

四川省经济和信息化厅

川经信电力函〔2019〕379号

四川省经济和信息化厅 关于征求《四川电力现货市场建设试点方案》 及相关实施细则（模拟试运行征求意见稿） 意见的函

省发展改革委、四川能源监管办、省能源局，国网四川省电力公司、四川电力交易中心，有关市场主体成员：

按照国家发展改革委、国家能源局关于电力现货市场建设试点工作的总体安排部署，在各相关部门和单位的共同努力下，在国家发展改革委价格司及有关专家的现场指导下，紧密结合四川实际，经过广泛调研、对比分析、集中研讨，借鉴国外现货市场运营成熟经验，并与国内试点省充分沟通交流的基础上，研究形成了《四川电力现货市场建设试点方案》相关实施细则（模拟试运行征求意见稿）。现送你们征求意见，请认真组织研究，并于6月15日前书面反馈经济和信息化厅及国网四川省电力公司。

此函。

联系人：经济和信息化厅电力处 李帆

028-81476979 邮 箱：14814550@qq.com

国网四川省电力公司电力调控中心 肖畅

13980484366 邮 箱：12788524@qq.com

附件：四川电力现货市场建设试点方案及相关实施细则（模拟试运行征求意见稿）（发电子版）



信息公开选项：主动公开



四川电力现货市场试点建设方案

（模拟试运行征求意见稿）

2019 年 06 月

目 录

一、建设电力现货市场的必要性和条件	4
(一) 必要性	4
(二) 有利条件	5
二、指导思想和基本原则	7
(一) 指导思想	7
(二) 基本原则	7
(三) 总体目标	9
三、建设路径	9
(一) 第一阶段	9
(二) 第二阶段	9
(三) 第三阶段	10
四、第一阶段电力现货市场总体模式	10
(一) 市场结构	10
(二) 市场空间	11
(三) 机组组合确定方式	11
(四) 用户参与现货市场方式	12
(五) 价格机制	12
(六) 结算方式	12
五、第一阶段电力现货市场机制设计	13
(一) 市场成员	13
(二) 交易种类及其组织、参与方式	13
(三) 市场流程	17
(四) 计量与结算	17
(五) 风险防控	19
(六) 信息披露	20

(七) 现货市场干预与中止	20
六、组织实施	21
(一) 加强组织领导	21
(二) 加快工作推进	21

四川电力现货市场试点建设方案

为加快推进四川电力现货市场建设，逐步构建符合四川省情的现货市场机制，充分发挥现货市场在资源配置中的积极作用，更好服务四川经济社会协调发展，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）、《国家发展改革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）、《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）、《四川省电力体制改革综合试点方案》（发改经体〔2016〕1900号）等文件精神，制定本方案。

一、必要性和条件

（一）必要性

1. 通过市场竞争发现价格引导投资消费

四川是水电大省，发电能力受来水影响较大，供需形势呈现复杂的局面。丰水期供大于求被迫弃水，枯水期受电煤制约整体供应偏紧；考虑水电外送，夏季极端天气下高峰时段备用不足，低谷时段大量富余。电力现货市场通过充分竞争生成完整的价格信号，能够反映电力商品价值和供求关系，对引导我省电力投资与消费，促进产业升级，优化电网电源规划都具有重要意义。

2. 保障市场环境下清洁能源的有效消纳

四川水电以径流式为主，调节性能较差；数量众多，流域梯级水力关系复杂，来水预测困难。近年来风光等新能源投产规模不断扩大，进一步加剧了发电侧能力预测的困难，给电力生产和市场运营带来困扰。通过电力现货市场运营，可实现发电权的灵活转移，有效破解清洁能源预测不准导致交易计划执行困难的问题，保障清洁能源的有效消纳。

3. 促进市场机制与电力生产的有机结合

在四川中长期电力市场运营过程中，中长期交易计划与实际发用电的偏差处理，成为困扰电力生产和电力市场运营的难题之一。建立电力现货市场，构建中长期交易与现货交易相结合的电力市场体系，有利于将电力生产和电力市场有机结合，在尊重电力生产基本规律的基础上尽可能还原电力商品属性，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，促进我省电力工业健康可持续发展。

（二）有利条件

1. 适应电力现货交易的输配网络基本形成

近年来，四川电网规模不断扩大，网架结构不断加强。截至2018年底，共有换流站4座，换流容量2460万千瓦，直流线路长度1094公里；500千伏交流变电站51座，变电容量8480万千伏安，居全国第三位，线路长度16291公里，居全国第一位；

220 千伏变电站 295 座、变电容量 9017 万千伏安，线路长度 25 497 公里。省内已形成以 500 千伏网架为骨干、220 千伏网架为支撑、覆盖全省各市州、全电压等级的较为坚强的电力输配网络，并通过锦苏、复奉、宾金、德宝直流以及川渝、川藏交流通道分别与华东、西北、重庆、西藏电网相联，满足省内用电和跨省跨区能源优化配置需求，为开展和执行电力现货交易提供了基础支撑。

2. 适应市场的发电侧多元竞争格局基本形成

截至 2018 年底，四川全社会装机容量 9833 万千瓦，其中水电 7824 万千瓦，占比达到 79.6%，火电 1575 万千瓦，占比 16%，风电和光伏 434 万千瓦，占比 4.4%。四川电源按照消纳范围，由五级调度机构调度管辖。其中，国调中心调管机组 2310 万千瓦；西南分中心调管机组 330 万千瓦；省调调管机组 5839 万千瓦，其余调度机构调管机组 1354 万千瓦。四川电源按照产权划分，分属五大发电集团、地方国企、民营企业等，各产权单位（集团）装机占比相对均衡，市场集中度适中、市场力较小，市场优化的预期效果明显，有利于电力现货市场健康运营。

3. 市场主体通过中长期市场运营积累了宝贵经验

近年来，四川电力中长期交易市场稳步推进。截至目前，已探索开展了大用户直购电、跨省跨区电能交易、富余水电消纳等市场化交易品种，初步形成“多买多卖”市场格局。截至 2018

年底，市场注册主体数量达到 3346 家，其中电力用户 2864 家，售电公司 196 家，发电企业 286 家。2018 年完成市场化交易电量 712.06 亿千瓦时，同比增长 12.14%，其中大用户直接交易电量 581.27 亿千瓦时，同比增长 11.93%。市场化交易电量占全社会用电量的 28.95%。通过中长期电力市场运营，发电企业、售电企业、电力用户和市场运营机构均积累了宝贵的经验，为后期电力现货市场开展打下良好基础。

二、 指导思想和基本原则

（一） 指导思想

深入贯彻落实中发〔2015〕9 号文件精神及相关配套文件工作要求，建立“统一开放、竞争有序、规范运作、安全可靠、监管有效”的电力现货市场机制，积极培育市场主体，完善市场规则，构建符合四川省情的省级电力现货市场，为推动四川经济社会持续、协调、健康发展提供电力保障。

（二） 基本原则

1. 统筹兼顾

统筹计划与市场、省间与省内、中长期与现货等关系，在保证电网安全运行和可靠供电的基础上，逐步建立有效竞争的市场机制和市场体系。切实发挥政府在电力规划、统筹调节、市场监管以及保障民生中的作用，强化政策制定、宏观指导和协调，推

进电力事业健康发展。

2. 安全稳定

电力现货市场应在方案设计、规则制定、系统建设、运行管理等各环节充分考虑电力商品的特殊性，规避市场风险和安全风险，实现市场运营和电网安全运行有机衔接、紧密耦合。构建多层次的安全风险防控机制，制定完善应急处理措施，确保市场运营模式下的系统安全。

3. 因地制宜

密切结合四川实际，从解决当前电力行业存在的主要问题出发，遵循电力商品的技术经济规律，通过建立相对简洁、直观的电力现货市场规则，构建“公平、开放、规范、透明、高效”的市场交易平台，促进电力资源的优化配置，保证水电等清洁能源的充分消纳。

4. 积极稳妥

统筹规划电力现货市场试点建设，坚持近期和远期相结合的原则，积极稳妥、尊重历史、先易后难、分步实施。在市场规则制定、市场模拟运营等过程中要深入开展分析，广泛征求各方意见与建议，结合实际不断完善提升，尽可能降低市场风险。

5. 监管有效

在电力现货市场建设与运营过程中，加强对交易、调度、结算、信用、安全等全方位监督管理，不断完善监管措施，提升监

管水平和效率，保障电力现货市场平稳、规范、有序运行。

（三） 总体目标

贯彻国家电力体制改革精神，充分结合四川实际情况，遵循电力生产客观规律，坚持安全供电、民生优先、清洁利用、节能减排，按照“统一规划、总体设计、积极稳妥、分步实施”的原则，有计划、有步骤、分阶段推行，逐步建立交易品种齐全、功能完善的电力现货市场，形成竞争充分、开放有序、健康发展的市场体系。

三、 建设路径

（一） 第一阶段

第一阶段（2019-2023 年）：以四川省主网覆盖地区为市场交易范围，在规范和完善中长期电能量交易基础上，建立积极、稳妥、开放的电力现货市场。主要任务包括：

1. 建设发电侧单边竞价电能量市场，包括日前市场和实时市场。
2. 建设辅助服务市场，包括燃煤火电短期备用市场和调频市场。
3. 研究在试点区域（单位）开设日前双边新增电量竞争市场。

（二） 第二阶段

第二阶段（2024-2028 年）：建设发用电两侧双边竞价电能量市场，完善辅助服务市场交易机制和新能源参与市场机制，逐步形成较为完整的电力现货市场体系。

（三） 第三阶段

第三阶段(2029 年起)：开设电力期货、期权以及发电权、输电权等金融市场，推进市场自我发展与完善。

四、 第一阶段市场总体模式

（一） 市场结构

四川电力市场包括省间市场和省内市场。

省间市场包括省间中长期市场和省间现货市场。其中，省间中长期市场由各级交易机构负责组织开展；省间现货市场由国调中心负责组织开展。

省内市场包括省内中长期电能量市场、省内现货电能量市场、省内辅助服务市场。其中，省内中长期电能量市场由四川电力交易中心有限公司（以下简称交易中心）负责组织开展；省内现货电能量市场包括日前电能量市场、实时电能量市场，由四川电力调度控制中心（以下简称省调）负责组织开展；省内辅助服务市场交易品种包括火电短期备用辅助服务和 AGC 调频辅助服务市场，由省调负责组织开展。

为简化描述，除非特殊说明，本方案中所称市场，均特指电

能量市场。

（二） 市场空间

1. 省间电量

省间中长期交易电量作为日前省内现货市场的边界条件。

省间现货交易电量分为省间日前现货交易电量和省间日内现货交易电量，出清结果均物理执行。省内日前现货市场预出清后，富余电量参与省间日前现货市场交易，省间日前现货交易电量作为省内日前现货市场的边界条件；省内实时现货市场（正式）出清后，富余电量参与省间日内现货市场交易。

2. 省内电量

市场初期，非水可再生能源保障性全额收购，其发电量作为省内现货市场边界条件，暂不参与现货市场竞价。

参与现货市场竞价的发电企业，其省间中长期交易电量、省间现货交易电量和省内优先电量按规则物理执行。省内中长期交易电量以“差价合约”形式，参与现货市场运营。参与现货市场竞价的发电企业总体发电需求扣除省间中长期交易电量、省间现货交易电量和省内优先电量的部分，即省内现货市场空间。

（三） 机组组合

市场初期，在日前现货市场开市前，基于中长期合同电量完成进度，综合考虑网供负荷预测、国分调机组留川、省间购售电、非水清洁能源发电、电网安全运行约束条件等因素，设置燃煤火

电必开机组，形成燃煤火电机组开机组合，作为市场边界条件。

（四） 申报方式

➤参与省间现货市场竞价的发电企业按照省间市场规则申报。

➤参与省内现货市场竞价的发电企业在省内日前市场中申报运行日的电能量报价曲线，包括运行日 96 点电力-价格。在省内实时市场申报参与竞价的上限容量（电力），价格不再申报，沿用日前市场申报价格。

➤参与省内现货市场的电力用户、售电企业在省内日前市场中申报运行日的电能量曲线（不含价格）。

（五） 价格机制

➤省内日前现货市场和实时现货市场均采用系统边际电价，集中竞争、统一出清。市场初期，设置市场报价限制。

➤省内辅助服务市场采用 PAB 方式出清。

（六） 结算方式

➤参与省间现货市场竞价的发电企业，其省间中长期交易电量、省间现货市场电量按照省间交易价格结算；

➤参与省内现货市场竞价的发电企业，其省内优先电量部分按优先电价结算；省内中长期交易电量部分按“差价合约”方式结算。

➤参与省内现货市场的电力用户、售电企业接受现货市场价格，按“差价合约”方式结算。

五、 第一阶段市场机制设计

（一） 市场成员

市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构三类。其中，市场主体包括各类发电企业、电力用户、售电企业等；电网企业指拥有输电网、配电网运营权，承担其供电营业区保底供电服务的企业，作为输电方并承担市场结算和付费职能；市场运营机构包括电力交易机构和调度机构，在本方案中特指交易中心和省调，其中交易中心负责组织中长期交易，省调负责组织日前和实时现货交易。

参与市场交易的市场主体，必须符合有关准入条件，提前在交易中心完成注册。市场初期，要参与现货市场交易的市场主体，应首先完成中长期市场交易注册。交易中心提供市场主体以及电网企业电力交易结算依据及相关服务，电网公司负责电费结算。

市场初期，考虑到四川电网实际运行情况和清洁能源消纳政策，非水清洁能源机组、燃气机组全年暂不参与现货市场竞价；水电机组仅弃水期参与省内现货市场竞价；燃煤火电机组仅非弃水期参与省内现货市场竞价。

（二） 交易品种及组织执行

1. 中长期交易

中长期交易包括省间中长期交易和省内中长期交易。

(1) 交易品种

省间中长期交易包括省间计划外送电量、省间市场外送交易、省间发电权交易等。交易组织方式包括挂牌交易、集中竞价等。

省内中长期交易包括优先电量、电力直接交易、发电权及合同交易等交易品种，开展多年、年度、月度、月内短期交易，组织方式包括双边协商、集中挂牌、复式竞价撮合。除优先电量外，其余交易电量统称为省内中长期交易电量。

(2) 执行方式

省间中长期交易电量月内根据电网运行、清洁能源消纳等情况，由国调中心负责滚动调整并下达执行。

省内中长期交易电量以“差价合约”形式，参与现货市场运营，纳入现货市场竞价和优化空间。省内优先电量物理执行。

(3) 安全校核

省间和省内中长期交易均需提前进行安全校核。按照“统一调度、分级管理”的原则，国调、西南分中心、省调按调管范围负责开展安全校核工作。

(4) 结算曲线

省间中长期交易电量：由国调中心按照省间市场规则分解为省间中长期日曲线，物理执行。

省内优先电量：由省调结合电网实际运行需求，按规则分解安排，原则上优先电量曲线应与负荷预测曲线保持基本一致。

省内中长期交易电量：省内中长期交易电量结算曲线可由发电企业与电力用户、售电企业选择自行协商确定或按规则进行分解，在现货市场竞价前提交交易中心和省调。

2. 省内现货交易

(1) 省内日前现货交易

①市场申报

参与省内日前现货市场竞价的发电企业以计划单元为单位进行申报。申报信息应包括运行日的发电量价曲线、最大发电能力、振动区等。

参与省内日前现货市场电力用户、售电企业申报信息为运行日的电力需求曲线（报量不报价）。

②出清计算

出清计算以全网购电成本最小化为目标。

弃水期以运行日负荷预测、省间中长期交易、国分调机组留川、非水清洁能源发电、火电发电、燃气机组发电、水电优先电量等为边界条件；非弃水期以运行日负荷预测、省间中长期交易、国分调机组留川、非水清洁能源发电、燃气机组发电、水电发电、火电优先电量等为边界条件。

考虑电力平衡、电网运行安全、机组运行特性等约束条件，进行市场出清计算，计算结果包括 96 点成交电力及系统边际电价。

③价格机制

省内日前现货市场以 15 分钟为时间间隔，出清运行日 96 点的系统边际电价，同时发布分区边际电价。

（2）省内实时现货交易

①市场申报

参与省内实时现货市场竞价的发电企业在规定的时间之前提交机组各时段的发电能力上限，申报价格沿用日前市场申报价格。

电力用户、售电企业在省内实时现货市场无需申报。

②出清计算

省内实时现货市场以全网购电成本最小化为目标，基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，以“集中优化、统一出清”的方式，在日前的机组组合基础上对未来每一小时进行优化出清，形成各发电机组需要执行的发电计划和实时统一出清电价。

省内实时现货市场出清后，富余水电电量再参与省间日内市场出清。

③价格机制

省内实时现货市场每小时出清未来一小时以 15 分钟为时间间隔的系统边际电价，同时发布分区边际电价。

（3）辅助服务市场

省调根据系统运行需要，确定运行日或者日内未来某一时段

系统运行所需要的调频、燃煤机组短期备用等辅助服务总需求量。市场交易主体按照不同辅助服务交易品种的交易时序进行报价，通过集中竞争的方式确定辅助服务提供者及相应辅助服务价格。

辅助服务市场与电能量市场分别优化，独立出清。

（三） 市场流程

设定运行日（D）为执行日前市场交易计划的自然日，（T）为实时市场系统实际运行时间。现货市场交易流程如下：

- （1）D-2 至 T-4h：组织火电短期备用辅助服务市场交易；
- （2）D-1：组织省内日前现货市场交易；
- （3）D-1：参与省间日前现货市场交易；
- （4）T-1h：组织实时现货市场交易；
- （5）T-1h：基于省内实时现货市场出清结果，参与省间日内现货市场交易；
- （6）T：确定秒级 AGC 调用；
- （7）D+5：根据市场交易情况和实际执行情况，对电能量市场和辅助服务市场进行结算考核。

（四） 计量结算

1. 计量

市场主体及电网企业应当根据市场运行需要，安装符合技术规范计量装置的计量装置。

计量装置原则上安装在产权分界点，计量数据应当实现自动

采集并上传至电网公司及交易中心。产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。

所有计量装置按国家有关计量规定和市场规则进行管理和定期校验，并具备分时电力电量的计量能力。

在计量数据采集出现异常时，可用采集主站补全电量方式执行预结算，偏差部分月度结算时统一调整。

2. 结算

（1）结算周期

对各类交易品种日清分、月结算、年清算。

（2）发电侧电能量市场结算

➤省间市场结算：按照省间市场规则结算。

➤省内优先电量：按优先价格结算。

➤省内日前现货市场：日前交易结果与省内中长期交易结算曲线之间的偏差，按日前现货市场出清价，实行“差价合约”结算。

➤省内实时现货市场：实际发电曲线与日前交易结果之间的偏差，按实时现货市场出清价，实行“差价合约”结算。

（3）用户侧电能量市场结算

➤省内日前现货市场：用户日前申报曲线与省内中长期交易结算曲线的偏差部分，按日前现货出清价，实行“差价合约”结算。

➤省内实时现货市场：用户实际用电曲线与其日前申报曲线的偏差部分，按实时现货市场出清价，实行“差价合约”结算。

（4）辅助服务市场结算

提供辅助服务的市场主体按照 PAB 价格结算。

3. 平衡费用分摊机制

省内现货市场运营形成的偏差费用，按规则在发用电侧进行返还或分摊。

（五） 风险防控

1. 电力系统运行风险防控

现货市场运营应在充分考虑电力系统运行安全约束，确保系统安全稳定运行的基础上开展，充分保障调度机构调度和控制电网运行的手段和资源。

系统发生紧急事故时，调控机构应按“安全第一”的原则处理事故，必要时可实施市场干预乃至市场中止，以保障电力系统安全运行。

2. 电力市场交易风险防控

（1）市场监控

建立市场力分析评价指标体系，采取事前预防、事中监测、事后评估和处罚等措施防控市场操纵行为。

（2）信用保障

建立针对市场主体的信用评价体系。根据其信用评级，市场交易主体须按规定缴纳相应比例的交易保证金，降低市场结算风险。

（3）申报限价

现货市场起步阶段，要充分考虑市场价格风险，对现货市场的申报价格采取限价措施，避免发用电侧价格出现大幅波动。

（六）信息披露

市场运营机构按照市场信息披露相关要求，向市场主体发布市场交易以及电网运行各类信息；市场主体按规定披露机组参数、运行数据等有关信息。所有市场成员应对所披露信息的准确性、及时性和真实性负责。

（七）干预中止

1. 市场干预

当发生市场主体滥用市场力、串谋及其他严重违约、不能履约等情况导致市场秩序受到严重扰乱时；因重大政策变化，或外部因素波动导致的市场交易严重不平衡，市场纠纷或投诉集中爆发时；或影响电力系统安全稳定运行时，省调经授权可对部分或全部现货交易进行干预，并将有关情况报电力主管部门和监管机构。

2. 市场中止

当发生突发性社会事件、自然灾害等原因导致电力供应严重

不足；重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行；市场技术支持系统或自动化、通信系统发生重大故障，导致市场交易长时间无法进行等情况时，省调可按照“安全第一”的原则进行应急处置，必要时可中止现货市场交易，并及时报告政府部门。

当出现市场运营偏离市场规则、市场运营面临重大风险、市场力恶意操纵市场等行为时，可由政府部门作出中止现货市场的决定，并授权省调向各市场成员公布。

当异常情况解除，现货市场可恢复正常时，由政府部门作出市场恢复的决定，并授权省调向市场成员宣布市场恢复。

六、 组织实施

（一）加强组织领导

由省经济和信息化厅牵头，会同省发改委、四川能监办、省能源局等部门组织实施现货市场试点建设工作。在建设和运营过程中，要建立完善市场监测分析制度，加强市场运营分析，及时总结试点效果，不断完善有关政策，定期向国家发改委、国家能源局、四川省政府上报试点工作情况。各市场主体、电网企业、市场运营机构要积极配合现货市场建设和运营。

（二）加快工作推进

国网四川省电力公司、交易中心、各市场主体要高度重视现

货市场试点建设工作，尽快完成市场规则（模拟运行稿）的编制和宣贯，抓紧开展现货市场技术支持系统开发部署，加强市场主体培训，确保 2019 年 6 月底前投入模拟试运行。

四川电力现货电能量市场交易实施细则

（模拟试运行征求意见稿）

2019 年 06 月

目 录

1.	总则	27
2.	术语定义	27
3.	市场成员	30
3.1.	市场主体	30
3.2.	电网企业	30
3.3.	市场运营机构	31
3.4.	市场成员管理	31
3.5.	市场信用监管	31
4.	市场衔接	31
4.1.	与省间市场的衔接	31
4.1.1.	与省间中长期市场的衔接	31
4.1.2.	与省间现货市场的衔接	32
4.2.	与省内中长期市场的衔接	32
4.2.1.	与省内优先电量计划的衔接	32
4.2.2.	与省内中长期交易电量计划的衔接	33
4.3.	与辅助服务市场的衔接	34
5.	日前省内现货交易	34
5.1.	市场边界	34

5.1.1.	电量空间边界.....	34
5.1.2.	电网运行情况.....	35
5.1.3.	机组运行情况.....	35
5.1.4.	水力约束条件.....	37
5.2.	交易前市场发布.....	37
5.3.	市场申报	38
5.3.1.	发电申报.....	38
5.3.2.	用户申报.....	39
5.4.	市场出清	39
5.4.1.	出清时间.....	39
5.4.2.	出清计算.....	40
5.4.3.	安全校核.....	47
5.5.	交易后市场发布.....	48
5.6.	日前发电计划	48
6.	实时省内现货交易	49
6.1.	市场边界	49
6.1.1.	电量空间边界.....	49
6.1.2.	电网运行情况.....	49
6.1.3.	机组运行情况.....	50
6.1.4.	水力约束条件.....	51
6.2.	交易前信息发布.....	51

6.3.	市场申报	52
6.4.	市场出清	52
6.5.	交易后市场发布.....	52
6.6.	实时发电计划	53
7.	计量与结算	54
7.1.	计量	54
7.2.	结算	54
7.2.1.	市场结算总体原则	55
7.2.2.	省内现货市场结算	55
7.2.3.	平衡费用分摊机制	56
8.	风险防控	56
9.	信息披露	57
10.	市场监管	57
11.	市场干预	57

1. 总则

1.1 为规范四川电力现货市场运营，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）、《国家发展改革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）、《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）等文件精神，结合四川实际制定本细则。

1.2 本细则对四川电力现货电能量市场运营做了详细规定，凡参与四川电力现货电能量市场运营的单位和个人，其市场行为应遵守本细则。

1.3 本细则适用于《四川电力现货市场试点建设方案》中设置的第一阶段（2019-2023年）四川电力现货市场的运营及管理。

2. 术语定义

(1) 电力现货市场：通过交易平台在日前及更短时间内集中开展的运行日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。现货市场交易标的物包括电能量、辅助服务等。

(2) 中长期交易市场：对未来某一时期内交割电能量或辅助服务的交易，包含多年、年、月、周、多日等不同时间尺度。

(3) 电能量市场：指以电能量为交易标的物的市场。本细则中，未经特殊说明，所称市场均指电能量市场。

(4) 辅助服务市场：为维护系统的安全稳定运行、保证电能

质量，由发电企业、电网经营企业和电力用户等提供除正常电能生产、传输、使用之外的市场化辅助服务的市场，具体包括调频、备用、无功调节、黑启动等市场。

(5) 金融合同：市场参与者以电力及衍生品为标的，进行购买、出售、出借、互换或回购等交易的协议，交易形式包括差价、远期和互换等。电力金融合同仅约定财务交割责任，不作为市场主体发用电计划制定依据。

(6) 差价合约：根据事先约定的合同价格以及合同交割对应的市场价格（如现货价格）之差进行结算的一种金融合同。

(7) 水电机组：本细则所称水电机组特指调度计划单元。

(8) 火电机组：本细则所称火电机组特指燃煤火电机组。

(9) 非水清洁能源机组：本细则所称非水清洁能源机组特指风电、光伏、生物质能（含垃圾）及燃气机组。

(10) 母线负荷：指省内 220kV 变电站的母线下网负荷，即节点负荷。

(11) 系统负荷预测：指预测运行日零时开始的每 15 分钟的系统负荷需求，每天共计 96 个点。

(12) 母线负荷预测：指预测运行日零时开始的每 15 分钟的 220kV 母线节点负荷需求，每天共计 96 个点。

(13) 安全约束经济调度（Security-Constrained Economic Dispatch, SCED）：指在满足电力系统安全性约束的条件下，以

系统发电成本最小化或社会福利最大化等为优化目标，制定分时段的机组发电出力计划。

(14) 系统边际价格：指在电力现货交易中，按照报价从低到高的顺序逐一成交电力，使成交的电力满足系统负荷需求的最后一个电能供应者的报价。

(15) 分区边际电价：当电网存在输电阻塞时，按阻塞断面将市场分成几个不同的分区，并以分区内边际机组的价格作为该分区市场出清价格，即分区边际电价。

(16) 弃水期：受限断面外参与现货市场的水电厂连续 3 天日调峰弃水总量超过 500 万千瓦时，即进入弃水期。

(17) 非弃水期：受限断面外参与现货市场的水电厂连续 3 天日调峰弃水总量小于 500 万千瓦时，即进入非弃水期。

(18) 日前市场：提前 1 日（D-1 日）进行的决定运行日（D 日）发电计划的电能量交易市场。

(19) 实时市场：运行日（D 日）进行的决定运行日（D 日）未来 1 小时最终调度资源分配状态和发电计划的电能量交易市场。

(20) 市场力：市场成员操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。

(21) 市场出清：电力现货市场中，根据市场规则通过竞争方式确定中标电力电量及价格。

(22) 安全校核：对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网运行操作等内容，从电力系统运行安全角度分析其安全性和电力平衡的过程。现货电能量市场交易的安全校核与市场出清同步进行，市场出清结果必须严格满足国家和行业的政策、标准要求，同时满足电网安全稳定运行以及电力电量平衡要求。

(23) 市场评估分析：通过建立指标体系，对市场供需、市场交易、市场结构、市场行为、市场效率、市场风险等内容进行统计、评估、分析的过程。

(24) 有序用电：指当系统可靠性受威胁时，供电企业发布错峰预警信号，按照政府批准的有序用电方案，执行错峰、避峰、轮休、负控等系列措施，达到减少或者推移某时段的用电负荷的效果。

3. 市场成员

四川电力现货市场的市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构。

3.1. 市场主体

四川电力现货电能量市场的市场主体为在四川电力交易中心完成注册的省调直调发电厂、电力用户和售电企业。

3.2. 电网企业

四川电力现货电能量市场的电网企业特指国网四川省电力公司。

3.3. 市场运营机构

四川电力现货电能量市场的市场运营机构包括四川电力交易中心有限责任公司（以下简称“交易中心”）和四川电力调度控制中心（以下简称“省调”）。

3.4. 市场成员管理

市场主体应符合国家和四川省有关准入条件，满足参与电力现货市场交易的计量、通信等技术条件，符合信用管理要求，在交易中心注册，遵守电力市场运营规则，通过电力现货交易平台参与交易，接受电力监管机构、政府部门的监督，服从市场管理，接受电力调度机构的统一调度，履行法律法规规定的权利和义务。

交易中心与省调作为市场运营机构，共同负责电力市场的组织运行。其中，交易中心负责中长期交易组织、省调负责现货及辅助服务交易组织。

电网企业负责市场的统一结算。

3.5. 市场信用监管

政府相关部门、能源监管机构按职能对参与四川电力市场的市场主体、电网企业进行信用监管。市场运营机构协助政府部门、能源监管机构开展信用监管。

4. 市场衔接

4.1. 与省间市场的衔接

4.1.1. 与省间中长期市场的衔接

省间中长期市场交易根据省间中长期市场相关规则开展，由国调中心分解并下达刚性安排，作为省内现货市场的边界。

发电厂因故无法执行（包括全部或部分无法执行，下同）的运行日省间中长期电量，按“差价合约”方式结算。

4.1.2. 与省间现货市场的衔接

省间现货市场交易根据省间现货市场相关规则开展，与省内现货市场采取“分别报价、分别出清”的组织方式。省间现货市场出清结果刚性安排。发电厂因故无法执行的运行日省间现货电量，按“差价合约”方式结算。

日前省内现货市场预出清后，形成各机组运行日发电预计划曲线和剩余发电能力，作为参与省间现货市场的边界条件。

实时省内现货市场出清后，形成各机组实时发电计划和剩余发电能力，作为参加日内省间现货市场的边界条件。

4.2. 与省内中长期市场的衔接

4.2.1. 与省内优先电量计划的衔接

4.2.2.1 水电省内优先电量计划分解

➤月度优先电量计划：省经信厅下达水期优先电量计划后，省调按对应水期内分月网供用电预测占比分解到月，形成月度优先电量计划。

➤日度优先电量计划：在考虑电网运行、设备检修等因素的基础上，将月度优先电量计划进一步分解为日度优先电量计划，

分解规则如下：

$$QMP_i = QMP - \sum_{i=0}^{i-1} QDP_i$$
$$QDP_i = \begin{cases} \frac{QMP_i}{y}, & \text{第}i\text{日无检修} \\ 0, & \text{第}i\text{日全停检修} \end{cases}$$

QMP 为当月月度优先电量计划；

QMP_i 为截至当月第 i 日剩余的月度优先电量计划；

QDP_i 为分解至当月第 i 日的日度优先电量计划；

y 为考虑检修计划后的当月可发电天数。

➤ 日内优先计划曲线：首先按运行日预测负荷曲线的基本形状，将日度优先电量计划分解为 96 点曲线（每 15 分钟一个值）；其次将 96 点曲线转化为 6 段曲线（每 4 小时一个值），确保每一段积分电量与同时段 96 点曲线积分电量相同，形成日内优先计划曲线。

➤ 优先电量计划调整：省调可根据电网运行需要，在确保总量不变的情况下，调整优先电量计划安排。

4.2.2.2 火电机组省内优先电量计划分解

根据省经信厅下达的火电机组省内优先电量计划，结合负荷平衡、电网安全、系统调压等因素，按照全年进度一致的原则，安排火电机组优先电量计划和发电曲线。

4.2.2. 与省内中长期交易电量计划的衔接

➤结合现有中长期交易模式，省内中长期交易电量计划分解暂仅涉及水电。

➤发用电双方在签订中长期合同时，约定日内 96 点曲线，实现中长期电量分解。中长期合同未约定日内 96 点曲线的，由交易中心按规则分解形成。

➤D-2 日之前，经发用电双方协商，确定运行日（D 日）的日内分解曲线，提交交易中心，接受“差价合约”。交易中心审核后提交省调。

4.3. 与辅助服务市场的衔接

➤辅助服务市场交易按照辅助服务市场规则进行，与电能量市场分别优化，独立出清。

➤机组在提供辅助服务时，辅助服务部分补偿费用按 PAB 方式获取，所产生的电量按照电能量市场规则执行。

5. 日前省内现货交易

5.1. 市场边界

5.1.1. 电量空间边界

弃水期，仅水电参与现货市场竞价；非弃水期仅火电参与现货市场竞价。

弃水期，运行日负荷预测、省间中长期交易、国分调机组留川、非水清洁能源发电、火电发电、燃气机组发电、水电优先电量等，作为日前省内现货交易组织的电量空间边界。

非弃水期，运行日负荷预测（系统和母线）、省间中长期交易、国分调机组留川、非水清洁能源发电、燃气机组发电、水电发电（按来水或水库消落计划安排）、火电优先电量等，作为日前省内现货市场组织的电量空间边界。市场初期，竞价空间按当日火电优先电量的 2-5%控制。

5.1.2. 电网运行情况

5.1.2.1. 设备停电计划

运行日输变电设备停电情况，以调度生产管理系统（OMS）中，已批准、未完工的运行日设备停电计划（检修申请书）为准，作为运行日网络拓扑计算和网络模型搭建的边界条件。

5.1.2.2. 电网安全约束

电网安全约束边界条件包括但不限于设备运行限额、断面运行限额、机组（群）出力上下限（含安控切机量）约束等。

5.1.2.3. 系统备用约束

系统备用既包括系统总体和分区备用，又包括正备用和负备用，在日前现货市场出清结果时应同时予以满足。

5.1.3. 机组运行情况

5.1.3.1. 机组运行参数

发电企业需向省调提前报送机组的运行参数，经审核后生效，如需变更，应经省调批准。运行参数包括：

(1) 机组额定有功功率，单位为兆瓦，应与并网调度协议保

持一致；

(2) 发电机组有功功率调节速率，单位为兆瓦/分钟，应与并网调度协议保持一致；

(3) 火电机组最小稳定技术出力，单位为兆瓦，应与并网调度协议保持一致；

(4) 火电机组厂用电率，单位为百分数；

(5) 火电机组典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小稳定技术出力期间的升功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

(6) 火电机组典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最小稳定技术出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟。

(7) 电力调度机构所需要的其他参数。

5.1.3.2. 机组运行状态

机组运行状态包括可用、调试、不可用三类。

(1) 可用状态：包括运行机组、备用机组。对于电厂确认为可用状态但实际未能正常调用的情况，其影响时间纳入机组非计划停运考核。

(2) 调试状态：指机组试验（调试）阶段，运行日存在调试时段的机组运行日全天均视为调试状态。

(3) 不可用状态：包括机组检修、非计划停运、其他情况。

处于可用状态的机组，相应的时段内按照交易规则参与日前现货市场出清；处于调试、不可用状态的机组，不参与日前现货

市场出清。

水电机组按全厂或计划单元模式参与现货市场,可在最大发电能力设置中体现机组可用与不可用状态,如:最大发电能力为0即为不可用状态。

5.1.3.3. 机组并网调试

(1) 新建机组调试

调试阶段的新建机组按照调试需求安排发电,作为电能量市场出清的边界条件。

(2) 在运机组调试

要在运行日进行调试的在运机组,应于运行日前两天(D-2)12:00前通过市场技术支持系统报送运行日调试时段内每15分钟的机组调试出力计划,由省调审核同意后生效。调试期间不参与现货市场竞价交易,电量纳入优先电量计划滚动平衡。

5.1.4. 水力约束条件

水电机组应充分考虑流域优化协调,满足上下游水力约束条件,包括水库拓扑、上下游时滞、水库限额、耗水率特性、水位库容特性、出库限额、生态流量要求、区间来水预测等信息,在优化出清时予以校核。

5.2. 交易前市场发布

运行日前一天(D-1)9:30前,省调通过市场技术支持系统向市场成员发布运行日的边界信息。主要包括:

- (1) 省间中长期交易曲线；
- (2) 省内优先电量分解曲线；
- (3) 省内中长期交易电量分解曲线；（电厂自行核对）
- (4) 火电机组开机组合；
- (5) 系统负荷预测曲线；
- (6) 运行日设备停电计划；
- (7) 电网关键断面约束情况；
- (8) 市场限价等。

(1) - (4) 为私有信息，(5) - (8) 为公有信息。

5.3. 市场申报

5.3.1. 发电申报

5.3.2.1 申报时限

运行日前一天（D-1）10:00 前，所有机组应通过电力现货技术支持系统进行日前电能量市场交易申报。若未按时申报或未有效申报（如：申报数据格式不对等），则默认按最近一次有效申报信息参与市场出清。

机组和市场化用户的申报信息、数据应满足规定要求，由技术支持系统自动进行审核，审核不通过视为无效申报。

5.3.2.2 申报内容

(1) 机组最大能力

发电厂需根据来水预测、设备工况等机组本身制约因素，申

报运行日机组 96 点最大发电能力，单位兆瓦。

(2) 上网电量价格

发电厂应申报机组不同出力区间的上网电量价格，单位元/兆瓦时，最小单位 10 元/兆瓦时。最多可申报 5 段出力区间，出力区间应从机组最低技术出力（水电机组为 0）到额定容量之间单调增加；每段出力区间的价格应随出力增加而单调增加。

(3) 现货市场限价

市场初期，设置市场限价，超出市场限价范围的报价视为无效报价。弃水期，上限价格为 316.8 元/兆瓦时；非弃水期，上限价格为 441.3 元/兆瓦时。下限价格为 0 元/兆瓦时。

5.3.2. 用户申报

运行日前一天（D-1）10:00 前，所有市场化用户应通过电力现货技术支持系统进行日前市场交易申报，申报信息为运行日 96 点电力需求曲线，单位兆瓦。若用户未按时申报，则默认运行日前一日（D-1）实际用电曲线为该用户运行日的电力需求曲线。

5.4. 市场出清

5.4.1. 出清时间

运行日前一天（D-1）10:30 前，省调基于市场成员申报信息以及运行日的市场边界条件，通过电力现货市场技术支持系统进行优化计算，得到日前电能量市场出清结果。

5.4.2. 出清计算

电力现货市场技术支持系统综合市场边界条件，以全网发电成本最小化为目标，考虑系统负荷平衡、系统旋转备用、安控切机量、分区电压支撑、设备输电极限、断面输电极限等电网运行约束，最大最小出力、爬坡限制、固定出力、水电振动区等机组运行约束，以及水电耦合约束和电网运行边界条件约束，通过安全约束经济调度程序（SCED）进行市场出清计算。

5.4.2.1. 日前安全约束经济调度（SCED）模型

日前市场出清 SCED 的目标函数如下所示：

$$\min \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-]$$

其中：

N 表示机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，每天考虑 96 时段，则 T 为 96；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的运行费用，是与机组申报的各段出力区间和对应能量价格有关的多段线性函数；

M 为网络潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量； L 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量； s 为断面总

数。

机组出力表达式：

$$P_{i,t} = \sum_{m=1}^{NM} P_{i,t,m}$$

$$P_{i,m}^{\min} \leq P_{i,t,m} \leq P_{i,m}^{\max}$$

其中：

NM 为机组报价总段数；

$P_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间中的中标电力；

$P_{i,m}^{\min}$ 、 $P_{i,m}^{\max}$ 分别为机组 i 申报的第 m 个出力区间上、下界。

机组运行费用表达式：

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{m=1}^{NM} C_{i,t,m} P_{i,t,m}$$

其中：

$C_{i,t,m}$ 为机组 i 在时段 t 第 m 个出力区间对应的电能量价格。

日前市场出清 SCED 的约束条件包括：

(1) 系统负荷平衡约束

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} T_{j,t} = D_t$$

其中：

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力；

$T_{j,t}$ 表示联络线 j 在时段 t 的计划功率（送入为正、输出为负）；

NT 为联络线总数；

D_t 为时段 t 的系统负荷。

(2) 系统旋转备用约束

各个时段机组出力的上调能力总和与下调能力总和需满足实际运行的上调、下调旋转备用要求。

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^U, P_{i,t+1}^{\max} - P_{i,t} \} \geq \Delta SR_t^U$$

$$\sum_{i=1}^N \min \{ \Delta P_i^D, P_{i,t} - P_{i,t+1}^{\min} \} \geq \Delta SR_t^D$$

其中：

ΔP_i^U 、 ΔP_i^D 分别表示机组 i 最大上爬坡速率、最大下爬坡速率；

$P_{i,t+1}^{\max}$ 、 $P_{i,t+1}^{\min}$ 分别表示机组 i 在时段 t 下个时段的最大、最小出力；

ΔSR_t^U 、 ΔSR_t^D 分别表示时段 t 上调、下调旋转备用要求。

(3) 机组出力上下限约束

机组的出力应该处于其最大/最小出力范围之内，其约束条件可以描述为：

$$P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max}$$

(4) 机组爬坡约束

机组上爬坡或下爬坡时，均应满足爬坡速率要求。爬坡约束可描述为：

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \Delta P_i^U$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \Delta P_i^D$$

其中：

ΔP_i^U 、 ΔP_i^D 分别表示机组 i 的最大上爬坡速率、最大下爬坡速率。

(5) 线路潮流约束

线路潮流约束可以描述为：

$$-P_l^{\max} \leq \sum_{i=1}^N G_{l-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{l-j} P_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{l-k} D_{k,t} - SL_l^+ + SL_l^- \leq P_l^{\max}$$

其中：

$P_l^{\max}$ 表示线路 l 的潮流传输极限；

G_{l-i} 表示机组 i 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子；

G_{l-j} 表示联络线 j 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子；

K 表示系统的节点数量；

G_{l-k} 表示节点 k 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子；

$D_{k,t}$ 表示节点 k 在时段 t 的母线负荷值。

(6) 断面潮流约束

考虑关键断面的潮流约束，该约束可以描述为：

$$P_s^{\min} \leq \sum_{i=1}^N G_{s-i} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{NT} G_{s-j} P_{j,t} - \sum_{k=1}^K G_{s-k} D_{k,t} - SL_s^+ + SL_s^- \leq P_s^{\max}$$

其中：

$P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别表示断面 s 的潮流传输极限；

G_{s-i} 表示机组 i 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子；

G_{s-j} 表示联络线 j 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子；

K 表示系统的节点数量；

G_{s-k} 表示节点 k 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子。

(7) 安控切机量约束

$$\sum_{i=1}^{N_{zk}} P_{i,k,t} \geq Z_{k,t}$$

其中：

$Z_{k,t}$ 为第 k 个安控在时段 t 的切机量需求；

N_{zk} 为第 k 个安控可切机组总数；

$P_{i,k,t}$ 为第 k 个安控可切机组在时段 t 出力。

(8) 机组固定出力约束

机组在特定时段内按照给定的发电计划运行，在此特定时段内该机组不参与竞价出清。

$$p_{i,t} = P_{i,t}$$

其中：

$p_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时的有功功率；

$P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的出力设定值。

(9) 电压支撑约束

$$\sum_{i \in A_v} p_{i,t} \geq P_{v,t}$$

其中：

A_v 表示无功电压分区；

$p_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时的有功功率；

$P_{v,t}$ 表示分区电压支撑容量。

(10) 水电振动区约束

$$(P_{m,t} - P_{m,t,k}^{\max}) \times (P_{m,t} - P_{m,t,k}^{\min}) > 0$$

其中：

$P_{m,t}$ 表示水电机组 m 在时段 t 的出力；

$P_{m,t,k}^{\max}$ 表示水电机组 m 在时段 t 的第 k 个振动区的出力上限；

$P_{m,t,k}^{\min}$ 表示水电机组 m 在时段 t 的第 k 个振动区的出力下限。

(11) 水电耦合约束

$$H_{f,m,\min} \leq H_{f,m,t} \leq H_{f,m,\max}$$

其中：

$H_{f,m,\max}$ 表示水库 m 的运行水位上限；

$H_{f,m,\min}$ 表示水库 m 的运行水位下限；

$H_{f,m,t}$ 表示水库 m 的水位，其表达式如下：

$$H_{f,m,t} = FH_{f,m,t}(F_{f,n,t}(P_{j,t-T_{n-m}}), F_{f,m,t}(P_{i,t}), F_{f,m,t})$$

其中：

$FH_{f,m,t}$ 表示水库 m 的水位函数；

T_{n-m} 表示水库 n 到水库 m 的时滞；

$F_{f,n,t}(P_{j,t-T_{n-m}})$ 表示上游出库流量；

$Ff_{m,t}$ 表示区间来水预测；

$F_{f,m,t}(P_{i,t})$ 表示本库出库流量。

(12) 电网运行边界条件约束

$$P_i^t \geq B(P_i^t)$$

其中：

$B(P_i^t)$ 表示机组 i 在时段 t 的各类边界条件的集合，包括省间中长期交易形成的联络线外送电曲线，因安全约束、电压支撑、供热民生或政府要求的必开、必停机组；

P_i^t 表示机组 i 在时段 t 的出力满足日前市场各类边界条件约束。

5.4.2.2. 分时电价计算

日前市场采用系统边际电价价格机制，满足现货空间需求的最后一台机组的报价即为系统边际电价。日前市场出清形成每 15 分钟的系统边际电价。

5.4.2.3. 分区电价计算

在计算和公布系统边际电价的同时，需同步计算和公布分区电价。分区电价作为市场主体分析阻塞情况和市场供需的价格信号，不作为结算依据。

分区内最后一台成交机组的报价，即为分区电价。

5.4.2.4. 调试机组

新建或在运机组按照调试需求安排发电，作为市场出清的边界条件。新建机组完成满负荷试运行后，原则上火电机组按照最小稳定技术出力安排运行，水电机组按照电网实际需求安排运行，所发电量均为调试电量。新建机组正式并网运行第二天零点起，按照现货市场的交易规则参与出清。在运机组完成调试后，于第二天零点起，按照现货市场的交易规则参与出清

5.4.2.5. 启停机组

处于开机状态的火电机组，在机组并网后升功率至最小稳定技术出力且机组稳定后，方可参与现货市场出清。

处于停机状态的火电机组，在机组从最小稳定技术出力降功率至与电网解列期间，不参与现货市场出清。

5.4.3. 安全校核

日前市场交易出清计算后，补充开展系统安全校核，包括基态潮流校核与静态安全分析。基态潮流校核采用交流潮流模型校核基态潮流下线路/断面传输功率不超过极限值、系统母线电压水平不越限。静态安全分析基于预想故障集，采用交流潮流模型进行开断分析，确保预想故障集下设备负载不超过事故后限流值、系统母线电压不越限。

对于安全约束无法满足要求的时段，省调可以采取调整运行

边界、增加机组约束、组织有序用电等手段，并重新出清，直至安全约束能够满足。

5.5. 交易后市场发布

运行日前一天（D-1）11:00 前，省调按要求通过技术支持系统发布日前市场交易出清结果。主要包括：日前市场 96 点出清电力曲线、系统边际电价、分区电价、出清概况等。其中，单个机组的日前市场 96 点出清电力曲线为私有信息。

5.6. 日前发电计划

省内日前现货市场和省间日前现货市场出清后，省调汇总省间中长期交易计划、优先电量计划后，编制形成日前发电计划，下发至各发电企业。

在日前发电计划下达前，若电网运行边界条件发生较大变化，可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳，主要包括省调可根据最新边界条件，优先通过调整优先电量计划，尽可能满足系统运行需求，保证日前市场形成的成交结果不变；在调整优先电量计划无效的情况下，重新组织出清计算，编制并下达日前发电计划，并将情况及时通报市场主体。

主要边界条件变化情况包括但不限于：

1. 负荷预测或清洁能源出力预测出现较大变化；
2. 重要发输变电设备（含二次设备）故障、非计划停运；
3. 重要设备检修计划延期或调整；

4. 省间交易、国分调机组留川计划出现较大变化；
5. 其他影响省内现货市场边界条件的情况。

6. 实时省内现货交易

6.1. 市场边界

6.1.1. 电量空间边界

弃水期，超短期负荷预测（系统和母线）、省间中长期交易、国分调机组留川、非水清洁能源发电、火电发电、燃气机组发电、水电优先电量等，作为实时省内现货交易组织的电量空间边界。

非弃水期，超短期负荷预测（系统和母线）、省间中长期交易、国分调机组留川、非水清洁能源发电、燃气机组发电、水电发电（按来水或水库消落计划安排）、火电优先电量等，作为实时省内现货市场组织的电量空间边界。市场初期，运行日省内火电实际发电需求与火电优先电量之差（按当日火电优先电量的2-5%控制），作为竞价空间。

6.1.2. 电网运行情况

6.1.2.1. 停电计划执行

运行日设备停电情况，以市场技术支持系统实际采集的信息，并结合调度生产管理系统（OMS）中，已批准、未完工的的运行日设备停电计划（检修申请书），作为运行日实时网络拓扑计算

和网络模型搭建的边界条件。

6.1.2.2. 电网安全约束

实时现货市场出清使用的安全约束条件原则上与日前现货市场保持一致。如果其他边界条件发生变化，经省调值班调度员评估后，可对电网安全约束条件进行更新。

6.1.2.3. 运行备用

实时现货市场出清使用的备用条件原则上与日前现货市场保持一致。如果其他边界条件发生变化，经省调值班调度员评估后，可对系统运行备用约束条件进行更新。

6.1.3. 机组运行情况

实时现货市场中，发电机组报送相应的运行参数变化信息并由省调审核确认后，在技术支持系统中对实时电能量市场的相关运行参数进行修改，以修改之后的参数进行实时电能量市场出清计算。

6.1.3.1. 机组运行参数

实时现货市场中，原则上不对发电机组的运行参数进行调整。若发电机组发生影响较大的运行参数变化，应提前报省调审核批准。

6.1.3.2. 机组运行状态

实时现货市场中，发电机组如需进行运行状态切换，应经值班调度员许可，再按规则参与实时现货市场。处于可用状态的机

组，相应的时段内按照交易规则参与实时现货市场出清；处于调试、不可用状态的机组，不参与实时现货市场出清。

6.1.3.3. 机组并网调试

日前现货市场安排的调试机组，按照调试需求安排发电，作为实时现货市场出清的边界条件。调试期间不参与现货市场竞价交易，电量纳入优先电量计划滚动平衡。

原则上，发电机组调试及试验计划应按照日前发电计划执行。特殊情况下，值班调度员可根据系统运行情况予以调整。

6.1.4. 水力约束条件

实时市场水力约束条件模型应与日前市场保持一致，实时水情数据由水调自动化系统采集。

6.2. 交易前信息发布

实时市场运行中，省调每小时通过市场技术支持系统向市场成员发布运行日的边界信息。主要包括：

- (1) 省间中长期交易曲线；（实时调整后）
- (2) 省内优先电量分解曲线；（实时调整后）
- (3) 省内中长期交易电量分解曲线；
- (4) 实时火电机组开机组合；
- (5) 系统超短期负荷预测曲线；
- (6) 运行日设备停电计划；
- (7) 电网关键断面约束情况；

(8) 市场限价等。

(1) - (4) 为私有信息，(5) - (8) 为公有信息。

6.3. 市场申报

实时市场仅发电侧进行申报，用电侧无需申报。

6.3.1 申报时限

运行日整点提前 1 小时(T-1h)，所有机组应通过电力现货技术支持系统进行实时现货市场交易申报。若未按时申报或未有效申报（如：申报数据格式不对等），则默认按最近一次有效申报信息参与市场出清。

机组的申报信息、数据应满足规定要求，由技术支持系统自动进行审核，审核不通过视为无效申报。

6.3.2 申报内容

发电企业需根据来水预测、设备工况等机组本身制约因素，申报运行日机组后一小时（T 小时）最大发电能力，单位兆瓦。

6.4. 市场出清

实时现货市场出清算法与日前现货市场一致。

6.5. 交易后市场发布

运行日整点提前 30 分钟(T-0.5h)，省调按要求通过技术支持系统发布实时市场交易出清结果。主要包括：T 时段出清电力曲线（每 15 分钟 1 个点）、系统边际电价、分区电价、出清概况等。其中，单个机组的出清电力曲线为私有信息。

6.6. 实时发电计划

6.6.1. 计划编制下达

实时省内现货市场出清后，省调汇总省间中长期交易计划（含实时调整）、省间日内现货市场交易结果、优先电量计划后，编制形成实时发电计划，下发至各发电企业。

6.6.2. 实时计划执行

实时发电计划下达后，原则上应按计划组织发电。当系统发生下列情况之一时，省调可根据系统运行实际需要进行实时发电计划调整：

- (1) 系统发生事故威胁电网安全；
- (2) 系统频率或电压超过规定范围；
- (3) 重要发输变电设备（含二次设备）故障、非计划停运；
- (4) 输变电设备（含断面）重载或超出稳定限额；
- (5) 系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足系统安全运行要求；
- (6) 重要设备检修计划延期或调整；
- (7) 超短期负荷或清洁能源出力预测出现较大偏差；
- (8) 省间交易、国分调机组留川计划出现较大变化；
- (9) 其他影响实时发电计划执行的情况。

6.6.3. 实时调整措施

1. 调整优先电量

省调值班调度员可通过调整优先电量计划的方式，满足实时系统运行需要，尽可能维持省内实时现货市场出清结果不变。原则上非电厂原因造成的优先电量调整，可纳入后期滚动平衡。

2. 调整交易电量

省调值班调度员可通过调整省内现货交易电量的方式，满足实时系统运行需要。此时相关机组作为省内实时现货市场的价格接受者。电厂原因造成的实时计划执行偏差，宜采用调整交易电量方式。

3. 调整约束条件

在省内实时现货市场中，通过调整约束条件确保出清结果满足系统运行需要。相关机组作为实时现货市场价格接受者，不影响系统边际电价的形成。

7. 计量与结算

7.1. 计量

参与交易的发电企业的关口计量点，原则上应设在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，需要考虑相应的变（线）损。所有计量装置按国家有关计量规定和市场规则进行管理和定期校验，并具备分时电力电量的计量能力。在计量数据采集出现异常时，可用采集主站补全电量方式执行预结算，偏差部分月度结算时统一调整。

7.2. 结算

7.2.1. 市场结算总体原则

➤ 市场结算采用“日清月结”的模式。即按日进行市场化交易结果清算,生成日清算账单;按月进行市场化交易电费结算,生成月结算账单,并向市场主体发布。

➤ 参加现货市场竞价(报量)的市场主体,执行现货市场结算规则。

➤ 发电侧结算顺序为省内优先电量、省间交易电量(含省间中长期交易和现货交易)、省内市场交易电量。

➤ 发电侧省内优先电量按目录电价结算;省间交易电量按交易价格结算,无法执行部分按“差价合约”方式结算;省内市场交易电量按“差价合约”方式结算。

➤ 非市场用户按政府目录电价结算;市场用户按“差价合约”方式结算。

7.2.2. 省内现货市场结算

7.2.2.1. 机组结算曲线

➤ 中长期市场结算基准曲线:运行日省内中长期交易分解曲线、运行日实际优先电量曲线、运行日实际执行的外送计划曲线(含省间现货)叠加,即为中长期市场结算基准曲线。

➤ 日前市场结算基准曲线:日前市场出清电力曲线、运行日实际优先电量曲线、运行日实际执行的外送计划曲线(含省间现货)叠加,即为日前市场结算基准曲线。

➤ 实时市场结算基准曲线：机组实际发电曲线即为实时市场结算基准曲线。

7.2.2.2. 用户结算曲线

➤ 中长期市场结算基准曲线：运行日省内中长期交易分解曲线，即为中长期市场结算基准曲线，由发用电双方协商确定或由交易中心按照典型曲线分解形成，D-2 日提交省调。

➤ 日前市场结算基准曲线：日前市场申报的用电需求曲线，即为日前市场结算基准曲线。

➤ 实时市场结算基准曲线：用户实际用电曲线即为实时市场结算基准曲线。

7.2.2.3. 市场结算模式

➤ 日前市场：日前市场结算基准曲线与中长期市场结算基准曲线之间的偏差，按日前现货市场出清价，实行“差价合约”结算。

➤ 实时市场：实时市场结算基准曲线与日前市场结算基准曲线之间的偏差，按实时现货市场出清价，实行“差价合约”结算。

7.2.3. 平衡费用分摊机制

省内现货市场运营形成的平衡费用，按照发用电量分别在发用电侧进行返还或分摊。

8. 风险防控

为防范和控制现货市场运营风险，电力市场运营机构应加强市场运行监测、电网安全裕度管理和现货交易平台管理，积极开展市场仿真分析、完善电力应急保障机制、建立信用评价体系、合同执行与违约处罚机制等，促进现货市场的平稳运营。

9. 信息披露

按照信息保密要求和公开范围的不同，现货市场信息分为公有信息、公开信息、私有信息三类。市场主体应配合提供市场运营所必须的信息与参数，并对所提供信息的正确性负责。

交易中心负责市场信息的管理和发布，会同省调向市场主体披露市场交易以及电网运行的相关信息。市场运营机构应当公平对待市场主体，无歧视披露公有信息和公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息。

电力市场信息通过统一平台进行披露。

10. 市场监管

电力监管部门、省政府相关部门对现货市场运营进行监督管理。按照现货市场监管的需要，构建现货市场监管指标体系，并根据监管指标查阅相关市场信息，创新监管措施和手段。邀请独立的第三方机构对现货市场运行进行常态化过程评估与监测。

11. 市场干预

当电力系统发生重大事故、系统安全稳定受到威胁、电力供应无法保持平稳有序、现货市场价格出现异常波动等情况，或发

生重大自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时，省调经授权可对现货市场进行干预，必要时政府部门、能源监管机构可依照相关规定和程序暂停市场交易，临时实施发用电计划管理。

四川电力中长期交易与现货交易衔接 实施细则

（模拟试运行征求意见稿）

2019 年 06 月

目 录

第一章 总则.....	61
第二章 市场交易模式简介.....	61
第三章 中长期交易市场.....	63
第四章 日前及实时现货市场.....	67
第五章 电力零售市场	69
第六章 中长期和现货市场结算	69
第七章 信息披露	70
第八章 附 则.....	71

第一章 总则

第一条 为保障四川电力中长期交易与现货市场交易的有序衔接，根据《四川电力中长期交易规则（暂行）》和《四川电力现货市场试点建设方案》，编制本实施细则。

第二条 本细则适用于《四川电力现货市场试点建设方案》第一阶段现货市场模拟试运行期的中长期交易与现货交易衔接及管理，各市场成员应遵照执行。

第二章 市场交易模式简介

第三条 省间交易与省内交易

从市场配置资源范围划分，四川电力市场交易分为省间交易和省内交易市场。省间交易由北京交易中心和国调中心负责组织；省内交易由四川电力交易中心和四川省调负责组织。

在交易时序方面，省间交易早于省内交易开展和出清，省间交易形成的结果作为省内交易的物理边界。

第四条 省内电力市场交易

省内电力市场交易分为电力批发交易和电力零售交易。

电力批发交易是指发电企业与售电公司、批发用户之间通过市场化方式进行的电力交易活动的总称。

电力零售交易是指售电公司与零售用户之间开展的电力交易活动的总称。电力零售市场由售电公司与电力用户通过市场化交易形

成零售合同。签约的电力用户由售电公司代理参与电力批发市场。

第五条 省内电力批发市场构架

现阶段省内电力批发市场采用“中长期电能量市场+现货电能量市场+辅助服务市场”的市场架构。

中长期交易定位于促进清洁能源消纳和落实省内产业政策、形成稳定的市场供需、帮助市场主体规避价格风险；现货市场定位于解决中长期交易与实际供需之间的偏差。

参与交易的市场主体应采用以中长期交易为主，现货交易为补充的市场模式。

第六条 中长期电能量市场

中长期交易采用双边协商交易和挂牌、集中竞价交易相结合、市场主体自行约定合约曲线和按市场规则分解典型合约曲线相结合的交易方式，通过年、月、周、日以上交易，实现中长期交易合约的签订和调整。

第七条 现货电能量市场

现货电能量市场包括日前能量市场和实时能量市场。

1. 现阶段采取“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”的集中式现货市场模式。开设发电侧单边电能量竞价市场，通过集中优化计算，得到发电厂分时上网曲线以及日 96 个时段分时现货市场边际价格，形成的现货价格直接作为用电侧分时偏差电量的结算价格，以分时电价信号引导用电侧参与电力系统调节，促进清洁能源消纳。

2. 市场主体

在弃水期，统调水电参与发电侧市场竞价；在非弃水期，仅燃煤火电参与竞价，水电按水资源优化调度发电。新能源电厂和生物质发电厂不参与竞价。

用电侧参与日前现货的日 96 个时段分时电量申报，偏差电量接受现货市场价格。

第八条 辅助服务市场

在现货电能量市场交易阶段，开展调频和备用辅助服务的集中交易，与电能量市场分开独立运行。

第九条 中长期与现货电能量市场的衔接

在交易时序上，中长期交易在现货交易开市前组织，市场主体通过交易平台申报、竞价、调整和确认运行日（D）所有交易品种的中长期合约曲线和价格。

中长期交易关门后，交易机构将汇总并发布各市场主体的中长期合约曲线，作为中长期与现货交易的界面及中长期交易的结算依据。

第三章 中长期交易市场

第十条 中长期交易是指年、月、周、日以上等周期的交易，包括省间交易、省内优先计划和省内市场交易。中长期交易合约要素至少应包括合约周期、合约电量、交易价格、分解曲线及分解调整原则

等要素。

第十一条 省间中长期交易曲线分解

在运行日前 1 天 (D-1)，国调中心和西南分部根据各跨省输电通道的输电能力和交易计划，将各种省间中长期交易计划按市场规则分解至运行日 (D) 96 个时段，并下达四川省调；四川省调再根据各发电主体参与的省间中长期交易品种的成交比例，将各跨省输电通道运行日 (D) 96 个时段电力分配至发电主体执行。省间交易形成的交易结果作为省内交易的物理边界。

第十二条、 省内年度优先计划曲线分解

由四川省调综合考虑负荷变化、设备检修、来水预测、燃料供应等因素，合理安排分解至运行日 96 个时段，其分解原则按相关规定执行。

第十三条 省内市场中长期交易曲线分解

中长期交易分为双边协商交易、集中交易和挂牌等模式。

1 . 年度和月 (周) 双边协商交易

由购售双方自主协商交易电量、交易价格、双方自定义日 96 个时段分解曲线，签订双边协商交易合约，报送交易中心；并在规定的交易时间内，由购电方将日 96 个时段分解曲线、交易价格提交至电力交易平台，售电方在平台确认，作为中长期合约结算依据。(后期组织开展)

2 . 年度和月 (周) 集中交易：由交易中心通过交易平台组织

开展**日典型曲线品种**的集中交易，购售双方可以自主选择日典型曲线品种。交易平台根据交易成交结果，自动将合约期内的合约电量平均分配形成日电量，并按日典型曲线的分解类型自动分解形成日 96 个时段分时曲线，作为中长期合约结算依据。(后期组织开展)

3. 年度和月 (周) 挂牌交易：由交易中心通过交易平台统一开展，挂牌交易曲线采用**日典型曲线**。由市场主体通过挂牌、摘牌操作形成交易结果。交易平台根据交易成交结果，自动将合约期内的合约电量平均分配形成日电量，并按日典型曲线的分解类型自动分解形成日 96 个时段分时曲线，作为中长期合约结算依据。(后期组织开展)

4. D-2 双边自主协商合约：在运行日前 2 天 (D-2)，购售双方根据实际运行情况，可以自主协商新增双边交易或者调整原双边交易的交易电量、交易价格、日 96 个时段分解曲线；并在交易平台 D-2 中长期交易关门前，由购电方将日 96 个时段分解曲线、交易价格提交至电力交易平台，售电方在平台确认，形成新的 D-2 双边合约，作为结算依据。

5. 对于参与水火配比 7:3 的交易品种，由交易平台根据购售双方确认的日 96 个时段水电分解曲线，自动配置相同形状的火电或新能源曲线，叠加形成售电公司和批发用户的全电量分解曲线，作为中长期合约结算依据。

6. 在现货市场模拟试运行期间，对于已按电量成交的年度、月

(周)交易,由交易平台将各市场主体的每个合同合约期内的电量平均分配形成日电量,并按**峰平谷日典型曲线和全天平均曲线**两种类型自动分解形成日96个时段分时曲线。市场主体可以在规定时间内,根据自身情况选择确认一种分解曲线作为中长期合约模拟结算依据。交易平台自动默认曲线为**峰平谷日曲线**。

第十四条 省内市场中长期合约的日典型曲线类型

中长期合约典型分解曲线包括年度、月(周)典型分解曲线,由市场管委会根据省内市场化用户的负荷特性组织制定并发布。目前日96个时段分时曲线暂设置五种形式:

1. 全天平均曲线 D1:将日电量平均分解,形成日96个时段电量曲线。
2. 高峰时段曲线 D2:将日电量平均分解至峰段,其余时段为零,形成日96个时段电量曲线。
3. 平段曲线 D3:将日电量平均分解至平段,低谷和高峰时段为零,形成日96个时段电量曲线。
4. 低谷时段曲线 D4:将日电量平均分解至低谷时段,其余时段为零,形成日96个时段电量曲线。
5. 峰平谷曲线 D5:将日划分为峰段、平段和谷段,根据用电侧历史负荷特性,确定峰平谷三段负荷比例,将日电量分解为日96个时段电量曲线。(现货模拟运行时,在交易平台暂设置一种综合日典型曲线,0:00~9:00,电量占比20%;9:00~18:00,

电量占比 50%；18:00~24：00，电量占比 30%)

第十五条 省内中长期市场合约曲线汇总和查询

1. 在交易平台中长期交易关门(D-2)后，交易机构按交易单元汇总和发布各市场主体运行日 96 个时段各类中长期合约曲线和交易价格(包括 D-2 双边合约) ,并汇总封存作为中长期交易的结算依据。

2. 各市场主体可以通过交易平台查询相关信息，并根据已确定的中长期合约曲线及实际发、用电等情况，选择参与日前现货市场的报价、报量策略。

3. 在日前现货交易开市前，交易机构将发电厂中长期合约日 96 个时段汇总曲线，提交调度机构。

第十六条 中长期交易合约约束

电力交易机构应按中长期交易规则，对市场主体的中长期交易设置交易量合规性校核。

第四章 日前及实时现货市场

第十七条 边界条件准备及事前信息发布

1. 交易机构在日前现货开市前，将各电厂省内中长期合约曲线提交调度机构。

2. 电力调度机构在日前交易申报时间截止前，通过交易技术支持系统向市场主体发布运行日的相关信息，包括全网负荷预测、外送计划及各电厂省内优先计划、电网安全约束、设备检修等，以便于电厂报价。

第十八条、日前信息申报

1. 发电企业

在日前交易申报截止时间前，正常情况下参与日前市场交易的发电企业通过交易平台技术支持系统，以调度计划单元为单位，根据中长期合约曲线及自身情况，申报参与现货交易的量价曲线等信息。

2. 售电公司和批发用户

在日前交易申报截止时间前，售电公司和批发用户可以根据实际用电需要，在交易平台申报运行日用电需求曲线，并封存作为日前市场交易的依据。也可以选择不申报，不参加日前现货市场的偏差调整。

在日前现货交易开市前，交易机构将用电侧运行日 96 个时段的汇总曲线，提交调度机构。

第十九条 日前市场出清及结果发布

1. 在运行日前 1 天 (D-1)，电力调度机构综合考虑各种因素，采用安全约束经济调度 (SCED) 方法进行集中优化计算，出清得到运行日 (D) 各发电厂每 15 分钟分时上网出力曲线以及系统边际出清电价。

2. 在日前市场出清计算后，调度机构出具交易出清结果，按照有关程序，通过交易平台发布系统分时边际电价和各电厂分时上网曲线，并作为日前现货结算依据。

第二十条 实时市场出清及结果发布

1. 在运行日，调度机构基于最新电网运行状态与超短期负荷预测信息，在日前机组组合基础上，对未来一小时每 15 分钟进行优化出清（SCED），形成发电厂上网计划和实时边际电价，并发布执行。

2. 在实时市场出清计算后，调度机构出具交易出清结果，按照有关程序，通过交易平台发布系统分时边际电价和各电厂分时上网曲线，并作为实时市场结算依据。

第二十一条 现货市场价格限值

综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，现货市场应设置最低和最高限价。

第五章 电力零售市场

第二十二条 电力零售市场由售电公司与电力用户可以通过年度双边协商交易或集中交易等市场化交易形成零售合同。签约的电力用户由售电公司代理参与中长期市场交易和现货市场交易。

第二十三条 对于售电公司（批发用户）在中长期市场和现货市场的交易量严重偏离所代理用户的实际用电量（实际用电量），按照市场规则对其偏差收益进行处理。

第六章 中长期和现货市场结算

第二十四条 发电侧结算

1. 发电企业优先合约电量执行政府部门核定的上网电价，市场交易电量执行中长期和现货市场形成的电能价格。

2. 发电企业售电收入=中长期合约电量*合约电价+(日前现货计划-中长期合约计划)*日前现货价格+(实际上网电量-日前现货计划)

*实时电价

第二十五条 用电侧结算

1. 批发用户和零售用户的购电价格由电能价格、输配电价、政府性基金及附加等构成。政府性基金及附加由市场用户按照政府有关规定和实际用电量缴纳。

2. 售电公司和批发用户电能费用支出=中长期合约电量*合约电价+（日前现货需求-中长期合约计划）*日前现货价格+（实际用电量-日前现货需求）*实时电价

3. 输配电费

由批发用户和零售用户按照政府核定的输配电价标准和实际用电量缴纳输配电价（含线损），其在现货市场的交易电量，按正常输配电价结算。

第七章 信息披露

第二十六条 中长期交易信息披露按《四川电力市场信息披露办法》执行。

第二十七条 现货市场及辅助服务市场信息披露方式及管理。

电力市场信息通过交易平台统一进行披露。电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构向市场主体发布市场交易以及电网运行的相关信息，严禁超范围获取或泄露市场主体的私有信息。

第二十八条 现货市场信息披露内容

1. 公开信息

弃水期和非弃水期的开始或结束时间。

电网日前 96 点负荷预测、超短期负荷预测；跨省联络线检修计划及日计划安排；国（分）调机组留川日计划安排；省内电网主要输电断面设备检修计划及稳定限额等电网安全约束。

日前市场和实时市场每 15 分钟的系统边际电价等信息。

影响市场主体参与现货市场报价策略的其它信息。

2. 私有信息

发电厂日优先发电计划；发电厂日前市场 96 点出清电力曲线和实时市场出清电力曲线；市场主体 D-2 日及以上中长期合约曲线及价格。

各市场主体的中长期交易、日前市场、实时市场及辅助服务市场等日清分、月结算依据。

第二十九条 辅助服务市场信息披露内容

调频和备用辅助服务的集中交易结果；实际调用的辅助服务费用等。

第八章 附 则

第三十条 在《四川电力中长期交易规则（暂行）》修订之前，中长期交易与现货交易的衔接暂按本细则操作执行。

第三十一条 现货市场交易按《四川电力现货电能量市场交易实施细则》执行。

第三十二条 市场结算按《四川电力市场结算实施细则》执行。

第三十三条 本细则自 2019 年 6 月四川电力现货市场模拟试运行之日起执行。

四川电力市场结算实施细则

（模拟试运行征求意见稿）

2019 年 06 月

目 录

1	总述	75
2	适用范围	75
3	引用文件	75
4	术语定义	76
5	结算原则	77
6	结算流程	80
7	批发市场结算	82
8	零售市场结算	94
9	退补管理	95
10	辅助服务结算	96
11	平衡资金结算	96
12	电费收付	98
13	其他结算事项	98
	附件 1 电量数据拟合办法	101

总述

为指导、规范、明确电力市场交割结算工作，保障四川电力现货市场安全有序运转，依据《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、《四川省电力体制改革综合试点方案》（发改经体〔2016〕1900号）、《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）等文件要求制定本细则。

适用范围

本细则适用于现货市场建立后的四川省电力市场结算工作，包括批发市场和零售市场结算。主要包括：各方主要权责、结算原则、结算流程、批发市场结算、零售市场结算、退补管理、平衡资金结算、辅助服务结算、电费收付及其他。

引用文件

《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）

《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）

《电力中长期交易基本规则（暂行）》（发改能源〔2016〕2784号）

《四川省电力体制改革综合试点方案》（发改经体〔2016〕1900号）

《四川省人民政府关于深化四川电力体制改革的实施意见》
(川府发〔2018〕26号)

术语定义

- (1) 交易中心：指四川电力交易中心。
- (2) 交易平台：指四川电力市场交易平台。
- (3) 结算电费：市场用户、售电公司或发电企业支付或获取的总电费，包含电能量电费、输配电费、基本电费、力调电费、政府性基金及附加、偏差及考核电费、退补电费、分摊或返还电费等。
- (4) 辅助服务费用：为维护系统的安全稳定运行、保证电能质量，由发电企业、电网经营企业和电力用户等提供除正常电能生产、传输、使用之外，由并网发电厂提供辅助服务所得的费用。
- (5) 系统边际出清电价：指在电力现货交易中，按照报价从低到高的顺序逐一成交电力，使成交的电力满足系统负荷需求的最后一个电能供应者的报价。
- (6) 分区边际电价：当电网存在输电阻塞时，按阻塞断面将市场分成几个不同的分区（即价区），并以分区内边际机组的价格作为该分区市场出清价格，即分区边际电价。
- (7) 实时市场月度加权平均电价：指当月内实时市场所有时间段的现货加权平均电价。

(8) 优先发电合同：指政府部门下达给发电企业的年度电量计划，执行政府定价。

(9) “两个细则”费用：指根据四川“发电厂并网运行管理实施细则”和“并网发电厂辅助服务管理实施细则”计算的考核、补偿及分摊费用。

(10) 平衡资金：包括市场平衡费用、用户侧偏差收益等。

(11) 三方协议：指售电公司与其代理市场用户以及电网企业三方签订的明确量、价、费等权责的协议统称。

(12) 批发市场用户：指售电公司和直接参与批发市场的电力用户。

(13) 零售市场用户：指通过售电公司代理参与批发市场交易的电力用户。

结算原则

1.1 结算周期

电力批发市场采用“日清月结”的结算模式，电费计算周期为日，以每 15 分钟为基本计算时段，出具日清算结算结果，以月度为周期发布正式结算依据，开展电费结算。电力零售市场在初期暂以月度为周期开展零售市场结算，按月出具电力市场结算依据。

1.2 结算单元

1.2.1 发电侧，原则上按照调度计划单元设置结算单元，但若不

满足“同一企业法人、同一批复电价”的条件时，应对调度计划单元予以拆分结算。对于已按调度计划单元打捆的优先发电计划、合约电量、出清结果等，在结算时按照实际上网电量占比进行电量拆分。

1.2.2 用电侧，原则上按照交易平台注册的市场主体设置结算单元。当用户既参与电能替代又参与其他交易品种时，单独设立电能替代结算单元。

1.3 结算关系

交易中心负责出具结算依据，电网企业据此分别向发电企业、电力用户、售电公司开展结算，收取及支付电费。

1.4 结算电价机制

1.4.1 发电企业电价机制

省间中长期市场交易电量按照合同约定的价格结算，省间现货市场交易电量按照省间现货出清价格结算。

省内中长期交易市场根据中长期交易合约分解电量，按照合同约定价格（即合约加权价）结算；优先发电合同电量按照政府批复的上网电价（水电按水期浮动）结算。

现货市场采用“两次偏差”结算机制，日前市场根据日前市场出清曲线与中长期合约的偏差，按照日前市场出清价格结算；实时市场根据实际上网电量与日前市场出清曲线的偏差，按照实时市场出清价格结算。

非水清洁能源机组暂按中长期交易规则进行结算，以国家或省价格主管部门核定的电价作为结算价格。

燃煤火电各类中长期合约、现货市场形成的电能量价格均包含环保电价，各机组市场化电量对应的环保电价不再另行结算。

1.4.2 批发市场用户电价机制

直接参与批发市场的电力用户结算价格模式为“交易结算电价+输配环节电价+政府性基金及附加”。其中交易结算电价形成方式为：

中长期交易市场根据中长期交易合约分解电量，按照合同约定价格（即合约加权价）结算。

现货市场采用“两次偏差”结算机制，日前市场根据日前市场出清曲线与中长期合约的偏差，按照日前市场出清价格结算；实时市场根据实际用电量与日前市场出清曲线的偏差，按照实时市场出清价格结算。

市场化用户的非市场化电量按政府批复的目录电价结算。

售电公司购电均价参照批发用户交易结算电价方式计算。

1.4.3 零售市场用户电价机制

零售用户结算价格模式为“交易结算电价+输配环节电价+政府性基金及附加”。其中交易电价为**零售市场用户与售电公司签订的售电合同约定价格**。

1.4.4 非市场化用户电价机制

非市场化用户的电量按政府批复的目录电价结算。

1.5 平衡资金管理

市场平衡费用、用户侧偏差收益等费用纳入平衡资金管理，以月度为周期，由所有参与批发市场的发电企业按上网电量比例进行分摊或返还。

结算流程

1.6 结算数据准备

1.6.1 中长期交易电量按照《四川电力中长期市场交易与现货交易衔接办法》、《四川电力现货电能量市场交易实施细则》规定，在日前市场开市前进行分解上报。具体包括：年度、月度、周、日以上等周期的省间、省内中长期交易价格和分时电量，分时电量以每 15 分钟为一个时段。

1.6.2 运行日提前 1 日（D-1 日）完成日前市场出清，运行日（D 日）完成实时市场出清。运行日（D 日）获取当日的省间、省内日前市场交易结果，以及当日省间、省内实时市场交易结果。具体包括：省间日前及日内市场每 15 分钟的出清电量和价格，发电侧省内日前和实时市场每 15 分钟的出清电量和价格，用户侧日前市场申报的每 15 分钟分时需求电量；日前机组组合安排；必开等特殊机组标签；启停、空载及考核数据等。

1.6.3 运行日后第 3 天（D+3 日），电网企业以机组和计量点为最小单位，将运行日（D 日）的机组每 15 分钟实际上网电量、市

场用户每 15 分钟实际用电量数据推送给交易平台，包括机组分时电量和用户计量点分时电量。

1.6.4 分时计量数据采集失败时，由电网企业提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合办法详见附件。

1.7 日清算

1.7.1 运行日后第 5 天（D+5 日），交易平台计算运行日（D 日）的结算电费。日清算预结算结果按周发布，具体包括：各市场主体当周内每日每 15 分钟不同交易类型的结算电量、电价、电费，当周累计电量电费情况。

1.7.2 市场主体在日清算预结算结果发布后，对结算电量、电价、电费进行确认，在发布后的 2 个工作日内反馈意见，在规定时间内无反馈的视同确认无异议。

1.7.3 交易中心根据各方处理意见，对需调整的日清算预结算结果进行重算，并重新发布已重算的日清算预结算结果。

1.8 月结算

1.8.1 交易中心每月 10 日前（遇节假日顺延）根据上月日清算结果、零售市场结算结果以及历史月份的退补结算结果，出具上月月度预结算结果，并发布给市场主体查询确认。

1.8.2 市场主体在月清算预结算结果发布后，对结算数据进行确认，在发布后的 2 个工作日内反馈意见，在规定时间内无反馈的视同确认无异议。

1.8.3 交易中心于每月 15 日前（遇节假日顺延）发布上月度正式结算依据。

1.8.4 电网企业和市场主体收到交易中心结算依据后，按本细则和合同约定开展电费结算。

批发市场结算

1.9 发电侧结算

电厂（机组）总电费收入由优先发电合同电费、省间交易电费和省内市场化电费构成，其中省内市场化电费包含省内中长期合约电费、日前市场偏差电量电费、实时市场偏差电量电费、转让价差收益电费、辅助服务市场交易费用、“两个细则”费用、分摊返还费用等。

计算公式如下：

$$R_{\text{总电费}} = R_{\text{优先}} + R_{\text{省间}} + R_{\text{省内中长期}} + R_{\text{日前偏差}} + R_{\text{实时偏差}} \\ + R_{\text{转让}} + R_{\text{辅助服务}} + R_{\text{两个细则}} + R_{\text{分摊或返还}}$$

其中：

R 为电厂（机组）总电费收入；

$R_{\text{优先}}$ 为电厂（机组）优先发电合同电费收入；

$R_{\text{省间}}$ 为电厂（机组）省间外送电费收入；

$R_{\text{省内中长期}}$ 为电厂（机组）省内中长期合约电费收入；

$R_{\text{日前偏差}}$ 为电厂（机组）日前市场偏差电量电费；

$R_{\text{实时偏差}}$ 为电厂（机组）实时市场偏差电量电费；

$R_{\text{转让}}$ 为电厂（机组）转让合约交易环节的盈亏；

$R_{\text{辅助服务}}$ 为辅助服务市场交易形成的电厂（机组）获取或承担的费用；

$R_{\text{两个细则}}$ 为“两个细则”考核、补偿及分摊费用；

$R_{\text{分摊或返还}}$ 为平衡资金分摊或返还费用。

1.9.1 优先发电合同结算

发电侧根据电厂（机组）优先发电合同电量和批复电价（水电按水期浮动）计算电费，公式为：

$$R_{\text{优先}} = \sum (Q_{\text{优先},t} \times P_t)$$

其中：

$R_{\text{优先}}$ 为电厂（机组）优先发电合同电费；

$Q_{\text{优先},t}$ 为电厂（机组） T 时段优先发电合同电量；

P_t 为电厂（机组） T 时段批复电价（水电按水期浮动）；

1.9.2 省间外送电结算

发电侧根据电厂（机组）省间中长期外送结算量与省间中长期外送分时电价、省间现货市场结算量与省间现货市场分时电价计算电费，公式为：

$$R_{\text{省间外送}} = \sum (Q_{\text{省间中长期},t} \times P_{\text{省间中长期},t}) + \sum (Q_{\text{省间现货},t} \times P_{\text{省间现货},t})$$

其中：

$R_{\text{省间外送}}$ 为电厂（机组）外送电量获得的电费；

$Q_{\text{省间中长期},t}$ 为电厂（机组） T 时段省间中长期分时合约电量；

$P_{\text{省间中长期},t}$ 为电厂（机组） T 时段省间中长期合约加权价格；

$Q_{\text{省间现货},t}$ 为电厂（机组） T 时段省间（包含日前和日内）现货市场中标电量；

$P_{\text{省间现货},t}$ 为电厂（机组） T 时段省间现货市场结算价格。

1.9.3 省内中长期合约结算

发电侧按照机组中长期合约分时电量和合约加权价格计算电费，公式为：

$$R_{\text{省内中长期}} = \sum (Q_{\text{省内中长期},t} \times P_{\text{省内中长期},t})$$

其中：

$R_{\text{省内中长期}}$ 为电厂（机组）省内中长期合约电量电费；

$Q_{\text{省内中长期},t}$ 为电厂（机组） T 时段省内中长期分时合约电量；

$P_{\text{省内中长期},t}$ 为电厂（机组） T 时段省内中长期合约加权价格。

1.9.4 日前市场偏差结算

电厂（机组）根据日前市场中标电量与中长期合约电量、优先发电合同电量之间的差额，以及日前市场系统边际出清电价计算电费。公式为：

$$R_{\text{日前偏差}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{优先},t} - Q_{\text{中长期},t}) \times P_{\text{日前},t}]$$

其中：

$R_{\text{日前偏差}}$ 为电厂（机组）日前电量电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为日前市场电厂（机组） T 时段中标电量；

$Q_{\text{优先},t}$ 为该电厂（机组） T 时段优先发电合同电量；

$Q_{\text{中长期},t}$ 为电厂（机组） T 时段省内、省间中长期分时合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场 T 时段系统边际出清电价。

1.9.5 实时市场偏差结算

发电侧根据电厂（机组）实际分时上网电量与日前市场中标的分时电量之间的差额，以及实时市场系统边际出清电价计算偏差电费。公式为：

$$R_{\text{实时偏差}} = \sum [(Q_{\text{上网},t} - Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{省间现货},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

其中：

$R_{\text{实时偏差}}$ 为电厂（机组）实时偏差结算电费；

$Q_{\text{上网},t}$ 为电厂（机组） T 时段实际上网电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为日前市场电厂（机组） T 时段中标电量；

$Q_{\text{省间现货},t}$ 为电厂（机组） T 时段省间（包含日前和日内）现货市场中标电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为实时市场 T 时段系统边际出清电价。

1.9.6 转让价差费用结算

四川电力交易中心依据交易平台集中转让或拍卖成交结果统一向相关电厂出具转让价差费用结算依据，包含转让交易合同双方、转让成交电量、原合同价格、合同转出成交价格、转让价差费用、收款方、付费方等结算数据。转让价差费用由相关电厂之间进行结算。公式为：

$$R_{\text{出让}} = Q_{\text{出让}} \times$$

其中：

$R_{\text{出让}}$ 为出让方在该笔合约转让中的价差结算电费，正数代表交易获利，负数代表交易损失；

$Q_{\text{出让}}$ 为出让方转让电量，不大于出让方原持有的合约电量；

$P_{\text{合约}}$ 为原持有合约的价格；

$P_{\text{出让}}$ 为合约出让价格。

当原合同价格高于合同转出价格时，由受让方向出让方支付转让价差费用（价差已含相应增值税）；

当原合同价格低于合同转出价格时，由出让方向受让方支付转让价差费用（价差已含相应增值税）。

转让价差费用结算单通过交易平台发布至转让双方电厂，付费方应在收到结算依据后 15 个工作日内向收款方支付相关费用，逾期未支付的，收款方可向交易机构提出申诉，交易机构核实后，将暂停违约电厂后续所有交易，直至完成支付为止。

1.9.7 未弃水期水电和弃水期火电的结算

在未弃水期水电不参与现货市场竞价，在弃水期火电不参与现货市场竞价，其偏差电量均直接接受现货价格，按照实时市场每 15 分钟的出清价格或者实时市场月度加权平均电价结算。

1.10 用户侧结算

批发市场用电侧市场主体指直接参与市场的用户和售电公司。批发市场用电侧结算电费包括电能量电费、输配电费、基本电费、力调电费、政府性基金及附加等。其中电能量电费包含中长期合约电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、中长期合约交易环节结算电费、分摊或返还费用、需转移的偏差收益等。计算公式如下：

$$C_{\text{结算电费}} = C_{\text{电能量电费}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{基本电费}} + C_{\text{力调}} + C_{\text{政府性基金及附加}}$$

$$C_{\text{电能量电费}} = C_{\text{交易}} + C_{\text{其他}}$$

$$C_{\text{交易}} = C_{\text{中长期}} + C_{\text{日前偏差}} + C_{\text{实时偏差}}$$

$$C_{\text{其他}} = C_{\text{中长期转让}} + C_{\text{分摊或返还}} + C_{\text{偏差收益}}$$

其中：

$C_{\text{结算电费}}$ 为批发市场用户电费总支出；

$C_{\text{电能量电费}}$ 为用户参与市场化交易结算的电能量电费；

$C_{\text{输配}}$ 为用户按国家输配电价政策结算的电费；

$C_{\text{基本电费}}$ 为两部制电价用户结算的容量电费或需量电费；

$C_{\text{力调}}$ 为用户的功率因素调整电费；

$C_{\text{政府性基金及附加}}$ 为用户按国家政策应支付的基金及附加；

$C_{\text{交易}}$ 为用电侧中长期合约电费、日前偏差电能量电费与实时偏差电能量电费之和；

$C_{其他}$ 为 $C_{电能量电费}$ 中除 $C_{交易}$ 之外用电侧的其他电费；

$C_{中长期}$ 为用电侧中长期合约电费；

$C_{日前偏差}$ 为用电侧日前市场偏差电能量电费；

$C_{实时偏差}$ 为用电侧实时市场偏差电能量电费；

$C_{中长期转让}$ 为用电侧中长期合同转让环节的盈亏；

$C_{分摊或返还}$ 为用电侧的分摊或返还费用；

$C_{偏差收益}$ 为用电侧需转移的偏差价差收益。

以上部分组成了电力现货市场用户侧电费支出，若不包含某个环节支出，则该部分支出记为零。

1.10.1 中长期合约结算

用户侧中长期合约以 15 分钟为周期开展结算，按照合约分时电量、合约分时价格（合约加权价），计算中长期合约电费。公式为：

$$C_{中长期} = \sum (Q_{中长期,t} \times P_{中长期,t})$$

其中：

$C_{\text{中长期}}$ 为用电侧中长期合约电费；

$Q_{\text{中长期},t}$ 为用电侧每日 T 时段中长期合约电量；

$P_{\text{中长期},t}$ 为用电侧每日 T 时段中长期合约加权价；

1.10.2 日前市场偏差结算

初期，日前市场出清采用发电侧单边报价模式，批发市场用户按照其日前市场分时段申报电量与中长期合约电量之间的差额，以及日前市场分时段系统边际出清电价计算电费。公式为：

$$C_{\text{日前偏差}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期},t}) \times P_{\text{日前},t}]$$

其中：

$C_{\text{日前偏差}}$ 为用电侧日前市场偏差电能量电费支出；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用电侧日前市场所申报的 T 时段需求电量；

$Q_{\text{中长期},t}$ 为用电侧 T 时段中长期合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场 T 时段系统边际出清电价。

1.10.3 实时市场偏差结算

用电侧根据用户实际分时段用电量与日前市场申报的分时段电量之间的差额，以及实时市场分时段系统边际出清电价计算偏差电费。公式为：

$$C_{\text{实时偏差}} = \sum [(Q_{\text{实时},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时},t}]$$

其中：

$C_{\text{实时偏差}}$ 为用电侧实时市场偏差电费支出；

$Q_{\text{实时},t}$ 为用电侧实时市场 T 时段实际用电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用电侧日前市场申报的 T 时段需求电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为实时市场 T 时段系统边际出清电价。

1.10.4 中长期合约转让交易结算

用户侧出让中长期合约时，计算合约交易环节的盈亏电费，计算公式如下：

$$C_{\text{中长期转让}} = Q_{\text{出让}} \times (P_{\text{合约}} - P_{\text{出让}})$$

其中：

$C_{\text{中长期转让}}$ 为出让方在该笔转让中的结算电费，正数代表交易损失，负数代表交易获利；

$Q_{\text{出让}}$ 为出让方转让电量，不大于出让方原持有的合约电量；

$P_{\text{合约}}$ 为原持有合约价格；

$P_{\text{出让}}$ 为出让价格。

1.10.5 用户侧偏差收益

对于用电侧实时市场分时偏差电量进行事后计算判断，超出允许偏差范围的，将用户允许偏差外的实时市场与日前市场分时价格的价差收益，纳入平衡资金处理。允许偏差范围为实际分时电量的 λ_0 及以内。偏差价差收益计算公式如下：

当 $Q_{\text{日前},t} > Q_{\text{实时},t} \times (1 + \lambda_0)$ ，且 $P_{\text{实时},t} > P_{\text{日前},t}$ 时，

$$C_{\text{偏差收益}} = \sum \{ [Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{实时},t} \times (1 + \lambda_0)] \times (P_{\text{实时},t} - P_{\text{日前},t}) \}$$

当 $Q_{\text{日前},t} < Q_{\text{实时},t} \times (1 - \lambda_0)$ ，且 $P_{\text{实时},t} < P_{\text{日前},t}$ 时，

$$C_{\text{偏差收益}} = \sum \{ [Q_{\text{实时},t} \times (1 - \lambda_0) - Q_{\text{日前},t}] \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{实时},t}) \}$$

其中：

$C_{\text{偏差收益}}$ 为需转移的偏差价差收益；

$Q_{\text{实时},t}$ 为 T 时段用户实际用电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用电侧日前市场申报的 T 时段需求电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为实时市场 T 时段系统边际出清电价；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场 T 时段系统边际出清电价；

λ_0 为允许的偏差比例。

对于用电侧实时市场偏差价差收益，纳入平衡资金。

零售市场结算

1.11 零售用户结算方案录入

次月 1 日，售电公司在交易平台录入上月零售用户结算方案，结算方案包括当月零售用户的交易电量与交易电价。

1.12 零售用户结算

交易中心根据售电公司录入的零售用户结算方案与电网企业营销部传递的该用户当月参与市场的用电量，按照中长期结算规则，开展零售用户电量分割与电价匹配工作。零售用户对结算结果在交易平台中进行确认。

$$C_{\text{结算电费}} = C_{\text{合约电费}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{基本电费}} + C_{\text{力调}} + C_{\text{政府性基金及附加}}$$

$C_{\text{合约电费}}$ 为零售用户与售电公司按合约结算的电费；

$C_{\text{输配}}$ 为零售用户按国家输配电价政策结算的电费；

$C_{\text{基本电费}}$ 为两部制电价用户结算的容量电费或需量电费；

$C_{\text{力调}}$ 为零售用户的功率因素调整电费；

$C_{\text{政府性基金及附加}}$ 为零售用户按国家政策应支付的基金及附加。

1.13 售电公司价差收入结算

售电公司价差收入为其代理的零售用户市场化交易中支付的电能量电费总额与其在批发市场应支付的购电费之差。

$$R_{\text{售电公司价差收入}} = R_{\text{零售市场售电收入}} - C_{\text{批发市场购电支出}}$$

其中：

$R_{\text{售电公司价差收入}}$ 为售电公司价差收入；

$R_{\text{零售市场售电收入}}$ 为售电公司代理零售用户市场化电能量电费；

$C_{\text{批发市场购电支出}}$ 为售电公司在批发市场购电费。

退补管理

1.14 由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费退补调整的，由交易中心根据电网企业推送的修正电量等数据，重新计算有关市场主体的结算电费。电量差错退补调整追溯期原则上不超过 12 个月。

1.15 月度结算前发生的当月电量差错退补，根据电网企业推送

的修正电量，按日重新计算后并入当月结算依据。

1.16 月度结算出单后出现的差错电量，按照实时市场月度加权平均电价进行偏差结算。

1.17 用户电量发生差错，电网企业在确认差错及退补电量后 3 个工作日内发起退补工单，交易中心应按照规定开展退补结算。

1.18 因市场交易规则、结算规则、电价政策等发生变化，需要调整电费的，由交易中心和电网企业依照相应规则或政策开展电费退补。

辅助服务结算

对于辅助服务、“两个细则”等费用，暂由电力调度机构按结算周期向交易中心提供各类辅助服务交易执行结果以及相关分摊、返还数据，由交易中心出具相关结算依据。

平衡资金结算

1.19 市场平衡费用

主要指在省内现货市场中，由于发用两侧解耦结算及市场双轨制形成的偏差费用，电网企业不获利、不分摊，纳入平衡资金。在市场运营初期，市场平衡费用按月计算。

市场平衡费用为：

$$R_{\text{市场平衡费用}} = \sum_{i=1}^{N_3} C_{\text{电能量电费}} - \left(\sum_{i=1}^{N_1} R_{\text{电能量电费}} + \sum_{i=1}^{N_2} R_{\text{售}} \right. \\ \left. - R_{\text{电公司价差收入}} - R_{\text{优先购电费}} - \sum_{i=1}^{N_1} R_{\text{省间外送}} \right)$$

其中：

C 电能量电费为用户在市场的电能量电费(即不含输配的电度电费) ；

R 电能量电费为电厂（机组）日清算月度累加的电能量电费；

R 售电公司价差收入为售电公司价差收入；

R 优先购电费为电网企业应承担的优先购电总费，按以下方式计算：

(各统调电厂总上网电量-省间外送电量-市场化用户电量)

$\times$ 政府确定的优先购电均价

R 省间外送为电厂（机组）外送电量获得的电费；

N_1 为发电企业数量；

N_2 为售电公司数量；

N_3 为市场用户数量。

1.20 分摊未付款项

当市场主体无法及时支付结算款项，且市场应急资金等风险防范机制已无法发挥作用时，该款项纳入平衡资金。

1.21 分摊原则

按月度清算平衡资金，清算结果由所有参与批发市场的发电企业按上网电量比例进行分摊或返还。

$$R_{\text{平衡资金}} = R_{\text{市场平衡费用}} + C_{\text{偏差收益}}$$

(1) 若 $R_{\text{平衡资金}} > 0$, 根据参与批发市场的发电企业上网电量比例按月进行返还。

$$R_{\text{分摊或返还},1} = \frac{Q_{\text{发电企业}1}}{\sum_{i=1}^N Q_{\text{发电企业}i}} \times R_{\text{平衡资金}}$$

(2) 若 $R_{\text{平衡资金}} < 0$, 根据参与批发市场的发电企业上网电量比例按月进行分摊。

$$R_{\text{分摊或返还},1} = \frac{Q_{\text{发电企业}1}}{\sum_{i=1}^N Q_{\text{发电企业}i}} \times R_{\text{平衡资金}}$$

其中： $Q_{\text{发电企业},1}$ 为参与批发市场的发电企业上网电量；

N 为参与批发市场的发电企业数量。

电费收付

1.22 电网企业依据经市场主体确认后的电费结算单获取或开具增值税专用发票（必要时应进行税率折算），按合同约定分别向发电企业、电力用户、售电公司支付及收取电费。

1.23 如果市场主体未全额支付或未支付月度电费，由电网企业将欠费信息反馈给交易中心。交易中心将欠费的市场主体纳入市场信用管理。

其他结算事项

1.24 市场中止与管制

市场中止和价格管制时段时，根据电力市场规则以及市场运营机构向政府部门报备的市场中止和管制措施开展结算。其中市场紧急中止与管制情况下所造成的成本，纳入电力市场本月或后续若干月的平衡资金，由发电企业、市场用户（含售电公司）共同承担。

1.25 市场退出

1.25.1 售电公司、电力用户退出当月仍根据原交易合同结算。

1.25.2 已参加市场交易的电力用户申请或强制退出的，由电网企业提供保底服务，以保底价格结算。

1.25.3 售电公司申请或被强制退出的，按照《关于加强四川省售电公司管理有关工作的通知》（川发改能源〔2019〕193号）文件规定执行。

1.26 其他营销事项

1.26.1 违章用电

用户窃电或违章用电，相关退补电量不纳入市场结算范畴，由电网企业按照有关规定开展电费结算。

1.26.2 计量故障

市场主体计量设备故障且不配合修复的，在电网企业发出故障通知书的规定期限（3日）后，其用电量及后续退补电量均不纳入市场化退补结算范畴，由电网企业按照拟合电量、保底价格开展电费结算。

1.26.3 用户过户

对于市场化交易用户之间的过户，用户间电量以日为最小间隔单位，从双方签名确认过户后的运行日 0:00 起，计量电量并入过户后的新用户开展结算。

1.26.4 变损电量

对于“高供低计”的市场用户，其变损电量以月度为计算周期，按照当月最后一个用电日各时段电量比例，叠加计入最后一天各时段用电量中，纳入当日市场化电费结算。

附件 1 电量数据拟合办法

对于参与市场交易的用户，截至 T+2 天 12:00 时，计量系统仍无法采集到其电表数据，则由电网企业提供电量拟合数据用于市场化结算，拟合规则如下：

1. 当连续时间点内缺点数小于等于 2 个点，取该计量点表计缺点区间内前后时间点的区间电量算术平均值做为电量拟合值。

例如：2019 年 3 月 25 日 10:15-10:30 缺数，以 2019 年 3 月 25 日 10:00-11:00 的平均值进行拟合。

2. 当连续时间点内缺点数大于 2 个点，取该计量点同期的电量数据进行近似拟合。按日期属性分为三种：一是工作日；二是双休日；三是国家法定节假日（元旦、清明、端午、五一、中秋、国庆、春节），具体拟合规则如下：

（1）如果缺点时间段区间在工作日内，前推四个同期日数据的平均值拟合处理。

例如：2019 年 3 月 25 日（星期一）11:00-12:00 缺数，以 3 月 25 日前四个星期一 11:00-12:00 数的平均值进行拟合。

（2）如果缺点时间段区间在双休日内，前推四个双休日数据的平均值拟合处理。

例如：2019 年 3 月 23 日（星期六）11:00-12:00 缺数，3 月 23 日前四个星期六 11:00-12:00 数的平均值进行拟合。

（3）如果缺点时间段区间在法定节假日内，按去年同类型

节假日区间数据拟合处理。无历史类比数据的区分大小长假，参照上一个大小长假数据拟合处理。

大长假例如：2019 年 10 月 1 日（国庆节）11:00-12:00 缺数，则用 2018 年 10 月 1 日 11:00-12:00 数据拟合处理。无历史类比数据用春节数据拟合处理。

小长假例如：2019 年 4 月 5 日（清明）11:00-12:00 缺数，则取 2018 年清明假期数据拟合处理。无历史类比数据用元旦数据拟合处理。

（4）无四个同期日和节假日新报装用户，采用近一月内电量数据的平均值拟合。

例如：某 2019 年 2 月 1 日进入市场用户，2019 年 2 月 20 日 1:00-12:00 缺数，且无历史数据，则使用 2019 年 2 月 1 日-2 月 20 日 1:00-12:00 平均数据进行拟合。