

附件 3

电力市场运营基本规则

(征求意见稿)

第一章 总则

第一条[目的和依据]为规范电力市场运营，依法维护电力市场主体的合法权益，保证电力市场的统一、开放、竞争、有序，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、行政法规，制定本规则。

第二条[适用范围]本规则适用于中华人民共和国境内开展现货交易的电力市场。

第三条[市场原则]电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不利用市场力或市场规则的缺陷操纵市场价格、损害其他市场主体的利益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第四条[实施主体]国家能源局依法组织制定电力市场规划、市场规则、市场监管办法，会同地方政府对区域电力市场和区域电力交易机构实施监管。

国家能源局派出机构和地方政府电力管理部门根据职能依法履行省（区、市）电力市场监管职责。

第二章 市场成员

第五条[市场成员]电力市场成员包括市场主体（包括市场交易主体和电网经营企业）和市场运营机构三类。其中，市场交易主体包括各类发电企业、售电企业、电力用户和独立的辅助服务提供商等；电网经营企业指运营和维护输配电资产的输配电服务企业；市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。

第六条[市场主体登记]所有并网运行的省级及以上调度发电企业应在电力交易机构登记。

为电力市场交易提供输配电服务的电网经营企业应在电力交易机构登记。

不符合准入条件的电力用户、符合准入条件但未在电力交易机构注册的电力用户（以下统称“非市场用户”），由售电企业或电网经营企业代理开展交易，按售电企业约定价格或国家目录电价结算。

第七条[市场主体注册]符合准入条件且纳入省级政府目录的售电企业、电力用户、发电企业须向电力交易机构申请注册，取得市场主体资格后，方可参与电力市场交易。申请注册的发电企业和拥有配电网的售电企业须取得电力业务许可证后。

符合技术条件的独立辅助服务供应商，须向电力交易机构申请注册，取得市场主体资格后，方可参与辅助服务交易。

第八条[市场运营机构职责]电力交易机构主要负责市

市场主体注册及注销、组织实施电力市场交易、编制交易计划，并提供结算依据和服务。

电力调度机构主要负责电网运行安全、系统实时平衡和日以内即时交易，执行交易计划。

第三章 交易类型、方式与价格

第九条[交易分类]电力市场交易分为电力批发交易和电力零售交易。

电力批发交易主要指发电企业与售电企业或电力大用户之间通过市场化方式进行的电力交易活动的总称。

电力零售交易指售电企业与中小型终端电力用户开展的电力交易活动的总称。售电企业应代理或汇总其售电量并参与电力批发交易。

第十条[电力批发市场构成]电力批发市场主要由中长期市场和现货市场构成。市场建设初期，电力批发市场主要开展电能量交易和辅助服务交易；条件成熟时，探索开展容量市场、电力期货和衍生品交易等。

第十一条[电力批发市场模式]电力批发市场主要分为分散式市场和集中式市场。

分散式市场主要以中长期实物合同为基础，发用双方在日前阶段自行确定日发用电曲线，偏差电量通过日前、实时平衡交易进行调节；集中式市场主要以中长期差价合同管理市场风险，配合现货交易采用全电量集中竞价。

对于输电阻塞较严重和新能源装机较多、系统调节能力较差的地区，原则上推荐采用集中式市场。

第十二条[中长期市场构成和交易方式]中长期市场主要采取双边协商方式，开展电能量交易，以及可中断负荷、调压、黑启动等辅助服务交易。

第十三条[现货市场]现货市场特指在系统实时运行日前一天至实时运行之间，通过交易平台集中开展的交易活动的总称。

第十四条[价格]现货市场采用基于边际成本定价的机制。现货电能量市场交易价格实行单一制电量电价；各地根据当地电网的网架结构和输电阻塞情况，自主选择分区边际电价或节点边际电价等市场价格形成机制。

第四章 中长期电能量市场

第一节 通则

第十五条[中长期电能量交易]中长期电能量交易一般是以合同方式确定在未来一定时间（多年、年、季、月、周等日以上）内完成的电量交易。

中长期电能量交易品种包括：电力直接交易、跨省跨区电能交易等市场化交易，优先发电合同交易，以及基于上述合同开展的电量转让交易等。中长期电能量交易形成双边实物合同或差价合同等。

第十六条[合同要素]中长期电能量交易合同应至少包

括以下主要内容：交易起止时间、合同电量注入节点和流出节点、交易价格（可为分时交易价格）、分时电力曲线等。

第二节 优先发电合同

第十七条[省内供需平衡预测] 每年年底，各地预测本地区下一年度电力供需平衡情况，提出未参与市场用户的用电需求。

省内电量需求预测，应综合考虑当地经济社会发展形势、经济结构、投资与消费增长等因素，综合采用电力弹性系数法、年平均增长率法和用电单耗法等进行预测后合理确定。

第十八条[省间优先发电] 国家计划、政府协议形成的省间送受电，纳入优先发电。

第十九条[省内优先发电] 省内水电和规划内的风能、太阳能、生物质能等清洁能源及调节性电源纳入优先发电。其中，风电、太阳能发电量原则上按原核价小时数确定，弃风、弃光严重地区可根据实际情况灵活处理；水电发电量兼顾资源条件、历史电量均值和综合利用确定；供热机组以热定电电量。

第二十条[其他优先发电] 当未参与市场用户的用电需求超出上述省间和省内优先发电规模时，可以按照现行的差别电量计划制定规则，考虑年度检修计划后，确定剩余其他各类机组基数电量。市场初期，基数电量视为优先发电电量，随着发用电计划的放开，基数电量逐渐缩减为零。

第二十一条[优先发电合同]优先发电量视为年度电能量交易合同电量，执行政府定价。

相关电力企业优先发电计划安排电量，签订年度优先发电合同。分散式批发市场中的优先发电合同为实物合同。集中式批发市场中的优先发电合同为差价合同。

第二十二条[优先发电安排原则]省间和省内优先发电合同电量规模一经确定，不再进行调整。

其他优先发电合同电量，根据每日预测的负荷曲线扣除省间和省内优先发电曲线后，比例分配。

第三节 市场化交易合同

第二十三条[中长期电能量交易合同]市场交易主体签订中长期电能量交易合同，须在电力交易机构登记。交易合同可以为实物合同，也可以为差价合同等金融性合同。

第二十四条[中长期电能量交易要求]中长期电能量交易合同，均要求发用电双方根据合同约定在日前阶段自行确定并向电力交易机构提交次日发用电曲线。

对于实物合同，在不违背安全约束的前提下，合同电量需要予以刚性执行，再通过现货市场对系统的偏差电量进行调整。

对于差价合同，合同电量不需要刚性执行，在日前阶段，将以社会福利最大化为目标制定电网次日的发用电曲线，并通过现货市场不断更新修正，针对其与差价合同所分解出来

的曲线的偏差电量，按现货市场的价格进行偏差结算。

第二十五条[中长期电能量交易结算]合同交易双方可根据合同约定自行结算，也可委托电力交易机构和电网企业代为结算。

第四节 交易约束及转让

第二十六条[中长期交易约束]现阶段，发电企业所持有的中长期交易合同电量原则上不超过其发电能力，若分解为分时电力曲线，则各时段的最大出力不得超过其额定容量。

第二十七条[二级市场]市场主体可以通过合同电量转让交易，对签订的中长期交易合同电量进行调整。交易后，由新的替代方按交易结果全部或部分履行原交易合同，交易双方应签订转让交易合同，送电力交易机构登记。

第六章 现货市场

第一节 通则

第二十八条[现货市场体系]现货市场包括日前市场、日内市场和实时市场。日内市场视实际需要开展。分散式批发市场，实时市场可采用实时平衡机制取代。

市场建设初期，现货市场可先开展日前交易，也可以同时开展日前、日内和实时交易。

第二十九条[现货市场交易标的物]现货市场交易标的物包括电能量和备用、调频等辅助服务。

第三十条[电网公平开放]电网企业应当公平开放输配

电网，为市场交易主体提供安全、可靠、优质、经济的输配电服务。

第三十一条[网络拓扑]电力调度机构应向电力交易机构提供实时更新的电网运行拓扑结构、主要断面电力约束、发电机组运行状态等数据，确保在共同的电力系统模型和安全约束条件的前提下形成交易结果。

第三十二条[安全校核]电力调度机构负责电力交易出清结果的安全校核，并与电力交易机构共享市场所需的安全校核算法、计算软件和数据。

中长期差价合同不需要进行安全校核。中长期实物合同应考虑输电能力等安全约束，其分解曲线与日前市场交易结果叠加后一并进行安全校核。

第三十三条[发电企业申报]发电企业通过现货交易平台开展电能量/辅助服务交易，申报要求如下：

（一）单机装机容量4万千瓦以上水电机组、10万千瓦以上火电机组、核电机组应以单个机组为单位申报；经批准，同一发电厂的多个机组可以集中报价。

（二）其他类型机组按全厂（场）申报。

第三十四条[电力用户申报]电力用户通过交易平台主要开展电能量交易，须具备符合现货交易和结算的相关技术条件。

第三十五条[售电公司申报]售电公司通过交易平台主

要开展电能量交易，须具备符合现货交易和结算的相关技术条件。

第三十六条[电网企业申报]电网企业（或下属供电企业）应申报其所代理非市场用户的电力需求预测信息。

电网企业下属供电企业为直接申报单位，以区域或节点为粒度进行申报。

第二节 分散式市场组织实施

第三十七条[优先发电合同分解]电力交易机构根据次日非市场用户的负荷预测曲线，扣减（受入省）或叠加（送出省）国家计划、政府间协议形成的跨省（区）交易曲线，扣减风电、光伏发电、径流式水电、以热定电等发电曲线，剩余负荷曲线由其他机组按其优先发电合同电量比重分摊，并作为各机组优先发电电量的次日发电曲线。

第三十八条[中长期市场交易合同分解]在实际运行日的规定时间以前（不晚于日前市场开市时间），市场交易主体向电力交易机构提交中长期实物合同所约定的日发用电曲线、注入节点和流出节点等信息。

第三十九条[初始发用电曲线形成] 机组优先发电电量与各类中长期实物交易合同的分解曲线相叠加，即形成次日的初始发电计划；大用户和售电企业各类中长期实物交易合同的分解曲线相叠加，即形成次日初始用电计划。

机组根据次日初始发电计划，可与其他机组协商进行发

电计划整合，形成更新后的发电计划。

第四十条 [日前市场] 日前市场主要针对中长期实物合同之外的次日发用电曲线，组织集中竞价交易。市场出清过程中考虑网络拓扑约束。日前市场交易组织程序如下：

（一）电力调度机构提供日前系统负荷预测曲线（扣减中长期合同对应发用电曲线后形成的次日电力需求曲线）等信息，由电力交易机构发布。

（二）发电企业在规定的时间前向电力交易机构提交次日机组运行的物理参数和各时段卖电报价或/和买电报价及以下信息：启停费用报价和空载费用报价、爬坡速率、最大最小技术出力、调频和备用等辅助服务报价等。售电企业、电力用户在规定的时间前向电力交易机构提交买电或/和卖电报价。

在风电和水电装机容量占比较大的市场，发电企业应同时申报卖电报价和买电报价，以实现日前发电权交易，促进中长期合同之外的风电和水电的消纳，但发电企业申报的卖电报价应高于买电报价。电力用户和售电企业在一个时段只能选择买电或卖电之一，不可同时申报买电和卖电报价。

（三）中长期实物合同各时段的分解电量，按照市场规定的最低报价参加日前市场交易优化和出清。

（四）根据市场交易主体的报价，将机组运行能力、网络拓扑、事故校验等各类安全约束作为约束条件，以偏差调

整成本最小化为目标，直接形成满足各类安全约束的市场出清结果，包括各市场交易主体各时段的中标电力，以及分区边际电价或节点边际电价。

因各类安全约束，导致机组停机或实物合同交易的发电曲线被削减时，按市场出清价格购入相应电力电量，不影响原有合同的结算。

（五）电力交易机构根据日前市场交易结果，形成市场交易主体的次日发用电计划，送电力调度机构进行安全校核。经校核后，由电力交易机构发布各时段的成交结果和出清价格。

电力调度机构有权对日前市场交易结果进行修改，但要提出充分的理由。

第四十一条[辅助服务]条件成熟时，日前电能量市场和辅助服务市场应联合优化出清。

第四十二条[平衡服务报价]日前市场结束后，电力交易机构公布各市场交易主体的次日发用电计划，并更新次日系统负荷预测。发电企业在规定时间内向电力调度机构提交机组次日各时段的平衡服务报价，包括上调报价和下调报价两种。

未纳入次日发用电计划的机组，可重新申报卖电报价。

第四十三条[日内市场]风电和水电装机容量占比较大以及其他具备条件的地区，可以组织开展日内市场。

日前市场闭市后至系统实际运行 1 小时之前，发电企业应及时向电力调度机构提供机组运行状态更新信息和日内交易报价，包括但不限于可再生能源机组发电功率的更新预测曲线，机组的可用状态信息，机组发电能力上下限和出力上调、下调报价等；机组的上调出力报价应高于下调出力报价，无调节能力的风电及水电机组申报出力上调、下调报价。

电力用户和售电企业也只能单向报价，即只能选择买电或卖电之一。电力调度机构应根据上述申报信息以及网络拓扑约束，以高低报价匹配为原则进行滚动、持续交易，形成交易匹配对与对应的价格。

第四十四条[实时平衡机制] 实际运行前 1 小时，电力调度机构根据超短期负荷预测，综合考虑网络拓扑约束、机组运行约束等系统安全约束条件后，以 15-30 分钟为周期，基于调整成本最小原则接受平衡服务报价，保障下一运行时段基本的电力供需平衡和管理输电阻塞，运行时段内小的负荷波动通过自动发电控制等辅助服务进行平衡。

第三节 集中式市场组织实施

第四十五条[负荷预测信息发布与优先发电合同分解] 电力调度机构负责次日负荷预测曲线预测和发布。

优先发电合同可参照第三十七条规定分解为日前优先发电合同曲线，用于差价结算。

第四十六条[中长期市场交易合同分解]在实际运行日

的规定时间以前（不晚于日前市场开市时间），市场交易主体可自行选择交易合同的执行方式，选择按差价合同执行的需向电力交易机构提交中长期合同所约定的日发用电曲线、注入节点和流出节点等信息。

第四十七条[日前市场]日前市场采用集中优化的组织方式，以社会福利最大化为目标进行电能量和辅助服务的联合优化出清。市场出清过程中考虑网络拓扑约束。日前市场交易组织程序如下：

（一）电力调度机构提供日前系统负荷预测曲线等信息，由电力交易机构发布。

（二）发电企业在规定的时间前向电力交易机构提交次日机组运行的物理参数和报价信息，包括电能费用报价、启停费用报价和空载费用报价、爬坡速率、最大最小技术出力、调频和备用等辅助服务报价等；售电企业、电力用户在规定的时间前向电力交易机构申报次日各时段购电量。

（三）根据市场交易主体的申报信息，将机组运行能力、网络拓扑、事故校验等各类安全约束作为约束条件，以社会福利最大化为目标，计算形成满足各类安全约束的市场出清结果，包括次日机组组合、各市场交易主体中标各时段的中标电力和辅助服务以及分区边际电价或节点边际电价。

第四十八条[重新报价]日前市场结束后，未纳入次日机组组合的机组，可以重新申报电能费用报价、启停费用报价

和空载费用报价

第四十九条[实时市场]实时市场基于更新的超短期预测负荷曲线，采取全电量集中优化的组织方式，以社会福利最大化为目标，利用带安全约束的经济调度程序进行市场出清，形成机组需要实际执行的发电计划和用于事后偏差电量结算的实时市场价格等信息。

市场出清过程中需详细考虑实时更新后的网络拓扑、发电机组运行能力、事故校验等安全约束问题。实时市场交易时段为 5-15 分钟。

第六章 辅助服务市场

第五十条[中长期辅助服务交易]对于在未来一定时间（年、季、月、周等日以上）内的可中断负荷、调压、黑启动等辅助服务，由电力调度机构与市场交易主体通过双边协商或集中竞价等方式确定辅助服务提供方及价格，签订辅助服务合同并送电力交易机构登记。

第五十一条[现货辅助服务交易]现货辅助服务是指次日或者日内未来某一时段系统运行所需要的备用、调频等辅助服务。原则上现货辅助服务交易通过市场交易平台竞价确定。

第五十二条[辅助服务考核]电力调度机构应定期对市场交易主体提供辅助服务的能力进行测试。测试结果应公布并向能源监管机构报告。电力市场主体不能按照要求提供辅

助服务时，应当及时向电力调度机构报告，并接受考核。考核费用用于辅助服务补偿资金。

辅助服务考核办法由能源监管机构组织电力调度机构制订并实施。

第五十三条[辅助服务分担]按照“谁受益、谁承担”的原则，建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制。

与全体电力用户相关的辅助服务费用，暂由所有并网发电企业按上网电量共同承担。与部分电力用户相关的辅助服务费用，由该部分电力用户主要承担。

第七章 计量和抄表

第五十四条[电能计量装置]市场主体应当根据电力市场结算要求，安装具备远程抄表和分时计量等功能且符合国家或行业标准的电能计量装置，由电能计量检测机构检定后投入使用。

本规则所称电能计量检测机构，是指经政府计量行政部门认可、电能交易双方确认的电能计量检测机构。

第五十五条[电能计量装置校核]市场主体可以申请校核电能计量装置，经校核，电能计量装置误差达不到规定精度的，由此发生的费用由该电能计量装置的产权方承担；电能计量装置误差达到规定精度的，由此发生的费用由申请方承担。

第五十六条[电能计量装置安装点]电能交易双方签订

的电能交易合同应当明确电能的计量点。电能计量点位于交易双方的产权分界点，产权分界点不能安装电能计量装置的，由双方协商确定电能计量点。法定或者约定的计量点计量的电能作为电费结算的依据。电力市场主体以计量点为分界承担电能损耗和相关责任。

第五十七条[抄表责任]电网企业应按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置记录电量，并提交给电力交易机构作为结算依据。

电力交易机构应当建立并维护电能计量数据库，并按照有关规定向电力市场主体公布相关的电能计量数据。

第五十八条[辅助服务计量]辅助服务通过能量管理系统、电力需求侧系统等计量，由电力调度机构按结算要求统计辅助服务提供和使用情况，按规定送电力交易机构。

第八章 交易结算

第一节 通则

第五十九条[结算电价单位时间]市场交易主体结算电价最小单位时间：

（一）中长期市场按市场交易主体约定的价格结算，原则上以不低于 1 小时为结算电价单位时间；

（二）现货市场以 1 小时为结算电价单位时间。

第六十条[结算电价位置范围]对于日前市场和实时平衡市场，电力用户可以按分区边际电价或节点边际电价结

算，也可将节点边际电价加权平均后作为电力用户的结算价格。

第二节 分散式交易结算

第六十一条 [电能量交易结算规则] 中长期市场和现货市场电能量交易结果结算程序：

（一）中长期交易结算：中长期优先发电合同电量按照政府规定的上网电价进行结算。中长期市场化交易按照合同约定的价格和电量进行结算。

（二）日前市场交易：日前市场出清形成的交易计划与中长期合同分解形成的日合同曲线之间的偏差量，按照日前市场形成的价格结算。

（三）日内市场交易：交易主体日内交易的中标电量，按日内市场形成的价格结算。

（四）平衡服务中标电量。实时平衡机制中，被电力调度机构接受的平衡服务，按照市场交易主体报价结算。

（五）不平衡电量：市场交易主体实际发用电曲线与交易计划曲线（含日内交易中标电量和平衡服务中标电量）之间的偏差量称为不平衡电量，按照实时平衡机制形成的价格结算。

不平衡电量的结算价格应考虑市场总体供需情况，采用不同的定价机制。当系统处于供大于求状态时，机组增发电量或用户少用电量，采用惩罚性结算价格，机组减发电量或

用户增用定量，采用常规性结算价格；当系统处于供不应求状态时，则反之。

第六十二条[辅助服务结算规则]中长期辅助服务按照合同约定价格结算。现货辅助服务按照市场边际价格结算。辅助服务市场未建立之前，可参照和完善现有“两个细则”执行。

第六十三条[阻塞成本结算规则]对于实物合同交易，由于输电阻塞所增加的购电成本，由对应发电方承担。实时平衡机制中，输电阻塞所增加的购电成本，由市场交易主体共同承担。

第三节 集中式交易结算

第六十四条[电能量交易结算规则]中长期市场和现货市场电能量交易结果结算程序：

（一）中长期交易结算：中长期的公益性、调节性电量按照政府规定的上网电价和目录电价进行结算。中长期市场化交易则按照交易双方协商的价格和电量进行结算。

（二）日前市场交易：日前市场出清形成的交易计划与中长期合同分解形成的日合同曲线之间的偏差量，按照日前市场价格进行结算。

（三）实时市场交易：市场交易主体实际发用电曲线与日前出清形成的交易计划曲线之间的偏差量，按照实时市场价格进行结算。

第六十五条[辅助服务结算规则]备用和调频等辅助服务按照日前市场出清价格和实际调用效果进行结算；可中断负荷、调压、黑启动等辅助服务按照合同约定价格和实际调用效果进行结算。

第六十六条[阻塞剩余结算规则]市场建设初期，由电网阻塞所引起的阻塞剩余，按上网电量比例分配给发电企业。待金融输电权市场建立之后，阻塞剩余通过金融输电权市场进行分配。

第四节 其他

第六十七条[输配费用及其他]参与交易的市场主体按照国家核定的输配电价标准缴纳输配电费用。输配电价未核准前，可维持现有的购售价差不变，即采用发售联动机制。

电力用户根据实际用电量，按照国家规定缴纳的政府性基金和附加等标准缴纳相关费用。

第六十八条[结算凭据]电力交易机构根据中长期交易合同、现货市场交易结果以及电量计量数据等，出具电量电费、辅助服务费及输电服务等结算凭证。结算凭据需在规定时间内完成，原则上日前市场、实时平衡市场的结算凭据原则上应该在 3-10 个工作日内形成。中长期合同原则上按月出具结算凭据。

第六十九条[电费结算]电力市场主体按照交易机构出具的结算凭据进行电费结算。

中长期交易可以根据市场交易发展情况及市场主体意愿，由合同双方自主协商电费结算方式，也可以委托电网企业、电力交易机构进行电费结算。

第九章 信息披露

第七十条[信息分类]按照信息属性分类，市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众发布的数据和信息，公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息，私有信息是指特定的市场成员有权访问且不得向其它市场成员公布的数据和信息。

第七十一条[信息披露责任]电力交易机构、电力调度机构和电力市场主体应当遵循及时、真实、准确、完整的原则，披露电力市场信息。

电力交易机构、电力调度机构、电网经营企业应公平对待市场交易主体，无歧视披露公众信息和公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息。

第七十二条[信息披露分工]电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构及时向市场交易主体发布市场需求信息、电网阻塞管理信息、市场交易信息、辅助服务信息等。

电力市场主体应当按照有关规定向电力交易机构、电力调度机构提供信息。

第七十三条[信息披露方式]在确保安全的基础上，电力

市场信息原则上通过电力市场技术支持系统发布，也可以辅以报刊、广播、电视等媒体，信息发布会，简报、公告等披露途径。

第七十四条[信息披露监管]能源监管机构制定电力市场信息披露管理办法并监督实施。

第十章 电力市场技术支持系统

第七十五条[有关职责]电力交易机构负责电力市场技术支持系统的建设和维护管理。电力市场主体按照规定配备有关配套设施并负责日常维护管理。

电力市场管理委员会审定电力市场技术支持系统规划和设计方案。

第七十六条[功能要求]电力市场技术支持系统建设应当符合规定的性能指标。电力市场技术支持系统包括能量管理、合同管理、交易管理、电能计量、结算系统、市场申报、市场分析与预测、信息发布、市场监管等功能模块。

第七十七条[其他要求]电力市场技术支持系统建设应当以电力市场运营规则为基础。在同一电力市场内，电力市场技术支持系统应当统一规划、统一设计、统一管理、同步实施、分别维护。电力市场交易支持系统应当根据电力市场发展的需要及时更新。

第十一章 市场风险防控

第七十八条[市场限价]能源监管机构、有关国家价格主管部门可根据需要，制定现货市场最高报价，规避电力市场价格剧烈大幅波动的风险。

第七十九条[市场力防范]能源监管机构授权电力交易机构按照相关规定，将可能影响市场正常运行的机组认定为市场价格接受者，或强制相关发电机组签订中长期合同，以维护市场公平、防范市场风险。

第八十条[保证金、预付费]电力交易机构可以对电力用户（售电企业）实施交易保证金、预付费制度，维护市场结算安全。

第八十一条[市场力监测]能源监管机构建立完善市场力监测与评价标准，加强对市场主体滥用市场力行为的监管。

第八十二条[市场干预]能源监管机构根据维护电力市场正常运作和电力系统安全的需要，制定电力市场干预、中止办法，规定电力市场干预、中止的条件和相关处理方法。

第十二章 系统运行安全

第八十三条[调度纪律]电力市场主体应当执行有关电网运行管理的规程、规定，服从统一调度，加强设备维护，按照并网调度协议配备必要的安全设施，维护电力系统的安全稳定运行。

第八十四条[检修管理]电力调度机构应当根据市场交

易计划、电力供需形势、设备运行状况、安全约束条件和系统运行状况，统筹安排电力设备检修计划。

市场主体应按规定的时间向电力调度机构申报电力设备检修计划，经电力调度机构批准后方可确认。电力调度机构应及时向市场主体披露已提交申报和已批准确认的检修计划。

第八十五条[调度要求]电力调度机构应当严格执行电力调度规则，合理安排系统运行方式，及时向电力市场主体预报或者通报影响电力系统安全运行的信息，防止电网事故，保障电网运行安全。

第八十六条[紧急事故处理]系统发生紧急事故时，电力调度机构应按安全第一的原则处理事故。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。为保障市场主体利益，应对电力市场运行情况下的紧急事故进行分类定级。

第十三章 附 则

第八十七条[有关程序]国家能源局派出机构组织电力交易机构根据本规则拟定各地电力市场运营规则，报国家能源局备案后执行。

第八十八条[市场监管]电力市场监管办法由国家能源局另行制定。

第八十九条[解释]本规则由国家能源局负责解释。原有

电力交易相关规则与本规则不一致的，以本规则为准。

第九十条 [名词解释] 本规则中有关专业名词解释及说明见附件。

第九十一条 [文件实施] 本规则自 XX 年 XX 月 XX 日起施行。

附件：电力市场有关专业名词解释及说明

附件

电力市场有关专业名词解释及说明

1. 日前市场。日前市场是现货市场的重要组成部分，其运作方式有多种。

在以实物双边合约为主的市场中（如英国），日前市场是一个双边合约之外的增量市场，发电商和大用户（含零售商）可申报次日各时段的卖电报价和买电报价，交易机构通过市场出清软件得到各时段最优的交易计划及结算电价。

在以金融性合约为主的市场中（如美国 PJM），日前市场是一个全电量竞价市场，发电企业申报机组的报价曲线，大用户（含零售商）申报各时段的买电报价，系统运行商在满足电网安全约束的前提下，通过市场出清软件得到各时段最优的交易计划及结算电价，形成满足系统可靠性要求的日前机组组合和各机组的日前发电计划。

2. 日内市场。日内市场主要应用在北欧、德国等以实物双边合约为主的市场模式中。日内市场中，所有市场主体既可以买电、也可以卖电。交易主体申报实际交割前的各时段买电或卖电的量和价（通常按 15min 报价）。日内市场通常采用先到先得、价格优先的原则进行滚动、持续出清。

由于风电、光伏等间歇式能源的出力预测误差在随着预

测时间的缩短，预测精度会明显提升。因此，开设日内市场可以进一步促进间歇式能源的消纳，并帮助市场主体进一步降低因预测偏差引起的不平衡电量结算风险。

3. 实时市场/（小时前）平衡市场。实时市场/（小时前）平衡市场主要在于保障系统的实时平衡与阻塞管理。以实物双边合约为主的市场和以金融性合约为主的市场中，系统实时平衡的运行机制存在较大差异。

以实物双边合约为主的市场模式中，发电机组需要在实际运行前的规定时间内（通常为 1 小时）提交下一时段的运行计划及上调和下调服务报价，调度机构根据最新的负荷预测信息和系统运行状况，基于经济调度原则确定机组中标的上调服务和下调服务，保障系统的实时平衡。

以金融性合约为主的市场模式中，日前市场形成机组组合需要优先保证执行，其发电计划可作为结算参考，并不需要物理执行。实时市场中，系统运行机构根据机组在日前市场提供的报价曲线和实时的负荷需求，基于经济调度原则，考虑网络安全约束，实时计算各机组每 5min 的出力计划及市场出清价格。

4. 实物合同。合同双方根据实际供需情况，自行分解签订的中长期合同，在规定的时间内将实际运行日分时曲线提交电力调度机构，纳入市场交易主体的发用电计划，进行实际交割。

5. 差价合同。差价合同是指为规避现货市场价格波动引起过大的金融风险，交易双方以事先敲定的合同价格与合同交割时的现货价格之差为基础签订的一种金融性合同。差价合同仅作为结算依据，不影响调度运行，合同电量仍然参与现货竞价。

6. 分区边际电价。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区域（即价区），并以区域内边际机组的价格作为该区域市场出清价格，即分区边际电价。

7. 节点边际电价。以电网特定的节点上新增单位负荷所产生的新增供电成本为基础计算的电价。

8. 输电权。输电权是指允许输送一定容量的权利，它赋予其所有者相应容量的权利或者取得与其相关经济利益的权利。具有锁定输电费用或保证电力传输的功能，即电力交易者在购买了输电权后，可以保证以既定的输电价格实现电能的传输，即使电网实际运行中发生阻塞，也能获得相应的经济补偿。

9. 阻塞盈余。阻塞盈余是指由于输电阻塞引起的交易盈余。当采用分区定价方法消除阻塞时，由于电能输入区的市场出清电价一般要高于电能输出区，这样由电能输入区出清电价和阻塞断面的输送电能所确定的购电费用要高于电能输出区出清电价和阻塞断面输送电能所确定的售电收入，这两部分差额就是阻塞盈余。

10. 阻塞成本。阻塞成本是指由于输电阻塞需要调整电能交易计划而引起的系统总购电费用的增加部分。