中华人民共和国国家发展和改革委员会

发改办体改〔2026〕275号

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司 关于修订省间电力现货交易规则的复函

国家电网有限公司：

你公司《关于省间电力现货交易规则修订工作的请示》收悉。现批复如下。

一、原则同意修订后的《省间电力现货交易规则》，请你公司会同有关方面按照修订后的规则，认真组织实施省间电力现货交易，切实发挥省间现货交易促进更大范围资源配置、余缺互济的作用。

二、你公司要强化统筹协同，扎实做好省间电力现货市场与跨电网经营区交易、省间中长期市场、各省（区、市）内电力现货市场的高效衔接。切实维护省间电力现货交易公平竞争秩序，保障各类经营主体平等参与市场交易的合法权益，营造公开透明、公平公正、规范有序的市场环境。

三、要结合省间电力现货市场运行实际，稳步扩大市场交易范围，加快研究论证用户侧直接参与省间电力现货市场的可行路径，完善计量、结算、风险防控等配套措施，适时推动用户侧主体有序

参与。

四、要统筹兼顾市场交易效率与电网运行安全，严守安全底线，强化交易流程风险防控，完善应急处置机制，及时梳理、解决市场运行中的新情况、新问题，不断优化完善交易规则和运营机制，重大事项及时向国家发展改革委、国家能源局报告。

附件：省间电力现货交易规则

国家发展改革委办公厅　　国家能源局综合司

2026年4月14日

附件

省间电力现货交易规则

2026 年 4 月

目 录

1 总则 10
1.1 编制依据 10
1.2 编制原则 10
1.3 适应范围 11
2 市场成员管理 12
2.1 市场成员 12
2.2 市场成员权利义务 12
2.2.1 发电企业权利义务 12
2.2.2 电网企业权利义务 12
2.2.3 售电公司权利义务 13
2.2.4 电力用户权利义务 13
2.2.5 新型经营主体权利义务 14
2.2.6 国调中心及网调职责 14
2.2.7 省级调度机构职责 15
2.2.8 北京电力交易中心职责 15
2.2.9 省（区、市）电力交易机构职责 16
2.3 市场注册与退出 16
2.3.1 市场注册 16
2.3.2 市场退出 16
3 交易组织 18
3.1 交易品种 18

3.2 交易路径 18
3.2.1 交易节点 18
3.2.2 交易路径 18
3.3 输电价格和网损 18
3.3.1 输电价格 19
3.3.2 输电网损 19
3.4 出清机制 19
3.4.1 出清方式 19
3.4.2 出清流程 19
3.4.3 参数设置 20
3.5 其他限定条件 21
4 日前现货交易 22
4.1 日前现货交易组织周期 22
4.2 日前现货交易准备 22
4.2.1 预出清（预计划） 22
4.2.2 交易前信息公告 22
4.2.3 交易申报 23
4.3 日前现货交易出清 24
4.3.1 电力和价格折算方法 25
4.3.2 集中竞价出清 26
4.3.3 出清边际价格计算 29
4.4 安全校核 29

4.5 出清结果管理 30
4.6 日前现货交易结果发布 30
4.7 日前现货交易流程 31
4.7.1 预计划下发 31
4.7.2 交易前信息公告 31
4.7.3 省内预计划 31
4.7.4 交易申报 31
4.7.5 省间现货交易出清及跨区发输电计划编制 32
4.7.6 省间联络线计划编制 32
4.7.7 省内发电计划编制 32
5 日内现货交易 33
5.1 日内现货交易组织周期 33
5.2 日内现货交易准备 33
5.2.1 交易前信息公告 33
5.2.2 交易申报 34
5.3 日内现货交易出清 35
5.3.1 电力和价格折算 35
5.3.2 集中竞价出清 35
5.3.3 出清边际价格计算 35
5.4 安全校核 35
5.5 出清结果管理 35
5.6 日内现货交易结果发布 35

5.7 日内现货交易流程 35
5.7.1 交易前信息公告 36
5.7.2 交易申报 36
5.7.3 省间交易出清及跨区发输电计划下发 37
5.7.4 省间联络线计划下发 37
5.7.5 省内发电计划编制 37
6 交易执行与偏差处理 38
6.1 跨省区联络线计划安排优先级 38
6.2 偏差处理 38
6.2.1 省内发电企业偏差处理 38
6.2.2 直调发电企业偏差处理 38
6.2.3 售电公司与电力用户偏差处理 39
6.2.4 输电方偏差处理 39
7 计量方法与结算原则 40
7.1 交易计量 40
7.1.1 计量装置设置 40
7.1.2 计量数据 41
7.1.3 计量责任 41
7.1.4 抄表管理 41
7.2 结算原则 41
7.2.1 结算周期 41
7.2.2 结算依据 42

7.3 结算方法 43
8 市场风险防控 45
8.1 风险干预 45
8.1.1 风险干预启动条件 45
8.1.2 风险干预措施 45
8.1.3 风险干预流程 46
8.2 市场中止 46
8.2.1 市场中止启动条件 47
8.2.2 市场中止措施 47
8.2.3 市场中止流程 47
9 信息披露 49
9.1 信息披露管理 49
9.2 信息分类 49
9.2.1 公众信息 49
9.2.2 公开信息 49
9.2.3 特定信息 50
9.3 其他 50
10 合同管理 51
11 免责条款 52
12 规则管理 53
12.1 拟定与发布 53
12.2 规则补充与修订 53

12.2.1 规则紧急补充 53
12.2.2 规则修订 53
13 附则 54

1 总则

1.1 编制依据

为落实《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）、《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）等文件精神，充分利用省间通道输电能力，促进资源大范围优化配置和可再生能源大范围消纳，规范开展省间电力现货交易，制定本规则。

1.2 编制原则

本规则所称省间电力现货交易，主要是指在落实省间中长期交易基础上，利用省间通道剩余输电能力，开展省间日前、日内电能量交易。省间电力现货交易为实物交易。

省间电力现货交易规则编制遵循以下原则：

a) 确保电网安全运行。以确保电网安全稳定运行为前提，市场设计充分考虑与现有电网运行管理体系和安全管理措施有效衔接。

b) 落实国家能源战略。体现国家能源发展战略，利用跨省跨区输电通道，通过市场化手段开展电力余缺互济、促进清洁能源大范围消纳，推动构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，助力实现碳达峰、碳中和。

c) 发挥市场配置作用。构建竞争有序的电力市场体系，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，促进能源资源在全国范围内优化配置，提升市场效率与效益，助力全国统一电力市场建设。

1.3 适应范围

省间电力现货交易由国家电力调度控制中心（以下简称国调中心）和区域电力调度控制中心（以下简称网调）负责组织运营，省级电力调度控制中心（以下简称省调）和电力交易机构按职责分工配合工作，在国家电网有限公司和内蒙古电力有限责任公司等覆盖范围内开展交易。

有关单位按照《跨电网经营区常态化电力交易机制方案》及实施细则等文件要求，组织参与省间电力现货交易。

参与省间电力现货交易的所有市场成员，须遵守本规则。

2 市场成员管理

2.1 市场成员

市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构，其中经营主体包括发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体，市场运营机构包括国调中心、网调、省调和北京电力交易中心、省（区、市）电力交易机构。加快健全相关配套政策机制，推动符合政策条件的发电企业、售电公司、电力用户参与省间电力现货交易，优先鼓励有绿色电力需求的用户与新能源发电企业参与省间电力现货交易。

2.2 市场成员权利义务

各类参与省间电力现货交易的经营主体公平参与市场竞争，公平承担偏差结算和不平衡资金。

2.2.1 发电企业权利义务

a) 按规则参与省间电力现货交易，签订和履行市场交易合同。

b) 公平获得输电服务和电网接入服务。

c) 公平获得市场运营相关信息。

d) 按规定披露和提供企业信息。

e) 执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，按规定提供辅助服务。

f) 法律法规所赋予的其他权利和义务。

2.2.2 电网企业权利义务

a) 保障电网设施的安全稳定运行。

b) 为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入服务。

c) 代理暂未直接参与省间电力现货交易的电力用户以报量报价方式参与省间电力现货交易。代理参与省间电力现货交易购电的量价申报原则，可由地方政府主管部门确定。

d) 为经营主体提供计量、抄表、收付费等各类市场服务。

e) 负责省间电力现货交易电费结算，按规定收取输配电费用，代国家收取政府性基金及附加等。

f) 省间电力现货交易的收支明细实施专账管理，接受政府主管部门的监管。

g) 按规定披露和提供市场信息，承担保密义务和责任。

h) 法律法规所赋予的其他权利和义务。

2.2.3 售电公司权利义务

a) 按规则参与省间电力现货交易，签订和履行市场交易合同。

b) 公平获得输配电服务，拥有配电网的售电公司应向其他经营主体提供公平的配电服务。

c) 公平获得市场运营相关信息。

d) 按规定披露和提供信息。

e) 具备参与电力现货交易所需的计量、申报条件。

f) 法律法规所赋予的其他权利和义务。

2.2.4 电力用户权利义务

a) 按规则参与省间电力现货交易，签订和履行市场交易合同。

b) 公平获得输配电服务和电网接入服务。

c) 公平获得市场运营相关信息。

d) 按规定披露和提供信息。

e) 具备参与电力现货交易所需的计量、申报条件。

f) 服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如重大电网故障等），按电力调度机构要求安排用电。

g) 法律法规所赋予的其他权利和义务。

2.2.5 新型经营主体权利义务

a) 按规则参与省间电力现货交易，签订和履行市场交易合同。

b) 公平获得输配电服务和电网接入服务。

c) 公平获得市场运营相关信息。

d) 按规定披露和提供信息。

e) 具备参与电力现货交易所需的计量、申报条件。

f) 服从电力调度机构的统一调度。

g) 法律法规所赋予的其他权利和义务。

2.2.6 国调中心及网调职责

a) 负责组织省间电力现货交易，负责建设、运行、维护和管理省间电力现货交易技术支持系统。

b) 负责按调管范围开展安全校核。

c) 负责向相关调度机构下发直调系统发输电预计划。

d) 按规定披露省间电力现货交易相关信息，将披露信息推送至电力交易信息披露平台。

e) 负责省间电力现货交易出清，并向相关调度机构下发出清

结果。

f) 根据省间电力现货交易出清结果，编制并下发直调系统发输电计划。

g) 负责向相关电力交易机构提供省间电力现货交易出清结果、执行情况等信息。

h) 法律法规所规定的其他权利和义务。

2.2.7 省级调度机构职责

a) 负责建设、运行、维护和管理本地省间电力现货交易技术支持系统终端。

b) 负责按调管范围开展安全校核。

c) 负责组织省内市场预出清或预计划。

d) 按规定披露和提供输变电设备检修、机组检修、省内重要断面可用输电容量参考值等信息。

e) 负责组织省内经营主体参与省间电力现货交易。

f) 负责向相关电力交易机构提供省间电力现货交易出清结果、执行情况等信息。

g) 法律法规所规定的其他权利和义务。

2.2.8 北京电力交易中心职责

负责国家电网经营范围内以下业务职责：

a) 负责经营主体的注册管理、信息变更和退出等相关服务。

b) 负责经营主体的交易申报及信息发布，负责建设、维护和管理省间电力现货交易申报及发布功能。

c) 负责向经营主体、电网企业出具省间电力现货交易结算依据，提供相关服务。

d) 法律法规所规定的其他权利和义务。

2.2.9 省（区、市）电力交易机构职责

a) 负责经营主体注册、信息变更和退出等相关服务。

b) 负责省内经营主体的交易申报及信息发布。

c) 配合北京电力交易中心开展信息披露有关工作。

d) 配合北京电力交易中心开展电力交易结算有关工作。

e) 法律法规所规定的其他权利和义务。

2.3 市场注册与退出

2.3.1 市场注册

经营主体可在任一电力交易机构注册，一地注册、全国共享。经营主体参与省间电力现货交易需满足以下条件：

a) 经营主体已在电力交易机构完成市场注册手续，并需具备电量分时计量要求。

b) 经营主体在参与省间电力现货交易前需阅知《省间电力现货交易风险提示书》，并签订《省间电力现货交易承诺书》（电子承诺书内容包括买卖双方的权利与义务、不可抗力、争议解决、调整和违约、特别约定等）。

c) 满足政府主管部门其他相关政策要求。

2.3.2 市场退出

2.3.2.1 退出条件

除不可抗力外，经营主体参与交易申报后，在相应交易周期完成前原则上不得退出。

经营主体存在以下行为时，市场运营机构应及时向政府主管部门汇报：

a) 经营主体违反国家有关法律法规和产业政策规定。

b) 发生重大违约行为。

c) 恶意扰乱市场秩序。

d) 未履行定期信息披露义务。

e) 拒绝接受监督检查。

f) 拒绝缴纳或拖欠电费。

g) 无正当理由，拒不执行调度指令。

2.3.2.2 退出程序

退出省间电力现货交易的经营主体，应妥善处理现货交易相关事宜，由市场运营机构按规定进行注销，并向社会公示。

经营主体退出市场后，停止其所有省间电力现货交易活动。强制退出的经营主体，1 年内不得参与省间电力现货交易。

3 交易组织

3.1 交易品种

省间电力现货的交易品种为卖方发电企业与买方电网企业、发电企业（初期包括火电、水电、新能源、核电）、售电公司、电力用户、新型经营主体之间进行的电能量交易。

3.2 交易路径

3.2.1 交易节点

在省间电力现货交易中，一般情况下1个省为1个交易节点。当省内出现严重阻塞，且该阻塞相对频繁发生时，可定义多个交易节点。

国调中心、网调直调机组按照批复的电力消纳方式确定其所属交易节点，省内消纳的机组纳入省内交易节点，跨省消纳的机组可设为独立交易节点。

同一省内的经营主体（不包含跨省消纳的机组）之间，不允许开展省间电力现货交易。

3.2.2 交易路径

交易路径由卖方节点和买方节点之间的跨省区交直流输电通道和省内重要输电通道顺序链接形成。同一交易路径不重复经过同一交易节点。

任意一对卖方、买方节点间可选择多条交易路径开展交易，优先选择节点间输电价格（含网损折价）最低的交易路径开展交易。

3.3 输电价格和网损

3.3.1 输电价格

输电价格是顺序链接形成交易路径的各跨省区交直流输电通道和各省内相关输电通道的输电价格之和。

上述输电价格按政府主管部门核定价格执行，原则上按照实际输送量收取输电费。省间电力现货交易涉及跨省跨区专项工程的按照实际物理计量电量进行结算，省间电力现货交易涉及区域共用电网无法按物理电量准确计量的，可按实际交易电量收取输配电费，输配电价执行国家相关政策，并报国家发展改革委、国家能源局备案。

3.3.2 输电网损

省间电力现货交易输电网损包括顺序链接形成交易路径的各跨省区交直流输电通道和各省内相关输电通道的输电网损。

网损率按政府主管部门核定标准或备案标准执行。

输电价格已包含网损的，不再另行收取。

3.4 出清机制

3.4.1 出清方式

省间电力现货交易采用集中竞价的出清方式。

3.4.2 出清流程

交易出清按照以下流程开展：

a) 买方经营主体在所在节点申报分时“电力-价格”曲线，考虑所有交易路径的输电价格和输电网损后，逐一折算到卖方节点。其中，经营主体参与省间电力现货市场购电时，在买方节点的申报

价格向卖方节点折算时，统一计入买方节点所在区域电网的输电价格和网损。

b) 在卖方节点，卖方经营主体报价按照从低到高排序，买方经营主体折算后价格从高到低排序。

c) 按照买卖双方价差递减的原则依次出清，价差最大的交易对优先成交，直至价差小于零或节点间交易路径可用输电容量等于零。存在多个价差相同的交易对时，成交电力按照交易申报电力比例进行分配。

d) 每成交一笔交易后，扣除该交易路径可用输电容量以及买卖双方对应的申报量。

e) 卖方节点最后一笔成交交易对中买方折算后价格与卖方申报价格的平均值为该卖方节点的出清价格。

f) 卖方节点价格叠加输电价格（含输电网损折价）为买方节点对应相应路径的出清价格。

3.4.3 参数设置

为保证电网安全运行，满足输变电设备运行控制要求，需要在出清过程中对相关参数进行设置。参数设置需满足以下要求：

a) 按时段对每条交易路径成交结果进行数据精度设置，对交易路径中所有跨省区联络线的售电侧出清电力进行取整(直接舍弃小数位)。

b) 各跨省区联络线相邻时段的输电功率变化幅度不超过600兆瓦（为保障市场出清效率允许±10兆瓦的约束松弛）；在市场出

清时间内，当出现联络线成交量不满足爬坡约束时，按爬坡约束重新进行出清计算。

3.5 其他限定条件

同一交易时段，经营主体是否可以买入或卖出电能，需根据以下情况进行界定：

a) 同一经营主体在同一时刻不可同时作为买方、卖方参与交易。

b) 交易节点内部平衡紧张时，节点内部卖方经营主体不得在省间电力现货交易中卖出电能。

c) 交易节点内部存在交流断面越限等电网安全稳定风险时，节点内部相关的发电企业不得在省间电力现货交易中买入电能。

d) 对于电力平衡是否紧张的判定方法，由各地方政府主管部门确定或由各省调报地方政府主管部门确认同意。

4 日前现货交易

4.1 日前现货交易组织周期

市场运营机构按日组织省间日前现货交易，交易周期覆盖D日（未来24小时）。

每个交易日从00:15至24:00，每15分钟设为一个时段，交易日共分96个时段。

4.2 日前现货交易准备

4.2.1 预出清（预计划）

国调中心、网调从相关电力交易机构获取省间中长期电力交易曲线。

国调中心D-2日编制D日96时段直调系统发输电预计划（D日为运行日，下同）。

网调D-2日编制D日96时段调管范围内省间联络线及直调机组发输电预计划。

省内现货市场运行期间，相应省调在D-1日开展D日96时段省内预出清。省内现货市场未运行期间，相应省调在D-1日编制D日96时段预计划。

4.2.2 交易前信息公告

按照《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）要求，以及向国家能源局及其派出机构报备的信息披露内容，由电力调度机构负责披露检修计划、电网安全约束等省间日前现货交易所需相关信息。

4.2.3 交易申报

省内经营主体通过电力交易平台省内功能申报分时“电力-价格”曲线，国调中心、网调直调机组可通过电力交易平台省间功能或省内功能申报“电力-价格”曲线。卖方申报上网侧电力和价格，买方申报落地侧电力和价格。

4.2.3.1 经营主体申报数据基本要求

经营主体申报的分时“电力-价格”曲线应满足如下基本要求：

a) 每一交易时段（15 分钟）可申报的分段曲线最多为 5 段。

b) 卖方经营主体申报的分段曲线要求为单调非递减曲线。

c) 买方经营主体申报的分段曲线要求为单调非递增曲线。

d) 申报电力最小单位为 1 兆瓦，申报价格最小单位为 1 元/兆瓦时。

e) 经营主体最低申报价格，参照上年度省间电力现货市场覆盖范围内各省省内现货市场正式申报价格下限的最低值确定并及时调整。

f) 经营主体最高申报价格，参照上年度省间电力现货市场覆盖范围内各省省内现货市场正式申报价格上限的最高值的 2 倍确定并及时调整。

4.2.3.2 卖方经营主体申报数据要求

卖方经营主体申报的分时“电力-价格”曲线除满足 4.2.3.1 节的基本要求外，还需满足：

a) 火电和核电发电企业售电申报电力不得超过其实际发电能

力与预出清（预计划）之差，预出清（预计划）中未安排开机的机组不得申报电力。

b) 可再生能源企业售电申报电力不得超过其预测出力与预出清（预计划）之差。

4.2.3.3 买方经营主体申报数据要求

买方经营主体申报的分时“电力-价格”曲线除满足4.2.3.1节的基本要求外，还需满足：

a) 售电公司、电力用户购电申报电力不得超过其所代理用户或自身用电负荷的最大值。

b) 发电企业购电申报电力不得超过其省内预出清（预计划）出力与最小技术出力之差。

4.2.3.4 申报数据管理

经营主体申报数据应满足规定要求，由电力交易平台根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过的不允许提交。

省调在数据上报前对经营主体申报量进行预校核，保证交易节点内部电能申报量可送出或受入。

网调对区域内各交易节点和直调发电企业申报量进行预校核，保证区域内电能申报量可执行。

预校核不通过的交易申请，按照价格优先的原则调减。当价格相同时，按照申报电力等比例调减，直至通过预校核。

4.3 日前现货交易出清

国调中心、网调依托省间电力现货交易技术支持系统组织省间

日前现货交易出清，出清机制与 3.4 节一致。

4.3.1 电力和价格折算方法

将买方经营主体在买方节点申报的电力和价格按照所有可用交易路径，依如下公式折算到卖方节点：

折算到卖方节点的买方经营主体价格=买方经营主体报价-输电价格（含输电网损折价）。

折算到卖方节点的买方经营主体电力=买方经营主体申报电力/（1-线路网损率）。

$$\text{power}^{\text{卖}}_{\text{买电},j,t}=\frac{\text{power}_{\text{买电},j,t}}{\text{coe}_1}$$

$$\text{price}^{\text{卖}}_{\text{买电},j,t}=\text{price}_{\text{买电},j,t}\times\text{coe}_1-\text{price}_{coe}$$

$$\text{coe}_1=\prod_{m=1}^{N}(1-\rho_m)$$

$$\text{price}_{coe}=\sum_{\text{m}=1}^{N}\left[Pt_m\times\prod_{r=1}^{\text{m}}(1-\rho_r)\right]$$

其中：

$\text{power}_{\text{买电},j,t}$ 为买方经营主体 j 在 t 时段的申报电力；

$\text{power}^{\text{卖}}_{\text{买电},j,t}$ 为买方经营主体 j 在 t 时段申报电力折算到卖方节点的电力；

$\text{price}_{\text{买电},j,t}$ 为买方经营主体 j 在 t 时段的申报价格；

$\text{price}^{\text{卖}}_{\text{买电},j,t}$ 为买方经营主体 j 在 t 时段申报价格折算到卖方节点的价格；

coe_1 为折算参数；

$price_{coe}$ 为中间折算变量；

m为交易路径中跨区通道、省间联络线或区域共用电网的序号；

ρ_m 为交易路径中自卖方节点至买方节点的第 m 段跨区通道、省间联络线或区域共用电网的输电网损率；

Pt_m 为交易路径中自卖方节点至买方节点的第 m 段跨区通道、省间联络线或区域内共用电网的输电价格；

N 为交易路径中跨区通道、省间联络线或区域内共用电网的总个数。

4.3.2 集中竞价出清

集中竞价出清按照以下流程开展：

a) 买方经营主体在所在节点申报分时“电力-价格”曲线，考虑所有交易路径的输电价格和输电网损后，逐一折算到卖方节点。

b) 在卖方节点，卖方经营主体报价按照从低到高排序，买方经营主体折算后价格从高到低排序。

c) 按照买卖双方价差递减的原则依次出清，价差最大的交易对优先成交，直至价差小于零或节点间交易路径可用输电容量等于零。

$$\Delta price_{交易对,i-j,t} = price^{卖}_{买电,j,t} - price_{卖电,i,t}$$

其中：

$\Delta price_{交易对,i-j,t}$ 为折算到卖方节点的买方经营主体 j 与卖方经营主体 i 撮合的交易对在 t 时段的价差；

$price^{卖}_{买电,j,t}$ 为买方经营主体 j 在 t 时段申报电价折算到卖方节点

的价格；

$price_{卖电,i,t}$ 为卖方经营主体 i 在 t 时段的申报价格。

d) 存在价差相同的多个交易对时，按照申报电力比例分配交易对中的卖方节点送出需求和买方节点受入需求。

交易对中卖方节点的送出需求分配：按照卖方节点在全部价差相同交易对中涉及的各个买方节点申报电力的比例，对该卖方节点申报电力进行分配，形成该交易节点外送各买方节点的电力。

$$power_{分配卖电,k,t} = power_{申报卖电,k,t} \times \frac{power_{申报买电,k,t}}{\sum_{r=1}^{SG} power_{申报买电,r,t}}$$

其中：

$power_{分配卖电,k,t}$ 为交易对 k 在 t 时刻的分配卖方电力；

$power_{申报卖电,k,t}$ 为交易对 k 在 t 时刻的申报卖方电力；

$power_{申报买电,k,t}$ 为交易对 k 在 t 时刻的申报买方电力；

SG 为价差相同且卖方经营主体相同的交易对对数。

交易对中买方节点的受入需求分配：按照买方节点在全部价差相同交易对中涉及的各个卖方节点申报电力的比例，对该买方节点申报电力进行分配，形成该交易节点受入各卖方节点的电力。

$$power_{分配买电,k,t} = power_{申报买电,k,t} \times \frac{power_{申报卖电,k,t}}{\sum_{r=1}^{SS} power_{申报卖电,r,t}}$$

其中：

$power_{分配买电,k,t}$ 为交易对 k 在 t 时刻的分配买方电力；

$power_{申报买电,k,t}$ 为交易对 k 在 t 时刻的申报买方电力；

$\text{power}_{\text{申报卖电},k,t}$ 为交易对 k 在 t 时刻的申报卖方电力；

SS 为价差相同且买方经营主体相同的交易对对数。

e) 每个交易对中卖方节点送出电力和买方节点受入电力中较小的值为该交易对在卖方节点的成交电力。

$$\text{power}_{k,t} = \min\left\{\text{power}_{\text{分配买电},k,t}, \text{power}_{\text{分配卖电},k,t}\right\}$$

其中：

$\text{power}_{k,t}$ 为交易对 k 在 t 时刻的成交电力；

$\text{power}_{\text{分配买电},k,t}$ 为交易对 k 在 t 时刻的分配买方电力；

$\text{power}_{\text{分配卖电},k,t}$ 为交易对 k 在 t 时刻的分配卖方电力。

f) 考虑跨省区联络线输电容量对成交电力校验调整。若相关交易对的成交电力超出某一跨省区联络线或输电断面的可用输电容量，则按比例缩减相关交易对的成交电力，形成各交易对在对应跨省区联络线及输电断面上的成交电力。

$$\text{power}_{\text{调整后},k,t} = \text{power}_{k,t} \times \frac{T_{\text{可用输电},l,t}}{T_{\text{待成交},l,t}}$$

其中：

l 为 t 时刻越限最严重的跨省区联络线或输电断面；

$T_{\text{可用输电},l,t}$ 为跨省区联络线或输电断面 l 的可用输电容量；

$T_{\text{待成交},l,t}$ 为跨省区联络线或输电断面 l 在 t 时刻的待成交电力；

$\text{power}_{k,t}$ 为交易对 k 在 t 时刻调整前成交电力；

$\text{power}_{\text{调整后},k,t}$ 为交易对 k 在 t 时刻调整后成交电力。

g) 每成交一笔交易后，扣除该交易路径可用输电容量以及买

卖双方对应的申报量。

h) 剩余的买方经营主体申报量再次折算到卖方节点，与卖方经营主体剩余申报量进行集中竞价出清。

i) 买卖双方在市场内依次出清，直至买方经营主体或卖方经营主体申报电力全部成交，或买卖双方价差为负，或买卖双方可成交节点间交易路径无可用输电容量，交易结束。

4.3.3 出清边际价格计算

出清边际价格按照以下方法计算：

a) 卖方节点最后一笔成交交易对中买方折算后价格与卖方申报价格的平均值为该卖方节点的边际价格。

$$price_{边际电价,i,t} = (price^{卖}_{最后买电,t} + price_{最后卖电,t}) \times 0.5$$

其中：

$price_{边际电价,i,t}$ 为卖方经营主体 i 的出清边际价格；

$price^{卖}_{最后买电,t}$ 为卖方节点最后一笔成交交易对的买方报价折算到卖方节点的价格；

$price_{最后卖电,t}$ 为卖方节点最后一笔成交交易对的卖方报价。

b) 卖方节点价格叠加交易路径的输电价格（含输电网损折价）为买方节点对应相应路径的出清价格。

c) 买卖双方经营主体在竞价出清过程中成交的电力按照上述买卖节点结算价格结算。

4.4 安全校核

国调中心、网调、省调按各自调管范围确定通道可用输电能力

或断面限额，省间电力现货交易出清过程闭环考虑通道安全约束。

省间电力现货交易结果发布后，因电网运行边界变化导致网调、省调安全校核未通过，按照灵敏度由高到低顺序，取消相关省间电力现货交易，消除设备越限，出清边际电价不变。

4.5 出清结果管理

出清结果在省内采用以下执行方式：

a) 省内现货市场运行期间，省间电力现货交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量参与省内现货市场出清结算，买方成交结果作为受端关口电源参与省内现货市场出清。

b) 发电企业参与省间电力现货购电替代自身在省内发电合同安排，条件成熟省份可放开相关限制条件，其他地区初期（为防范发电企业间利益调整过大）买入电能量的发电企业可按照省间电力现货成交结果从高到低扣减发电能力后再参与省内现货市场。

c) 省内现货市场未运行期间，卖出电能量的发电企业按照省间电力现货成交结果增加发电份额，买入电能量的发电企业按照省间电力现货成交结果扣减发电份额，买入电能量的售电公司和电力用户相应扣除其省内购电需求。

4.6 日前现货交易结果发布

按照《电力市场信息披露基本规则》相关要求，以及向国家能源局及其派出机构报备的信息披露内容，由电力调度机构负责开展日前市场各时段出清电价、出清电量等日前现货市场出清后信息的披露工作。

4.7 日前现货交易流程

4.7.1 预计划下发

D-2 日 14:00-15:30，国调中心基于跨区中长期交易结果，考虑电网安全运行需要，编制并下发跨区通道及直调机组 D 日 96 时段预计划。

D-2 日 15:30-17:00，网调基于跨区通道、直调机组预计划和省间中长期交易结果，考虑电网安全运行需要，编制并下发省间联络线及直调机组 D 日 96 时段预计划。

4.7.2 交易前信息公告

D-1 日 8:45 前，电力调度机构向经营主体披露检修计划、电网安全约束等日前现货交易所需相关信息。

4.7.3 省内预计划

D-1 日 8:45-9:45，经营主体申报参加省内市场（电力现货市场运行期间）的分时“电力—价格”曲线。

D-1 日 9:45-10:30，省内现货市场运行期间，相应省调开展省内日前现货市场预出清；省内现货市场未运行时，省调应开展省内预计划编制。各单位根据预出清或预计划结果将机组预计划、负荷预测等七大类数据上报至国调中心、网调。

D-1 日 11:00 前，省调将省内预出清或预计划结果、省内电力平衡裕度和可再生能源富余程度提交至电力交易机构，并向相关经营主体发布。

4.7.4 交易申报

D-1 日 11:00-11:30，经营主体申报省间电力现货交易分时“电力-价格”曲线。

D-1 日 11:30-11:45，网调、省调对经营主体申报数据进行合理性校验，保证节点内部电能申报量可送出或受入，并将经营主体报价曲线上报至国调中心。

电力调度机构对其直调发电企业的申报量进行预校核，保证电能申报量可执行。

4.7.5 省间现货交易出清及跨区发输电计划编制

D-1 日 11:45-12:30，国调中心和网调组织省间日前现货交易集中出清，形成考虑安全约束的省间日前现货交易出清结果，经安全校核通过后，将包含省间日前现货交易结果的跨区发输电日前计划下发至相关电力调度机构和经营主体。

4.7.6 省间联络线计划编制

D-1 日 12:30-14:30，网调组织开展区域内省间辅助服务交易、区域内省间电力互济交易，并将交易结果和省间联络线计划下发至相关电力调度机构和经营主体。

4.7.7 省内发电计划编制

D-1 日 14:30-17:30，省调根据上级电力调度机构下发的联络线计划，编制省内日前发电计划或组织省内日前现货交易及辅助服务交易。电力交易机构向市场成员发布市场出清结果。

5 日内现货交易

5.1 日内现货交易组织周期

日内以1小时或2小时为一个固定交易周期组织省间日内现货交易，具体采用的方式以交易公告为准。固定交易周期的时段划分如下：

a) 以1小时为一个固定交易周期，分别为0:15至1:00、1:15至2:00、2:15至3:00、3:15至4:00、4:15至5:00、5:15至6:00、6:15至7:00、7:15至8:00、8:15至9:00、9:15至10:00、10:15至11:00、11:15至12:00、12:15至13:00、13:15至14:00、14:15至15:00、15:15至16:00、16:15至17:00、17:15至18:00、18:15至19:00、19:15至20:00、20:15至21:00、21:15至22:00、22:15至23:00、23:15至24:00，合计24个固定交易周期。

b) 以2小时为一个固定交易周期，分别为0:15至2:00、2:15至4:00、4:15至6:00、6:15至8:00、8:15至10:00、10:15至12:00、12:15至14:00、14:15至16:00、16:15至18:00、18:15至20:00、20:15至22:00、22:15至24:00，合计12个固定交易周期。

固定交易周期结果发布后，若在本交易周期内仍有新增富余电力外送和购电需求，可组织临时交易，需保证T-60分钟前将出清结果下发至省调（T为交易时段起始时刻，如0:15至1:00、0:15至2:00的交易时段起始时刻均为0:00，下同）。

5.2 日内现货交易准备

5.2.1 交易前信息公告

按照《电力市场信息披露基本规则》相关要求，以及向国家能源局及其派出机构报备的信息披露内容，由电力调度机构负责披露日内现货交易所需相关信息。

5.2.2 交易申报

省内经营主体通过电力交易平台省内功能申报分时“电力-价格”曲线，国调中心、网调直调机组可通过电力交易平台省间功能或省内功能申报“电力-价格”曲线。卖方申报上网侧电力和价格，买方申报落地侧电力和价格。

5.2.2.1 卖方经营主体申报数据要求

卖方经营主体申报的分时“电力-价格”曲线除满足4.2.3.1节的基本要求外，还需满足：

a) 火电和核电发电企业售电申报电力不得超过其实际发电能力与计划出力之差，未安排开机的机组不得申报电力。

b) 可再生能源企业售电申报电力不得超过其预测出力与计划出力之差。

5.2.2.2 买方经营主体申报数据要求

买方经营主体申报的购电分时“电力-价格”曲线除满足4.2.3.1节的基本要求外，还需满足：

a) 售电公司、电力用户购电申报电力不得超过其所代理用户或自身用电负荷的最大值。

b) 发电企业购电申报电力不得超过其计划出力与最小技术出力之差。

5.2.2.3 申报数据管理

满足 4.2.3.4 节的要求。

5.3 日内现货交易出清

国调中心、网调依托省间电力现货交易技术支持系统组织省间日内现货交易出清，出清机制与 3.4 节一致。

5.3.1 电力和价格折算

买方经营主体在买方节点申报的电力和价格按照所有可用交易路径，按 4.3.1 节公式折算到卖方节点。

5.3.2 集中竞价出清

分时“电力—价格”出清过程与 4.3.2 节相同。

5.3.3 出清边际价格计算

边际价格计算与 4.3.3 节相同。

5.4 安全校核

与 4.4 节要求相同。

5.5 出清结果管理

与 4.5 节要求相同。

5.6 日内现货交易结果发布

按照《电力市场信息披露基本规则》相关要求，以及向国家能源局及其派出机构报备的信息披露内容，由电力调度机构负责开展日内市场各时段出清电价、出清电量等日内现货交易出清后信息的披露工作。

5.7 日内现货交易流程

5.7.1 交易前信息公告

交易前信息公告采用以下流程：

a) 1小时固定交易周期采用以下流程：T-105分钟前，按照《电力市场信息披露基本规则》相关要求，以及向国家能源局及其派出机构报备的信息披露内容，电力调度机构向经营主体披露省间日内现货交易所需相关信息。

b) 2小时固定交易周期采用以下流程：T-120分钟前，按照《电力市场信息披露基本规则》相关要求，以及向国家能源局及其派出机构报备的信息披露内容，电力调度机构向经营主体披露省间日内现货交易所需相关信息。

5.7.2 交易申报

交易申报采用以下流程：

a) 1小时固定交易周期采用以下流程：T-95分钟前，经营主体申报日内交易时段内的“电力-价格”曲线。T-85分钟前，网调、省调对经营主体申报数据进行合理性校验，保证节点内部电能申报量可送出或受入，并将经营主体报价曲线上报至国调中心。

b) 2小时固定交易周期采用以下流程：T-110分钟前，经营主体申报日内交易时段内的“电力-价格”曲线。T-90分钟前，网调、省调对经营主体申报数据进行合理性校验，保证节点内部电能申报量可送出或受入，并将经营主体报价曲线上报至国调中心。

电力调度机构对其直调发电企业的申报量进行预校核，保证电能申报量可执行。

5.7.3 省间交易出清及跨区发输电计划下发

T-60 分钟前，国调中心、网调组织省间日内现货交易集中出清，形成考虑安全约束的省间日内现货交易出清结果，经安全校核后，将包含省间日内现货交易出清结果的跨区发输电计划下发至相关电力调度机构和经营主体。

5.7.4 省间联络线计划下发

网调组织开展区域内省间辅助服务交易、区域内省间电力互济交易，并将交易结果和省间联络线计划下发至相关电力调度机构和经营主体。

5.7.5 省内发电计划编制

省调根据上级电力调度机构下发的联络线计划，编制省内实时发电计划或组织省内实时市场及辅助服务市场出清。电力交易机构向市场成员发布市场出清结果。

6 交易执行与偏差处理

6.1 跨省区联络线计划安排优先级

电力调度机构按照以下优先级安排跨省区联络线计划：

a) 跨省区中长期交易。

b) 省间日前现货交易。

c) 省间日内现货交易。

6.2 偏差处理

省间电力现货交易结果纳入跨省区联络线计划，作为省内市场的运行边界，原则上不跟随经营主体的实际发用电而变化。

6.2.1 省内发电企业偏差处理

省间现货交易卖方成交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参与省内出清结算，省间现货交易结果作为省间交易电量的结算依据。省内现货市场运行时，经营主体实际电量与中长期合同电量的偏差按现货市场价格结算。省内现货市场未运行时，经营主体实际电量按照中长期交易等相关规则进行偏差考核。

6.2.2 直调发电企业偏差处理

国调中心、网调直调机组实际发电能力下降导致与省间电力现货交易出现偏差时，国调中心、网调采用如下方式进行偏差调整：

a) 少发电能优先通过调增直调发电企业内部机组进行补足。

b) 如直调发电企业内部无法补足，按照区域内有关规则，优先组织其他机组调增出力补足，保持省间联络线计划不变；因电力

平衡紧张等因素导致无法补足出力的，可申请调整相关省间电力现货交易。

c) 调增出力后对相关经营主体产生的影响，依据所采用的调增出力机制，由直调发电企业按照相关机组调增出力时段的省级/区域市场出清均价对其进行补偿，未开展现货市场的，按照调增出力时段省内中长期交易平均价格或其他协商达成一致的规则对其进行补偿。

6.2.3 售电公司与电力用户偏差处理

省内现货市场运行期间，售电公司或电力用户实际用电曲线与所有交易总和存在偏差时，按照省内现货市场规则进行处理，省间电力现货交易电能不变。现货市场未运行期间，售电公司或电力用户实际用电曲线与所有交易总和存在偏差时，按照当地电力中长期交易规则处理。

6.2.4 输电方偏差处理

当跨省区联络线因电网故障、设备异常、自然灾害、外力破坏及其他原因导致输电能力下降时，电力调度机构依据调度规程，按照“安全第一”的原则，调减或取消省间电力交易。

跨省区交流联络线输电功率波动、输电网损误差等因素造成实际执行值与所有交易的偏差，按照相关规则处理。

7 计量方法与结算原则

7.1 交易计量

7.1.1 计量装置设置

计量装置设置需满足以下要求：

a) 电网企业应根据市场运行需要，按照《电能计量装置技术管理规程》等国家和行业规程规范要求，在产权分界点设置关口电能计量装置。

b) 发电企业上网电量计量装置原则上设在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应变（线）损，并由发电企业、电网企业在相关合同中进行约定。

c) 所有的省间结算关口点，需要安装具备分时计量能力的计量装置，计量装置的精确度达到省间电力交易规则和国家、行业的要求，并能接入相应的电能量采集系统。

d) 省间结算关口包括各跨省跨区专项工程的送端和受端、省间交流联络线送端和受端、省间点对网电厂及直流配套电源上网侧、省间统分电源的上网侧。

e) 输电电量计量装置原则上应按输电价格核准文件中有关规定设置或与购电电量计量装置保持一致。

f) 省间结算关口计量装置应由电网企业与相关主体明确约定，若发生变更，交易各方应以书面方式进行确认。

g) 对于已参与中长期交易的经营主体，省间电力现货交易计量装置与中长期交易规定的计量装置设置保持一致。

7.1.2 计量数据

计量数据需满足以下要求：

a) 电力交易机构根据电网企业提供的关口点计量数据，向经营主体出具结算依据。

b) 当计量装置数据缺失、错误或不可用时，电网企业、电力调度机构应及时开展消缺、补采或根据规则补全计量数据，重新提供至电力交易机构。相关计量数据补全拟合采用各省省内现货拟合规则开展。

c) 交易执行的关口表名称和计量数据间逻辑关系应标志清晰，事前向对应的政府主管部门备案。

7.1.3 计量责任

电网企业负责计量数据的统一管理。电网企业应按照电力市场结算要求，定期将发电企业（机组）、电力用户、拥有配电网运营权的售电公司、网间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。

7.1.4 抄表管理

市场结算用的关口计量数据，原则上应由电能计量采集管理信息系统自动采集，并按相关市场规则要求的抄表周期报送至电力交易机构。

7.2 结算原则

7.2.1 结算周期

结算按照以下时间周期开展工作：

a) 电力调度机构D+1日将D日市场交易结果和实际执行情况等信息提供至电力交易机构。

b) 省间电力现货交易结算采用日清月结方式，D+5日进行市场化交易结果清分，生成日清算结果。电力交易机构于每月第5个工作日前向相关经营主体、电网企业出具上月结算依据（核对版），相关经营主体、电网企业在1个工作日内完成核对、异议反馈（如有）和确认，逾期视为已确认。

c) 结算依据（核对版）确认后，电力交易机构于每月第8个工作日前向相关经营主体、电网企业发布上月正式结算依据。原则上电网企业于每月第10个工作日前向经营主体发行上月电费账单。

7.2.2 结算依据

省间电力现货执行结果作为省间电力现货交易结算的依据。省间日前现货交易结算电量为省间日前现货交易执行电量，结算价格为省间日前现货交易价格。省间日内现货交易结算电量为省间日内现货交易执行电量，结算价格为省间日内现货交易价格。

按照《电力市场计量结算基本规则》及《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则》等市场规则、细则，省间交易电量的偏差电量可分为责任偏差电量、波动偏差电量等类别。责任偏差电量针对跨区跨省中长期交易，由国调中心、网调记录原因，北京电力交易中心针对因购、售方原因造成的责任偏差电量出具相应结算依据。波动偏差电量是指针对跨区跨省输电通道、配套电源和其他跨区跨省电源，由于调度控制点和计量点之间存在差异、交流

联络线正常功率波动等不可控原因，造成调度计划曲线与关口计量电量之间的偏差；其中，跨区跨省通道波动偏差电量视为在跨区跨省通道首末端省级电网企业送受电量，配套电源波动偏差电量视为配套电源与其所接入省级电网企业送受电量，北京电力交易中心出具相应结算依据。

北京电力交易中心会同相关省级电力交易机构向市场成员提供省间电力现货交易结算依据，由电网企业根据电力交易机构推送的结算基础数据，核对结算依据，开展相关经营主体电费结算。

7.3 结算方法

各类费用计算方法如下：

a) 卖方节点发电企业参与省间电力现货交易，自行承担省间电力现货交易与送端省内现货市场出清产生的盈亏，并按照交易电量承担送端省内系统运行费及线损费用，省间电力现货交易的收入计算公式为：

省间电力现货交易收入=日前现货交易执行电量（卖方节点）×日前出清价格（卖方节点）+日内现货交易执行电量（卖方节点）×日内出清价格（卖方节点）。

b) 买方节点电网企业和经营主体参与省间电力现货交易，买方节点为电网企业的，省间电力现货交易与受端省内现货市场出清产生的盈亏由受端省代理购电用户分享或分摊，买方节点为经营主体的自行承担相关盈亏，省间电力现货交易的支出费用计算公式为：

省间电力现货交易支出=日前现货交易执行电量（买方节点）×折算后日前出清价格（买方节点，含输电价格和网损折价）+日内现货交易执行电量（买方节点）×折算后日内出清价格（买方节点，含输电价格和网损折价）。

c) 买方、卖方节点电能出清价格确定方法与4.3.3、5.3.3节一致。其中，各节点参与省间电力现货市场购电结算中，卖方节点价格向买方节点折算时，按相关规则计入区域电网的输电价格和网损。

d) 卖方节点日均结算价格上限，按上年度省间电力现货市场覆盖范围内各省省内现货市场正式申报价格上限的最高值确定。省间电力现货市场运行中，卖方任一节点当日出清加权平均电价超过日结算加权平均价格上限后，在结算环节对该节点96点分时出清电价等比例调减（调减至日均结算价格上限），调减后的96点分时电价为该节点结算电价。日前市场与日内市场分别计算、触发和调减。

8 市场风险防控

8.1 风险干预

风险干预是指经政府主管部门事前授权，在特定的情况下，市场运营机构依据市场规则采取一定措施对电力市场运行进行调整，确保电网和市场安全平稳运行。

8.1.1 风险干预启动条件

为保障电网安全稳定运行，当出现如下情况时，市场运营机构可按照政府主管部门授权进行风险干预：

a) 出现电网故障、系统频率或电压超过正常范围、设备超过稳定限额等情况，电网无法安全稳定运行。

b) 因突发性社会事件、异常气象和自然灾害等，威胁电网安全运行或电力可靠供应。

c) 可再生能源预测出现重大偏差，影响市场正常运行。

d) 相关技术支持系统（智能电网调度技术支持系统（含现货功能）、交易中心交易平台、数据通信系统等）故障，影响市场正常运行。

e) 落实政府部门的特殊管控要求。

f) 其他必要情况。

8.1.2 风险干预措施

当出现 8.1.1 所述情况时，可采取如下风险干预措施：

a) 调整市场交易范围，暂停指定范围内的电力市场交易。

b) 调整市场交易时间，暂缓组织市场交易。

c) 取消一定时段的日前交易或日内交易。

d) 重新进行日前或日内出清计算。

e) 根据调度规程采取维持电网安全稳定运行及电力可靠供应所需的措施。

f) 其他维护市场正常交易和竞争的手段。

8.1.3 风险干预流程

8.1.3.1 风险干预启动

市场运营机构依据市场规则，当市场运行达到风险干预启动条件后，采取相关手段对市场进行干预，确保电网、市场平稳运行。

8.1.3.2 风险干预通知

采取风险干预措施后，市场运营机构应通知相关对象风险干预的原因和范围等信息。

8.1.3.3 风险干预记录

风险干预期间，市场运营机构应记录干预时间、干预操作、干预原因等内容。

8.1.3.4 风险干预结束

市场运营机构确定市场风险已消除，市场具备恢复正常运行条件时，结束风险干预。

8.2 市场中止

经政府主管部门事前授权，当无法保证电网安全稳定运行、电力可靠供应或市场秩序受到严重扰乱时，市场运营机构可按照规则中止市场交易，电力调度机构按照安全第一的原则及时进行处置。

8.2.1 市场中止启动条件

当出现以下情况时，市场运营机构可中止省间电力现货交易：

a) 因突发性社会事件、异常气象和自然灾害等，电力供应出现严重不足或电网运行出现较大风险。

b) 发生重大电源或电网故障，严重影响电力有序供应或电力系统安全运行。

c) 相关技术支持系统（智能调度技术支持系统（含现货功能）、交易中心交易平台、数据通信系统等）发生故障，导致短期内无法正常组织市场交易。

d) 其他严重异常情况。

8.2.2 市场中止措施

当出现 8.2.1 所述情况时，可采用如下处理措施：省间电力现货交易中止时，不再组织省间电力现货交易，各级电力调度机构依据调度规程，以保障电网安全运行、电力有序供应为原则，及时进行相关处置，调整电网运行方式。

当市场长时间中止时，按照《电力市场计量结算基本规则》及《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则》等市场规则、细则，参照 7.2.2 相关流程，对已经达成的省间电力现货交易出具结算依据并进行结算。

8.2.3 市场中止流程

8.2.3.1 市场中止启动

市场运营机构依据市场规则，当市场运行达到市场中止启动条件后，采取相关手段中止市场运行，确保电网安全稳定运行。

8.2.3.2 市场中止通知

市场中止由市场运营机构通知相关对象，通知的内容包括市场中止的原因、范围和开始时间。

8.2.3.3 市场中止记录

市场运营机构可在采取中止措施后，记录中止的原因、起止时间等内容，并报国家发展改革委、国家能源局备案。

8.2.3.4 市场中止结束

市场运营机构确定导致市场中止的情形消除后，可恢复市场交易，并向各市场成员公告通知。

9 信息披露

9.1 信息披露管理

北京电力交易中心总体负责省间电力现货信息披露的实施，按《电力市场信息披露基本规则》要求和向国家能源局报备的披露规范，通过信息披露平台发布信息。

根据省间电力现货交易工作实践需要，按《电力市场信息披露基本规则》要求，逐步完善信息披露管理工作。

9.2 信息分类

按照信息披露要求和公开范围，省间电力现货交易的信息可以分为公众信息、公开信息、特定信息三大类。

9.2.1 公众信息

公众信息指向社会公众披露的信息，属于非保密信息。包括但不限于：

a) 业务标准规范（电网安全校核规范）。

b) 市场暂停、中止、重新启动等情况。

9.2.2 公开信息

公开信息指向有关市场成员披露的信息，包括但不限于：

a) 电力现货市场第三方校验报告。

b) 电网主要网络通道示意图（500kV 电压等级及以上）。

c) 约束信息，包括发输变电设备投产、退役计划、发输变电设备检修计划、省间联络线输电可用容量等。

d) 参数信息，包括市场出清模块算法及运行参数、价格限值

等。

e) 预测信息，包括直调发电总出力预测、水电（含抽蓄）总出力预测等。

f) 中长期交易安全校核及原因。

g) 现货市场申报、出清信息，包括日前、日内平均申报电价，日前、日内各时段出清电量及各类电源电量，日前、日内平均出清电价等。

h) 日前及日内运行信息，包括机组状态、发电总出力、水电（含抽蓄）总出力、省间联络线输电情况、发输变电设备投产、退役计划执行情况、发输变电设备检修计划执行情况、重要线路实际停运情况、发电机组非停情况等。

i) 月内现货交易成交均价及电量。

j) 发电机组转商情况。

k) 市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预主体、干预操作、干预原因等。

9.2.3 特定信息

特定信息指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息，包括但不限于成交信息、结算信息等。

9.3 其他

省间电力现货交易的披露信息调整、披露信息安全管理、封存等其他业务，参照《电力市场信息披露基本规则》相关规定执行。

10 合同管理

省间电力现货交易合同以经营主体在报价前签订的电子承诺书和包含交易结果、电子签名的电子交易单为依据，不再签订纸质合同。

电子交易单内容包括：交易主体、交易时间、交易电量、交易电力、交易价格、跨省区联络线、输电价格、交易计量等交易信息。

电力调度机构将签订的电子承诺书和电子交易单提供给交易中心，作为交易结算依据。

11 免责条款

电网企业应按照国家关于健全自然垄断环节监管有关要求，承担电网公平开放、普遍服务、保障电网安全稳定运行等义务，依法依规接受监管。

不可抗力引发的发输变电设备异常，造成其他市场成员经济损失的，其设备所属的相关方不承担经济责任。不可抗力指对市场和电力系统有严重影响的不能预见、不能避免并不能克服的客观情况。

出现电力系统发生重大事故、系统安全稳定受到威胁、电力供应无法保持平稳有序等情况，市场运营机构按规定对市场进行干预或中止，电力调度机构按“安全第一”的原则处理，并予以免责。

12 规则管理

12.1 拟定与发布

本规则由国家电网有限公司拟定，由国家发展改革委、国家能源局批准。

12.2 规则补充与修订

12.2.1 规则紧急补充

根据市场运营和电网运行情况，市场运营机构和经营主体均可向政府主管部门申请制定本规则的临时条款。临时条款按照以下要求执行：

a) 临时条款由政府主管部门批准。

b) 临时条款一经发布立即生效，与临时条款相抵触的原条款同步失效。

12.2.2 规则修订

如有必要，市场运营机构可向政府主管部门提出市场交易规则修订建议。对于市场交易组织相关操作细节条款的修改（如交易环节时间节点、交易覆盖周期等），可经北京电力交易中心市场管理委员会审议后，以附加条款形式予以补充。

13 附则

本规则应与现行的法律法规、技术规程等国家政策、行业标准相统一，当本规则与最新政策、行业标准发生矛盾时，应服从最新政策、行业标准的规定。

本规则由国家电网公司负责解释。

本办法自发布之日起施行。