

国家能源局四川监管办公室
四川省发展和改革委员会 文件
四川省能源局

川监能市场〔2026〕24号

国家能源局四川监管办公室 四川省发展和改革委员会
四川省能源局关于印发《四川
电力中长期市场实施细则》的通知

国网四川省电力公司，四川电力交易中心，四川能源发展集团、
有关地方电网企业，有关发电企业、售电公司、电力用户、新型
经营主体：

为深入贯彻落实建设全国统一电力市场要求，进一步深化四川
电力中长期市场建设，规范电力中长期交易行为，促进市场健

康发展，依据《电力市场运行基本规则》（国家发展和改革委员会令 2024 年第 20 号）《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656 号）有关要求，国家能源局四川监管办公室会同四川省发展和改革委员会、四川省能源局修订了《四川电力中长期市场实施细则》。现印发给你们，请遵照执行。

执行过程中如遇重大问题，请及时报告。

附件：四川电力中长期市场实施细则



国家能源局四川监管办公室



四川省发展和改革委员会



四川省能源局
2026年4月9日

附件

四川电力中长期市场实施细则

第一章 总则

第一条 为深入贯彻落实建设全国统一电力市场要求，进一步深化四川电力中长期市场建设，规范电力中长期交易行为，依法保护电力市场经营主体的合法权益，保证电力市场的统一、开放、竞争、有序，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）要求，根据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电力市场运行基本规则》（国家发展和改革委员会令2024年第20号）《电力中长期市场基本规则》（发改能源〔2025〕1656号）等有关法律法规和电力市场政策规定，制定本细则。

第二条 本细则所称的电力中长期市场，是指已完成市场注册的经营主体开展电力中长期交易的市场。电力中长期交易是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包括数年、年、月、月内（含旬、周、多日）等不同时间维度的交易。

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范畴，其执行和结算均须遵守本细则。

第三条 本细则适用于在四川开展的电力中长期注册、交

易、执行、结算、信息披露和监督管理等。

第四条 本细则所称电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和电网企业。其中，经营主体包括参与电力中长期市场的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体；电网企业按照国家有关规定对暂未直接参与电力市场交易的用户实施代理购电、为保障居民农业用电开展市场化采购、开展省间中长期外购挂牌交易时，可视为经营主体。电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

第五条 电力中长期交易包括电力中长期批发交易（以下简称“批发交易”）和电力零售交易（以下简称“零售交易”）。批发交易主要指符合市场注册基本条件的发电企业、售电公司、新型经营主体、批发电力用户、电网企业等经营主体之间开展的电力中长期交易，零售交易主要指售电公司与零售电力用户之间开展的电力交易。

第六条 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、损害其他市场成员的合法权益。

第二章 总体要求

第七条 统筹推进电力中长期市场、电力现货市场建设，在交易时序、交易出清、市场结算等方面做好衔接，发挥电力中长期市场在平衡电力电量长期供需、稳定电力市场运行等方面的基础作用。适应清洁能源发电特性，实现灵活连续交易，推广多年期购电协议机制，稳定长期消纳空间。

第八条 促进省内电力中长期交易与跨省跨区电力中长期交易（以下简称“跨省跨区交易”）相互耦合，在经济责任、价格形成机制等方面动态衔接。积极参与省间跨经营区常态化交易。

第九条 电力市场运营机构应按照统一标准开展市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等工作。电网企业应在市场注册、交易组织、交易结算、信息披露等环节，按照统一标准与电力交易机构动态交互信息。其中，在四川省内具有供电经营区的地方电网企业、增量配电网企业（以下分别简称“地方电网企业”“增量配电网企业”）等，与电力交易机构的数据接口应按统一标准设计和规范。

第十条 电力中长期市场技术支持系统（以下简称“电力交易平台”）应实现统一平台架构、统一技术标准、统一核心功能、统一交互规范，支撑全国统一电力市场数据信息纵向贯通、横向互联。

第三章 市场成员

第一节 经营主体注册与管理

第十一条 经营主体应当按照《电力市场注册基本规则》要求，在电力交易平台办理市场注册、变更与注销，并进行实名认证。经营主体在履行市场注册程序后，参与电力中长期市场。

第十二条 直接参与电力中长期市场的电力用户，全部电量可通过批发市场或者零售市场购买，但不得同时参加批发市场和零售市场。

第十三条 暂未直接参与电力中长期市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，允许在次月选择直接参加批发市场或零售市场。

第十四条 已直接参与电力市场交易的工商业用户参与电力市场交易后，办理了销户、过户、被并户、改类后无工商业用电业务的电力用户，视为正当理由改由电网企业代理购电。

第二节 市场成员权利

第十五条 发电企业的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的电网接入服务和输配电服务；

（四）法律法规规定的其他权利。

第十六条 售电公司的权利主要包括：

（一）按照规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）具有配电网运营权的售电公司应获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四）获得签约电力用户合同期内用电负荷等信息，根据电

力用户授权获得其历史用电负荷信息；

（五）法律法规规定的其他权利。

第十七条 电力用户的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，与发电企业签订电力中长期交易合同，或与售电公司签订电力零售合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四）法律法规规定的其他权利。

第十八条 新型经营主体的权利主要包括：

（一）按照市场规则参与电力中长期市场，签订电力中长期交易合同；

（二）按照有关规定获得电力市场注册、交易、计量结算、信息披露等服务；

（三）获得公平的输配电服务和电网接入服务；

（四）获得签约分散资源的相关信息；

（五）法律法规规定的其他权利。

第十九条 电网企业的权利主要包括：

（一）收取输配电费，代收电费和政府性基金及附加等；

（二）对于逾期仍未全额付款的售电公司，向电力交易机构提出履约保函、保证金或其他结算担保品的使用申请；

（三）按照信息披露有关规定获得市场信息；

(四) 法律法规规定的其他权利。

第三节 市场成员义务

第二十条 发电企业的义务主要包括：

(一) 遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

(二) 签订并执行并网调度协议、购售电合同，服从电力调度机构的统一调度，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等；

(三) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

(四) 具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

(五) 法律法规规定的其他义务。

第二十一条 售电公司的义务主要包括：

(一) 遵守市场规则，履行中长期交易合同，按时完成电费结算；

(二) 为签订零售合同的电力用户提供售电服务及约定的增值服务；

(三) 按照市场规则，向电力市场运营机构提供签约的零售电力用户交易电力电量需求、典型负荷曲线以及其他信息，在交易平台上公示其向电力用户提供的所有零售套餐，承担电力用户信息保密义务；

(四) 具有配电网运营权的售电公司提供相应的配电服务，服从电力调度机构的统一调度，遵守电力负荷管理等相关规定，

开展配电区域内电费结算和收取业务；

（五）按照规定向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品；

（六）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（七）依法依规履行可再生能源消纳责任；

（八）具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件；

（九）法律法规规定的其他义务。

第二十二条 电力用户的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算，按规定支付电费；

（二）按照市场规则向电力市场运营机构提供交易电力电量需求、典型负荷曲线以及其他信息；

（三）依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；

（四）依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务；

（五）具备满足参与中长期市场要求的技术条件；

（六）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；

（七）法律法规规定的其他义务。

第二十三条 新型经营主体的义务主要包括：

（一）遵守市场规则，履行电力中长期交易合同，按时完成电费结算；

（二）资源聚合类新型经营主体与分散资源签订零售合同

(或聚合服务合同),在电力交易平台建立零售服务或聚合服务关系,履行合同规定的各项义务;

(三)按照市场规则向电力市场运营机构提供合同周期内签约分散资源的交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他信息,承担信息保密义务;

(四)按照市场规则向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品;

(五)依法依规提供相关市场信息,执行信息披露有关规定;

(六)具备满足参与电力中长期市场要求的技术条件;

(七)聚合负荷侧资源的新型经营主体,应依法依规履行可再生能源消纳责任和消费义务;

(八)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发、用电;

(九)法律法规规定的其他义务。

第二十四条 电力调度机构的义务主要包括:

(一)合理安排电网运行方式,开展调度管辖范围内的安全校核,按照调度规程实施电力调度,依法依规执行电力市场交易结果;

(二)向电力交易机构提供支撑电力市场注册、交易、结算和市场服务所需的相关信息,保证数据信息交互的准确性和及时性;

- (三) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定；
- (四) 配合开展电力中长期市场分析和运营监控；
- (五) 法律法规规定的其他义务。

第二十五条 电力交易机构的义务主要包括：

- (一) 电力市场注册和管理，汇总电力中长期交易合同；
- (二) 电力交易平台（含“e 交易”APP）的建设、运营和管理；
- (三) 组织电力中长期交易，提供结算依据及服务；
- (四) 执行信息披露有关规定，提供信息披露平台，承担信息保密义务；
- (五) 开展市场运营监测和分析，依法依规执行市场干预措施，并向经营主体公布干预原因，防控市场风险；
- (六) 向四川能源监管办、省级政府有关主管部门及时报告经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为，并配合调查；
- (七) 法律法规规定的其他义务。

第二十六条 电网企业的义务主要包括：

- (一) 保障输变电设备正常运行，建设、运行、维护和管理电网相关配套系统，服从电力调度机构的统一调度；
- (二) 加强电网建设，为经营主体提供公平的输配电服务和电网接入、报装、计量、抄表、收付费等服务；
- (三) 依法依规提供相关市场信息，执行信息披露有关规定，承担信息保密义务；

(四) 负责电费结算, 按期向经营主体出具电费账单;

(五) 分别预测居民、农业用户和代理购电用户的用电量规模及负荷曲线, 向符合规定的工商业用户提供代理购电服务, 按规则通过市场化交易保障居民农业用电;

(六) 法律法规规定的其他义务。

第四章 交易品种和价格机制

第一节 交易品种及交易方式

第二十七条 四川电力中长期交易实行水电、新能源、燃煤火电等多类型电源共同参与、同台竞争, 现阶段省内电力中长期市场主要开展电能量交易, 根据市场发展需要开展发电权、输电权、容量等交易。其中, 电能量交易主要包括直接交易、绿色电力交易、电网企业代理购电市场化交易、保障性用电市场化交易、省间中长期外购挂牌交易等交易品种。

第二十八条 根据交易标的物执行周期不同, 电力中长期交易包括年度(数年)、月度、月内等不同交割周期的电能量交易。年度(数年)、月度交易应定期开市, 可探索连续开市; 月内交易原则上按日连续开市。

第二十九条 绿色电力交易(以下简称“绿电交易”)是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值(以下简称“绿电环境价值”)为标的物的电力交易品种, 交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书(以下简称“绿证”)。

第三十条 绿电交易主要包括省内绿电交易、跨省跨区绿电

交易（含跨电网经营区绿电交易），其中：

省内绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力直接交易的方式向计入本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的交易。

跨省跨区绿电交易是指由电力用户或售电公司等通过电力交易平台向非本省电网控制区的发电企业购买绿色电力的交易。跨电网经营区绿电交易是指由电力用户或售电公司向跨电网经营区的发电企业购买绿色电力的交易。

第三十一条 电网企业代理购电市场化交易是指由电网企业对其代理购电用户用电余缺电量进行市场化平衡的交易。

第三十二条 保障性用电市场化交易是指由电网企业对其保障性用电缺口电量进行市场化平衡的交易。

第三十三条 省间中长期外购挂牌交易是指由电网企业对省间中长期外购电量等（不含省间绿电交易电量）进行市场化平衡的交易。

第三十四条 根据交易方式不同，电力中长期交易包括双边协商交易、集中交易。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。交易分时电量、价格应通过约定或竞争形成。

第三十五条 电网企业代理购电市场化交易、保障性用电市场化交易、省间中长期外购挂牌交易，可采用挂牌交易方式，由电网企业以报量不报价的方式开展。

第三十六条 地方电网企业可委托国网四川省电力公司参加代理购电市场化交易、保障性用电市场化交易，逐步推动地方电网企业自主参加代理购电市场化交易、保障性用电市场化交易。省间中长期外购挂牌交易，暂由国网四川省电力公司代为挂牌。

第三十七条 同一经营主体可以选择买入或卖出电量，但在同一交易序列同一品种同一时段只能选择买入或卖出一种行为。

第三十八条 为降低市场操纵风险，发电企业、新型经营主体发电部分在电力交易中的售电量不得超过其可交易规模上限，购电量不得超过其售出电能量的净值（指多次卖出、买入相互抵消后的净售电量）。电力用户、售电公司和新型经营主体用电部分在电力交易中的购电量不得超过其可交易规模上限，售电量不得超过其购入电能量的净值（指多次买入、卖出相互抵消后的净购电量）。

第三十九条 采用集中交易时，合同电量转让交易与电能量直接交易合并组织，即发（用）电侧合同买入（卖出）需求可以与对侧经营主体合同买入（卖出）需求相匹配，也可以与同侧经营主体合同卖出（买入）需求相匹配。

第二节 价格机制

第四十条 省发展改革委会同省能源局、四川能源监管办，根据国务院价格主管部门制定的电力中长期市场价格机制的总体原则，组织制定价格结算实施细则。

第四十一条 省内优先发电合同、留存电量、保障性小水电

等执行政府确定的价格，新投产主体调试运行期上网电量电价按照《发电机组进入及退出商业运营办法》及有关规定执行，电力中长期市场的成交价格由经营主体通过市场形成，第三方不得干预。

第四十二条 绿电交易价格由电能量价格与绿电环境价值组成，并在交易中分别明确。绿电环境价值不纳入峰谷分时电价机制以及力调电费等计算，具体按照国家有关政策规定执行。

第四十三条 电网企业代理购电市场化交易、保障性用电市场化交易、省间中长期外购挂牌交易，各时段成交价格按国家及省级有关要求确定。

第四十四条 中长期合同电价可签订固定价格，也可签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制。

第四十五条 对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段；对于电网代理购电的用户，由省发展改革委根据现货市场价格水平，统筹优化峰谷时段划分和价格浮动比例。具体按省发展改革委明确的电价政策执行。

第四十六条 为避免市场操纵及恶性竞争，由省发展改革委会同省能源局、四川能源监管办对申报价格和出清价格设置上、下限，电力市场管理委员会、相关经营主体可提出建议。

第四十七条 逐步推动月内等较短周期的电力中长期交易限价与现货交易限价贴近。

第五章 电力批发交易组织

第一节 基本要求

第四十八条 省内电力中长期交易由四川电力交易中心组织。鼓励省内电力中长期交易与跨省跨区电力中长期交易联合组织。跨省跨区专项输电工程配套的新能源外送大基地项目等参与电力中长期市场的方式根据国家另行明确的规定执行。

第四十九条 电力交易平台功能、电力市场运营机构人员配置（包括交易组织、交易结算、市场注册、运营监测、技术保障等人员）应满足电力中长期市场按日连续运营要求。

第五十条 电力交易机构应按月发布交易日历，明确各类交易申报、出清等时间或时间安排原则。

第五十一条 交易公告由电力交易机构按照交易日历安排向经营主体发布，公告内容包括：交易品种、交易主体、交易方式、交易申报时间、交易执行时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等。

第五十二条 原则上，数年、年度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少 3 个工作日发布；月度等定期开市的电力中长期交易，交易公告应在交易申报前至少 1 个工作日发布；连续开市的电力中长期交易不再发布交易公告。

第五十三条 未履行的合同可全部或部分通过合同转让交易转让给第三方，相关权责一并转让。绿电合同转让交易需相关各方协商一致。

第五十四条 多个已完成市场注册的集中式新能源发电企

业（不含分布式、“沙戈荒”大基地等新能源），在同一固定场所参与电能量市场交易中的集中报价行为，按照国家关于优化集中式新能源发电企业市场化报价有关规定执行。

第二节 交易组织时序

第五十五条 四川电力中长期批发市场按照年度（数年）、月度、月内的顺序开展电力交易。经营主体通过参与上述交易，满足发用电需求，促进供需平衡。

第五十六条 年度（数年）、月度、月内电能量交易可通过双边协商、集中交易等方式开展。

第五十七条 年度（数年）电能量交易以次年年度内（后续1年以上）的电量作为交易标的物，原则上在每年年底前组织。

第五十八条 月度电能量交易以次月电量、年度剩余月份的电量或特定月份的电量作为交易标的物，原则上在每月下旬组织。

第五十九条 月内交易以月内剩余天数的电量或特定天数的电量作为交易标的物，原则上在月度交易后按日连续组织。月内集中交易包括连续交易和滚动交易，连续交易以月内剩余天数的电量（或分时电量）为标的物，滚动交易以特定天数每个时段的电量为标的物。

第三节 交易约束与出清

第六十条 在电力中长期交易开展前，应在交易公告中明确电力中长期交易的各项关键参数。在申报组织以及出清过程中不得临时调整或增加关键参数。

第六十一条 电力调度机构通过在电力交易平台发布并动态更新各断面（设备）、各路径可用输电容量、影响断面（设备）限额变化的停电检修等与电网运行相关的安全约束信息，在年度（数年）、月度、月内交易前向电力交易机构提供各发电机组及新型经营主体发电部分可用发电能力。电网企业在年度（数年）、月度、月内交易前向电力交易机构同步各电力用户、新型经营主体用电部分的容量等。

第六十二条 电力交易机构根据已达成的交易合同及可用发电能力，形成各发电机组及新型经营主体发电部分交易申报限额，并根据市场交易情况及时调整（扣除已成交电量、已申报未出清电量）。电力交易机构根据已达成的交易合同及可用的最大用电负荷，形成用电侧交易单元的交易申报限额，并根据市场交易情况及时调整（扣除已成交电量、已申报未出清电量）。同时具备发电、用电侧特性的新型经营主体，应分别确定其交易申报限额。交易申报限额应在交易申报前至少 1 个工作日通过电力交易平台统一公布。

第六十三条 售电公司、虚拟电厂、负荷聚合商的交易申报限额，应根据注册资产总额、履约担保额度、代理或聚合用户的历史用电水平等风险平抑能力条件确定。

第六十四条 经营主体应在规定的时限内通过电力交易平台申报相关交易数据。

第六十五条 电力交易机构根据必要的交易出清约束进行

交易出清，形成预成交结果。

第四节 绿电交易组织

第六十六条 绿电交易应确保参加交易的发电企业与电力用户一一对应，实现绿电环境价值可追踪溯源。

第六十七条 鼓励经营主体参与数年绿电交易，探索数年绿电交易常态化开市机制。

第六十八条 现阶段，省内绿电交易不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。

第六十九条 售电公司参与绿电交易时，应提前与电力用户建立代理服务关系，并在交易申报时将绿电需求电量全部关联至代理用户。

第七十条 虚拟电厂聚合分布式新能源参与绿电交易时，应提前与分布式新能源建立聚合服务关系，并在交易申报时将绿电申报电量全部关联至各分布式新能源项目。

第七十一条 绿电交易合同在各方协商一致、确保绿电环境价值可追踪溯源的前提下，建立灵活的合同调整机制，按月或更短周期开展合同转让等交易。绿电合同转让交易应一并转让对应的绿电环境价值。

第六章 电力零售交易组织

第七十二条 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。

第七十三条 售电公司与零售用户应按照当年发布的《四川

省电力零售套餐指南》中明确的标准零售套餐，选择套餐类型及参数。

第七十四条 零售交易方式分为挂牌交易、邀约交易、双边协商交易。

第七十五条 对于退市的售电公司，其合同电量可采取自主协商、售电公司退市拍卖等交易方式进行转让。开展售电公司退市拍卖时，拟参与售电公司退市拍卖的竞拍售电公司，应在交易前足额提交履约保障凭证。若售电公司退市拍卖不成功，启动保底售电服务流程。当退市售电公司售电服务费为负且未在规定时间内补足时，启用退市售电公司履约保障凭证，如无法覆盖，利用拍卖受入费用抵扣，仍有不足则按相关规定处理。拍卖受入费用剩余部分支付给退市售电公司。

第七章 交易校核

第七十六条 电力中长期市场交易校核包括交易出清校核和电网安全校核，交易出清校核由四川电力交易中心负责，电网安全校核由四川电力调度控制中心负责。

第七十七条 交易出清校核主要包括交易电力电量限额校核、交易限价校核等。

第七十八条 交易出清校核在电力中长期交易出清前开展，原则上不超过1个工作日。交易出清完成后，电力交易机构发布预成交结果。

第七十九条 电网安全校核按照电网运行安全校核技术规

范有关要求执行。省内现货市场连续结算（试）运行后，原则上不开展省内中长期交易电网安全校核。

第八十条 四川电力交易中心汇总各类外送交易预成交结果提交电力调度机构。如发电企业各月省内交易合同和外送交易合同超过当月发电能力，电力调度机构对相应发电企业进行发电能力超限提示。

第八十一条 电网安全校核应当在规定的时间内完成。其中，年度（数年）交易 5 个工作日、月度交易 2 个工作日、月内交易 1 个工作日。

第八十二条 电网安全校核未通过时，电力调度机构将超限信息以规范、统一的形式推送至电力交易机构，并在电力交易平台披露电网安全校核未通过原因。

第八十三条 电力交易机构应当根据电网安全校核意见，在规定时间内，按交易优先级逆序完成削减，形成成交结果。其中，年度（数年）交易 5 个工作日、月度交易 2 个工作日、月内交易 1 个工作日。

第八十四条 年度（数年）、月度和月内交易成交结果应在形成后 1 个工作日内由电力交易机构发布。经营主体对成交结果有异议的，应当在发布后 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。

第八章 合同管理

第一节 合同签订

第八十五条 各市场成员在开展电力中长期交易时应签订电力中长期合同（含电子合同），作为执行依据。分散资源可与资源聚合类新型经营主体签订聚合服务合同，参与电力中长期市场。

第八十六条 开展电力中长期交易合同签订工作，应有利于稳定市场预期、防范市场风险、保障市场供需。交易合同原则上应当采用电子合同签订，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。

电力交易机构根据市场成员在电力交易平台的成交结果，出具的电子交易确认单，视为电子合同。

第八十七条 绿电交易合同应明确交易电量、电力曲线及价格（包括电能量价格、绿电环境价值）等内容。电力交易机构根据交易合同形成绿色电力溯源关系，为经营主体提供溯源服务。

第二节 优先发电合同

第八十八条 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，也不得将上述电量作为调节市场竞争的手段。

第八十九条 省级政府主管部门原则上在年度交易开市前确定次年分月优先发电计划，按日形成分时段优先发电计划曲线（或明确曲线形成方式）。年度交易开始前仍未确定优先发电计划的，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

第九十条 电力交易机构根据电力中长期市场连续运营情况，汇总市场成员各类交易合同（含跨省跨区、优先发电合同、省内交易合同等），作为执行依据。

第九十一条 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、省级政府有关主管部门报告事件经过，并向经营主体披露相关信息。

第九章 计量与结算

第一节 计量

第九十二条 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，可按照额定容量等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。

在绿色电力证书核发过程中，对于共用计量点且无法拆分的不同项目，按各项目对应的机组额定容量或发电量等比例分别计算其上网电量。对于同一交易单元下的不同项目，按各项目对应上网电量比例或机组额定容量比例分别计算其绿电交易电量、可持续发展价格结算机制的电量、绿电环境价值结算电量，并按机组额定容量比例拆分至相应机组。

第九十三条 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、跨省跨区交易计量关口和跨经营区交易计量关口电量，并提交给电力交易机构作为执行依据。

第九十四条 资源聚合类新型经营主体聚合的不同分散资源同时具有上、下网电量时，应区分各时段的上、下网电量。

第九十五条 其他计量有关要求按《电力市场计量结算基本规则》及省级相关规则执行。

第二节 结算

第九十六条 电力中长期市场结算原则上以自然月为周期开展，按日开展清分、按月开展结算。

第九十七条 电力中长期市场应设置电力中长期结算参考点，作为电力中长期市场电量在现货市场的交割点，参考点价格可以由日前或实时市场出清价格确定。

第九十八条 电力中长期市场结算暂采用差价结算方式。已注册入市但尚未签订电力中长期合同的经营主体，实际用电量或实际发电量的结算按省发展改革委相关规定执行。

第九十九条 电力交易机构应分别结算居民和农业用户、电网企业代理购电的偏差电量。电网企业应向电力交易机构分别提供相关电量信息。资源聚合类新型经营主体及分散资源按照聚合服务合同明确的电能量价格单独结算。

第一〇〇条 省内绿电交易的电能量与绿电环境价值分开

结算。电能量部分按照本文件相关条款开展结算。纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。绿电环境价值部分按当月合同电量、发电侧上网电量（扣除纳入可持续发展价格结算机制的电量）、用电侧电量三者取小的原则确定结算数量。其中，发电侧上网电量为非调试期上网电量。绿电环境价值偏差补偿费用按照合同约定执行。省间绿电结算方式按省间市场相关规则执行。

第一〇一条 绿电交易对应的绿证根据可再生能源发电项目月度结算电量，经审核后统一核发，并按规定将相应绿证由发电企业或项目业主的绿证账户随绿电交易划转至买方账户。

第一〇二条 经营主体办理并户、过户、销户业务，需月中清算时，按照对应月份电网企业代理购电价格结算。

第一〇三条 其他结算有关要求按《电力市场计量结算基本规则》及省级相关规则执行。

第十章 信息披露

第一〇四条 信息披露主体包括发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体、电网企业和市场运营机构。

第一〇五条 电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期开展披露，信息披露主体按照标准数据格式在信息披露平台披露信息，披露的信息保留或可供查询的时间不少于2年，且封存期限为5年。

第一〇六条 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或

疑问，可向电力交易机构提出，相关信息披露主体应予以解释。

第一〇七条 其他信息披露有关要求按照国家及四川相关文件执行。

第十一章 市场技术支持系统

第一〇八条 电力交易平台应包括市场注册、交易申报、交易出清、市场结算、市场参数管理、信息发布、交易出清校核、市场运营监测等功能模块，符合相关技术规范和市场规则要求。

第一〇九条 电力交易平台应遵循全国统一的数据接口标准，电力交易平台间、电力交易平台与电网企业的电力调度及营销等系统应实现互联互通，在保障信息安全的前提下为市场相关方提供数据交互服务。

第一一〇条 电力交易平台应强化基础运行保障能力，建立备用系统或并列双活运行系统，满足电力中长期市场连续运营要求。

第一一一一条 电力交易平台应实现注册信息互通互认，确保经营主体“一地注册、全国共享”。

第一一二条 电力交易平台应对电力市场运行情况进行实时监测预警。

第一一三条 相关主体应按要求合法合规使用电力交易平台等电力市场技术支持系统。

第十二章 风险防控和争议处理

第一一四条 电力市场风险类型包括电力供需失衡风险、市

场价格异常风险、不正当竞争风险、技术支持系统运行异常风险、合同违约风险及其他市场风险。

第一一五条 四川能源监管办按照《电力监管条例》《电力市场监管办法》和有关规定，负责辖区内的电力市场监管，会同各有关部门和单位按职责分工做好辖区内的电力市场监管工作，建立健全监管制度，制定电力市场风险防范及处置预案，按照有关程序对电力市场风险进行监测预警和防范处置。

第一一六条 电力市场运营机构应加强对电力市场各类交易活动的监测预警和风险防范，并按要求向四川能源监管办、省级政府有关主管部门报告。

第一一七条 当市场运行发生紧急风险时，电力市场运营机构根据省级政府有关规定执行市场干预措施，并在3日内向四川能源监管办、省级政府有关主管部门提交报告，按规定程序披露。

第一一八条 市场成员产生争议可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交四川能源监管办、省级政府有关主管部门依法调解，也可依法提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

市场成员应向四川能源监管办、省级政府有关主管部门提供争议处理所需的数据和材料。

第十三章 法律责任

第一一九条 对于电网企业、电力市场运营机构、经营主体违反本规则规定的，四川能源监管办依照《电力监管条例》第三十一条、第三十三条、第三十四条以及《电力市场监管办法》第

三十六条、第三十八条、第三十九条有关规定处理。

第一二〇条 任何单位和个人不得干预市场运行。任何单位和个人扰乱电力市场秩序且影响电力市场活动正常进行，或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的，按照有关规定处理；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第十四章 附则

第一二一条 本规则由四川能源监管办会同省发展改革委、省能源局解释。

第一二二条 本规则自发布之日起施行，《四川电力中长期交易规则（2024年修订版）》（川监能市场〔2024〕145号）同时废止。

附件

名词解释

1.新型经营主体

新型经营主体是指具备电力、电量调节能力且具有新技术特征、新运营模式的配电环节各类资源，可分为单一技术类新型经营主体和资源聚合类新型经营主体。其中，单一技术类新型经营主体主要包括分布式光伏、分散式风电、储能等分布式电源和可调节负荷；资源聚合类新型经营主体主要包括虚拟电厂（负荷聚合商）和智能微电网，配电环节具备相应特征的源网荷储一体化项目可视作智能微电网。

2.按日连续开市

按日连续开市是指电力交易机构在每日（工作日或自然日）组织电力中长期交易的活动。

3.集中报价

集中报价指多个已完成市场注册的集中式新能源发电企业（不含分布式、“沙戈荒”大基地等新能源），在同一固定场所参与电能量市场交易中的集中报价行为。

4.交易序列

交易序列是指由电力交易机构在电力交易平台中，按照不同交易方式、不同交易执行周期等要素建立的交易组织集合。

5.集中竞价交易

集中竞价交易指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，经营主体等在规定截止时间前集中申报价格，由电力交易平台汇总经营主体等提交的交易申报信息进行“统一边际出清”或“撮合匹配、边际出清”。四川采用“撮合匹配、边际出清”方式，即：电力交易平台采用购售申报价格高低匹配的方式，按购售双方价差大小、时间先后顺序依次配对形成交易对成交，并按最后一个成交交易对的购售电价算术平均值边际出清。

6.滚动撮合交易

滚动撮合交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品，在规定的交易起止时间内，经营主体等可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台依据申报顺序进行滚动撮合，按照对手方价格优先、时间优先等原则成交。

7.复式撮合

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，经营主体先进行集中竞价交易；然后未成交的及新增申报继续开展滚动撮合交易。

8.挂牌交易

挂牌交易是指经营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。挂牌交易按照摘牌情况成交，可由电力产品或服务的卖方（或买方）一方挂牌，另一方摘牌；也可允许买卖两方在自身发用电能力范围内同步挂牌、摘牌。挂牌

交易以挂牌方价格成交。

9. 拍卖交易

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。

售电退市拍卖是指由电力交易平台将拟退市售电公司与发电企业及电力用户的购售电合同整体挂牌，竞拍售电公司申报竞拍费用，即受让整体批零合同的受入费用（最低为零），按申报受入费用从高到低进行排序，价高者成交。

10. 绿色电力

绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡可再生能源发电项目所产生的全部电量。初期，参与绿色电力交易的可再生能源发电项目为风电、光伏发电项目，条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源。

11. 电力市场风险类型

（1）电力供需失衡风险

电力供需失衡风险指电力供应与需求大幅波动、超出正常预测偏差范围，影响电力系统供需平衡的风险。

（2）市场价格异常风险

市场价格异常风险指某地区、时段市场价格持续偏高或偏

低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（3）不正当竞争风险

不正当竞争风险指经营主体违规行使市场力操纵市场价格、持留容量、达成垄断协议等，或串通报价、哄抬价格，并严重影响交易结果的风险。

（4）技术支持系统运行异常风险

技术支持系统运行异常风险指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，或因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其中数据的安全性、完整性和可用性被破坏，影响市场正常运行的风险。

（5）合同违约风险

合同违约风险指经营主体失信、失去正常履约能力、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行已签订的电力中长期合同的风险。

（6）其他市场风险

其他市场风险指经营主体交易申报差错、滥用高频量化交易、提供虚假注册资料获取交易资格等，影响市场正常秩序的风险。

