照按当日市场化中长期全部合同对应时段均价结算。
3. 电网企业应按日将发电侧实际上网电量曲线（96点），用户侧分时段（24点）电量及时传送至省电力交易中心，并按照典型交易曲线提供拟合曲线。
4. 省间交易数据无法及时传递的，按照省间交易结算电量、省间交易结算电价与省内中长期合同月度均价的差价清算费用，月结月清。
5. 电网企业应按合同约定支付上网电费，市场经营主体不得拖欠电费和偏差考核费用。市场经营主体收到当月结算依据、电费结算单如有异议，可向省电力交易中心、电网企业提出复核，经查确定发生差错需退补的，仅对该市场经营主体开展退补，具体流程由省电力公司会同省电力交易中心在相关细则中予以明确。
6. **偏差电量考核**
7. 市场经营主体（除新能源企业、虚拟电厂外）合同偏差电量允许范围为-15%~+15%，超出部分偏差电量按现行燃煤发电基准价10%缴纳偏差考核电费，燃煤发电按经营主体进行偏差考核。
8. 偏差考核电费月结月清，按照发、用电侧市场交易电量在同侧等比例返还。售电公司产生的偏差考核电费，与其代理的二级用户各承担50%。对所有户号全部销户的市场经营主体，不参与当期偏差考核电费应分摊、收取及返还。
9. 省电力公司代理居民农业等优先购电不进行偏差考核，代理工商业购电按照用户侧偏差考核执行。
10. 现货市场运行初期，为保障市场运行平稳，市场经营主体全年中长期净交易电量应占上网电量或用网电量比重的80%以上（后续根据国家有关要求调整），不足部分按照基准电价10%进行考核。
11. 因保供电需要、电网安全约束、不可抗力等原因，导致市场经营主体月度合同偏差电量超过允许范围之外，可申请减免偏差考核费用。市场主体申请减免偏差考核时，按照减免原因需经地方政府主管部门或省电力公司相关部门审核盖章，省电力交易中心收集汇总，经市场管理委员会审议通过，报省能源局、华东能源监管局书面审定后，予以免除。现货市场运行后，偏差考核不再执行。

五、时间安排

省电力交易中心根据本方案工作要求，加强对市场经营主体入市、签约等工作的培训指导，合理安排合同审查备案、代理关系绑定、交易意向申报等工作的时间节点，于2025年底前，完成2025年电力中长期交易年度交易工作，具体时间以交易公告为准。

六、附则

1. 本方案由省能源局负责解释，当国家政策发生变化时，从其规定。
2. 省电力交易中心根据本方案制定并发布相关实施细则、服务指南等服务性文件。
3. 新能源参与中长期交易限额、偏差考核等具体规定另行制定。