

附件

**新疆电力顾客与发电企业
直接交易实施细则
(修订稿)**

2023年3月18日

目 录

1. 总则	5
1.1 目的	5
1.2 根据	5
1.3 合用范围	6
1.4 原则	6
1.5 交易品种	6
1.6 交易电量	7
1.7 其他	7
2. 市场管理	8
2.1 市场交易主体、电网运营企业和市场运营机构权责	8
2.2 市场准入与退出	10
2.2.1. 基本准入条件	10
2.2.2. 市场准入条件	10
2.2.3. 进入与退出机制	10
2.3 市场交易主体注册与注销	11
2.4 电力顾客购电模式	13
2.5 市场交易规则修订	14
2.6 临时条款的制定	15
3. 交易方式	15

3.1 双边协商交易.....	15
3.2 集中撮合和集中竞价交易.....	15
3.2.1 概述.....	15
3.2.2 申报数据格式.....	16
3.2.3 集中交易出清计算措施.....	17
3.3 安全校核.....	20
4. 年度（季度）交易组织.....	22
4.1 概述.....	22
5. 年度（季度）交易程序.....	24
5.1 基础信息公布.....	24
5.2 交易准备（季度参照执行）.....	24
5.3 交易公告.....	24
5.4 交易申报.....	25
5.5 交易汇总与出清.....	25
5.6 安全校核.....	25
5.7 交易成果公布.....	25
6. 月度交易组织.....	25
6.1 概述.....	25
6.2 月度交易流程.....	25
6.2.1 交易准备（含基础信息公布）.....	25

6.2.2 交易公告.....	25
6.2.3 交易申报.....	25
6.2.4 交易汇总与出清.....	25
6.2.5 安全校核.....	25
6.2.6 交易成果公布.....	25
7. 交易价格.....	25
7.1 概述.....	25
7.2 直接交易价格.....	25
7.3 输配电价及线损.....	25
7.4 政府性基金及附加.....	25
7.5 其他.....	25
8. 交易协议及偏差电量.....	25
8.1 概述.....	25
8.2 协议的签订.....	25
8.3 协议的变更与修改.....	25
8.4 协议的违约与解除.....	25
8.5 偏差电量.....	25
8.6 不可抗力.....	25
9. 交易执行.....	25
9.1 概述.....	25

9.2 年度（季度）交易计划.....	25
9.2.1 概述.....	25
9.3 月度交易计划编制.....	25
9.4 月度交易计划执行.....	25
10. 计量与结算.....	25
10.1 概述.....	25
10.2 计量点与计量装置.....	25
10.3 计量数据采集.....	25
10.4 计量数据确认和替代措施.....	25
10.5 电量结算.....	25
10.5.1 电量结算原则.....	25
10.6 电费结算.....	25
10.6.1 电力顾客.....	25
10.6.2 发电企业.....	25
10.6.3 电费及违约金支付.....	25
11. 信息披露.....	25
11.1 信息分类.....	25
11.1.1 按照信息保密要求和公开范围分类.....	25
11.1.2 按照信息内容和主要用途分类.....	25
11.2 信息管理.....	25

11.3 市场运营信息公布.....	25
11.4 保密要求	25
12. 市场干预及终止	25
13. 争议与违规处理	25
14. 名词解释	25

1. 总则

1.1 目的

为落实落实《有关进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2023〕9号）文件及有关配套文件精神，深化电力体制改革，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，进一步规范 and 推动电力顾客与发电企业直接交易（如下简称直接交易），放开顾客电力采购和发电企业电力销售的自主权，完善电价形成机制，增进规范透明的市场交易机制建设，实现电力交易的公开、公平、公正，制定本细则。

1.2 根据

本细则根据《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国可再生能源法》、《有关完善电力顾客与发电企业直接交易试点工作有关问题的告知》（电监市场〔2023〕20号）、《有关印发〈电力顾客与发电企业直接交易试点基本规则（试行）〉的告知》（电监市场〔2023〕50号）、

《有关开展电力顾客与发电企业直接交易有关事项的告知》（国能综监管〔2023〕258号）、《有关规范电力顾客与发电企业直接交易有关工作的告知》（国能综监管〔2023〕506号）、《有关改善电力运营调整增进清洁能源多发满发的指导意见》（发改运营〔2023〕518号）、《有关做好2023年电力运营调整工作的告知》（发改运营〔2023〕413号）、《有关做好“三北”地域可再生能源消纳工作的告知》（国能监管〔2023〕39号）等国家有关法规、规程、行业原则、文件，按照《有关研究2023年第一批发电企业与电力顾客直接交易（试点）有关问题的会议纪要》（新政阅〔2023〕9号）、《新疆电网2023年第一批发电企业与电力顾客直接交易（试点）方案》（新经信电〔2023〕103号）拟定的原则，结合国家电网企业编制的《电力顾客与发电企业直接交易运营规则》和国内直接交易试点省执行的实施细则，进行编制。

1.3 合用范围

新疆区域内开展的电力顾客与发电企业直接交易（如下简称：直接交易）均合用于本细则。

1.4 原则

1.4.1 坚持市场化方向和市场主导的原则。在发电和用电侧引入市场竞争机制，公平开放电网，经过价格信号反应电力市场供需情况，发挥市场配置电力资源的作用。

1.4.2 坚持“安全第一”的方针，维护电力调度秩序，确保电力系统安全稳定运营和电力有序供给。

1.4.3 坚持节能减排原则，增进产业构造优化调整。参加试点的电力顾客和发电企业必须符合国家产业政策和有关节能环保保护的要求。

1.4.4 坚持稳妥推动的原则，兼顾各方利益，控制市场风险，增进可连续健康发展。直接交易应建立运营规则和统一的交易平台，实施有效的市场监管，规范有序地开展试点工作。

1.4.5 坚持“公开、公平、公正”原则，建立规范透明

的交易机制，交易主体自愿参加、自主选择交易方式。

1.5 交易品种

1.5.1 按照交易期限，直接交易分为年、季、月度交易。

1.5.2 按照交易组织方式，直接交易分为双边协商交易、集中撮合（竞价）交易、挂牌交易等。

1.5.3 年度（季度）交易电量应分解到月度，并按月进行月度电量结算，年度（季度）进行清算。

1.6 交易电量

1.6.1 新疆区域直接交易电量在确保电网安全情况下，根据符合新疆电网准入条件并注册的顾客需求预测拟定。现阶段年度交易电量暂按政府印发的直接交易会议纪要和实施方案拟定的原则执行。

1.6.2 直接交易电量在政府拟定的发电企业优先发电权电量之外单列，试点阶段发电企业的发电容量剔除原则暂按政府印发的直接交易会议纪要和实施方案执行，后期伴随直接交易开展情况另行制拟定。

1.6.3 参加直接交易的发电企业、电力顾客与电网运营企业的调度、结算等关系不变，由电网运营企业分别与发电企业、电力顾客进行结算。电力顾客直接交易的电力电量仅限于生产自用，不得转售。

1.6.4 新疆区域内直接交易原则上经过既有公用电网线路以及用电户已经有自备电力线路实现，确需新建、扩建、改建线路的，应按有关要求推行手续。

1.7 其他

1.7.1 本细则中涉及电力的量纲为兆瓦（MW），电量的量纲为兆瓦时（MWh），电价量纲为元/兆瓦时（元/ MWh）。

1.7.2 交易组织须提前公告。

2. 市场管理

2.1 市场交易主体、电网运营企业和市场运营机构权责

2.1.1. 市场交易主体涉及发电企业、电力顾客（趸售供电企业内顾客）。

市场运营机构涉及电力交易机构（简称电力交易中心）、电力调度机构（现为电力调度控制中心，简称电力调控中心）。

（1）电力顾客（趸售供电企业内顾客）：指符合准入条件、完毕注册手续的电力顾客。

（2）发电企业：指符合准入条件、完毕注册手续的发电企业。

（3）电网运营企业：指符合准入条件、完毕注册手续的电网运营企业。

2.1.2 电力顾客

负责本身的用电安全；按规则参加直接交易，进入和退出符合要求；签订和推行交易协议及协议；按时足额支付电费；按要求披露和提供有关信息，取得直接交易和输配电服务等有关信息；遵守《供用电协议》、《调度运营规程》和需求侧管理要求，服从电力调度机构的统一调度。

2.1.3 发电企业

负责本身电力安全；按规则参加直接交易，进入和退出符合要求；签订和推行交易协议及协议；按要求提供辅助服务；按要求披露和提供有关信息，取得直接交易和输配电服务等有关信息；遵守《并网调度协议》、《调度运营规程》，服从电力调度机构的统一调度。

2.1.4 电网运营企业

保障输配电设施的安全稳定运营，为市场交易主体提供公平的输配电服务、电网接入服务和售电服务；按要求披露和提供电网有关信息；按要求收取输配电费，代收代付电费和政府基金及附加等；

2.1.5 市场运营机构

(1) 负责管理市场交易主体的注册、注销、变更；负责组织开展年度、季度和月度直接交易；负责直接交易协议及协议管理；负责编制直接交易月度计划；负责直接交易电量抄录、结算和统计分析；负责公布电力市场信息；经授权对市场采用干预措施；负责电力交易平台（含电力市场交易运营系统，简称交易运营系统）的管理；负责执行有序用电方案；负责发电侧计量关口点和计量装置管理；负责直接交易有关业务征询。

(2) 负责所辖电力系统的调度运营，保持电网安全稳定运营，保持电力电量实时平衡；负责提供直接交易有关的电网运营、检修信息；负责直接交易的安全校核和输电阻塞管理；负责执行各类直接交易协议，根据月度交易计划编制调度运营计划，并组织落实。

(3) 结合新疆电网网架构造特点、受阻等约束条件，提出直接交易准入和退出的意见和提议。

(4) 根据电力行政主管部门审核公布的准入成果，组

织参加直接交易的发电企业、电力顾客在交易平台上完毕注册后，并在交易平台上对经过审核的发电企业、电力顾客赋予直接交易权限；对上年开展了直接交易、但本年度资格复核不经过的电力顾客和发电企业，由市场运营机构根据电力行政主管部门公布的准入名单，在交易平台上取消其直接交易资格。

2.2 市场准入与退出

2.2.1. 基本准入条件

参加直接交易的市场交易主体，应该是具有法人资格、财务独立核实、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核实的电力顾客、发电企业经法人单位授权，可参加相应的直接交易。

2.2.2. 市场准入条件

2.2.2.1 电力顾客

(1) 按照电压等级或用电容量（1000KVA）放开顾客参加直接交易。现阶段按照政府拟定的准入原则执行。

(2) 符合国家和新疆维吾尔自治区产业政策及节能环保保护要求。

2.2.2.2 发电企业

(1) 符合国家产业政策和基本建设审批程序，符合满足环境保护要求，取得发电业务许可证（发电类），火电机组单机容量达成本地要求的规模，并已转商业运营。现阶段在6月30日前还未满足实施方案准入要求的新建火电机组和新能源取消中标电量。

2.2.3. 进入与退出机制

2.2.3.1 进入直接交易市场的市场交易主体应保持相对稳定，在协议期（或交易期）内原则上不得退出，属本身责任被限制交易、自愿和强制退出的在三年内不得再次进入直接交易市场，并按协议和规则约定补偿有关损失。

2.2.3.2 市场交易主体有下列行为之一的，电力交易中心经授权后可取消其直接交易市场注册，并由市场交易主体承担相应违约责任。

(1) 已注册的市场交易主体发生兼并、重组、合并、分立、破产等变化，要求注销原市场交易主体的；电力业务许可证已注销、退出商业运营、不能继续推行协议的；

(2) 违反市场规则（如相互串通报价，恶意报价，严重扰乱交易市场秩序的）；

(3) 违反国家电力或环境保护政策的；

- (4) 未经许可私自将所购电力转售给其他顾客的；
- (5) 无正当理由不服从电网统一调度的；
- (6) 不按时缴清电费，拖欠直接交易电费的。
- (7) 参加直接交易的企业出现重大安全隐患；
- (8) 其他违法违规行为。

2.3 市场交易主体注册与注销

2.3.1 市场交易主体须在电力交易机构进行登记，并进行直接交易市场注册后可参加直接交易，基本注册程序如下：

(1) 市场交易主体至少在 10 个工作日（或每年拟定购电模式的 20 个工作日前）向电力交易中心提交书面的注册申请材料，涉及交易运营系统使用申请书。

电力顾客注册申请材料涉及：电力顾客参加直接交易注册申请表、交易员注册申请表、数字认证证书（电力交易证书）申请表，以及

企业营业执照、组织机构代码证、税务登记证、供用电协议、与电网运营企业发生供用电关系的顾客编码、准入目录等原件或复印资料。

发电企业注册申请材料涉及：发电企业参加直接交易注册申请表、交易员注册申请表、数字认证证书（电力交易证书）申请表，以及企业营业执照、组织机构代码证、税务登记证、发电业务许可证、准入目录等原件或复印资料。

(2) 电力交易中心在收到注册申请材料后 10 个工作日内完毕审核，向审核经过的市场交易主体发送审核经过告知书；向审核未经过的市场交易主体发送审核未经过告知书，书面阐明原因，并向监管机构备案。

(3) 收到审核经过告知书的交易主体在 5 个工作日之内，签订直接交易入市协议及交易运营系统使用协议等。电力交易中心向市场交易主体提供交易运营平台账号、使用手册和数字认证证书等资料，并根据市场交易主体需要进行必要的操作培训。

(4) 市场交易主体在 2 个工作日内完毕交易运营平台注册工作，电力顾客经过交易运营系统选定购电模式。

2.3.2 已注册的市场交易主体,当注册信息发生变化时,在 10 个工作日内,向受理其注册的电力交易中心书面报送信息变更情况以及变更后的注册信息,电力交易中心在 5 个工作日之内完毕注册信息变更。

2.3.3 出现下列情况之一者,电力交易中心应注销市场交易主体的交易资格:

- (1) 符合 2.2.3 节要求取消交易主体资格的;
- (2) 无正当理由未经过年度资格复核且的;
- (3) 违反电力市场交易规则,符合退出条件的;
- (4) 市场交易主体提出退出申请,经审核同意的。

2.3.4 市场交易主体资格注销后,必须按下列要求执行:

- (1) 停止直接交易;
- (2) 在 15 个工作日内结清与其他市场交易主体的账目及款项;

(3) 在资格注销前与其他市场交易主体存在的争议仍经过市场争议处理程序处理。

2.3.5 市场交易主体完毕注册、信息变更、注销手续后，电力交易中心在3个工作日内经过交易平台公布有关信息，并向能源监管机构报备。

2.3.6 直接交易主体变更注册或撤消注册，应该向电力交易机构提出申请，经同意后，方可变更或撤消注册；当已完毕注册的直接交易主体如不能继续满足准入市场的条件时，由电力交易机构强制撤消注册。

2.3.7 市场交易主体被强制或自愿退出市场，未完毕的协议和协议，能够在要求的时间内进行转让，未转让的终止执行，并由违约方承担相应的违约责任。

2.4 电力顾客购电模式

2.4.1. 完毕直接交易注册的电力顾客可选三种购电模式：全额直接交易模式、部分直接交易模式和全额向电网购电模式（即不参加直接交易）。

(1) 选择全额直接交易模式的电力顾客能够市场方式直接向发电企业购电，须提前向电力交易机构申报年度、季度、月度购电计划（实际中标的直接交易分月电量能够在月度交易计划编制 10 日前提出修改申请，但交易周期内应完毕全部中标电量），电量的执行、偏差电量计算、违约责任承担等按本细则要求执行。

(2) 选择部分直接交易模式的电力顾客应提前向电力交易机构申报年度、季度、月度购电计划（含直接交易电量的购电计划），约定的直接交易协议（协议）月度交易电量分月进行滚动调整。

(3) 选择全额向电网购电模式时（即不参加直接交易），其全部用电量均向电网运营企业购置。

2.4.2 电力顾客的购电价格由直接交易价格、电网输配电价和政府性基金及附加三部分构成。现阶段，选择双边直接交易的，事先明确交易模式，交易价格由电力顾客与发电企业经过自主协商拟定；选择集中撮合（竞价）的，根据事

先明确交易模式，交易价格执行集中撮合（竞价）后的市场
交易价格。详细交易模式如下：

(1) 顺推法

发电企业价格变动部分可全部传导到电力顾客侧，即直接交易价格按照交易中标电价执行，交易中标电量相应的电度电价执行交易中标电价，交易中标电量相应的基本电价维持原原则不变；

(2) 输配电价法

发电企业价格变动部分叠加输配电价变动部分累加后全部传导到电力顾客侧，即直接交易价格按照交易中标电价执行，交易中标电量相应的电度电价执行交易中标电价，交易中标电量相应的基本电价按“输配电价”相应的原则执行。输配电价执行直接交易会议纪要和实施方案拟定的原则。

2.5 市场交易规则修订

2.5.1 市场交易主体及市场运营机构有义务定时提出修改实施细则的提议。

2.5.2 能源监管机构负责实施细则的修订。

2.6 临时条款的制定

2.6.1 如实施细则不适应电力市场交易需要的，监管机构可制定临时条款，向市场组员阐明制定的理由后实施。

2.6.2 临时条款一经公布立即生效，本实施细则中与临时条款相抵触部分临时失效。

2.6.3 临时条款应制定使用期，在使用期内，应及时根据实际情况组织修订本实施细则的有关条款，修订的条款生效后，临时条款自动失效。

3. 交易方式

3.1 双边协商交易

电力顾客与发电企业按照平等、自愿原则，自主协商拟定直接交易意向并明确交易模式

，涉及交易电量、交易价格、执行时间、违约电量补偿原则等内容，在要求时间内向电力交易平台提交，经电力交易中心汇总初审、电力调度机构安全校核后，双方按照安全校核成果签订直接交易协议（或协议）并执行。

3.2 集中撮合和集中竞价交易

3.2.1 概述

电力顾客与发电企业经过电力交易平台申报直接交易需求，由电力交易平台按照要求计算措施进行出清计算，拟定各购售电主体直接交易电量和电价，形成无约束交易成果，经电力调度机构安全校核后形成交易成果，各方根据交易成果签订直接交易协议（或协议）并执行。

3.2.2 申报数据格式

3.2.2.1 直接交易申报数据主要涉及执行时间（年度、季度交易要求明确执行月份）、电量和电价等。交易期内，发电企业最多能够按照申报价格单调增的方式申报三个(含)

以内的价格、电量对，电力顾客按照申报价格单调减的方式至多申报三个（含）以内的价格、电量对。

3.2.2.2 申 报 价 格 方 式 :

(1) 发电企业：以交易基准电价 250 元/兆瓦时为原则，申报相相应的价格变量（正数表达涨价幅度，负数表达降价幅度，能够为 0）；如设定了申报价格变量限价时，其变动范围不得超出限价幅度，超出限价幅度的视为不合格报价。

(2) 电力顾客：可按照已拟定的其中一种交易模式（“输配电价法”或“顺推法”）要求的原则进行申报。

采用“输配电价法”交易模式的：以交易基准电价 250 元/兆瓦时为原则，与本企业用网电压等级（如 110 千伏、35 千伏、10 千伏等）相应的输配电价、线损电价，以及各地（州、市）相应的政府性基金及附加电价之和为申报价的折算基准数值，申报相应的变量（正数表达涨价，负数表达降价，能够为 0）；

采用“顺推法”交易模式的：以本企业参加交易前的用网电度电价（目前执行的 110 千伏、35 千伏、10 千伏等顾客到户电度电价）为基准，申报直接交易电价相应的变量（正数表达涨价，负数表达降价，能够为 0）；

3.2.2.3 电子化申报的程序和措施：电力顾客与发电企业使用数字认证证书登录交易运营系统，按照要求的格式录入电量、电价、交易执行时间等信息，并点击确认完毕申报工作，交易运营系统对申报信息进行加密、传播、保存处理。

3.2.2.4 电力顾客与发电企业申报总电量的最小值为10兆瓦时，能够按照10兆瓦时的整数倍向上增长申报电量；申报电价精确到0.1元/兆瓦时

3.2.3 集中交易出清计算措施

3.2.3.1 集中撮合“高下匹配法”。

根据发电企业的报价，首先将最低的卖出变量与最高的卖出变量进行排队（降价排到涨价）；其次根据顾客的报价，将最高的买入直接交易电价变量与最低的买入直接交易电价变量进行排队（涨价排到降价）；最终对卖出和买入电价进 行 比 较

配对和出清。匹配方式为：第一步将最高买入价与最低卖出价优先配对，配对成功为预成交（成交电量为买方与卖方申报电量最小值，成交电价为配对双方中间报价之和的二分之一）；第二步将次高买入价与最低卖出价进行配对，成交量与电价同上，若买入价高于或等于卖出价则匹配预成交，直到发电企业最高卖出电量成交完毕或顾客最低买入价成交完毕为止，如设定最高约束电量的，出清电量不得超出最高约束电量（达成约束电量时等百分比成交），若同等条件匹配成交量时，按照电力顾客申报电量等百分比匹配。

3.2.3.2 集中撮合“最低价匹配法”。

根据发电企业的报价，第一步将发电企业按申报电价高下的变量进行排序；第二步根据顾客的申报电价变量进行排序；第三步根据卖出和买入电价进行撮合、配对和出清。匹配方式为：首先将最低卖出价与最接近买入价优先撮合配对，配对成功为预成交（成交电量为发电企业和电力顾客申报电量最小值，成交电价为撮合配对双方中间报价之和的二分之

一), 其次将次高卖出价与最接近买入价进行撮合配对, 成交电量、电价同上, 直到顾客最高买出电量 (或发电企业最高卖出电量) 成交完毕为止, 如设定最高约束电量的, 出

清电量不得超出最高约束电量（达成约束电量且条件相同同步等百分比成交），若同等条件匹配成交电量时，按照电力顾客申报电量等百分比匹配。

3.2.3.3 集中竞价“边际电价法”

根据发电企业的报价，将发电企业按申报电价高下的变量进行排序，将顾客的申报电价变量进行排序，将卖出和买入电价进行比较

、并将相应的申报交易电量、电价均设定为匹配条件进行出清。匹配出清方式为：将发电企业申报的最低卖出价、申报电量两项指标进行排序，再对次低卖出价、申报电量进行排序和累加，直到申报电量达成交易要求的总量时，形成相应的卖出价；将电力顾客申报的最低买出价、申报电量两项指标进行排序，再对次低买出价、申报电量进行排序和累加，直到申报电量达成交易要求的总量时，形成相应的买出价；当卖入价和买出价相同步为边际电价出清条件，进行预出清，并计算成交电量（如已设定约束电量，则不得超出要求的约束电量，少于约束电量时，能够出清）。预出清电价为全部中标发电企业边际电价，其成交电量均按边际电价相应的电量拟定，若同等条件匹配成交电量时，按照顾客申报电量等百分比匹配。

3.2.3.4 出清计算

第一阶段：预出清计算

首先对电力顾客与发电企业预先匹配成功交易电价、电

量的进行预出清计算；然后对其次匹配成功的交易电价、电量进行出清计算。基本流程如下：

发电企业直接交易电价=发电企业基准电价 250 元/兆瓦时-发电企业出清的变动价格（申报卖出报价后的出清成交价格）。

电力顾客买入价格按两种交易模式进行出清计算：

（1）采用“输配电价法”交易模式，电力顾客直接交易价格（与电度电价相对应）=发电企业直接交易电价+核定输配电价+线损电价+本地政府性基金及附加；

（ 2 ） 采 用 “ 顺 推 法 ”

交易模式，电力顾客直接交易价格（与电度电价相对应）
=本企业用网电度电价为基准-电力顾客出清变动价格（申报
买入报价后的出清价格）。

对于“高下匹配法”，按照申报卖出、买入报价进行匹
配，最终直接交易成交价格为配对双方报价之和的二分之一，
即成交价格=[电力顾客申报买入价格+发电企业申报卖出价
格]/2；

对于“最低价匹配法”，按照申报卖出、买入报价进行
匹配，最终直接交易成交价格为撮合配对双方报价差值的二
分之一，即成交价格=[电力顾客申报买入价格-发电企业申
报卖出价格]/2；

对于“边际电价法”，按照申报卖出、买入报价进行匹
配，最终直接交易成交价格为配对双方成交的边际电价，即
成交价格=[电力顾客申报买入价格-发电企业申报卖出价
格]=0 后，相应的边际出清价格；

当报价相同且发电企业申报总电量与用电申报总电量不匹配时，按照如下原则匹配交易电量：对于发电企业，环境保护发电机组的申报电量同等条件下优先成交(即含脱硫、脱销、高效除尘三部分的优先，其次含脱硫、脱销两部分的优先)；环境保护发电机组相同步按其申报电量的百分比匹配成交；电力顾客同等条件下按其申报电量的百分比匹配成交量，逐渐过渡到同等条件下能耗低的优先。

第二阶段为正式出清计算阶段：

根据预出清计算进行安全校核，当不满足安全约束要求需要调减直接交易电量时，调减发电企业的申报电量后进行匹配交易，直至满足直接交易计算出清，形成正式交易成果。

对于电力顾客，现阶段按照“分区方式”和“分顾客用电方式”进行校核和正式出清，如出现偏差电量时，偏差部分在乌昌地域平衡；

对于火力发电企业，按照“分区方式”和“机群方式”进行校核和正式出清；

对于新能源企业，按照“分区方式”和“就地平衡方式”
进 行 校 核 和 正 式 出 清 。

按照先新能源发电后火力发电机组的原则出清。

3.2.3.5 电力顾客如原用网电量执行峰谷电价的，直接交易电量按照平段电价申报、匹配和出清计算，直接交易相应的电量全部按照平段电价执行，网购电量执行原原则。

3.3 安全校核

3.3.1 安全校核涉及：调峰裕度校核、节能约束校核、电网阻塞校核、“机群方式”校核、“分区方式”校核、“就地平衡方式”校核、“新能源打捆方式”校核等。鉴于目前电源装机严重过剩、供热与新能源消纳矛盾比较突出的实际情况，安全校核充分考虑火电机组全停方式、个别月份新能源企业全停方式等。

3.3.2 电力调度机构基于预测电量、预测负荷及发电设备检修计划、电网设备检修计划、已拟定的“分区方式”和“机群方式”、“就地平衡方式”和“新能源打捆方式”

等已知边界条件进行安全校核。当边界条件发生变化时，在交易执行过程中能够根据电网安全运营需要调整已签订的协议电量。

3.3.3 电力调度机构对发电企业直接交易电量中标分月电量和总电量进行安全校核。当电网安全约束对发电企业直接交易电量（总电量及分月电量）产生影响时，出具安全校核总体意见并报监管机构备案。

3.3.4 基于总量和分月电量校核原则，电力交易中心应编制年度、季度、月度交易总方案，涉及直接交易电量等全部交易成份，提交电力调度机构进行校核。

3.3.5 当“发电机群方式”、“分区方式”与电力顾客所在“分区方式”参加直接交易时，以电力顾客申报的用电曲线、分月交易电量作为边界条件进行安全校核；当新能源企业参加交易时，以电力顾客所在“分区方式”进行同区域“就地平衡方式”安全校核；顾客与主网联结的供电设备（涉及线路、开关、变压器等）由有关责任方进行安全校核。

3. 3. 6

调峰能力校核是电力调度机构按照各发电厂提供调峰、调频、备用等辅助服务而且不影响清洁能源消纳的原则，分层、分区进行测算。调度机构根据调峰能力校核成果给出“影响清洁能源消纳”、“影响辅助服务提供”和“基本无影响”的评级。

3.3.7 电网阻塞校核是指根据电网运营构造和负荷预测，对可能出现的电网安全约束进行的预测性分析。电力调度机构根据安全分析情况，予以“机群方式”、“分区方式”、“就地平衡方式”存在“电网阻塞”、“无阻塞”的评级。

3.3.8 当不满足安全约束要求时，电力调度机构提供交易总方案调整提议，内容涉及待调整发电企业和电力顾客调减电量等提议，由电力交易中心对详细的交易电量进行调整。

3.3.9 当电量不满足安全约束要求、需要调减时，按如下原则进行：

(1) 集中交易优先于双边协商交易成交；

(2) 对于集中交易，价格低的交易电量优先成交；当

价格相同步，环境保护机组的交易电量优先成交；当价格和机组环境保护等级相同步，按照各自交易电量的百分比调减；

(3) 对于双边协商交易，按照交易意向提交时间先后顺序逆序调减交易电量，即先提交的交易意向优先成交。

3.3.10 每个交易周期（年、月），市场运营机构提前公布全网分月预测负荷、估计电网阻塞、发电检修（备用）计划、输变电设备停电计划，引导各市场组员主动规避电网安全约束。

4. 年度（季度）交易组织

4.1 概述

4.1.1 年度（季度）交易：电力顾客和发电企业自由选择交易对象，自主协商年度（季度）的直接交易意向，并经过双边协商和集中撮合、集中竞价、挂牌交易等交易方式拟定年度（季度）直接交易电量与电价。

4.1.2 年度（季度）交易采用双边协商交易方式的，按年度（季度）内滚动组织，参照政府拟定的年度优先发电权电量，综合考虑多种交易协议电量，拟定年内（季度内）各月的直接交易电量与电价。

4.1.3 年度（季度）交易由电力顾客与发电企业自由选择交易对象，自主协商年度（季度）交易意向，交易意向达成后，发电企业先登录交易运营系统，按照要求格式录入分月电量、电价等信息，然后电力顾客再登录确认并提交发电企业录入的信息；交易中心对交易意向进行初审后提交调度机构安全校核，形成直接交易成交成果，交易各方在10个工作日内根据直接交易成交成果签订直接交易协议。

4.1.4 年度（季度）双边协商交易与年度（季度）集中撮合交易、集中竞价的申报时间、汇总和出清时间、安全校核时间、交易成果公布时间相同。

在申报时间内，电力顾客与发电企业申报双边协商交易意向，同步也申报集中撮合交易需求；在汇总和出清阶段，首先对双边协商交易意向进行汇总，然后对集中撮合交易、集中竞价申报数据分别进行出清计算；在安全校核阶段，对涉及双边协商交易意向和集中撮合、集中竞价交易成果的交易预案进行统一的安全校核，消除阻塞时优先调整双边交易成果，其次调整集中交易成果；在交易成果公布时间，同步公布双边协商和集中撮合交易的最终成交成果。

5. 年度（季度）交易程序

5.1 基础信息公布

5.1.1 电力交易中心经过交易运营平台公布直接交易基础信息，涉及已注册的电力顾客和发电企业名单及其联络方式、发电企业装机容量、发电类型、上网批复电价，电力顾客用电类型、到户目录电价、供电电压等级、报装用电容量等，并根据市场交易主体注册情况及时更新有关信息

5.1.2 电力交易中心经过交易运营系统提供信息交流服

务，市场交易主体能够经过交易运营平台公布下一年度（季度）直接交易供需信息。

5.2 交易准备（季度参照执行）

5.2.1 每年 10 月份，电力顾客和发电企业上报下一年度投产计划至市场运营机构。

5.2.2 每年 11 月份，发电企业经过交易运营系统提交下一年度机组检修计划、各月可直接交易电量等信息，电力顾客经过交易运营系统提交下一年度各月用电需求信息。

5.2.3 每年 12 月前，市场运营机构负责编制和完毕下一年度电网电力电量平衡分析、电网输送能力分析、发电设备检修计划、输变电设备检修计划、直接交易发电企业可交易电量计算、直接交易顾客用电需求汇总等，在此基础上编制年度直接交易公告。

5.3 交易公告

5.3.1 每年 12 月份，经过交易运营平台公布年度直接交易公告，涉及但不限于如下内容：

(1) 下一年度参加直接交易发电企业的可交易电量规模和参加直接交易电力顾客的总用电需求；

(2) 参加直接交易电力顾客的年度用电利用小时数和年度平均利用小时数，其中，

年度用电利用小时数 = 1 至 10 月份用电量 ×

1.2/最大需量（或变压器报装容量）

年度平均利用小时数为各顾客年度用电利用小时数的电量加权平均值；

（3）输配电价原则、政府基金及附加、线损折价原则及变动情况，不同价区顾客电价情况；

（4）下一年度电网电力电量平衡预测成果，火电、水电等发电量预测；

（5）下一年度风电、光伏等新能源发电量预测；

（6）下一年度发电设备检修计划，涉及：检修设备、检修时间等；

（7）下一年度输变电设备停电计划，涉及：停电设备、主要工作内容、停电时间及对运营方式的影响等；

（8）下一年度跨区跨省交、直流通道输送能力及已经签订的协议；

（9）下一年度关停替代的发电量、上网电量指标及将要关停的机组容量等；

(10) 当年电网阻塞情况，涉及：电网安全约束、主要输电通道重载情况、主变负载率等；

(11) 下一年度电网阻塞估计，涉及：电网安全约束、经典潮流等；

(12) 下一年度各机组剩余发电量上限；

(13) 下一年度关键输电通道潮流极限和关键输电通道可用输送能力情况；

(14) 其他应披露的信息等。

5.3.2 交易公告公布后，电力顾客与发电企业参照公告信息，准备年度直接交易申报有关工作。

5.3.3 因存在不拟定性原因，电力交易中心公布的有关电网电力电量供需平衡、可再生能源发电、发电设备检修计划、输变电设备停电计划、估计电网阻塞等预测信息仅供市场交易主体参照，不承担因预测信息偏差对电力顾客和发电企业造成的损失。

5.4 交易申报

5.4.1 每年 12 月上旬直接交易公告公布后，电力顾客与发电企业经过交易运营系统申报年度双边协商交易意向和年度集中撮合、集中竞价交易需求。

5.4.2 年度双边协商交易意向主要涉及分月的直接电量和电价等信息。首先，由发电企业在交易运营系统中按照要求格式录入分月电量、电价、违约电量补偿原则等信息；然后，电力顾客登录交易运营系统进行确认、提交；交易运营系统将对每一笔成功提交的交易意向生成一种顺序号，交易双方能够据此进行查询，在申报截止时间之前，交易双方能够登录交易运营系统，取消、调整已经提交的交易意向。

5.4.3 年度集中撮合、集中竞价交易申报数据格式参见 3.2.2 节。

5.4.4 电力顾客的双边交易意向电量+集中交易申报电量+向电网购电电量为其下一年度全部用电量需求，集中交易未能成交的电量默觉得购网电量。

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。

如要下载或阅读全文，请访问：

<https://d.book118.com/857033013105006131>