

河北南部电网电力市场 基本规则 (试运行 V3.0 版)

2025 年 1 月

目 录

第一章 总 则.....	1
第二章 市场成员.....	3
第三章 市场管理.....	4
第四章 市场概述.....	6
第一节 电力市场模式.....	6
第二节 交易周期和方式.....	7
第三节 价格机制.....	8
第五章 中长期电能量市场.....	10
第一节 保量保价优先发电量.....	10
第二节 中长期电能量交易.....	11
第六章 日前电能量市场.....	13
第一节 日前市场交易组织.....	13
第二节 边界条件准备及事前信息发布.....	14
第三节 交易申报.....	15
第四节 日前市场出清及结果发布.....	16
第七章 日内机组组合调整.....	17
第一节 启动条件及组织方式.....	17
第二节 边界条件准备.....	17
第八章 实时电能量市场.....	18
第一节 组织方式及时间.....	18

第二节 边界条件准备.....	18
第三节 市场出清及结果发布.....	18
第四节 交易执行与调整.....	19
第九章 辅助服务市场.....	21
第十章 电力零售市场.....	23
第十一章 市场计量和数据管理.....	24
第十二章 市场结算.....	26
第一节 结算原则.....	26
第二节 批发市场结算.....	28
第三节 零售市场结算.....	29
第四节 追补管理.....	30
第十三章 信息披露.....	30
第十四章 市场风险防控.....	32
第十五章 市场干预.....	33
第十六章 市场争议处理.....	37
第十七章 信用监管.....	38
第十八章 技术支持系统管理.....	38
第十九章 规则制定修订管理.....	40
第二十章 附 则.....	41

第一章 总 则

第一条 【目的】为规范河北省南部电网（以下简称河北南网）电力市场的运营及管理，构建安全、合理、高效的市场结构和市场体系，实现电力交易的公开、公平、公正，保障市场成员合法权益，促进河北南网电力市场的稳定、健康、有序、协调、绿色发展，制订本规则。

第二条 【概述】本规则结合河北南网电力市场化交易发展现状，以《河北南网电力现货市场建设方案》（征求意见稿）为框架，命名为《河北南部电网电力市场基本规则（试行）》（以下简称规则）。以本规则为基础，制定相关实施细则。本规则及相关细则共同构成河北南网电力市场规则体系。

第三条 【依据】本规则依据有关现行法律法规和《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）、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》（发改办能源规〔2019〕828号）、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电

工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）、《国家发展改革委国家能源局关于印发〈售电公司管理办法〉的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）、《国家发展改革委国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《国家发展改革委国家能源局关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）、《国家发展改革委国家能源局关于印发〈电力现货市场基本规则（试行）〉的通知》（发改办体改〔2023〕1217号）、《国家发展改革委国家能源局关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）、《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会第20号令）等文件精神，结合河北南网实际情况进行编制。

第四条 【编制原则】本规则编制遵循市场经济基本规律和电力工业运行客观规律，从有利于提高市场效率出发，坚持电网安全稳定运行，保障电力可靠供应；坚持绿色低碳，环保优先；坚持统筹协调，循序渐进的原则。通过科学合理的市场机制设计，激活省内发用电市场，逐步建立运转高效、平等开放、竞争充分、风险可控的电力市场体系。

第五条 【适用范围】本规则适用于河北南网电力现货市场试运行阶段的电力市场运营及管理。

第六条 【市场秩序】市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得滥用市场力、操纵市场价格、损害其他经营主体的利

益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第七条 【实施主体】河北省发展和改革委员会（以下简称省发展改革委）负责组织制定和完善河北南网电力市场规则体系。河北省发展和改革委员会和国家能源局华北监管局根据职能依法履行河北南网电力市场监管职责，对经营主体滥用市场力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。

第二章 市场成员

第八条 【成员分类】市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和电网企业等。经营主体包括各类发电企业、电力用户、售电公司及新型经营主体（含独立储能、虚拟电厂、负荷聚合商等），其中售电公司包括独立售电公司和拥有配电网运营权的售电公司。电力市场运营机构包括交易机构（指河北电力交易中心）和电力调度机构（指河北电力调度控制中心）。

第九条 【电力交易机构权责】电力交易机构主要负责电力交易平台的建设、运营和管理，组织中长期市场交易，与电力调度机构共同组织现货电能量交易和辅助服务市场交易，提供结算依据和服务；负责经营主体注册和管理，汇总电力交易合同，披露和发布市场信息等。

第十条 【电力调度机构权责】电力调度机构主要负责组织现货电能量交易和辅助服务交易，负责按照调管范围依法行使生产指挥权，对电网运行进行组织、指挥、指导和协调，负责电力

电量平衡、发电生产组织、电力系统安全运行、电网运行操作和事故处理，保障电网安全、稳定和优质、经济运行。

第十一条 【经营主体权责】经营主体按照规则参与电力市场交易，签订和履行交易合同，按规定完成交易结算，公平获得输配电服务和电网接入服务以及市场交易相关信息。

第十二条 【电网企业权责】电网企业负责保障电网及输配电设施的安全稳定运行，提供公平的输配电服务和电网接入服务，收取输配电费，按规定开展代理购电，代收代付电费（含上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加等）。

第十三条 【市场成员具体权责】市场成员具体权责遵循《河北南部电网电力市场成员管理实施细则》。

第三章 市场管理

第十四条 【准入条件】参加市场交易的经营主体应当是财务独立核算、能够独立承担民事责任的企业、经法人单位授权的内部核算主体、个体工商户、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体，提供有效身份证明证件及相关注册材料，可办理市场注册业务；若存在较严重的不良信用记录或者曾作出虚假承诺等情形的经营主体，在修复后方可办理市场注册业务。

第十五条 【市场注册】经营主体参与电力市场交易，应当符合基本条件，在电力交易机构办理市场注册。经营主体市场注册按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交身份认证、联系方式等信息以及相关支撑性

材料，签订入市协议等。售电公司市场注册条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第十六条 【市场注销】经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销。售电公司市场注销条件和流程按照《售电公司管理办法》及河北省配套细则规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。经营主体申请注销按照申请、声明、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交注销申请、合同处理完毕声明以及相关支撑材料。

第十七条 【代理购电】暂未直接参与市场交易的工商业用户按规定由电网企业代理购电。在电网企业营销系统与电力交易平台实现相关数据交互后，由电网企业将代理购电用户信息推送至交易平台实现注册。市场化电力用户在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的，其用电价格按照国家和河北省有关代理购电政策文件执行。

第十八条 【零售服务关系确定】售电公司和电力用户协商一致后，在电力交易平台（含“e-交易”）发起零售服务关系确立，双方法定代表人（授权代理人）进行确认后，达成绑定关系。

第十九条 【参与不同市场】电力交易机构根据中长期、现货、辅助服务市场和省间、省内市场的发展情况，按照经营主体自愿和范围界定相关规定，调整部分经营主体准入参与相应市场范围，同时将有关情况报省发展改革委备案。原则上，参与省内

中长期交易和现货交易的经营主体应保持同一范围。

第四章 市场概述

第一节 电力市场模式

第二十条 【市场交易定义与分类】电力市场交易分为电力批发市场交易和电力零售市场交易。

电力批发市场交易是指发电企业、售电公司、批发用户、新型经营主体等，开展的电力交易活动的总称。

电力零售市场交易是指售电公司向零售用户售电，在约定周期内所提供电力交易相关服务的总称。

第二十一条 【电力市场交易类型】电力市场交易类型包括电能量交易、辅助服务交易、容量交易等。其中电能量交易包含中长期交易和现货交易，辅助服务交易指由经营主体通过市场化方式提供调频、备用和调峰等有偿电力辅助服务。

第二十二条 【中长期交易】中长期交易是指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。执行政府定价的优先发电电量和分配给发电企业的电量（二者统称为计划电量）视为厂网间双边交易电量，签订厂网间购售电合同，相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴。

第二十三条 【现货交易】现货交易是指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。省间现货电能量市场，按照省间电力现货交易规则及河北配套细则执行；省内现货电能量市场包括日前电能量市场、日内机组组合调整和实时电能量市场，按照“全电量竞价、集中优化出清”的方式，以全社会用电成本最小为目标，考虑电网安全约束条件，通过集中优化计算，确定机组组合、分时发电出力曲线以及分时节点边际电价。

第二十四条 【辅助服务交易】现阶段，辅助服务市场包含省间调峰辅助服务市场和省内调频辅助服务市场，省内调峰辅助服务与现货电能量市场融合。

第二十五条 【市场配套机制】为满足保安全、保平衡、保消纳要求，引入需求响应机制、独立储能容量租赁机制，相关规则另行制定。

第二十六条 【电力用户分类】电力用户分为批发用户、零售用户和电网代理购电用户。批发用户可直接参与批发市场交易；零售用户参与零售市场交易，在同一时期内只能与一家售电公司进行交易；电网代理购电用户为暂未直接从电力市场购电的工商业用户，由电网企业通过市场化方式代理购电。

第二节 交易周期和方式

第二十七条 【交易周期】中长期电能量交易以数年、年、月（多月）、月内（多日）等为周期开展，现货电能量交易以日和实时（15分钟）为周期开展，调频辅助服务交易以日和实时为周期开展。

第二十八条 【中长期分时段交易】电力中长期交易按分时段组织与签订合同，可按照尖峰、高峰、平段、低谷划分时段，也可按照 24 小时划分时段。尖峰、高峰、平段、低谷时段划分原则及分时段价格浮动比例由政府主管部门明确。

第二十九条 【电能量交易方式】中长期电能量交易包括集中交易和双边协商交易两种方式，其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易三种形式。现货电能量交易采取集中竞价方式。

第三十条 【辅助服务市场交易方式】省内调频辅助服务市场采用集中竞价方式开展，稳步推进调频辅助服务市场和电能量市场联合出清。省间调峰辅助服务市场依据《华北电力调峰辅助服务市场运营规则》采用集中竞价方式开展。

第三节 价格机制

第三十一条 【基本原则】在中长期电能量交易和现货电能量交易上，经营主体基于电能量价格进行交易。其中，燃煤机组的电能量交易价格包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价，不包含燃煤机组容量电价。市场化电量对应的脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价不再另行结算。

第三十二条 【电能量交易价格机制】中长期电能量交易通过双边协商、集中竞价、挂牌、滚动撮合等方式形成市场化交易价格。现货电能量交易采用分时节点边际电价机制定价。日前和实时市场通过集中优化竞争的方式，形成分时电价作为市场电能

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市场的电力供需情况，阻塞价格反映节点所在位置的电网阻塞情况。

发电企业（机组）以发电侧节点每小时内 4 个 15 分钟节点电价的算术平均值作为该小时的节点电价。

第三十三条 【平衡调节系数】为提高电力保供能力，引导用户侧削峰填谷，激励储能等新型主体发展，促进中长期市场与现货市场平稳衔接，综合考虑经济社会承受能力，防范市场运行风险，设置平衡调节系数。该系数用于对现货节点电价进行平衡，以平衡后的节点电价开展结算，并根据市场运行情况优化调整。

第三十四条 【发电侧结算节点电价】发电企业（机组）以发电侧节点每小时内 4 个 15 分钟节点电价的算术平均值，考虑平衡调节系数后，形成用于结算的该小时的节点电价。

第三十五条 【统一结算点电价】售电公司、批发用户、电网代理购电用户以统一结算点电价作为现货电能量价格。统一结算点电价按照考虑平衡调节系数后的全市场发电侧每小时各节点电价加权计算。

第三十六条 【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方式形成。

第三十七条 【燃煤机组容量电价机制】燃煤机组容量电价机制按照有关政策执行。

第三十八条 【交易限价】为避免市场操纵及恶性竞争，防

范市场资金结算风险，由市场管理委员会提出限价规则建议，省发展改革委同国家能源局华北监管局审定，市场运营机构可按照相关规则对电能量市场和辅助服务市场申报价格、出清价格及结算价格设置上限及下限。

第三十九条 【发电侧电价机制】保量保价的优先发电电量执行政府批复的上网电价；参与市场的发电电量执行市场形成的上网电价。

第四十条 【用户侧电价机制】居民、农业等非市场化用户执行政府制定的目录电价，并缴纳各项政府性基金及附加。电网企业代理购电用户电价由代理购电价格、输配电价、上网环节线损费用折价、系统运行费用折价（含辅助服务费用折价、抽水蓄能容量电费折价、煤电容量电费折价等）、政府性基金及附加等构成。市场化用户购电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用折价、政府性基金及附加等构成。其中批发用户的市场购电价由批发市场形成，零售用户的电价按与售电公司签订的零售合同执行。电网企业为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益（含偏差电费），按上月实际发生值向全体工商业用户分摊或分享。

第五章 中长期电能量市场

第一节 保量保价优先发电量

第四十一条 【保量保价优先发电量】保量保价优先发电量

由政府部门下达，执行政府定价。发电企业、电网企业据此签订厂网间年度购售电合同。

第四十二条 【保量保价优先发电量落实】保量保价优先发电量由政府部门下达年度总量，依据电源特性、负荷变化、输变电及发电设备检修情况、燃料供应等因素在年内分解。

第二节 中长期电能量交易

第四十三条 【中长期交易分类】中长期交易按时间维度可分为数年、年、月度（多月）、月内（多日）等交易；按照组织方式可分为集中交易和双边协商交易两种方式，其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易三种形式；按照地域范围可分为跨区跨省中长期交易和省内中长期交易；按照交易曲线形成方式划分，分为分时段均分曲线、典型曲线、自定义曲线。

第四十四条 【双边协商交易】经营主体之间自主协商交易合约周期、合约电量、交易价格、曲线形成方式等要素，通过交易平台签订合同，经相关方确认后生效。

第四十五条 【集中竞价交易】指设置交易报价提交截止时间，电力交易平台汇总经营主体提交的交易申报信息，按照市场规则进行统一的市场出清。

第四十六条 【挂牌交易】挂牌交易指经营主体通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。

第四十七条 【滚动撮合交易】滚动撮合交易指在规定的交

易起止时间内，经营主体可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。

第四十八条 【合约转让】中长期电能量合约（含电网公司代理购电交易电量）可在符合条件的经营主体之间按照市场化方式进行转让。

第四十九条 【中长期交易量价限制】市场初期，中长期交易申报价格必须满足“基准价+上下浮动”机制要求或政府相关部门公布的市场价格上下限制；交易电量必须满足有关限额要求。

第五十条 【中长期合约要素】中长期合约要素主要包括合约起止时间、合约电量、交易价格、结算参考点、交易曲线或曲线形成方式等要素。现阶段，中长期合约结算参考点设置在用户侧统一结算点。

第五十一条 【合约规定】中长期合约将“交易承诺书+入市协议+交易结果”视为电子合同，不再另行签订纸质合同。

第五十二条 【与省间中长期交易的衔接】跨区跨省中长期交易按照北京电力交易中心关于跨区跨省电力中长期交易的实施细则执行，在北京电力交易平台开展。省间交易优先于省内交易出清。

第五十三条 【代理购电中长期交易】在中长期市场中，电网代理购电通常以报量不报价方式、作为价格接受者参与年度、月度及日以上市场交易。其中采用挂牌交易方式的，挂牌购电价

格按当月月度集中竞价交易加权平均价格确定。

第五十四条 【未入市富余发电量处理原则】全网预测未入市发电量匹配居民农业、代理购电、线损电量需求后的富余部分，必要时可采用代理购电挂牌转让的方式由电力用户和售电公司认购。挂牌价格按月度集中竞价交易加权平均价格确定，若月度未开展集中竞价交易或集中竞价交易未形成价格，挂牌交易价格参照最近一次集中竞价交易加权平均价格确定。

第五十五条 【年度交易高比例签约】经营主体应根据自身情况，落实国家政策要求，实现年度交易高比例成交；成交电量严重偏离实际需求而造成的风险，由经营主体自行承担。市场运营机构可根据情况，采取发布风险告知书、设置交易限额等措施，降低市场风险。

第五十六条 【绿电交易】绿色电力交易按照北京电力交易中心关于绿色电力交易实施细则及河北南网绿电交易年度工作方案开展。

第六章 日前电能量市场

第一节 日前市场交易组织

第五十七条 【组织方式】日前市场采用全电量竞价、集中优化出清的方式开展。电力调度机构通过技术支持系统，基于经营主体申报信息及运行日的电网运行边界条件，以全社会用电成本最小化为目标，采用安全约束机组组合（SCUC）程序、安全约

束经济调度（SCED）程序进行出清。现阶段，电力批发用户（售电公司）参与现货交易时，采取“报量不报价”的方式，其申报的用电需求曲线参与日前电能量市场出清。随着现货市场不断发展和用户侧参与程度的提高，逐步实现以“报量报价”的方式参与现货交易。按一定比例参与现货市场的新能源场站（不含扶贫）以“报量报价”的方式全电量参与现货市场出清。独立储能等新型经营主体初期采取“报量不报价”的方式参与现货交易，在满足电网安全运行和新能源优先消纳的条件下优先出清，并接受现货市场价格。

第五十八条 【交易时间定义】运行日（D）为执行日前电能量市场交易计划的自然日，每15分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有96个交易出清时段。竞价日为运行日前一日（D-1），竞价日内，由发电企业、批发用户（售电公司）和独立储能等新型经营主体进行交易申报，并通过日前电能量市场出清形成运行日的交易结果。

第二节 边界条件准备及事前信息发布

第五十九条 【边界条件准备】电力调度机构在日前市场交易申报前，确定运行日电网运行边界条件，作为日前市场出清的约束条件。

第六十条 【事前信息发布】竞价日交易前，通过电力交易平台向经营主体发布运行日的相关信息。

第六十一条 【必开机组通知】在运行日受电网安全约束的

必开机组，由电力调度机构在竞价日事前信息发布截止时间前通知相关机组，必开机组需提前做好开机准备，确保在运行日能够正常开机运行。

第三节 交易申报

第六十二条 【信息申报】竞价日交易申报截止时间前，参与日前市场交易的经营主体需通过电力交易平台申报交易信息，现阶段，常规能源发电企业以发电机组为单位申报机组电能量报价曲线等信息；按一定比例参与现货市场的新能源电站申报次日96点发电预测曲线及报价信息，不参与市场的新能源电站申报次日96点发电预测曲线、不申报价格；独立储能等新型经营主体申报次日96点充/放电（发/用电）曲线、不申报价格；批发用户（售电公司）申报次日96点用电需求曲线、不申报价格，参与市场出清，并作为其自身参与日前电能量市场结算依据。具体申报要求在《河北南部电网现货电能量市场交易实施细则》中约定。

第六十三条 【申报数据审核】经营主体申报信息、数据应满足规定要求，由电力交易平台根据要求进行初步审核，初步审核不通过的不允许提交，直至符合申报要求。经营主体申报信息经电力调度机构审核后确认生效。

第六十四条 【机组参数运行日前重大调整】日前市场申报结束后至运行日前，当发电机组的物理运行参数与日前市场相比发生较大变化时，发电企业须及时通过调度运行技术支持系统进行报送，经电力调度机构审核确认后生效。

第六十五条 【市场力检测】为避免具有市场力的发电企业操纵市场价格，需在日前市场进行市场力检测并采取缓解措施，具体在《河北南部电网现货电能量市场交易实施细则》中约定。

第四节 日前市场出清及结果发布

第六十六条 【日前市场出清】市场运营机构通过技术支持系统，基于经营主体申报信息及运行日的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序进行优化计算，出清得到日前市场交易结果。

第六十七条 【特殊机组】民用热电联产、必开机组、有出力要求的性能试验（调试）机组、最小连续开机时间内机组、处于开/停机过程中的机组以及其他特殊机组在日前市场出清计算过程中，按照《河北南部电网现货电能量市场交易实施细则》的规定确定中标电量以及价格。

第六十八条 【日前市场价格形成机制】日前市场采用节点边际电价定价机制。日前市场出清形成每 15 分钟的节点边际电价为该时段日前市场价格。

第六十九条 【出清结果发布】竞价日日前市场出清后，电力调度机构出具运行日的日前市场交易出清结果，通过电力交易平台向经营主体发布。

第七十条 【运行日发电调度计划】调度机构结合发电侧经营主体报价、最新可再生能源功率预测、联络线计划以及调度负荷预测等制定日前可靠性机组组合以及运行日发电调度计划。

第七十一条 【日前市场实施细则】日前市场信息发布、申报、出清等有关程序详见《河北南部电网现货电能量市场交易实施细则》。

第七章 日内机组组合调整

第一节 启动条件及组织方式

第七十二条 【启动条件】日内机组组合调整根据电网运行实际情况开展。在日前出清结果发布后，若电网运行边界条件发生变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳，电力调度机构可启动日内机组组合调整，原则上日内机组组合调整组织时长应大于6个小时。

第七十三条 【组织方式】电力调度机构根据电网运行的最新边界条件，采用安全约束机组组合(SCUC)算法进行优化计算，对运行日的机组组合进行调整，通过电力交易平台和调度运行技术支持系统向经营主体发布相关信息，并将调整后的机组组合下发至相关发电企业。日前市场形成的交易出清结果(含价格)不进行调整。

第二节 边界条件准备

第七十四条 【日内机组组合调整依据】现阶段，日内机组组合调整一般采用日前电能量市场封存的发电企业申报信息进行出清，发电企业在日内机组组合调整中无需进行申报。

第七十五条 【发电机组参数调整】当发电机组的物理运行

参数与日前电能量市场相比发生较大变化时，发电企业须及时通过调度运行技术支持系统进行报送，经电力调度机构审核确认后生效，以修改之后的参数进行日内机组组合调整出清计算。

第八章 实时电能量市场

第一节 组织方式及时间

第七十六条 【组织方式】实时市场基于日前电能量市场封存的发电机组申报信息，根据实时电网运行边界条件，以全社会用电成本最小化为优化目标，采用安全约束经济调度（SCED）算法进行全电量集中优化计算，出清得到实时市场交易结果。

第七十七条 【交易时间】电力调度机构在系统实际运行前15分钟开展实时市场交易出清，滚动连续出清未来2小时市场交易结果。

第二节 边界条件准备

第七十八条 【边界条件准备】电力调度机构在实时市场交易出清计算前，确定电网实时运行边界条件，作为实时市场出清的约束条件。

第七十九条 【物理运行参数变更】实时发电机组物理运行参数变化申报要求与日内发电机组物理运行参数变化一致。实时电能量市场采用日前电能量市场封存的发电侧申报信息进行出清，各经营主体在实时电能量市场中无需再次申报。

第三节 市场出清及结果发布

第八十条 【实时市场价格形成机制】实时市场采用节点边际电价定价机制。实时市场出清形成每 15 分钟的节点边际电价为该时段实时市场价格。实时市场采用事前定价方式进行结算，即结算价格为实时市场的事前出清价格，发电企业结算电量为实际上网电量，用户结算电量为实际用电量。

第八十一条 【市场出清结果发布】电力调度机构将实时电能市场每 15 分钟出清的发电计划通过调度运行技术支持系统下发至各发电机组。实时市场电价以 15 分钟为单位发布。

第八十二条 【特殊机组】民用热电联产、必开机组、性能试验（调试）机组、最小连续运行时间约束内机组、临时新增开机机组、实时市场中处于开/停机阶段的机组、临时出现故障的机组等特殊机组在实时市场出清计算过程中，按照《河北南部电网现货电能市场交易实施细则》的规定确定中标电量以及价格。

第四节 交易执行与调整

第八十三条 【电网实时运行要求】电网实时运行应按照系统运行有关规定，保留合理的调频、调峰、调压及备用容量以及各输变电断面合理的潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障系统安全稳定运行和电力电量平衡。

第八十四条 【机组实时出力调整】电力调度机构可根据电网实际运行情况对机组的实时中标出力进行调整，以满足系统电力平衡和电网安全。

第八十五条 【运行方式调整】在发生以下电力系统事故或紧急情况之一时，电力调度机构可根据保障电网安全运行的原则，对电网运行方式进行调整：

- （一）电力系统发生事故可能影响电网安全时；
- （二）系统频率或电压超过规定范围时；
- （三）系统调频容量、备用容量无法满足电力系统安全运行的要求时；
- （四）电网超出稳定限额或输变电设备过载时；
- （五）继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；
- （六）天气、自然环境等发生极端变化对电网安全造成影响时；
- （七）电力设备缺陷影响电网安全时；
- （八）风光、负荷预测与实际偏差较大，影响电力实时平衡时；
- （九）省间联络线输送功率出现较大偏差需要调整时；
- （十）电力调度机构为保证电网安全运行认为需要调整的其他情形。

第八十六条 【调整措施】在出现上述情况时，电力调度机构可以采用以下措施调整运行方式：

- （一）改变机组的发电计划；
- （二）让发电机组投入或者退出运行；

- (三) 调整设备停复役计划；
- (四) 调整省间联络线的送受电计划；
- (五) 投入或退出机组调频模式；
- (六) 让发电机组延迟投入或延迟退出运行；
- (七) 修正超短期风光出力预测、负荷预测；
- (八) 采取错峰限电方式控制负荷；
- (九) 暂停实时电能量市场交易；
- (十) 事故拉路；
- (十一) 电力调度机构认为有效的其他手段。

第八十七条 【系统事故及紧急情况处理原则】电网实时运行中，当系统发生事故或紧急情况时，电力调度机构应按照安全第一的原则处理，无需考虑经济性。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时电能量市场出清计算，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并通过电力交易平台向经营主体发布。

第八十八条 【实时市场实施细则】实时信息发布、物理运行参数报送、出清、实时调度控制等有关程序详见《河北南部电网现货电能量市场交易实施细则》。

第九章 辅助服务市场

第八十九条 【概述】辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。基本辅助服务指为保证电力系统安全、稳定运行和电能质量需要，根据并网调度协议规定的技术性能要求必须无偿提供的

辅助服务，包括发电机组一次调频、基本调峰、基本无功调节等。有偿辅助服务指基本辅助服务之外提供的其他辅助服务，主要包括二次调频（自动发电控制 AGC）、有偿调峰、备用、有偿无功调节、自动电压控制、黑启动、需求响应等。现货市场模式下，省内调峰辅助服务与电能量市场融合，初期主要开展调频辅助服务市场（二次调频）。

第九十条 【辅助服务补偿原则】按照“谁受益、谁承担”的原则，考虑辅助服务效果确定辅助服务计量公式，对有偿辅助服务提供者进行补偿，逐步建立电力用户和独立的辅助服务提供者参与的辅助服务费用分摊共享机制。

第九十一条 【辅助服务考核】电力调度机构应定期对经营主体提供辅助服务的功能进行测试。经营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。对于非经营主体自身原因造成的辅助服务受限，免于考核。

第九十二条 【参与成员】有偿辅助服务提供者主要为并网发电企业，鼓励独立储能等新型经营主体参与提供辅助服务。提供调频辅助服务的独立储能设施不参与电能量市场出清。

第九十三条 【辅助服务补偿机制】备用、有偿无功调节、自动电压控制、黑启动等辅助服务，按照现行“两个细则”及其补充规定执行，具备条件时采用市场化方式开展。

第九十四条 【调频辅助服务市场】调频市场在日前现货市场机组组合确定后开展。电力调度机构在运行日日前依据调频市

场需求、调频服务供应商（火电企业、新型经营主体等）的申报数据、历史调频性能指标等，采取集中竞价、边际出清的组织方式，确定次日系统所需的调频机组序列。调频机组中标后，可统一预留一定比例的上下调节容量，剩余发电空间依据机组报价按照现货市场出清规则确定日前发电计划曲线。调频等辅助服务的具体交易和结算办法按《河北南部电网辅助服务市场交易实施细则》、《河北南部电网电力市场结算实施细则》执行。

第十章 电力零售市场

第九十五条 【零售服务关系建立】售电公司和零售用户签订相关协议、明确零售交易各方权利义务：

（一）售电公司与零售用户在电力交易平台建立零售服务关系，由双方法定代表人（授权代理人）在电力交易平台中确认。

（二）售电公司与零售用户明确双方权利义务及交易电量电价等信息。电力交易机构依据双方在交易平台确认的用电套餐、用电计划等数据按月开展零售市场结算。

第九十六条 【零售绑定关系管理】零售服务关系变更，批发用户和零售用户身份转换等均应满足相关市场规则及管理办法要求。

第九十七条 【零售套餐管理】电力交易机构结合本地市场运营实际，设计标准化零售套餐，建立标准化、结构化的零售市场合同文本。

第九十八条 【零售用户电费】零售用户保持与电网企业的电费结算方式不变。

第九十九条 【零售市场规模限制】售电公司售电规模不得超过其资产总额、履约担保、同一投资主体市场份额等对应的规模上限。

第十一章 市场计量和数据管理

第一百条 【计量责任】电网企业、拥有配电网运营权的售电公司负责本企业所辖用户电能计量及采集装置的日常运维，按照电力市场结算要求，定期将电力用户关口电能计量点计量装置记录的电量数据，传送给电力交易机构，作为结算基础数据。电网企业负责将发电企业、省级电网之间、电网企业与拥有配电网运营权售电公司之间的关口电能计量点计量装置记录的电量数据，传送给电力交易机构，作为结算基础数据。

第一百〇一条 【关口电能计量点设置】发电企业、拥有配电网运营权的售电公司应根据市场运行需要，按照《中华人民共和国合同法》、《电能计量装置技术管理规程》等国家和行业规程规范要求，向电网企业提出关口计量的设置申请。电网企业根据申请，在产权分界点处设置关口电能计量点，并与其他经营主体在相关合同、协议中明确，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。火电、水电机组在主变高压侧增加设置关口计量点，单机上网电量按主变所计电量比例分劈总上网电量计算；风电、光伏电站仍沿用原关口计量点参与现货交易。参与

交易结算的关口计量点应在相关合同、协议中给予明确。

第一百〇二条 【关口电能计量装置配置要求】发电侧的关口计量点，原则上应安装同型号、同规格、同精度的主副电能表各一套，主副表应有明确标志，并配置电量采集终端。以主表计量数据作为结算数据，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电量结算数据。用户侧的关口计量点按照相关规程安装符合技术要求的电能计量装置。现场计量装置均应具有分时计量功能，时钟以北斗标准时钟为基准，实现自动对时。

第一百〇三条 【计量数据】电能计量装置是电能量计量数据的唯一来源。市场结算用的关口计量数据，原则上应由电能计量采集系统自动采集。自动采集数据不完整时，由电能计量采集系统根据拟合规则补全。当计量装置故障等问题导致计量表计底码值不可用时，依据《河北南部电网电力市场结算实施细则》出具电量更正报告，由电力交易机构组织相关经营主体确认后进行电量追退补。

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数据拟合，拟合规则详见《河北南部电网电力市场结算实施细则》。

第一百〇四条 【辅助服务计量】辅助服务通过调度技术支持系统等计量，由电力调度机构按照结算要求统计辅助服务提供和使用情况。

第一百〇五条 【计量装置管理】关口计量装置管理以电网企业、发电企业、拥有配电网运营权的售电公司管理为基础，以统一归口管理为原则开展。电网企业应建立规范的电能计量采集系统。

（一）电网企业应建立电能计量技术管理体系，负责所辖电网电能计量装置监督和管理的工作。电网企业应设置所属电网计量装置的技术管理机构，负责电网企业所有关口计量点的技术管理。

（二）电力交易机构应建立并维护电能计量数据库，并按照规定向经营主体公布相关的电能计量数据。

（三）发电企业负责管理本企业内部考核用电能计量装置的日常维护，并配合电网企业管理与本企业有关的市场结算用电能计量装置。

（四）拥有配电网运营权的售电公司负责所辖用户电能计量及采集装置的日常运维工作，并配合省级电网企业开展本企业所辖用户结算电量的信息采集、传输、存储。

第十二章 市场结算

第一节 结算原则

第一百〇六条 【结算职责】涉及市场结算的市场成员职责如下：

（一）电网企业负责向电力交易机构提供每天15分钟间隔

机组上网计量数据、电力用户每天 1 小时间隔的实际用电量和历史用电量等结算准备数据；

(二) 电力调度机构向电力交易机构提供 15 分钟间隔日前现货出清结果、实时现货出清结果、辅助服务、市场补偿费用等结算准备数据；

(三) 电力交易机构按月向经营主体出具电力交易正式结算依据（包括但不限于全部电量费用、辅助服务费用、市场运营费用及分摊返还等），市场成员据此进行资金结算；

(四) 发电企业上网电量电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险；售电公司按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行电费结算。

第一百〇七条 【结算周期】批发市场结算周期采用“日清月结”的模式。即按日进行交易结果清算，生成日清算临时账单；按月进行交易电费结算，生成月结算账单，并向经营主体发布。零售市场以月度为周期结算，即按月进行零售市场电量、电费结算，生成月结算账单，并向经营主体发布。

第一百〇八条 【特殊情况结算】出现市场争议、规则缺失等特殊情况，交易机构有权利采取临时措施保障市场结算按正常流程开展，事后根据主管部门或相关方确定的意见进行追补结算。

第一百〇九条 【经营主体未付款项】当电力用户无法及时

支付结算款项，由电网企业承担电力用户侧欠费风险；当售电公司无法及时支付结算款项，且市场风险防范机制已无法发挥作用时，该款项纳入不平衡资金管理。

第二节 批发市场结算

第一百一十条 【批发市场结算时段】批发市场以 1 小时为时间间隔开展电能量清分。

第一百一十一条 【非市场化电量结算模式】保量保价优先发电量等非市场化电量按照政府批复的上网电价或按照相关政策结算。

第一百一十二条 【市场化电量结算模式】市场化电量分为省间市场化电量和省内市场化电量。省间市场化电量按照省间交易有关规则（办法）开展结算。省内市场化电量结算时，首先结算中长期合约部分，再按照现货市场价格结算偏差部分。

第一百一十三条 【市场补偿费用】特殊机组补偿费用、机组启动费用、机组空载费用等机组补偿费用按照《河北南部电网现货电能量市场交易实施细则》、《河北南部电网电力市场结算实施细则》进行计算和分摊。

第一百一十四条 【辅助服务费用】调频辅助服务市场费用按照《河北南部电网辅助服务市场交易实施细则》计算。备用、有偿无功调节、自动电压控制、黑启动等辅助服务费用，按照现行“两个细则”及其补充规定执行。华北电力调峰辅助服务市场费用，按照《华北电力调峰辅助服务市场运营规则》计算。

第一百一十五条 【市场运营费用】市场补偿费用、市场调节费用、市场不平衡资金，按照“谁受益、谁分摊”的原则在相关主体分摊或返还。

第一百一十六条 【发电企业电费】参与市场化交易的发电企业批发市场电费收入包含省间结算电费、中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、辅助服务费用、市场补偿费用、市场调节费用、市场不平衡资金、分摊返还费用等。不参与市场化交易的发电企业按照政府批复的上网电价结算。

第一百一十七条 【批发用户（售电公司）和代理购电用户市场化电费】批发用户（售电公司）和代理购电市场化电费支出包含中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、市场补偿费用分摊返还、辅助服务费用、市场补偿费用、市场调节费用、市场不平衡资金、分摊返还费用等。

第一百一十八条 【用户侧电费计算】用户市场化电量到户电费包含市场化电费支出、输配电费、政府性基金及附加、上网环节线损费用、系统运行费用等。

第三节 零售市场结算

第一百一十九条 【零售市场结算】电力交易机构依据售电公司与零售用户在电力交易平台确认的用电套餐、用电计划等数据开展零售市场结算。。

第一百二十条 【结算结果确认】零售用户结算依据通过交

易平台推送给售电公司、零售用户，经营主体应在规定时间内反馈确认，逾期无反馈的视同无异议。

第一百二十一条 【售电公司服务费计算】售电公司所代理用户在零售市场交易中应支付的电能量电费总额，扣除售电公司在批发市场应支付的电能量电费总额，其差额即为售电公司服务费。

第一百二十二条 【零售市场电费收付】电网企业根据电力交易机构提供的结算依据，向零售用户收取电费，并向售电公司支付售电公司服务费。

第四节 追补管理

第一百二十三条 【差错追补】对于电力交易机构月度结算依据发布前发现的当月差错退补事项，重新计算有关经营主体的结算电费；对结算依据发布后发现的当月差错退补事项，原则上不联动影响其他经营主体及历史结算依据。

第一百二十四条 【电费追补时间】差错退补调整追溯期原则上自月度结算依据发布之日起不超过 12 个月，差错退补结算结果纳入调整月份结算依据。

第十三章 信息披露

第一百二十五条 【披露原则】信息披露应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。信息披露主体对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第一百二十六条 【职责分工】电力交易机构负责电力市场信息披露的实施，以电力交易平台为基础设立信息披露平台，做好国家能源局华北监管局、河北省发展和改革委员会、市场经营主体信息披露平台登录账号运维管理工作。

第一百二十七条 【披露周期】电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期开展披露。预测类信息在交易申报开始前披露，运行类信息在运行日次日披露。现货市场不结算试运行期间暂不披露现货市场相关信息。

第一百二十八条 【信息分类】按照信息公开范围，电力市场信息分为公众信息、公开信息、特定信息三类。公众信息是指向社会公众披露的信息。公开信息是指向有关市场成员披露的信息。特定信息是指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。

第一百二十九条 【信息保密】信息披露主体在披露、查阅信息之前应在信息披露平台签订信息披露承诺书。任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。市场成员应当建立健全信息保密管理制度，定期开展保密培训，明确保密责任，必要时应当对办公系统、办公场所采取隔离措施。

第一百三十条 【信息披露监管】国家能源局华北监管局对市场成员的信息披露工作进行监管。电力交易机构配合国家能源局华北监管局开展信息披露监管工作，对未按国家规定披露信息

的信息披露主体，采取提醒信息披露主体、报送国家能源局华北监管局等方式进行管理。

第十四章 市场风险防控

第一百三十一条 【风险防控主体】市场运营机构在河北省发展和改革委员会、国家能源局华北监管局指导下，履行市场风险防控职责，市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

第一百三十二条 【市场风险类型】电力市场风险类型包括：

（一）电力供需风险，指电力供需发生大幅波动、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，指部分时段或局部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，指影响电力系统安全稳定运行，导致现货市场无法正常出清的风险；

（四）电力市场技术支持系统风险，指电力交易平台、调度现货技术支持系统等出现异常或不可用状态，影响市场正常运营的风险；

（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，指经营主体签订的批发零售合同，由于经营主体失信、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行，影响市场电费结算工作正常开展的风险。

第一百三十三条 【市场风险监测】市场风险监测以事前、事中为主。市场运营机构按照主管部门有关要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测。

第一百三十四条 【市场风险预警】市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告河北省发展和改革委员会、国家能源局华北监管局。

第一百三十五条 【风险处置预案】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，并滚动修编。风险处置预案经河北省发展和改革委员会、国家能源局华北监管局共同审定后执行。

第一百三十六条 【市场风险处置】市场风险发生时，各方按照事前指定的有关预案，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，并按要求披露风险处置情况。

第十五章 市场干预

第一节 市场干预条件

第一百三十七条 市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

第一百三十八条 市场运营过程中发生下列情形之一的，由华北能源监管局、河北省发展改革委根据职责做出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，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）电力市场未按照规则运行和管理时。

（三）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。

（四）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。

（五）经营主体出现严重违约等行为，致使市场秩序受到严重扰乱的。

（六）其他认为需要进行市场干预的情形。

第一百三十九条 市场运营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采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告华北能源监管局、河北省发展改革委：

（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）因地震、洪水等重大自然灾害、突发事件等原因导致电网安全风险较大，影响电力供应或电网安全时。

（三）电力市场技术支持系统（含调度运行技术支持系统、

电力交易平台、自动化系统、数据通信系统等）发生重大故障，导致无法正常组织交易、按照市场规则进行出清和调度时。

（四）大气污染防治、重大节日活动保电等影响市场交易组织开展时。

（五）其他认为需要进行市场干预的情形。

第一百四十条 市场运营过程中发生下列情形之一的，由市场运营机构实施市场干预，并报华北能源监管局、河北省发展改革委：

（一）经营主体利用市场份额等优势影响市场交易公平开展的。

（二）存在恶意申报、网络攻击、未按要求使用数据接口服务等行为扰乱市场交易秩序的。

（三）经营主体存在市场交易及电费结算重大风险隐患的。

（四）经营主体违反有关市场管理规定拒不整改的，或在规定时限内未完成整改的。

（五）经营主体合同签订等行为不满足国家有关要求的。

（六）市场运营机构认定的其他需要进行市场干预的情形。

第二节 市场干预内容

第一百四十一条 市场运营机构开展市场干预时，可采取向经营主体发布警示或问询函、暂停或取消经营主体交易资格、价格管制、调整市场结算相关参数、市场中止等措施。

第一百四十二条 市场运营机构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，并尽快向华北能源监管局、河北省发展改革委备案。

第一百四十三条 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。

第一百四十四条 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。

第一百四十五条 当采用价格管制的方式干预市场时，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变动成本等因素，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。

第三节 市场中止和恢复

第一百四十六条 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，由华北能源监管局和河北省发展改革委做出市场中止决定，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，并做好相关记录，事后由华北能源监管局和河北省发展改革委做出是否中止市场的决定并发布。

第一百四十七条 【市场中止处理措施】当出现市场中止时，采用如下的处理措施：

(一) 日前电能量市场中止时，当日不开展日前电能量市场出清，电力调度机构以保障电网安全运行、保障电力有序供应为原则，综合考虑运行日电网负荷预测、外购电交易结果等边界条件，编制下达运行日的机组启停计划日前发电调度计划。以运行日实际执行的结果以及实时电能量市场价格作为运行日的日前电能量市场出清结果。

(二) 实时电能量市场中止时，相应时段内不开展实时电能量市场出清，电力调度机构在当前机组开机组合的基础上，以保障电网安全运行、保障电力有序供应为原则，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，对发电机组的实时发电计划进行调整。在市场中止期间所对应的结算时段，以日前市场对应时段电价作为实时电能量市场结算价格。

(三) 日前和实时电能量市场都中止时，在市场中止期间所对应的结算时段，用中长期合约分时均价价格结算。

(四) 当市场长时间中止时，按照政府部门指定方式进行结算。

第一百四十八条 【市场恢复】当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经华北能源监管局和河北省发展改革委同意，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经营主体发布。

第十六章 市场争议处理

第一百四十九条 【争议内容】本规则所指争议主要是指市场成员之间的下列争议：

- （一）注册或注销市场资格的争议；
- （二）市场成员按照规则行使权利和履行义务的争议；
- （三）市场交易、计量、考核和结算的争议；
- （四）其他方面的争议。

第一百五十条 【电力经营主体之间争议处理】经营主体之间、经营主体与电网企业之间发生争议时，可通过双方协商、申请调解或仲裁、诉讼等途径处理。

第十七章 信用监管

第一百五十一条 【信用监管】政府部门、能源监管机构按职能对参与河北南部电网电力市场的经营主体、电网企业进行信用监管。

第一百五十二条 【信用管理】电力交易机构协助政府部门、能源监管机构开展电力市场信用管理，管理内容主要包括：经营主体信用备案、信用等级评价、履约担保管理、履约风险控制等。

第一百五十三条 【黑名单】对纳入失信联合惩戒“黑名单”的信用管理对象，由政府部门和能源监管机构取消其电力市场交易资格，强制其退出电力市场，3年内禁止其再次进入电力市场。

第十八章 技术支持系统管理

第一百五十四条 【电力市场技术支持系统】电力交易机构、

电力调度机构负责建设、维护、更新电力市场技术支持系统（含电力交易平台、调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统），满足河北南网电力市场运营相关要求，建立技术支持系统信息安全保障机制，确保技术支持系统安全稳定运行，保障市场信息及数据安全。

第一百五十五条 【人机交互界面及数据处理方式】市场运营机构在交易规则框架内，根据技术支持系统功能情况，制定市场交易申报、结算、信息披露等人机交互界面及数据处理方式。市场运营过程中，可根据网络情况、软硬件适应情况合理调整有关功能界面。

第一百五十六条 【建设和运维】市场运营机构根据政策要求和电力交易业务发展，完善技术支持系统功能，扩容基础资源环境，为交易业务开展提供支撑。市场运营机构要保障技术支持系统安全稳定运行。

第一百五十七条 因不可预测或无法控制的系统、设备、网络等缺陷或故障，市场运营机构可采取相应的处置措施，包括但不限于推迟或延长交易组织时间、重新组织交易申报等，由此带来的影响市场运营机构不承担任何责任。

第一百五十八条 【第三方校验】电力现货市场技术支持系统由河北省发改委、国家能源局华北监管局遵循利益回避原则组织独立第三方开展校验，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。电力现货市场正式运行前，现货技术支持系统应通过第三方校验并向经营主体公开校验报告。

第一百五十九条 【备用系统】电力现货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，防止意外事件导致系统服务中断。电力现货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。

第一百六十条 【异常行为认定】经营主体应按照平台使用协议要求，加强对自身账号的管理，需通过电力交易平台系统页面前端进行账号登录、数据查询、交易申报等操作，非交易系统技术原因出现异常行为将视为违反平台使用协议要求。

第一百六十一条 【异常行为处置措施】电力交易机构应按照政府部门以及能源监管机构要求，对经营主体违反平台使用要求的异常行为进行记录，并采取冻结其相应账号或全部账号等措施。

第十九章 规则制定修订管理

第一百六十二条 【规则体系】本规则与配套实施细则共同构成河北南网电力市场规则体系，配套实施细则主要包含《河北南部电网电力市场成员管理实施细则》、《河北南部电网电力市场中长期交易实施细则》、《河北南部电网现货电能量市场交易实施细则》、《河北南部电网辅助服务市场交易实施细则》、《河

北南部电网电力市场结算实施细则》、《河北南部电网电力市场信息披露实施细则》等。

第一百六十三条 【管理要求】河北省发展和改革委员会负责组织市场运营机构根据市场运行情况对规则和细则进行修订，并按程序发布，作为河北南部电网电力市场运行与电费结算依据。

第一百六十四条 【常规修订】河北省发展和改革委员会定期组织市场运营机构和经营主体代表对规则及细则进行评估，由市场运营机构根据市场运行实际情况适时组织修订完善，报请河北省发展和改革委员会同意后按程序发布。

第一百六十五条 【紧急修订】紧急情况下，电力市场实施细则的修改程序可以简化。紧急情况包括但不限于重大的细则漏洞、国家政策的重大变动等。

（一）河北省发展和改革委员会可以宣布立即中止部分实施细则条款。宣布中止条款时，应发布中止理由。

（二）河北省发展和改革委员会应在宣布中止条款后 10 天内，提出实施细则修订计划，包括可能的修改建议等，由市场运营机构按要求进行修改，河北省发展和改革委员会对修订条款进行发布。

第二十章 附 则

第一百六十六条 【实施细则】本规则由河北省发展和改革委员会负责解释。电力市场交易实施细则根据本规则拟定。

第一百六十七条 【实施】本规则自印发之日起实施，原有河北南部电网电力市场交易相关规则与本规则不一致的，以本规则为准。