

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〔2024〕145号

关于印发《四川电力中长期交易规则
(2024年修订版)》的通知

各市(州)发展改革委(能源局、办)、经济和信息化局,国家电网公司西南分部、国网四川省电力公司,四川电力交易中心,省能源投资集团公司、有关地方电网企业,有关发电企业、售电公司、电力用户:

为全面贯彻党的二十届三中全会和习近平总书记关于构建新型电力系统的系列重要指示精神,加快构建统一开放、竞争有

序的电力市场体系，深入推进四川电力市场建设，推动多类型电源共同参与市场竞争，促进市场健康发展，四川能源监管办会同省发展改革委、省能源局组织市场运营机构、电网企业和有关经营主体对原《四川电力中长期交易规则》进行了修订，现将修订后的《四川电力中长期交易规则（2024 年修订版）》印发你们，请遵照执行。



四川电力中长期交易规则

(2024 年修订版)

第一章 总则

第一条 为规范四川电力中长期交易，依法维护电力经营主体的合法权益，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）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源〔2020〕889号）、《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）、《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《发电机组进入及退出商业运营办法》（国能发监管规〔2023〕48号）、《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》（发改能源〔2024〕1123号）、《电力市场监管办法》（国家发展和改革委员会第18号令）、《电力市场运行基本规则》（国家发展和改革委员会第20号令）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）、《电力市场注册基本规则》（国能发监管规〔2024〕76号）等文件和有关法律、法规 and 规定，制定本规则。

第二条 本规则适用于四川电力市场开展的电力中长期交

易。

第三条 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市场注册基本条件的发电企业、售电公司、电力用户等经营主体，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。电力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中长期交易。

绿色电力交易是电力中长期交易的组成部分，执行电力中长期交易规则。绿色电力交易是指以绿色电力和对应绿色电力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（简称“绿证”），用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。

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。

第四条 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、损害其他经营主体的利益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条 国家能源局四川监管办公室（以下简称“四川能源监管办”）会同四川省发展和改革委员会（以下简称“省发展改革委”）、四川省能源局（以下简称“省能源局”）制定四川电力中长期交易规则。四川能源监管办负责辖区内的电力市场监管，省发

展改革委、省能源局等有关部门和单位按照职责分工做好四川电力市场监管相关工作。

第二章 市场成员

第六条 市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等。其中，经营主体包括直接参与电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体（含新型储能企业、虚拟电厂等）；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（含偏差电量电费等）、输配电费、上网环节线损费用、系统运行费用、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、输配电服务和签约经营主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务；

（四）参与批发和零售市场交易前，应按相关规定向电力交易机构提交履约保函或者履约保险等履约保障凭证；

（五）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（六）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（七）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；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 新型储能企业、虚拟电厂等其他新型经营主体根据参与的市场交易类型，享受与上述经营主体同等的权利和义务。

第十一条 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）为经营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，负责向发生付款违约的经营主体催缴欠款；

（六）单独预测执行现行目录销售电价政策的居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线；

（七）定期预测代理购电工商业用户用电量及典型负荷曲线，现货市场运行或开展中长期分时段交易时，应考虑季节变更、节假日安排等因素分别预测分时段用电量；

（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。

第十二条 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）提供各类经营主体的注册服务；

（三）按照规则组织电力市场交易，负责交易合同的汇总和管理；

（四）提供电力交易结算依据及相关服务，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（含“e 交易” APP，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，为经营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）按有关规则对经营主体违反交易规则、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；

（十）法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 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（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 基本条件

第十四条 经营主体应当是财务独立核算、能够独立承担民事责任的企业、经法人单位授权的内部核算主体、个体工商户、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体，提供有效身份证明证件及相关注册材料，可办理市场注册业务；若存在较严重的不良信用记录或者曾作出虚假承诺等情形的经营主体，在修复后方可办理市场注册业务。

第十五条 市场注册基本条件：

（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、按规定时限正在办理或者豁免电力业务许可证（发电类）；

2.已与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统；

3.具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求；

4.并网自备电厂取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为经营主体直接参与电力市场交易。

（二）电力用户

1.工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易，暂未直接参与市场交易的工商业用户按规定由电网企业代理购电；

2.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）售电公司按照国家和四川省对售电公司管理有关规定执行。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)。

（四）新型储能企业

1.独立新型储能项目须与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统；

2.具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求；

3.满足最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电时间等对应的技术条件，具体数值以相关标准或国家、地方有关部门规定为准；

4.配建新型储能与所属经营主体视为一体，具备独立计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度，具有法人资格时可选择转为独立新型储能项目，作为经营主体直接参与电力市场交易。

（五）虚拟电厂（含负荷聚合商）

1.与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统；

2.具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求；

3.具备聚合可调节负荷以及分布式电源、新型储能等资源的能力，且聚合资源符合市场注册基本条件；

4.具备对聚合资源的调节或控制能力，拥有具备信息处理、运行监控、业务管理、计量监管、控制执行等功能的软硬件系统；

5.聚合范围、调节性能等条件应满足相应市场的相关规则规定。

（六）分布式电源

1.依法取得发电项目核准或者备案文件；

2.与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，根据电压等级标准接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统；

3.具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

（七）电动汽车充电设施

1.具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求；

2.有放电能力的电动汽车充电设施，与电网企业签订负荷确认协议，接入新型电力负荷管理系统。

第十六条 当国家政策调整或者交易规则变化导致经营主体类型或进入电力市场基本条件发生变化时，按照全国统一标准进行调整。

第十七条 电力用户直接参与电力市场交易（含批发、零售交易）的全部电量须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。

直接参与电力市场交易的电力用户，允许在合同期满的下一个年度，按照规定选择参加批发或者零售交易。

第十八条 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。已直接参与市场交易后无正当理由改由电网企业代理购电的用户，用电价格按照电网企业代理购电价格的 1.5 倍执行。

第十九条 已直接参与电力市场交易的工商业用户在下述情况下视为正当理由改由电网企业代理购电：

（一）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；

（二）上一年度直接参与市场交易后，在当年年度交易结束前办理了销户、过户、被并户、改类后无工商业用电业务的电力用户。

第二十条 退出市场的经营主体需妥善处理其全部合同义务，无正当理由退市的经营主体，原则上原法人以及其法人代表三年内不得再选择直接参与市场交易。

第三章 市场注册、变更与注销

第一节 市场注册

第二十一条 经营主体参与电力市场交易，应当符合基本条件，在电力交易机构办理市场注册。

第二十二条 经营主体市场注册按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交身份认证、联系方式等信息以及相关支撑性材料，签订入市协议等。售电公司市场注册条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第二十三条 电力交易机构收到经营主体提交的市场注册申请和注册材料后，在5个工作日内进行审查，必要时组织对经营主体进行现场核验。对于市场注册材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第二十四条 市场注册审查通过的发电企业、电力用户、新型储能企业、分布式电源、电动汽车充电设施经营主体原则上无需公示，注册手续直接生效。

第二十五条 电力交易机构将市场注册生效的经营主体纳入经营主体目录，实行动态管理，按照信息披露要求向社会公布，根据四川能源监管办和政府主管部门要求备案。

第二十六条 具有多重主体身份的经营主体，应当按经营主体类别分别进行注册。

第二十七条 原则上同一经营主体在同一合同周期内仅可与一家售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）确立服务关系。

第二十八条 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。直接参与市场化交易的经营主体，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。

第二十九条 当国家政策调整或者交易规则变化导致市场注册信息发生变化时，电力交易机构应按照全国统一的原则组织经营主体重新注册或补充完善注册信息。

第二节 信息变更

第三十条 经营主体市场注册信息发生变化后，应在 5 个工作日内向首次注册的电力交易机构提出信息变更申请。

第三十一条 经营主体市场注册信息变更按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交变更信息以及相关支撑性材料，若办理信息变更时其他注册信息或支撑性材料已过有效期，需要同步进行更新。售电公司市场注册信息变更条件和流程按照《售电公司管理办法》执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第三十二条 信息变更主要包含以下内容：

（一）经营主体身份名称变更、法定代表人（或负责人）更换；

（二）公司股东、股权结构的重大变化，因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人发生变化等；

（三）电力业务许可证变更、延续等；

（四）发电企业机组转让、机组关停退役、机组调度关系调整、机组自备公用性质转换、机组进入及退出商业运营、机组容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等；

（五）新型储能企业主体储能项目（单元）转让、储能单元容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等；

（六）售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）资产总额发生影响年度代理电量规模或调节能力的变化、企业高级或中级职称的专业人员变更、配电网运营资质变化、业务范围变更等。

第三十三条 电力交易机构收到经营主体提交的变更申请和变更材料后，在 5 个工作日内进行审查。对于变更材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第三十四条 市场注册信息变更审查通过的发电企业、电力用户、新型储能企业、分布式电源、电动汽车充电设施经营主体原则上无需公示，信息变更手续直接生效。

第三十五条 电力用户或者售电公司关联的用户发生并户、销户、过户、更名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，经营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。

第三十六条 经营主体市场注册信息发生变化未按规定时间进行变更，并造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担相应责任。

第三十七条 经营主体在市场注册信息变更期间可正常参与市场交易。

第三节 市场注销

第三十八条 经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销。售电公司市场注销条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第三十九条 经营主体有下列正当理由之一的，可申请注销：

（一）经营主体宣告破产，或虽未破产但被地方政府主管部门关停或主动拆除，不再发电或者用电；

（二）因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体非自身原因无法继续参加市场的情况；

（三）因电网网架调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的电力市场进入条件；

（四）经营主体所有机组关停退役的；

（五）经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的。

第四十条 经营主体申请注销，应当符合正当理由，向首次注册的电力交易机构提出市场注销申请。

第四十一条 经营主体申请注销按照申请、声明、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交注销申请、合同处理完毕声明以及相关支撑材料。

第四十二条 电力交易机构收到经营主体提交的注销申请和注销材料后，在 5 个工作日内进行审查。对于注销材料不符合

要求的，应予以一次性告知。

第四十三条 即将市场注销的经营主体，其所有已签订但未履行的市场交易合同，原则上通过自主协商等方式在下一个合同履行月之前的 10 个工作日内完成处理。由此给各方造成的损失由退市的经营主体承担，或自行通过司法程序解决。

第四十四条 电力交易机构每年开展经营主体持续满足注册条件核验，必要时组织对经营主体进行现场核验，发现符合正当理由退出电力市场交易或工商营业执照注销、吊销且未申请市场注销的，予以自动注销处理，并报四川能源监管办和省级政府主管部门备案。售电公司持续满足注册条件核验按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第四十五条 经营主体自动注销由电力交易机构发起，按照公示、生效的流程办理。售电公司退出电力市场交易条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第四十六条 电力交易机构应通过电力交易平台，将经营主体市场注销信息向社会公示，公示期为 10 个工作日，公示期满无异议，在电力交易平台中予以注销，保留其历史信息 5 年。

第四十七条 已市场注销的经营主体再次参与电力市场交易，应在电力交易机构重新办理市场注册。

第四章 交易品种和交易方式

第四十八条 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。

第四十九条 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。

第五十条 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，电力交易平台汇总经营主体提交的购电或售电信息，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。

滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内，经营主体可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台按照价格优先、时间优先的原则，按挂牌方价格进行滚动撮合成交。

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，经营主体先进行集中竞价交易；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。

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。主要包括发电侧同侧拍卖、用电侧同侧拍卖、发用两侧拍卖，分月分时段组织。发电侧同侧拍卖和用电侧同侧拍卖时，拟拍卖部分相同月份及时段的电量形成一个拍卖包，通过电力交易平台发布，发电侧每个拍卖包按竞拍方申报价格由低到高的顺序出清，用电侧每个拍卖包按竞拍方申报价格由高到低的顺序出清。发电侧同侧拍卖交易原则上在发电企业签约电量未通过分月发电能力校核，且合同转让后仍未能满足校核要求时组织实施，拍卖标的为分月超额电量。用电侧同侧拍卖交易原则上在售电公司在批发市场签约的分月电量超过其在零售市场签约的对应类型分月电量，或批发用户签约电量超过其合同容量全月满功率运行时电量，且合同转让后仍未能满足校核要求时组织实施，拍卖标的为分月超额电量。发用两侧拍卖时，拟拍卖部分相同月份及时段的电量形成一个拍卖包，通过电力交易平台发布，发电侧每个拍卖包按竞拍方申报价格由高到低的顺

序出清，用电侧每个拍卖包按竞拍方申报价格由低到高的顺序出清。发用两侧拍卖原则上在年度合同转让、同侧拍卖后，发电侧、用电侧仍未满足高比例签约要求时组织实施，拍卖标的为未满足高比例签约的缺额电量。

第五十一条 经营主体应通过自主协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格等关键要素。

第五十二条 同一经营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）。

第五十三条 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。

第五十四条 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

第五十五条 计划电量（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

网电量按照国家能源局《发电机组进入及退出商业运营办法》及有关规定执行，电力中长期交易电量的价格应当由经营主体通过双边协商、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。

第五十六条 直接参与市场交易的燃煤火电等高成本电源类型的发电量（中长期合同覆盖部分）为政府授权中长期合约，合约电价及补偿机制由省级价格主管部门结合一次能源成本波动、容量电价等测算确定。高成本电源参与市场交易，按照政府授权合约电价与市场参考电价进行差价结算。市场参考电价可结合年度、月度和月内市场交易电价等制定。政府授权合约所产生的补偿费用由工商业用户分摊。

第五十七条 市场用户的用电价格由电能量价格（含偏差结算、市场分摊等费用）、输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用（辅助服务费用、抽水蓄能容量电费等）、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、容量电价、系统运行费用、政府性基金及附加按照国家及四川省有关规定执行。

第五十八条 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。

第五十九条 电力现货市场连续结算（试）运行前，执行峰谷电价的用户，在参加市场化交易后交易合同未申报用电曲线或用电曲线分时电价峰谷比例低于分时电价机制规定的，结算时按分时电价机制规定的峰谷时段及浮动比例执行。

第六十条 除国家有明确规定的情况外，不得对绿色电力交易进行限价或指定价格，双边协商交易原则上不限价。除绿色电力交易外，集中交易中，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。

第六章 电力批发交易组织

第一节 总体原则

第六十一条 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。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。

第六十二条 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。

第六十三条 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。

第六十四条 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。

第六十五条 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经营主体优先完成可再生能源电力消纳相应的电力交易。

第二节 电能量交易

第六十六条 年度（多年）电能量交易的标的物为年度（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。

第六十七条 经营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）电能量交易预成交结果。

第六十八条 年度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调

度机构在 5 个工作日内返回安全校核结果及原因并完成披露。

第六十九条 经营主体对年度（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。

第七十条 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，原则上在每月最后一周组织次月月度电能量交易。

第七十一条 经营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。

第七十二条 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及原因并完成披露。

第七十三条 经营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。

第七十四条 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。

第七十五条 月内（多日）电能量交易的标的物为月内剩余天数（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。月内电能量交易以交易日为 D 日，交易标的为 D+2 日至月底的电量（或者分时电量），按工作日连续开市，原则上从上月倒数第 2 天至当月倒数第 3 天按工作日组织（若当月倒数第 3 天为节假日，交易仍正常开市）。

第七十六条 经营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机构提供的发电能力、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。

第七十七条 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及原因并完成披露。

第七十八条 经营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。

第七十九条 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，对分月交易结果进行更新和发布。

第三节 新型经营主体交易

第八十条 独立储能充放电时，可分别作为用电侧经营主体、发电侧经营主体直接参与市场交易。独立储能放电电量对应的充电电量不承担输配电价、政府性基金及附加，放电电量参照燃煤火电参与电能量交易，获取政府授权合约补偿。

用户侧储能充电电量可由售电公司代理或自行参与电能量交易，放电电量参照燃煤火电获取政府授权合约补偿。

第八十一条 电动汽车充电设施现阶段视为可调节负荷参与电能量交易，当国家相关政策调整时，从其规定。

第八十二条 虚拟电厂可按用电侧经营主体或发电侧经营主体参与电能量交易，但不能同时以发电侧和用电侧经营主体身份互相交易。

第四节 绿色电力交易

第八十三条 绿色电力交易是指由电力用户或售电公司通过电力直接交易的方式向发电企业（初期主要为风电、光伏发电，条件成熟时，可逐步扩大至符合条件的其他可再生能源）购买绿色电力。

绿色电力交易应坚持绿色优先、市场导向、安全可靠的原则，充分发挥市场作用，合理反映绿色电力的电能量价值和环境价值。

第八十四条 绿色电力交易按年度（多年）、月度、月内（多日）开展，组织方式主要包括双边协商、集中交易等。可根据市场需要进一步拓展交易方式，鼓励发用双方签订多年期绿色电力购买协议。省内绿色电力交易由四川电力交易中心组织开展。

绿色电力交易中，电能量价格与绿证价格应分别明确。其余参照国家关于绿色电力交易最新规定执行。

第五节 电网代理购电交易

第八十五条 电网代理购电的电能量来源包括保障居民和农业用电后的剩余优先发电量、省间外购电量、新投并网主体调试运行期上网电量等，余缺电量由电网企业通过市场化增减持交易予以平衡。

第八十六条 电网代理购电市场化采购交易可在年度、月度、月内开展，采用挂牌交易方式，由电网企业以报量不报价的方式申报电网代理购电市场化增减持电量，价格按当月月度和月内集中交易电能量均价（若当月未开展月度和月内集中交易，则该价格采用年度集中交易当月电能量均价，下同）确定，经营主体以自身对应可交易规模为限摘牌。

第八十七条 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采购交易，逐步推动地方电网企业自主参加代理购电市场化采购交易。

第六节 合同电量转让交易

第八十八条 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。

第八十九条 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。

第九十条 经营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）合同电量转让交易预成交结果。

第九十一条 年度（多年）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5个工作日内返回安全校核结果及原因并完成披露。

第九十二条 经营主体对年度（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。

第九十三条 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，在月度交易关闸前开展。

第九十四条 经营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。

第九十五条 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及原因并完成披露。

第九十六条 经营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。

第九十七条 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，在月内（多日）交易关闸前开展。

第九十八条 经营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。

第九十九条 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及原因并完成披露。

第一百条 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。批零合同整体拍卖时，由电力交易平台将退市售电公司与发电企业和电力用户的购售电合同整体挂牌，拟摘牌售电公司申报摘牌费用，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。拟摘牌售电公司应在交易前足额提交履约保障凭证。若原批零合同拍卖不成功，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，仍有不足则由相应的电力用户按交易电量规模的比例分摊。拍卖受入费用剩余部分支付给退市售电公司。

第七节 偏差电量处理机制

第一百零一条 鼓励经营主体通过月内（多日）交易实现月度发用电合同调整，减少合同执行偏差。

第一百零二条 保量保价的优先发电计划电量用于保障居民、农业用电。优先发电计划电量保障居民、农业用电后的剩余部分纳入电网代理购电电量来源。保障居民、农业用电有缺口时，缺口部分按电网代理购电交易机制开展市场化采购。保障居民、农业用电价格稳定的新增损益，按月由全体工商业用户分摊或分享。

第一百零三条 电网企业应当在年度、月度和月内滚动预测居民、农业用电以及电网企业代理购电的用电量规模，月内原则上每周至少开展一次，有市场化增减持交易需求时及时通过代理购电市场化交易处理偏差，促进市场平衡。

第七章 电力零售交易组织

第一节 总体原则

第一百零四条 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。

第一百零五条 电力用户不得同时参加批发交易和零售交易。

第一百零六条 零售用户满足注册基本条件的全部注册用电户号均须纳入交易。

第一百零七条 零售用户、售电公司与电网企业应签订三方电费结算补充协议。

第一百零八条 零售用户按户号确认可参与的交易类型，按

户号参与交易。

第一百零九条 零售用户应按真实用电规模与售电公司签约。经零售用户授权同意后，售电公司可查询零售用户近三年内历史用电数据。

第一百一十条 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。

第二节 零售交易

第一百一十一条 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，选择零售套餐类型及参数。

第一百一十二条 零售交易方式分为挂牌交易、邀约交易、双边协商交易。

第一百一十三条 售电公司和零售用户开展零售交易时，应使用《四川省售电公司与电力用户购售电合同》模板签订零售合同。

第一百一十四条 零售用户采用实人认证方式下单确认的，通过系统自动生成电子零售合同。未采用实人认证方式下单确认的，应与售电公司签订纸质零售合同，并提交至四川电力交易中心。

第一百一十五条 经售电公司与零售用户协商一致并妥善

处理全部合同义务后，可提交书面申请终止零售合同。售电公司及其签约用户与电网企业在电费结清后解除三方电费结算补充协议。

第八章 安全校核

第一百一十六条 各类交易应当通过电力调度机构安全校核。涉及跨省跨区的交易，须提交相关电力调度机构共同进行安全校核。安全校核主要包括发电能力校核、电网阻塞校核等，原则上顺序开展。

第一百一十七条 在年度、月度、月内（多日）交易开市前，电力调度机构应当向电力交易机构提供各交易单元月发电能力上限。电力交易机构以此为约束完成交易出清并同步完成发电能力前置校核。

燃煤火电年度交易安全校核系统控制系数暂定为 0.95，月度、月内交易安全校核系统控制系数暂定为 1；水电年度交易安全校核系统控制系数暂定为 0.92，月度、月内交易安全校核系统控制系数暂定为 0.95；风电年度交易安全校核系统控制系数暂设定为 0.65，月度、月内交易安全校核系统控制系数暂设定为 0.7；光伏年度交易安全校核系统控制系数暂设定为 0.25，月度、月内交易安全校核系统控制系数暂设定为 0.3。发电企业在交易前书面申请，承诺本电站月度合同电量不减持并承担由此造成的后果，可超过其安全校核系统控制系数。

第一百一十八条 年度交易发电能力校核（含发电能力补充校核）未通过电量不纳入发电安排，可在年度合同转让交易中转出，合同转让后仍未能满足发电能力校核要求时予以拍卖。

第一百一十九条 水电站分月发电能力校核在考虑发电主辅设备检修计划、水工建筑物及库区或下游河道相关施工计划、综合用水需求、蓄水保供期的蓄水（消落）计划等情况后，按下列原则确定：

水电站枯水期 i 月发电能力 = $\text{MIN}(\text{可用机组容量} \times 24 \times \text{运行天数} \times \text{系统控制系数}, \text{电站报送的 } i \text{ 月发电能力}, 1.1 \times \text{近五年 } i \text{ 月最大上网电量})$;

水电站丰平水期 j 月发电能力 = $\text{MIN}(\text{可用机组容量} \times 24 \times \text{运行天数} \times \text{系统控制系数}, \text{电站报送的 } j \text{ 月发电能力})$ 。

其中： $i=1-4, 12$ 月； $j=5-11$ 月；丰平期电站上报 j 月发电能力原则上不得超过近 5 年同期上网电量与弃水电量之和的最大值。

近五年内新投水电站可按设计的分月发电能力（无分月发电能力的，按照分水期平均发电能力折算）与近五年月度最大上网电量取大值参与计算。

水电站可根据历史发电、来水预测、蓄水（消落）计划、梯级水库运用等实际情况，在月内对发电能力提出调整申请，由电力调度机构商四川电力交易中心在 2 个工作日内确定，并将调整结果及原因提供给四川电力交易中心。四川电力交易中心接收后

第 2 个工作日在交易平台调整。

第一百二十条 风电、光伏电站的分月发电能力校核在考虑发电主辅设备检修计划等情况后，按下列原则确定：

风电、光伏电站分月发电能力= $\text{MIN}(\text{可用容量} \times 24 \times \text{运行天数} \times \text{系统控制系数}, \text{电站报送的分月发电能力}, 1.1 \times \text{近五年分月最大上网电量})$

近五年内新投风电、光伏电站可按设计的分月发电能力与近五年月度最大上网电量取大值参与计算，已建电站扩容容量参照已投运容量发电能力修正。

风电、光伏电站可根据历史发电、资源能力预测等实际情况，在月内对发电能力提出调整申请，由电力调度机构商四川电力交易中心在 2 个工作日内确定，并将调整结果及原因提供给四川电力交易中心。四川电力交易中心接收后第 2 个工作日在交易平台调整。

第一百二十一条 燃煤电站的分月发电能力校核在考虑发电主辅设备检修计划等情况后，按下列原则确定：

燃煤电站分月发电能力= $\text{可用容量} \times 24 \times \text{运行天数} \times \text{系统控制系数}$

燃煤电站可根据燃料、电网需求等实际情况，在月内对发电能力提出调整申请，由电力调度机构商四川电力交易中心在 2 个工作日内确定，并将调整结果及原因提供给四川电力交易中心。四川电力交易中心接收后第 2 个工作日在交易平台调整。

第一百二十二条 月度交易发电能力校核时，有约束成交电量不得超过月度可交易规模上限。超出上限部分为未通过校核电量，不纳入发电安排。

月度交易时，发电侧售电（增持合同）可交易规模上限 = 月度发电能力 - 当月已成交合同电量（含已成交的所有优先发电合同电量、省内外市场交易合同电量等，下同）。用电侧购电（增持合同）可交易规模上限 = 合同容量 × 月度天数 × 24 小时对应的电量 - 当月已成交合同电量。

第一百二十三条 月内交易发电能力校核时，有约束成交电量不得超过月内剩余天数可交易规模上限。超出上限部分为未通过校核电量，不纳入发电安排。

月内交易中，发电侧售电（增持合同）可交易规模上限 = MIN（当月发电能力 - 当月已成交合同电量，可用容量 × 当月剩余天数 × 24 小时 × 系统控制系数）。用电侧购电（增持合同）可交易规模上限 = MIN（合同容量 × 当月天数 × 24 小时 - 当月已成交合同电量，合同容量 × 当月剩余天数 × 24 小时）。

第一百二十四条 年度、月度、月内外送交易结束后，电力交易机构汇总各类外送交易的预成交结果，与省内年度、月度、月内已通过校核的交易结果一并提交电力调度机构，电力调度机构据此开展发电能力补充校核。发电能力补充校核未通过电量不纳入发电安排。相关电厂应根据发电能力补充校核结果参加减持（转出）交易，其中阻塞断面内电厂不得向同一断面内相关电厂

转出合同电量。

第一百二十五条 电力调度机构根据电网结构变化、机组检修、机组组合等情况，开展电网阻塞校核。月度交易前，对年度分月交易结果开展电网阻塞校核。当断面内相关电厂合同电量总量超过消纳空间时，电力调度机构优先保障可拓展断面消纳空间的外送合同、优先和留存合同（不含合同电量转让交易转入的优先和留存合同，下同）以及绿电交易合同的输电通道，其余市场化交易合同按照等比例的原则进行校核；若消纳空间不足以满足优先、留存合同以及绿电交易合同需求，按照等比例原则校核。电网阻塞校核未通过时，电力调度机构在电力交易平台发布公告，四川电力交易中心根据公告对省内市场化交易合同按照等比例原则进行削减，涉及优先、留存、绿电、省间外送合同被校核的部分不纳入发电安排，相关电厂应在后续交易中减持或向断面外转出合同。月度、月内交易结束后，按照上述原则分别对月度和月内交易结果开展电网阻塞校核。前次校核已通过的合同为有效合同，后续校核时不再削减。

断面内消纳空间发生重大变化时，电力调度机构应视情况开展电网阻塞补充校核。当断面内消纳空间下降时，优先保障可拓展断面消纳空间的外送合同，剩余有效合同按照等比例原则进行电网阻塞补充校核，并发布电网阻塞风险提示。电网阻塞风险提示所涉及电量不纳入发电安排，相关电厂应在后续交易中减持或向断面外转出合同。当出现阻塞断面内消纳空间增加、部分发电

厂发电能力减少等情况时，电力调度机构根据相关电厂有效合同评估断面内可增加合同电量空间，并在交易平台发布公告，断面内相关电厂可参与市场交易。

阻塞断面内相关电厂不能参加增持电量交易（通过交易可拓展断面外送消纳空间的情况除外）。被校核电量减持或向断面外转出合同后，同一断面内相关电厂合同电量可相互转让。

第一百二十六条 安全校核应当在规定期限内完成，电力调度机构将校核结果返回电力交易机构，并在交易平台发布。

第一百二十七条 省内现货市场连续结算（试）运行后，原则上不开展中长期合同安全校核。

第九章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第一百二十八条 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。

第一百二十九条 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。

第一百三十条 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。

第二节 优先发电合同

第一百三十一条 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自由竞争的手段。

第一百三十二条 省能源局原则上在年度交易开市前确定次年分月优先发电计划，并分解到发电机组。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。

第一百三十三条 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。

第三节 合同执行

第一百三十四条 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，按照节能低碳原则安排发电，同类型电源其月度合同总量完成进度应当保持基本均衡。

第一百三十五条 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。经营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。

第一百三十六条 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，事后向四川能源监管办、省级政府相关部门报告。

第十章 计量与结算

第一节 计量和抄表

第一百三十七条 电网企业应根据市场运行需要为经营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。

第一百三十八条 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，并按结算时序要求推送至电力交易机构用于交易结算。

第一百三十九条 当出现分时段计量数据采集异常时，原则上应在3个工作日内完成消缺、补采，并重新提供电力交易机构。电网企业和电力调度机构应根据经营主体询问及争议，对计量数据问题分类管理，并按规定进行处理。

第一百四十条 对于配置主、副电能表的计量点，主、副电能表应选用相同型号、相同规格、相同精度的电能表，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考，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。

第一百四十一条 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。

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分别计算其绿电交易电量，并按机组额定容量比例拆分至相应机组。

第一百四十二条 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经营主体协商解决。

第一百四十三条 电力用户和发电企业均按自然月计量用

电量和上网电量。

第二节 结算和电费

第一百四十四条 发电企业月度优先发电合同按以下方式形成：

直接参加省内电力市场的发电企业，其优先发电计划由政府相关部门下达，形成月度优先发电合同并推送至四川电力交易中心。

光伏发电企业的扶贫项目、生物质等非水可再生能源发电企业的月度发电计划按照申报次日可发电量方式累加形成，申报次日可发电量与实际发电量偏差超过 $\pm 20\%$ 的部分不进行累加，上述发电计划形成月度优先发电合同，由电力调度机构及时推送至四川电力交易中心。

其他暂未直接参加省内电力市场交易的发电企业，月度发电计划由政府主管部门确定，形成月度优先发电合同，并推送至四川电力交易中心。

第一百四十五条 电力调度机构应及时将发电企业实际外送执行结果、辅助服务执行及考核结果等相关数据推送至四川电力交易中心。

第一百四十六条 交易结算按照“照付不议、偏差结算”的原则执行。发电企业绿电优先结算，电力用户按省间绿电、省内绿电、留存电量、保障性小水电电量、其他电能量交易类型的顺序结算。

第一百四十七条 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。

第一百四十八条 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。

第一百四十九条 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。

第一百五十条 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四川省有关规定进行结算。

第一百五十一条 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）偏差电量、电价和电费；
- （四）辅助服务等其他费用；
- （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。

第一百五十二条 经营主体因偏差电量引起的电费资金，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。

第一百五十三条 经营主体的合同电量和偏差电量分开结算，按月清算、结账。

第一百五十四条 未直接参加省内市场的发电企业，其月度优先发电合同电量按价格主管部门核定的与电网结算电价（不含可再生能源电价补贴）结算。偏差电量按下述方式结算：

超发电量在其月度优先发电合同电量 $U1\%$ 及以内的部分，按价格主管部门核定的与电网结算电价（不含可再生能源电价补贴）获得超合同电量电费。超发电量在 $U1\%$ 以上的部分，按价格主管部门核定的与电网结算电价（不含可再生能源电价补贴）的 $K1$ 倍获得超合同电量电费。

少发电量在月度优先发电合同电量 $U1\%$ 及以内的部分，按价格主管部门核定的与电网结算电价（不含可再生能源电价补贴）支付少合同电量电费；少发电量在 $U1\%$ 以上的部分，按价格主管部门核定的与电网结算电价（不含可再生能源电价补贴）的 $[1+(1-K1)]$ 倍支付少合同电量电费。

第一百五十五条 直接参加省内市场的发电企业，其月度优先发电合同按价格主管部门核定的与电网结算电价（不含可再生能源电价补贴）结算，市场交易合同按约定的电能量交易价格结

算。偏差电量按下述方式结算：

超发电量在发电企业全部合同电量 $U1\%$ 及以内的部分，按当月月度和月内集中交易电能量均价获得超合同电量电费。超发电量在 $U1\%$ 以上、 $U2\%$ 及以内的部分，按当月月度和月内集中交易电能量均价的 $K1$ 倍获得超合同电量电费；超发电量在 $U2\%$ 以上的部分，按当月月度和月内集中交易电能量均价的 $K2$ 倍获得超合同电量电费。

少发电量在发电企业全部合同电量 $U1\%$ 及以内的部分，按当月月度和月内集中交易电能量均价支付少合同电量电费；少发电量在 $U1\%$ 以上、 $U2\%$ 及以内的部分，按当月月度和月内集中交易电能量均价的 $[1 + (1 - K1)]$ 倍支付少合同电量电费；少发电量在 $U2\%$ 以上的部分，按当月月度和月内集中交易电能量均价的 $[1 + (1 - K2)]$ 倍支付少合同电量电费。

省内绿电交易的电能量部分与绿证部分分开结算。绿证部分按当月省内绿电交易合同电量、发电企业上网电量、电力用户省内绿电结算电量三者取小的原则确定结算数量（以兆瓦时为单位取整数，在合同周期内尾差滚动到次月核算），以绿证价格结算。

第一百五十六条 对于批发用户、售电公司，其月度合同电量按约定的电能量交易价格结算。偏差电量分类别按下述方式结算：

$U1\%$ 及以内的超用电量按当月月度和月内集中交易电能量均价支付超合同电量电费； $U1\%$ 以上、 $U2\%$ 及以内超用电量按当

月度和月内集中交易电能量均价的 $[1 + (1 - K1)]$ 倍支付超合同电量电费；U2%以上超用电量按当月度和月内集中交易电能量均价的 $[1 + (1 - K2)]$ 倍支付超合同电量电费。

U1%及以内的少用电量按当月度和月内集中交易电能量均价获得少合同电量电费；U1%以上、U2%及以内的少用电量按当月度和月内集中交易电能量均价的 $K1$ 倍获得少合同电量电费；U2%以上的少用电量按当月度和月内集中交易电能量均价的 $K2$ 倍获得少合同电量电费。

绿电交易的电能量部分与绿证部分分开结算，以合同为限。绿证部分按当月省内绿电交易合同电量、发电企业上网电量、电力用户省内绿电结算电量三者取小的原则确定结算数量（以兆瓦时为单位取整数，在合同周期内尾差滚动到次月核算），以绿证价格结算。

第一百五十七条 偏差结算阈值 U1、U2 分别暂定为 5、10，偏差结算系数 $K1$ 、 $K2$ 分别暂定为 0.9、0.5。每年可视情况进行调整，由电力市场管理委员会审议通过后，报四川能源监管办和省级政府价格主管部门审定后执行。

第一百五十八条 零售用户按零售套餐合同约定的量价结算。其中，绿电交易的电能量部分与绿证部分分开结算。

第一百五十九条 电网代理购电参与偏差结算，偏差电量为电网代理购电实际用电量与来源电量之间的偏差，偏差结算价格、阈值及相关系数与批发用户相同。电网代理购电的偏差电量电费

和电网代理购电偏差电量差价费用返还资金由电网企业按月清算，原则上由电网代理购电用户分摊或分享。

第一百六十条 售电公司按代理电力用户结算电量分类别计算售电公司价差收益。其中，保障性小水电电量不纳入价差收益计算。售电公司当月购售价差费用为零售售电费与批发购电费的费差。

第一百六十一条 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。

第一百六十二条 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。

第一百六十三条 地方电网网内工商业电力用户直接参与电力市场购电的分月交易电量原则上应小于该地方电网企业分月下主网电量中工商业用电量，若大于则按电力用户电量等比例调减。

第一百六十四条 参与市场的电力用户办理并户、过户、销户业务，需要月中算费时，按对应月份电网企业代理购电价格开展交易结算。

第一百六十五条 交易结算退补指因计量、档案或交易结果

数据差错原因等规则允许而产生的交易结算调整工作。退补应设追溯期，追溯期原则上不超过 12 个月。相关退补电量按对应月份电网企业代理购电价格结算。

第一百六十六条 省内偏差电量差价费用按如下方式确定：
省内偏差电量差价费用= $\sum [| \text{偏差结算电量} (U1\%-U2\% \text{部分}) | \times \text{偏差结算价格} (U1\% \text{及以内的部分}) \times (1 - \text{偏差结算系数 } K1) + | \text{偏差结算电量} (U2\% \text{以上的部分}) | \times \text{偏差结算价格} (U1\% \text{及以内的部分}) \times (1 - \text{偏差结算系数 } K2)]$ 。

第一百六十七条 交易机构负责按月清算偏差电量差价费用（含跨省跨区责任偏差费用和省内偏差电量差价费用）。偏差电量差价费用清算时，按每月收取的偏差电量差价费用，跨省跨区外送责任偏差费用以及发电企业偏差电量差价费用，按发电企业当月上网电量（不含调试电量，西南网调直调发电企业为留川电量）占比，在次月结算电费时返还至发电企业；跨省跨区外购责任偏差费用以及批发用户、售电公司、电网代理购电偏差电量差价费用按批发用户、售电公司、电网代理购电用户当月结算电量占比，在次月结算电费时返还至批发用户、售电公司、电网代理购电用户。清算及分摊返还情况及时报告四川能源监管办、省发展改革委、省能源局。

第一百六十八条 电网企业负责按月清算政府授权合约差价费用，差价费用根据政府授权合约电量计算，由工商业用户分摊。清算及分摊情况及时报告省发展改革委、省能源局、四川能源监

管办。

电网企业负责按月清算市场化结算电费差额资金。市场化结算电费差额资金由参与市场的发电企业、批发用户、售电公司、电网代理购电用户按当月电量（网调电厂为留川结算电量）比重返还或分摊。清算及分摊返还情况及时报告四川能源监管办、省发展改革委、省能源局。

第十一章 信息披露

第一百六十九条 信息披露主体包括发电企业、售电公司、电力用户、新型主体（独立储能等）、电网企业和市场运营机构。

第一百七十条 电力市场信息分为公众信息、公开信息和特定信息。公众信息是指向社会公众披露的信息，公开信息是指向有关市场成员披露的信息，特定信息是指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。

第一百七十一条 信息披露应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。信息披露主体应对披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第一百七十二条 电力交易机构、电力调度机构应公平对待经营主体，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。

第一百七十三条 电力交易机构负责电力市场信息披露的

实施，并以电力交易平台为基础设立信息披露平台。电力市场信息应在信息披露平台上进行披露，在确保信息安全基础上，按信息公开范围要求，可同时通过信息发布会、交易机构官方公众号等渠道进行发布。

第一百七十四条 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，披露的信息保留或至少可供查询的时间不少于2年。

第一百七十五条 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，由电力交易机构按规定要求相关信息披露主体予以解释和配合。

第一百七十六条 电力市场信息披露内容按国家及四川省相关文件执行。

第十二章 市场监管和风险控制

第一百七十七条 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，建立健全监管制度，推动成立独立的电力交易专家委员会，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。

第一百七十八条 电力市场管理委员会履行建立健全市场成员行为自律职责。电力市场运营机构按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，履行市场监控和风险控制责任，对市

场依规开展监测。市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

第一百七十九条 电力市场运营机构应当建立市场监测工作制度，明确工作程序和工作要求；在四川能源监管办指导下，同步建设市场监测指标体系，及时识别经营主体异常交易行为，发现可能存在的市场规则缺陷，提出提升市场效率和促进市场充分竞争的相关建议；按照有关规定定期向电力监管机构提交市场监控分析报告。

第一百八十条 电力经营主体违规行为包括但不限于：

- （一）未按照规定办理电力市场注册手续的；
- （二）提供虚假注册资料的；
- （三）未履行电力系统安全义务的；
- （四）有关设备、设施不符合国家标准、行业标准的；
- （五）行使市场操纵力的；
- （六）有不正当竞争、串通报价等违规交易行为的；
- （七）不执行调度指令的；
- （八）发电厂并网、电网互联不遵守有关规章、规则的。
- （九）在与其他经营主体签订购售电合同后，随意更改或恶意毁约的，或无正当理由拒绝执行合同的；或无正当理由，在电力交易平台出清后不认可成交结果或交易成交后拒绝签订合同的。
- （十）与其他经营主体发生购售电合同纠纷，经法院裁定为

发电企业存在诈骗等行为的，或经司法机构或司法鉴定机构裁定伪造公章等行为的。

（十一）被有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为做出处理，严重影响电力交易的。

（十二）拒绝、阻碍、拖延等不配合交易机构问询或核实有关涉嫌存在违规行为事项的；不回复或不如实回复交易机构问询或核实，或提供误导性、虚假性或遗漏重要事实的陈述、解释或说明材料的；故意捏造其他经营主体违规行为事实，向交易机构虚假举报的。

（十三）信息披露不及时、不准确、不完整，制造传播虚假信息，发布误导性信息，以及其他违反信息披露有关规定的行为。

（十四）在交易平台上制作、复制和传播《中华人民共和国网络安全法》、《计算机信息网络国际联网安全保护管理办法》所明令禁止的信息。

经营主体有以上行为的，四川能源监管办调查核实后按照《电力监管条例》、《电力市场监管办法》的有关规定处理，或会同政府相关部门严肃处理。

第一百八十一条 市场运行监测应当包括市场结构监测、市场行为监测、市场运行监测和市场成员监测等。具体监测指标体系按照国家相关规定另行制定。监测发现的违规问题，国家电力市场有关政策文件和交易规则、省级电力市场有关政策文件和交易规则、经四川能源监管办和政府主管部门审定的细则等有明确

处置意见的，按照有关规则执行；无明确处置意见的，四川能源监管办会同政府相关部门严肃处理。

第一百八十二条 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：

（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。

第一百八十三条 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，并向四川能源监管办、政府相关部门提交报告。

第一百八十四条 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、政府相关部门调解处理，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 市场衔接

第一百八十五条 持续完善电力中长期市场，推动建立多类

型电源共同参与的丰枯衔接的电力现货市场，进一步深化电力辅助服务市场建设，适应新型电力系统发展需要。

第一百八十六条 电力现货市场运行后，中长期交易按日开市，中长期合同原则上不开展安全校核。中长期合同应分时段签订，由交易双方自主协商约定交易周期内量价曲线。

第一百八十七条 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。

第一百八十八条 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。

第十四章 附则

第一百八十九条 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。

第一百九十条 本规则自发布之日起施行，原《四川电力中长期交易规则》（川监能市场〔2021〕11号）同时作废。

