

# 国家能源局四川监管办公室 四川省经济和信息化厅 文件

川监能市场〔2021〕11号

## 关于印发《四川电力中长期交易 规则》的通知

各市（州）发展改革委（能源局、能源办）、经济和信息化主管部门，国网西南分部、国网四川省电力公司、四川能源投资集团公司，四川电力交易中心有限公司，有关发电企业、售电企业、电力用户：

为贯彻落实《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）及相关配套文件、《国家能源局印发〈关于加强电力中长期交易监管的意见〉的通知》（国能发监管〔2019〕70号）、《国家发改委 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号）工作

要求，加快推进四川电力市场建设，规范四川电力中长期交易行为，现将修订完善后的《四川电力中长期交易规则》印发你们，请遵照执行。原《四川电力中长期交易规则（暂行）》（川监能市场〔2017〕51号）同时作废。



# 四川电力中长期交易规则

## 第一章 总则

**第一条** 为规范四川电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，促进市场健康发展，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）、《国家发改委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）、《国家能源局印发〈关于加强电力中长期交易监管的意见〉的通知》（国能发监管〔2019〕70号）、《国家发改委 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号）等有关法律、法规和规定，制定本规则。

**第二条** 四川电力市场遵循安全稳定、因地制宜、统筹兼顾、积极稳妥的原则。电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，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非法干预市场正常运行。

**第三条** 未开展电力现货交易期间，四川电力中长期交易执行本规则。

**第四条** 本规则所称的电力中长期交易包括电力批发交易和电力零售交易。

电力批发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、集中交易等市场化方式，

开展的多年、年、季、月、周、多日等日以上电力中长期交易。

执行政府定价的优先发电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，其执行和结算均须遵守本规则。

电力零售交易主要指售电企业与零售电力用户之间开展的电力中长期交易。

电力辅助服务市场（补偿）机制相关规则另行制定。

**第五条** 四川能源监管办会同经济和信息化厅制定四川电力中长期交易规则。四川能源监管办、省发展和改革委员会、经济和信息化厅、省能源局根据职能依法履行四川电力市场监管职责，对市场成员有关市场操纵力、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**

**第六条** 市场成员包括各类发电企业、电网企业、配售电企业、电力交易机构、电力调度机构、电力用户、储能企业等。

### **第一节 权利与义务**

**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，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) 签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度；

(四) 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，获得市场化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) 按照规则参与电力市场化交易，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、典型负荷曲线以及相关生产信息；

(二) 获得公平的输配电服务和电网接入服务，按时支付购电费、偏差考核费用、输配电费、辅助服务费用、政府性基金及附加等；

(三) 依法依规披露和提供信息，获得市场化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（如事故、严重供不应求等）按电力调度机构要求安排用电；

(五) 遵守政府电力运行主管部门有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错峰避峰；

(六) 依法依规履行清洁能源消纳责任；

(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 售电公司的权利和义务：

（一）按照规则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；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）拥有配电网运营权的售电公司承担配电区域内电费收取和结算义务；

（七）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）保障电网以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，提供报装、计量、抄表、收费等各类供电服务；

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

（四）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现与电力交易机构的数据交互；

（五）按规定收取输配电费，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）按照政府定价或者政府相关规定向优先购电用户以及其他不参与市场化交易的电力用户（以下统称“非市场用户”）提供供电服务，签订供用电合同；

（七）预测非市场用户的电力、电量需求等；

（八）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（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）参与拟定相应电力交易规则；

（二）建立和执行注册管理制度，提供各类市场主体的注册服务；

（三）按照规则组织电力市场交易，编制交易计划，负责交易合同的汇总和管理；

（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，按照规定收取交易服务费；

（五）建设、运营和维护电力市场化交易技术支持系统（以下统称“电力交易平台”）；

(六) 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；

(七) 配合四川能源监管办和政府相关部门对市场运营规则进行分析评估，提出修改建议；

(八) 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，并于事后向四川能源监管办和政府相关部门及时报告；

(九) 按有关规则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，并配合四川能源监管办和政府相关部门调查和处理；

(十) 在政府相关部门指导下，开展信用体系建设；

(十一) 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) 负责调度管辖范围内的安全校核；

(二) 按照调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，保障电网安全稳定运行；

(三) 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，保障电力市场正常运行；

(五) 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供



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独立法人资格、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。内部核算的市场主体经法人单位授权，可参与相应电力交易。

第十四条 市场准入基本条件：

### （一）发电企业

1.依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得或者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、承担国家依法依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，取得电力业务许可证（发电类），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发电市场化交易试点规则要求。

### （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.经营性电力用户的发用电计划原则上全部放开。不符合国

家产业政策的电力用户暂不参与市场化交易，产品和工艺属于淘汰类和限制类的电力用户严格执行现有差别电价政策；

3.拥有自备电厂的电力用户，按照国家规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴后，可作为市场主体参与市场化交易；

4.具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足市场计量和结算的要求。

（三）售电公司准入条件按照国家和四川省对售电公司准入与退出有关规定执行。拥有配电网运营权的售电公司应当取得电力业务许可证（供电类）。

**第十五条** 参加批发交易的市场主体以及参加零售交易的电力用户均实行市场注册。

**第十六条** 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。所有参加市场化交易的电力用户均不再执行目录电价。

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。

**第十七条** 已经选择市场化交易的发电企业和电力用户，原则上不得自行退出市场。有下列情形之一的，可办理正常退市手续：

- 1.市场主体宣告破产，不再发电或者用电；
- 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的市场准入条件。

上述市场主体，在办理正常退市手续后，执行国家有关发用电政策。售电公司退出条件按照国家和四川省有关售电公司准入与退出管理规定执行。

**第十八条** 对于滥用市场操纵力、不良交易行为等违反电力市场秩序的行为，可进行市场内部曝光；对于严重违反交易规则的行为，可依据《电力监管条例》等有关规定处理。

**第十九条** 退出市场的市场主体需妥善处理其全部合同义务，无正当理由退市的市场主体(含政府相关部门作出退市决定的，下同)，原则上原法人以及其法人代表三年内不得再选择市场化交易。

**第二十条** 无正当理由退市的电力用户，由为其提供输配电服务的电网企业承担保底供电责任。电网企业与电力用户交易的保底价格在电力用户缴纳输配电价的基础上，按照政府核定的目录电价的1.2-2倍执行。

**第二十一条** 完成市场注册且已开展交易的电力用户，合同期满后未签订新的交易合同但发生实际用电时，不再按照政府目录电价结算。其中，参与批发交易的用户按照各地规则进行偏差结算，参加零售交易的用户按照保底价格进行结算。

完成市场注册但从未开展交易的电力用户，执行政府目录电

价。

### 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、有效性。

第二十四条 电力用户办理注册手续时应当关联用电户号等实际用电信息，并提供必要的用户名称、法人代表、联系方式等。

参与市场化交易的市场主体，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。发电企业的售电公司（含全资、控股或参股）应当具有独立法人资格、独立运营。

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，应当及时向电力交易机构提出注销申请，按照要求进行公示，履行或者处理完成交易合同有关事项后予以注销。

**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，按照相应省区的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四川能源监管办、省级政府有关部门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 交易品种和交易方式**

**第三十一条** 四川电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易、合同电量转让交易，灵活开展发电权交易，根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

第三十二条 根据交易标的物执行周期不同，电力中长期交易包括年度（多年）交易（以某个或者多个年度的电量作为交易标的物，并分解到月）、月度交易（以某个月度的电量作为交易标的物）、月内（多日）交易（以月内剩余天数的电量或者特定天数的电量作为交易标的物）等针对不同交割周期的交易。

第三十三条 电力中长期交易可以采取双边协商、集中交易两种方式进行。其中集中交易主要包括集中竞价交易、滚动撮合交易、复式撮合交易、挂牌交易、拍卖交易等形式。

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。

复式撮合交易包含集中竞价交易和滚动撮合交易两个阶段，在规定的交易起止时间内，市场主体先进行集中竞价交易，电力交易平台按照高低匹配的原则出清；然后未成交的继续开展滚动撮合交易，电力交易平台按照价格优先、时间优先的原则进行滚动撮合成交。

挂牌交易是指市场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。

拍卖交易是指拍卖方通过电力交易平台，将拍卖标的物、拍卖规则等信息对外发布，竞拍方在规定的时间内参与竞拍，按照价格优先、时间优先的原则成交。

**第三十四条** 以双边协商、滚动撮合、复式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。通过双边协商交易形成的合同在双边交易申报截止时间前均可提交或者修改。

**第三十五条** 同一市场主体可根据自身电力生产或者消费需要，购入或售出电能量。

为降低市场操纵风险，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，购电量不得超过其售出电能量的净值（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量）。电力用户和售电公司在单笔电力交易中的售电量不得超过其购入电能量的净值（指多次购入、售出相互抵消后的净购电量）。

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、合同电量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。

**第三十六条** 探索建立容量市场，保障长期电力供应安全。

## 第五章 价格机制

**第三十七条** 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。

电能量市场化交易价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

**第三十八条** 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、市场交易合同）的部分，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。

**第三十九条** 市场用户的用电价格由电能量交易价格、输配电价格、辅助服务费用、政府性基金及附加等构成，促进市场用户公平承担系统责任。输配电价格、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。

**第四十条** 双边协商交易价格按照双方合同约定执行；集中竞价交易采用边际出清或者高低匹配价格形成机制；滚动撮合交易采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；复式撮合交易采用统筹集中竞价、滚动撮合两种成交方式形成价格机制；挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制；拍卖交易采用一方报价、竞拍成交的价格形成机制。

**第四十一条** 合同电量转让交易价格为合同电量的出让或买入价格，不影响出让方原有合同的价格，不需要原合同交易对象确认。



第四十二条 执行峰谷电价的用户,在参加市场化交易后可继续执行峰谷电价。通过进一步完善峰谷分时交易机制和调峰补偿机制,引导发电企业、电网企业和电力用户等主动参与调峰。

第四十三条 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、下限原则上由四川省电力市场管理委员会提出,经四川能源监管办和省级政府有关部门审定,应当避免政府不当干预。各交易品种的具体限价在四川年度交易方案中明确。

## 第六章 电力批发交易组织

### 第一节 总体原则

第四十四条 四川电力批发市场按照年度(多年)、月度、月内(多日)的顺序开展电力交易。市场主体通过参与上述交易,满足发用电需求,促进供需平衡。

第四十五条 对于定期开市和连续开市的交易,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5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) 重要输电通道的限额。

第四十六条 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。

第四十七条 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。

第四十八条 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。

## 第二节 电能量交易

第四十九条 年度（多年）电能量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）电能量交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第五十条 市场主体经过双边协商形成的年度（多年）电能量交易意向协议，需要在年度双边电能量交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。采用集中交易方式开展年度（多年）电能量交易时，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报量价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的发电能力等安全校核约束条件，形成年度（多年）电能量交易结果。

第五十一条 市场主体对年度（多年）电能量交易结果有异议的，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生效。

第五十二条 月度电能量交易的标的物为次月电量（或者月度分时电量），月度电能量交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第五十三条 市场主体经过双边协商形成的月度电能量意向协议，需要在月度双边电能量交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。采用集中交易方式开展月度电能量交易时，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报量价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的发电能力、断面限额等安全校核约束条件，形成月度电能量交易预成交结果。

第五十四条 月度电能量交易结束后，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进行调整。

第五十五条 市场主体对月度电能量交易结果有异议的，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生效。

**第五十六条** 电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对年度电能量交易分月结果和月度电能量交易结果进行汇总，于每月月底前发布汇总后的交易结果。

**第五十七条** 月内（多日）电能量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）。月内电能量交易主要以集中交易方式开展。根据交易标的物的不同，月内电能量交易可定期开市或者连续开市。

**第五十八条** 市场主体经过双边协商形成的月内电能量意向协议，需要在月内双边电能量交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。月内电能量集中交易中，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报量价数据。电力交易机构根据电力调度结构提供的发电能力、断面限额等安全约束条件进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

**第五十九条** 电力交易机构将月内电能量交易的预成交结果提交给电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在1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进行调整。

**第六十条** 市场主体对月内电能量交易结果有异议的，应当在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。

**第六十一条** 月内电能量交易结束后，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。

### 第三节 合同电量转让交易

**第六十二条** 合同电量转让交易按年度（多年）、月度、月内（多日）开展，分为发电侧合同电量转让、用电侧合同电量转让。

**第六十三条** 年度（多年）合同电量转让交易的标的物为年度（多年）电能量交易合同电量。年度（多年）合同电量转让交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

**第六十四条** 发电侧年度（多年）合同电量转让原则上仅在超过发电企业自身能力签约的情况下实施，在年度（多年）合同完成校核后开展。优先通过双边协商、滚动撮合交易方式开展转让，转让均未成功时组织拍卖转让。

**第六十五条** 用电侧年度（多年）合同电量转让原则上在售电公司所有批发市场年度（多年）合同电量分月汇总后，超过其对应月份零售市场签约电量的情况下实施。优先通过双边协商、滚动撮合交易方式开展转让，转让均未成功时组织拍卖转让。

**第六十六条** 市场主体经过双边协商形成的年度（多年）转让意向协议，需要在年度（多年）转让交易关闸前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。采用集中交易方式开展年度（多年）转让交易时，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报量价数据。电力交易机构根据电力调度

机构提供的发电能力等安全校核约束条件，形成年度（多年）合同电量转让交易结果。

**第六十七条** 市场主体对年度（多年）合同电量转让交易结果有异议的，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生效。

**第六十八条** 月度合同电量转让交易的标的物为月度电能量交易合同电量，月度合同电量转让交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

**第六十九条** 发电侧月度合同电量转让交易包括事前（事中）合同电量转让交易和事后合同电量转让交易。事前（事中）合同电量转让在月度交易关闸前开展，通过双边协商、复式撮合交易方式开展转让。事后合同电量转让在月度交易关闸后开展，通过双边协商、滚动撮合交易方式开展转让。

**第七十条** 用电侧月度合同电量转让交易包括事前（事中）合同电量转让交易和事后合同电量转让交易，通过双边协商、复式撮合交易方式开展转让。事前（事中）合同电量转让在月度交易关闸前开展。事后合同电量转让在月度交易关闸后开展，通过双边协商、滚动撮合交易方式开展转让。

**第七十一条** 市场主体经过双边协商形成的月度转让意向协议，需要在月度转让交易关闸前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。采用集中交易方式开展月度转让交易时，发电企业、

售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报量价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的发电能力、断面限额等安全校核约束条件,形成月度合同电量转让预成交结果。

**第七十二条** 月度合同电量转让交易结束后,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进行调整。

**第七十三条** 市场主体对月度合同电量转让交易结果有异议的,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生效。

**第七十四条** 月内(多日)合同电量转让交易的标的物为月内(多日)电能量交易合同电量,月内(多日)合同电量转让交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

**第七十五条** 发电侧月内(多日)合同电量转让交易包括事前(事中)合同电量转让交易和事后合同电量转让交易。事前(事中)合同电量转让在月内(多日)交易关闸前开展,通过双边协商、复式撮合交易方式开展转让。事后合同电量转让在月内(多日)交易关闸后开展,通过双边协商、滚动撮合交易方式开展转让。

**第七十六条** 用电侧月内(多日)合同电量转让交易包括事

前（事中）合同电量转让交易和事后合同电量转让交易，通过双边协商、复式撮合交易方式开展转让。事前（事中）合同电量转让在月内（多日）交易关闸前开展。事后合同电量转让在月内（多日）交易关闸后开展，通过双边协商、滚动撮合交易方式开展转让。

**第七十七条** 市场主体经过双边协商形成的月内（多日）转让意向协议，需要在月内（多日）转让交易关闸前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。采用集中交易方式开展月内（多日）转让交易时，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报量价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的发电能力、断面限额等安全校核约束条件，形成月内（多日）合同电量转让预成交结果。

**第七十八条** 电力交易机构将月内（多日）合同电量转让交易的预成交结果提交给电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在1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进行调整。

**第七十九条** 不定期合同电量转让交易主要包括退市售电公司合同电量转让交易等。退市售电公司合同电量转让交易采取双边协商、批零合同整体拍卖等交易方式实施。

**第八十条** 各市场主体之间合同电量转让交易费用结算依据由电力交易机构统一出具。

#### 第四节 偏差电量处理机制



第八十一条 允许发用双方在协商一致的前提下，在合同执行前规定时间内进行动态调整。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。

第八十二条 系统月度实际用电需求与月度发电计划存在偏差时，可通过发电侧上下调预挂牌、发电计划动态调整、偏差电量次月挂牌、合同电量滚动调整等机制进行处理。

第八十三条 发电侧上下调预挂牌机制采用“报价不报量”方式，具有调节能力的机组均应当参与上下调报价。发电侧上下调预挂牌机制可采用如下组织方式：

（一）月度交易结束后，发电机组申报上调报价（单位增发电量的售电价格）和下调报价（单位减发电量的购电价格）。允许发电机组在规定的月内截止日期前，修改其上调和下调报价。

（二）电力交易机构按照上调报价由低到高排序形成上调机组调用排序列表，按照下调报价由高到低排序形成下调机组调用排序列表。价格相同时按照发电侧节能低碳电力调度的优先级进行排序。

（三）月度最后七个自然日，根据电力电量平衡预测，各类合同电量的分解执行无法满足省内供需平衡时，电力调度机构参考上下调机组排序，在满足电网安全约束的前提下，预先安排机组提供上调或者下调电量、调整相应机组后续发电计划，实现供需平衡。机组提供的上调或者下调电量根据电力调度机构的实际调用量进行结算。

**第八十四条** 发电计划动态调整机制可采用如下组织方式：

（一）当系统月度实际用电需求与月度发电计划存在偏差时，以各发电机组当月省内发电计划（省内合同总量）为基础，同比例调整执行。

（二）非弃水期，当水电机组发电计划与实际来水不匹配时，可在确保系统安全和供电可靠的基础上，按水电机组实际发电能力调整发电计划。

（三）月度发电计划执行后，根据非市场用户实际用电情况，调整优先发电计划，再分别组织发电侧和用电侧的合同电量转让交易平抑单个市场主体的偏差电量，最终剩余的偏差电量部分执行偏差考核。

**第八十五条** 偏差电量次月挂牌机制可采用如下组织方式：

（一）电力调度机构在保证电网安全运行的前提下，根据全网机组运行负荷率确定预挂牌机组负荷率上限和下限，并在月初公布。各机组上调、下调电量的限额按照负荷率上下限对应发电量与机组当月计划发电量的差额确定。

（二）在满足电网安全约束的前提下，将上月全网实际完成电量与全网计划发电量的差额，按照各机组上月申报的预挂牌价格（上调申报增发价格、下调申报补偿价格）排序确定机组上调、下调电量，作为月度调整电量累加至机组本月计划发电量。其中，下调电量按照机组月度集中交易电量、月度双边交易电量、年度分月双边交易电量、计划电量的顺序扣减相应合同电量。

(三) 月度发电计划执行完毕后，发电侧首先结算机组上调电量或者下调电量，其余电量按照各类合同电量结算顺序以及对应电价结算；用户侧按照当月实际用电量和合同电量加权价结算电费，实际用电量与合同电量的偏差予以考核。

**第八十六条** 合同电量滚动调整机制可采用发电侧合同电量按月滚动调整，用户侧合同电量月结月清或者按月滚动调整。

## **第七章 电力零售交易组织**

**第八十七条** 符合准入条件并在电力交易机构完成注册的电力用户，可以自主选择与售电公司开展电力零售交易。鼓励一定电量规模以上的电力用户直接参与电力批发市场，电量规模由四川能源监管办会同经济和信息化厅核定后，每年底向市场主体公布。

**第八十八条** 一个交易年内，零售市场电力用户只能选择一家售电公司进行零售交易，并与售电公司签订购售电合同，其全部用电量均应向该售电公司购买。

**第八十九条** 售电公司可以采取多种方式通过电力批发市场购电，并按照购售电合同向签约电力用户售电。

**第九十条** 售电公司可向电力用户提供包括但不限于合同能源管理、综合节能、合理用能咨询和用电设备运行维护等增值服务，并收取相应费用。售电公司可受用户委托代为办理用电报装业务。

**第九十一条** 电网企业应与售电公司及其签约电力用户签订市场化零售供用电合同。合同中应包括但不限于以下内容：各方的权利和义务、用户在电网企业营销系统中户号、计量表计编号、电压等级及对应的用电性质，合同变更、转让和终止程序以及违约责任，约定保底供电服务相关内容等。

**第九十二条** 售电公司与其签约用户变更购售电合同后，应当与电网企业补充签订或重新签订市场化零售供用电合同。

**第九十三条** 售电公司与其签约用户协议解除购售电签约关系后，售电公司及其签约用户与电网企业在电费结清后解除市场化零售供用电合同。

**第九十四条** 购售电合同和市场化零售供用电合同均应向电力交易机构备案。电力交易机构以购售电合同作为售电公司、电力用户的结算依据。

## **第八章 安全校核**

**第九十五条** 各类交易应当通过电力调度机构安全校核。安全校核按周期分为年度校核、月度、月内（多日）安全校核，主要内容包括发电能力校核、电网阻塞校核等。

**第九十六条** 在年度、月度、月内（多日）交易开市前，电力调度机构分别向电力交易机构提供发电企业发电能力。电力交易机构以此为约束完成交易出清，出清结果即视为通过发电能力安全校核。

第九十七条 电力调度机构根据电网结构变化、机组检修、负荷增长、机组组合等情况，开展年度、月度、月内（多日）电网阻塞校核。

第九十八条 未通过安全校核的合同电量，不予安排发电，可通过合同转让、拍卖等形式进行处理。逾期未完成的，相关损失由发电企业自行承担。

第九十九条 安全校核应当在规定期限内完成。安全校核未通过时，电力调度机构需出具书面解释，由电力交易机构予以公布。

## 第九章 合同签订与执行

### 第一节 合同签订

第一百条 各市场成员应当根据交易结果或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、电力曲线（或电力曲线形成方式）、电价、执行周期、结算方式、偏差电量计量、计量点信息、违约责任、资金往来信息等内容。

第一百零一条 购售电合同原则上应当采用电子合同签订，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。

**第一百零二条** 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。

**第一百零三条** 四川能源监管办负责制定发布购售电合同范本和市场化零售供用电合同范本，市场主体据此签订的购售电合同和市场化零售供用电合同均应向电力交易机构备案。

## 第二节 优先发电合同

**第一百零四条** 省内优先发电计划须结合电网安全、供需形势、电源结构等因素科学制定，不得将上述电量安排在指定时段内集中执行，也不作为调节市场竞争的手段。

**第一百零五条** 经济和信息化厅在每年 11 月底前确定次年分月优先发电规模，并分解到发电机组。原则上在年度交易开市前，发电企业与电网企业据此签订年度购售电合同。合同中应包括但不限于以下内容：双方的权利和义务、逐月优先发电电量、价格、并网点、计量点信息以及违约责任等。购售电合同签订后应向电力交易机构备案。

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。

**第一百零六条** 采用“保量保价”和“保量竞价”相结合的方式，推动计划性、保障性优先发电参与市场，应放尽放，实现优先发电与优先购电规模相匹配。

## 第三节 留存电量合同

**第一百零七条** 经济和信息化厅会同省发展和改革委员会在年底前确定次年分地区分月留存电量计划，并分到发电机组、电力用户。原则上在每年度交易开市前，发电企业与电力用户据此签订年度购售电合同。

**第一百零八条** 留存电量合同指标应在总量控制的基础上合理平衡分配，原则上不将留存电量合同指标安排在指定时段内集中执行。

#### 第四节 合同执行

**第一百零九条** 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、市场交易合同等），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。

**第一百一十条** 电力交易机构定期跟踪和公布月度（含多日交易调整后）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。

**第一百一十一条** 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，事后向四川能源监管办、经济和信息化厅报告。

## 第十章 计量与结算

### 第一节 计量和抄表

第一百一十二条 电网企业应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。

第一百一十三条 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。

第一百一十四条 同一计量点应当安装相同型号、相同规格、相同精度的主、副电能表各一套，主、副表应有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，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依据。

第一百一十五条 多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的实际发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照额定容量比例计算各自上网电量。

处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

第一百一十六条 电网企业应按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）、电力用户电能计量装置和跨省跨区交易计量关口电量，并提交给电力交易机构作为结算依据。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主体协商解决。

**第一百一十七条** 电力用户和发电企业原则上均按自然月份计量用电量和上网电量，不具备按自然月计量条件的，应保证所有市场主体抄表例日一致。

## 第二节 结算和电费

**第一百一十八条** 电力交易机构负责向市场成员出具结算依据并通知，市场成员根据相关规则进行电费结算。市场成员接收到结算依据后，应进行核对确认，如有异议在3个工作日内通知电力交易机构，逾期无反馈则视同为没有异议。

**第一百一十九条** 电网企业（含地方电网企业和配售电企业）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。

**第一百二十条** 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结算。

**第一百二十一条** 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国家以及省有关规定进行结算。

**第一百二十二条** 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) 实际总结算电量;

(二) 各类交易合同 (含优先发电合同、市场交易合同等) 电量、电价, 及其对应的结算电量、结算电价和结算电费;

(三) 上下调电量、电价和电费 (采用发电侧预挂牌上下调偏差处理机制时);

(四) 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;

(五) 新机组调试电量、电价、电费;

(六) 零售交易结算依据: 各类交易的结算电量、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。

**第一百二十三条** 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。

**第一百二十四条** 市场主体的合同电量和偏差电量分开结算, 按月清算、结账。

**第一百二十五条** 在采用发电侧预挂牌上下调偏差处理机制的情况下, 偏差电量电费结算可采用如下方法:

(一) 批发交易用户 (包括电力用户、售电公司) 偏差电量分为超用电量 and 少用电量, 超用电量支付购电费用, 少用电量获得售电收入。当售电公司与签约用户约定偏差分摊比例的, 按照比例分摊偏差电量电费。

(二) 发电企业偏差电量指发电企业因自身原因引起的超

发或者少发电量，超发电量获得售电费用，少发电量支付购电费用。

（三）电力调度机构应当对结算周期内发电企业的偏差电量进行记录，包括偏差原因、起止时间、偏差电量等。在发电企业实际上网电量基础上，扣除各类合同电量、偏差电量后，视为发电企业的上下调电量。

发电企业的上下调电量，按照其申报价格结算。

**第一百二十六条** 在未采用发电侧预挂牌上下调偏差处理机制的情况下，偏差电量电费结算在年度电力交易指导意见中明确。

**第一百二十七条** 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。

**第一百二十八条** 拥有配电网运营权的售电公司，与省级电网企业进行电费结算，并按照政府价格主管部门的相关规定，向省级电网企业支付电费。

**第一百二十九条** 风电、光伏等新能源发电企业参加省内市场化交易后的剩余电量，按照当月实际上网电量以及政府批复的价格水平或者价格机制进行结算。

**第一百三十条** 风电、光伏等新能源发电量参与市场交易，结算涉及中央财政补贴时，按照《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号）、《关于〈关于促进非水可再生能源发

电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》(财建〔2020〕426号)等补贴管理规定执行。

第一百三十一条 电力用户侧(包括市场化交易用户、售电公司、非市场化用户)的偏差电量费用与发电侧的上下调费用、偏差电量费用等之间的差额,由当月参与市场的发电企业按上网电量(网调电厂为留川电量)比重返还或分摊。

## 第十一章 信息披露

第一百三十二条 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成员披露的信息,私有信息是指向特定的市场成员披露的信息。

第一百三十三条 社会公众信息主要包括:

(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。

第一百三十四条 市场公开信息主要包括：

(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。

第一百三十五条 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。

第一百三十六条 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。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，问题严重的可按照规定取消市场准入资格。

第一百三十七条 电力交易机构、电力调度机构应公平对待市场主体，无歧视披露社会公众信息和市场公开信息。市场成员严禁超职责范围获取私有信息，不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第一百三十八条 电力交易机构负责市场信息的管理和发布，及时向社会以及市场主体、政府有关部门发布相关信息。市场主体、电力调度机构、电网企业应当及时向电力交易机构提供支撑市场化交易开展所需的数据和信息。

第一百三十九条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力交易平台、电力交易机构网站等进行披露。电力交易机构负责建设、管理和维护电力交易平台、电力交易机构网站，并为其他市场成员通过电力交易平台、电力交易机构网站披露信息提供

便利。电力交易平台、电力交易机构网站安全等级应当满足国家信息安全三级等级防护要求。

**第一百四十条** 市场成员如对披露的相关信息有异议及疑问，可向电力交易机构提出，由电力交易机构会同相关市场成员负责解释。

**第一百四十一条** 四川能源监管办会同经济和信息化厅根据四川电力市场实际制定信息披露管理办法并监督实施。

## **第十二章 市场监管和风险控制**

**第一百四十二条** 四川能源监管办建立健全交易机构专业化监管制度，推动成立独立的电力交易机构专家委员会，积极发展第三方专业机构，形成政府监管与外部专业化监督密切配合的有效监管体系。

**第一百四十三条** 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。根据四川能源监管办的监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，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四川能源监管办、经济和信息化厅提交市场监控分析报告。

**第一百四十四条** 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：

（一）电力系统内发生重大事故危及电网安全的；

(二) 发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；

(三) 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；

(四) 因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；

(五) 四川能源监管办作出暂停市场交易决定的；

(六) 市场发生其他严重异常情况的。

**第一百四十五条** 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，并向四川能源监管办、经济和信息化厅提交报告。

**第一百四十六条** 电力交易发生争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交四川能源监管办、经济和信息化厅调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

### **第十三章 与现货市场衔接**

**第一百四十七条** 四川应建立以中长期交易为主、现货交易为补充的电力市场，保证市场初期电力中长期合同达到高比例覆盖率，中长期交易量占市场用户全部用电量的比例不低于 95%。

**第一百四十八条** 电力交易机构按照省内中长期交易规则，组织年度（多年）、月度、月内（多日）中长期交易，交易合同电量应分解形成电力曲线。交易双方可自主协商，约定交易周期内每日电力曲线，或明确曲线形成方式，由电力交易平台按选定的



日典型曲线进行分解。

**第一百四十九条** 中长期交易、现货交易统一由电力交易机构出具电量电费结算依据。电力调度机构、电网企业应及时将相关数据传送至电力交易机构。

**第一百五十条** 发电企业、电力用户须具备分时计量能力或替代技术手段，满足现货市场计量和结算的要求。

**第一百五十一条** 与电力现货交易相衔接的电力中长期交易规则另行制定。

#### **第十四章 附则**

**第一百五十二条** 每年年底，四川能源监管办会同经济和信息化厅制定次年年度电力交易指导意见，以确保本规则得以贯彻实施。

**第一百五十三条** 本规则由四川能源监管办会同经济和信息化厅解释。

**第一百五十四条** 本规则自发布之日起施行。





---

抄送：国家发改委，国家能源局，四川省发改委，四川省能源局。

---

