新疆区域新能源发电企业与燃煤自备电厂

调峰替代交易实施细则

（暂行）

2016年4月

目 录

[1．总则 4](#_Toc449449669)

[1.1 目的 4](#_Toc449449670)

[1.2 依据 4](#_Toc449449671)

[1.3 适用范围 5](#_Toc449449672)

[1.4基本原则 5](#_Toc449449673)

[1.5交易品种 6](#_Toc449449674)

[1.6交易电量 6](#_Toc449449675)

[1.7其他 6](#_Toc449449676)

[2. 市场管理 7](#_Toc449449677)

[2.1 市场交易主体、电网运营企业和市场运营机构权责 7](#_Toc449449678)

[2.2 市场准入与退出 9](#_Toc449449679)

[2.2.1. 基本准入条件 9](#_Toc449449680)

[2.2.2. 市场准入条件 9](#_Toc449449681)

[2.2.3. 进入与退出机制 9](#_Toc449449682)

[2.3 市场交易主体注册与注销 10](#_Toc449449683)

[2.4 燃煤发电机组调峰替代下网购电模式 12](#_Toc449449684)

[2.5 市场交易规则修订 14](#_Toc449449685)

[2.6 临时条款的制定 14](#_Toc449449686)

[3. 交易方式 14](#_Toc449449687)

[3.1 集中撮合和集中竞价交易 14](#_Toc449449688)

[3.1.1 概述 14](#_Toc449449689)

[3.1.2申报电量和价格 15](#_Toc449449690)

[3.1.3集中交易出清计算方法 16](#_Toc449449691)

[3.1.4集中交易出清 16](#_Toc449449692)

[3.1.5集中交易安全校核 21](#_Toc449449693)

[4. 年度交易组织 22](#_Toc449449694)

[4.1概述 22](#_Toc449449695)

[5. 年度交易程序 23](#_Toc449449696)

[5.1 基础信息发布 23](#_Toc449449697)

[5.2 交易准备 23](#_Toc449449698)

[5.3交易公告 24](#_Toc449449699)

[5.4 交易申报 26](#_Toc449449700)

[5.5交易汇总与出清 27](#_Toc449449701)

[5.6安全校核 27](#_Toc449449702)

[5.7交易结果发布 27](#_Toc449449703)

[6．交易合同 28](#_Toc449449704)

[6.1 概述 28](#_Toc449449705)

[6.2 合同签订 28](#_Toc449449706)

[6.3 合同的变更与修改 28](#_Toc449449707)

[6.4 合同的违约与解除 29](#_Toc449449708)

[7．偏差电量 30](#_Toc449449709)

[7.1偏差电量定义 30](#_Toc449449710)

[7.2 偏差电量的处理原则 30](#_Toc449449711)

[8．交易执行 32](#_Toc449449712)

[8.1 概述 32](#_Toc449449713)

[8.2 年度交易计划 32](#_Toc449449714)

[8.2.1 概述 32](#_Toc449449715)

[8.3 月度交易计划编制 32](#_Toc449449716)

[8.4 月度交易计划执行 34](#_Toc449449717)

[9. 计量与结算 36](#_Toc449449718)

[9.1 概述 36](#_Toc449449719)

[9.2 计量点与计量装置 36](#_Toc449449720)

[9.3 计量数据采集 37](#_Toc449449721)

[9.4 计量数据确认和替代方法 38](#_Toc449449722)

[9.5 电量结算 38](#_Toc449449723)

[9.5.1 电量结算原则 38](#_Toc449449724)

[9.5.2 电量结算顺序 42](#_Toc449449725)

[9.6. 违约电量的计算与处理原则 42](#_Toc449449726)

[9.7 电费结算 44](#_Toc449449727)

[9.7.1 燃煤自备电厂所属企业 44](#_Toc449449728)

[9.7.2 新能源企业 45](#_Toc449449729)

[9.7.3 电费及违约金支付 45](#_Toc449449730)

[10. 信息披露 46](#_Toc449449731)

[10.1 信息分类 46](#_Toc449449732)

[10.1.1按照信息保密要求和公开范围分类 46](#_Toc449449733)

[10.1.2按照信息内容和主要用途分类 47](#_Toc449449734)

[10.2 信息管理 47](#_Toc449449735)

[10.3 市场运营信息发布 48](#_Toc449449736)

[10.4保密规定 49](#_Toc449449737)

[11.市场干预及终止 49](#_Toc449449738)

[12.争议与违规处理 51](#_Toc449449739)

[13．名词解释 52](#_Toc449449740)

# 1．总则

## 1.1 目的

为贯彻落实《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）文件及相关配套文件精神，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，进一步规范和推进新能源企业与燃煤自备电厂调峰替代交易（以下简称调峰替代交易），拓展新能源消纳空间，完善电价形成机制，促进规范透明的市场交易机制建设，实现电力替代交易的公开、公平、公正。

## 1.2 依据

本细则依据《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国可再生能源法》、《关于印发可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源〔2016〕625号）、《关于改善电力运行调节促进清洁能源多发满发的指导意见》（发改运行〔2015〕518号）、《关于开展可再生能源就近消纳试点的通知》（发改办运行〔2015〕2554号）、《关于做好2016年电力运行调节工作的通知》（发改运行〔2016〕413号）、《关于做好“三北”地区可再生能源消纳工作的通知》（国能监管〔2016〕39号）、《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能新能〔2016〕54号）、《关于做好2016年度风电消纳工作有关要求的通知》（国能新能〔2016〕74号）等国家有关法规、规程、行业标准、文件等，同时参照《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》（发改经体〔2015〕2752号）、《热电联产管理办法》（发改能源[2016]617 号）文件要求，按照《关于2016年新疆电网清洁能源替代自备电厂促进自备电厂参与电网调峰工作方案的批复》（新经信电力函〔2016〕140号）确定的原则，结合新疆电网2015年新能源企业与燃煤自备电厂调峰替代交易试点情况及其他各省开展试点情况，编制本实施细则。

## 1.3 适用范围

新能源企业与燃煤自备电厂调峰替代交易（以下简称：调峰替代交易）是指在保证电网运行安全、全额消纳新能源、满足新疆区域内用电市场和外送电的基础上，充分挖掘燃煤自备电厂调峰空间，通过新能源替代自备电厂的调峰，实质性提高新能源的发电量。

本实施细则适用于新疆区域内新能源企业与燃煤自备电厂调峰替代交易（以下简称：调峰替代交易）。

## 1.4基本原则

1.4.1坚持市场化方向和市场主导。在新能源企业发电侧和燃煤自备电厂调峰和用电侧引入市场交易补偿机制，通过市场化手段，将补偿价格信号反映电网调峰能力增加，拓展新能源企业发电空间上，缓解因电网调峰受阻引起弃电电量的增加（因电网输送受阻另行解决），促进新能源消纳规模实质性增加，发挥市场配置电力资源的作用。

1.4.2坚持“安全第一”，公平开放电网，维护电力调度秩序，确保电力系统安全稳定运行和电力有序供应。

1.4.3坚持节能减排，促进产业结构优化调整。参与试点的新能源企业和燃煤自备电厂须符合国家产业政策和有关节能环保的要求，实现全社会节能减排。

1.4.4坚持稳妥推进，兼顾各方利益，预判市场风险，促进可持续健康发展。调峰替代交易试点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”，市场交易主体自愿参与，建立规范透明的交易机制。

## 1.5交易品种

1.5.1 按照交易期限，调峰替代交易分为年度交易。

1.5.2 按照交易组织方式，调峰替代交易分为集中撮合（竞价）交易、挂牌交易等。

1.5.3 年度交易电量应分解到月度，并按月进行月度实际电量结算，年度进行清算。

## 1.6交易电量

1.6.1调峰替代交易电量应以保证电网安全稳定运行和可靠供电为基础，根据自备电厂机组的综合调峰能力和新能源弃电情况进行全网综合平衡（发、用电负荷）后确定，现阶段暂按自治区经信委批复的清洁能源替代自备发电工作方案确定的原则执行。

1.6.2参加调峰替代交易的燃煤自备电厂所属企业、新能源发电企业与电网运营企业的调度、结算等关系保持不变，由电网运营企业分别与燃煤自备电厂所属企业、新能源企业进行电量、电费等的计量、确认和结算。燃煤自备电厂所属企业调峰替代交易的电力电量仅限于生产自用，不得转售。

1.6.3调峰替代交易电量不包括燃煤自备电厂调峰替代交易月度计划以外的非计划停运等产生的下网电量、计划停机超出调度机构确定的时间以后产生的下网电量增加等情况。

## 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），电价的量纲为元/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. 市场交易主体包括新能源企业和燃煤自备电厂。市场运营机构包括电力交易机构（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）新能源企业（替代方）：指符合准入条件、完成注册手续的风电、光伏发电企业。

（2）燃煤自备电厂（被替代方）：指符合准入条件、完成注册手续的燃煤自备电厂。

（3）电网运营企业：指符合准入条件、完成注册手续的电网运营企业。

2.1.2 新能源发电企业

按规则参与调峰替代交易；签订和履行调峰替代交易合同及协议；按规定提供辅助服务；按规定披露和提供相关信息，获得调峰替代交易和发电服务等相关信息；遵守《购售电合同》、《并网调度协议》、《调度运行规程》，服从电力调度机构的统一调度。

2.1.3燃煤自备电厂企业：

负责自身的发用电安全；按规则参与调峰替代交易；签订和履行调峰替代交易合同及协议；按时足额支付电费；按规定披露和提供相关信息，获得调峰替代交易和输配电服务等相关信息；遵守《供用电合同》、《并网调度协议》、《调度运行规程》和需求侧管理规定，服从电力调度机构的统一调度。

2.1.4 电网运营企业

**调峰替代交易的输电方**，保障输配电设施的安全稳定运行，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；按规定披露和提供电网相关信息；按规定收取输配电费，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；负责组织开展年度调峰替代交易；负责调峰替代交易合同及协议管理；负责编制交易月度计划；负责调峰替代交易电量抄录、结算和统计分析；负责发布电力市场信息；经授权对市场采取干预措施；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；负责调峰替代交易相关业务咨询。

（2）负责所辖电力系统的调度运行，保持电网安全稳定运行，保持电力电量实时平衡; 负责提供调峰替代交易相关的电网运行、检修信息；负责调峰替代交易的安全校核和输电阻塞管理；负责执行各类交易合同，根据月度交易计划编制调度运行计划，并组织落实。

（3）结合新疆电网网架结构特点、受阻等约束条件，提出调峰替代交易准入和退出的意见和建议。

（4）依据电力行政主管部门审核公布的准入结果，组织参与调峰替代交易的新能源发电企业、燃煤自备电厂所属企业在交易平台上完成注册后，并在交易平台上对通过审核的新能源发电企业、燃煤自备电厂所属企业赋予调峰替代交易权限；对上年开展了调峰替代交易、但本年度资格复核不通过的新能源发电企业和燃煤自备电厂所属企业，由市场运营机构依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调峰替代交易资格。

## 2.2 市场准入与退出

### 2.2.1. 基本准入条件

参加调峰替代交易的市场交易主体，应当是具有法人资格、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。内部核算的电力用户、发电企业经法人单位授权，可参与相应的交易。

### 2.2.2. 市场准入条件

2.2.2.1 新能源发电企业

符合国家产业政和基本建设审批程序，满足节能环保要求和并网技术要求，取得电力业务许可证（发电类），已转商业运营；现阶段在6月30日前尚未取得电力业务许可证（发电类）取消中标电量。配套直流（如天中直流）外送的新能源企业和分散式、分布式新能源企业暂不参与；

2.2.2.2燃煤自备电厂所属企业

符合国家产业政策及环保要求，其机组应与所属企业用电负荷相匹配，即通过企业自身发、用电方式的调配，可实现稳定性、连续性、实质性下网负荷的燃煤自备电厂所属企业，即可以采取降低燃煤自备电厂机组发电出力或停机备用等措施，实现一定的下网电力、电量，扩大电网调峰能力，实质性提升新能源企业消纳空间的燃煤自备电厂所属企业；综合利用的自备电厂机组和“背压式”自备电厂机组暂不参与。

### 2.2.3. 进入与退出机制

2.2.3.1 进入调峰替代交易市场的市场交易主体应保持相对稳定，在合同期（或交易期）内原则上不得退出，属自身责任被限制交易、自愿和强制退出的在三年内不得再次进入调峰替代交易市场，并按合同和规则约定补偿相关损失。

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调峰替代交易市场注册，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、不能继续履行合同的；

（2）违反市场规则（如互相串通报价，恶意报价，严重扰乱交易市场秩序的）；

（3）违反国家电力或环保政策的；

（4）未经许可私自将所购电力转售给其他用户的；

（5）无正当理由不服从电网统一调度的；

（6）不按时缴清电费，拖欠调峰替代交易电费的。

（7）参与调峰替代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，并进行调峰替代交易市场注册后可参与交易，基本注册程序如下：

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

燃煤自备电厂所属企业注册申请材料包括：燃煤自备电厂所属企业参与调峰替代交易注册申请表、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、供用电合同、与电网运营企业发生供用电关系的用户编码、准入目录等原件或复印资料。

新能源发电企业注册申请材料包括：新能源发电企业参与调峰替代交易注册申请表、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个工作日内完成审核，向审核通过的市场交易主体发送审核通过通知书；向审核未通过的市场交易主体发送审核未通过通知书，书面说明原因，并向监管机构备案。

（3）收到审核通过通知书的市场交易主体在5个工作日之内，签订调峰替代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个工作日内完成交易运营平台注册工作，燃煤自备电厂所属企业应通过交易运营系统选定交易购电模式。

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个工作日之内完成注册信息变更。

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节规定取消交易主体资格的；

（2）无正当理由未通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，必须按下列规定执行：

（1）停止调峰替代交易；

（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通过市场争议解决程序解决。

2.3.5 市场交易主体完成注册、信息变更、注销手续后，电力交易中心在3个工作日内通过交易平台发布有关信息，并向能源监管机构报备。

2.3.6 调峰替代交易主体变更注册或撤销注册，应当向电力交易机构提出申请，经批准后，方可变更或撤销注册；当已完成注册的调峰替代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销注册。

2.3.7市场交易主体被强制或自愿退出市场，未完成的合同和协议，可以在规定的时间内进行转让，未转让的终止执行，并由违约方承担相应的违约责任。

## 2.4 燃煤发电机组调峰替代下网购电模式

2.4.1.完成调峰替代交易注册的燃煤自备电厂所属企业可选两种下网购电模式：部分调峰替代交易模式和全额向电网购电模式（即不参加调峰替代交易）。

（1）选择部分调峰替代交易模式的燃煤自备电厂所属企业可以通过市场化替代交易方式购电，须提前向电力交易机构申报年度、月度购电计划和调峰替代交易计划，月度购电计划内实际中标的调峰替代交易分月电量计划可以在编制10日前提出修改申请，并进行分月滚动调整，但交易周期内应完成全部中标电量，调峰替代交易电量的执行、偏差电量计算、违约责任承担等按本细则规定执行。

（2）选择全额向电网购电模式时（即不参加调峰替代交易），其全部用电量均向电网运营企业购买。

2.4.2燃煤自备电厂所属企业的购电价格由调峰替代交易价格、电网输配电价和政府性基金及附加三部分组成。现阶段，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。具体交易模式如下：

（1）顺推法

新能源发电企业价格变动部分可全部传导到燃煤自备电厂所属企业用电侧，即调峰替代交易价格按照交易中标电价执行，交易中标电量对应的电度电价执行交易中标电价，交易中标电量对应的基本电价维持原标准不变；

燃煤自备电厂所属企业调峰替代交易价格（与电度电价相对应）=本企业用网电度电价-交易规则确定的基准让利电价200元/兆瓦时-本企业出清的变动价格。

新能源企业替代交易电价=新能源发电企业批复电价（含补贴电价）-交易规则确定的基准让利电价200元/兆瓦时-新能源企业出清的变动价格。

（2）输配电价法

新能源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燃煤自备电厂所属企业用电侧，即调峰替代交易价格按照交易中标电价执行，交易中标电量对应的电度电价执行交易中标电价，交易中标电量对应的基本电价按“输配电价”对应的标准执行。输配电价执行调峰替代交易实施方案确定的标准。

燃煤自备电厂所属企业调峰替代交易价格（与电度电价相对应）=新能源发电企业执行的上网电价（不含补贴电价）+电网输配电价和政府性基金-（交易规则确定的基准让利电价200元/兆瓦时+新能源企业出清的变动价格）。

## 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期提出修改实施细则的建议。

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，向市场成员说明制订的理由后实施。

2.6.2 临时条款一经发布立即生效，本实施细则中与临时条款相抵触部分暂时失效。

2.6.3 临时条款应制定有效期，在有效期内，应及时根据实际情况组织修订本实施细则的相关条款，修订的条款生效后，临时条款自动失效。

# 3. 交易方式

## 3.1 集中撮合和集中竞价交易

### 3.1.1 概述

通过电力交易运营平台申报交易需求，由电力交易运营平台按照选定（公告公示）的计算方法进行预出清计算，确定新能源发电企业、燃煤自备电厂所属企业主体参与调峰替代交易电量和电价，形成无约束交易结果（预出清），经电力调度机构安全校核后形成有约束出清（交易结果和正式出清），各方依据交易结果和签订的入市协议落实调峰替代交易电量、电价、分配结果并执行。

燃煤自备电厂机组边界条件包括：采取实时有功电力调峰、旋转备用调峰（固定下网负荷调峰、其机组调峰控制在30%以内）和停机备用调峰等三种方式。

新能源发电企业边界条件包括：新能源项目所在区域三年平均年分月综合利用小时数的方式计算，并综合考虑区域内新能源发电能力、调峰受阻和电网受阻等情况。

### 3.1.2申报电量和价格

3.1.2.1申报流程

燃煤自备电厂所属企业先进行调峰替代交易申报和预出清，再进行新能源企业申报和预出清，并在确定燃煤自备电厂所属企业正式出清电量、电价后，再确定新能源企业正式出清电价、区域参与电量的比例，预测分地区年度对应的电量结算比例。申报数据包括交易边界条件、执行时间、电量和电价等。其中燃煤自备电厂所属企业按照三个边界条件申报电量和价格（价格由低到高申报，最多可申报三个）；新能源企业按照一个边界条件申报电量和价格（价格由高到低申报，最多可申报三个）。

3.1.2.2价格申报：

燃煤自备电厂所属企业：以调峰替代交易设定的让利电价200元/兆瓦时为基准值（每次参考设定），申报相对应的价格变量（正数表示涨价幅度，负数表示降价幅度，可以为0）；如申报价格变量进行限价时，其变动范围不得超过限价幅度和条件，超出限价幅度和条件的视为不合格报价。

新能源发电企业：以替代交易设定的让利电价200元/兆瓦时为基准值（每次参考设定），申报相对应的价格变量（正数表示涨价幅度，负数表示降价幅度，可以为0）；如申报价格变量进行限价时，其变动范围不得超过限价幅度和条件，超出限价幅度和条件的视为不合格报价。

3.1.2.3电量申报

 新能源发电企业申报年度电量的最小值为10兆瓦时，可以按照10兆瓦时的整数倍向上增加申报电量，申报电价精确到0.1元/兆瓦时，现阶段按照该项目预测分区利用小时数的50%为限定条件。

燃煤自备电厂所属企业申报年度电量的最小值为100兆瓦时，可以按照100兆瓦时的整数倍向上增加申报电量，申报电价精确到0.1元/兆瓦时。

### 3.1.3集中交易出清计算方法

3.1.3.1出清计算原则和要求

（1）先按照已选定的交易模式规定的原则进行确定。如“顺推法”“输配电价法”。

（2）以有利于消纳新能源为原则进行出清。

3.1.3.2出清计算方法：具体采取集中撮合（竞价）、挂牌交易方式的出清方法应在公告中公示和明确。集中撮合（竞价）方式的具体出清计算方法，如“高低匹配法”、“最低价匹配法”、“边际电价法”等出清方式均可计算；采取“挂牌交易”的出清计算方法只进行电量出清计算，电价按照挂牌交易确定的价格执行。

### 3.1.4集中交易出清

集中竞价交易出清包括：预出清和正式出清两个阶段。

**第一阶段：预出清阶段**

3.1.4.1首先对燃煤自备电厂年度调峰替代电量、电价进行预出清计算，其次对新能源企业调峰替代电量年度分区分摊比例、电价进行预出清计算。

3.1.4.2针对燃煤自备电厂年调峰替代电量预出清的计算，首先按照边界条件进行排序，其次按照让利变动价格量绝对值由小到大进行排序，最后按照同一边界条件对应的让利变动价格进行边界预出清。具体计算方式：按照边界条件一（以实时有功电力调峰）和边界条件二（旋转备用调峰）申报电量、电价进行排序；再按照边界条件三（停机备用调峰）对应的申报电量、电价分别进行排序；同一边界条件按照让利变动价格量由小到大进行排序。

预出清计算时优先按边界条件排序后的方式分别预出清计算，即将实时有功电力调峰电量、电价出清计算，其次对旋转备用调峰出清计算，最后对停机备用调峰出清计算。当边界条件一、二项已满足替代电量时，则全部确定为预出清电量；当边界条件一、二项不满足替代电量时，进行第三项边界条件排序和计算，价格变量不同时，按照让利电价小的优先出清，价格相同时，按申报电量比例和运行方式进行预出清（无约束出清）。具体计算方式：

M年度总预出清调峰替代交易电量=M1+M2+M3=M1实时有功电力调峰电量+M2旋转备用调峰电量+M3停机备用调峰电量

当M1+M2≥政府确定的目标电量，为预出清电量

当M1+M2＜政府确定的目标电量，M为预出清电量

燃煤自备电厂所属企业调峰替代交易价格（与电度电价相对应）=本企业用网电度电价-基准让利电价200元/兆瓦时-本企业出清的变动价格（申报卖出报价后的出清成交价格）。

3.1.4.3 针对新能源企业调峰替代电量预出清的计算，首先按照让利变动价格量由小到大进行排序（不能超过限价下限），其次按照新能源项目分区分月前三年平均利用小时数总和的**50%为**边界条件预出清（无约束出清）。

具体计算方式：

N年度总预出清调峰替代交易电量=N1+N2+N3……；

N1设定某一区域参与调峰替代交易申报上网电量+N2设定另一区域参与调峰替代交易申报上网电量+N3……；

N1设定某一区域参与调峰替代交易申报上网电量=∑同一区域内各发电企业申报上网电量，如某一发电企业申报上网电量＞分区分月前三年平均利用小时数总和的**50%为**边界条件时，按照**50%为**边界条件缩减，如≤**50%为**边界条件时，按照申报电量预出清；

当N≥M时，N为新能源企业预出清电量；当N＜M时，N为新能源企业预出清电量或重新开展调峰替代交易；

**第二阶段：正式出清**

3.1.4.5交易中心将预出清计算结果送达电力调度机构进行安全校核，并按照先燃煤自备电厂后新能源企业校核顺序进行。

3.1.4.6根据电力调度机构安全校核给定的燃煤自备电厂调峰替代电量后，交易中心应进行综合计算，当不满足安全约束的要求时，如果对应的自备电厂机组需调减调峰替代交易电量时，边界条件一、二的电量不做调减；优先将边界条件三的替代电量进行调减，并将让利电价变动大的机组优先调减，同等条件可以将申报电量等比例计算（或按照环保等级）调减的原则处理，直至满足替代交易目标值计算出清。

有约束出清（正式出清）：根据调度机构给出的总调峰替代交易电量、各燃煤自备电厂所属企业具体参与替代交易的年度调峰替代交易电量、分月大体电量构成三个指标，交易中心计算并形成对燃煤自备电厂所属企业有约束出清。

年度出清电量的具体计算方式：分月替代电量为预测值（可滚动修订）。

W2某自备电厂所属企业替代交易电量=W某自备电厂所属企业年度总下网电量-W1

W1=某自备机组非调整出力后形成的年度替代电量（年度网购电量）；

W2=某自备机组调整出力后形成的年度替代电量=本企业年度实时有功电力调峰电量+旋转备用调峰电量+停机备用调峰电量；

M年度总调峰替代交易电量=∑W2=M1+M2+M3=M1实时有功电力调峰电量+M2旋转备用调峰电量+M3停机备用调峰电量

当M1+M2≥政府确定的目标电量，校核后电量对应值为正式出清电量，不进行调整；

当M1+M2＜政府确定的目标电量，M3= M-（M1+M2）为校核后电量，各自备电厂机组调峰替代交易电量对应的边界三总电量为正式出清电量；

年度出清电价的具体计算方式：已确定燃煤自备电厂所属企业调峰替代交易价格（与电度电价相对应）=本企业用网电度电价-已中标的让利电价。

燃煤自备电厂所属企业如原用网电量执行峰谷电价的，调峰替代交易电量按照平段电价申报、匹配和出清计算，调峰替代交易对应的电量全部按照平段电价执行，网购电量执行原标准。

3.1.4.7 根据电力调度机构安全校核给定的各区域新能源企业调峰替代交易总电量、分区“发电能力”、“上网电量”、“网架受阻电量”、“调峰受阻电量”后，交易中心应进行综合计算，**给出各区域内年度调峰替代交易电量的出清比例**。如网架受阻区域不满足出清比例时，等比例调减受阻区域，同时等比例调增非受阻区域，尽量保证同一区域出清比例大体相当的原则处理，直至满足调峰替代交易总电量对应自备电厂机组替代交易成交电量；区域内按照申报电量等比例调减或调增。

有约束出清（正式出清）：根据调度机构给出的总调峰替代交易电量、各区域新能源企业具体参与替代交易的年度调峰替代交易电量比例、分月大体交易电量结算比例构成三个指标，交易中心计算并形成对新能源企业有约束出清。

年度出清电量比例的具体计算方式：分月替代交易电量的比例为预测值（可滚动修订）。

W各区域内新能源企业年度总替代交易上网电量=∑W1某区域内新能源企业年度上网电量×(X)某区域新能源替代交易电量的比例；

N各区域内电网受阻电量=∑N1调峰受阻电量+∑N2断面及送出受阻电量

W＞M年度自备电厂总调峰替代交易电量，按M执行。如W＜M，年度自备电厂替代总电量全部调减到W。

年度各新能源企业所在区域内出清电量比例的具体计算方式：

X：各区域“替代”电量与上网电量比率:

年度出清电价的具体计算方式：已确定新能源所属企业调峰替代交易价格（与标杆电价相对应）=本企业上网电价-已中标的让利电价。

3.1.4.8 进行申报电量匹配，新能源企业年度成交电量与自备电厂调峰替代交易电量出清总电量相同；新能源企业年度成交电量同等条件充分考虑申报电量，同一区域的出清比例保持一致，且权重相同。

### 3.1.5集中交易安全校核

3.1.5.1燃煤自备电厂应根据该企业预测用网电量、用电负荷构成、机组对用电、供热等因素的影响，发用电设备检修计划、电网设备检修计划、已确定的边界条件对调峰替代交易总电量等条件进行综合考虑。安全校核时应及时与自备电厂所属企业充分沟通、协商的前提下，确定其分月替代交易电量及停机计划、方式等，并予以公示。燃煤自备电厂机组校核方式可按照“分区方式”和“机群方式”进行。电力调度机构应给出各分区内各燃煤自备电厂调峰替代电量分月大体电量构成和总成交电量，即完成对自备电厂机组替代交易结果的安全校核。

针对燃煤自备电厂调峰替代电量安全校核时，当不满足安全约束要求时，先将边界条件三的替代电量进行调减，并将让利电价变动大的机组优先调减。

3.1.5.2新能源发电企业应适当考虑新能源发电机组内部因素的影响（如非计划停运、机组可用小时数、机组类型等因素影响，造成月度上网电量差异较大问题）；应充分考虑外部因素的影响（如区域内资源差异性较大、送出断面、主变、通道受阻等，造成月度上网电量差异较大问题）；针对存在的偏差电量、结算电量在以下相关条款中明确。

新能源企业调峰替代交易电量安全校核时，根据已确定新能源项目预出清的结果，进行电网受阻区域分别校核。如电网受阻区域不满足出清比例时，等比例调减受阻区域，同时等比例调增非受阻区域，直至满足替代交易对应的自备电厂机组电量，形成正式交易安全校核结果，并给出各区域内年度替代交易电量出清构成；区域内按照申报电量等比例调减或调增，即在边界条件的基础上，校核后的中标新能源企业调峰替代交易电量原则上不超过其预计年度上网电量30%为易。

3.1.5.3 新能源企业调峰替代交易电量安全校核时，充分考虑公用火电机组全停方式、个别月份新能源企业无发电量等情况。按照“分区方式”和“就地自备电厂下网平衡用电方式”优先进行校核，给出各区域调峰受阻电量、断面及送出受阻电量、弃电比等情况（含调峰弃电占比、断面及送出受阻弃电占比）等。

3.1.5.4 当电网安全约束对燃煤自备电厂所属企业、新能源企业替代交易电量产生影响时，调度机构应出具安全校核总体意见，并提交给交易中心。

# 4. 年度交易组织

## 4.1概述

4.1.1 年度调峰替代交易：燃煤自备电厂所属企业和新能源企业年度的调峰替代交易应通过集中撮合、集中竞价、挂牌交易等交易方式确定年度调峰替代交易电量与电价。

4.1.2 年度调峰替代交易中，新能源企业先登录交易运营系统，按照规定格式录入申报上网电量、电价等信息，然后燃煤自备电厂所属企业再登录确认并提交录入的信息；交易中心对交易意向进行预出清后提交调度机构安全校核，安全校核后由交易中心形成调峰替代交易成交结果，交易各方在10个工作日内根据调峰替代交易成交结果签订调峰替代交易合同（入市协议）。

# 5. 年度交易程序

## 5.1 基础信息发布

5.1.1电力交易中心通过交易运营平台发布调峰替代交易基础信息，包括已注册的燃煤自备电厂所属企业和新能源企业名单及其联系方式、发电企业装机容量、发电类型、上网批复电价，燃煤自备电厂所属企业用电类型、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相关信息

5.1.2 电力交易中心通过交易运营系统提供信息交流服务，市场交易主体可以通过交易运营平台发布下一年度调峰替代交易供需信息。

## 5.2 交易准备

 5.2.1 每年12月份，燃煤自备电厂所属企业和新能源企业上报下一年度投产计划至市场运营机构。

5.2.2 每年12月份，燃煤自备电厂所属企业和新能源企业通过交易运营系统提交下一年度机组检修计划、各月可调峰替代交易电量（含三个边界条件电量）等信息，燃煤自备电厂所属企业通过交易运营系统同时提交下一年度各月用电需求信息。

5.2.3 每年12月份，市场运营机构负责编制和完成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、调峰替代交易新能源企业可交易电量计算、燃煤自备电厂所属企业用电需求、三个边界条件调峰替代交易电量汇总等，在此基础上编制年度燃煤自备电厂所属企业和新能源企业调峰替代交易公告。

## 5.3交易公告

5.3.1 每年2月份，通过交易运营平台发布年度燃煤自备电厂所属企业和新能源企业调峰替代交易公告，包括但不限于以下内容：

（1) 年度参与燃煤自备电厂所属企业和新能源企业可调峰替代交易电量规模，燃煤自备电厂所属企业同时申报总用电需求；

（2）输配电价标准、政府基金及附加、线损折价标准及变动情况，不同价区用户电价情况；

（3）年度电网电力电量平衡预测结果，火电、水电等发电量预测；

（4）年度新能源发电量预测，可能的弃电比情况；

（5）年度输变电设备停电计划，包括：停电设备、主要工作内容、停电时间及对运行方式的影响等；

（6）年度跨区跨省交、直流通道输送能力及已经签订的合同；

（7）年度发电权替代交易和直接交易等电量指标；

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

（9）年度电网阻塞预计，包括：电网安全约束、典型潮流、调峰受阻、网架断面（或主变）受阻等；

（10）年度各新能源企业全额收购电量上限预测值；

（11）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；

（12）其他应披露的信息等。

5.3.2电力交易中心通过交易运营平台发布年度调峰替代交易基础信息，发电企业装机容量、发电类型、上网批复电价，燃煤自备电厂所属企业用电类型、到户目录电价、供电电压等级等，并根据市场交易主体注册情况及时更新相关信息。

5.3.3电力交易中心通过交易运营系统提供信息交流服务，市场交易主体可以通过交易运营平台发布下一年度调峰替代交易供需信息。

5.3.4电力调度机构负责编制和完成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；电力交易中心负责编制和完成年度调峰替代交易电量总预测数值（含新能源企业、燃煤自备电厂所属企业调峰替代交易需求汇总）等，在此基础上编制年度调峰替代交易公告。

5.3.5开展调峰替代交易时应遵循以下顺序，首先根据省内电力电量需求预测、直接交易电量预测和跨省跨区交易计划预测为参考条件，最终确定新能源企业消纳总体规模和燃煤自备电厂所属企业用网计划电量规模，并将预测计划替代交易电量规模（或政府已确定的目标值为前提）开展交易。同时通过交易运营平台发布年度调峰替代交易公告。

5.3.6交易公告发布时，应明确和公示相关边界条件、交易模式（如集中竞价或挂牌）、出清方式、结算模式及方式等。

5.3.7交易公告发布后，燃煤自备电厂所属企业和新能源企业参考公告信息，准备年度调峰替代交易申报相关工作。

5.3.8因存在不确定性因素，电力交易中心发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、预计电网阻塞等预测信息、新设备投产计划等仅供市场交易主体参考，不承担因预测信息偏差对交易双方企业造成的损失。

5.3.9 每个交易周期，电力交易中心提前发布全网分月预测负荷、预计电网阻塞、发电检修（备用）计划、输变电设备停电计划，引导各市场成员主动规避电网安全约束。

## 5.4 交易申报

5.4.1 每年3月上旬调峰替代交易公告发布后，燃煤自备电厂所属企业和新能源企业通过交易运营系统申报年度集中撮合、集中竞价交易需求。

5.4.2 年度集中撮合、集中竞价交易申报数据格式参见3.1.2节。

5.4.3 燃煤自备电厂所属企业集中调峰替代交易申报电量与向电网购电电量应考虑相关输变电检修计划，向电网购电电量为其年度全部用电量需求。

5.4.4 新能源企业年度申报电量应综合考虑内部、外部影响因素，相关输变电设备检修计划、合理的发电能力等因素，不能超出机组发电能力的50%（即应考虑全额收购新能源情况后的发电能力）。

5.4.5交易运营系统对申报数据进行加密处理，在交易申报截止时间之前不能解密数据包。因此，交易运营系统在客户端进行合理性检查，在交易端只确认申报数据是否接收，不对申报数据的合理性进行检查。

5.4.5 在交易申报截止时间之前，燃煤自备电厂所属企业和新能源企业可以进行多次申报。对于集中交易，后一次申报数据将覆盖前一次申报数据，以最后提交的申报数据为准。

## 5.5交易汇总与出清

5.5.1 每年3月中旬，进行年度集中撮合交易的出清计算。

5.5.2 对于年度集中撮合交易，按照3.1.3节和3.1.4节的方法进行年度集中撮合、集中竞价交易的出清计算，形成交易有约束出清结果。

5.5.3 在此基础上，结合年度调峰替代交易出清结果编制年度调峰替代交易执行方案。

## 5.6安全校核

5.6.1 每年3月20日至25日，完成对年度调峰替代交易的安全校核和调整，形成年度调峰替代交易成交结果。

5.6.2 安全校核的原则参见 3.1.5节。

## 5.7交易结果发布

5.7.1 每年3月26日左右，电力交易中心在交易运营系统发布年度调峰替代交易成交结果，已达成的交易转入交易执行阶段：

（1）公开信息：市场年度总成交电量、市场成交均价、各燃煤自备电厂所属企业三个边界条件的年度成交电量、新能源企业年度调峰替代交易参与分区出清比例；

（2）向成交企业发布私有信息：成交电量及其价格，燃煤自备电厂所属企业三个边界条件的分月电量计划，新能源企业所在区域年度调峰替代交易参与出清比例、安全校核信息等。

5.7.2 交易结果发布后3个工作日内，交易各方通过交易运营系统签订电子合同。

5.7.3 交易结果发布后10个工作日内，电力交易中心向自治区电力行政主管部门和能源监管机构报备成交结果，向能源监管机构报备调峰替代交易合同（或协议）。

# 6．交易合同

## 6.1 概述

采用“入市承诺书+交易结果确认单”签订模式。交易主体签订入市承诺书，依据方案和交易细则，在交易平台出清的交易结果，以“入市承诺书+交易结果确认单”作为新能源发电企业《购售电合同》及燃煤自备电厂所属企业《供用电合同》的补充协议。

## 6.2 合同签订

6.2.1 燃煤自备电厂所属企业与新能源企业在注册时，签订统一的《调峰替代交易》入市承诺书。

6.2.2 在集中交易结束后，交易运营系统根据成交结果自动生成交易结果确认单，参与调峰替代交易和中标的燃煤自备电厂所属企业和新能源企业可查询、下载各自交易结果确认单，作为执行依据。

6.2.3燃煤自备电厂所属企业和新能源企业也可签订除入市承诺书、标准电子合同以外的补充协议，但须与入市承诺书、标准电子合同的相关原则保持一致。

6.2.4鉴于参与调峰替代交易的新能源企业数量多，其具体中标企业偏存在差电量不确定性，故燃煤自备电厂所属企业和新能源企业不存在月度全部一一对应的合同。

## 6.3 合同的变更与修改

6.3.1 在不影响已执行合同的情况下，燃煤自备电厂所属企业于10月底前可向交易中心提出交易合同调整意向，对合同电量、电价、违约赔偿标准等合同要素进行转让和调整。

6.3.2燃煤自备电厂所属企业用网计划电量的规模和中标替代交易电量规模如需要调整，应在每年10月底前向交易中心提出申请，经安全校核后，完成调峰替代交易电量调整和转让，其调整和转让结果应报备自治区经信委和新疆能监办；新能源企业在自备电厂替代交易电量调整后，等比例进行相应调整。

6.3.3 合同的修改、补充或变更须提交交易运营系统进行审批、确认后生效。

6.3.4 每月20日前，可进行调峰替代交易分月合同电量的变更，燃煤自备电厂所属企业在交易运营系统提交下月或以后各月的合同变更申请，由燃煤自备电厂所属企业录入并由交易中心确认。

6.3.4 每月25日前为合同变更审核期，27日发布审核后的合同变更信息。

## 6.4 合同的违约与解除

6.4.1 任何一方违反合同约定条款视为违约，合同其他任一方有权要求违约方赔偿违约造成的经济损失。燃煤自备电厂分月执行中的偏差电量，可在10月底通过交易系统进行调整，调整后的结果如还未完全执行，视为违约，按合同违约处理。

6.4.2 违约方须承担支付违约金、继续履行合同和采取补救措施等责任，在支付违约金、继续履约或者采取补救措施后，仍给对方造成其他损失的，应当赔偿损失。

6.4.3 在合同履行期限届满之前，任何一方明确表示或者以自己的行为表明不履行合同义务的，另一方可在履行期限届满前解除合同，并要求对方承担相应的违约责任。

6.4.4 如发电企业或电力用户无法继续履行合同（或协议）时且未能达成解除合同的一致意见，任一方可以向电力交易中心提出无法履约的书面申请，电力交易中心将不再对此合同安排月度计划电量，并通知合同另一方，并按照合同（或协议）确定的违约责任执行提前通知，可按照合同约定减轻违约处罚）。

# 7．偏差电量

## 7.1偏差电量定义

7.1.1针对燃煤自备电厂所属企业中标电量与结算电量产生年度偏差电量时，即当燃煤自备电厂所属企业实际完成替代交易电量与中标结果不一致时，为出现偏差电量，应在保持其总替代交易电量不变的前提下，按月滚动调整，最终实现年度成交电量基本与中标电量结果保持一致。

7.1.2针对新能源企业供暖高峰期发电空间不足，可能出现中标电量与结算电量产生年度偏差电量时（当参与替代交易的新能源企业上网电量之和小于替代交易电量之和时）为年度偏差电量。

7.1.3 调峰替代交易的月度结算电量以燃煤自备电厂所属企业的月度实际下网电量（含调峰替代交易电量、网购电量）计算后确定，为事后确定方式，故先行计算自备电厂调峰替代电量，再计算新能源企业替代电量，并出具交易结算单。

## 7.2 偏差电量的处理原则

7.2.1针对燃煤自备电厂所属企业中标电量与结算电量产生年度偏差电量时，各燃煤自备电厂所属企业实际替代交易电量应是按出清结果等比例调增或调减（或进行合同转让交易），其年度偏差电量原则上按照应不超过±3%控制，如超过-5%以上时，执行相关违约责任。

7.2.2针对新能源企业年度偏差电量，其偏差电量原则上按照应不超过±10%控制，如超过-25%以上时，执行相关违约责任。替代交易年度偏差电量在-25%以内时，结算补偿电费时先由电网运营企业垫资，次年一季度由参与替代交易的新能源企业返还，同时调度机构应根据需要返还的总电量适当调整其AGC系数，使其增发部分电量按比例确定后进行返还。

7.2.3调峰替代交易电量每月结算一次，其出现月度偏差电量时可滚动调整，整个交易期内清算完毕。针对新能源企业间歇性发电特点，偏差电量不超过-25%时，按照返还方式处理。

7.2.4为保证调峰替代交易试点期间的各方利益，确保替代交易的执行和结算电量、电费的完成，应做到“有理有据”“留下痕迹”，便于提高工作效率，故调峰替代交易的执行应依托调度生产管理系统（OMS系统）中的电子流程进行流转确认交易电量，即该流程由调度机构根据电网实际运行情况实时启动，按照与燃煤自备电厂协商一致的替代执行时间和时间段进行双方签订确认。各参与调峰替代交易的燃煤自备电厂均可登录该系统查阅替代交易电量的执行情况，便于对结算电量核查和协调安排后期替代交易电量执行提供条件。

# 8．交易执行

## 8.1 概述

8.1.1合同签订后，电力交易中心根据燃煤自备电厂所属区域调峰替代中标的分月电量编制年度、月度电能替代交易电量计划，提交电力调度机构执行。月度调峰替代交易电量计划包括燃煤自备电厂所属企业替代交易计划、网购电量计划和新能源企业替代交易电量计划等。

8.1.2 电力调度机构按照交易计划安排发电方式，对已签订的各种合同按照同等责任的原则执行，其中：优先执行直接交易、外送电合同等市场化交易电量，优先发电权电量合同按照具体完成情况滚动执行，分月偏差电量按规则调整，燃煤自备电厂所属企业执行调峰替代交易电量产生偏差的，应等比例调整中标新能源企业所在区域等比例调整执行电量。

## 8.2 年度交易计划

### 8.2.1 概述

电力交易中心负责编制年度交易计划，应在上年度12月下旬完成计划的编制。为年度调峰替代交易开展提供参考依据。

## 8.3 月度交易计划编制

8.3.1 电力交易中心负责编制月度交易计划，应在每月最后一个工作日前通过交易运营系统发布次月交易计划。

8.3.2 月度交易计划包括新能源企业交易计划和燃煤自备电厂所属企业下网电量计划和调峰替代交易计划。

8.3.3月度电能交易计划内容包括：月度总发用电量平衡计划、跨省跨区电力电量计划、月度优先发电电量计划、月度优先发电权电量计划、月度直接交易电量计划、月度替代交易电量计划、其他交易电量计划等，并向电力调度机构提供各新能源企业全部市场化交易电量值和相关比例。

8.3.4电力调度机构在会商月度电能交易计划时，应根据新能源企业各区月度预计发电能力和发电量，综合考虑新能源企业各区风电、光伏发电能力差异、设备可利用情况等，合理确定其各区域综合发电能力。同时加强新能源发电出力的预测，充分挖掘系统调峰潜能，科学安排机组组合，合理调整旋转备用容量，促进新能源消纳空间的扩大。

8.3.5新能源企业只出清新能源企业年度调峰替代交易总电量的比例，故新能源企业月度替代交易电量，需按照当月燃煤自备电厂所属企业调峰替代交易实际总电量进行确定。新能源企业最终年度成交替代电量以年度累计结算值为准，并保持分月各电厂各区域比例一致。

燃煤自备电厂所属企业月度调峰替代交易电量计划值=本企业月度调峰替代交易电量预测值（以实际执行后计算值为结算电量数值）。

新能源企业月度调峰替代交易电量计划值=自备电厂月度总替代交易电量之和×该企业所在区域内替代交易出清比例，同时参考计算出月度该新能源企业所在区域弃电比=调峰受阻弃电比+断面及送出受阻弃电比。

8.3.6 燃煤自备电厂所属企业根据年度合同（协议），在保持年度调峰替代交易中标总电量不变的前提下，可于每月20日前对年度交易合同（协议）中次月（分解计划）提出调整申请，经电力调度机构安全校核后，做为月度调峰替代交易电量计划安排的基础；月度内替代交易电量计划原则上不进行调整（实时有功电力调峰电量可进行调整），如确需调整，应在年度替代电量合同的基础上，进行月度滚动，实现年度清算时完成比例大体相当。

8.3.7对参与交易的燃煤自备电厂应提前公示和调整月度停机备用计划等，采用燃煤自备企业机组实时有功电力调峰、旋转备用调峰和停机备用调峰交织进行的方式执行，并根据电网负荷和断面限额情况，每月可安排适量燃煤自备电厂机组停机备用方式进行电量替代（存在停机备用中标情况的），便于月度和年度调峰替代交易电量的落实和执行。

## 8.4 月度交易计划执行

8.4.1 电力调度机构负责编制、执行日调度计划，通过日调度计划落实月度交易计划。当输电通道发生阻塞时，调度机构按照确保电网安全的原则，调整发电厂出力，相应交易电量执行偏差部分，不计入违约。

8.4.2电力调度机构负责执行月度电能交易计划；电力交易中心应及时跟踪和公布月度电能交易计划执行进度情况，并及时与电力调度机构沟通协调，确保各种交易成分的落实和完成。如电力调度机构在交易执行过程中可以根据电网安全运行需要调整已签订的合同电量，确保电网安全稳定运行。当调峰替代交易边界条件发生变化时，应及时告知电力交易中心并通知各市场主体。

8.4.3电力调度机构按照电能交易计划合理调整新能源企业AGC（自动发电控制）控制系数，对已签订的各种合同按照同等责任的原则执行，其中：新能源企业优先执行市场化交易电量，新能源企业替代交易电量的执行不影响其他交易电量的执行，同时在保证电网安全运行的前提下，充分利用断面空间，最大限度完成调峰替代交易，提高新能源企业消纳空间。

8.4.4针对新能源企业，应通过调整智能调度技术控制系统中的AGC（自动发电控制）系数控制，将下月新能源企业优先发电权电量、调峰替代交易电量、外送交易电量、直接交易电量等进行合理分配，并进行滚动调整，体现其优先发电；未参与各类交易的新能源企业均按照相同分配系数进行确定和执行（特殊情况，按政府明确的原则执行）；各新能源企业应严格按照AGC（自动发电控制）指令执行发电出力，不得出现超指令、欠指令发电情况。

8.4.5 电力调度机构应加强对参与调峰替代交易的新能源企业和燃煤自备电厂所属企业的运行监督、管理，努力完成月度调峰替代电量交易，使参与交易的新能源企业多发电，减少弃电电量。

8.4.6 当出现以下情况时，调度机构可根据电网运行情况对月度交易计划进行调整，由此造成新能源企业或燃煤自备电厂所属企业用电的偏差电量不承担违约责任。

（1）保障电网安全所采取的电网调控措施。

（2）输变电设备停电计划调整或临时停电。

（3）调用发电企业辅助服务，包括机组停备、调峰调频、调压等。

（4）消纳新能源所采取的公用电厂调停机组、降低发电出力等电网调控措施。

（5）为保障电力平衡或电网安全，采取的需求侧管理措施或拉路、限电，导致的直接交易合同调减。

（6）因天气、外部环境等客观原因造成电网运行方式发生变化。

当用电市场发生变化时，按先调整优先发电权电量，再调整市场化交易电量计划原则执行。

8.4.7 每月1日，电力调度机构统计新能源企业和燃煤自备电厂所属企业的月度计划调整电量，编制上月交易计划执行情况报告，说明调整的具体时间和原因，报监管机构备案。

8.4.8当市场主体月度、年度对调峰替代交易电量的执行、偏差处理、进度完成等指标提出异议时，由电力调度机构负责出具相关说明，并由电力交易中心负责公布相关信息等。

8.4.9调峰替代交易期间，应建立沟通反馈机制。针对执行情况和存在的问题，由自治区经信委、新疆能监办、电网运营企业等和参与交易的燃煤自备电厂所属企业、新能源企业代表召开协调会，确保调峰替代交易试点工作的有序执行和各项工作的落实。

# 9. 计量与结算

## 9.1 概述

9.1.1 电量、电费采用电网运营企业按月集中结算方式，电网运营企业向燃煤自备电厂所属企业收取全部购电费，并将新能源企业调峰替代交易让利电费在燃煤自备电厂所属企业收取全部购电费中扣减，燃煤自备电厂所属企业与新能源企业不直接结算。

9.1.2 电网运营企业按规定收取输配电服务费用（试点阶段暂不收取）和线损电费，同时代收政府性基金附加等。

## 9.2 计量点与计量装置

9.2.1 燃煤自备电厂所属企业计量点以燃煤自备电厂所属企业与电网运营企业签订的《供用电合同》约定的计量点为准。

9.2.2 新能源企业计量点以新能源企业与电网运营企业签订的《购售电合同》约定的计量点为准。

9.2.3 当计量点发生变更时，交易各方应以书面方式进行确认。

9.2.4 各市场交易主体应确保本侧计量装置的准确度达到规则和国家、行业的要求，并能接入电网运营企业电能量采集系统。

9.2.5 计量装置需定期进行检定（验），对于未经检定（验）、检定（验）不合格或超过检定（验）周期的计量装置，不得使用。

9.2.6 安装主、副电能表，应将主表和副表应安装在同一计量点，主副两套计量电能表一经确认，不得改变。

9.2.7 电能计量装置、电能计量装置校验要求和计量装置异常处理办法按燃煤自备电厂所属企业与所在电网运营企业签订的《供用电合同》和新能源企业与电网运营企业签订的《购售电合同》的约定执行。

## 9.3 计量数据采集

9.3.1有功电量、无功电量的计量数据按一个交易时段为一个采样周期进行。经各市场交易主体协商同意，可以用交易时段（以分钟为单位）的约数作为一个采样周期；对于采用峰谷电价的电力用户，计量应支持峰谷电量采集。

9.3.2 电网运营企业负责建立从各计量装置到计量数据库的计量数据采集方法、计算公式等的设定。

9.3.3 市场交易主体必须保证每一计量装置都与数据采集系统实现计量数据传输。定期上报计量数据，便于核对和计算交易电量。

9.3.4新能源企业多数存在汇集站方式接入，其计量电量的确认按已有规定执行。

9.3.5燃煤自备电厂所属企业调峰替代电量、购网电量的计量和确认应综合计算后确认。

## 9.4 计量数据确认和替代方法

9.4.1 计量数据确认及替代方法，应由市场交易主体协商一致。

9.4.2 对于装有主表，副表两套电能表的计量点，以主表计量数据作为结算依据，副表作为核对之用。

9.4.3 当主表发生故障时，应采用经恰当修正后的副表数据作为计量数据（或采取考核计量点数据修正后，并确认）。

9.4.4 若尚未安装副表，或当主副二套表计同时发生故障时，以可替代的计量表计记录的数据扣除必要的电量（线损、变损、厂用电等）后作为替代电量数据，或采用考核计量点计量数据，并进行必要的修正。替代电量数据或考核计量点计量数据需经各相关市场交易主体共同确认。

9.4.5 以有资质的检定单位出具的电量退补单作为修正依据。

## 9.5 电量结算

### 9.5.1 电量结算原则

9.5.1.1 燃煤自备电厂所属企业采用“月结年清”的方式，即月度结算、年度进行清算的方式结算，结算顺序为先计算确定调峰替代交易电量，再确定购网电量后，综合结算；新能源企业采用优先结算市场化交易电量，优先发电权电量兜底的方式，当优先发电权电量不能兜底时，按两种方式进行替代交易电量，然后结算其他市场化电量的原则执行。

9.5.1.2替代交易结算采用“顺推法”：中标新能源企业由电网运营企业支付购电费时应扣除中标替代交易结算电量对应的补偿款（含税）后统一支付，即分别计算市场化电量和优先发电权电量，计算相应电费（含补贴电价）；针对燃煤自备电厂所属企业向电网运营企业支付购电费时，其实际调峰替代交易电量部分仅需缴纳目录电度电价与交易电价（补偿款）的差额部分（含税），其他费用不变。票据与资金支付保持一致。

9.5.1.3替代交易结算采用“输配电价法”：针对燃煤自备电厂所属企业向电网运营企业支付购电费时，其实际调峰替代交易电量部分以新能源综合出清电价（含交易电价对应补偿款后的差额部分（含税））加上相应输配电价及损耗等，计算到燃煤自备电厂所属企业对应电压等级用电（电度）电价，其他费用不变。

9.5.1.4燃煤自备电厂所属企业替代交易月度结算电量的确定。

（1）燃煤自备电厂机组实施实时有功电力调峰、旋转备用调峰替代结算电量的确定原则：根据自备电厂机组调峰开始、结束调整出力时对应的企业下网负荷时间段、下网负荷增加调整的幅度（自备机组降低出力的开始、结束时间及幅度），结合下网计量抄表数据综合计算确定。

（2）燃煤自备电厂机组实施停机替代结算电量的确定原则：按照调度机构公示的自备电厂机组月度停机计划，其机组开始停机、结束停机恢复正常出力时对应的企业下网负荷时间段、确定的下网负荷增加调整的幅度（自备机组停机的开始、结束时间及幅度），结合下网计量抄表数据综合计算确定。

（3）燃煤自备电厂机组如计划停机超出调度机构确定的时间后产生的下网电量增加，为购网电量，不计算为调峰替代交易电量；属政府根据供热要求，执行供热调峰、停止新能源企业发电的时间段，按照政府批复的“保证民生供热调峰办法”等政策执行，不计算为调峰替代交易电量。

（4）燃煤自备电厂所属企业具体计算月度替代交易电量的方法：按照边界条件，调度机构值班调度员对自备企业机组下达调整出力，并增加下网电量的指令时，记录四个节点的相关信息，即调整出力的下网负荷增加幅度（P2)、开始时间(T1)、开始时实际负荷(P1)以及截止时间(T2)。该指令应与对应的自备电厂值班员确认无误后，双方记录并录音（如出现异议时，以调度录音为准）。期间通过电网运营企业用电量采集系统进行该时段电量数据的提取，再根据电力调度机构提供的下网负荷调整时间段四个节点的相关信息，进行综合计算，并由电网运营企业与自备电厂所属企业双方共同确认。

在月度替代交易发生的月度内，根据双方共同确认的一次调整电量数值和下网计量电量数值，月度累计后据实结算。即W2即为自备电厂机组调整出力后形成的调整电量，具体公式示意如下：

W=月度总下网电量=W1+W2

W1=自备机组非调整出力后形成的替代电量（月度网购电量）= W-（M1+M2+M3）=W-M

W2=自备机组调整出力后形成的替代电量= M1+M2+M3

M月度总调峰替代交易电量=M1+M2+M3=M1实时有功电力调峰电量+M2旋转备用调峰电量+M3停机备用调峰电量

M1=(T2底码-T1底码）×倍率-(T2-T1)×P1功率调整数值

M2 = P2（机组旋转备用对应的容量）×(1-厂用电率%)×T（旋转备用时间）

M3=P3（机组停机对应的容量）×(1-厂用电率%)×T（停机时间）

W1=月度网购电量；W2=月度调峰替代交易电量

W3=富裕电量上网=关口表计反向上网电量（W3单独计算）

燃煤自备电厂所属企业月度结算电量上下网单独计算；电费需对应各项电量对应电价综合计算（含税），并出具结算单。

9.5.1.5 新能源企业月度调峰替代交易结算电量的确定：

（1）按照当月自备电厂所属企业实际替代交易总电量确定后，再进行各中标新能源企业结算电量计算和进行分配。

（2）具体新能源企业结算中标电量具体计算方法和公式如下：

W（新能源企业月度总上网电量）=W1+W2

W1=新能源机组非市场化电量=(T2底码-T1底码）×倍率-M（市场化电量）

W2=新能源机组月度市场化电量=（M1+M2)+M3=M

M1=直接交易疆内市场化电量之和

M2=外送电交易市场化电量之和

M3=新能源参与调峰替代交易电量

M3=W×(X)(所在区域参与调峰替代交易月度实际结算比例)

月度新能源企业所在区域内实际结算电量比例的具体计算方式：

X：各区域“替代”电量与上网电量比率:

区域内所有中标新能源企业调峰替代交易电量的月度实际结算比例值保持一致。

### 9.5.2 电量结算顺序

 9.5.2.1针对新能源月度替代交易电量结算可采取两种方式进行，并在交易公告中明确。

第一种方式，先将新能源企业月度实际上网电量计算确定，随后按照调峰替代交易确定的总电量中按中标比例数值、区域比例一致的方式优先扣除，再结算其他市场化交易电量和优先发电权交易电量。

第二种方式，先将新能源企业月度实际上网电量计算确定，随后按照其他市场化交易电量先期扣除，再将调峰替代交易确定的总电量中按中标比例数值和占优先发电权交易电量比例、区域比例一致的方式扣除。

9.5.2.2替代交易电量每月结算一次，其出现月度偏差电量时可滚动调整，整个交易期内清算完毕。

## 9.6. 违约电量的计算与处理原则

9.6.1针对新能源企业存在各区风电、光伏发电能力差异、设备可利用差异情况等，其自身原因造成风电、光伏替代发电量年度中标计划的75%以下的少发电量按照调峰替代交易最高成交价的10%支付违约金，75%以内的电量次年一季度补发，因调度运行需要导致的少发电量免于支付违约金。

9.6.2 针对燃煤自备电厂所属企业年度调峰替代交易（含转让后，或未能转让的），其自身原因导致少发电量，完成偏差大于-5%以上的，应支付最高成交价的10%支付违约金。

9.6.3 违约电量的计算：

（1）当新能源企业调峰替代交易完成上网电量≥燃煤自备电厂所属企业调峰替代交易电量时，根据燃煤自备电厂所属企业调峰替代交易电量计算调峰替代交易实际执行电量。因燃煤自备电厂所属企业原因实际执行调峰替代交易电量与合同电量偏差超过-5%以上造成的违约损失由燃煤自备电厂所属企业承担，对新能源企业造成的损失也由燃煤自备电厂所属企业承担。

（2）当新能源企业调峰替代交易完成上网电量＜燃煤自备电厂所属企业调峰替代交易电量时，先行根据根据燃煤自备电厂所属企业调峰替代交易电量计算调峰替代交易实际执行电量。新能源企业上网电量计算调峰替代交易实际执行电量时，因新能源企业原因实际执行调峰替代交易电量与合同电量偏差超过-25%以上时，造成的违约损失由新能源企业承担，对燃煤自备电厂所属企业造成的损失也由新能源企业承担。

9.6.4 违约电量的处理：

9.6.4.1燃煤自备电厂所属企业当调峰替代交易执行电量＜调峰替代交易合同电量×0.95时，违约电量等于调峰替代交易合同电量×0.95-调峰替代交易执行电量；

9.6.4.2新能源企业当调峰替代交易执行电量＜调峰替代交易合同电量×0.75时，违约电量等于调峰替代交易合同电量×0.75-调峰替代交易执行电量；。

9.6.4.3 违约电量由电力交易中心统一计算，原则上由电网运营企业进行结算。

9.6.4.4 在计算应执行调峰替代交易合同电量和购电计划电量时，电量结算应统计电力调度机构在交易执行过程中对月度交易计划的调整。在收到月度交易计划执行情况报告后，电力交易中心将计划调整电量分解到具体的交易合同和购网电量计划中，根据调整（扣除调整电量）后的合同电量和购网计划电量进行实际结算。

## 9.7 电费结算

### 9.7.1 燃煤自备电厂所属企业

9.7.1.1 燃煤自备电厂所属企业应按规定及时支付购电费用，购电费包括调峰替代交易购电费、购网电量电费、违约电量电费、基本电费；调峰替代交易购电费和违约金等。

先按实际用电量和目录电价、基本电价计算购电费；然后分别计算调峰替代交易产生的电费，同时计算参与调峰替代交易形成的差价电费，再计算政府性基金及附加和违约金；最后计算购网电费、力调电费等，得到最终的燃煤自备电厂所属企业电费。根据计算电费数据与燃煤自备电厂所属企业结算。

9.7.1.2 违约金包括两部分：燃煤自备电厂所属企业调峰替代交易违约金和对发电企业补偿金。

9.7.1.3 燃煤自备电厂所属企业原因，违约金=违约电量×燃煤自备电厂所属企业用电的目录电价（不含政府性基金及附加，以下相同）×10%；

### 9.7.2 新能源企业

9.7.2.1 新能源企业电费包括调峰替代交易电费、政府确定的优先发电权电量电费、其他市场化交易电量电费和违约金等。

先按实际上网电量和核定上网电价计算上网电费；然后分别计算调峰替代交易产生的电费，同时计算参与调峰替代交易形成的差价电费和违约金；并计算其他电量形成的电费等，最终得到新能源企业上网电费。

9.7.2.2 新能源企业原因，违约金=违约电量×电厂上网电价×10%。

### 9.7.3 电费及违约金支付

9.7.3.1 电网运营企业负责电量电费结算工作，编制《调峰替代交易电量结算单》和《调峰替代交易电费结算单》，并发给燃煤自备电厂所属企业与新能源企业确认。

9.7.3.2 燃煤自备电厂所属企业与新能源企业在收到《调峰替代交易电量结算单》和《调峰替代交易电费结算单》后应尽快进行核对、确认，如有异议，在收到结算单后2个工作日内通知电网运营企业。经协商修正后，电网运营企业将修正后的《调峰替代交易电量结算单》和《调峰替代交易电费结算单》发送给燃煤自备电厂所属企业与新能源企业重新确认。

9.7.3.3 新能源企业根据确认后的《调峰替代交易电费结算单》开具增值税发票，并送达给电网运营企业；电网运营企业根据确认后的《调峰替代交易电费结算单》开具增值税发票，并送达给燃煤自备电厂所属企业，各方据此付费。

# 10. 信息披露

## 10.1 信息分类

### 10.1.1按照信息保密要求和公开范围分类

10.1.1.1 按照信息的保密要求和公开范围，电力交易平台上的市场信息可以分为公众信息、公开信息、私有信息和交换信息四大类。

10.1.1.2 公众信息指通过电力交易平台向社会公众公布的信息，例如各类交易适用的法律、法规、电力行业规程、管理规定、电力交易工作流程等。

10.1.1.3 公开信息指所有市场交易主体均可获得的信息，例如市场交易主体名单、输配价格、损耗率、撮合交易最高限价、新机组投产情况、电网发电设备容量和构成情况（分水、火）、每月发、用电量、机组剩余发电量、关键输电通道剩余可用输电能力和潮流极限情况等。应保证市场交易主体可以在规定时间范围内无歧视地获得各类公开信息。

10.1.1.4 私有信息指只有特定的市场交易主体及电力交易中心、电力调度机构才可获得的信息，例如发电机组的机组特性参数、各市场交易主体的各类交易的成交电量及成交价格、各市场交易主体的申报电量和申报价格、结算信息等。应采取必要措施来保证市场交易主体可以按时获得私有信息，并保证市场范围内私有信息的保密性。

10.1.1.5 交换信息是监管机构、电力交易中心、电力调度机构之间为维持电力系统正常运行和电力市场正常运转所交换的信息，例如实时信息、网络拓扑、市场运行信息等。只有监督机构、电力交易中心、电力调度机构有权获得交换信息。

10.1.1.6 以上信息均应向监管机构提供并备案。

### 10.1.2按照信息内容和主要用途分类

10.1.2.1 按照信息的内容和主要用途，电力交易平台上的市场信息可分为交易信息和市场运营信息两大类。

10.1.2.2 交易信息是指电力交易产生的信息，包括通过电力交易平台向市场交易主体发布的交易组织信息、交易结果信息、交易执行信息等信息。交易信息以私有信息和交换信息为主。

10.1.2.3市场运营信息是指各交易机构按照市场运营规则，定期通过电力交易平台向市场交易主体发布的相关市场信息。市场运营信息以公众和公开信息为主。

## 10.2 信息管理

10.2.1 市场交易主体应根据各自职责及时披露相关信息，并确保真实有效；电力交易中心对调峰替代交易信息进行汇总、整理、发布、保存，并报监管机构备案。

10.2.2 电力交易中心应创造信息公开的良好条件，通过电力交易平台发布市场信息，发布的信息应真实、准确、及时、完整。

10.2.3 市场交易主体应当按照本规则的规定，配合提供市场运营所必须的信息或参数。并对所提供信息的正确性负责。

10.2.4 为保证市场交易主体的信息安全，市场交易主体各方、市场运营机构、电网运营企业、应按照各自的访问权限对市场运营信息进行访问，对于超出授权范围的访问需要经过有关电力交易中心的审核批准后才可进行，监管机构可按要求对信息管理进行全过程监管。

## 10.3 市场运营信息发布

10.3.1 燃煤自备电厂所属企业披露信息包括：

（1）公司股权结构、投产时间、用电电压等级、最大生产能力、报装用电容量、用电类型、目录电价、年用电量、电费欠缴情况、产品电力单耗、用电负荷率、以前年度违约情况等。

（2）调峰替代交易需求信息、最大需量、联系方式。

（3）调峰替代交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等。

10.3.2 新能源企业应披露的信息包括：

（1）机组台数、机组容量、投产日期、发电业务许可证、上网电价、以前年度违约情况等。

（2）已签合同电量等。

（3）调峰替代交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等。

10.3.3 电网运营企业披露信息包括：

（1）输配电价标准、政府性基金及附加、损耗率、线损折价等。

（2）主要输配电设备典型时段的最大允许容量、预测需求容量、约束限制的依据等。

（3）关键输电通道潮流极限情况和剩余可用输送能力情况。

10.3.4 电力交易中心披露的信息包括：

（1）调峰替代交易合同电量。

（2）年度、月度电力供需预测情况；

（3）由于电网安全约束限制了调峰替代交易的具体输配线线路或输变电设备名称、限制容量、限制依据、该输配电设备上其他用户的使用情况、约束时段等；次年（季、月）各机组剩余可发电量的上限。

（4）交易电量执行、电量清算、电费结算等。

（5）其他与调峰替代交易相关的公共信息。

## 10.4保密规定

10.4.1 除公开披露信息外（私有信息具有保密性），未经电力监管机构批准，市场交易主体和市场运营机构不得向其他市场交易主体透露私有信息。

10.4.2 电力交易中心不得向其他市场交易主体透露交换信息。

10.4.3 公开信息、私有信息和交换信息具有保密性，未经电力监管机构批准，市场交易主体不得向公众透露这三类信息。

10.4.4 泄密事件涉及权益当事人的，该当事人可向电力监管机构提出对泄密责任人的申诉。

10.4.5 以下属于例外情况：

（1）应司法、仲裁机构要求透露、使用或者复制该信息时；

（2）应法律、争议解决程序、仲裁程序要求使用或复制该信息时。

# 11.市场干预及终止

11.1 市场交易主体和市场运营机构均可向监管机构申请市场干预。

11.2 发生以下情况时，监管机构进行市场干预。

（1）市场交易主体滥用市场力、串谋及其它严重违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱；

（2）交易平台发生故障，调峰替代交易无法正常进行时；

（3）其它情况。

11.3 出现下列情形之一时，市场运营机构可以进行市场干预，并报能源监督机构备案：

（1）系统出力不足以至无法按市场规则正常运行时；

（2）系统内发生事故危及电网安全时；

（3）自动化系统、数据通信系统等发生故障导致交易无法正常进行；

（4）其他必要的情形。

11.4 市场干预的主要手段包括：

（1）暂停市场交易；

（2）改变市场交易时间、暂缓市场交易；

（3）调整市场限价；

（4）调整市场交易电量。

11.5 干预期间，进行干预的市场运营机构应详细记录干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和后果等，并报监督机构备案。

11.6 可根据情况选择如下干预方式：

（1） 暂停市场交易；

（2） 推迟市场交易；

（3） 调整交易结果；

（4） 其他干预手段。

11.7监管机构可根据《电力市场监管办法（试行）》等文件决定中止或恢复电力市场。

11.8 市场中止期间，各市场交易主体应按照电网调度管理规程，根据电力调度机构的调度指令，严格执行调度计划。

# 12.争议与违规处理

12.1 市场运营过程中，市场交易成员之间发生争议时，可以通过以下方式处理：

（1） 双方协商解决；

（2） 书面提请监管机构调解，监管机构依据《电力争议调解暂行办法》实施调解和裁决；

（3） 申请仲裁；

（4） 提出司法诉讼。

12.2 电力用户和发电企业有下列行为之一的，经核实并报监管机构同意，予以强制退出，并根据国家有关规定予以查处。

（1）提供虚假材料或其它欺骗手段取得市场准入的；

（2）违反国家电力或环保政策并受处罚的；

（3）互相串通报价，操纵或控制市场交易，哄抬或打压交易价格的；

（4）将所购交易电量转售或变相转售给其他用户的；

（5）拖欠电费的；

（6）不按交易结果签订合同的；

（7）无正当理由，不履行已签订的交易合同或协议的；

（8）不服从电网调度命令的；

（9）其它违反交易规则行为并造成严重后果的。

12.3 监管机构根据国家法规、规章相关条款的规定，对市场成员违反本细则的行为予以处罚。

# 13．名词解释

（1）替代交易：指符合准入条件的自备企业与新能源企业按照自愿参与原则直接进行的购售电交易，电网运营企业按规定提供输配电服务。

（2）市场交易主体：指符合市场准入条件、在电力交易平台注册的自备企业、新能源企业、电网运营企业。市场交易主体可分为自备企业、新能源企业和输电主体。

（3）新能源：指风能、太阳能。

（4）替代交易价格：指在新能源企业补偿给自备企业的价格。

（5）集中竞价交易是指市场主体通过电力交易平台申报电量、电价，电力交易机构考虑安全约束进行市场出清，经电力调度机构安全校核后，确定最终的成交对象、成交电量与成交价格等市场要素；

（6）挂牌交易是指市场主体通过电力交易平台，将需要求电量或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邀约的申请，经过安全校核和相关方确认后形成交易结果，同一周期内提交的交易按等比例原则分配，不同周期内提交的交易按时间优先原则成交。

（7）集中挂牌交易：指自备企业、新能源企业通过交易运营系统直接进行电量需求申报，按照市场规则进行交易出清的交易组织方式。

（8）转让交易：指市场交易主体以市场方式将原交易合同全部或部分权利义务转移给其他方。

（9）安全校核：对自备企业与新能源企业按市场出清形成的无约束交易结果进行发电、输配电和用电过程模拟分析，确定是否满足电网安全稳定和发电能力约束条件的过程。

（10）工作日：指除星期六、星期日及法定节假日以外的公历日。

（11）购网电量：指电力用户按照政府核定目录电价向电网运营企业购买的电量。

（12）电子合同：市场交易主体在交易入市前，签署《替代交易入市承诺函》，承诺履行替代交易规则及办法规定的各项义务，承认替代交易平台产生的交易结果单并且将其作为购售电合同（发电企业）及供用电合同（自备电厂所属企业用电）的补充协议，进行相关结算工作。这种入市承诺函+替代交易结果单的方式，称为“电子合同”

（13）新能源企业分区方式：是指电力调度机构根据电网输送通道瓶颈，采取划分不同区域进行安全校核的方式。目前，全疆划分为乌昌地区、哈吐地区、巴州及阿克苏地区、疆南及和田地区、伊犁地区、博州、奎屯、塔城及阿勒泰地区六个区域进行安全校核，当电网结构发生重大调整时，分区方式可进行随之调整。

（14）就地平衡方式：是指考虑电网受阻情况，采取分区方式后，以电气距离较近，受阻较少方式进行就地电力电量平衡方式计算和出清。

（15）发电机群方式：是指在一个分区内，所有发电企业和发电厂为一个发电机群，并分别将火电、水电、新能源等电源单独确定为发电机群，机群内机组可以相互停机备用。

（16）对于“边际电价法”，按照申报卖出、买入报价进行匹配，最终替代交易成交价格为配对双方成交的边际电价，即成交价格=[新能源企业申报买入价格-自备电厂所属企业申报卖出价格]=0后，对应的边际出清价格，即申报买入报价后的出清价格=申报卖出报价后的出清价格。

对于“高低匹配法”，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=[电力用户申报买入价格+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=[电力用户申报买入价格-发电企业申报卖出价格]/2；

（17）调峰替代交易出清计算与结算计算

**一、边界条件**

1、各地区新能源电厂参与调峰替代交易；

2、新能源为全额收购，忽略计划对变量的影响、弃电只受断面和负荷的影响；

3、“网架原因”弃电量，受电网断面影响，有限度纳入分析；

4、风电、光伏弃电之间不存在关联关系；

**二、影响因素**

1、综合考虑：上网电量、发电能力、“网架原因”、“调峰原因”，四个方面因素；

2、**“上网电量”权重 K∽“替代”交易比例 Yi**：线性关系、正向影响；

“上网电量”多的地区，“替代”交易电量多。“上网电量”少的地区，“替代”交易电量少，作为主要分配基数；

3、**“发电能力” K1∽“替代”交易比例 Yi**：线性关系、正向影响；

从发电能力考虑，装机容量大的地区，“替代”交易电量较多；装机容量小的地区，“替代”交易电量相应较少，作为主要因素；

4、**“网架原因”弃电 K2∽“替代”交易比例 Yi**：线性关系、负向影响；

从电网断面考虑，因“网架原因”弃电多的地区，“替代”交易电量较少；弃电少的地区，“替代”交易电量则会增多，作为主要因素；

5、**“调峰原因”弃电 K3∽“替代”交易比例 Yi**：线性关系、正向影响；

月度出清:从调峰弃电来看，环比“调峰原因”<0的地区，完成“替代”较好；环比“调峰原因”>0的地区，完成“替代”较差，作为主要因素；

年度出清：从调峰弃电来看，全年弃电量比重小的地区，完成“替代”较好；弃电量比重大的地区，完成“替代”较差，作为主要因素；

**三、计算方法**

以上网电量权重为基准，综合考虑“发电能力”、“网架原因”弃电、“调峰原因”弃电等影响因素，并按一定比例构成地区新能源替代自备电量的系数。

**四、计算公式**

认为K1、K2、K3之间没有关联关系，构造系数公式如下：

 (公式1)

 (公式2)

因变量：Y：某地区调峰替代交易的权重系数；

自变量：K：“上网电量”权重系数；

K1：发电能力系数：反映地区新能源装机情况；

K2 ：输电能力系数：受“网架原因”影响，反映电网断面的限制；

K3 ：调峰系数：受“调峰原因”影响，反映替代交易的成效；

**上网电量权重系数K：**

**发电能力系数K1 ：**反映地区新能源装机情况；

通过装机容量权重对各地区进行分类：采用正态分布5分位法计算分值；

K1 =根据计算结果正态分布情况，确定为20%、10%、0、-10%、-20%；

**输电能力系数K2 ：**反映区域网架受阻情况；

通过各地区“网架原因”弃电比例进行分类：采用正态分布5分位法计算分值；

K2 =根据计算结果正态分布情况，确定为20%、10%、0、-10%、-20%；

**调峰系数K3 ：**反映区域电网调峰情况；

通过各地区进行“调峰原因”权重进行分类：采用正态分布5分位法计算分值；

K3 =根据计算结果正态分布情况，确定为20%、10%、0、-10%、-20%；

**综上，考虑不同地区情况，确定计算公式为：**

**各区域“替代”电量与上网电量比率**: