## 附件

山东电力现货市场建设试点实施方案

### （征求意见稿）

为深入贯彻落实《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)及其配套文件、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）有关要求，按照《中共山东省委 山东省人民政府关于印发<山东省电力体制改革综合试点方案>的通知》（鲁发〔2016〕33号）、《关于印发山东省电力体制改革专项实施方案的通知》(鲁发改经体〔2017〕788号)精神，加快建设完善山东省电力市场体系，建立符合山东实际情况的电力现货市场，制订本实施方案。

一、总体要求

进一步深化山东电力市场改革，遵循市场经济和电力运行客观规律，立足山东电力系统实际，逐步建立交易品种齐全、功能完善的山东电力市场体系。建立完善现货交易机制，进一步发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好地反映电力商品的时间、空间价值。构建电力现货市场衔接机制，统筹好省内与省间、中长期交易与现货交易之间的关系，服务清洁能源优先消纳，确保电力供需平衡和电网安全稳定运行，稳妥有序推进山东电力现货市场试点建设。

二、建设目标和实施步骤

（一）第一阶段：初步建立现货市场机制（2019年6月底前）

建设以日前电能量市场和日内实时平衡机制为主的电力现货市场，采用全电量分时节点电价、发电侧单边报价模式形成市场分时出清价格。建立与现货市场衔接的辅助服务市场机制，开展调频服务市场交易。建立市场成本核算体系和市场力防控机制，现货市场运营风险防范体系和信用体系。研究可再生能源、核电、直调自备电厂及地方电厂参与现货市场交易的方式和机制。建设电力现货市场注册、申报、交易、结算、信息发布及市场运行监控等技术支持系统，具备现货市场模拟试运行条件。

建设与现货市场相适应的电力中长期交易机制，采用自定义曲线合约与常用曲线合约，开展年、月、周等时间周期的双边交易、集中竞价交易和挂牌交易，实现市场主体中长期合约签订、偏差调整和价格波动风险管理。配合完成省间现货市场体系建设，研究建立省间与省内交易的衔接机制。初步建成省内、省间交易有效协调以及中长期、现货交易有序衔接的电力市场体系。

（二）第二阶段：现货市场试运行（2019年7月～2021年）

电力现货市场正式试运行，不断完善现货市场运行机制，各方面条件成熟后转入正式运行。进一步完善辅助服务市场机制，增加备用服务交易品种，研究建立与现货电能量市场联合出清的交易机制。逐步将可再生能源电站、直调自备电厂及地方电厂纳入电力市场。建立与现货市场相衔接的电力需求侧响应机制。研究制定现货市场监管办法，建立保障现货市场安全平稳运行的配套机制，建设现货市场监管信息系统，改进升级现货市场交易平台及技术支持系统功能。建设电力零售市场，搭建售电公司与电力用户之间的交易平台，为其提供零售关系建立、合约申报、零售套餐、用电曲线查询、电费清算等服务。

3．第三阶段：现货市场成熟期（2022年～）

根据现货市场发展情况，完善现货市场体系，不断丰富现货市场交易品种，探索开展容量市场、金融输电权、电力期货和衍生品等交易。配合推进省间与省内交易的融合。

三、主要内容

建设内容主要针对第一、二阶段的建设目标，随着市场逐渐发展成熟以及技术条件的完善，适时推进第三阶段电力市场建设。

（一）市场架构

电力现货市场采用“电能量市场+辅助服务市场”的市场架构。电力现货电能量市场采用全电量竞价模式，基于节点边际电价出清模式确定发用两侧现货电能量市场价格；完善现有调频辅助服务市场，与现货电能量市场协调出清。跨省区输送电以政府间框架协议、国家跨省区分电计划以及省间市场化交易送电曲线等作为山东现货电能量市场交易的边界条件。

中长期电能量市场采用双边协商、集中竞价和挂牌交易等组织方式，交易曲线由双方自定义曲线或采用常用曲线，交易周期为年、月、周三个时间段，以实现与现货市场相衔接的灵活交易机制。

电力零售市场由售电公司与电力用户通过市场化交易形成零售合同。签订零售合约的电力用户由售电公司代理参与电力现货电能量市场和中长期电能量市场。

（二）市场主体

参与交易的市场主体包括发电企业、电力用户、售电公司、电网公司及独立辅助服务提供者等。市场主体应符合国家和省有关准入条件，满足参与电力现货市场交易的计量、通信等技术条件，符合信用管理要求，在山东电力交易中心有限公司（以下简称“交易机构”）完成注册，遵守电力市场运营规则，通过山东电力交易平台参与交易，服从市场管理，接受电力调度机构的统一调度，履行法律法规规定的权利和义务，接受政府有关部门和能源监管机构的监督。

（三）市场运营机构

山东电力现货市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。电力市场运营具有“市场交易”和“电网运行”的双重属性，综合考虑目前的体制架构和电网安全运行需要，采用以下协作机制：

电力调度机构主要负责现货交易与电网运行密切相关的环节，负责现货交易组织、辅助服务交易组织、安全校核等工作。

电力交易机构主要负责与市场交易密切相关的环节，交易平台作为对市场主体服务的窗口，提供市场注册、交易申报、结算依据、信息发布等相关环节服务，并与其他技术支持系统实现对接。

（四）年度优先发电电量和政府基数合同安排

年度优先发电电量和政府基数合同由政府主管部门制定下达，在年内分解执行，可以通过中长期电能量市场转让，执行政府批复的上网电价。

（五）电力现货市场交易机制

**1．日前电能量市场**

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。

在发电侧单边报价模式下，参与交易的发电企业申报量价曲线，电力用户、售电公司申报用电需求曲线，不申报价格。综合考虑省间送电曲线、负荷预测、清洁能源发电预测等，满足发电机组和电网运行约束条件，以发电侧成本最小为优化目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）方法进行集中优化计算，出清形成运行日发电计划和分时节点电价。

**2．日内实时平衡机制**

日内实时平衡机制采用基于日前封存的发电侧单边报价、全电量集中优化出清的方式。根据最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，综合考虑发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，在日前电能量市场确定的开机组合基础上，以发电成本最小为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行优化计算，出清形成实时发电计划和实时节点电价。必要时, 采用安全约束机组组合（SCUC）方法进行集中优化计算出清。

**3．安全校核**

现货市场交易由调度机构进行安全校核。现货市场安全校核与出清一并进行，需严格满足电力供需平衡以及电网安全稳定运行的约束条件，形成出清结果。

（六）辅助服务市场

调频辅助服务市场与现货电能量市场协调出清，符合调频市场交易准入条件的发电机组在日前电能量市场申报环节需同步申报调频报价。结合市场发展情况与实际需求，逐步增加其他辅助服务交易品种。

（七）与电力现货市场衔接的交易机制

**1.电力中长期市场交易机制**

参与电力中长期交易的市场主体包括发电企业、电力用户、售电公司。电力中长期交易包括年度交易、月度交易和周交易，交易组织方式包括双边协商、集中竞价和挂牌交易，交易曲线包括自定义曲线和常用曲线两类。常用曲线由交易机构发布，全省采用统一标准的分月、分日、分时曲线；自定义曲线由交易双方自主确定分月、分日、分时曲线。

年度交易主要是签订全年市场化交易电量双边合同，开展年度电量集中竞价和挂牌交易，年度交易电量须分解到月，采用自定义曲线的应同时约定分日、分时曲线。年度优先发电电量和政府基数合同视为厂网双边交易电量，签订厂网间购售电合同，纳入电力中长期交易范畴。

月度交易主要是签订现货交易日之后未来几个自然月的月度新增（或调减）交易电量双边合同，开展月度电量集中竞价和挂牌交易。年度交易分解到月的电量与月度交易电量累加形成完整的月度交易结果。采用自定义曲线的月度交易应同时约定分日、分时曲线。月度优先发电和政府基数合同电量由交易机构分配至月内每日，并分解日电量形成分时电力曲线。

周交易主要是签订现货交易日之后未来几个自然周的新增（或调减）交易电量双边合同，开展周电量集中竞价和挂牌交易。采用自定义曲线的周交易应同时约定分日、分时曲线。

周交易关门后，年度交易、月度交易、周交易分解到日的交易电量、按分时曲线累加之后，作为相应市场主体的中长期电力交易合约并作为结算依据。

**2.零售市场**

建立零售市场交易系统，售电公司与零售用户通过交易平台实现合同签约、电量统计、电费计算、用户用电曲线查看等功能，售电公司可以通过零售平台发布售电套餐，用户可以通过零售平台便捷选择用电套餐、更换售电公司。

（八）市场价格机制

**1．输电价格**

输电价格按政府核定的山东电网输配电价（含线损和政策性交叉补贴）执行，按邮票法向所有参与市场交易电力用户收取。

**2．交易价格**

市场主体间的交易价格根据交易方式、按照交易规则形成，交易价格为发电侧上网电价。

**（1）电能量市场价格形成机制**

现货电能量市场和中长期交易市场均采用绝对价格开展交易。现货电能量市场由调度机构实施集中优化，形成分时节点电价作为市场价格。节点电价由系统电能价格与阻塞价格两部分构成，系统电能价格反映全省的电力供需情况，阻塞价格反映不同节点的电网阻塞情况。

中长期电能量市场通过双边协商、集中竞价和挂牌交易方式形成市场价格。其中，双边协商由市场主体自主协商确定价格；集中竞价在集合竞价阶段采用边际定价、统一出清机制，在连续竞价阶段采用连续撮合定价机制；挂牌交易以挂牌价格为成交价格。

**（2）发电侧电能量电价机制**

在现货电能量市场中，发电企业通过市场竞价形成电能量市场价格，以其对应上网节点的节点电价作为现货电能量市场价格。

**（3）用户侧电能量电价机制**

参与市场的售电公司、批发用户电能量结算价格由电能量市场价格、输配电价（含线损和政策性交叉补贴）、政府基金及附加、不平衡资金费用等构成。现货电能量市场中，售电公司、批发用户的市场价格采用“发电侧加权平均电价”模式。零售用户的市场价格按与售电公司签订的零售合同执行。

**（4）辅助服务市场价格机制**

调频辅助服务市场价格通过集中竞价、边际出清方式形成，与电能量市场协调出清。

**3．市场运行费用平衡机制**

建立市场运行费用平衡机制，市场和计划双轨制造成的偏差费用、现货市场平衡成本等不平衡资金按照“谁受益、谁承担”的原则在市场主体间合理分摊，以月度为周期按比例分摊或返还。

（九）交易结算

现货交易、中长期交易等各交易品种由电网企业统一结算。交易机构根据各品种交易结果和实际执行情况，统一出具交易结算依据。

对各类交易品种实行日清分、月结算、年清算，中长期交易合约按照中长期合约价格结算，偏差部分按照现货交易出清价格结算。

（十）信息披露

建立适应市场规则和监管要求的市场信息披露机制。信息披露应遵循市场交易规则，依据“公正性、透明性、选择性、时效性”原则，统一通过山东电力交易平台进行发布。电力交易机构会同调度机构通过山东电力交易平台向市场主体发布市场交易以及电网运行等各类信息。各市场成员应当按规定，通过山东电力交易平台披露有关信息，并对所披露信息的准确性、及时性和真实性负责。

（十一）信用管理

**1．实施市场主体信用监管。**交易机构根据政府部门、能源监管机构授权，开展信用备案、信用评价、信用监测、风险预警等工作，在相关指定网站定期发布相应指标体系和分析报告，实现信用数据共享，确保信用状况透明，可追溯、可核查。

**2．建立失信联合惩戒机制。**按照相关法律法规和交易规则要求，参照电力市场主体信用评价指标体系要求，交易机构对不履约、拖欠电费、窃电、滥用市场力、电网歧视、未按规定披露信息等违法违规和失信行为定期进行汇总，经政府主管部门和监管机构同意后，在相应网站予以公开。对违法违规、严重失信的市场主体，按规定纳入失信黑名单，在全国范围内对其经营活动依法实施惩戒措施。严重失信且拒不整改、影响电力市场运行和其他市场主体合法权益的，按照有关规定取消其参与电力市场的资格。

（十二）市场监管

省发展改革委、省能源局、山东能源监管办根据职能分工，针对市场力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况，对市场运营机构和市场主体实施监管。

（十三）市场力监测

建立完善市场操纵力评价标准和工作机制，加强对市场操纵力的预防与监管。市场建设初期，在日前电能量市场中开展市场力监测的行为测试，当发电机组电能量报价小于等于市场力检测参考价格时，认定为通过行为测试，其报价作为有效报价参与市场出清；否则认定为不通过行为测试，对其报价进行市场力缓解措施后参与市场出清。发电机组的市场力检测参考价格由山东能源监管办会同省发展改革委、省能源局制定颁布。市场具备条件后，对未通过行为测试的发电机组开展影响测试，根据影响测试结果判定该机组是否通过市场力检测。

（十四）应急处置

当系统发生紧急事故时，调度机构应按安全第一的原则处理事故，无需考虑经济性，必要时可中止电力现货市场交易，并尽快报告省能源局、山东能源监管办。由此带来的成本由相关责任主体承担，责任主体不明的由市场主体共同分担。当面临严重供不应求情况或出现重大自然灾害、突发事件时，省能源局、山东能源监管办可依照相关规定和程序暂停市场交易，组织或临时实施发用电计划管理。当市场运行规则不适应电力市场交易需要，电力市场运行所必须的软硬件条件发生重大故障导致交易长时间无法进行，以及电力市场交易发生恶意串通操纵行为并严重影响交易结果等情况时，省能源局、山东能源监管办可依照相关规定和程序暂停市场交易。

四、规则制定

山东能源监管办会同省能源局、省发展改革委等有关部门，负责制定电力现货市场交易规则和电力中长期交易规则。市场交易规则由制定单位负责发布和解释。

五、组织实施

省能源局、山东能源监管办牵头组织实施本方案，建立符合山东实际情况的电力现货市场；建立常态化问题反映机制，及时发现和解决市场建设中出现的新问题。省发展改革委负责电力现货市场有关政府定价内容的价格政策制定等工作。国网山东省电力公司和山东电力交易中心负责现货市场相关技术支持系统建设，根据工作需要完善相应交易功能，为全省电力市场建设提供支撑。各单位要明确职责，密切配合，加强协调，形成合力。

名词解释

**安全约束机组组合：**指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大等为优化目标，制定多时段的机组开停机计划。

**安全约束经济调度：**指在满足电力系统安全性约束的条件下，以社会福利最大等为优化目标，制定多时段的机组发电计划。

**节点电价：**指在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源的工作特点的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时的边际成本。

**独立辅助服务提供者：**指符合一定标准的前提下，独立参与辅助服务的发电侧、用户侧电储能设施。