

附件

# 宁夏回族自治区电力中长期交易规则

(征求意见稿)

## 第一章 总则

**第一条** 为充分发挥市场配置电力资源的决定性作用，建立统一、开放、竞争、有序的电力市场，确保电力供应安全绿色、高效、可靠，根据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则〉的通知》（发改能源〔2020〕889），和有关法律、法规规定，结合宁夏电力工业发展实际，制定本规则。

**第二条** 本规则适用于宁夏现阶段开展的非现货市场电力中长期交易，包括但不限于电力直接交易、合同电量转让交易、发电权转让交易、电能替代交易。

**第三条** 本规则所称电力中长期交易，主要指符合准入条件的发电企业、售电企业、电力用户等市场主体，通过双边协商、集中交易（包括挂牌、集中竞价、滚动撮合）等方式，开展的多年、年、季、月、周、多日等执行日前（不含）以上的多日电力（电量）批发交易。

电力辅助服务市场（补偿）机制相关规则另行制定。

**第四条** 电力市场成员应严格遵守本规则，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的利益。任何单位和个人不得违规干预市场正常运行。

**第五条** 国家能源局西北监管局（以下简称“西北能源监管局”）和宁夏回族自治区发展和改革委员会（以下简称“宁夏发展改革委”）对宁夏电力市场和电力交易机构实施监管，根据职能依法履行宁夏电力中长期交易监管职责。

## 第二章 市场成员

### 第一节 权利与义务

**第六条** 市场成员包括市场主体和市场运营机构。市场主体包括符合准入条件的发电企业、电网企业、售电企业（含配售电企业）、电力用户、储能企业等。市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。

**第七条** 发电企业的权利和义务：

- （一）按规则参与电力市场交易，执行优先发电计划，签订和履行各类交易合同，按时完成电费结算；
- （二）获得公平的输电服务和电网接入服务；
- （三）执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度；
- （四）按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电

服务等相关信息；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

#### **第八条 电力用户的权利和义务：**

（一）按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同，提供市场化交易所必须的电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等；

（三）按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

（四）服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下或电力供不应求时，按调度机构要求安排用电；

（五）遵守国家及自治区有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错避峰用电；

（六）依法依规履行清洁能源消纳责任，接受政府监管；

（七）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

#### **第九条 售电企业的权利和义务：**

（一）按规定参与电力市场化交易，签订和履行市场化交易合同，按时完成电费结算；

（二）依法依规披露和提供信息，在政府指定网站上公

示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报；

（三）按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供签约零售用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线以及其他生产信息，获得市场化交易、输配电服务和签约市场主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务；

（四）依法依规履行清洁能源消纳责任，接受政府监管；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

#### **第十条 电网企业的权利和义务：**

（一）保障电网及输配电设施的安全稳定运行；

（二）为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务；

（三）遵守电力调度机构的统一调度，建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统；

（四）根据市场主体申请提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务；

（五）按规定向交易主体收取输配电费用（含线损和交叉补贴），代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算；

（六）预测非市场用户的电力、电量需求，按政府定价向优先购电用户提供售电服务，向其他不参与市场交易的电

力用户提供保底供电服务，签订和履行相应的供用电合同和购售电合同；

（七）依法依规履行清洁能源消纳责任，接受政府监管；

（八）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，向电力交易机构提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实行与电力交易机构的数据交互；

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

#### **第十一条 电力交易机构的权利和义务：**

（一）参与拟定相应的电力交易规则、实施细则，编制交易计划；

（二）组织各类交易，负责交易平台及技术支持系统的建设与维护，并负责交易合同的汇总管理；

（三）按规定负责市场主体的注册管理；

（四）提供电力交易结算依据（包括但不限于全部电量电费、辅助服务费及输电服务等）及相关服务，按照规定适时收取交易服务费；

（五）监测和分析市场运行情况，依法依规干预市场，预防市场风险，并于事后向监管机构和政府相关部门及时报告；

（六）配合西北能源监管局和宁夏发展改革委对市场运营规则进行分析评估，提出修改建议；

（七）定期和不定期组织、发起市场管理委员会会议，对电力市场中重大事项进行讨论，充分发挥市场管理委员会议事作用；

（八）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，提供信息发布平台，为市场主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑市场化交易以及服务需求的数据等；

（九）经授权开展市场主体信用评价，对市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查；

（十）法律法规规定的其他权利和义务。

## **第十二条 电力调度机构的权利和义务：**

（一）负责安全校核；

（二）按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，确保电网安全；

（三）向市场成员披露安全约束条件、原则，提供基础数据，向电力交易机构提供安全约束边界和必开机组组合、必开机组发电量需求、影响限额的停电检修、关键通道可用输电容量等数据，配合电力交易机构履行市场运营职能；

（四）合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行（因电力调度机构自身原因造成实际执行与交易结果偏差时，由电力调度机构所在电网企业承担相应的经济责任），保障电力市场正常运行；

(五) 按规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互；

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

## 第二节 准入与退出

**第十三条** 市场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，内部核算的企业，经法人单位授权，可以参与相应电力交易。

**第十四条** 直接交易市场主体的准入条件：

(一) 发电企业

1. 依法取得核准或备案文件，取得或豁免电力业务许可证（发电类）；

2. 并网自备电厂在公平承担发电企业社会责任、承担国家依法合规设立的政府性基金及附加以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴、系统备用费后，取得电力业务许可证，达到能效、环保要求，可作为市场主体参与市场化交易；

3. 分布式发电企业符合分布式试点规则要求。

(二) 电力用户

1. 符合电网接入规范，满足电网安全技术要求，与电网企业签订正式供用电协议（合同）；

2. 10 千伏及以上工商业用户原则上要直接参与市场交

易（直接向发电企业或售电公司购电），暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电；

3. 鼓励其他工商业用户直接参与市场交易，未直接参与市场交易的由电网企业代理购电。

4. 拥有自备电源的用户应当按规定承担国家政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费；

5. 执行惩罚性电价的电力用户不得准入；

6. 宁夏发展改革委对参与电力直接交易的工商业用户（包含直接交易用户、售电公司代理零售用户、从未参与交易的用户）、高耗能用户户号实施动态管理。

### （三）售电企业准入条件

1. 按照国家和自治区相关规定依法履行备案程序，并在电力交易机构完成市场成员注册，拥有配电网经营权的售电公司应取得电力业务许可证（供电类）；

2. 自觉履行市场义务，严格遵守自治区电力交易相关规定。

**第十五条** 进入市场的电量规模，应遵循发用电计划放开比例相匹配的原则。

**第十六条** 市场成员均需按要求在电力交易机构完成市场注册。其中，参加零售交易的电力用户的注册手续和程序适当简化。

**第十七条** 参加市场化交易（含批发、零售交易）的电



力用户全部电量需通过批发或者零售交易购买，且不得同时参加批发交易和零售交易。

由电网企业代理购电的工商业用户，可在每季度最后 15 日前选择下一季度起直接参与市场交易，电力交易机构应将上述变更信息于 2 日内告知电网企业。

参加市场化交易的电力用户，允许在合同期满的下一个年度，按照准入条件选择参加批发或者零售交易。一个交易期内，同一用户只能委托一家售电公司代理。

**第十八条** 已经选择市场化交易的市场主体，下述情况下，可以办理正常退市注销手续：

1. 因企业工商注销或市场主体宣告破产，不再发电或用电；

2. 因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有市场主体非自身原因无法继续参加市场的情况；

3. 因电网网架调整，导致发电企业、电力用户的发用电物理属性无法满足所在地区参与市场条件。

售电公司退出条件按照国家及自治区有关售电公司准入与退出管理规定执行。

**第十九条** 市场主体退出直接交易时要妥善处理其全部合同义务。

**第二十条** 已直接参与市场交易（不含已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易，仍按目录销售电价执行的

用户) 在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户, 用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、输配电价、政府性基金及附加组成。

已直接参与市场交易的高耗能用户, 不得退出市场交易; 尚未直接参与市场交易的高耗能用户原则上要直接参与市场交易, 暂不能直接参与市场交易的由电网企业代理购电, 用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、输配电价、政府性基金及附加组成。

电网企业代理上述用户购电形成的增收收入, 纳入其为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益统筹考虑。

**第二十一条** 完成市场注册且已开展交易的电力用户(包括批发用户、零售用户), 合同期满后未签订新的交易合同但发生实际用电时, 按照规则进行偏差结算。

### **第三章 市场注册、变更与注销**

**第二十二条** 市场注册业务包括注册、信息变更、市场注销以及零售用户与售电公司业务关系确定等。

**第二十三条** 市场主体参与电力市场化交易, 应当符合准入条件, 在电力交易机构办理市场注册, 按照有关规定履行承诺、公示、注册、备案等相关手续。市场主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性。

**第二十四条** 企事业单位、机关团体等办理注册手续时应当关联用电户号等实际用电信息，并提供必要的单位名称、法人代表、联系方式等。参与批发交易的市场主体，应当办理数字安全证书或者采取同等安全等级的身份认证手段。

**第二十五条** 办理售电增项业务的发电企业，应当分别以发电企业和售电公司的市场主体类别进行注册。

**第二十六条** 当国家政策调整或者交易规则发生重大变化时，电力交易机构可组织已注册市场主体重新办理注册手续。

**第二十七条** 市场主体注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请。市场主体类别、法人、业务范围、公司主要股东等有重大变化的，市场主体应当再次予以承诺、公示。公示期满无异议的，电力交易机构向社会发布。

**第二十八条** 电力用户或者售电公司关联的用户发生并户、销户、过户、改名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，市场主体应当在电网企业办理变更的同时，在电力交易机构办理注册信息变更手续。业务手续办理期间，电网企业需向电力交易机构提供分段计量数据。电力交易机构完成注册信息变更后，对其进行交易结算，提供结算依据。

**第二十九条** 退出市场的市场主体应按规定向电力交易

机构提出申请，履行或者处理完成交易合同有关事项，按程序公示后，方可注销。

**第三十条** 发电企业、电力用户、配售电企业根据交易需求和调度管理关系在相应的电力交易机构办理注册手续；售电公司自主选择一家电力交易机构办理注册手续。各电力交易机构共享注册信息，无须重复注册，按照自治区准入条件和市场规则参与交易。电力交易机构根据市场主体注册情况向西北能源监管局、宁夏发展改革委和政府引入的第三方征信机构备案，并通过政府指定网站和电力交易机构网站向社会公布。

#### **第四章 交易品种、周期和方式**

**第三十一条** 中长期交易品种包括电力直接交易、自备替代交易、发电权交易、合同交易等。根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

**第三十二条** 电力直接交易指符合准入条件的发电企业与电力用户（含售电企业）按照自愿参与的原则，通过双边协商交易、集中竞价交易或挂牌交易等市场化交易方式，直接进行的购售电交易，电网企业按规定提供输配电服务。

**第三十三条** 电网企业通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，以报量不报价方式、作为价格接受

者参与市场出清，其中采取挂牌交易方式的，价格按当月月度集中竞价交易加权平均价格确定。

**第三十四条** 自备替代交易指依法核准备案、未被列入强制关停的燃煤自备机组，且具备生产负荷的电力用户，按照相关规则开展的自备替代交易。

（一）对符合国家产业政策，未列入关停计划的在运燃煤自备机组，主动申请停机，由其他发电企业替代发电的，替代发电交易时间连续不少于 12 个月，累计不超过 24 个月。

（二）对依法核准备案、未被列入强制关停计划、正在运行的燃煤自备机组具备生产负荷的电力用户，主动申请停机由其他发电主体替代发电，替代发电时间连续不少于 12 个月、累计不超过 24 个月。可替代电量为上一年区内公用火电机组平均利用小时数×该燃煤自备机组申请关停容量。可替代电量的 80%优先区内电厂替代，可替代电量的 20%探索开展跨区跨省燃煤自备替代交易。

（三）列入关停计划且不参与等容量置换的公用煤电机组，关停拆除后可享受 4 年发电权政策。依法核准备案、列入国家或自治区关停计划且不参与等容量置换，或主动申请停机拆除并经自治区发改委验收合格的燃煤自备机组，可享受 4 年的发电权交易政策，与关停公用煤电机组同时开展发电权交易。已享受发电权政策的公用煤电机组或燃煤自备机组累计替代发电时间不超过四年：

第一年，可替代电量为上一年区内公用火电机组平均利用小时数×该自备机组申请关停容量；

第二年，可替代电量为上一年区内公用火电机组平均利用小时数×该自备机组申请关停容量×90%；

第三年，可替代电量为上一年区内公用火电机组平均利用小时数×该自备机组申请关停容量×80%；

第四年，可替代电量为上一年区内公用火电机组平均利用小时数×该自备机组申请关停容量×70%；

（四）为完成消纳责任权重指标主体责任，拥有自备电厂的市场主体，可通过压出力或停机期间开展自备替代交易，其交易结算电量计入该市场主体消纳量。

（五）纯余热、余压、余汽（无燃料添加系统的自备机组）不得参与发电量替代交易。

（六）被国家或自治区责令强制关停的自备机组，无特殊原因，自文件下发之日起不得参与发电量替代交易。

**第三十五条** 合同电量转让交易主要包括直接交易合同、跨省跨区交易合同等转让交易。

**第三十六条** 发电权转让交易指发电企业之间优先发电计划转让的交易。应遵循清洁能源和高效、环保机组替代低效、高能耗机组发电的原则。优先顺序原则为：新能源机组、燃气机组、高效环保煤电机组。享有优先发电政策的热电联产机组“以热定电”电量不得转让。

**第三十七条** 根据交易标的物执行周期不同，中长期电能量（电力）交易包括年度（多年）电量（电力）交易（以某个或者多个年度的电力电量作为交易标的物，并分解到月）、月度电量（电力）交易（以某个月度的电力电量作为交易标的物）、月内（多日）电量（电力）交易（以月内剩余天数的电力电量或者特定天数的电力电量作为交易标的物）等针对不同交割周期的电量（电力）交易。

**第三十八条** 探索中长期交易由电量交易向分时段交易转变，在分时段电能量（电力）交易形成合同基础上，结合发用电预测情况和形势变化，建立合同灵活调整机制。

**第三十九条** 电能量（电力）交易包括双边协商和集中交易两种方式。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等形式。交易结果需经电力交易平台出清后形成交易结果。

双边协商交易指市场主体之间自主协商交易电量（电力）、电价，形成双边协商交易初步意向，提交交易平台确认后形成交易结果；

集中竞价交易指设置交易报价提交截止时间，电力交易平台汇总市场主体提交的电量（电力）交易申报信息，按照市场规则进行统一的市场出清，发布市场出清结果。

滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内，市场主体可以随时提交购电或者售电电量（电力）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。

挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，将需求电量（电力）或者可供电量（电力）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。

**第四十条** 以双边协商和滚动撮合形式开展的电力中长期交易鼓励连续开市，以集中竞价交易形式开展的电力中长期交易应当实现定期开市。双边合同在双边交易申报截止时间前均可提交或者修改。

**第四十一条** 同一市场主体可根据自身电力生产或者消费需要，购入或者售出电能量。

发电企业在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余最大发电能力。

除电网安全约束外，不得限制发电企业在自身发电能力范围内的交易电量申报；发电权交易、合同转让交易应当遵循购售双方的意愿，不得人为设置条件，原则上鼓励清洁、高效机组替代低效机组发电。

**第四十二条** 适时开展容量补偿机制，保障长期电力供应安全。

**第四十三条** 探索创新清洁能源参与直接交易模式，通过多种途径鼓励新能源参与分时段交易。

## 第五章 价格机制



**第四十四条** 除计划电量执行政府确定的价格外，电力中长期交易的成交价格应当由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。电能量市场化交易（含省内和跨区跨省）价格包括脱硫、脱硝、除尘等。

**第四十五条** 因电网安全约束必须开启的机组，约束上电量超出其合同电量（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同）的部分，根据实际情况在年度交易通知中明确定价原则，鼓励采用市场化机制确定价格。加强对必开机组组合和约束上电量的监管，保障公开、公平、公正。

新投产发电机组的调试电量按照调试电价政策进行结算。

**第四十六条** 建立年度（长协）交易协商“基准电价+浮动机制”市场化价格机制。基准电价按宁夏现行燃煤发电标杆上网电价确定，基准电价及浮动范围根据国家政策和宁夏电力市场发展情况适时调整。

**第四十七条** 市场用户的用电价格由电能量交易价格、辅助服务费用、输配电价格、政府性基金及附加构成，促进市场用户公平承担系统责任。输配电价按照国家发改委核定的输配电价执行。相关政府性基金及附加按国家有关规定执行。

电网企业代理购电用户电价由代理购电价格（含平均上

网电价、辅助服务费用等)、输配电价(含线损及政策性交叉补贴)、政府性基金及附加组成。其中代理购电价格基于电网企业代理工商业用户购电费(含偏差电费)、代理工商业用户购电量确定。

**第四十八条** 双边交易价格按照双方合同约定执行。其中,集中竞价交易可采用边际出清或者高低匹配等价格形成机制;滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制;挂牌交易采用挂牌、摘牌成交的价格形成机制。

**第四十九条** 执行峰谷电价电力用户参与直接交易,继续执行峰谷电价。直接交易电价为平段电价,峰、谷电价按现有峰平谷比价计算。

执行分段交易价格的,不再按峰谷电价比例上下浮动。

**第五十条** 合同电量转让,保持原交易合同的价格和结算方式不变,合同交易价格由双方协商确定。

**第五十一条** 除国家有明确规定的情况外,双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价交易中,为避免市场操纵以及恶性竞争,可对报价或者出清价格设置上、下限。价格上、下限原则上由电力市场管理委员会提出,经西北能源监管局和宁夏发展改革委审定。

## 第六章 交易组织

## 第一节 总体原则

**第五十二条** 宁夏发展改革委应当在每年 11 月底前确定并下达次年区内优先发电计划和基数电量，拟定直接交易电量规模、范围、方式等。

**第五十三条** 对于定期开市的交易，交易公告应当提前至少 1 个工作日发布，对于不定期开市的交易，应当提前至少 2 个工作日发布。交易公告发布内容应当包括：

（一）交易标的（含电力、电量和交易周期）、申报起止时间；

（二）交易出清方式；

（三）价格形成机制；

（四）关键输电通道可用输电容量情况。

**第五十四条** 交易的限定条件必须事前在交易公告中明确，原则上在申报组织以及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要的应当公开说明原因。

**第五十五条** 电力交易机构基于电力调度机构提供的安全约束条件开展电力交易出清。

**第五十六条** 电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易，指导参与电力交易的承担消纳责任的市场主体优先完成可再生能源电力消纳相应的电力交易，在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的市场主体给予提醒。各承担消纳责任的市场主体参与电力

市场交易时，应当向电力交易机构作出履行可再生能源电力消纳责任的承诺。

**第五十七条** 准入市场的电力用户（含售电企业）可自主选择参与月度或年度及以上交易。

符合准入条件的自备电厂，直接交易电量限额参照区内统调公用煤电机组两个月前累计利用小时数确定。

## 第二节 年度（多年）交易

**第五十八条** 年度（多年）交易的标的物为次年（多年）的电量（或者年度分时电量）。年度（多年）交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

**第五十九条** 在每年年度双边交易开始前，电网和发电企业应根据宁夏发展改革委下达的优先发电计划，签订厂网间优先发电合同并确定分月计划。

**第六十条** 每年 11 月底，电力调度机构和交易机构通过交易平台发布次年度电力交易市场相关信息，包括但不限于：

- （一）次年主要发电设备停电检修计划；
- （二）次年直接交易电量需求预测；
- （三）次年跨省跨区交易电量需求预测；
- （四）次年各类机组优先发电量信息；
- （五）次年发电机组可发电量上、下限；

(六) 售电公司相关信息 (包括但不限于代理户数、本年交易电量、次年交易电量限额)

**第六十一条** 每年 12 月上旬, 电力交易机构开放电力交易平台, 组织次年中长期直接交易。交易主体在交易平台分月申报次年交易电量电价。年度交易以双边协商为主, 集中竞价、挂牌交易为补充。鼓励交易双方协商采用“基准电价+浮动机制”的市场化定价机制。

**第六十二条** 电力交易机构在年度交易申报期截止后 1 个工作日内发布交易结果。

**第六十三条** 电力交易机构应在每年 12 月 20 日前完成次年年度交易计划。发布包括但不限于年度优先发电计划及分月计划、直接交易结果、跨省跨区交易计划。

**第六十四条** 市场主体对交易结果有异议的, 应当在结果发布 1 个工作日内向电力交易机构提出, 由电力交易机构会同电力调度机构在 1 个工作日内给予解释。逾期未提出异议的, 电力交易平台自动确认成交。

### 第三节 月度交易

**第六十五条** 月度交易的标的物为次月电量 (或者月度分时电量), 可组织开展针对年度内剩余月份的月度电量 (或者月度分时电量) 交易。月度交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

**第六十六条** 交易开市前 2 个工作日，电力交易机构应通过交易平台发布次月电力交易相关信息，包括但不限于：

- （一）次月直接交易电量需求预测；
- （二）次月各机组发电能力。

**第六十七条** 月度交易分月末和月中交易。月末交易主要组织下一月用户除年度（长协）之外以及新增用户（负荷）的市场电量与发电企业的交易，按双边协商、集中竞价等方式，分阶段、按比例实施。月中交易主要用于发电权转让、合同电量转让和新增用户（负荷）市场电量交易。

**第六十八条** 月度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交给电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在 2 个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由电力交易机构根据市场规则协同进行交易削减和调整。

**第六十九条** 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在 1 个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

**第七十条** 电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对年度交易分月结果和月度交易结果进行汇总，于每月月底前发布汇总后的交易结果。

#### 第四节 月内（多日）交易

**第七十一条** 月内（多日）交易的标的物为月内剩余天数或者特定天数的电量（或者分时电量）。月内交易主要以集中交易方式开展。根据交易标的物不同，月内交易可定期开市或者连续开市。

**第七十二条** 月内交易，发电企业、售电公司和电力用户在规定时限内申报电量、电价数据。电力交易机构进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

**第七十三条** 电力交易机构将月内交易的预成交结果提交给电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应当在1个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。

**第七十四条** 月内交易结束后，电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对分月交易计划进行调整、更新和发布。

#### 第五节 偏差电量处理机制

**第七十五条** 偏差电量处理是指对实际执行与计划形成的不平衡电量的处理。

**第七十六条** 允许发用双方在协商一致的前提下，可在

合同执行一周前进行动态调整。鼓励市场主体通过月内（多日）交易实现月度发用电计划调整，减少合同执行偏差。

**第七十七条** 适时开展发电侧上下调预挂牌、偏差电量次月挂牌、合同电量滚动调整等方式处理偏差。逐步建立与中长期运营相适应的偏差考核结算机制，通过偏差价格机制结算偏差电量，实现中长期交易分时段月结，保证中长期合同履行。

**第七十八条** 月度交易和月中调整结束后，电力调度机构以同类型机组市场合同执行率基本相当为目标调度。市场主体按规定承担偏差考核。偏差考核标准及返还依据区内电力供需平衡关系确定。采用本方式导致的发电企业合同执行不平衡的，可以开展事后合同电量转让交易。

**第七十九条** 直接交易合同执行偏差暂按以下原则进行处理。

发电企业月度上网电量超出优先发电计划和市场以外的电量为超发电量，按相关要求执行超发电价。电力用户月度实际用电量超出优先用电量和市场以外的电量视为超用电量，按相关要求执行超用电价。市场主体按规定承担偏差考核。偏差考核范围和偏差考核电价参照相关要求执行。

在实时调度过程中，电力调度机构每日跟踪各发电企业总合同执行率，以同类型机组总合同执行率基本相当为目标，安排日发电计划。



## 第七章 安全校核

**第八十条** 电力调度机构负责各种交易的安全校核工作。安全校核的主要内容包括但不限于：通道阻塞管理、机组发电能力限制、机组辅助服务限制、全网电力电量平衡等。

**第八十一条** 电力调度机构应当及时向电力交易机构提供或者更新各断面（设备）、各路径可用输电容量，以及交易在不同断面、路径上的分布系数，并通过交易平台发布必开机组组合和发电量需求、影响断面（设备）限额变化的停电检修等。

电力交易机构以各断面、各路径可用输电容量等为约束，对集中交易进行出清，并与同期组织的双边交易一并提交电力调度机构进行安全校核。

**第八十二条** 为保障系统整体的备用和调频调峰能力，在各类市场交易开始前，电力调度机构可以根据机组可调出力、检修期、系统负荷曲线以及电网约束情况，得出各机组可发电量上限，提出参与市场交易机组发电利用小时数限制建议。

**第八十三条** 安全校核未通过时，由电力交易机构进行交易削减。对于双边交易，可按照时间优先、等比例等原则进行削减；对于集中交易，可按照价格优先原则进行削减，

价格相同时按照发电侧节能低碳电力调度的优先级进行削减。已完成的交易，不能通过月度安全校核的，市场主体应尽快进行合同转让或合同变更。

执行过程中，电力调度机构因电网安全和清洁能源消纳原因调整中长期交易计划后，应当详细记录原因并向市场主体说明。

**第八十四条** 安全校核应在规定的期限内完成。安全校核未通过的原因，由调度机构负责书面解释，由电力交易机构予以公布。

## 第八章 合同签订与执行

### 第一节 合同签订

**第八十五条** 各市场成员应当根据交易结果或者政府下达的计划电量，参照合同示范文本签订购售电合同，并在规定时间内提交至电力交易机构。购售电合同中应当明确购电方、售电方、输电方、电量（电力）、电价、执行周期、结算方式、偏差电量计量、违约责任、资金往来信息等内容。

**第八十六条** 购售电合同原则上应当采用纸质合同或电子合同签订，电力交易平台应当满足国家电子合同有关规定的技术要求，市场成员应当依法使用可靠的电子签名，电子合同与纸质合同具备同等效力。

**第八十七条** 在电力交易平台提交、确认的双边协商交易以及参与集中交易产生的结果，各相关市场成员可将电力交易机构出具的电子交易确认单（视同为电子合同）作为执行依据。

**第八十八条** 电力交易机构每月 15-20 日开展月中合同转让交易，合同转让价格不高于原交易价格，用户间合同转让不影响与电厂结算价格。

## 第二节 优先发电合同

**第八十九条** 结合电网安全、供需形势、电源结构、可再生资源消纳等因素，科学安排优先发电电量，不得将上述电量安排在指定时段内集中执行，也不得将上述电量作为调节市场自由竞争的手段。

**第九十条** 区内优先发电电量，原则上在每年年度双边交易开始前，确定执行政府定价的电量，约定年度电量规模以及分月计划、交易价格等。

年度交易开始前仍未确定优先发电的，可参考历史情况测算，预留优先发电空间，确保市场交易正常开展。

## 第三节 合同执行

**第九十一条** 电力交易机构汇总省内市场成员参与的各类交易合同（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易

合同),形成省内发电企业的月度发电计划,并依据月内(多日)交易,进行更新和调整。电力调度机构应当根据经安全校核后的月度(含调整后的)发电计划以及清洁能源消纳需求,合理安排电网运行方式和机组开机方式。

**第九十二条** 年度合同的执行周期内,次月交易开始前,在购售双方一致同意且不影响其他市场主体交易合同执行的基础上,允许通过电力交易平台调整后续各月的合同分月计划,年度总合同电量保持不变。

**第九十三条** 电力交易机构定期跟踪和公布月度(含多日交易调整后的)发电计划完成进度情况。市场主体对发电计划完成进度提出异议时,电力调度机构负责出具说明,电力交易机构负责公布相关信息。

**第九十四条** 电力现货市场启动后,调度机构根据电力现货市场相应规定调整电网运行方式。

**第九十五条** 电力调度机构应当根据电力交易机构安排的月度发电计划合理安排电网运行方式并保障执行。

**第九十六条** 电力系统发生紧急情况时,电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度,并在事后向宁夏发展改革委和西北能源监管局书面报告。紧急情况导致的经济损失,由责任主体承担。

## 第九章 计量和结算

## 第一节 计 量

**第九十七条** 电网企业应当根据市场运行需要为市场主体安装符合技术规范的计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。

**第九十八条** 计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

**第九十九条** 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并将计量数据提交电力交易机构。对计量数据存在疑义时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关市场成员协商解决。

## 第二节 结 算

**第一百条** 电力交易机构负责向市场成员出具结算依据，市场成员根据相关规则与电网企业进行电费结算。

**第一百零一条** 电网企业（含配售电企业）之间结算的输配电费用，按照政府价格主管部门核定的输配电价和实际物理计量电量结算。

**第一百零二条** 电力用户的基本电价、政府性基金及附加、峰谷分时电价、功率因数调整等按照电压等级和类别按

实收取，上述费用均由电网企业根据自治区有关规定进行结算。

**第一百零三条** 电力交易机构向各市场成员提供的结算依据包括以下内容：

（一）实际结算电量；

（二）各类交易合同（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同）电量、电价和电费；

（三）上下调电量、电价和电费，偏差电量、电价和电费，分摊的结算资金差额或者盈余等信息；

（四）新机组调试电量、电价、电费；

（五）零售交易结算依据。

**第一百零四条** 电网企业代理购电价格、代理购电用户电价应按月测算，并提前3日通过营业厅等线上线下渠道公布，于次月执行，并按用户实际用电量全额结算电费。未实现自然月购售同期抄表结算的，暂按电网企业抄表结算周期执行。

**第一百零五条** 电网企业代理购电产生的偏差电量，按照上发电侧上下调预挂牌价格结算，暂未开展上下调预挂牌交易的按当地最近一次、最短周期的场内集中竞价出清价格结算。

因代理购电关系终止产生的偏差责任原则上不予考核，能够单独统计的偏差电量由与电网企业成交的市场化机组

合同电量等比例调减。

**第一百零六条** 市场主体因偏差电量引起的电费资金，暂由电网企业收取和支付，并应当在电费结算依据中单项列示。

**第一百零七条** 电费结算一般执行月清月结原则；周（多日）交易，按周（多日）清算，按月结算。电力交易机构负责向市场主体出具结算依据。

各市场主体暂时保持与电网企业的电费结算和支付方式不变，保障交易电费资金安全。

**第一百零八条** 交易结算发、用双方解耦，优先发电计划优先结算，所有电量月结月清，不再滚动调整，少发电量不予追补。直接交易结算差额资金，优化出清电量、超发电量、超用电量价差电费和偏差电量考核电费一并列入平衡账户管理，平衡账户年内清算。

**第一百零九条** 采取预挂牌月平衡偏差方式的结算流程和结算价格参照国家中长期交易规则执行。

**第一百一十条** 电力用户拥有储能，或者电力用户参加特定时段的需求侧响应，由此产生的偏差电量，由电力用户自行承担。

**第一百一十一条** 对于电网故障、电网改造等非不可抗力因素导致的合同电量执行偏差，由电网企业承担相关偏差考核费用；对于不可抗力因素导致的合同电量执行偏差，免

予考核。

## 第十章 信息披露

**第一百一十二条** 市场信息分为社会公众信息、市场公开信息和私有信息。社会公众信息是指向社会公众披露的信息；市场公开信息是指向所有市场主体披露的信息；私有信息是指向特定的市场主体披露的信息。

**第一百一十三条** 社会公众信息包括但不限于：

（一）电力交易适用的法律、法规以及相关政策文件，电力交易业务流程、管理办法等；

（二）国家批准的发电侧上网电价、销售目录电价、输配电价、各类政府性基金及附加、系统备用费以及其他电力交易相关收费标准等；

（三）电力市场运行基本情况，包括各类市场主体注册情况，电力交易总体成交电量、价格情况等；

（四）电网运行基本情况，包括电网主要网络通道的示意图、各类型发电机组装机总体情况，发用电负荷总体情况等；

（五）其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

**第一百一十四条** 市场公开信息包括但不限于：

（一）市场主体基本信息，市场主体注册准入以及退出情况，包括企业名称、统一社会信用代码、联系方式、信用



评价信息等；

（二）发电设备信息，包括发电企业的类型、所属集团、装机容量、检修停运情况，项目投产（退役）计划、投产（退役）情况等；

（三）电网运行信息，电网安全运行的主要约束条件、电网重要运行方式的变化情况，电网各断面（设备）、各路径可用输电容量，必开必停机组组合和发电量需求，以及导致断面（设备）限额变化的停电检修等；

（四）市场交易类信息，包括年、季、月电力电量平衡预测分析情况，非市场化电量规模以及交易总电量安排、计划分解，各类交易的总成交电量和成交均价，安全校核结果以及原因等；

（五）交易执行信息，包括交易计划执行总体情况，计划执行调整以及原因，市场干预情况等；

（六）结算类信息，包括合同结算总体完成情况，差额资金每月的盈亏和分摊情况；

（七）其他政策法规要求对市场主体公开的信息。

### **第一百一十五条** 市场私有信息主要包括：

（一）发电机组的机组特性参数、性能指标，电力用户用电特性参数和指标；

（二）各市场主体的市场化交易申报电量、申报电价等交易申报信息；

（三）各市场主体的各类市场化交易的成交电量以及成交价格等信息；

（四）各市场主体的市场化交易合同以及结算明细信息。

**第一百一十六条** 市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整的原则，披露电力市场信息。

电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露公众信息和公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息。

电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构及时向市场主体发布市场需求信息等。

电网企业应按要求及时公开代理购电相关信息，原则上应按照月度发布代理用户分月总电量预测、相关预测数据与实际数据偏差、采购电量电价结构及水平、市场化机组剩余容量等相关信息、代理购电用户电价水平及构成、代理购电用户电量和电价执行情况等信息。

对于违反信息披露有关规定的市场成员，可依法依规纳入失信管理，情节严重的可按照规定取消市场准入资格。

**第一百一十七条** 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力交易平台、电力交易机构网站进行披露。电力交易机构负责平台、网站的建设、管理和维护，为其他市场主体披露信息提供便利。平台、网站安全等级应当满足国家信息

安全三级等级防护要求。

各类市场成员按规定通过电力市场技术支持系统、电力交易机构网站披露有关信息，并对所披露信息的真实性、准确性和及时性负责。

**第一百一十八条** 市场主体对披露信息有异议的，可提出解释申请，由电力交易和调度机构负责解释。

**第一百一十九条** 西北能源监管局和宁夏发展改革委负责监督信息披露工作。

## 第十一章 市场监管和风险控制

**第一百二十条** 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险控制等职责。采取有效风险控制措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向国家能源局及其派出机构、地方政府电力管理部门提交市场监控分析报告。

**第一百二十一条** 市场成员有下列违规行为的，宁夏发展改革委和西北能源监管局可依据《电力监管条例》等有关规定，采取市场内部曝光、降低企业信用等级、取消市场准入资格、强制退出市场、纳入市场主体黑名单等措施进行处罚，或由其他有权机关依法查处。

（一）提供虚假材料以欺骗手段取得市场准入或注册资

格；

- (二) 滥用市场力，恶意串通、操纵市场；
- (三) 不按时结算，侵害其他市场交易主体利益；
- (四) 市场运营机构对市场交易主体有歧视行为；
- (五) 提供虚假信息或违规发布信息；
- (六) 违反调度纪律的行为；
- (七) 不执行调度命令的行为；
- (八) 不履行市场合同，不承担违约责任的行为；
- (九) 其他严重违反市场规则的行为。

**第一百二十二条** 当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构可依法依规采取市场干预措施，市场干预手段包括但不限于窗口指导、发布临时条款、调整交易等。

- (一) 电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
- (二) 电力市场未按照规则运行和管理，出现重大问题的；
- (三) 发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
- (四) 市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；
- (五) 因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；
- (六) 国家能源局及其派出机构作出暂停市场交易决定的；

(七) 市场发生其他严重异常情况的。

**第一百二十三条** 电力交易机构、电力调度机构应当详细记录市场干预期间的有关情况，并向国家能源局派出机构、地方政府电力管理部门提交报告。

**第一百二十四条** 电力批发交易发生争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交西北能源监管局、自治区发展改革委调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

**第一百二十五条** 当发生重大自然灾害、突发事件，供需严重失衡时，自治区及以上人民政府依法宣布进入应急状态或紧急状态，暂停市场交易，全部或部分免除市场交易主体的违约责任，发电全部或部分执行指令性交易，包括电量、电价，用电执行有序用电方案。

市场秩序满足正常交易时，电力交易机构应及时向市场交易主体发布市场恢复信息。

## 第十二章 附 则

**第一百二十六条** 本规则由西北能源监管局和宁夏发展改革委负责解释。

**第一百二十七条** 本规则自发布之日起施行，有效期五年，若遇国家政策变化，适时调整。