

四川电力市场结算细则 V1.0

目 录

1. 总则	1
2. 适用范围	2
3. 权利与义务	2
3.1 发电企业的权利与义务	2
3.2 电力用户的权利与义务	3
3.3 售电公司的权利与义务	3
3.4 电力交易机构的权利与义务	4
3.5 电力调度机构的权利与义务	5
3.6 电网企业的权利与义务	5
3.7 新型主体的权利与义务	6
4. 名词解释	6
5. 电能量市场结算	8
5.1 结算原则	8
5.1.1 结算方式	8
5.1.2 结算周期	9
5.1.3 结算时段	9
5.1.4 结算电量	10
5.1.5 结算电价	10
5.2 结算流程	12
5.2.1 结算单元	12
5.2.2 结算准备	12
5.2.3 日清分	14
5.2.4 月结算	16
5.3 批发市场电能量电费结算	18
5.3.1 发电企业电能量电费	18
5.3.2 批发用户、售电公司电能量电费	23
5.3.3 电网代理购电电能量电费	25
5.3.4 居民农业电能量电费	28
5.3.5 工商业线损电能量电费	29
5.3.6 独立储能电能量电费	31
5.3.7 虚拟电厂电能量电费	35
5.4 新能源机制电量电费	40

5.5 网间电费结算	41
5.5.1 地方电网下主网电费结算	41
5.5.2 地方电网上主网电费结算	42
5.6 市场运营费用管理	42
5.6.1 市场补偿类费用	42
5.6.2 市场调节考核类费用	49
5.6.3 市场平衡类费用	63
5.7 结算限价	69
5.8 零售市场结算	72
5.8.1 零售市场电能量电费	72
5.8.2 售电公司收益	79
5.9 其他结算事项	80
5.9.1 绿电环境价值结算	80
5.9.2 未参与市场主体结算	82
6. 辅助服务市场结算	82
6.1 结算原则	82
6.1.1 结算周期	82
6.1.2 结算时段	82
6.1.3 结算计量数据	83
6.2 结算流程	83
6.2.1 结算单元	83
6.2.2 结算准备	84
6.2.3 日清分	84
6.2.4 月结算	85
6.3 低谷调峰市场费用结算	86
6.3.1 补偿费用	86
6.3.2 违约费用	87
6.3.3 费用疏导	88
6.4 24 小时启停调峰市场费用结算	88
6.4.1 补偿费用	88
6.4.2 费用疏导	89
6.5 调频市场费用结算	90
6.5.1 补偿费用	90
6.5.2 违约费用	90

6.5.3 费用疏导	91
6.6 备用市场费用结算	91
6.6.1 补偿费用	91
6.6.2 违约费用	92
6.6.3 费用疏导	93
6.7 黑启动市场费用结算	94
6.7.1 补偿费用	94
6.7.2 违约费用	94
6.7.3 费用疏导	94
7. 容量电费结算	95
7.1 结算原则	95
7.2 结算电价	95
7.3 结算流程	95
7.4 燃煤机组容量电费结算	95
7.5 燃气机组容量电费结算	96
7.6 容量电费考核	97
8. 总电费计算	97
8.1 发电企业总电费	97
8.2 批发用户总电费	98
8.3 零售用户总电费	99
8.4 代理购电用户总电费	101
9. 追退补和清算	102
10. 收付款管理	104

1. 总则

为规范四川电力现货市场结算试运行期间市场结算相关工作，维护市场各方合法权益，制定本细则。

本细则引用以下文件：《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国价格法》《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》《中共中央办公厅 国务院办公厅关于完善价格治理机制的意见》《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第20号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976号）、《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656号）、《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）、《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力辅助服务市场基本规则〉的通知》（发改能源规〔2025〕411号）、《国家能源局综合司关于同意京津唐等14个地区电力辅助服务市场建设实施方案的复函》《四川电力辅助服务市场交易实施细则》（川监能市场〔2025〕126号）、《关于印发〈四川省电力辅助服务管理实施细则〉和〈四川省电力并网管理实施细则〉的通知》

（川监能市场〔2024〕27号）、《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）、《国家发展改革委国家能源局关于印发〈跨省跨区电力应急调度管理办法〉的通知》（发改运行规〔2025〕1193号）、《四川省发展和改革委员会关于进一步调整我省分时电价机制的通知》（川发改价格〔2025〕185号）、《四川省2026年省内电力市场交易总体方案》及《四川电力现货市场规则体系V4.0》（川发改能源〔2025〕594号）等法律法规和有关规定，结合电力市场实际，制定本细则。

2. 适用范围

本细则适用于四川电力现货市场结算试运行期间的结算工作，包括电能量电费结算、辅助服务电费结算和容量电费结算等。

3. 权利与义务

3.1 发电企业的权利与义务

（1）按照市场规则参与电力市场，签订和履行电力交易合同、购售电合同、供用电合同或电费结算协议等合同或协议。

（2）依法依规披露和提供支撑电力市场结算以及市场服务所需的相关数据。

（3）获取、查看结算依据及电费账单，按规定时间核对并确认其完整性和准确性。

(4) 负责向电网企业提供用于资金收付的银行账户，按规定向电网企业支付或收取款项，完成电费收付。

(5) 配合电网企业做好自身相关关口计量装置的改造、验收、现场检查、故障处理等工作。

(6) 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

3.2 电力用户的权利与义务

(1) 按照规则参与电力市场，签订和履行电力交易合同、购售电合同、供用电合同或电费结算协议等合同或协议。

(2) 依法依规披露和提供支撑电力市场结算以及市场服务所需的相关数据。

(3) 获取、查看结算依据及电费账单，按规定时间核对并确认其完整性和准确性。

(4) 负责向电网企业提供用于资金收付的银行账户，按规定向电网企业支付或收取款项，完成电费收付。

(5) 配合电网企业做好自身相关关口计量装置的改造、验收、现场检查、故障处理等工作。

(6) 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

3.3 售电公司的权利与义务

(1) 按照市场规则参与电力市场，签订和履行电力交易合同、购售电合同、供用电合同或电费结算协议等合同或协议。

(2) 依法依规披露和提供支撑电力市场结算以及市场服务

所需的相关数据。

（3）获取、查看结算依据及电费账单，按规定时间核对并确认其完整性和准确性，并按规定参与电费结算。

（4）拥有配电网运营权的售电公司根据《售电公司管理办法》等规定开展电费结算。

（5）售电公司根据用户授权掌握历史用电信息，可在电力交易或电网平台进行数据查询和下载。

（6）负责向电网企业提供用于资金收付的银行账户，按规定向电网企业支付或收取款项，完成电费收付。

（7）按规定向电力交易机构提交履约保函或保险。

（8）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

3.4 电力交易机构的权利与义务

（1）负责汇总结算基础数据。

（2）负责编制结算依据，并保证结算依据的准确性、完整性和及时性。

（3）负责通过电力交易平台向市场经营主体、电网企业出具结算依据，提供结算相关服务。

（4）组织协调结算依据有关问题，参与协调电费结算有关问题。

（5）按照数据管理有关规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理。

（6）负责编制和发布结算依据所需信息系统的建设、管理、维护。

（7）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

3.5 电力调度机构的权利与义务

（1）依法依规披露和提供信息，负责向电力交易机构提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的完整性、准确性和及时性。

（2）负责按时向电网企业、电力交易机构提供电力辅助服务费用计算结果。

（3）负责结算所需的有关调度数据采集管理信息系统的建设、管理、维护。

（4）按照数据管理有关规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理。

（5）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

3.6 电网企业的权利与义务

（1）依法依规披露和提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的准确性、完整性和及时性。

（2）负责根据电力交易机构推送的结算依据，按经营主体各户号电量拆分后开展电费结算，按期向市场经营主体出具电费账单，提供电费账单查询等服务。

（3）负责根据电费账单按时完成电费收付，并向发生付款

违约的市场经营主体催缴欠款。对于逾期仍未全额付款的市场经营主体，向电力交易机构提出履约保函或保险的使用申请。

（4）负责电费结算相关的信息化系统的建设、管理、维护，根据用户授权向市场经营主体提供电能数据查询服务，并将电能数据推送电力交易平台。

（5）组织协调电能计量和电费结算有关问题，参与协调结算依据有关问题。

（6）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

3.7 新型主体的权利与义务

（1）独立储能放电时与发电类虚拟电厂参照发电企业参与市场，按 3.1 履行结算权责。

（2）独立储能充电时参照电力用户参与市场，按 3.2 履行结算权责。

（3）负荷类虚拟电厂参照售电公司，按 3.3 履行结算权责。

4. 名词解释

（1）电能量市场：指发电企业与电力用户在现货市场和中长期市场中以电能量为交易标的的市场。

（2）辅助服务市场：指维护电力系统的安全稳定运行、保证电能质量，由发电企业、电网企业、电力用户等提供除正常

电能生产、传输、使用之外的电力辅助服务的市场，包括低谷调峰、24 小时启停调峰、调频、备用、黑启动等市场。

（3）容量电费：指根据燃煤、燃气发电机组容量（最大出力）计算确定的电费，与机组发电量无关。

（4）电网企业：指国网四川省电力公司、四川省地方电网和增量配电网。

（5）电力交易机构：指四川电力交易中心。

（6）电力调度机构：指四川电力调度控制中心。

（7）售电公司：是指符合市场准入条件，提供售电服务或配售电服务的经营主体。

（8）系统电价：为在满足所有运行安全约束最优化调度的情况下，在发电侧基于发电机组出力占系统总发电比例增加单位负荷需求时所需要增加的能量成本。现货市场出清形成每 15 分钟的系统电价。每 1 小时的现货市场系统电价由 15 分钟出清电量与出清电价加权平均计算得出。

（9）零售合同：指售电公司与零售市场用户签订的明确双方权利义务以及价、费等交易结算条款的合同。

（10）发电企业：省调直调水电、燃煤、风电、光伏等发电企业及西南网调直调发电企业。

（11）批发用户：直接参与批发市场的电力用户。

（12）零售用户：参与零售市场的电力用户。

(13) 电网企业代理购电用户：未直接从电力市场购电、由电网企业代理购电的工商业用户。

(14) 市场发电主体：暂为省调直调电厂的水电（不含映秀湾、马回、金洞子、龚铜、南桠河）、公用燃煤火电（不含三瓦窑、苏房梁）、集中式新能源（含配建储能）、参与省内中长期市场的网调直调电厂、分布式新能源、独立储能、发电类虚拟电厂。

(15) 批发市场用电侧：批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂、代理购电市场部分、居民农业市场部分、工商业线损。

5. 电能量市场结算

5.1 结算原则

5.1.1 结算方式

采用《电力现货市场基本规则（试行）》中的结算方式一。市场主体电能量电费为其实时市场全电量电费、中长期差价合约电费之和，结算公式如下：

(1) 发电侧电能量应收电费 = 实时市场全电量电费 + 中长期差价合约电费，其中

实时市场全电量电费 = \sum （实际上网电量 × 实时市场系统电价）

中长期差价合约电费 = \sum [合约电量 × （合约价格 - 中长期结

算参考点现货电价)]

(2) 用电侧电能量应付电费 = 实时市场全电量电费 + 中长期差价合约电费, 其中

实时市场全电量电费 = \sum (实际用电量 \times 实时市场系统电价)

中长期差价合约电费 = \sum [合约电量 \times (合约价格 - 中长期结算参考点现货电价)]

5.1.2 结算周期

现货结算试运行期间, 电力批发市场按照“日清月结”的模式开展结算。按日出具日清分结果 (除仅具备月采集能力或使用当地地县调直调电站上网电量的电力用户、跨月确认结算基础数据的电厂等外); 以自然月为周期出具结算依据, 并开展电费结算。电力零售市场根据零售合同以月度为周期出具结算依据, 并开展电费结算。未进入现货的经营主体以自然月为周期开展结算。

5.1.3 结算时段

电力批发市场结算时, 发电企业、电力用户、售电公司、虚拟电厂现阶段均以每 1 小时为一个结算时段。独立储能作为电源和批发用户时充放电电量均以每 15 分钟为一个结算时段。待市场后期成熟后, 逐渐过渡到市场主体均以每 15 分钟为一个结算时段。

5.1.4 结算电量

经营主体的分时电量数据由电网企业通过计量装置确定。当计量装置计量时段无法满足结算时段要求或自动采集数据不完整时，由电网企业进行电量数据拟合，拟合方式参照《四川省电力市场交易计量管理规则（V4.0）》执行，其中电网代理购电用户按照电网代理购电用户典型曲线拟合分时计量数据，参与市场但不具备分时计量条件的电力用户按照工商业用户典型曲线拟合分时计量数据；为确保移民生产生活用水和库区社会稳定，网调机组按政策规定供特定区域的电量，根据其留川电量曲线拟合分时电量数据。

5.1.5 结算电价

市场主体结算电价执行方式为：

（1）发电企业、电力用户、售电公司、虚拟电厂全电量按每 1 小时的现货市场系统电价结算，中长期合同电量按合约电价与中长期结算参考点现货电价之差进行差价结算。每 1 小时的现货市场系统电价按 15 分钟出清电量与出清电价加权平均计算得出。现阶段，中长期结算参考点现货电价为实时市场系统电价。实时市场月度加权均价按全月 15 分钟出清电量与出清电价加权平均计算得出。实时市场月度每 1 小时分时加权均价按全月每日每 15 分钟出清电量与出清电价加权平均计算得出。省内中长期月度月内常规直购集中交易每 1 小时分时均价按全月

每日每 1 小时中长期合约电量与全月每日每 1 小时的省内中长期月度月内常规直购集中交易均价加权平均计算得出。

（2）独立储能充放电量（其中独立储能充电作为批发用户时）按 15 分钟系统电价结算，其中长期合同电量按合约电价与中长期结算参考点现货电价之差进行差价结算。现阶段，中长期结算参考点现货电价为实时市场系统电价。独立储能作为零售用户时，按约定的零售合同结算。

（3）省间市场每 1 小时的省间交易电价按 15 分钟省间市场电价、电量加权平均计算得出。

（4）按照《四川省发展和改革委员会关于印发〈四川省深化燃煤发电上网电价形成机制改革实施方案〉的通知》（川发改价格〔2020〕316 号），燃煤发电上网电价由市场形成，上网电价包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价，其中超低排放电费依据《关于实行燃煤电厂超低排放电价支持政策有关问题的通知》（发改价格〔2015〕2835 号）与超低排放情况挂钩，根据环保部门相关文件进行清算，实际扣减金额纳入系统运行费用返还给工商业用户。

（5）原执行峰谷电价的批发、零售用户继续按照分时电价政策执行峰（含尖峰）平谷浮动。其中，批发用户的交易电价、零售用户的联动价格部分不再执行分时浮动。

5.2 结算流程

5.2.1 结算单元

5.2.1.1 发电侧

参与现货交易的发电企业，原则上按照调度计划单元设置交易单元，结算单元应与交易单元保持一致。当不满足“同一企业法人、同一电价”的条件时，应对交易单元予以拆分。当单一调度计划单元对应多个结算单元，按照结算单元实际上网电量占比进行分解相关量、费，并合并形成结算单元对应的量、价、费。若多个调度计划单元对应单一结算单元，则累加合并相关量、费后按结算单元结算。新能源机制电量项目与结算单元不对应时，按各项目对应的机组上网电量占比进行分解电量、电费，并合并形成结算单元对应的机制电量电费。

发电类虚拟电厂以聚合单元为结算单元。独立储能放电时参照发电企业建立结算单元。分布式新能源以可再生能源项目为结算单元。

5.2.1.2 用电侧

电力用户以市场经营主体（同一电网经营区）开展结算，其中负荷类虚拟电厂以聚合单元为结算单元、独立储能充电时参照电力用户建立结算单元。

5.2.2 结算准备

（1）结算准备是指在规定时间内对结算所需基础数据进行

收集汇总的过程。

（2）结算基础数据包括：市场经营主体档案数据、交易合同数据（包括中长期、零售等合同的量价信息）、电能量市场出清及调度执行数据、辅助服务市场费用计算结果、调试及商业运行时间、关口设置及电量计量数据、市场规则、电价政策文件，以及其他需电力交易机构合并出具结算依据的数据等。结算环节不得改变结算基础数据。

（3）市场经营主体和电网企业应保障数据的完整性、准确性，并在规定的时间内通过电力交易平台完成更新、提交。未及时更新、提交的，电力交易机构以电力交易平台既有数据形成结算依据。

（4）发电机组、独立储能首次并网、完成整套启动试运行、进入商业运行时间节点等信息，电力调度机构原则上应在每个阶段开始后的 1 个工作日内提供至电网企业及电力交易机构。

（5）电力交易机构负责组织售电公司与零售用户在电力交易平台填报零售套餐内容，完成零售合同签订。

（6）因政策调整或合同关键要素缺失等原因，导致不满足结算条件的，在满足结算条件的下一个结算周期完成结算、清算。

（7）因结算基础数据错误、不可用或存在争议，需要提供

方重新提供信息时，应通过平台补推，并做好记录。电力交易机构收到补推数据后，在满足结算条件的下一个结算周期进行结算、追退补。

5.2.3 日清分

(1) 计量数据由电网企业于 D+1 日向电力交易机构推送 D 日发电侧市场经营主体每 15 分钟实际上网电量（含调试电量）、用电侧市场经营主体每 1 小时实际用电量（含零售用户独立储能）和独立储能每 15 分钟电量等。

(2) 市场出清类数据由电力调度机构于 D+1 日向电力交易机构提供 D 日现货实时市场每 15 分钟出清电量和系统电价、跨省跨区输电通道和西南区域辅助服务等相关电量和电价、D+2 日辅助服务市场出清结果（涉及电量清分部分）、必开机组。当现货实时价格异常时，电力调度机构应及时（原则上不晚于 D+3 日，每月最后一日不晚于 D+2 日）将修正后的 D 日现货市场实时价格推送至电力交易机构。原则上月度结算后，电力调度机构不再调整出清结果。

(3) 调度执行类数据由电力调度机构于 D+1 日向电力交易机构提供 D 日中长期交易及电力现货市场执行结果、辅助服务市场实际调用结果（涉及电量清分部分）、应急调度执行结果、机组有效发电容量、偏差责任认定结果等。

(4) 新投跨省跨区输电通道、发电机组（独立储能）首次

并网、完成整套启动试运行、进入商业运行时间节点等信息，电力调度机构应在每个阶段开始后的 1 个工作日内提供至电力交易机构和电网企业。

（5）电力交易机构在获取运行日（D 日）的实时市场出清数据后，按照 5.1.5 结算电价中提及的计算规则形成每小时实时市场系统电价。

（6）电力交易机构在 D+6 日发布日清分结果。各经营主体在日清分结果发布后于 D+7 日前，对清分数据完成核对、异议反馈（若有）。日清分结果发布后，仅受理因结算基础数据错误对结算依据的异议反馈（若有），经相关电网企业、相关调度机构核实后，需在月末最后 1 个工作日将修正后的数据提供至交易机构，交易机构在月结时发布修正后的日清分结果。

（7）仅具备月采集能力的电力用户、使用当地地县调直调电站上网电量的电力用户、地方电网市场化交易的电力用户，坚持日清分原则，若日清分基础数据不可用，在月结算时（M+1 月第 1 个工作日内）电网企业通过平台补推日清分基础数据，交易机构在月结算时发布相关主体的日清分结果；需要通过月度电量确定日清分基础数据的市场主体，交易机构在月结算时发布相关主体的日清分结果。

（8）若结算基础数据未按时向电力交易机构提供，日清分结果发布时间相应顺延。

(9) 月结算前，电力交易机构根据各市场经营主体异议反馈情况、相关电网企业和电力调度机构的修正数据，对需调整的日清分结果进行重新计算与发布。

5.2.4 月结算

(1) 在 $M+1$ 月第 1 个工作日内，电网企业向电力交易机构推送 M 月月度市场经营主体发电侧上网（含调试）电量、用电量等。

(2) 在 $M+1$ 月第 2 个工作日内，电力交易机构应向电网企业提供 M 月市场注销的用户侧名单，包括法人主体名称、统一社会信用代码、关联用电单元户号等信息。

(3) 在 $M+1$ 月第 3 个工作日内，电力调度机构向电力交易机构提供 M 月“两个细则”分类的相关电量及费用，电网企业向电力交易机构提供 M 月的机制结算电量。

(4) 在 $M+1$ 月第 5 个工作日内，电力交易机构向市场经营主体、相关电网企业发布 M 月结算依据（核对版），市场经营主体、相关电网企业应在 1 个工作日内完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。市场经营主体、相关电网企业提出异议的，电力交易机构应在 1 个工作日内组织市场经营主体、相关电网企业、相关电力调度机构进行核实，达成一致的，市场经营主体应对修正后的结算依据（核对版）在 1 个工作日内完成核对和确认；因异议处理无法按时达成一致的，

纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算，异议处理不得影响无争议部分的电费结算。月结算依据（核对版）发布后，仅受理因结算基础数据错误对结算依据的异议反馈（若有）。

（5）结算依据（核对版）确认后，电力交易机构应于M+1月第8个工作日前向市场经营主体发布M月正式结算依据、按市场经营主体向相关电网企业提供M月正式结算依据。

（6）电网企业根据政策文件和电力交易机构推送的结算基础数据，核对结算依据，并按正式结算依据编制电费账单。

（7）电网企业应于M+1月第10个工作日前向电力用户、发电企业、售电公司发行M月电费账单。对于新型经营主体（含独立储能、虚拟电厂等），按照其运营情况分别参照电力用户、发电企业时间节点开展相关工作。

（8）电力交易机构应于M+1月第15个工作日内向电网企业提供满足计算M月市场平衡类费用的相关数据，电网企业于M+2月第4个工作日内完成M月市场平衡类费用计算。若计算基础数据未满足平衡类费用计算要求，平衡类费用计算结果发布时间相应顺延。

（9）电网企业、电力调度机构应按时提供结算基础数据，若结算基础数据未按时提供，结算依据发布时间相应顺延；当M+1月第5个工作日内，电力交易机构结算依据（核对版）发布后，若重新提供的结算基础数据对整体市场结算产生影响，

结算依据发布时间相应顺延。

(10) 电费账单发布后，如市场经营主体存在异议，可在15个工作日内分别向电力交易机构、电网企业提出结算问询。电力交易机构或电网企业在收到问询后，5个工作日内确认和评估问询是否属实，经核查属实的，在满足结算条件的下一结算周期进行结算调整。

(11) 交易期间，电力交易机构向电网企业提供注册的电力用户名单（含用电户号）、参与中长期交易的电力用户名单，电网企业向电力交易机构提供相关市场经营主体近三年分月用电量。

(12) 因国家政策变化、市场规则确需调整或遇重大节假日等原因影响结算流程时，视情况调整月结算流程时间，具体以电力交易机构通知为准。

5.3 批发市场电能量电费结算

5.3.1 发电企业电能量电费

发电企业电能量电费包含实时市场电能量（不含调试电量）电费、省内中长期差价合约电能量电费、省间市场外送收益、省间市场外购差价电能量电费、调平电费等，计算公式如下：

$$R_{\text{发电电能}} = R_{\text{发电实时}} + R_{\text{发电省内合约}} + R_{\text{发电省间外送收益}} + R_{\text{发电省间外购}} + R_{\text{发电调平}}$$

式中：

$R_{\text{发电电能}}$ 为发电企业电能量电费；

$R_{\text{发电实时}}$ 为发电企业实时市场电能量（不含调试电量）电费；

$R_{\text{发电省内合约}}$ 为发电企业省内中长期差价合约电能量电费；

$R_{\text{发电省间市场外送收益}}$ 为发电企业省间市场外送收益；

$R_{\text{发电省间外购}}$ 为发电企业省间市场外购差价电能量电费；

$R_{\text{发电调平}}$ 为发电企业调平电费。

机组调试电量按照调试电量价格计算调试电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{调试电能}} = Q_{\text{调试}} \times P_{\text{调试}}$$

式中：

$R_{\text{调试电能}}$ 为月度发电机组调试电能量电费；

$Q_{\text{调试}}$ 为发电机组的月度调试电量；

$P_{\text{调试}}$ 为发电机组的月度调试电量价格，不同机组调试价格同政府文件规定一致。

分布式新能源项目、车网互动试点项目，参照发电企业电能量电费结算；其中，未在四川电力交易机构完成市场注册的，暂由电网企业依据四川电力交易机构披露提供的市场价格开展费用结算。

5.3.1.1 实时市场电能量电费

根据发电企业实际上网电量（不含调试电量，网调电厂为留川电量）与省内实时市场系统电价计算实时市场电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{发电实时}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{实际上网},t} \times P_{\text{实时系统},t})$$

式中：

$R_{\text{发电实时}}$ 为发电企业实时市场电能量电费；

$Q_{\text{实际上网},t}$ 为 t 时段发电企业的实际上网电量；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段省内实时市场系统电价。

5.3.1.2 省内中长期差价合约电能量电费

发电企业的省内中长期合约电量（含优先电量、留存电量、地方协议补偿电量）按照对应的合约电价与中长期结算参考点现货电价价差计算省内中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{发电省内合约}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{发电省内合约},t} \times (P_{\text{发电省内合约},t} - P_{\text{中长期结算参考点},t}))$$

式中：

$R_{\text{发电省内合约}}$ 为发电企业省内中长期差价合约电费；

$Q_{\text{发电省内合约},t}$ 为 t 时段发电企业的省内中长期合约电量（含优先电量、留存电量、地方协议补偿电量）；

$P_{\text{发电省内合约},t}$ 为 t 时段发电企业的省内中长期合约电价；

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为 t 时段中长期结算参考点现货电价，现阶段为省内实时市场系统电价。

5.3.1.3 省间市场外送收益

发电企业省间外送电量（含应急外送电量）作为送出省的负荷增量，公平承担送出省省内经济责任。发电企业省间外送

收益，计算公式如下：

$$R_{\text{发电省间外送收益}} = R_{\text{发电省间外送收入}} - R_{\text{发电省间外送购电成本}}$$

式中：

$R_{\text{发电省间外送收益}}$ 为发电企业省间市场外送收益；

$R_{\text{发电省间外送收入}}$ 为发电企业省间市场外送收入；

$R_{\text{发电省间外送购电成本}}$ 为发电企业的外送购电成本；

(1) 外送收入

$$R_{\text{发电省间外送收入}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{省间外送},t} \times P_{\text{省间外送},t})$$

式中：

$Q_{\text{省间外送},t}$ 为 t 时段发电企业的省间外送交易电量（其中，应急外送电量为按规则分配的电量，现货外送电量为执行电量）；

$P_{\text{省间外送},t}$ 为 t 时段发电企业的省间外送交易电价（应急外送为送出省上网电价，即省内实时市场系统电价与上月发布的本月省内系统运行费折合度电水平之和，其中省内系统运行费不含居农新增损益）。

(2) 外送购电成本

$$R_{\text{发电省间外送购电成本}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{省间外送},t} \times (P_{\text{实时系统},t} + P_{\text{系统运行费}}))$$

式中：

$Q_{\text{省间外送},t}$ 为 t 时段发电企业的省间外送交易电量；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段省内实时市场系统电价；

$P_{\text{系统运行费}}$ 为上月发布的本月省内系统运行费折合度电水平（不含居农新增损益）。

5.3.1.4 省间市场外购差价结算费用

发电企业省间外购交易电量按照省间外购电价与省内实时市场系统电价价差计算省间市场外购差价电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{发电省间外购}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{发电省间外购},t} \times (P_{\text{发电省间外购},t} - P_{\text{实时系统},t}))$$

式中：

$R_{\text{发电省间外购}}$ 为发电企业省间市场外购差价电能量电费；

$Q_{\text{发电省间外购},t}$ 为 t 时段发电企业的省间外购交易电量（外购合约视为负合约进行结算，现货外购电量为执行电量）；

$P_{\text{发电省间外购},t}$ 为 t 时段发电企业省间外购电价；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段省内实时市场系统电价。

5.3.1.5 发电企业调平电费

发电企业月度实际上网电量（不含调试电量，网调电厂为留川电量）与现货日清分上网电量（不含调试电量，网调电厂为留川电量）累计值之间的差量按照实时市场月度加权均价计算调平电费，计算公式如下：

$$R_{\text{发电调平}} = Q_{\text{发电调平}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中：

$R_{\text{发电调平}}$ 为发电企业月度调平费用；

$Q_{\text{发电调平}}$ 为发电企业月度实际上网电量与现货日清分上网电量累计值之差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为实时市场月度加权均价。

5.3.2 批发用户、售电公司电能量电费

批发用户、售电公司电能量电费包含实时市场电能量电费、省内中长期差价合约电能量电费、省间市场差价电能量电费、调平电费等，计算公式如下：

$$C_{\text{批发电能}} = C_{\text{批发实时}} + C_{\text{批发省内合约}} + C_{\text{批发省间市场}} + C_{\text{批发调平用电}}$$

式中：

$C_{\text{批发电能}}$ 为批发用户、售电公司电能量电费；

$C_{\text{批发实时}}$ 为批发用户、售电公司实时市场电能量电费；

$C_{\text{批发省内合约}}$ 为批发用户、售电公司省内中长期差价合约电能量电费；

$C_{\text{批发省间市场}}$ 为批发用户、售电公司省间市场差价电能量电费；

$C_{\text{批发调平用电}}$ 为批发用户、售电公司调平电费。

5.3.2.1 批发用户、售电公司实时市场电能量电费

根据批发用户、售电公司实际用电量与省内实时市场系统电价计算实时市场电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{批发实时}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{实际用电},t} \times P_{\text{实时系统},t})$$

式中：

$C_{\text{批发实时}}$ 为批发用户、售电公司实时市场电能量电费；

$Q_{\text{实际用电},t}$ 为 t 时段批发用户、售电公司实际用电量；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段省内实时市场系统电价。

5.3.2.2 批发用户、售电公司省内中长期差价合约电能量电费

批发用户、售电公司的省内中长期合约电量（含留存电量、地县调直调电站上网电量保障部分）按照对应的合约电价与中长期结算参考点现货电价价差计算省内中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{批发省内合约}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{批发省内合约},t} \times (P_{\text{批发省内合约},t} - P_{\text{中长期结算参考点},t}))$$

式中：

$C_{\text{批发省内合约}}$ 为批发用户、售电公司省内中长期差价合约电能量电费；

$Q_{\text{批发省内合约},t}$ 为 t 时段批发用户、售电公司的省内中长期合约电量（含留存电量、地县调直调电站上网电量保障部分）；

$P_{\text{批发省内合约},t}$ 为 t 时段批发用户、售电公司的省内中长期合约电价；

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为 t 时段中长期结算参考点现货电价，现阶段为省内实时市场系统电价。

5.3.2.3 批发用户、售电公司省间市场差价电能量电费

批发用户、售电公司的省间市场交易电量（含省间绿电）按照对应的省间市场电价与省内实时市场系统电价价差计算省

间市场差价电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{批发省间市场}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{批发省间市场},t} \times (P_{\text{批发省间市场},t} - P_{\text{实时系统},t}))$$

式中：

$C_{\text{批发省间市场}}$ 为批发用户、售电公司省间市场差价电能量电费；

$Q_{\text{批发省间市场},t}$ 为 t 时段批发用户、售电公司的省间市场交易电量（含省间绿电）；

$P_{\text{批发省间市场},t}$ 为 t 时段批发用户、售电公司的省间市场电价；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段省内实时市场系统电价。

5.3.2.4 批发用户、售电公司调平电费

批发用户、售电公司月度实际用电量与现货日清分用电量累计值之间的差量按照实时市场月度加权均价计算调平电费，计算公式如下：

$$C_{\text{批发调平}} = Q_{\text{批发调平}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中：

$C_{\text{批发调平}}$ 为批发用户、售电公司月度调平费用；

$Q_{\text{批发调平}}$ 为批发用户、售电公司月度实际用电量与现货日清分用电量累计值之差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为实时市场月度加权均价。

5.3.3 电网代理购电电能量电费

电网代理购电电能量电费包含实时市场电能量电费、中长

期差价合约电能量电费、调试差价电能量电费等，计算公式如下：

$$C_{\text{代购}} = C_{\text{代购实时}} + C_{\text{代购合约}} + C_{\text{调试}}$$

式中：

$C_{\text{代购}}$ 为电网代理购电电能量结算电费；

$C_{\text{代购实时}}$ 为电网代理购电实时市场电能量电费；

$C_{\text{代购合约}}$ 为电网代理购电中长期差价合约电能量电费；

$C_{\text{调试}}$ 为电网代理购电调试差价电能量电费。

5.3.3.1 电网代理购电实时市场电能量电费

根据电网代理购电实时市场用电量与省内实时市场系统电价计算实时市场电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{代购实时}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{代购用电},t} \times P_{\text{实时系统},t})$$

式中：

$C_{\text{代购实时}}$ 为电网代理购电实时市场电能量电费；

$Q_{\text{代购用电},t}$ 为 t 时段电网代理购电实际用电量；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段省内实时市场系统电价。

5.3.3.2 电网代理购电中长期差价合约电能量电费

电网代理购电中长期合约电量（含纳入电网代理购电来源的燃气电量、生物质电量）按中长期合约价格与中长期结算参考点现货电价价差计算电网代理购电中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{代购合约}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{代购合约},t} \times (P_{\text{代购合约},t} - P_{\text{中长期结算参考点},t}))$$

式中：

$C_{\text{代购合约}}$ 为电网代理购电中长期差价合约电能量电费；

$Q_{\text{代购合约},t}$ 为 t 时段电网代理购电中长期合约电量（燃气电量、生物质电量为年度优先发电计划的电量，按照在交易平台披露的当月工作日、双休日、法定节假日分类的典型用电量比例系数分解形成该月日电量，再将日电量按照在交易平台披露的该月电网代理购电典型曲线分解形成每日 24 个时段电量）；

$P_{\text{代购合约},t}$ 为 t 时段电网企业代理中长期合约电价（燃气发电、生物质优先电量按照相关价格政策执行）；

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为 t 时段中长期结算参考点现货电价，现阶段为省内实时市场系统电价。

5.3.3.3 电网代理购电调试差价电能量电费

纳入电网代理购电来源的调试电量按调试电量价格与中长期结算参考点现货电价价差计算电网代理购电调试差价电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{调试}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{调试},t} \times (P_{\text{调试}} - P_{\text{中长期结算参考点},t}))$$

式中：

$C_{\text{调试}}$ 为电网代理购电调试差价电能量电费；

$Q_{\text{调试},t}$ 为 t 时段纳入电网代理购电来源的调试电量（同类型发电企业调试电量按照在交易平台披露的当月工作日、双休

日、法定节假日分类的典型用电量比例系数分解形成该月日电量，再将日电量按照在交易平台披露的该月电网代理购电典型曲线分解形成每日 24 个时段电量）；

$P_{\text{调试}}$ 为纳入电网企业代理购电来源的各类型调试电量电价；

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为 t 时段中长期结算参考点现货电价，现阶段为省内实时市场系统电价。

5.3.4 居民农业电能量电费

居民农业（含其线损电量）电能量电费包含实时市场电能量电费、中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{居农}} = C_{\text{居农实时}} + C_{\text{居农合约}}$$

式中：

$C_{\text{居农}}$ 为居民农业电能量电费；

$C_{\text{居农实时}}$ 为居民农业实时市场电能量电费；

$C_{\text{居农合约}}$ 为居民农业中长期差价合约电能量电费。

5.3.4.1 居民农业实时市场电能量电费

根据居民农业电量（优先电量保障后的缺口电量）与省内实时市场系统电价计算居民农业实时市场电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{居农实时}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{居农用电},t} \times P_{\text{实时系统},t})$$

式中：

$C_{\text{居农实时}}$ 为居民农业实时市场电能量电费；

$Q_{\text{居农用电},t}$ 为 t 时段居民农业实际用电量；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段的省内实时市场系统电价。

5.3.4.2 居民农业中长期差价合约电能量电费

居民农业中长期合约电量按中长期合约电价与中长期结算参考点现货电价价差计算居民农业中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{居农合约}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{居农合约},t} \times (P_{\text{居农合约},t} - P_{\text{中长期结算参考点},t}))$$

式中：

$C_{\text{居农合约}}$ 为居民农业中长期差价合约电能量电费；

$Q_{\text{居农合约},t}$ 为 t 时段居民农业中长期合约电量；

$P_{\text{居农合约},t}$ 为 t 时段居民农业中长期合约电价；

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为 t 时段中长期结算参考点现货电价，现阶段为省内实时市场系统电价。

5.3.5 工商业线损电能量电费

工商业线损（含代理工商业、直接参与电力市场交易的工商业用户）电能量电费包含实时市场电能量电费、中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{工商业线损}} = C_{\text{工商业线损实时}} + C_{\text{工商业线损合约}}$$

式中：

$C_{\text{工商业线损}}$ 为工商业线损电能量电费；

$C_{\text{工商业线损实时}}$ 为工商业线损实时市场电能量电费；

$C_{\text{工商业线损合约}}$ 为工商业线损中长期差价合约电能量电费。

5.3.5.1 工商业线损实时市场电能量电费

根据工商业线损电量与省内实时市场系统电价计算工商业线损实时市场电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{工商业线损实时}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{工商业线损用电},t} \times P_{\text{实时系统},t})$$

式中：

$C_{\text{工商业线损实时}}$ 为工商业线损实时市场电能量电费；

$Q_{\text{工商业线损用电},t}$ 为 t 时段工商业线损实际用电量；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段的省内实时市场系统电价。

5.3.5.2 工商业线损中长期差价合约电能量电费

工商业线损实际用电量与工商业线损中长期合约电量取小后，按中长期合约电价与中长期结算参考点现货电价价差计算工商业线损中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{工商业线损合约}} = \sum_{t=1}^T (\text{Min}(Q_{\text{工商业线损用电},t}, Q_{\text{工商业线损合约},t}) \times (P_{\text{工商业线损合约},t} - P_{\text{中长期结算参考点},t}))$$

式中：

$C_{\text{工商业线损合约}}$ 为工商业线损中长期差价合约电能量电费；

$Q_{\text{工商业线损合约},t}$ 为 t 时段工商业线损中长期合约电量，即为满足居民农业用电需求后的优先计划电量（优先电量为年度优先发电计划的电量，按照在交易平台披露的当月工作日、双休日、法定节假日分类的典型用电量比例系数分解形成该月日电

量，再将日电量按照在交易平台披露的该月居民农业用电典型曲线分解形成每日 24 个时段电量）；

$P_{\text{工商业线损合约},t}$ 为 t 时段工商业线损中长期合约电价，即为匹配的优先电量加权均价；

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为 t 时段中长期结算参考点现货电价，现阶段为省内实时市场系统电价。

5.3.6 独立储能电能量电费

独立储能电能量电费根据放电、充电电量分为两个结算单元按“日清月结”模式结算。2026 年独立储能可参与中长期市场。

5.3.6.1 独立储能放电电能量电费

独立储能放电电能量电费包含实时市场电能量电费、中长期差价合约电能量电费、调平电费等，计算公式如下：

$$R^{\text{放电}} = R_{\text{实时}}^{\text{放电}} + R_{\text{中长期合约}}^{\text{放电}} + R_{\text{调平储能}}^{\text{放电}}$$

式中：

$R^{\text{放电}}$ 为独立储能放电结算单元的电能量电费；

$R_{\text{实时}}^{\text{放电}}$ 为独立储能放电结算单元的实时市场电能量电费；

$R_{\text{中长期合约}}^{\text{放电}}$ 为独立储能放电结算单元的中长期差价合约电能量电费；

$R_{\text{调平储能}}^{\text{放电}}$ 为独立储能放电结算单元的调平电费。

独立储能放电调试电量按照对应调试电量价格计算调试电

能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{调试电能}}^{\text{放电}} = Q_{\text{调试}}^{\text{放电}} \times P_{\text{调试}}$$

式中：

$R_{\text{调试电能}}^{\text{放电}}$ 为月度独立储能放电结算单元调试电能量电费；

$Q_{\text{调试}}^{\text{放电}}$ 为独立储能放电的月度调试电量；

$P_{\text{调试}}$ 为独立储能的调试电量价格，独立储能调试价格同政府文件规定一致。

（1）独立储能放电实时市场电能量电费

独立储能放电的实际上网电量（不含调试电量）与实时市场系统电价计算实时市场放电电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{实时}}^{\text{放电}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{上网},t}^{\text{放电}} \times P_{\text{实时系统},t})$$

式中：

$R_{\text{实时}}^{\text{放电}}$ 为独立储能放电结算单元的实时市场电能量电费；

$Q_{\text{上网},t}^{\text{放电}}$ 为 t 时段独立储能的放电结算单元实际上网电量（不含调试电量）；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段的省内实时市场系统电价。

（2）独立储能放电中长期差价合约电能量电费

独立储能放电中长期合约电量按照对应的合约电价与中长期结算参考点现货电价价差计算独立储能放电中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{中长期合约}}^{\text{放电}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{中长期合约},t}^{\text{放电}} \times (P_{\text{中长期合约},t} - P_{\text{中长期结算参考点},t}))$$

式中：

$R_{\text{中长期合约}}^{\text{放电}}$ 为独立储能放电结算单元的中长期差价合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期合约},t}^{\text{放电}}$ 为 t 时段独立储能放电结算单元中长期合约电量；

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为 t 时段的独立储能放电结算单元中长期合约的价格；

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为 t 时段中长期结算参考点现货电价，现阶段为省内实时市场系统电价。

（3）独立储能放电调平电费

独立储能放电月度实际放电电量（不含调试）与现货日清分放电电量（不含调试）累计值之间的差量按照实时市场月度加权均价计算调平电费，计算公式如下：

$$R_{\text{调平储能}}^{\text{放电}} = Q_{\text{调平储能}}^{\text{放电}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中：

$R_{\text{调平储能}}^{\text{放电}}$ 为独立储能放电结算单元的调平电费；

$Q_{\text{调平储能}}^{\text{放电}}$ 为独立储能放电结算单元月度实际放电电量（不含调试）与现货市场日清分放电电量（不含调试）累计值之差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为实时市场月度加权均价。

5.3.6.2 独立储能充电电能量电费

独立储能充电作为批发用户时电能量电费包含实时市场电能量电费、中长期差价合约电能量电费、调平电费等，计算公式如下：

$$C^{\text{充电}} = C_{\text{实时}}^{\text{充电}} + C_{\text{中长期合约}}^{\text{充电}} + C_{\text{调平储能}}^{\text{充电}}$$

式中：

$C^{\text{充电}}$ 为独立储能充电结算单元的电能量电费；

$C_{\text{实时}}^{\text{充电}}$ 为独立储能充电结算单元的实时市场电能量电费；

$C_{\text{中长期合约}}^{\text{充电}}$ 为独立储能充电结算单元的中长期差价合约电能量电费；

$C_{\text{调平储能}}^{\text{充电}}$ 为独立储能充电结算单元的调平电费。

（1）独立储能充电实时市场电能量电费

独立储能充电的实际充电量与实时市场系统电价计算实时市场充电电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{实时}}^{\text{充电}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{实际},t}^{\text{充电}} \times P_{\text{实时系统},t})$$

式中：

$C_{\text{实时}}^{\text{充电}}$ 为独立储能充电结算单元的实时市场电能量电费；

$Q_{\text{实际},t}^{\text{充电}}$ 为 t 时段独立储能的充电结算单元实际充电量；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段省内实时市场系统电价。

（2）独立储能充电中长期差价合约电能量电费

独立储能充电中长期合约电量按照对应的合约电价与中长期结算参考点现货电价价差计算独立储能充电中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{中长期合约}}^{\text{充电}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{中长期合约},t}^{\text{充电}} \times (P_{\text{中长期合约},t} - P_{\text{中长期结算参考点},t}))$$

式中：

$C_{\text{中长期合约}}^{\text{充电}}$ 为独立储能充电结算单元的中长期差价合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期合约},t}^{\text{充电}}$ 为 t 时段独立储能充电结算单元中长期合约电量；

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为 t 时段的独立储能充电结算单元中长期合约的价格；

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为 t 时段中长期结算参考点现货电价，现阶段为省内实时市场系统电价。

(3) 独立储能充电调平电费

独立储能充电月度实际充电电量与现货日清分充电电量累计值之间的差量按照实时市场月度加权均价计算调平电费，计算公式如下：

$$C_{\text{调平储能}}^{\text{充电}} = Q_{\text{调平储能}}^{\text{充电}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中：

$C_{\text{调平储能}}^{\text{充电}}$ 独立储能充电结算单元的调平电费；

$Q_{\text{调平储能}}^{\text{充电}}$ 独立储能充电结算单元月度实际充电电量与现货日清分充电电量累计值之差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为实时市场月度加权均价。

5.3.7 虚拟电厂电能量电费

负荷类虚拟电厂作为用电侧主体参与交易，其结算方式参照售电公司；发电类虚拟电厂作为发电侧主体参与交易，其结算方式参照发电企业。

5.3.7.1 发电类虚拟电厂电能量电费

发电类虚拟电厂放电电能量电费包含实时市场电能量电费、中长期差价合约电能量电费、调平电费等，计算公式如下：

$$R^{\text{放电}} = R_{\text{实时}}^{\text{放电}} + R_{\text{中长期合约}}^{\text{放电}} + R_{\text{调平虚拟电厂}}^{\text{放电}}$$

式中：

$R^{\text{放电}}$ 为虚拟电厂放电结算单元的电能量电费；

$R_{\text{实时}}^{\text{放电}}$ 为虚拟电厂放电结算单元的实时市场电能量电费；

$R_{\text{中长期合约}}^{\text{放电}}$ 为虚拟电厂放电结算单元的中长期差价合约电能量电费；

$R_{\text{调平虚拟电厂}}^{\text{放电}}$ 为虚拟电厂放电结算单元的调平电费。

(1) 发电类虚拟电厂实时市场电能量电费

发电类虚拟电厂放电的实际上网电量与省内实时市场系统电价计算实时市场放电电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{实时}}^{\text{放电}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{上网},t}^{\text{放电}} \times P_{\text{实时系统},t})$$

式中：

$R_{\text{实时}}^{\text{放电}}$ 为虚拟电厂放电结算单元的实时市场电能量电费；

$Q_{\text{上网},t}^{\text{放电}}$ 为 t 时段虚拟电厂的放电结算单元实际上网电量；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段的省内实时市场系统电价。

(2) 发电类虚拟电厂中长期差价合约电能量电费

发电类虚拟电厂放电中长期合约电量按对应的合约电价与

中长期结算参考点现货电价价差计算虚拟电厂放电中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

$$R_{\text{中长期合约}}^{\text{放电}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{中长期合约},t}^{\text{放电}} \times (P_{\text{中长期合约},t} - P_{\text{中长期结算参考点},t}))$$

式中：

$R_{\text{中长期合约}}^{\text{放电}}$ 为虚拟电厂放电结算单元的中长期差价合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期合约},t}^{\text{放电}}$ 为 t 时段虚拟电厂放电结算单元中长期合约电量；

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为 t 时段虚拟电厂放电结算单元的中长期合约价格；

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为 t 时段中长期结算参考点现货电价，现阶段为省内实时市场系统电价。

(3) 发电类虚拟电厂调平电费

发电类虚拟电厂月度实际上网电量与现货日清分上网电量累计值之间的差量按照实时市场月度加权均价计算调平电费，计算公式如下：

$$R_{\text{调平虚拟电厂}}^{\text{放电}} = Q_{\text{调平虚拟电厂}}^{\text{放电}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中：

$R_{\text{调平虚拟电厂}}^{\text{放电}}$ 为虚拟电厂放电结算单元的调平电费；

$Q_{\text{调平虚拟电厂}}^{\text{放电}}$ 为虚拟电厂放电结算单元月度实际上网电量与现货日清分上网电量累计值之差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为实时市场月度加权均价。

5.3.7.2 负荷类虚拟电厂电能量电费

负荷类虚拟电厂用电电能量电费包含实时市场电能量电费、中长期差价合约电能量电费、调平电费等，计算公式如下：

$$C_{\text{用电}}^{\text{用电}} = C_{\text{实时}}^{\text{用电}} + C_{\text{中长期合约}}^{\text{用电}} + C_{\text{调平虚拟电厂}}^{\text{用电}}$$

式中：

$C_{\text{用电}}^{\text{用电}}$ 为虚拟电厂用电结算单元的电能量电费；

$C_{\text{实时}}^{\text{用电}}$ 为虚拟电厂用电结算单元的实时市场电能量电费；

$C_{\text{中长期合约}}^{\text{用电}}$ 为虚拟电厂用电结算单元的中长期差价合约电能量电费；

$C_{\text{调平虚拟电厂}}^{\text{用电}}$ 为虚拟电厂用电结算单元的调平电费。

(1) 负荷类虚拟电厂实时市场电能量电费

负荷类虚拟电厂用电的实际用电量与省内实时市场系统电价计算实时市场用电电能量电费，计算公式如下：

$$C_{\text{实时}}^{\text{用电}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{实际},t}^{\text{用电}} \times P_{\text{实时系统},t})$$

式中：

$C_{\text{实时}}^{\text{用电}}$ 为虚拟电厂用电结算单元的实时市场电能量电费；

$Q_{\text{实际},t}^{\text{用电}}$ 为 t 时段虚拟电厂的用电结算单元实际用电量；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段的省内实时市场系统电价。

(2) 负荷类虚拟电厂中长期差价合约电能量电费

负荷类虚拟电厂用电中长期合约（含留存电量、地县调直

调电站上网电量保障部分等)按对应的合约电价与中长期结算参考点现货电价之差计算虚拟电厂用电中长期差价合约电能量电费,计算公式如下:

$$C_{\text{中长期合约}}^{\text{用电}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{中长期合约},t}^{\text{用电}} \times (P_{\text{中长期合约},t} - P_{\text{中长期结算参考点},t}))$$

式中:

$C_{\text{中长期合约}}^{\text{用电}}$ 为虚拟电厂用电结算单元的中长期差价合约电能量电费;

$Q_{\text{中长期合约},t}^{\text{用电}}$ 为 t 时段虚拟电厂用电结算单元中长期合约电量(含留存电量、地县调直调电站上网电量保障部分等);

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为 t 时段虚拟电厂用电结算单元的中长期合约价格;

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为 t 时段中长期结算参考点现货电价,现阶段为省内实时市场系统电价。

(3) 负荷类虚拟电厂调平电费

负荷类虚拟电厂月度实际用电量与现货日清分用电量累计值之间的差量按照实时市场月度加权均价计算调平电费,计算公式如下:

$$C_{\text{调平虚拟电厂}}^{\text{用电}} = Q_{\text{调平虚拟电厂}}^{\text{用电}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中:

$C_{\text{调平虚拟电厂}}^{\text{用电}}$ 为虚拟电厂用电结算单元的调平电费;

$Q_{\text{调平虚拟电厂}}^{\text{用电}}$ 为虚拟电厂用电结算单元月度实际用电量与现货日

清分用电量累计值之差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为实时市场月度加权均价。

5.4 新能源机制电量电费

新能源发电项目机制电量按月计算，当月度实际上网电量（不含调试）低于月度机制电量规模时，按实际上网电量结算，剩余的机制电量规模在后续月份内滚动清算，计算公式如下：

$$R_{\text{机制}} = Q_{\text{机制}} \times (P_{\text{机制电价}} - P_{\text{同类型实时月度加权}})$$

$$Q_{\text{机制}} = \text{Min}(Q_{\text{实际上网}}, Q_{\text{月度机制}})$$

$$Q_{\text{月度机制}} = Q_{\text{当月分解机制电量}} + Q_{\text{滚动机制电量}}$$

式中：

$R_{\text{机制}}$ 为新能源项目机制电量差价电费；

$Q_{\text{机制}}$ 为发电企业月度机制结算电量；

$Q_{\text{实际上网}}$ 为新能源项目月度实际上网电量（不含调试）；

$Q_{\text{月度机制}}$ 为新能源项目当月的机制电量规模，包含当月分解的机制电量规模部分以及纳入当月滚动执行的机制电量规模部分；

$Q_{\text{当月分解机制电量}}$ 为新能源项目当月分解的机制电量规模；

$Q_{\text{滚动机制电量}}$ 为新能源项目往月分解的机制电量规模超出月度实际上网电量部分，滚动到当月执行的部分；

$P_{\text{机制电价}}$ 为新能源项目机制电价，按政府公开机制电价政策

文件执行；

$P_{\text{同类型实时月度加权}}$ 为同类型（分风电、光伏）项目实时市场月度加权均价。

5.5 网间电费结算

5.5.1 地方电网下主网电费结算

省内电网企业间的市场电费结算，按照以下原则开展。

（1）当月度地方电网企业网内用户市场电量小于地方电网企业下主网工商业电量时，预结算按照地方电网每月最后一次报送的工商业电量、居民农业电量比例计算；清算按照实际工商业电量、居民农业电量计算。

（2）当月度地方电网企业网内用户市场电量小于地方电网企业下主网电量、大于地方电网企业下主网工商业电量时，预结算按市场用户电量、代理工商业购电量、居民农业电量依序计算；清算按照实际市场用户电量、代理工商业购电量、居民农业电量计算。

（3）当月度地方电网企业网内用户市场电量大于地方电网企业下主网电量时，差额电量作为地方电网上主网电量、按实时市场月度加权均价结算。地方电网企业市场结算电费包含地方电网网内直接参与电力市场购电的用户市场电费与差额电量电费，其中差额电费纳入省内差额资金计算，计算公式如下：

$$C_{\text{地方电网与主网市场结算费用}} = \sum C_{\text{地方电网网内用户市场电量电费}} - C_{\text{地方电网上主网差额}}$$

$$C_{\text{地方电网上主网差额}} = \text{Max}(0, (Q_{\text{地方电网网内用户市场电量}} - Q_{\text{地方电网企业下主网电量}})) \\ \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中：

$C_{\text{地方电网与主网结算费用}}$ 为地方电网与主网市场结算费用；

$\sum C_{\text{地方电网网内用户市场电量电费}}$ 为地方电网网内用户市场结算总费用；

$C_{\text{地方电网上主网差额}}$ 为地方电网上主网差额电量电费；

$Q_{\text{地方电网网内用户市场电量}}$ 为地方电网网内用户市场化结算的电量；

$Q_{\text{地方电网下主网电量}}$ 为地方电网下主网的电量；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为实时市场月度加权均价。

5.5.2 地方电网上主网电费结算

地方电网余电上网电量按照上网所在并网点实时市场出清价格（暂为省内实时市场系统电价）结算，计算公式如下：

$$C_{\text{地方电网余电上网}} = \sum_{t=1}^T (Q_{\text{地方电网余电上网},t} \times P_{\text{实时出清},t})$$

式中：

$C_{\text{地方电网余电上网}}$ 为地方电网余电上网电量电费；

$Q_{\text{地方电网余电上网},t}$ 为 t 时段地方电网余电上网电量；

$P_{\text{实时出清},t}$ 为 t 时段地方电网余电上网电量所在并网点实时市场出清价格（暂为省内实时市场系统电价）。

5.6 市场运营费用管理

5.6.1 市场补偿类费用

若燃煤机组在电能量市场中的收益不能覆盖机组发电产生的运行成本（含启动成本、最小可调出力成本和电能量成

本），则对其进行运行成本补偿。5—10月按月补偿，1—4月、11—12月按日补偿。

（1）1—4月、11—12月机组运行成本补偿费用

1—4月、11—12月，燃煤机组运行成本补偿费用按日计算，根据机组运行日启动成本费用、最小可调出力成本费用、电能量成本费用与燃煤机组现货市场收益的差额进行计算，差额为负时不进行补偿，计算公式如下：

$$R_{\text{运行成本补偿},i,d} = \text{Max}(R_{\text{启动},i,d} + R_{\text{最小可调出力},i,d} + R_{\text{电能量成本},i,d} - R_{\text{运行收益},i,d}, 0)$$

式中：

$R_{\text{运行成本补偿},i,d}$ 为机组 d 日应获得的运行成本补偿费用；

$R_{\text{启动},i,d}$ 为机组在 d 日的启动成本费用；

$R_{\text{最小可调出力},i,d}$ 为机组在 d 日的最小可调出力成本费用；

$R_{\text{电能量成本},i,d}$ 为机组在 d 日的电能量成本费用；

$R_{\text{运行收益},i,d}$ 为 d 日燃煤机组的运行收益。

（2）5—10月机组运行成本补偿费用

5—10月，燃煤机组运行成本补偿费用按月计算，根据月度机组运行启动成本费用、最小可调出力成本费用、电能量成本费用与月度燃煤机组运行收益的差额进行计算，差额为负时不进行补偿，计算公式如下：

$$R_{\text{运行成本补偿},i,m} = \text{Max}(\sum_{d=1}^D (R_{\text{启动},i,d} + R_{\text{最小可调出力},i,d} + R_{\text{电能量成本},i,d}) - R_{\text{运行收益},i,m}, 0)$$

式中：

$R_{\text{运行成本补偿},i,m}$ 为机组 m 月应获得的运行成本补偿费用；

$R_{\text{运行收益},i,m}$ 为 m 月燃煤机组的运行收益。

5.6.1.1 机组成本费用计算

(1) 机组启动成本费用计算

启动成本费用分为正常启动成本费用和中止启动成本费用。

1) 正常启动成本费用，根据机组启动状态（冷态/温态/热态）和日前市场申报的启动费用进行计算。发电机组实际的启动状态根据调度自动化系统记录的停机时间和预计并网时间信息进行认定。日前机组组合确定的增开机组或调度日内增调开机的燃煤机组的启动费用纳入正常启动成本费用计算，以下情况机组开机产生的启动费用不纳入计算：①并网时间滞后被纳入非计划停运管理；②启动过程中发生 2 次及以上跳闸；③因自身调试需要启动；④正常运行过程中发生非计划停运后的下一次启动等。

2) 中止启动成本费用，指机组在开机过程中因系统运行、清洁能源消纳等原因需要中止开机，自点火后产生的费用。根据运行日预计并网时间、点火时间以及中止开机调度指令下达时间的关系进行计算。

启动成本费用计算公式如下：

$$R_{\text{启动},d} = P_{\text{启动}} \times K_{\text{启动}}$$

式中：

$R_{启动,d}$ 为机组在运行日的启动成本费用;

$P_{启动}$ 为机组在运行日冷、温、热态启动对应的启动费用;

$K_{启动}$ 为机组的启动费用计算系数, 正常开机的燃煤机组, $K_{启动}$ 取值为 1; 若机组在开机过程中因系统运行、清洁能源消纳等原因由调度机构安排中止启动, 当调度通知中止启动时间在机组允许点火时间 (机组允许点火时间为理论点火时间提前 1 小时, 理论点火时间根据机组冷态、温态、热态点火至并网的时间和运行日预计并网时间推导得出, 下同) 之前时, $K_{启动}$ 取值为 0; 当调度通知中止启动时间在机组允许点火时间之后时, $K_{启动}$ 为调度机构通知中止启动时间与点火时间 (取机组允许点火时间和汇报点火时间二者中较晚时间, 下同) 的时间间隔与点火时间到预计并网时间所需时间间隔的比值。

(2) 机组最小可调出力成本费用计算

机组的最小可调出力成本费用根据其并网运行时间 (需扣除机组开停机过程中上网电量小于最小可调出力对应电量的时段和调试时段) 和日前市场申报的最小可调出力费用计算, 计算公式如下:

$$R_{最小可调出力,d} = C_{最小可调出力} \times H_{运行,d}$$

式中:

$R_{最小可调出力,d}$ 为机组在运行日的最小可调出力成本费用;

$C_{最小可调出力成本}$ 为机组在日前市场申报的最小可调出力费用;

$H_{运行,d}$ 为机组在运行日的总并网运行小时数, 需扣除机组

开停机过程中上网电量小于最小可调出力对应电量的时段和调试时段。

(3) 机组电能量成本费用计算

机组的电能量成本费用根据其核定成本（或报价）和每 15 分钟实际上网电量（扣除最小可调出力对应的上网电量）进行计算，计算公式如下：

$$R_{\text{电能量成本},d} = \sum_{t \in U} \text{Min}(R_{\text{核定成本},t}, R_{\text{报价成本},t})$$

$$R_{\text{核定成本},t} = \text{Max}(P_{\text{核定成本},m} \times (Q_{\text{实际上网},t} - Q_{\text{最小可调出力},t}), 0)$$

$$R_{\text{报价成本},t} = \text{Max}(\int_{P_{\text{最小可调},t}}^{P_{\text{实际上网},t}} C_{\text{报价曲线}} dP \times 0.25, 0)$$

$R_{\text{电能量成本},d}$ 为机组在运行日的电能量成本费用；

$R_{\text{核定成本},t}$ 为机组在 t 时段的核定电能量成本费用；

$R_{\text{报价成本},t}$ 为机组在 t 时段的报价成本费用；

$P_{\text{核定成本},m}$ 为机组在 m 月的政府核定成本价格；

$Q_{\text{实际上网},t}$ 为机组在 t 时段的实际上网电量；

$P_{\text{最小可调},t}$ 为机组在 t 时段的最小可调出力；

$Q_{\text{最小可调出力},t}$ 为机组在 t 时段最小可调出力对应的上网电量；

$P_{\text{实际上网},t}$ 为机组在 t 时段的实际上网电量对应的平均上网电力；

$C_{\text{报价曲线}}$ 为机组的报价曲线；

U 为机组在运行日的并网运行时段的集合，不含调试时段。

煤电机组电能量核定成本标准计算公式如下：

$$P_{\text{核定成本},m} = P_{\text{固定成本}} + P_{\text{变动成本},m}$$

$$P_{\text{固定成本}} = (P_{\text{容量电价标准}} \times (1 - \alpha) \times D_{\text{装机容量}} + R_{\text{安全生产费用}}) / Q_{\text{预计上网电量}}$$

$$P_{\text{变动成本},m} = P_{\text{入厂煤价},m-1} \times \beta_{\text{煤耗率},m-1} / (1 - \gamma_{\text{煤损}})$$

式中：

$P_{\text{核定成本},m}$ 为全省煤电机组 m 月的电能量核定成本标准；

$P_{\text{固定成本}}$ 为全省煤电机组的固定成本标准；

$P_{\text{变动成本},m}$ 为全省煤电机组 m 月的变动成本标准；

$Q_{\text{预计上网电量}}$ 为全省 2025 年 12 月前已投运煤电机组的 2026 年预计全年上网电量，根据全省电力电量供需平衡方案及节能调度优先电量规模计划确定；

$P_{\text{容量电价标准}}$ 为国家规定的煤电机组容量电价标准；

α 为容量电价回收固定成本比例；

$D_{\text{装机容量}}$ 为省级能源主管部门认定的合规在运、满足能耗环保和灵活调节能力等要求，且符合我省电力市场准入条件在 2025 年 12 月前投运的公用煤电机组装机容量；

$R_{\text{安全生产费用}}$ 为全省 2025 年 12 月前投运的煤电企业按规定提取的安全生产费；

$P_{\text{入厂煤价},m-1}$ 为全省煤电企业 $m-1$ 月（上月，下同）的电煤入厂加权均价；

$\beta_{\text{煤耗率},m-1}$ 为全省煤电企业 $m-1$ 月的加权平均供电煤耗率；

$\gamma_{\text{煤损}}$ 为全省煤电企业堆煤平均损耗率，暂为 4%。

5.6.1.2 机组收益费用计算

(1) 1—4 月、11—12 月机组收益费用

1—4 月、11—12 月，燃煤机组运行收益按日计算，计算公式如下：

$$R_{\text{运行收益},i,d} = \sum_{t=1}^T (P_{\text{实时系统},t} \times Q_{\text{实际上网},i,t})$$

式中：

$R_{\text{运行收益},i,d}$ 为 d 日燃煤机组的运行收益；

$Q_{\text{实际上网},i,t}$ 为 t 时段机组的实际上网电量（不含调试电量）；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段省内实时市场系统电价。

(2) 5—10 月机组收益费用

5—10 月，燃煤机组运行收益按月计算，计算公式如下：

$$R_{\text{运行收益},i,m} = \sum_{t=1}^T (P_{\text{实时系统},t} \times Q_{\text{实际上网},i,t}) + \sum_{t=1}^T (Q_{\text{取小后的年度签约电量},i,t} \times (\text{Max}(P_{\text{年度交易合约价格},i,t}, P_{\text{年度集中交易均价},t}) - P_{\text{实时系统},t}))$$

$$Q_{\text{取小后的年度签约电量},i,t} = \omega \times Q_{\text{年度分月签约},i,t}$$

$$\omega = \text{Min}(Q_{\text{年度高比例签约},i,m}, Q_{\text{年度分月签约},i,m}) / Q_{\text{年度分月签约},i,m}$$

式中：

$R_{\text{运行收益},i,m}$ 为 m 月燃煤机组的运行收益；

$Q_{\text{实际上网},i,t}$ 为 t 时段机组的实际上网电量（不含调试电量）；

$Q_{\text{取小后的年度签约电量},i,t}$ 为 t 时段燃煤机组取小后的年度签约电量；

$P_{\text{年度交易合约价格},i,t}$ 为 t 时段该燃煤机组中长期年度交易合约价

格；

$P_{\text{年度集中交易均价},t}$ 为 t 时段年度中长期交易集中交易均价；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段省内实时市场系统电价；

ω 为 m 月燃煤机组年度高比例签约要求最低电量与年度中长期交易签约电量取小后，与年度中长期交易签约电量的比值；

$Q_{\text{年度分月签约},i,t}$ 为 t 时段燃煤机组年度中长期交易签约电量；

$Q_{\text{年度高比例签约},i,m}$ 为 m 月燃煤机组年度高比例签约要求最低电量；

$Q_{\text{年度分月签约},i,m}$ 为 m 月燃煤机组年度中长期交易签约电量。

5.6.1.3 补偿费用分摊方式

机组运行成本补偿费用按月计算，由发、用两侧按当月电量比例分摊，市场发电主体按月度上网电量（网调电厂为留川电量，不含燃煤火电、分布式光伏、分散式风电），全省工商业用户（不含藏区留存电量、国网四川电力原低价区当地地县调直调电站保障电量、地方电网供区内电源保障电量）按用电量比例进行分摊。

5.6.2 市场调节考核类费用

5.6.2.1 年度高比例签约考核

经营主体应按《四川省 2026 年电力市场交易总体方案》高比例签约要求完成签约。年度中长期交易各月签约不足部分电量，按照年度中长期交易该月常规直购集中交易均价的 60% 支

付考核费用，考核费用纳入当年1月结算依据中。

(1) 费用计算

1) 燃煤火电机组年度高比例签约考核

燃煤火电机组5—10月分月签约电量不得低于其当年对应月份预计上网电量的60%，1—4月、11—12月分月签约电量不得低于其当年对应月份预计上网电量的80%，签约不足部分电量按年度中长期交易该月常规直购集中交易均价的60%进行考核，计算公式如下：

$$R_{\text{燃煤火电年度高比例考核}} = \sum_{m=1}^M (\text{Max}(0, (Q_{\text{对应月预计上网},m} \times \kappa_1 - Q_{\text{年度分月签约},m})) \times P_{\text{年度集中交易均价},m} \times 0.6)$$

式中：

$R_{\text{燃煤火电年度高比例考核}}$ 为燃煤火电机组年度高比例签约考核费用；

$Q_{\text{年度分月签约},m}$ 为 m 月燃煤火电机组年度中长期交易签约电量；

$Q_{\text{对应月预计上网},m}$ 为当年对应 m 月预计上网电量；

κ_1 为燃煤火电机组年度高比例签约考核比例，其中5—10月为60%，其他月份为80%；

$P_{\text{年度集中交易均价},m}$ 为 m 月年度中长期常规直购集中交易均价。

2) 水电年度高比例签约考核

水电5—10月分月签约电量（含留存电量、不含优先发电计划电量）不得低于其近三年对应月份平均上网电量扣减其2026年年度省间交易电量及优先发电计划电量后70%，1—4

月、11—12 月分月签约电量不得低于其近三年对应月份（其中，12 月取 2022、2023、2024 年 12 月电量）平均上网电量扣减其 2026 年年度省间交易电量及优先发电计划电量后 75%（季调节及以上水库电站为 80%），签约不足部分电量按年度中长期交易该月常规直购集中交易均价的 60%进行考核，计算公式如下：

$$R_{\text{水电年度高比例考核}} = \sum_{m=1}^M (\text{Max}(0, (Q_{\text{对应月上网电量扣减},m} \times \kappa_2 - Q_{\text{年度分月签约},m})) \times P_{\text{年度集中交易均价},m} \times 0.6)$$

$$Q_{\text{对应月上网电量扣减},m} = Q_{\text{对应月平均上网电量},m} - Q_{\text{省间交易},m} - Q_{\text{优先计划},m}$$

式中：

$R_{\text{水电年度高比例考核}}$ 为水电年度高比例签约考核费用；

$Q_{\text{对应月上网电量扣减},m}$ 为 m 月近三年对应月份（新投电厂投运前月份不纳入计算）平均上网电量（不含调试电量）扣减其 2026 年年度省间交易电量及优先发电计划电量；

κ_2 为水电年度高比例签约考核比例，其中 5—10 月为 70%，其他月份为 75%（季调节及以上水库电站为 80%）；

$Q_{\text{年度分月签约},m}$ 为 m 月水电年度中长期交易签约电量（含留存电量、不含优先发电计划电量）；

$P_{\text{年度集中交易均价},m}$ 为 m 月年度中长期常规直购集中交易均价；

$Q_{\text{对应月平均上网电量},m}$ 为 m 月近三年对应月份平均上网电量（不含调试电量）；

$Q_{\text{省间计划},m}$ 为 m 月 2026 年年度省间交易电量；

$Q_{\text{优先计划},m}$ 为 m 月 2026 年优先发电计划电量。

3) 批发市场用户年度高比例签约考核

批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂分月签约电量（含省间绿电 PPA、留存电量、地县调直调电站上网电量保障部分）不得低于上一年度对应月份用电量（其中，12 月取 2024 年对应月电量）60%，其中售电公司、负荷类虚拟电厂分月电量为其代理零售用户总用电量，签约不足部分电量按年度中长期交易该月常规直购集中交易均价的 60% 进行考核。年度月用电有重大变化的，经市（州）主管部门认定后，按预计月用电量计算年度高比例签约考核费用。用户应在 1 月底前向市（州）主管部门申请。计算公式如下：

$$C_{\text{批发市场用户年度高比例考核}} = \sum_{m=1}^M (\text{Max}(0, (Q_{\text{对应月用电量},m} \times \kappa_3 - Q_{\text{年度分月签约},m})) \times P_{\text{年度集中交易均价},m} \times 0.6)$$

式中：

$C_{\text{批发市场用户年度高比例考核}}$ 为批发市场用户年度高比例签约考核费用；

$Q_{\text{年度分月签约},m}$ 为 m 月批发市场用户年度中长期交易签约电量（含省间绿电 PPA、留存电量、地县调直调电站上网电量）；

$Q_{\text{对应月用电量},m}$ 为上一年对应 m 月用电量或代理零售用户的总用电量（新用户投运前月份不纳入计算）；

κ_3 为批发市场用户年度高比例签约考核比例，包含批发用户（不含独立储能）、售电公司、负荷类虚拟电厂比例系数为 60%；

$P_{\text{年度集中交易均价},m}$ 为 m 月年度中长期常规直购集中交易均价。

（2）返还方式

发电侧实收考核费用由批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂按照其年度交易对应月份成交电量占比分享。用电侧实收考核费用由水电、燃煤火电按照其年度交易对应月份成交电量占比分享。

5.6.2.2 中长期超缺额收益回收

（1）发电侧中长期签约缺额（超额）偏差收益回收

1) 发电侧中长期签约缺额偏差收益回收

当市场发电主体全月分时段省内中长期市场签约合约电量（不含与电网企业签订的机制电量合约）不足其自身对应时段上网电量（扣除机制结算电量）分时扣除省间结算电量、调试电量、优先电量后的 α_1 ，不足部分按全月该时段的实时市场月度分时加权均价和省内中长期月度月内常规直购集中交易分时均价的价差的 λ 倍进行偏差收益回收，偏差收益为负时该时段不回收，计算公式如下：

$$\rho_1 = (Q_{\text{月度实际上网},i} - Q_{\text{机制},i}) / \sum_{t=1}^T Q_{\text{实际上网},i,t}$$

$$Q_{\text{实际上网},i,t} = \sum_{d=1}^D Q_{\text{实际上网},i,d,t}$$

$$Q_{\text{扣减机制后的上网电量},i,t} = \rho_1 \times Q_{\text{实际上网},i,t}$$

$$Q_{\text{上网扣减},i,t} = Q_{\text{扣减机制后的上网电量},i,t} - Q_{\text{省间结算},i,t} - Q_{\text{调试},i,t} - Q_{\text{优先},i,t}$$

$$Q_{\text{省内合约},i,t} = \sum_{d=1}^D Q_{\text{省内合约},i,d,t}$$

当 $Q_{\text{省内合约},i,t} < Q_{\text{上网扣减},i,t} \times \alpha_1$ 时，

$$R_{\text{发电侧中长期缺额},i,t} = (Q_{\text{上网扣减},i,t} \times \alpha_1 - Q_{\text{省内合约},i,t}) \times \text{Max}(0, (P_{\text{实时分时加权},t} - P_{\text{月度月内集中交易分时均价},t})) \times \lambda$$

式中：

ρ_1 为市场发电主体月度实际上网电量扣除机制结算电量后与月累计的日分时上网电量的比例；

$Q_{\text{月度实际上网},i}$ 为市场发电主体月度实际上网电量（网调电厂为留川电量）；

$Q_{\text{机制},i}$ 为市场发电主体月度机制结算电量；

$Q_{\text{实际上网},i,t}$ 为市场发电主体全月 t 时段上网电量（网调电厂为留川电量）；

$Q_{\text{实际上网},i,d,t}$ 为市场发电主体分日 t 时段上网电量（网调电厂为留川电量）；

$Q_{\text{扣减机制后的上网电量},i,t}$ 为市场发电主体扣减机制结算电量后的全月 t 时段电量；

$Q_{\text{上网扣减},i,t}$ 为市场发电主体扣减机制结算电量后的全月 t 时段电量扣除对应时段省间结算电量、调试电量、优先电量；

$Q_{\text{省间结算},i,t}$ 为市场发电主体全月 t 时段的省间结算电量（含应急电量）；

$Q_{\text{调试},i,t}$ 为市场发电主体全月 t 时段的调试电量；

$Q_{\text{优先},i,t}$ 为市场发电主体全月 t 时段的优先电量；

$Q_{\text{省内合约},i,t}$ 为市场发电主体全月 t 时段省内中长期合约电量（含留存电量、地方协议补偿电量，不含优先电量）；

$Q_{\text{省内合约},i,d,t}$ 为市场发电主体分日 t 时段省内中长期合约电量（含留存电量、地方协议补偿电量，不含优先电量）；

$P_{\text{月度月内集中交易分时均价},t}$ 为全月 t 时段的省内中长期月度月内常规直购集中交易分时均价；

$P_{\text{实时分时加权},t}$ 为全月 t 时段的实时市场月度分时加权均价；

$R_{\text{发电侧中长期缺额},i,t}$ 为市场发电主体全月 t 时段中长期签约缺额偏差收益回收费用，偏差收益为负时该时段不回收；

α_1 为发电侧中长期缺额收益回收比例，其中集中式新能源、燃煤火电、水电比例系数为 85%、发电类虚拟电厂比例系数为 75%；

λ 为中长期超缺额收益回收考核系数，暂定为 1.1。

2) 发电侧中长期签约超额偏差收益回收

当市场发电主体全月分时段省内中长期市场签约合约电量（不含与电网企业签订的机制电量合约）超过其自身对应时段上网电量（扣减机制结算电量）分时扣除省间结算电量、调试

电量、优先电量后的 α_2 ，超过部分按省内中长期月度月内常规直购集中交易均价和实时市场月度加权均价的价差的 λ 倍进行偏差收益回收，偏差收益为负时该时段不回收，计算公式如下：

$$\rho_1 = (Q_{\text{月度实际上网},i} - Q_{\text{机制},i}) / \sum_{t=1}^T Q_{\text{实际上网},i,t}$$

$$Q_{\text{实际上网},i,t} = \sum_{d=1}^D Q_{\text{实际上网},i,d,t}$$

$$Q_{\text{扣减机制后的上网电量},i,t} = \rho_1 \times Q_{\text{实际上网},i,t}$$

$$Q_{\text{上网扣减},i,t} = Q_{\text{扣减机制后的上网电量},i,t} - Q_{\text{省间结算},i,t} - Q_{\text{调试},i,t} - Q_{\text{优先},i,t}$$

$$Q_{\text{省内合约},i,t} = \sum_{d=1}^D Q_{\text{省内合约},i,d,t}$$

当 $Q_{\text{省内合约},i,t} > Q_{\text{上网扣减},i,t} \times \alpha_2$ 时，

$$R_{\text{发电侧中长期超额},i,t} = (Q_{\text{省内合约},i,t} - Q_{\text{上网扣减},i,t} \times \alpha_2) \times \text{Max}(0, (P_{\text{月度月内集中交易分时均价},t} - P_{\text{实时分时加权},t})) \times \lambda$$

式中：

ρ_1 为市场发电主体月度实际上网电量扣除机制结算电量后与月累计的日分时上网电量的比例；

$Q_{\text{月度实际上网},i}$ 为市场发电主体月度实际上网电量（网调电厂为留川电量）；

$Q_{\text{机制},i}$ 为市场发电主体月度机制结算电量；

$Q_{\text{实际上网},i,t}$ 为市场发电主体全月 t 时段上网电量（网调电厂为留川电量）；

$Q_{\text{实际上网},i,d,t}$ 为市场发电主体分日 t 时段上网电量（网调电厂为留川电量）；

$Q_{\text{扣减机制后的上网电量},i,t}$ 为市场发电主体扣减机制结算电量后的全月 t 时段电量；

$Q_{\text{上网扣减},i,t}$ 为市场发电主体扣减机制结算电量后的全月 t 时段电量扣除对应时段省间结算电量、调试电量、优先电量；

$Q_{\text{省间结算},i,t}$ 为市场发电主体全月 t 时段的省间结算电量（含应急电量）；

$Q_{\text{调试},i,t}$ 为市场发电主体全月 t 时段的调试电量；

$Q_{\text{优先},i,t}$ 为市场发电主体全月 t 时段的优先电量；

$Q_{\text{省内合约},i,t}$ 为市场发电主体全月 t 时段省内中长期合约电量（含留存电量、地方协议补偿电量，不含优先电量）；

$Q_{\text{省内合约},i,d,t}$ 为市场发电主体分日 t 时段省内中长期合约电量（含留存电量、地方协议补偿电量，不含优先电量）；

$P_{\text{月度省内集中交易分时均价},t}$ 为全月 t 时段的省内中长期月度省内常规直购集中交易分时均价；

$P_{\text{实时分时加权},t}$ 为全月 t 时段的实时市场月度分时加权均价；

$R_{\text{发电侧中长期超额},i,t}$ 为市场发电主体全月 t 时段中长期签约超额偏差收益回收费用，偏差收益为负时该时段不回收；

α_2 为发电侧中长期超额收益回收比例，其中燃煤火电、水电、集中式新能源为 115%，发电类虚拟电厂为 125%；

λ 为中长期签约缺额（超额）偏差收益回收惩罚系数，暂定为 1.1。

3) 返还方式

收取的中长期签约偏差收益回收费用按当月批发用户、售电公司及负荷类虚拟电厂用电量占比进行返还。

(2) 用电侧中长期签约缺额（超额）偏差收益回收

1) 用电侧中长期签约缺额偏差收益回收

当用电主体全月分时段中长期合约电量不足其自身对应时段实际用电量的 α_3 ，不足部分按全月该时段省内中长期月度月内常规直购集中交易均价和现货实时市场均价的价差的 λ 倍进行偏差收益回收，偏差收益为负时该时段不回收，计算公式如下：

$$\rho_2 = Q_{\text{月度实际用电},j} / \sum_{t=1}^T Q_{\text{日清实际用电},j,t}$$

$$Q_{\text{日清实际用电},j,t} = \sum_{d=1}^D Q_{\text{日清实际用电},j,d,t}$$

$$Q_{\text{实际用电},j,t} = \rho_2 \times Q_{\text{日清实际用电},j,t}$$

$$Q_{\text{中长期合约},j,t} = \sum_{d=1}^D Q_{\text{中长期合约},j,d,t}$$

当 $Q_{\text{中长期合约},j,t} < Q_{\text{实际用电},j,t} \times \alpha_3$ 时，

$$C_{\text{用电侧中长期缺额},j,t} = (Q_{\text{实际用电},j,t} \times \alpha_3 - Q_{\text{中长期合约},j,t}) \times \text{Max}(0, (P_{\text{月度月内集中交易分时均价},t} - P_{\text{实时分时加权},t})) \times \lambda$$

式中：

ρ_2 为用电主体月度实际用电量与月累计的日分时用电量的比例；

$Q_{\text{月度实际用电},j}$ 为用电主体月度实际用电量；

$Q_{\text{日清实际用电},j,t}$ 为用电主体全月 t 时段日清实际用电量；

$Q_{\text{日清实际用电},j,d,t}$ 为用电主体分日 t 时段日清实际用电量；

$Q_{\text{实际用电},j,d,t}$ 为用电主体分日 t 时段实际用电量；

$Q_{\text{实际用电},j,t}$ 为用电主体全月 t 时段实际用电量；

$Q_{\text{中长期合约},j,t}$ 为用电主体全月 t 时段中长期合约电量（含留存电量、地县调直调电站上网电量保障部分、省间绿电）；

$Q_{\text{中长期合约},j,d,t}$ 为用电主体分日 t 时段省内中长期合约电量（含留存电量、地县调直调电站上网电量保障部分、省间绿电）；

$P_{\text{月度月内集中交易分时均价},t}$ 为全月 t 时段的省内中长期月度月内常规直购集中交易分时均价；

$P_{\text{实时分时加权},t}$ 为全月 t 时段的实时市场月度分时加权均价；

$C_{\text{用电侧中长期缺额},j,t}$ 为用电主体全月 t 时段中长期签约缺额偏差收益回收费用，偏差收益为负时该时段不回收；

α_3 为用电侧中长期缺额收益回收比例，其中售电公司、批发用户（不含独立储能）比例系数为 85%，负荷类虚拟电厂比例系数为 75%；

λ 为中长期签约缺额（超额）偏差收益回收惩罚系数，暂定为 1.1。

2) 用电侧中长期签约超额偏差收益回收

当用电主体全月分时段中长期合约电量超过其自身对应时段实际用电量的 α_4 ，超过部分按全月该时段对应的现货实时市场均价和省内中长期月度月内常规直购集中交易均价的价差的 λ 倍进行偏差收益回收，偏差收益为负时该时段不回收，计算公式如下：

$$\rho_2 = Q_{\text{月度实际用电},j} / \sum_{t=1}^T Q_{\text{日清实际用电},j,t}$$

$$Q_{\text{日清实际用电},j,t} = \sum_{d=1}^D Q_{\text{日清实际用电},j,d,t}$$

$$Q_{\text{实际用电},j,t} = \rho_2 \times Q_{\text{日清实际用电},j,t}$$

$$Q_{\text{中长期合约},j,t} = \sum_{d=1}^D Q_{\text{中长期合约},j,d,t}$$

当 $Q_{\text{中长期合约},j,t} > Q_{\text{实际用电},j,t} \times \alpha_4$ 时，

$$C_{\text{用电侧中长期超额},j,t} = (Q_{\text{中长期合约},j,t} - Q_{\text{实际用电},j,t} \times \alpha_4) \times \text{Max}(0, (P_{\text{实时分时加权},t} - P_{\text{月度月内集中交易分时均价},t})) \times \lambda$$

式中：

ρ_2 为用电主体月度实际用电量与月累计的日分时用电量的比例；

$Q_{\text{月度实际用电},j}$ 为用电主体月度实际用电量；

$Q_{\text{日清实际用电},j,t}$ 为用电主体全月 t 时段日清实际用电量；

$Q_{\text{日清实际用电},j,d,t}$ 为用电主体分日 t 时段日清实际用电量；

$Q_{\text{实际用电},j,d,t}$ 为用电主体分日 t 时段实际用电量；

$Q_{\text{实际用电},j,t}$ 为用电主体全月 t 时段实际用电量；

$Q_{\text{中长期合约},j,t}$ 为用电主体全月 t 时段中长期合约电量（含留存电量、地县调直调电站上网电量保障部分、省间绿电）；

$Q_{\text{中长期合约},j,d,t}$ 为用电主体分日 t 时段中长期合约电量（含留存电量、地县调直调电站上网电量保障部分、省间绿电）；

$P_{\text{月度月内集中交易分时均价},t}$ 为全月 t 时段的省内中长期月度月内常规直购集中交易分时均价；

$P_{\text{实时分时加权},t}$ 为全月 t 时段的实时市场月度分时加权均价；

$C_{\text{用电侧中长期超额},j,t}$ 为用电主体全月 t 时段中长期签约超额偏差收益回收费用，偏差收益为负时该时段不回收；

α_4 为用电侧中长期超额收益回收比例，其中售电公司、批发用户（不含独立储能）比例系数为 115%，负荷类虚拟电厂比例系数为 125%；

λ 为中长期签约缺额（超额）偏差收益回收惩罚系数，暂定为 1.1。

3) 返还方式

收取的用电侧中长期签约偏差回收费用按市场发电主体当月上网电量（网调电厂为留川电量，不含分布式光伏、分散式风电、独立储能）占比进行返还。

5.6.2.3 执行偏差考核费用

发电类经营主体（含负荷类虚拟电厂）因自身原因造成每15分钟实际上网/用电量与相应时段出清电量的偏差电量超过出清电量的允许偏差电量时，超出部分电量统计为考核电量，按四川燃煤发电基准价与当月实时现货市场出清最高价取小后与执行偏差考核系数计算执行偏差考核费用。已纳入四川“两个细则”计划曲线考核的经营主体，不再按下述原则进行考核。

（1）计算方式

$$\begin{aligned} & \text{当 } |Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{出清},t}| > Q_{\text{出清},t} \times r_{\text{允许偏差}}, \\ & R_{\text{执行偏差考核},t} = (|Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{出清},t}| - Q_{\text{出清},t} \times r_{\text{允许偏差}}) \\ & \times \text{Min}(P_{\text{出清最高价}}, P_{\text{燃煤基准}}) \times K_{\text{执行偏差考核}} \end{aligned}$$

式中：

$Q_{\text{实际},t}$ 为 t 时段经营主体实际上网/用电量（上网/用电量数据取自调度自动化系统）；

$Q_{\text{出清},t}$ 为 t 时段经营主体出清电量（ t 时段出清电量根据相邻两个时段出清结果按线性插值法确定的每分钟出清电力的积分电量累加而成）；

$R_{\text{执行偏差考核},t}$ 为 t 时段经营主体执行偏差考核费用；

$r_{\text{允许偏差}}$ 为经营主体的允许偏差率，暂定为 20%；

$P_{\text{出清最高价}}$ 为当月实时现货市场出清最高价；

$P_{\text{燃煤基准}}$ 为四川省燃煤发电基准价；

$K_{\text{执行偏差考核}}$ 为执行偏差考核系数，暂定为 2。

（2）返还方式

经营主体执行偏差考核费用用于冲抵调频市场补偿费用。

5.6.3 市场平衡类费用

5.6.3.1 外送差额资金

（1）计算公式

外送差额资金按月结算，为四川省间外送结算电费与省内外送电量结算电费间的差额。

$$R_{\text{外送差额}} = R_{\text{省间外送结算依据}} - R_{\text{省间外送收入}} - R_{\text{外送结算调平}}$$
$$R_{\text{外送结算调平}} = Q_{\text{外送调平电量}} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中：

$R_{\text{省间外送结算依据}}$ 为省间外送结算电费（含省间外送责任偏差费用），以北京电力交易中心出具的月度结算依据为准，扣减送出省输电费、应急外送分享费用；

$R_{\text{省间外送收入}}$ 为发电企业省间市场外送收入；

$R_{\text{外送结算调平}}$ 为外送结算的月度调平费用；

$Q_{\text{外送调平电量}}$ 为月度北京交易中心下发的省间关口实际外送电量与发电企业的省间外送交易电量（应急外送电量为按规则分配的电量）之差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为实时市场月度加权均价。

（2）分享或分摊方式

外送差额资金由发电企业按省间外送电量占比分享或分摊。

5.6.3.2 外购差额资金

外购差额资金按月结算，为四川省间外购结算电费与省内外购电量结算电费间的差额。

(1) 计算公式

$$\begin{aligned} C_{\text{外购差额}} &= C_{\text{外购结算}} - C_{\text{省间外购结算依据}} + C_{\text{外购结算调平}} \\ C_{\text{外购结算}} &= \sum (Q_{\text{实际外购},t} \times P_{\text{实时系统},t}) \\ &+ \sum (Q_{\text{外购成交合约},t} \times (P_{\text{外购合约交易价},t} - P_{\text{实时系统},t})) \\ C_{\text{外购结算调平}} &= Q_{\text{外购调平电量}} \times P_{\text{实时月度加权}} \end{aligned}$$

式中：

$C_{\text{省间外购结算依据}}$ 为省间外购结算电费（含应急外购、省间外购责任偏差费用）以及省间线损清算等费用，其中省间外购结算电费以北京电力交易中心出具的月度结算依据为准；

$C_{\text{外购结算}}$ 为省内市场外购电能量实际结算电费；

$C_{\text{外购结算调平}}$ 为外购结算的月度调平费用；

$Q_{\text{实际外购},t}$ 为 t 时段省间关口实际外购电量（含应急外购、不含发电企业现货外购电量）；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段的省内实时市场系统电价；

$Q_{\text{外购成交合约},t}$ 为 t 时段省内挂牌成交的外购合约电量；

$P_{\text{外购合约交易价},t}$ 为 t 时段省内挂牌成交的外购合约交易价；

$Q_{\text{外购调平电量}}$ 为北京交易中心下发的省间关口月度实际外购电量与日清分时外购电量之差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为实时市场月度加权均价。

（2）分享或分摊方式

外购差额资金按全省工商业用户（不含藏区留存电量、国网四川电力原低价区当地地县调直调电站保障电量、地方电网供区内电源保障电量）分摊或分享。

5.6.3.3 优先电量差额资金

优先计划电量超出居民农业（含其线损）、工商业线损电量需求产生的差额资金。

（1）计算公式

$$R_{\text{优先电量差额资金}} = \sum (Q_{\text{优先剩余},t} \times (P_{\text{实时系统},t} - P_{\text{优先}}))$$

式中：

$R_{\text{优先电量差额资金}}$ 为优先计划电量超出居民农业（含其线损）、工商业线损电量需求的部分，按省内实时市场系统电价与批复电价价差结算产生的差额资金；

$Q_{\text{优先剩余},t}$ 为 t 时段优先计划电量超出居民农业（含其线损）、工商业线损电量需求的部分；

$P_{\text{优先}}$ 为优先电量对应的批复电价；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段的省内实时市场系统电价。

（2）分享或分摊方式

优先电量差额资金由市场发电主体按当月优先发电计划电量（不含转让）占比分享或分摊。

5.6.3.4 省内差额资金

省内市场差额资金按月结算，为批发市场用电侧购入的省

内电能量电费与发电侧用于省内消纳的电能量电费（含省内地方电网上主网差额电量电费）间的差额。机制电量、燃气差价等费用，居民农业用电新增损益（含线损），外购结算调平费用、外送结算调平费用以及代理购电预测电量电价与实际电量电价之间的偏差、优先电量差额资金等，不纳入省内差额资金。

（1）计算公式

$$\begin{aligned}
 R_{\text{省内差额}} &= C_{\text{省内结算电能}} - R_{\text{省内结算电能}} \\
 C_{\text{省内结算电能}} &= C_{\text{电能}} + C_{\text{代购}} + C_{\text{居农}} + C_{\text{工商业线损}} - C_{\text{外购结算}} - C_{\text{外购结算调平}} \\
 &\quad + C_{\text{追退补与清算}} \\
 R_{\text{省内结算电能}} &= R_{\text{实时}} + R_{\text{省内合约}} + R_{\text{调平}} + R_{\text{调试电能}} + R_{\text{未纳入市场}} + C_{\text{地方电网上主网差额}} - \\
 &\quad \sum (Q_{\text{省间外送},t} \times P_{\text{实时系统},t}) - R_{\text{外送结算调平}} - R_{\text{燃气差价费用}} - R_{\text{优先电量差额资金}} + R_{\text{追退补与清算}} \\
 R_{\text{燃气差价费用}} &= Q_{\text{燃气电量}} \times P_{\text{燃气优先上网电价}} - \sum_{t=1}^T Q_{\text{燃气电量},t} \times P_{\text{月度月内集中交易均价},t}
 \end{aligned}$$

式中：

$C_{\text{省内结算电能}}$ 包含批发市场用电侧用于省内电能量电费、包含批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂电能量电费，电网代理购电电能量电费、居民农业电能量电费、工商业线损电能量电费、用电侧追退补与清算费用，不含省间外购结算电费、外购结算调平费用；

$C_{\text{电能}}$ 为批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂电能量电费（不含地县调直调电站上网电量保障部分电能量电费）；

$C_{\text{代购}}$ 为电网代理购电电能量结算电费；

$C_{\text{居农}}$ 为居民农业电能量电费；

$C_{\text{工商业线损}}$ 为工商业线损电能量电费；

$C_{\text{外购结算}}$ 为省内市场外购电能量实际结算电费；

$C_{\text{外购结算调平}}$ 为外购结算的月度调平费用；

$C_{\text{追退补与清算}}$ 为对应结算月份结算的用电侧追退补与清算费用；

$R_{\text{省内结算电能}}$ 为发电侧用于省内电能量结算电费，含未纳入市场的省调燃气发电、生物质、热电联产机组等的结算电费、追退补与清算费用以及地方电网上主网差额电量电费，不含省间实际外送收入、外送结算调平费用、工商业用户购入的燃气电量差价电费、纳入居民农业用电的优先电能量电费、优先电量差额资金；

$R_{\text{实时}}$ 为发电企业、发电类虚拟电厂、独立储能实时市场电能量（不含调试电量）电费；

$R_{\text{省内合约}}$ 为发电企业、发电类虚拟电厂、独立储能省内中长期差价合约电能量电费；

$R_{\text{调平}}$ 为发电企业、发电类虚拟电厂、独立储能月度调平费用；

$R_{\text{调试电能}}$ 为发电机组调试电能量电费；

$R_{\text{未纳入市场}}$ 为未纳入市场的省调燃气发电、生物质、热电联产机组等的结算电费；

$C_{\text{地方电网上主网差额}}$ 为地方电网上主网差额电量电费；

$Q_{\text{省间外送},t}$ 为 t 时段发电企业的省间外送交易电量（其中，应急外送电量为按规则分配的电量，现货外送电量为执行电量）；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段省内实时市场系统电价；

$R_{\text{外送结算调平}}$ 为外送结算的月度调平费用；

$R_{\text{燃气差价费用}}$ 为对应结算月份工商业用户购入的燃气电量差价电费；

$R_{\text{优先电量差额资金}}$ 为优先计划电量超出居民农业（含其线损）、工商业线损电量需求的部分，按省内实时市场系统电价与批复电价价差结算产生的差额资金；

$R_{\text{追退补与清算}}$ 为对应结算月份结算的发电侧追退补与清算费用；

$Q_{\text{燃气电量}}$ 为对应结算月份工商业用户购入的燃气电量；

$P_{\text{燃气优先上网电价}}$ 为燃气机组优先发电上网电价；

$Q_{\text{燃气电量},t}$ 为 t 时段工商业用户购入的燃气电量；

$P_{\text{月度月内集中交易均价},t}$ 为 t 时段中长期市场当月月度月内常规直购集中交易电能量均价。

（2）分享或分摊方式

省内市场差额资金按月计算，由发、用两侧按当月电量比例分摊或分享，市场发电主体按月度上网电量（网调电厂为留川电量，不含分布式光伏、分散式风电）比例进行分摊或分享，

批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂及电网代理购电按月度用电量比例进行分摊或分享。

5.7 结算限价

为保障电力市场平稳运行，避免价格波动过大产生的市场风险，在现货市场结算运行初期，设置结算限价使市场价格处于合理区间。电力交易机构负责对结算限价进行信息披露。

(1) 计算公式

月度结算时，对批发市场用户电量整体月度综合结算电价设置上限，为上年同月月度综合结算电价的 105%。

月度结算电价上限，计算公式如下：

$$P_{\text{结算上限}} = P_{\text{同期月度综合结算电价}} \times 105\%$$

式中：

$P_{\text{结算上限}}$ 为月度结算电价上限；

$P_{\text{同期月度综合结算电价}}$ 为上年同月月度综合结算电价。

同期月度综合结算电价，计算公式如下：

1) 在现货结算运行期，

$$P_{\text{同期月度综合结算电价}} = C_{\text{同期市场用户结算电费}} / Q_{\text{同期市场用户结算电量}}$$

$$C_{\text{同期市场用户结算电费}} = C_{\text{同期电能}} + C_{\text{同期结算限价}}$$

式中：

$C_{\text{同期市场用户结算电费}}$ 为批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂上年同月批发市场电能量电费和结算限价费用；

$Q_{\text{同期市场化用户结算电量}}$ 为批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂上

年同月批发市场结算电量；

$C_{\text{同期电能}}$ 为批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂上年同月批发市场电能量电费；

$C_{\text{同期结算限价}}$ 为批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂上年同月结算限价费用。

2) 非现货结算运行期，

$$P_{\text{同期月度综合结算电价}} = C_{\text{同期市场用户结算电费}} / Q_{\text{同期市场用户结算电量}}$$

式中：

$C_{\text{同期市场用户结算电费}}$ 为批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂上年同月批发市场结算电费（其中偏差电量电费不含惩罚系数）；

$Q_{\text{同期市场化用户结算电量}}$ 为批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂上年同月批发市场结算电量。

月度综合结算电价，现货结算运行期计算公式如下：

$$P_{\text{月度综合结算电价}} = C_{\text{市场用户结算电费}} / Q_{\text{市场用户结算电量}}$$

式中：

$P_{\text{月度综合结算电价}}$ 为市场用户电量整体月度综合结算电价；

$C_{\text{市场用户结算电费}}$ 为月度批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂批发市场电能量电费；

$Q_{\text{市场用户结算电量}}$ 为月度批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂结算电量。

当月度综合结算电价超过结算电价上限时，批发市场用户

（包括批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂和代理购电用户）按月度结算电价上限与月度综合结算电价价差、批发市场用户结算电量计算结算限价费用，计算出的结算限价费用纳入批发市场用户总费用中，计算公式如下：

$$C_{\text{结算限价},j} = Q_{\text{批发市场用户电量},j} \times (P_{\text{结算上限}} - P_{\text{月度综合结算电价}})$$

式中：

$C_{\text{结算限价},j}$ 为批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂和代理购电用户结算限价费用；

$Q_{\text{批发市场用户电量},j}$ 为批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂和代理购电用户的月度实际用电量。

（2）分摊方式

批发市场用户结算限价总费用由市场发电主体按月度上网电量（网调电厂为留川电量，不含分布式光伏、分散式风电）占比分摊。

$$R_{\text{发电侧结算限价分摊},i} = \sum C_{\text{结算限价},j} \times Q_{\text{上网电量},i} / \sum Q_{\text{上网电量},i}$$

式中：

$R_{\text{发电侧结算限价分摊},i}$ 为市场发电主体 i 分摊用电侧结算限价费用；

$C_{\text{结算限价},j}$ 为批发用户、售电公司、负荷类虚拟电厂和代理购电用户结算限价费用；

$Q_{\text{上网电量},i}$ 为市场发电主体月度上网电量。

5.8 零售市场结算

5.8.1 零售市场电能量电费

零售用户用电量按省间绿电（PPA）、留存电量、当地地县调直调电站上网电量保障部分电量的顺序，以合同电量为限进行清分，电能量电费按合同电价结算；剩余用电量（以下简称“零售套餐电量”）按零售套餐合同约定的电价结算。

零售用户与售电公司按照“交易价格+联动价格”零售套餐签订购售电合同，约定零售用户各月分时段电量的交易价、联动价格比例、售电公司批零收益分享基准及其分享比例等。

零售用户电能量电费计算公式如下：

$$C_{\text{零售用户}} = C_{\text{省间绿电 PPA}} + C_{\text{留存}} + C_{\text{地县调直调上网电量}} + C_{\text{零售套餐}}$$

式中：

$C_{\text{零售用户}}$ 为零售用户月度电能量电费；

$C_{\text{省间绿电 PPA}}$ 为零售用户月度省间绿电 PPA 电能量电费；

$C_{\text{留存}}$ 为零售用户月度留存电量电能量电费；

$C_{\text{地县调直调上网电量}}$ 为零售用户月度当地地县调直调电站上网电量保障部分电量电能量电费；

$C_{\text{零售套餐}}$ 为零售用户月度零售套餐电能量电费。

5.8.1.1 零售用户省间绿电 PPA 电能量电费

电能量电费计算公式如下：

$$C_{\text{省间绿电 PPA}} = Q_{\text{省间绿电 PPA 结算}} \times P_{\text{省间绿电 PPA}}$$

$$Q_{\text{省间绿电 PPA 结算}} = \text{Min} (Q_{\text{省间绿电 PPA 合约}}, Q_{\text{月度用电}})$$

式中：

$C_{\text{省间绿电PPA}}$ 为零售用户月度省间绿电 PPA 电能量电费；

$Q_{\text{省间绿电PPA 结算}}$ 为零售用户月度省间绿电 PPA 结算电量；

$Q_{\text{省间绿电PPA}}$ 为零售用户月度省间绿电 PPA 合约电量；

$Q_{\text{月度用电}}$ 为零售用户月度用电量；

$P_{\text{省间绿电PPA}}$ 为零售用户月度省间绿电 PPA 合约加权均价。

5.8.1.2 零售用户留存电量电能量电费

电能量电费计算公式如下：

$$C_{\text{留存}} = Q_{\text{留存结算}} \times P_{\text{留存}}$$

$$Q_{\text{留存结算}} = \text{Min} (Q_{\text{留存合约}}, Q_{\text{月度用电}} - Q_{\text{省间绿电PPA 结算}})$$

式中：

$C_{\text{留存}}$ 为零售用户月度留存电量电能量电费；

$Q_{\text{留存结算}}$ 为零售用户月度留存电量的结算电量；

$Q_{\text{留存合约}}$ 为零售用户月度留存合约电量；

$Q_{\text{省间绿电PPA 结算}}$ 为零售用户月度省间绿电 PPA 实际结算电量；

$Q_{\text{月度用电}}$ 为零售用户月度用电量；

$P_{\text{留存}}$ 为零售用户月度留存电量合约加权均价。

5.8.1.3 零售用户当地地县调直调电站上网电量保障部分电量电能量电费

电能量电费计算公式如下：

$$C_{\text{地县调直调上网}} = Q_{\text{地县调直调上网结算}} \times P_{\text{地县调直调上网}}$$

$$Q_{\text{地县调直调上网结算}} = \text{Min} (Q_{\text{地县调直调上网}}, Q_{\text{月度用电}} - Q_{\text{省间绿电PPA 结算}} - Q_{\text{留存结算}})$$

式中：

$C_{\text{地县调直调上网电量}}$ 为零售用户月度当地地县调直调电站上网电量保障部分电量电能量电费；

$Q_{\text{地县调直调上网结算}}$ 为零售用户月度当地地县调直调电站上网电量保障部分电量的结算电量；

$Q_{\text{地县调直调上网电量}}$ 为零售用户月度当地地县调直调电站上网电量保障部分电量；

$Q_{\text{月度用电}}$ 为零售用户月度用电量；

$Q_{\text{省间绿电 PPA 结算}}$ 为零售用户月度省间绿电 PPA 结算电量；

$Q_{\text{留存结算}}$ 为零售用户月度留存电量的结算电量；

$P_{\text{地县调直调上网}}$ 为零售用户月度当地地县调直调电站上网电量保障部分电量加权均价。

5.8.1.4 零售套餐电能量电费

零售套餐电能量电费包含零售套餐交易价格电能量电费、零售套餐联动价格电能量电费、零售限价费用和批零收益分享费用，计算公式如下：

$$C_{\text{零售套餐}} = C_{\text{零售套餐交易}} + C_{\text{零售套餐联动}} - C_{\text{零售限价}} - C_{\text{零售批零收益分享}}$$

式中：

$C_{\text{零售套餐}}$ 为零售用户月度零售套餐电能量电费；

$C_{\text{零售套餐交易}}$ 为零售用户月度零售套餐交易价格电能量电费；

$C_{\text{零售套餐联动}}$ 为零售用户月度零售套餐联动价格电能量电费；

$C_{\text{零售限价}}$ 为零售用户月度零售限价电能量电费；

$C_{\text{零售批零收益分享}}$ 为零售用户月度批零收益分享费用。

其中，零售套餐电量为零售用户月度用电量扣减其省间绿电 PPA、留存电量和地县调直调上网电量保障部分电量的结算电量后，按日清累计后的月分时电量比例分解到月度 24 个时段，计算公式如下：

$$Q_{\text{零售套餐}} = Q_{\text{月度用电}} - Q_{\text{省间绿电 PPA 结算}} - Q_{\text{留存结算}} - Q_{\text{地县调直调上网结算}}$$

式中：

$Q_{\text{零售套餐}}$ 为月度零售用户零售套餐电量；

$Q_{\text{月度用电}}$ 为零售用户月度用电量；

$Q_{\text{省间绿电 PPA 结算}}$ 为零售用户月度省间绿电 PPA 结算电量；

$Q_{\text{留存结算}}$ 为零售用户月度留存电量的结算电量；

$Q_{\text{地县调直调上网结算}}$ 为零售用户月度当地地县调直调电站上网电量保障部分电量的结算电量。

（1）零售套餐交易价格电能量电费

零售套餐交易价格电能量电费由各月 24 个时段零售套餐电量、交易价格与约定的联动价格比例系数计算，公式如下：

$$C_{\text{零售套餐交易}} = \sum_{t=1}^{24} (Q_{\text{零售套餐},t} \times (1 - \beta) \times P_{\text{零售交易},t})$$

式中：

$C_{\text{零售套餐交易}}$ 为零售用户月度零售套餐交易价格电能量电费；

$Q_{\text{零售套餐},t}$ 为全月 t 时段零售用户零售套餐电量；

$P_{\text{零售交易},t}$ 为全月 t 时段零售用户零售套餐的交易价格；

β 为全年零售套餐约定的联动价格比例系数，系数区间暂

定为[5%,10%]。

(2) 零售套餐联动价格电能量电费

零售套餐联动价格电能量电费由各月 24 个时段零售套餐电量、联动价格与约定的联动价格比例系数，计算公式如下：

$$C_{\text{零售套餐联动}} = \sum_{t=1}^{24} (Q_{\text{零售套餐},t} \times \beta \times P_{\text{零售联动},t})$$

式中：

$C_{\text{零售套餐联动}}$ 为零售用户月度零售套餐联动价格电能量电费；

$Q_{\text{零售套餐},t}$ 为全月 t 时段零售用户零售套餐电量；

$P_{\text{零售联动},t}$ 为全月 t 时段零售用户零售套餐的联动价格，即对应时段实时市场月度分时加权均价；

β 为全年零售套餐约定的联动价格比例系数，系数区间暂定为[5%,10%]；

(3) 零售套餐限价费用

当零售用户限价前的零售套餐月度加权均价超过该用户零售套餐月度交易价格加权均价的 105%时，价差部分按零售套餐电量计算零售限价费用，计算公式如下：

当 $P_{\text{限价前的零售套餐加权均价}} > P_{\text{零售套餐加权均价上限}}$ 时，

$$C_{\text{零售限价}} = Q_{\text{零售套餐}} \times (P_{\text{限价前的零售套餐加权均价}} - P_{\text{零售套餐加权均价上限}})$$

$$P_{\text{限价前的零售套餐加权均价}} = \frac{C_{\text{零售套餐交易}} + C_{\text{零售套餐联动}}}{Q_{\text{零售套餐}}}$$

$$P_{\text{零售套餐加权均价上限}} = P_{\text{零售交易价格加权均价}} \times 105\%$$

$$P_{\text{零售交易价格加权均价}} = \frac{\sum_{t=1}^{24} (Q_{\text{零售套餐},t} \times (1-\beta) \times P_{\text{零售交易},t})}{\sum_{t=1}^{24} (Q_{\text{零售套餐},t} \times (1-\beta))}$$

式中：

$C_{\text{零售限价}}$ 为零售用户月度零售限价电能量电费；

$P_{\text{零售套餐加权均价上限}}$ 为该零售用户零售套餐月度加权均价的上限；

$P_{\text{限价前的零售套餐加权均价}}$ 为该零售用户限价前的零售套餐月度加权均价；

$C_{\text{零售套餐交易}}$ 为零售用户月度零售套餐交易价格电能量电费；

$C_{\text{零售套餐联动}}$ 为零售用户月度零售套餐联动价格电能量电费；

$Q_{\text{零售套餐}}$ 为月度该零售用户零售套餐电量；

$P_{\text{零售交易价格加权均价}}$ 为该零售用户零售套餐月度交易价格加权均价；

$Q_{\text{零售套餐},t}$ 为全月 t 时段该零售用户零售套餐电量；

β 为全年零售套餐约定的联动价格比例系数，系数区间暂定为[5%,10%]；

$P_{\text{零售交易},t}$ 为全月 t 时段该零售用户零售套餐的交易价格。

(4) 零售用户批零收益分享费用

进一步向零售用户传导市场改革红利，设置月度批零收益分享机制。通过零售套餐签约方式，由经营主体双方结合生产用电情况，自主协商批零价差收益分享基准及分成比例；若零

售用户未能与售电公司自主约定批零价差收益分享基准时，默认批零价差收益分享基准为 7 元/兆瓦时；若零售用户未能与售电公司自主约定分成比例时，默认对售电公司月度超额收益实行五五分成。计算公式如下：

$$C_{\text{零售批零收益分享},m} = Q_{\text{零售用户结算电量},m} \times \text{Max} \left(0, \left(P_{\text{零售用户零售套餐结算价格},m} - (P_{\text{购电侧价格},m} + P_{\text{批零价差基准}}) \right) \right) * \varepsilon$$

$$P_{\text{零售用户零售套餐结算价格},m} = (C_{\text{零售套餐交易},m} + C_{\text{零售套餐联动},m} - C_{\text{零售限价},m}) / Q_{\text{零售套餐},m}$$

$$P_{\text{购电侧价格},m} = (C_{\text{结算限价后的电能量电费},m} - \sum (C_{\text{省间绿电PPA},m} + C_{\text{留存},m} + C_{\text{地县调直调上网},m})) / (Q_{\text{售电公司结算电量},m} - \sum (Q_{\text{省间绿电PPA结算},m} + Q_{\text{留存结算},m} + Q_{\text{地县调直调上网结算},m}))$$

式中：

$C_{\text{零售批零收益分享},m}$ 为 m 月该零售用户批零收益分享费用；

$Q_{\text{零售用户结算电量},m}$ 为 m 月该零售用户月度结算电量；

$P_{\text{零售用户零售套餐结算价格},m}$ 为 m 月该零售用户零售套餐电量部分的结算价格；

$P_{\text{购电侧价格},m}$ 为 m 月售电公司在批发市场购电价格（不含售电公司代理零售用户的省间绿电 PPA、留存电量、当地地县调直调电站上网电量保障部分）；

$P_{\text{批零价差基准}}$ 为该零售用户与售电公司约定的批零价差收益分享基准值，未约定的按默认值 7 元/兆瓦时执行；

ε 为该零售用户与售电公司约定的分成比例系数，未约定的按默认值 50% 执行；

$C_{\text{零售套餐交易},m}$ 为 m 月该零售用户零售套餐交易价格电能量电费；

$C_{\text{零售套餐联动},m}$ 为 m 月该零售用户零售套餐联动价格电能量电费；

$C_{\text{零售限价},m}$ 为 m 月该零售用户零售限价电费；

$Q_{\text{零售套餐},m}$ 为 m 月该零售用户零售套餐电量；

$C_{\text{结算限价后的电能量电费},m}$ 为 m 月结算限价后售电公司的批发市场电能量电费；

$C_{\text{省间绿电 PPA},m}$ 为 m 月售电公司代理零售用户省间绿电 PPA 结算的电能量电费；

$C_{\text{留存},m}$ 为 m 月售电公司代理零售用户留存电量的结算电能量电费；

$C_{\text{地县调直调上网电量},m}$ 为 m 月售电公司代理零售用户月度当地地县调直调电站上网电量保障部分电量结算的电能量电费；

$Q_{\text{售电公司结算电量},m}$ 为 m 月售电公司结算电量；

$Q_{\text{省间绿电 PPA 结算},m}$ 为 m 月售电公司代理零售用户月度省间绿电 PPA 结算电量；

$Q_{\text{留存结算},m}$ 为 m 月售电公司代理零售用户月度留存电量的结算电量；

$Q_{\text{地县调直调上网结算},m}$ 为 m 月售电公司代理零售用户月度当地地县调直调电站上网电量保障部分电量的结算电量。

5.8.2 售电公司收益

售电公司收益根据售电公司代理的零售用户电能量电费、

结算限价后的售电公司电能量电费、绿电环境价值偏差补偿费用和市场运营费用计算，计算公式如下：

$$C_{\text{售电公司收益},m} = \sum C_{\text{零售用户},m} - C_{\text{结算限价后的电能量电费},m} + C_{\text{市场运营类},m} + C_{\text{绿电环境价值补偿},m}$$

式中：

$C_{\text{售电公司收益},m}$ 为 m 月售电公司收益；

$\sum C_{\text{零售用户},m}$ 为 m 月售电公司代理所有的零售用户电能量结算电费，不含分时浮动电费；

$C_{\text{结算限价后的电能量电费},m}$ 为 m 月结算限价后的售电公司的批发市场电能量电费；

$C_{\text{市场运营类},m}$ 为 m 月售电公司分摊或分享的市场运营类费用；

$C_{\text{绿电环境价值补偿},m}$ 为 m 月售电公司绿电环境价值偏差补偿费用。

5.9 其他结算事项

5.9.1 绿电环境价值结算

5.9.1.1 省间绿电环境价值结算

省间绿电环境价值费用、省间绿电环境价值偏差补偿费用按北京电力交易中心出具的结算依据开展结算。

5.9.1.2 省内绿电环境价值结算

省内绿色电力交易对应绿电环境价值费用按当月绿色电力交易合同电量、发电企业上网电量（不含机制结算电量）、电力用户用电量三者取小的原则确定结算电量（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），以对应交易合同绿电环境价值结算。其中，零售用户用电量为零售套餐电量，零售用户的对应交易合同为售电公司关联至零售用户的批发市场绿色电力交易合同。对于跨电网经营区的零售用户，售电公司须在与零售用户协商一致的情况下，将批发市场绿色电力交易合同关联至用户所在各电网经营区。

发电企业与售电公司、批发用户省内绿色电力交易绿电环境价值偏差补偿费用按合同约定的绿电环境价值偏差补偿方式计算。其中，发电企业的省内绿电环境价值偏差电量= Min （绿电交易批发合同电量，对应的绿电交易批发合同上网电量（不含机制结算电量））-绿电交易批发合同电量；省内批发用户、售电公司的绿电环境价值偏差电量= Min （绿电交易批发合同电量，对应的绿电交易批发合同用电量）-绿电交易批发合同电量。以兆瓦时为单位取整造成的尾差，不计入偏差电量。

售电公司向零售用户支付的绿电环境价值偏差补偿费用，按零售合同约定的绿电环境价值偏差补偿方式计算。对于跨电网经营区的零售用户偏差补偿费用，按不同电网经营区分别计算。其中，绿电环境价值偏差电量= Min （零售合同约定的绿电交易电量比例 \times 零售套餐电量，售电公司关联至零售用户的绿电批发合同电量）-零售合同约定的绿电交易电量比例 \times 零售套餐电量。

5.9.2 未参与市场主体结算

5.9.2.1 用电侧

仅有留存电量、当地地县调直调电站上网电量保障部分电量的电力用户，按留存电量、当地地县调直调电站上网电量保障部分电量的顺序，以合同电量为限进行清分，合同覆盖部分电量按合同价格结算；超出合同部分电量按代理购电价格结算。

5.9.2.2 发电侧

未参与市场的发电企业上网电量中调试电量按相应电价结算，优先电量及超（少）发电量等其他电量按批复电价结算。

金洞子水电站、马回水电站等大量电量未供主网的电站，按余电上网方式安排，余电上网电量按实时市场系统电价结算。

6. 辅助服务市场结算

6.1 结算原则

6.1.1 结算周期

辅助服务市场结算采用“日清月结”的方式，按日对交易结果进行清分，生成日清分依据；按月对交易进行月结算，出具月结算依据，并开展电费结算。各品种辅助服务费用应在结算单中单独列示，不与其他费用叠加打捆。

6.1.2 结算时段

辅助服务市场以每 15 分钟为一个结算时段。

6.1.3 结算计量数据

计算辅助服务补偿、违约费用的相关计量数据来自调度自动化系统以及新型负荷管理系统（虚拟电厂调峰电量、实际电量等来自新型负荷管理系统），应满足辅助服务结算最小时段和周期要求。电网企业及电力调度机构应根据市场经营主体询问及争议，对计量数据问题分类管理，并按规定处理。当计量装置缺失、错误或不可用时，电网企业、电力调度机构应及时开展消缺、补采或根据规则补全计量数据。

独立储能在结算时段内按上网（下网）电量参与发电侧（用户侧）辅助服务费用分摊或分享。发电类虚拟电厂参与发电侧辅助服务费用分摊或分享，负荷类虚拟电厂参与用户侧辅助服务费用分摊或分享。

6.2 结算流程

6.2.1 结算单元

经营主体参与辅助服务市场单元与计划单元、结算单元存在不一致的，应分解至结算单元。若一个辅助服务市场参与主体对应多个计划单元，由调度机构按照计划单元实际上网电量占比分解辅助服务费用。当单一计划单元对应多个结算单元，由交易机构按照结算单元实际上网电量占比进行分解。若多个计划单元对应单一结算单元，则由交易机构累加合并后按结算单元结算。

6.2.2 结算准备

(1) 结算准备是指在规定时间内对结算所需基础数据进行收集汇总的过程。

(2) 结算基础数据包括：市场经营主体调频性能、负荷基线等静态数据、辅助服务市场出清量、价结果，辅助服务市场实际执行情况，调试及商业运行时间、关口设置及电量计量数据、市场规则、电价政策文件，以及其他涉及辅助服务费用计算的数据等。结算环节不得改变结算基础数据。

(3) 因政策调整或结算关键要素缺失等原因，导致不满足结算条件的，在满足结算条件的下一个结算周期完成结算、清算。

(4) 因结算基础数据错误、不可用或存在争议，需要提供方重新提供信息时，应通过平台补推，并做好记录。在满足结算条件的下一个结算周期进行结算、追退补。

6.2.3 日清分

(1) 电网企业原则上于 D+1 日 12:00 前将虚拟电厂主体辅助服务费用计算相关数据发送至电力调度机构。

(2) 电力调度机构于 D+1 日完成经营主体 D 日辅助服务补偿、违约费用计算，并在辅助服务市场运营平台向经营主体发布每日辅助服务市场补偿、违约费用计算结果。若存在基础数据偏差、程序计算等原因导致的错误结果，应对计算结果进

行更正后，及时再发布。经营主体对每日发布的相关信息存在异议的，应于发布后三个工作日内反馈，逾期视为已确认。

（3）为保障月度结算衔接，主体对 M 月的所有异议应于 M+1 月第 1 个工作日内完成反馈，逾期视为已确认。运营机构于 M+1 月第 2 个工作日内完成异议应答。

（4）因异议处理无法按时达成一致或错误结果无法及时更正的，纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算，异议处理不影响无争议部分的电费结算。

6.2.4 月结算

（1）M+1 月第 2 个工作日内，电网企业将 M 月参与辅助服务费用分摊的发电侧各省调直调电厂上网电量、调试电量和工商业用户（含电网企业代理购电用户）总用电量，电力交易机构将国网调电厂留川电量、外送电量，推送至电力调度机构。若国网调电厂留川电量、外送电量暂无正式结算数据，可暂用快报数据进行费用计算；可获取正式结算数据后，重新计算辅助服务分摊费用，偏差费用纳入下一结算周期。

（2）电力调度机构应结合异议处理情况，于 M+1 月第 3 个工作日之前完成各经营主体 M 月辅助服务补偿、违约费用计算。

（3）电力调度机构于 M+1 月第 3 个工作日内完成 M 月发用两侧各需分摊的辅助服务费用总额及发电侧各经营主体分摊

费用明细计算，并将费用计算结果推送至电力交易机构。

（4）电力交易机构于 $M+1$ 月第 5 个工作日内根据费用计算结果，与其他交易费用合并出具结算依据，向经营主体公开，并推送至电网企业。电网企业据此开展电费结算，出具电费账单，负责开展辅助服务费用收付。

（5）如市场经营主体对结算依据存在异议，可在 15 个工作日内提出结算问询。运营机构或电网企业在收到问询后，5 个工作日内确认和评估问询是否属实，经核查属实的，在满足结算条件的下一结算周期进行结算调整。

（6）因国家政策变化、市场规则确需调整或遇重大节假日等原因影响结算流程时，视情况调整月结算流程时间，具体以电力交易机构通知为准。

（7）用户侧辅助服务费用分摊标准由电网企业随代理购电价格一并公布，并根据电力调度机构费用计算结果和每月实际收取情况滚动清算。

6.3 低谷调峰市场费用结算

6.3.1 补偿费用

调峰补偿费用计算方式如下：

（一）单时段调峰补偿费用计算

$$S_{\text{调峰补偿},i,t} = E_{i,t}'' \times P_{i,t}$$

式中：

$S_{\text{调峰补偿},i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个交易时段的调峰补偿费

用；

$E_{i,t}''$ 表示经营主体 i 在第 t 个交易时段的有效调峰电量。

（二）日调峰补偿费用

$$S_{\text{调峰补偿},i} = \sum_{t=1}^N S_{\text{调峰补偿},i,t}$$

式中：

$S_{\text{调峰补偿},i}$ 表示经营主体 i 的日调峰补偿费用。

6.3.2 违约费用

经营主体未足额提供调峰服务的需承担违约责任，具体如下：

（1）单时段（每 15 分钟）调峰违约费用计算

$$S_{\text{调峰违约},i,t} = \text{Max} (E_{i,t}' \times (1 - R) - E_{i,t}, 0) \times P_{i,t} \times 0.5$$

式中：

$S_{\text{调峰违约},i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个交易时段的调峰违约费用；

$E_{i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个交易时段的调峰电量；

$E_{i,t}'$ 表示经营主体 i 在第 t 个交易时段内，电力调度机构要求调用的调峰电量；

R 为经营主体调峰电量允许偏差系数，初期，燃煤机组、燃气机组、独立储能设置 R 为 0.02，虚拟电厂设置 R 为 0.2，后期根据市场情况动态调整；

$P_{i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个交易时段的调峰价格。

(2) 日调峰违约费用

$$S_{\text{调峰违约},i} = \sum_{t=1}^N S_{\text{调峰违约},i,t}$$

式中：

$S_{\text{调峰违约},i}$ 表示经营主体 i 的日调峰违约费用；

N 表示低谷调峰市场交易时段总数。

(3) 违约责任执行

已纳入四川“两个细则”计划曲线考核的经营主体，不再按本细则承担违约责任。

经营主体因非自身原因调整出力/用电负荷，导致未能在相应时段足额提供调峰服务的，不承担违约责任。

6.3.3 费用疏导

各经营主体的违约费用按月汇总后，优先抵扣当月补偿费用总额，如有盈余则在当月提供调峰服务的经营主体中，按补偿费用比例分享。

月度补偿费用和违约费用的差额资金由发电企业按上网电量比例分担。

6.4 24 小时启停调峰市场费用结算

6.4.1 补偿费用

24 小时启停调峰补偿费用计算方式如下：

(1) 常规补偿费用计算

经营主体被调用提供 24 小时启停调峰辅助服务，且在 24 小时内完成一次完整的停机解列和启动并网运行状态转换时，对经营主体进行常规补偿。

$$S_{24\text{小时启停常规},i} = \begin{cases} D_i \times P_i, & \text{全额补偿} \\ D_i \times P \times 0.8, & \text{部分补偿} \end{cases}$$

式中：

$S_{24\text{小时启停常规},i}$ 表示经营主体 i 的 24 小时启停调峰常规补偿费用；

D_i 表示经营主体 i 的额定装机容量；

P_i 表示经营主体 i 的 24 小时启停调峰出清价格。

（2）保底补偿费用计算

根据电网实际需求，机组被调用停机解列后，24 小时内按调令要求不再启动并网时，对其进行保底补偿。

$$S_{24\text{小时启停保底},i} = S_{24\text{小时启停常规},i} \times 0.5$$

式中：

$S_{24\text{小时启停保底},i}$ 表示经营主体 i 的 24 小时启停调峰保底补偿费用。

6.4.2 费用疏导

月度 24 小时启停调峰补偿费用由发电企业按上网电量比例分担。

6.5 调频市场费用结算

6.5.1 补偿费用

调频补偿费用计算方式如下：

$$S_{\text{里程补偿},i} = \sum_{t=1}^n D_{i,t} \times P_{\text{里程},i,t} \times K_d^i$$

式中：

$S_{\text{里程补偿},i}$ 表示经营主体 i 的调频里程补偿费用；

$D_{i,t}$ 表示经营主体 i 在 t 分段周期内提供的合格调频里程；

$P_{\text{里程},i,t}$ 表示经营主体 i 在 t 分段周期的调频里程出清价格；

K_d^i 为经营主体 i 的实际调频性能系数。

6.5.2 违约费用

经营主体调节速率和调节精度满足在最大等待时间内达到标准调节精度且响应时间不大于标准响应时间时算调节合格，不合格的调频里程承担相应违约责任。

$$\text{AGC违约费用 (元)} = \text{abs} (P_0) \times K \times P_{\text{违约}}^{\text{调频}}$$

式中：

P_0 (MW) 为单次调节过程的不合格调频里程；

K 为对应的综合调频性能系数；

$P_{\text{违约}}^{\text{调频}}$ 为违约单价，初设为 5 元/兆瓦。

AGC 投运、可控信号未经调度同意不得擅自退出，若单台机组或全厂 AGC 投运、可控信号未经同意投退次数之和 < 3 次，每次承担违约费用 2 万元；若 AGC 投运、可控信号未经同

意的月投退次数之和 ≥ 3 次，每次承担违约费用5万元。

6.5.3 费用疏导

各经营主体的违约费用按月汇总后，优先抵扣当月补偿费用总额，如有盈余则在当月提供调频服务的经营主体中，按补偿费用比例分享。

现货市场连续运行前，调频市场月度补偿费用和违约费用的差额资金由发电企业按上网电量比例分担。现货市场连续运行后，月度补偿费用和违约费用的差额资金由发用两侧按电量比例承担，其中发电侧指未参与电能量市场交易的上网电量（含国调、西南网调机组留川电量），用电侧指省内工商业用电量和外送电量（含国调、西南网调机组外送电量）。

6.6 备用市场费用结算

6.6.1 补偿费用

备用补偿费用计算公式如下：

$$R_i = \sum_{t=1}^n C_{i,t} \times T \times P$$

式中：

R_i 为经营主体*i*的备用补偿费用；

$C_{i,t}$ 为经营主体*i*在*t*时段纳入补偿的备用容量（综合日前出清结果和日内备用容量需求变化产生的调整）；

P 为备用市场补偿价格；

n 为经营主体*i*纳入备用补偿的时段数（综合日前出清结果

和日内备用容量需求变化产生的调整)；

T 为各时段长度，即 15 分钟。

6.6.2 违约费用

经营主体未足额提供备用服务，需承担相应的违约责任，具体如下：

(1) 未足额提供备用服务的情况

单时段（每 15 分钟）备用违约费用计算

$$S_{\text{备用违约},i,t} = Q_{\text{备用违约},i,t} \times P$$
$$Q_{\text{备用违约},i,t} = \begin{cases} \max(Q'_{i,t} \times 0.98 - Q_{i,t} \times \eta, 0) & \text{对于独立储能} \\ \max(S_{i,t} \times 0.98 - S'_{i,t}, 0) \times 0.25 & \text{对于独立储能之外的其他经营主体} \end{cases}$$

式中：

$S_{\text{备用违约},i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个时段的备用违约费用；

$Q_{\text{备用违约},i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个时段的备用违约电量；

$Q'_{i,t}$ 表示独立储能 i 在第 t 个时段的中标备用容量和最大功率持续放电持续时间的乘积；

$Q_{i,t}$ 表示独立储能 i 在第 t 个时段的初始荷电状态电量；

η 表示独立储能 i 的放电电能量转换效率；

$S_{i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个时段（指每 15 分钟的整点）的上网调令值（负荷类虚拟电厂为负值）；

$S'_{i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个时段（指每 15 分钟的整点）的上网实际值（负荷类虚拟电厂为负值）；

P 表示经营主体 i 在第 t 个时段的备用价格。

日备用违约费用：

$$S_{\text{备用违约},i} = \sum_{t=1}^{96} S_{\text{备用违约},i,t}$$

式中：

$S_{\text{备用违约},i}$ 表示经营主体 i 的备用违约费用。

（2）违约责任执行

已纳入四川“两个细则”计划曲线考核的经营主体，本细则中未足额提供备用服务的不再承担违约责任。

经营主体因非自身原因调整出力/用电负荷，导致未能在相应时段足额提供备用服务或荷电状态不满足要求的，不承担违约责任。

6.6.3 费用疏导

各经营主体的违约费用按月汇总后，优先抵扣当月补偿费用总额，如有盈余则在当月提供备用服务的经营主体中，按补偿费用比例分享。

现货市场连续运行前，备用月度补偿费用和违约费用的差额资金由发电企业按上网电量比例分担。现货市场连续运行后，备用补偿费用和违约费用的差额资金由发用两侧按电量比例承担，其中发电侧指未参与电能量市场交易的上网电量（含国调、西南网调机组留川电量），用电侧指省内工商业用电量和外送电量（含国调、西南网调机组外送电量）。

6.7 黑启动市场费用结算

6.7.1 补偿费用

依据市场出清价格对出清经营主体进行黑启动功能补偿，按月结算。调用黑启动成功且满足相关规定要求的经营主体（含临时调用经营主体），可获得 100 万元 / 次的调用补偿，在调用黑启动的次月进行结算。

6.7.2 违约费用

出清经营主体在被调用时，无法达到对应的黑启动技术标准，对其当年已结算的补偿费用进行回收，并按 24 个月的黑启动辅助服务月度补偿费用承担违约责任。

6.7.3 费用疏导

各经营主体的违约费用按月汇总后，优先抵扣当月补偿费用总额，如有盈余则在当月获得黑启动补偿的经营主体中，按补偿费用比例分享。

现货市场连续运行前，月度补偿费用和违约费用的差额资金由发电企业按上网电量比例分担。现货市场连续运行后，月度补偿费用和违约费用的差额资金由由全省工商业用户和发电企业（含国调、西南网调电站）按用电量/上网电量比例共同分担。

7. 容量电费结算

7.1 结算原则

燃煤、燃气发电机组可获得的容量电费，根据四川省燃煤、燃气发电容量电价、机组申报的最大出力和考核情况综合确定，最大出力由机组分月申报，电网企业按月结算。

7.2 结算电价

2026 年燃煤发电机组容量电价根据四川省相关规定执行。燃气发电机组容量电价根据四川省新核准天然气调峰发电机组固定成本，综合考虑合理收益及相关税金等确定。H 级机组容量电价为 24 元/千瓦·月，F 级机组容量电价为 28 元/千瓦·月。

7.3 结算流程

M+1 月第 3 个工作日内，电力调度机构按月向电力交易机构提供机组每日认定最大出力和应扣减当月容量电费的考核次数，电力交易机构据此出具结算依据，结算依据包括每月认定最大出力对应的容量、考核次数、容量电费等。

7.4 燃煤机组容量电费结算

根据燃煤机组每月认定最大出力对应的容量、容量电价、燃煤机组考核扣减系数，计算公式如下：

$$R_{\text{燃煤容量}} = Cap_{\text{燃煤}} \times P_{\text{燃煤容量}} / 12 \times (1 - \delta_1)$$

式中：

$R_{\text{燃煤容量}}$ 为燃煤机组当月容量电费；

$Cap_{\text{燃煤}}$ 为燃煤机组当月认定最大出力对应的容量，该值为当月每日认定最大出力的算术平均值；

$P_{\text{燃煤容量}}$ 为燃煤机组当年容量电价；

δ_1 为燃煤机组容量电费考核扣减系数，燃煤机组无法按照调度指令提供申报最大出力的，月内发生两次扣减，当月系数为 10%，发生三次系数为 50%，发生四次及以上系数为 100%。

7.5 燃气机组容量电费结算

根据燃气机组每月认定最大出力对应的容量、容量电价、燃气机组考核扣减系数，计算公式如下：

$$R_{\text{燃气容量}} = Cap_{\text{燃气}} \times P_{\text{燃气容量}} \times (1 - \delta_2)$$

式中：

$R_{\text{燃气容量}}$ 为燃气机组当月容量电费；

$Cap_{\text{燃气}}$ 为燃气机组当月认定最大出力对应的容量，该值为当月每日认定最大出力的算术平均值；

$P_{\text{燃气容量}}$ 为燃气机组当月容量电价，H 级为 24 元/千瓦·月，F 级为 28 元/千瓦·月；

δ_2 为燃气机组容量电费考核扣减系数，燃气机组无法按照调度指令提供申报最大出力的，月内发生两次扣减，当月系数为 10%，发生三次系数为 50%，发生四次及以上系数为 100%。

7.6 容量电费考核

燃煤、燃气机组按调度指令出力未达标情况由国网四川省电力公司按月统计，相应扣减容量电费。对自然年内月容量电费全部扣减累计发生三次的燃煤、燃气机组，取消其获取容量电费的资格。

8. 总电费计算

8.1 发电企业总电费

发电企业的总电费包括电能量电费、机制电费、市场运营费用、结算限价费用、绿电环境价值结算费用、辅助服务费用、容量电费、“两个细则”费用、应急外送分享费用等，计算公式如下：

$$R_{\text{发电企业电费}} = R_{\text{发电电能}} + R_{\text{机制}} + R_{\text{市场补偿}} + R_{\text{发电侧结算限价分摊}} + R_{\text{市场考核}} \\ + R_{\text{外送差额}} + R_{\text{省内差额}} + R_{\text{绿电环境价值}} + R_{\text{辅助服务}} + R_{\text{容量}} + R_{\text{两个细则}} + R_{\text{应急外送分享}}$$

式中：

$R_{\text{发电电能}}$ 为发电企业电能量电费；

$R_{\text{机制}}$ 为新能源项目机制电量差价电费；

$R_{\text{市场补偿}}$ 为发电企业的市场补偿费用和市场补偿费用分摊；

$R_{\text{市场考核}}$ 为发电企业的市场调节考核类费用和分摊或分享的市场调节考核类费用；

$R_{\text{外送差额}}$ 为发电企业分摊或分享的外送差额资金；

$R_{\text{省内差额}}$ 为发电企业分摊或分享的省内差额资金；

$R_{\text{发电侧结算限价分摊}}$ 为发电企业分摊用电侧结算限价费用；

$R_{\text{绿电环境价值}}$ 为发电企业绿电环境价值结算费用（含绿电环境价值偏差补偿费用）；

$R_{\text{辅助服务}}$ 为发电企业辅助服务费用；

$R_{\text{容量}}$ 为发电企业容量补偿费用；

$R_{\text{两个细则}}$ 为发电企业月度两个细则费用，按照四川两个细则有关规定执行；

$R_{\text{应急外送分享}}$ 为发电企业（参与应急外送的电厂）应急外送电量分享费用。

8.2 批发用户总电费

批发用户总电费包含电能量电费、市场运营费用、结算限价费用、燃气发电上网电价差价分摊费用、绿电环境价值结算费用、上网环节线损费用、系统运行费用、输配电费、政府性基金及附加费用等，计算公式如下：

$$C_{\text{批发用户总电费}} = C_{\text{批发用户上网}} + C_{\text{线损}} + C_{\text{系统运行}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{基金}}$$

$$C_{\text{批发用户上网}} = C_{\text{批发用户交易}} + C_{\text{燃气差价}} + C_{\text{外购差额}} + C_{\text{市场补偿}}$$

$$C_{\text{批发用户交易}} = C_{\text{批发电能}} + C_{\text{结算限价}} + C_{\text{市场考核}} + C_{\text{省内差额}} + C_{\text{绿电环境价值}}$$

式中：

$C_{\text{批发用户上网}}$ 为批发用户上网电价电费，包含批发用户交易电费、批发用户分摊的燃气发电上网电价差价费用和市场补偿费用、批发用户分摊或分享的外购差额资金；

$C_{\text{批发用户交易}}$ 为批发用户交易电费，包含批发用户电能量电费、结算限价费用、绿电环境价值结算费用、市场调节考核类

费用、分摊或分享的市场调节考核费用和省内差额资金；

$C_{\text{线损}}$ 为批发用户需承担的上网环节线损费用，按照四川省有关规定执行；

$C_{\text{系统运行}}$ 为批发用户需承担的系统运行费用，按照四川省有关规定执行；

$C_{\text{输配}}$ 为批发用户需承担的输配费用，按照四川省有关规定执行，其中留存电量以用电量与留存合同取小进行清分；

$C_{\text{基金}}$ 为批发用户需承担政府性基金及附加，按照四川省有关规定执行；

$C_{\text{燃气差价}}$ 为批发用户分摊的燃气发电上网电价差价费用；

$C_{\text{市场补偿}}$ 为批发用户分摊的市场补偿费用；

$C_{\text{外购差额}}$ 为批发用户分摊或分享的省间外购差额费用；

$C_{\text{批发电能}}$ 为批发用户电能量电费；

$C_{\text{结算限价}}$ 为批发用户结算限价费用；

$C_{\text{市场考核}}$ 为批发用户的市场调节考核类费用和分摊或分享的市场调节考核类费用；

$C_{\text{省内差额}}$ 为批发用户分摊或分享的省内差额资金；

$C_{\text{绿电环境价值}}$ 为批发用户绿电环境价值结算费用（含绿电环境价值偏差补偿费用）。

8.3 零售用户总电费

零售用户总电费包括电能量电费、燃气发电上网电价差价

分摊费用、绿电环境价值结算费用、上网环节线损费用、系统运行费、输配电费、政府性基金及附加费用等，计算公式如下：

$$C_{\text{零售用户电费}} = C_{\text{零售用户上网}} + C_{\text{线损}} + C_{\text{系统运行}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{基金}}$$

$$C_{\text{零售用户上网}} = C_{\text{零售用户交易}} + C_{\text{燃气差价}} + C_{\text{外购差额}} + C_{\text{市场补偿}}$$

$$C_{\text{零售用户交易}} = C_{\text{零售用户}} + C_{\text{绿电环境价值}}$$

式中：

$C_{\text{零售用户上网}}$ 为零售用户上网电价电费，包含零售用户交易电费、零售用户分摊燃气发电上网电价差价费用和市场补偿费用、零售用户分摊或分享的外购差额资金；

$C_{\text{零售用户交易}}$ 为零售用户交易电费，包含零售用户电能量电费、绿电环境价值结算费用；

$C_{\text{线损}}$ 为零售用户需承担的上网环节线损费用，按照四川省有关规定执行；

$C_{\text{系统运行}}$ 为零售用户需承担的系统运行费用，按照四川省有关规定执行；

$C_{\text{输配}}$ 为零售用户需承担的输配费用，按照四川省有关规定执行；

$C_{\text{基金}}$ 为零售用户需承担政府性基金及附加，按照四川省有关规定执行；

$C_{\text{燃气差价}}$ 为零售用户分摊的燃气发电上网电价差价费用；

$C_{\text{市场补偿}}$ 为零售用户分摊的市场补偿费用；

$C_{\text{外购差额}}$ 为零售用户分摊或分享的省间外购差额费用；

$C_{\text{零售用户}}$ 为零售用户电能量结算电费；

$C_{\text{绿电环境价值}}$ 为零售用户绿电环境价值结算费用（含绿电环境价值偏差补偿费用）。

8.4 代理购电用户总电费

代理购电用户电费包含电能量电费、市场运营费用、结算限价费用、燃气发电上网电价差价分摊费用、上网环节线损费用、系统运行费用、输配电费、政府性基金及附加费用等，计算公式如下：

$$C_{\text{代理购电用户电费}} = C_{\text{代购用户上网}} + C_{\text{线损}} + C_{\text{系统运行}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{基金}}$$

$$C_{\text{代购用户上网}} = C_{\text{代购用户交易}} + C_{\text{燃气差价}} + C_{\text{外购差额}} + C_{\text{市场补偿}}$$

$$C_{\text{代购用户交易}} = C_{\text{代购}} + C_{\text{结算限价}} + C_{\text{省内差额}}$$

式中：

$C_{\text{代购用户上网}}$ 为代理购电用户上网电价电费，包含代理购电用户交易电费、代理购电用户分摊燃气发电上网电价差价费用和市场补偿费用、代理购电用户分摊或分享的外购差额资金；

$C_{\text{代购用户交易}}$ 为代理购电用户交易电费，包含代理购电用户电能量电费、结算限价费用、代理购电用户分摊或分享的省内差额资金；

$C_{\text{线损}}$ 为代理购电用户需承担的上网环节线损费用，按照四川省有关规定执行；

$C_{\text{系统运行}}$ 为代理购电用户需承担的系统运行费用，按照四川

省有关规定执行；

$C_{\text{输配}}$ 为代理购电用户需承担的输配费用，按照四川省有关规定执行；

$C_{\text{基金}}$ 为代理购电用户需承担的政府性基金及附加，按照四川省有关规定执行；

$C_{\text{燃气差价}}$ 为代理购电用户分摊的燃气发电上网电价差价费用；

$C_{\text{市场补偿}}$ 为代理购电用户分摊的市场补偿费用；

$C_{\text{外购差额}}$ 为代理购电用户分摊或分享的省间外购差额费用；

$C_{\text{代购}}$ 为代理购电用户电能量结算电费；

$C_{\text{结算限价}}$ 为代理购电用户结算限价费用；

$C_{\text{省内差额}}$ 为代理购电用户分摊或分享的省内差额资金。

9. 追退补和清算

（1）市场主体由于历史发用电量计量差错、电价差错等原因需要进行电费追退补调整的。原则上，对发电侧和用电侧电量追退补后，不对差错月批发市场用电侧月度结算均价、实时加权平均电价等市场综合电价进行调整。

（2）在月度正式结算依据发布前，发生计量差错、电价差错并能及时调整时，重新计算相应日期和时段电能量电费及市场相关结算费用。

(3) 在月度正式结算依据发布后，发生电量、电价差错，经利益相关方共同确认后，进行追退补计算。原则上仅对差错的个体（含代理售电公司）对应的电能量电费、市场运营费用、结算限价等费用（含分摊或分享）重新计算，分摊或分享的市场费用按原折价标准与差错电量重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补，不再调整差错月其他市场经营主体分摊或分享的市场运营费用、结算限价费用。市场经营主体退补费用在该主体差错户号结算，该主体其他户号结算依据保持不变。个体追退补费用纳入追退补费用结算月的省内差额资金。

(4) 新建发电机组和独立储能未在规定的时间内自动进入商业运营的，调试电量按照以下原则追溯清算：仅对追溯的调试电量进行价差结算，调试电量清算费用=（清算后调试电量-清算前调试电量）×（当月应结算的调试价格-清算前当月电厂自身电能量结算均价），其中，清算前当月电厂自身电能量结算均价计算时不含偏差考核费用及调试量费。发生调试电量追溯清算后，原则上不再因此重新清算电网代理购电和各类分摊返还及补偿类费用。

(5) 在月度账单发布后，12个月内市场主体可反馈异议，经核实后进行追退补，追溯期最长不超过12个月。

(6) 若发电侧或用电侧市场当月电量差错累计值小于等于该月发电侧或用电侧市场总电量累计值 α 时（ α 初设为0.1%）

时，原则上发用两侧辅助服务分摊费用、发电侧个体分摊费用均不做调整，用电侧个体偏差电量对应的辅助服务分摊费用纳入次月用电侧辅助服务分摊费用总额。若发电侧或用电侧市场当月电量差错累计值大于该月发电侧或用电侧市场总电量累计值 α 时，重新计算当月发用两侧分摊总额，发电侧对应月份重新分摊，用电侧差额费用纳入次月用电侧辅助服务分摊费用总额。

（7）因政策或规则调整等原因，需要进行电费清算调整的，依照有关政策文件开展电费清算调整。

（8）未尽事宜，提请省发展改革委、四川能源监管办、省能源局共同研究协商处理。

10. 收付款管理

（1）各经营主体、电网企业应根据法规、政策文件、合约等，在约定期限内完成电费收付。约定期限内未足额或未缴纳电费的售电公司，由电网企业提出使用履约保障凭证，并将欠费信息反馈给交易中心，交易中心将欠费方纳入市场信用管理。

（2）对未按规定追加履约保障凭证的售电公司，电网企业可将其盈利资金暂缓支付，用于弥补该售电公司可能产生的亏损。售电公司结清亏损电费且追加履约保障凭证后，恢复正常。