

电力现货市场基本规则

(征求意见稿)

二〇二二年十一月

目 录

第一章 总则	- 1 -
第二章 总体要求	- 2 -
第一节 建设目标和基本原则	- 2 -
第二节 建设路径	- 2 -
第三节 运行要求	- 4 -
第三章 市场成员	- 7 -
第一节 权利与义务	- 7 -
第二节 准入与退出	- 12 -
第三节 注册、变更与注销	- 13 -
第四章 市场构成与价格	- 16 -
第一节 市场构成	- 16 -
第二节 价格机制	- 17 -
第三节 阻塞管理	- 18 -
第四节 市场限价	- 18 -
第五章 现货市场运营	- 20 -
第一节 交易原则	- 20 -
第二节 参数管理与数据准备	- 20 -
第三节 市场申报	- 21 -
第四节 日前市场	- 21 -
第五节 日内市场	- 22 -
第六节 实时市场	- 22 -

第七节 市场出清和结果发布	- 22 -
第八节 发电成本调查	- 23 -
第六章 市场衔接机制	- 24 -
第一节 中长期与现货市场衔接	- 24 -
第二节 代理购电与现货市场衔接	- 24 -
第三节 辅助服务市场与现货市场衔接	- 25 -
第四节 容量补偿机制与现货市场衔接	- 25 -
第七章 计量	- 27 -
第一节 计量要求	- 27 -
第二节 计量装置管理	- 27 -
第三节 计量数据管理	- 29 -
第八章 市场结算	- 32 -
第一节 市场结算管理	- 32 -
第二节 市场结算权责	- 33 -
第三节 市场结算计算	- 34 -
第四节 结算依据及流程	- 39 -
第五节 结算问询及调整	- 40 -
第六节 违约处理	- 41 -
第九章 信用管理	- 43 -
第一节 总体原则	- 43 -
第二节 信用管理权责	- 43 -
第三节 信用评价	- 44 -

第十章 信息披露	- 46 -
第一节 总体原则	- 46 -
第二节 信息披露权责	- 46 -
第三节 信息披露内容与管理	- 46 -
第十一章 风险防控	- 48 -
第一节 基本要求	- 48 -
第二节 风险分类	- 48 -
第三节 风险防控与处置	- 49 -
第十二章 市场监管	- 51 -
第十三章 市场干预	- 52 -
第一节 市场干预条件	- 52 -
第二节 市场干预内容	- 53 -
第三节 市场中止和恢复	- 54 -
第十四章 争议处理	- 55 -
第十五章 技术支持系统	- 56 -
第十六章 规则制定	- 59 -
附件一 名词解释	- 60 -
附件二 关键条款主要内容	- 67 -

第一章 总则

第一条 为规范电力现货市场的运营和管理，依法维护电力市场主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，根据《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）及其配套文件和有关法律、法规，制定本规则。

第二条 本规则所称电力现货市场是指符合准入条件的市场主体开展日前、日内和实时电能量交易的市场。电力现货市场通过竞争形成分时市场出清价格，并配套开展调频、备用等辅助服务交易。

第三条 本规则适用于采用集中式市场模式的省/区域现货市场，以及省/区域现货市场与相关电力市场的衔接。采用分散式市场模式的省/区域和省间电力现货市场可探索制定相应市场规则。

第二章 总体要求

第一节 建设目标和基本原则

第四条 电力现货市场建设的目标是形成体现时间和空间特性、反映市场供需变化的电能量价格信号，发挥市场在电力资源配置中的决定性作用，提升电力系统调节能力，促进可再生能源消纳，保障电力安全可靠供应，引导电力长期规划和投资，促进电力系统向清洁低碳、安全高效转型。

第五条 电力现货市场建设与运营应坚持安全可靠、绿色低碳、经济高效、稳步协同、公开透明原则。

第二节 建设路径

第六条 近期推进省间、省/区域市场建设，以省间、省/区域市场“统一市场、协同运行”起步；逐步推动省间、省/区域市场融合。

第七条 电力现货市场近期建设主要任务：

（一）按照“统一市场、协同运行”的框架，构建省间、省/区域现货市场，建立健全日前、日内、实时市场。

（二）加强中长期市场与现货市场的衔接。

（三）做好调频、备用等辅助服务市场与现货市场的衔接，加强现货市场与调峰辅助服务市场融合，推动与辅助服务联合出清，加快辅助服务费用向用户侧合理疏导。

（四）稳妥有序推动新能源参与电力市场，并与现有新能

源保障性政策做好衔接。

（五）推动储能、分布式发电、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等新兴市场主体参与交易。

（六）直接参与市场的用户、售电公司、代理购电用户应参与现货市场结算，其中代理购电用户与其他用户平等参与现货交易，公平承担责任义务。推动代理购电用户、居民和农业用户的偏差电量分开核算，并按照现货价格结算。

（七）各地按照国家要求，结合电力市场发展情况和实际需要，探索建立市场化容量补偿机制。

（八）省间市场逐步引入其他市场主体，放开各类发电企业、用户、售电公司等参与交易。加强省间市场与省/区域市场在经济责任、价格形成机制等方面的动态衔接。

第八条 电力现货市场中远期建设主要任务：

（一）进一步完善现货市场机制。扩大新兴市场主体参与交易的范围，缩短日内/实时现货市场交易周期。

（二）健全中长期市场。推进优先发用电计划全面放开，通过政府授权合约等机制实现平稳过渡；进一步完善中长期与现货市场的衔接；探索输电权、电力期货和衍生品等交易。

（三）健全电力辅助服务市场。结合各地电力系统运行需要，建立健全无功服务、黑启动的市场化采购机制，探索爬坡等新型辅助服务交易品种，推进更大范围内的辅助服务资源共享和互济。

(四) 推动省/区域市场逐步融合，扩大省/区域市场范围，向全国统一电力市场体系过渡。

第三节 运行要求

第九条 电力现货市场应先开展模拟试运行、结算试运行，符合条件后进入正式运行。

第十条 电力现货市场模拟试运行的启动条件和工作内容如下：

(一) 启动模拟试运行时，至少应具备以下条件：电力现货市场规则体系内容符合要求，向市场主体发布；技术支持系统功能符合要求，通过市场运营机构内部系统测试；市场运营人员和市场主体经过相关培训，能够准确理解规则，掌握技术支持系统使用方法；关键市场参数按照明确的原则进行确定；履行报批程序。

(二) 模拟试运行工作内容至少应包括：组织市场主体积极参与现货市场申报，检验技术支持系统功能，适时依据市场出清结果进行生产调度；根据模拟试运行情况对市场规则进行讨论与修改、对技术支持系统进行完善，对关键流程进行记录备查；形成模拟试运行分析报告，并向政府部门汇报，向市场成员公开，按规则开展信息披露；初步开展结算分析，了解对市场成员的影响。

第十一条 电力现货市场结算试运行的启动条件和工作内容如下：

（一）启动结算试运行时，至少应具备以下条件：结算试运行工作方案及规则按程序批复或发布；市场运营机构和电网企业、发电企业、售电公司等市场成员的业务流程基本理顺；技术支持系统能够连续多日按照规则出清并形成调度计划的基础，具备正确的市场出清数据和结算账单；电力市场技术支持系统通过第三方校验，满足安全和正确性要求，校核报告向市场主体公开；市场应急处置预案完备并经过演练；履行报批程序。

（二）结算试运行工作内容至少应包括：依据市场出清结果进行生产调度并结算，检验技术支持系统市场出清、计量、结算等有关功能，根据结算试运行情况对市场规则进一步讨论修改，对技术支持系统进一步完善，对关键流程应记录备查；形成结算试运行分析报告，并向相关政府部门汇报，向市场成员公开。

第十二条 电力现货市场正式运行的启动条件和工作内容如下：

（一）启动正式运行时，至少应具备以下条件：现货市场规则体系健全并按有关程序批准印发；市场运营系统的风险防控体系已建立；信息披露、信用管理等制度已建立；电力市场技术支持系统通过第三方校验，满足安全和正确性要求，校核报告向市场主体公开；市场运营机构具备符合条件的人员、场所；市场运营机构与电网企业、发电企业、售电公司等市场成

员的业务衔接实现制度化、程序化；市场主体能够熟练掌握市场规则；履行报批程序。

（二）正式运行工作内容至少应包括：按照规则连续不间断运行现货市场，保障技术支持系统正常运转，依据市场出清结果进行调度生产并结算，依法依规进行信息披露、市场干预、争议处理，实施市场监管和市场监测，具备开展第三方校验的条件。

第三章 市场成员

第一节 权利与义务

第十三条 电力市场成员包括电力市场主体、电网企业和市场运营机构。其中，电力市场主体包括各类型发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电企业和储能、分布式发电、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等其他市场主体，市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。

第十四条 发电企业的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与电能量交易、辅助服务交易，签订和履行电力交易合同，按规定参与电费结算，有权在规定时间内对结算结果提出异议并获得解答。

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务。

（三）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构统一调度，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等。

（四）依法依规提供相关市场信息，按照信息披露有关规定获得市场交易、输配电服务、电力用户（售电公司）、运行信息等相关信息，并承担保密义务，不违规泄露市场信息。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十五条 电力用户的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与批发或零售电能量交易，作为需求侧

资源参与辅助服务市场，签订和履行电力交易合同，暂时无法直接参与市场的电力用户按规定由电网企业代理购电。

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、辅助服务费用、政府性基金与附加等。

（三）依法依规提供相关市场信息，获得电力交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务，不违规泄露市场信息。

（四）服从电力调度机构的统一调度，遵守电力需求侧管理等相关规定，提供承诺的需求响应服务，按要求执行有序用电。

（五）按规定支付电费，有权在规定时间内对结算结果提出异议。

（六）依法依规履行清洁能源消纳责任。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十六条 售电公司的权利和义务主要包括：

（一）自主选择各级电力交易机构进行跨区跨省购电和省内购电，多个售电公司可以在同一配电区域内售电，同一售电公司可在多个配电区域内售电。

（二）按照规则参与批发市场电能量交易、辅助服务交易，提供增值服务，与用户签订零售合同，并履行合同规定的各项义务。

（三）按照国家有关规定，在电力交易平台、“信用中国”网站等政府指定网站上公示公司资产、从业人员、场所、技术

支持系统、经营状况等信息、证明材料和信用承诺，依法及时对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

（四）按照规则向电力交易机构提供代理零售用户的交易合同及电力电量需求，获得电力交易、输配电服务和代理零售用户历史用电负荷（或典型用电负荷）等相关信息，承担用户信息保密义务。

（五）获得电网企业（含增量配网）的电费结算服务，有权在规定时间内对结算结果提出异议并获得解答。

（六）依法依规履行清洁能源消纳责任。

（七）具有配电网运营权的售电企业负责提供相应配电服务，按用户委托提供代理购电服务。

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第十七条 其他市场主体根据参与的市场交易类型，享受与上述市场主体同等的权利和义务，并需满足参与现货市场的技术条件。

第十八条 电网企业的权利和义务：

（一）保障经营范围内电网和输配电设施的安全稳定运行。

（二）为市场主体提供公平的输电、配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收付费等服务。

（三）建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统，服从电力调度机构的统一调度。

（四）依法依规提供相关市场信息，并承担保密义务，不违规泄露市场信息，向电力市场运营机构提供支撑现货市场交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性。

（五）收取输电、配电费用，收取、支付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算。

（六）保障居民（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）、农业用电供应，执行现行目录销售电价政策。单独预测居民、农业用户的用电量规模。

（七）定期预测代理购电工商业用户用电量及典型负荷曲线，考虑季节变更、节假日安排等因素分别预测分时段用电量。

（八）依法依规履行清洁能源消纳责任。

（九）法律法规所赋予的其他权利和义务。

第十九条 电力调度机构的权利和义务主要包括：

（一）组织电力现货和辅助服务市场，负责安全校核、市场监测和风险控制，按照调度规程实施电力调度，保障电网安全稳定运行。

（二）合理安排电网运行方式，保障电力市场正常运行。

（三）按规则建设、运行和维护电力现货市场技术支持系统。

（四）按照信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关

数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互。承担保密义务，不违规泄露市场信息。

（五）依法依规实施市场干预，并向能源监管机构和政府有关部门报告，按照规则规定实施的市场干预予以免责。

（六）法律法规所赋予的其他权利和义务。

第二十条 电力交易机构的权利和义务主要包括：

（一）向市场主体提供市场注册、信息变更和退出等相关服务。

（二）负责中长期交易组织及合同管理，负责现货交易申报和信息发布。

（三）提供电力交易结算依据及相关服务。

（四）建设、运营和维护电力交易平台和相关技术支持系统。

（五）按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，提供信息发布平台，为市场主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑现货市场交易以及服务需求的数据等。制定信息披露标准格式，开放数据接口。承担保密义务，不违规泄露市场信息。

（六）监视和分析市场运行情况，记录市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为，向能源监管机构和政府有关部门及时报告并配合相关调查，依法依规干预市场，防控市场风险。

(七) 法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 准入与退出

第二十一条 参加电力市场交易的市场主体应是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的市场主体经法人单位授权，可申请参与相应电力市场交易品种。原则上参与中长期交易的市场主体均参与现货市场。

第二十二条 准入电力市场的发电企业和电力用户原则上不允许退出。满足下列情形之一的，可自愿申请办理退市手续：

(一) 市场主体宣告破产、退役，不再发电、用电或提供辅助服务。

(二) 因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有市场主体因自身原因无法继续参加市场。

(三) 因电网网架结构调整，导致市场主体的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件。

(四) 长期不具备发电能力的发电机组向省级政府电力管理部门申请取消准入资格并获得批准。

(五) 售电公司退出条件按照国家有关售电公司准入与退出的管理规定执行。

第二十三条 市场主体发生以下情况时，电力交易机构按有关规定强制其退出市场，并向地方主管部门和能源监管机构备案。

（一）因情况变化不再符合准入条件（包括依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业等情况）；

（二）隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的；

（三）严重违反市场交易规则，且拒不整改的；

（四）企业违反信用承诺且拒不整改或信用评级降低为不适合继续参与市场交易的；

（五）因违反交易规则及市场管理规定等情形被暂停交易，且未在期限内完成整改的；

（六）法律、法规规定的其他情形。

第二十四条 退出市场的市场主体应缴清市场化费用及欠费，处理完毕尚未交割的成交电量。售电公司和电力用户应解除零售代理关系，拥有配电网运营权的售电公司申请退出时，除上述要求外，还应提供妥善处置配电资产的证明或者由电网企业接收并提供保底供电服务的相关文件。市场主体在办理正常退市手续后，执行政府有关发用电政策。原则上，退出市场的市场主体原法人及其法人代表三年内均不得申请准入参与市场。

第三节 注册、变更与注销

第二十五条 市场注册具体应符合以下要求：

（一）符合电力市场准入条件的各类市场主体应按规则选择对应电力交易机构，完成相关市场注册程序后，方可参与对

应的现货和辅助服务交易品种。

（二）各电力交易机构共享注册信息，市场主体无须重复注册，当国家政策调整或者交易规则发生重大变化时，电力交易机构可组织已注册市场主体重新办理注册手续。

（三）市场主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性，并满足注册程序相关要求，履行承诺、公示、注册、备案等相关手续。

（四）电力交易机构应按规定及时向社会发布市场主体注册信息。

第二十六条 已完成市场注册的市场主体，因故需要变更相关注册信息的，应符合以下要求：

（一）市场注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请。市场主体类别、法人、业务范围、公司主要股东等有重大变化的，市场主体应当再次予以承诺、公示。公示期满无异议的，电力交易机构向社会重新发布相关市场主体注册信息。

（二）市场主体发生并户、销户、过户、改名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，应当在电网企业办理变更的同时，在电力交易机构办理注册信息变更手续。业务手续办理期间，电网企业需向电力交易机构提供分段计量数据。电力交易机构完成注册信息变更后，对其进行交易结算，提供结算依据。

（三）用电侧主体应根据购电规模变化情况，及时按照规则规定的最低限额提供足额的信用保证，未及时足额提供的，将按规定限制交易量或暂停交易资格。

第二十七条 因故需要退出市场的市场主体，应及时向电力交易机构提出市场退出申请，履行或处理完成已成交合同有关事项，并由电力交易机构公示无异议后，方可注销其市场注册信息并退出市场。

第四章 市场构成与价格

第一节 市场构成

第二十八条 现货市场一般包括日前市场、日内市场和实时市场。各地可根据实际情况选择实际构成。

（一）日前市场。市场运营机构按日组织日前市场，根据市场主体日前交易申报，在考虑电网运行和物理约束的前提下，满足日前市场负荷需求和备用需求，以发电成本最小/社会福利最大为目标，进行日前市场集中优化出清，形成日前出清结果。如不开展日前市场，可选择开展日前预出清，日前预出清结果不作为结算依据，仅向市场主体披露。

（二）日内市场。市场运营机构在运行日，根据系统运行情况 and 最新预测信息，滚动优化快速启停机组的启停计划，以满足系统平衡要求。

（三）实时市场。实时市场中，市场运营机构在运行日根据市场主体申报，在机组组合确定的基础上，考虑电网实际运行状态和物理约束，满足超短期负荷预测和备用需求，以发电成本最小为目标，进行实时市场出清，形成实时市场出清结果。

第二十九条 可靠性机组组合是集中式市场的重要环节，在日前市场出清的基础上开展。为满足系统运行安全需要，可靠性机组组合根据发电侧报价、可再生能源出力预测和系统负荷预测，不考虑用电侧主体申报信息，确定需要启停的机组。

如果日前市场出清没有考虑用户侧申报，可将可靠性机组组合与日前市场出清过程进行合并。

第二节 价格机制

第三十条 可根据电网结构和阻塞等情况，选择节点边际电价、分区边际电价和系统边际电价等机制。

（一）节点边际电价包含电能分量和阻塞分量。对于电网阻塞程度较为严重、输电能力受限的地区，宜采用节点边际电价机制。

（二）当电网存在输电阻塞时，可按阻塞断面将市场分成几个不同的分区，并以各分区内边际价格作为该分区电价。对于存在明显阻塞断面的地区，宜采用分区边际电价机制。

（三）现货市场出清时，以市场内统一边际价格作为系统电价的，可不区分节点或价区。

第三十一条 在没有特殊规定的情况下，市场主体具有报价权和参与定价权。代理购电用户在现货市场中不申报价格。市场主体不能参与定价的情况包括但不限于：

（一）机组已达到最大爬坡能力；

（二）机组因自身原因，出力必须维持在某一固定水平；

（三）机组因自身原因或因水电厂水位控制或下游综合利用需要，出力不得低于某一水平，低于该水平的部分不能参与定价；

（四）机组正处于从并网到最小技术出力水平，或从最小

技术出力水平到解列的过程。

第三十二条 当系统发生局部可靠性问题、市场主体有序用电、省间紧急支援等情况，电力调度机构可按规则实施应急调度。应急调度应遵循安全第一的主要原则。

第三十三条 发电侧价格由电能量价格、辅助服务费用等构成。

第三十四条 用户侧用电价格由电能量价格、输配电价格、辅助服务费用、政府性基金及附加等构成。代理购电用户用电价格按照政府有关规则执行。

第三十五条 输配电价（含线损及交叉补贴）以政府核定的输配电价为准。政府性基金及附加遵循政府有关规定。

第三节 阻塞管理

第三十六条 通过在市场出清中考虑线路/断面安全约束等方式进行阻塞管理。采用分区电价或节点电价所产生的阻塞费用，可按规则分配给市场主体。

第四节 市场限价

第三十七条 市场限价设定应考虑经济社会承受能力，有利于市场发现价格，激励投资，引导用户侧削峰填谷，防范市场运行风险。

第三十八条 现货市场限价包括电能量市场、辅助服务市场价格上限、下限。

（一）现货电能量和辅助服务交易均应设定市场限价；

(二) 市场报价限价和出清限价应同时设定，报价限价不应超过出清限价范围；

(三) 除正常交易的市场限价之外，电能量市场可设置二级价格限值，当市场价格处于价格限值的连续时间超过一定小时数执行，用于稳定市场价格。二级价格上限可参考长期平均电价水平确定，一般低于正常交易的市场限价，但应确保机组能够回收成本并获得合理利润。

第三十九条 市场限价应综合考虑边际机组成本、电力供需情况、失负荷价值、经济发展水平等因素，经科学测算后按规则规定合理确定，并适时调整。

第四十条 市场限价应与市场建设相适应，并加强不同交易品种市场限价的协同。

(一) 未建立容量成本回收机制的地区，原则上市场限价应考虑机组固定成本回收；

(二) 辅助服务价格上限应激励市场主体提供调节能力；

(三) 原则上随着交易接近交割时间，市场价格上限应依次非递减。

第四十一条 现货市场限价规则、二次价格上限规则、市场价格达到限值后的价格干预规则等管制性价格规则由国务院价格主管部门明确制定原则，各地价格主管部门会同现货市场第一责任单位、能源监管机构组织制定具体规则，并在当地市场规则中体现。

第五章 现货市场运营

第一节 交易原则

第四十二条 参加省/区域市场、省间市场的成员，分别遵守所参加市场的市场规则，按照所参加市场的规则和交易结果承担相应经济责任。

第二节 参数管理与数据准备

第四十三条 参与电力市场的发电企业（机组）按要求，向电力市场运营机构提供运行技术参数，作为电力现货市场出清的参数。

第四十四条 电网企业负责预测代理购电用户及保障居民、农业用电量规模，并通过技术支持系统发布。

第四十五条 在市场主体申报前，省/区域电力调度机构开展运行日分时段负荷预测和母线负荷预测。

第四十六条 各地根据系统运行需要，确定系统正、负备用要求。现货交易出清结果需同时满足运行日的系统备用要求，特殊时期电力调度机构可根据系统安全运行需要，调整备用值。

第四十七条 基于发、输变电设备投产、退役和检修计划，结合电网实际运行状态，确定运行日的发、输变电设备检修和投运计划。

第四十八条 系统安全约束条件包括但不限于输变电设备极限功率、断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发

电机组（群）出力上下限约束等。

第三节 市场申报

第四十九条 现货交易每日连续运行，市场主体需在规定时间内向市场运营机构提交申报信息，迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。

第四节 日前市场

第五十条 国家电力调度机构按照中长期合同约定曲线和电网实际运行情况，于规定时间前下发运行日送受两端市场的中长期送受电计划。

第五十一条 按照省间中长期送受电计划，进行信息发布并组织市场主体报价，省/区域电力调度机构形成省/区域日前预平衡结果。区域市场可根据区域内电力平衡情况形成预平衡结果。

第五十二条 国家电力调度机构根据省间申报信息开展省间日前市场。省间市场日前交易结果叠加跨省跨区联络线中长期计划，形成日前送受电曲线，明确送受两端市场的初始条件。

第五十三条 开展日前市场的地区，省/区域市场运营机构按照上级电力调度机构下发的省间交易结果形成的联络线计划，进行信息发布。省/区域电力调度机构以发电成本最小/社会福利最大为优化目标，以已发布的信息作为市场优化边界条件，采用用户侧申报电量或调度负荷预测作为需求，集中优化出清形成日前市场出清结果，市场主体通过技术支持系统获取日前

市场出清结果。

开展现货市场但未开展日前市场的地区，市场运营机构可依据已发布的送受电曲线、市场主体申报信息和次日负荷预测，形成省/区域日前预出清结果，并按规定及时披露相关信息。

第五节 日内市场

第五十四条 省/区域电力调度机构以日前调度计划为基础，根据日内运行情况和相关预测信息，滚动优化日内机组组合。具备条件的地区，市场主体可在规定时间前调整报价。

第六节 实时市场

第五十五条 省/区域电力调度机构根据最新的电力负荷预测、联络线计划和系统约束条件等，以发电成本最小为目标进行出清。

第七节 市场出清和结果发布

第五十六条 市场运营机构应按照规定时间向市场主体发布对应出清结果，当发生出清结果缺失或错误时，应根据规则及时补发或更正，并进行情况说明。

（一）开展日前市场的省/区域，日前正式出清结果应包含机组组合及机组出力曲线、分时价格。开展现货市场未开展日前市场的省/区域，日前预出清结果应包含机组组合及机组出力曲线等。

（二）日前市场出清（或日前预出清）后，电力调度机构应在规定时间前将调度计划（含机组组合）下达至调度对象。

（三）运行日内，市场运营机构按规定发布省/区域市场日内出清结果和实时出清结果，包含机组组合及机组出力曲线、分时价格。

（四）实时运行中，如发生场外调度或市场干预，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并按照相关要求规定通过进行信息披露平台进行发布。

第八节 发电成本调查

第五十七条 机组发电成本的组成部分包括启动成本、变动成本（含空载成本）等。

第五十八条 发电成本情况由政府价格主管部门通过组织开展成本调查获得。

第五十九条 政府价格主管部门应结合发电成本变化趋势，及时开展成本调查，明确各类型机组成本。

第六章 市场衔接机制

第一节 中长期与现货市场衔接

第六十条 现货市场运行地区应约定中长期交易合同曲线或曲线形成方式,曲线或曲线形成方式由市场主体自主协商(含自愿选择典型曲线)或通过集中交易方式确定。

第六十一条 现货市场运行地区中长期合同应约定分时电量、分时价格等,并根据需要确定结算参考点。

第六十二条 现货市场运行地区应提高中长期交易效率,开展分时段的标准化合约交易,增加交易频次、缩短交易周期,中长期交易应连续组织、连续运营。

第六十三条 跨省跨区交易结果作为送端关口负荷增量,买方成交结果作为受端关口电源,分别参与送、受端省/区域内市场出清。省间交易结果作为省间交易电量的结算依据,偏差电量按照省间市场规则进行处理。

第二节 代理购电与现货市场衔接

第六十四条 根据各省实际条件,电网企业代理购电用户与其他用户平等参与现货交易,公平承担责任义务。代理购电产生的偏差电量按照现货市场价格结算。

第六十五条 电网企业考虑季节变更、节假日安排等因素分别预测代理购电分时段用电量。电网企业通过参与场内集中交易方式(不含撮合交易)代理购电,形成分时合同。

第六十六条 代理工商业用户购电电量参与现货市场产生的偏差电费按国家相关规定执行。

第六十七条 为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益，按月由全体工商业用户分摊或分享。

第三节 辅助服务市场与现货市场衔接

第六十八条 电力调度机构以电力系统安全稳定运行标准为依据，明确各类辅助服务需求确定方法，根据实际情况定期更新辅助服务需求，并按规定进行信息披露。

第六十九条 通过现货市场满足系统调峰需求的，不再设置与现货市场并行的调峰辅助服务市场品种。

第七十条 现货市场起步阶段，可单独开展调频辅助服务交易；具备条件时，电能量市场与调频辅助服务市场联合出清。

第七十一条 现货市场起步阶段，可单独开展备用辅助服务交易；具备条件时，电能量市场与备用辅助服务市场联合出清。

第七十二条 适时引入爬坡、转动惯量等辅助服务交易品种，对调节性资源进行市场化定价。

第七十三条 按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，建立用户侧参与辅助服务费用的分摊与返还机制。

第四节 容量补偿机制与现货市场衔接

第七十四条 各地要按照国家总体部署，结合实际需要探索建立市场化容量补偿机制，用于激励各类电源投资建设、保

障系统发电容量充裕度、调节能力和运行安全。

第七十五条 开展现货市场的地区，要做好现货市场与市场化容量补偿机制的衔接。

第七章 计量

第一节 计量要求

第七十六条 计量管理的目的是保证电能计量量值的准确性、溯源性、及时性，电能计量装置运行安全可靠，维护市场成员合法权益，为电力现货市场的有序规范开展提供计量保证。

第七十七条 发用单元各计量点结算时段电量应通过计量装置计量或通过数据拟合获得，并考虑变（线）损电量。

（一）若某计量点的电量数据需分配给多个单元，则各单元的电量根据既定方法分配获得。

（二）若某计量点无计量装置，则该点的电量应根据与其相关联计量点的电量数据计算得出。

第二节 计量装置管理

第七十八条 电网企业应当根据市场运行需要为市场主体安装符合技术规范的计量装置；计量装置满足市场主体要求后，在以后的改造（含更换）过程中不应降低其技术要求。

第七十九条 直接参与现货市场的发电企业、电力用户计量点应配置符合国家标准电表和计量自动化终端，满足电力现货市场对计量数据的采集频次、成功率和存储等要求。若计量点配置主、副电表，应当确保主、副电表型号、规格、准确度相同，且有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主

表计量数据作为结算依据。

第八十条 电网企业负责本供电营业区内所有用于交易结算（含发电企业上网交易电量）的电能计量装置的计量管理。发电企业配合电网企业共同完成与本企业有关的交易结算所使用电能计量装置的技术管理。

第八十一条 电网企业根据市场主体的申请，设置关口电能计量点，作为交易结算计量点。

（一）计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，电网公司应在与市场主体协商明确计量装置安装位置后，根据国家相关规定考虑相应的变（线）损。参与交易结算的关口计量点应在相关合同、协议中予以明确。

（二）发电单元需设置接入对应电网的关口计量点，参与市场的用户需设置接入对应电网的关口计量点，不同电网间需设置关口计量点。

（三）若某发电单元未安装计量装置，上网电量可通过其他单元和出线侧计量装置的计量数据计算获得，且该计算数据满足结算要求，电量的计算方法应征求市场主体意见。

（四）多个发电侧结算单元共用计量点且无法拆分时，结算单元电量分配方式应在市场规则或方案中予以明确。

（五）独立市场主体关口电能计量点设置按照国家相关法律法规执行。

第三节 计量数据管理

第八十二条 发电单元关口计量点的电量数据通过相关计量点计量或拟合确定；电力用户（含代理购电用户）关口计量点的电量数据由电网企业根据计量装置确定，并传输给电力交易机构（售电公司或独立市场主体在电力用户授权下也可获得该部分数据）。

第八十三条 计量数据应当满足最小交易周期的结算需要，电网企业应对各结算时段内计量数据进行校核，保证计量数据准确、完整。

第八十四条 电网企业应按照有关数据采集、校验、估算的细则和标准，及时、准确计量其服务区域内市场主体计量装置记录的分时电量数据（包括拟合数据）。

（一）当计量装置计量时段无法满足结算时段要求时，由计量数据采集系统按照规则进行电量数据拟合。

（二）当自动采集数据不完整时，由电能计量采集管理信息系统根据拟合规则补全电量数据。

（三）当计量装置故障等问题导致计量表计底码不可用时，电网企业依据相关拟合规则出具电量更正报告，经相关市场主体确认后进行电量追退补。

（四）对于计量装置无法满足分时计量的电力用户，应细化其计量数据拟合方法。

第八十五条 电网企业应根据国家相关规定，对采集到的

数据进行物理计量点到产权分界点的变（线）损分配。

第八十六条 电网企业应按照结算周期，依据适用于计量装置及相关市场主体的通用校核规则、个别计量装置特定的校核规则及任何可用的计量数据，通过系统对计量数据发起自动校核。若计量数据未通过自动校核，则应对该数据进行人工审核，并记录审核结果。

第八十七条 对于存在计量装置计量时段暂时无法满足结算要求等情况的电力用户，数据拟合可采用插值法、外推法、样本法等方法，在市场规则或方案中予以明确。

第八十八条 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录各类市场主体和居民、农业的电能计量装置数据，并将各类市场主体计量数据（包括拟合计量数据）按结算时序要求提交电力交易机构。

第八十九条 电网企业应按照市场主体询问及争议，对计量数据问题进行分类管理，并按规定进行处理。

第九十条 当计量数据缺失、错误或不可用时，可由相应市场主体或电网企业提出，并由具备资质的计量检定机构确认并出具报告，电网企业按照市场规则进行数据拟合作为电量追补依据，对电量差错退补。

第九十一条 电网企业负责市场主体计量数据管理，包括但不限于原始分时计量数据、调整和汇总后的电量数据（包括线（变）损调整参数）、验证和拟合数据的方法、计量数据的

调整参数。计量数据需按要求保存，数据保存时间应不短于政府规定年限。

第八章 市场结算

第一节 市场结算管理

第九十二条 本规则中结算适用于现货市场中批发市场主体的结算，及中长期市场、辅助服务市场等与现货市场结算相关的内容。

第九十三条 电能量批发市场可以按以下两种方式结算：

方式一：现货市场全电量按现货市场价格结算，中长期合同电量按中长期合同价格与现货市场价格差价结算。

方式二：中长期合同电量按中长期合同价格结算，实际电量与中长期合同电量的偏差按现货市场价格结算，并按所在节点/分区现货价格与中长期结算参考点现货价格的差值进行结算。

第九十四条 现货市场可采用“日清月结”的结算模式，每日对已执行的成交结果进行清分计算，以自然月为周期出具结算依据并开展电费结算。

第九十五条 结算时段是指市场进行结算的最小时段，每个结算时段以市场设计为准。每个结算时段的电费由相关出清时段的出清结果计算得到。

第九十六条 电力市场结算不得设置不平衡资金池，每项结算项目均需独立记录，分类明确疏导，辅助服务费用、成本补偿、阻塞盈余等科目作为综合电价详细列支。所有结算项目

的分摊（返还）应根据“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”原则事先商定分摊（返还）方式，明确各方合理的权利与义务。

第二节 市场结算权责

第九十七条 电力交易机构在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）负责按照结算规则，通过电力交易平台向各市场主体单独推送其结算明细和结算依据，在电力交易平台公开计算示例和说明。

（二）负责按规则规定处理市场主体结算的相关问询。

（三）负责市场主体的履约保函管理，接受电网企业履约保函、保险的使用申请，要求履约保函、保险的开立单位支付款项，向市场主体发出履约保函、保险执行告知书并做好相关信用评价管理记录。

（四）按照有关规定，将市场主体的结算信息和数据进行涉密管理。

第九十八条 电网企业在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）负责根据电力交易机构提供的结算依据，按自然月周期向市场主体出具结算账单，并按照规定向市场主体收付款。

（二）按照有关规定，将市场主体的结算信息和数据进行涉密管理。

（三）负责向发生付款违约的市场主体催缴欠款；对于逾

期仍未全额付款的市场主体，电网企业向电力交易机构提出履约保函、保险的使用申请。

第九十九条 市场主体在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）可以查看其在各历史交易日、各历史结算时段的结算明细。

（二）结算依据出具后，应按照时间表核对并确认结算依据的完整性和准确性。

（三）对结算依据、结算账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算问询。

（四）负责提供用于资金结算的银行账户。

（五）应按规定向电网企业支付（或收取）款项。

（六）拥有配电网运营权的售电公司根据政府主管部门规定开展电费结算。具备配电网运营权但无电费结算权的售电公司，由电网公司进行电费结算。

第三节 市场结算计算

第一百条 省/区域内发电侧主体电能量电费计算应符合以下要求：

（一）按照结算方式一，运行日前市场的省/区域，发电侧主体电能量应收电费为其日前全电量电费、实时偏差电量电费、中长期差价合约电费之和，结算公式如下：

发电侧电能量应收电费 = 日前全电量电费 + 实时偏差电量

电费+中长期差价合约电费

日前电能量应收电费= \sum (日前市场出清电量×日前市场中节点(分区或系统)电价)

实时电能量应收电费= \sum [(实际上网电量-日前市场出清电量)×实时市场中节点(分区或系统)电价]

中长期差价合约电费= \sum [合约电量×(合约价格-中长期结算参考点现货电价)]

未运行日前市场、仅运行实时市场的省/区域,发电侧主体电能量应收电费为其实时全电量电费、中长期差价合约电费之和,结算公式如下:

发电侧电能量应收电费=实时全电量电费+中长期差价合约电费

实时电能量电费= \sum (实际上网电量×实时市场中节点、分区或系统边际电价)

中长期差价合约电费= \sum [合约电量×(合约价格-中长期结算参考点现货电价)]

(二)按照结算方式二,运行日前市场的省/区域,发电侧主体电能量应收电费为中长期合同电费、日前市场电费(未运行日前市场、仅运行实时市场的省/区域不包含该项)与实时市场电费。结算公式如下:

发电侧电能量应收电费=中长期合约电费+日前市场电费+实时市场电费

中长期合约电费= \sum [合约电量×(合约价格+日前市场节点(分区或系统)电价—中长期结算参考点现货电价)]

日前电能量电费=(日前市场出清电量- \sum 合约电量)×日前市场节点(分区或系统)电价

实时电能量电费=(实际上网电量-日前市场出清电量)×实时市场节点(分区或系统)电价

未运行日前市场、仅运行实时市场的省/区域, 结算公式如下:

中长期合约电费= \sum [合约电量×(合约价格+实时市场节点(分区或系统)电价—中长期结算参考点现货电价)]

实时电能量电费=(实际上网电量- \sum 合约电量)×实时市场节点(分区或系统)电价

(三) 根据市场构成不同, 中长期结算参考点的现货价格可以由日前市场出清价格或者实时市场出清价格确定。

(四) 针对不同发电类型, 可设计不同的政府授权合约结算公式。主要区别在于如何规定政府授权合约价格、合约时序电量曲线以及合约参考价格。具体可在相关市场实施细则中明确。

第一百〇一条 省/区域内用户侧主体电能量电费计算应符合以下要求:

(一) 按照结算方式一, 运行日前市场的省/区域, 用户侧主体电能量应付电费为其日前全电量电费、实时偏差电量电费、

中长期差价合约电费之和，结算公式如下：

用户侧电能量应付电费 = 日前全电量电费 + 实时偏差电量电费 + 中长期差价合约电费

日前电能量电费 = \sum (日前市场出清电量 \times 日前市场中节点、分区或统一结算点电价)

实时电能量电费 = \sum [(实际用电量 - 日前市场出清电量) \times 实时市场中节点、分区或统一结算点电价]

中长期差价合约电费 = \sum [合约电量 \times (合约价格 - 中长期结算参考点现货电价)]

未运行日前与日内市场、仅运行实时市场的省/区域，用户侧主体电能量应付电费为其实时全电量电费、中长期差价合约电费之和，结算公式如下：

用户侧电能量应付电费 = 实时全电量电费 + 中长期差价合约电费

实时电能量电费 = \sum (实际用电量 \times 实时市场中节点、分区或或统一结算点电价)

中长期差价合约电费 = \sum [合约电量 \times (合约价格 - 中长期结算参考点现货电价)]

(二) 按照结算方式二，运行日前市场的省/区域，用户侧主体电能量应付电费包括中长期合同电费、日前市场电费与实时市场电费，结算公式如下：

用电侧电能量应付电费 = 中长期合同电费 + 日前市场电费

+实时市场电费

中长期合约电费= \sum [合约电量×(合约价格+日前市场节点(分区)电价或统一结算点电价—中长期结算参考点现货电价)]

日前电能量电费=(日前市场出清电量- \sum 合约电量)×日前市场节点(分区)电价或统一结算点电价

实时电能量电费=(实际用电量-日前市场出清电量)×实时市场节点(分区)电价或统一结算点电价

若未运行日前与日内市场、仅运行实时市场的省/区域时,用户侧主体电能量应付电费为中长期合约电费和实时电能量电费之和,结算公式如下:

中长期合约电费= \sum [合约电量×(合约价格+实时市场节点(分区)电价或统一结算点电价—中长期结算参考点现货电价)]

实时电能量电费=(实际用电量- \sum 合约电量)×实时市场节点(分区)电价或统一结算点电价

(三)根据市场构成不同,中长期结算参考点的现货价格可以由日前市场出清价格或者实时市场出清价格确定。

第一百〇二条 可约定用户侧统一(分区)结算点价格进行用户侧结算,市场盈余计算及分配应符合以下要求:

(一)日前市场、实时市场阻塞费用为阻塞应付费与阻塞应收费之差。区域市场内,参与跨区跨省交易的用电侧主

体应承担的阻塞费用为各结算时段交易流出节点日前阻塞价格或流出节点实时与日前阻塞价格之差，减去交易注入点节点日前阻塞价格或注入节点实时与日前阻塞价格之差，乘以日前交易量或实时与日前交易偏差电量。

(二) 阻塞费用可按规则分配给市场主体。初期可采用分配方式处理阻塞费用。待条件成熟时，可通过市场化方式拍卖输电权，由输电权拥有者获取相应的阻塞收入。

第一百〇三条 辅助服务费用计算应符合以下要求：

(一) 各辅助服务品种费用应在结算单中列出收支明细。

(二) 调频服务费用可包括调频里程费用、调频容量费用和调频机会成本费用。

(三) 备用服务费用应考虑不同备用品种的出清价格和中标量等进行结算，并同步建立备用考核机制。

(四) 若无功、黑启动未开展市场化交易，可暂按“两个细则”规定进行结算；若无功、黑启动已开展市场化交易，按相关规则规定进行结算。

第一百〇四条 机组和场站的容量费用为其有效容量乘以容量补偿标准或容量价格。容量费用可由电力用户分摊。

第四节 结算依据及流程

第一百〇五条 市场主体结算依据应包括但不限于现货电能量电费、中长期合同电费（包括双边合同、政府授权合约等）、辅助服务费用、容量电费、不平衡费用等。

第一百〇六条 电力交易机构和电网企业应确定结算周期、结算依据和结算账单出具日期以及收付款日期等，在此基础上制定相关时间节点和流程，并提前 1 个季度公开上述信息。

第一百〇七条 电力交易机构从电力调度机构及电网企业按日获取每个市场主体的计量数据，计算每个市场主体批发市场的月度结算结果，在次月第 10 个工作日内形成结算依据。

第一百〇八条 在每个自然月结束后的第 10 个工作日，由电力交易机构向市场主体出具结算依据，并推送给电网企业。

第一百〇九条 电网企业在规定截止日期前，根据结算依据向市场主体发布结算账单。

第一百一十条 用电侧主体应根据其结算账单在规定截止日期前向电网企业全额支付相关电费。电网企业应根据结算账单在规定截止日期前向发电侧主体全额支付相关电费。

第一百一十一条 结算账单内容包括结算依据、汇总表及其他适用的附加项目。向用电侧主体收取电费的结算账单应包括电费、输配电价、政府性基金及附加等。原则上，向发电侧主体支付电费的结算账单应包括电能量费用（包括现货和中长期交易的电能量电费）、辅助服务费用、相关成本补偿费用等。

第五节 结算问询及调整

第一百一十二条 市场主体可按规定对结算明细数据、结算依据计算过程、结算依据内容等向电力交易机构提出问询，可按规定就结算账单问题向电网企业提出问询。收到结算问询后，

电力交易机构或电网企业应尽快确认和评估问询是否有效，可要求市场主体追加更多相关信息，若确认结算问询有效且需要修改结算依据或结算账单，应按照规定进行调整。

第一百一十三条 结算调整应符合以下要求：

（一）如因结算错误影响到多个市场主体，则电力交易机构应重新进行结算计算，应在最近一次结算周期内完成调整。如果超时，调整金额在下个结算周期的结算依据中记为“结算调整项目”费用。原则上，超过一定时间后结算将不再做调整和修改。

（二）可根据结算周期内对单个市场主体的影响设定一定的阈值，如果大于该阈值则在下个月的结算依据中记为“结算调整项目”；若小于该阈值，则每年定期开展统一结算调整。

第六节 违约处理

第一百一十四条 对付款违约市场主体的处理应符合以下要求：

（一）若市场主体未能在付款截止日前完成全额付款，电网企业应尽快告知电力交易机构，电力交易机构按规定向市场主体发出违约通知。

（二）当电力交易机构发出违约通知后，电网企业应尽快按照违约金额提出履约保函、保险的适用申请。电力交易机构向履约保函、保险开立单位出具索赔通知及履约保函、保险原件，要求开立单位支付款项。电网企业向市场主体付款的总额

不应超过实际收款及提取到的履约保函及保险金额总和。

（三）电力交易机构向违约市场主体发出履约保函、保险执行告知书，同时发出暂停交易通知，并做好相关信用评价管理记录。

（四）若违约市场主体为售电公司，电网企业可申请使用履约保函，电网企业向市场主体付款总额不应超过实际收款、履约保函及保证金总额。

第九章 信用管理

第一节 总体原则

第一百一十五条 开展电力市场信用管理工作，实现对电力现货市场信用与风险的评估、预警和控制，保障电力现货市场安全有序运转，降低市场履约风险。

第一百一十六条 应当依法依规建立科学明晰的信用评价体系，对市场主体开展信用评价；建立信用风险管理机制，按照公开、公平、公正的原则落实风险管控措施。

第一百一十七条 市场运营机构协助政府相关部门，根据市场主体信用评价结果和市场运营情况，进行电力市场信用管理；能源监管机构负责市场主体信用评价的监督管理和结果应用。

第一百一十八条 信用管理对象为参加电力市场的市场主体。

第一百一十九条 信用管理主要内容包括：市场主体的信用档案管理、信用评价、信用风险管理、履约保函及保险管理等。

第二节 信用管理权责

第一百二十条 电力交易机构负责协助政府相关部门对信用管理对象进行信用等级评价、风险分级管理、履约保函及保险管理等工作。

第一百二十一条 市场主体应遵守电力市场信用管理的制度和办法，主动配合开展信用评价；按照信用管理结果及时足

额提交履约担保；配合落实履约风险控制措施。

第三节 信用评价

第一百二十二条 信用评价标准体系包括指标内容、评分标准、评级标准。

（一）指标内容包括基本条件、守信情况、财务情况及信用情况等。

（二）电力交易机构根据指标内容制定评分标准和评级标准。

第一百二十三条 市场主体按照要求向电力交易机构提供相应资料，电力交易机构根据评分标准对市场主体开展信用评价，依据评分结果及评级标准，对市场主体进行信用等级评定。评价结果通过政府主管部门网站、电力交易平台面向市场主体公示。

第一百二十四条 电力交易机构对市场主体定期开展信用评价工作，并不定期开展抽查。根据定期评定和不定期抽查结果进行等级调整。

第一百二十五条 电力交易机构汇总信用评价相关资料及数据，建立数字化信用档案，按月定期报送政府主管部门、能源监管机构。当市场主体发生失信行为时，应在7个工作日内向政府主管部门、能源监管机构报送。

第一百二十六条 电力交易机构根据信用评价标准体系，科学设置各信用等级对应的财务风险等级标准，开展市场主体风

险管控工作。

第一百二十七条 电力交易机构依据财务风险等级标准，制定各等级的风险管理措施。风险管理措施包括但不限于追加信用保证额度、风险预警提示、暂停交易、强制退市等。

第十章 信息披露

第一节 总体原则

第一百二十八条 市场成员应当按照《电力现货市场信息披露办法（暂行）》（国能发监管〔2020〕56号）或后续修订办法要求，做好信息披露工作。

第一百二十九条 信息披露应遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。市场竞争所需信息应当充分披露，信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

第二节 信息披露权责

第一百三十条 信息披露主体是指参与电力现货市场的市场成员。

第一百三十一条 电力交易机构总体负责电力现货市场信息披露的实施，应当设立信息披露平台。信息披露主体按照标准格式通过信息披露平台向电力交易机构提供信息，由电力交易机构通过信息披露平台发布信息。

第三节 信息披露内容与管理

第一百三十二条 按照信息公开范围，电力现货信息分为公众信息、公开信息、私有信息和依申请披露信息四类。

第一百三十三条 电力交易机构应确保信息披露文档形式以可导出的、常规文件格式为主。任何市场成员不得违规获取或泄露未经授权披露的信息。

第一百三十四条 信息披露主体发现已披露信息有误的，应及时更正并公布。

第一百三十五条 依申请披露信息纳入特定管理流程，由申请人发起申请，经现货市场第一责任单位审核通过并承诺履行保密责任后方可获取相关信息。

第十一章 风险防控

第一节 基本要求

第一百三十六条 建立健全电力市场风险防控机制，有效防控和处理市场风险，保障电力系统安全和市场平稳运行，维护市场主体合法权益和社会公共利益。

第一百三十七条 市场运营机构负责建立健全电力市场风险防控相关机制，经市场建设第一责任单位会同能源监管机构审定同意后执行，市场成员应共同遵守，按规定落实电力市场风险防控责任。

第二节 风险分类

第一百三十八条 电力市场风险指发生严重不正当竞争行为、危害事件或不利影响，导致电力市场交易活动无法正常开展、危及电力系统安全运行及电力市场正常运营的不确定事件。

第一百三十九条 电力市场风险类型包括但不限于：

（一）电力供需风险，指电力供应与需求大幅波动、超出正常预测偏差范围，影响电力系统供需平衡的风险。

（二）市场价格异常风险，指电能量、辅助服务在部分时段或部分地区市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（三）电力系统安全运行风险，指电力系统在运行中承受

扰动时，无法承受住扰动引起的暂态过程并过渡到一个可接受的运行工况，或者在新的运行工况下，各种约束条件不能得到满足的风险。

（四）电力市场技术支持系统风险，指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，影响市场正常运行的风险。

（五）网络安全风险，指因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其中数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

（六）履约风险，指市场主体签订的批发、零售合同，由于市场主体失信、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行，影响市场结算工作正常开展的风险。

第三节 风险防控与处置

第一百四十条 市场风险监测以事前、事中为主。市场运营机构按照政府有关部门要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测。

第一百四十一条 市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告能源监管机构和政府主管部门。

第一百四十二条 市场运营机构负责编制各类风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，根据实际滚动修编市场风险处置预案。风险处置预案经市场建设第一责任单位会同能源监管机构审定后执行。

第一百四十三条 市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案，在事中、事后采取相应的措施进行处置，尽可能减小风险造成的后果，按要求披露市场风险处置情况。

第十二章 市场监管

第一百四十四条 各地能源监管机构会同政府相关部门，根据职能依法履行电力现货市场监管职责。电力市场监管依法依规进行，并遵循公开、公正和效率的原则。

第一百四十五条 市场操纵行为是指市场主体违反公平竞争原则，通过不正当手段制造市场供需紧张或宽松的行情、操纵或影响市场交易价格，谋取不当利益、损害其他市场主体利益、扰乱市场秩序等行为。

第一百四十六条 对于市场成员的市场操纵、泄露市场涉密信息等违规行为，可依据有关规定处理。

第一百四十七条 能源监管机构可根据需要，聘请第三方机构对交易开展情况进行业务稽核，并提出完善规则等相关建议。

第一百四十八条 现货市场建设第一责任单位和能源监管机构根据工作要求，可委托具备资质的第三方开展市场监测，第三方监测包括事前、事中、事后，以事中、事后为主，第三方监测承担机构需全面掌握市场动态、提前准确研判形势、及时快速控制风险。基于监测结果，第三方监测承担机构定期完成监测分析报告及时向能源监管机构报送并按规则规定公开。第三方监测内容包括市场规则设计、市场结构、市场行为和市场绩效等。

第十三章 市场干预

第一节 市场干预条件

第一百四十九条 市场干预分为政府干预和运营机构干预。政府干预市场措施包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、管制市场定价等。运营机构干预市场措施包括取消市场出清结果、实施发用电计划管理等。

第一百五十条 现货市场运行过程中发生下列情形之一的，由能源监管机构与现货市场第一责任单位按职责作出市场干预决定，并委托市场运营机构实施市场干预：

- （一）电力供应严重不足时；
- （二）因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全风险较大时；
- （三）电力市场未按照规则运行和管理时；
- （四）电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时；
- （五）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果时；
- （六）市场价格达到价格限值且触发管控条件时；
- （七）其他认为需要进行市场干预的情形。

第一百五十一条 现货市场运行过程中出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则对市场进行干预，并尽快报

告能源监管机构及政府有关部门：

（一）电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏，严重危及电网安全时；

（二）电力市场技术支持系统发生重大故障，导致无法按照市场规则进行出清和调度时；

（三）能源监管机构规定的其他情形。

第二节 市场干预内容

第一百五十二条 市场运营机构须按要求记录干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议，并尽快向能源监管机构和政府有关部门备案。

第一百五十三条 市场运营机构应公布市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令 第 599 号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

第一百五十四条 政府价格主管部门、现货市场第一责任单位、能源监管机构依据职责可采取价格管制的方式干预市场，市场价格干预触发条件、干预规则等由政府价格主管部门会同现货市场第一责任单位、能源监管机构组织制定。管制定价的制定应综合考虑市场供需情况、电力稀缺价值以及机组的变动成本、机会成本等因素，并定期根据市场运行情况更新、调整计算方法，并同步建立与结算联动的机制。

第一百五十五条 市场干预期间的电价形成方式由政府主管部门与能源监管机构确定，并在省/区域市场交易规则中明确。若干预期间机组总发电收入低于核定的总发电成本（包含调用停机机组的启动成本），应按照核定的总发电成本对机组进行结算。市场干预产生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。

第三节 市场中止和恢复

第一百五十六条 当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由现货市场第一责任单位与能源监管机构会商后做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预直至实施发用电计划管理，并做好相关记录，事后由现货市场第一责任单位与能源监管机构做出是否中止市场的决定并发布。

第一百五十七条 当异常情况解除、电力市场重新具备各项运行条件后，经现货市场第一责任单位、能源监管机构同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向市场主体发布。

第一百五十八条 现货市场第一责任单位与能源监管机构应建立电力市场中止和恢复工作机制并发布实施。

第十四章 争议处理

第一百五十九条 市场主体之间、市场主体与市场运营机构之间、市场主体与电网企业之间因参与电力现货市场发生争议的，可向市场管理委员会、政府有关部门或能源监管机构申请调解；调解不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第一百六十条 市场成员应按照规定时间提出争议调解申请：

（一）对于出清价格、结算依据中的电量或金额有争议的，应在电力市场运营机构给出问询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

（二）对于结算凭证中的电量或金额有争议的，应在电网企业给出结算问询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

（三）对于其他争议，市场成员应在事件发生之日起 2 年内提出。

第一百六十一条 市场成员有义务为政府有关部门、能源监管机构提供争议处理所需的数据和材料，并遵守保密规定。

第十五章 技术支持系统

第一百六十二条 电力市场技术支持系统与市场成员及市场运营所需相关系统的数据通信应符合相关标准和通信协议。

第一百六十三条 电力市场技术支持系统功能规范要求：

（一）电力市场技术支持系统应符合国家有关技术标准和行业标准。

（二）电力市场技术支持系统所有软、硬件模块应采用冗余配置。

（三）电力市场技术支持系统应建立备用系统或并列双活运行系统，实现双套系统互为主备和并列运行，防止遭受严重自然灾害而导致的系统瘫痪。

（四）电力市场技术支持系统应保障电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全，并具备可维护性、适应性、稳定性，适应电力市场逐步发展完善的需要。

（五）电力市场技术支持系统须对电力市场的市场主体注册管理、数据申报、合同分解与管理、市场出清、调度计划编制、安全校核、辅助服务、市场信息发布、市场结算、市场运行监控等运作环节提供技术支撑，保障电力市场稳定运行。

（六）电力市场技术支持系统应具备数据校验功能，支持对规则配置和生效设置的校验，包括各类分项数据的单一合理性验证、各种关联数据的相关性验证。

（七）电力市场技术支持系统应能够按照相关要求和数据接口规范提供数据接口服务，支持市场成员按规定获取相关数据，市场成员在使用数据接口服务时应满足相关网络安全要求。

（八）现货结算子系统应充分考虑未来发展趋势，统筹规划系统功能的维护管理与扩展升级，满足市场全周期全品种结算要求。

第一百六十四条 电力市场技术支持系统第三方校验要求：

（一）电力市场技术支持系统投入运行前，应由电力现货市场第一责任单位会同有关部门组织第三方开展市场出清软件的标准算例校验。

（二）电力市场技术支持系统应通过第三方校验，确保电力现货市场技术支持系统算法模型、市场出清功能和结果与现货市场规则一致，同时满足出清时效性及实用性的要求。

（三）电力市场技术支持系统由现货市场第一责任单位会同有关部门遵循利益回避原则组织独立第三方开展校验。

第一百六十五条 电力市场技术支持系统数据交互和管理的要求：

（一）电力市场技术支持系统交互应支持多周期多品种电力交易全过程业务，相关数据交互应确保流程清晰、数据准确、责任明晰，可支持市场出清结果的离线仿真。

（二）电力市场技术支持系统数据交互应满足《中华人民共和国网络安全法》、《电力监控系统安全防护规定》、《电

力监控系统安全防护方案》等法律法规和相关文件要求。

（三）电力市场技术支持系统数据交互应遵循“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”基本原则。电力市场技术支持系统应分区部署，不同分区间数据传输应符合安全防护的要求。

（四）电力市场技术支持系统交换数据精度应满足电力市场运行规则要求。

（五）电力市场技术支持系统交换的数据应由市场运营机构和承担计量、资金结算等服务的单位按各自职责进行采集、提供和核验，并负责数据准确性。

第十六章 规则制定

第一百六十六条 按照中央文件关于电力市场建设的职责分工要求，结合各地能源转型需要和市场建设进程，及时制修订各地电力现货市场运营规则及其配套实施细则，并公开发布。

第一百六十七条 电力现货市场运营规则的编制应按以下要求开展：

（一）现货市场第一责任单位应按法定程序制修订规则，并根据国家有关规定组织开展电力现货市场运营规则编制工作，过程中应充分听取各方意见建议。

（二）市场规则制修订应充分发挥市场管理委员会作用，经市场管理委员会审议通过后方可上报政府主管部门审定。

（三）按照信息披露管理办法披露相关信息。

第一百六十八条 电力现货市场运营规则的关键条款包括但不限于：总则、总体要求、市场成员、市场构成与价格、现货市场运营、市场衔接机制、计量、市场结算、信用管理、信息披露、风险防控、市场监管、市场干预、争议处理、技术支持系统、规则制定。

电力现货市场运营规则的主要参数包括但不限于：申报价格上下限、出清价格上下限、惩罚因子、网损因子。电力现货市场出清环节关键参数的设置和修改应按程序开展，一经批准生效，不得随意更改。

附件一 名词解释

1. 电力批发市场（Wholesale Electricity Market）：发电企业和电力批发用户或售电公司之间进行电力交易的市场，主要包括通过市场化方式开展的中长期电能量交易和现货电能量交易以及辅助服务交易等。

2. 电力零售市场：（Retail Electricity Market）：在批发市场的基础上，由电力零售商和电力用户自主开展交易的市场。

3. 电能量市场（Electric Energy Market）：以电能量为交易标的物的市场。

4. 电力现货市场（Electricity Spot Market）：通过现货交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。现货市场交易标的物包括电能量、调频服务、备用服务等。

5. 负荷聚合商（Load Aggregator）：负荷聚合商通过评估电力用户的需求响应潜力，采用技术手段整合分散的需求侧资源，并报价参与现货电能量市场和辅助服务市场。

6. 中长期交易（Medium and Long-term Transaction）：对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、周、多日等不同时间维度的交易。中长期交易合同包括实物合同和财务合同。

7. 安全校核（Power System Security Analysis）：对检修计

划、发电计划、市场出清结果和电网运行方式等内容，从电力系统运行安全角度分析的过程。分析方法包括静态安全分析、暂态稳定分析、动态稳定分析、电压稳定分析等。

8. 辅助服务市场（**Ancillary Service Market**）：为维护电力系统的安全稳定运行、保证电能质量，由发电企业、电网企业、电力用户等提供除正常电能生产、传输、使用之外的电力辅助服务的市场，包括调频、备用、无功调节、黑启动等市场。

9. 节点边际电价（**Locational Marginal Price, LMP**）：现货电能量交易中，在满足发电侧和输电安全等约束条件下，为满足某一电气节点增加单位负荷时导致的系统总电能供给成本的增量。节点边际电价由系统边际电价、阻塞价格和网损价格三部分构成。

10. 系统边际电价（**System Marginal Price**）：在电力现货交易中，按照报价从低到高的顺序逐一成交电力，使成交的电力满足系统负荷需求的最后一个电能供应者的报价。

11. 分区边际电价（**Zonal Marginal Price**）：当电网存在输电阻塞时，按阻塞断面将市场分成几个不同的分区（即价区），并以分区内边际机组的价格作为该分区市场出清价格，即分区边际电价。

12. 价格上限（**Price Cap**）：市场运行允许出现的最高价格值，超出本值的价格将被锁定为本值。

13. 价格下限（**Price Floor**）：市场价格可以下降到的最低

水平。

14. 日前市场 (Day-ahead Market) : 运行日提前一天 (D-1 日) 进行的决定运行日 (D 日) 机组组合状态和发电计划的电能交易市场。

15. 日内市场 (Intra-day Market) : 运行日 (D 日) 滚动进行的决定运行日 (D 日) 未来数小时调度机组组合状态和发电计划的电能交易市场。

16. 实时市场 (Real-Time Market) : 运行日 (D 日) 进行的决定运行日 (D 日) 未来 5-15 分钟最终调度资源分配状态和计划的电能交易市场。

17. 市场数据申报 (Market Information Declaration) : 市场主体按照现货市场的要求, 在指定的时间范围内申报各类数据信息, 包括静态属性注册数据、运行技术参数和经济性参数等。

18. 市场注册 (Market Registration) : 指市场交易成员将用于取得市场主体资格相关的信息和资料提交给市场运营机构并获得市场主体资格的过程。

19. 市场力 (Market Power) : 市场成员操纵市场价格、使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。

20. 市场出清 (Market Clearing) : 电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

21. 市场结算 (Market Settlement) : 根据交易结果和市场规则相关规定, 对市场成员保证金、盈亏、手续费、交割货款

和其它有关款项进行的计算、划拨。

22. 信息发布（**Information Disclosure**）：指向能源监管机构、市场成员（不含市场运营机构）及社会公众等发布电力市场相关信息的过程。

23. 第三方监测（**Third Party Monitoring**）：是能源监管机构委托具备资质的第三方通过分析市场成员行为，发现违反竞争或操纵价格、场外支付的行为，发现市场设计和调度程序缺陷与不足，并提出改进建议。

24. 阻塞管理（**Congestion Management**）：当市场出清过程中进行安全校核时，若输电线路潮流超出了安全约束，市场运营机构需根据一定原则调整发电机组出力，改变输电线路潮流使其符合安全约束，并且分配调整后产生的盈余或者成本。

25. 阻塞费用（**Congestion Cost**）：因潮流阻塞需要系统总购电费用的增加部分，阻塞费用等于两节点之间的阻塞价格价差乘以连接两节点线路的潮流。

26. 网损（**Transmission Loss**）：电能量输送过程中以热能形式散发的功率损失，即为电阻、电导产生的电能损耗。

27. 调频服务（**Frequency Regulation Service**）：当电力系统频率偏离目标频率时，发电企业、电力用户和独立辅助服务提供商等在短时间内调整有功出力跟踪负荷变化，以维持电力系统频率的稳定所提供的服务。调频服务分为一次调频、二次调频、三次调频。

28. 备用服务 (Reserve Service)：为应对电力系统运行状态发生变化时，确保电力供需平衡，发电侧或用电侧保留容量备用所提供的服务。备用分为旋转备用和非旋转备用。

29. 报价 (Bid)：市场主体向市场运营机构提交量价申报信息。

30. 市场监管 (Market Regulation)：根据有关法律、法规和规章，能源监管机构及有关部门遵循市场规律对市场主体和市场运营机构及其遵守电力市场运营规则的行为进行的监督和管理，以实现电力市场竞争的合理、有序、公正、公平和公开。

31. 市场监测 (Market Monitoring)：对发电企业生产及运行情况、电网运行状态、用户用电行为等运行情况，以及交易组织、交易行为等市场运营情况进行监视的行为。

32. 运行成本 (Operating Cost)：一般是针对发电企业而言，又可以称变动成本，与发电量具有相关性，运行成本主要包括燃料成本、启动成本、空载成本等。

33. 机会成本 (Opportunity Cost)：在电力市场中，机会成本的例子包括因为电力调度机构场外调度或联合优化等原因，发电机组失去赚取更多收益的机会。受一次能源供应限制的机组的机会成本即是因为现在发电所失去将来发电的收入。

34. 惩罚因子 (Penalty Factor)：为了线性优化问题求解并有解，此因子保证所有的约束条件都可满足且优化问题有解。惩罚因子反映对违反约束条件和对稀缺价格的容忍程度。

35. 保函（**Prudential Deposit**）：又称信用保证书，是指银行、保险公司、担保公司或担保人应申请人或企业的请求，向受益人或企业及第三方（电力交易机构）开立的一种书面信用担保凭证，以书面形式出具的、凭提交与承诺条件相符的书面索款通知和其它类似单据即行付款的保证文件。保函的种类可以有多种。

36. 市场风险（**Market Risk**）：指发生危害事件或产生负面影响，影响电力市场交易活动的正常开展，乃至危及电力市场正常运营的危除事件。

37. 风险防范（**Risk Prevention**）：指市场主体通过对电力市场风险监测辨识、评估分析、预警处置并持续改进的动态过程。

38. 风险预警（**Risk Warning**）：指依据风险分析确定风险等级，对可能发生的风险进行预警的过程。

39. 风险处置（**Risk Disposal**）：指按照电力市场风险等级及其对应的处置预案，对市场风险进行处置的过程。

40. 风险识别（**Risk Identification**）：指动态发现、筛选并甄别记录各类市场风险的过程。

41. 风险评估分析（**Risk Assessment and Analysis**）：风险评估分析是指在风险识别的基础上，对风险进行确认、归类、分级并判断风险特征和风险来源的过程。

42. 电力市场技术支持系统（**Electricity Market Operation**

System)：是支持电力市场运营的计算机、数据网络与通信设备、各种技术标准和应用程序的有机组合。

附件二 关键条款主要内容

电力现货市场运营规则关键条款的主要内容包括但不限于：

（一）总则。包括编制目的，定义，适用范围等。

（二）总体要求。包括建设目标和基本原则，建设路径，运行要求等。

（三）市场成员。包括权利与义务，准入与退出，注册、变更与注销等。

（四）市场构成与价格。包括市场构成，价格机制，阻塞管理，市场限价等。

（五）现货市场运营。包括交易原则，参数管理与数据准备，市场申报，日前市场，日内市场，实时市场，市场出清和结果发布，发电成本调查等。

（六）市场衔接机制。包括中长期与现货市场衔接，代理购电与现货市场衔接，辅助服务市场与现货市场衔接，容量补偿机制与现货市场衔接等。

（七）计量。包括计量要求，计量装置管理，计量数据管理等。

（八）市场结算。包括市场结算管理，市场结算权责，市场结算计算，结算依据及流程，结算问询及调整，违约处理等。

（九）信用管理。包括总体原则，信用管理权责，信用评

价等。

（十）信息披露。包括总体原则，信息披露权责，信息披露内容与管理等。

（十一）风险防控。包括基本要求，风险分类，风险防控与处置等。

（十二）市场监管。包括监管权责总体原则，操纵行为，违规处理，业务稽核，第三方监测等。

（十三）市场干预。包括市场干预条件，市场干预内容，市场中止和恢复。

（十四）争议处理。包括总体原则，争议处理机制等。

（十五）技术支持系统。包括通信要求，功能规范，第三方校验要求，数据交互和管理等。

（十六）规则制定。包括规则管理权责，规则制修订，关键条款和参数等。