

四川电力市场结算细则 (征求意见稿)

2025 年 8 月

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	2
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	4
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	5
4. 名词解释	6
5. 电能量市场结算	7
5.1 结算原则	7
5.1.1 结算方式	7
5.1.2 结算周期	8
5.1.3 结算时段	9
5.1.4 结算电量	9
5.1.5 结算电价	9
5.2 结算流程	11
5.2.1 结算单元	11
5.2.2 结算准备	11
5.2.3 日清分	13
5.2.4 月结算	14
5.3 批发市场电能量电费结算	17
5.3.1 发电企业电能量电费	17
5.3.2 批发用户、售电公司电能量电费	19
5.3.3 电网代理购电电能量电费	21
5.3.4 优先购电市场化采购电能量电费	23
5.3.5 独立储能电能量电费	25
5.3.6 虚拟电厂电能量电费	29
5.4 机制电费与政府授权合约差价费用	33
5.4.1 新能源机制电量电费	33

5.4.2 政府授权合约差价费用	34
5.5 市场运营费用管理	35
5.5.1 市场补偿类费用	35
5.5.2 市场调节考核类费用	40
5.5.3 市场平衡类费用	48
5.6 结算限价	51
5.7 零售市场结算	54
5.7.1 零售市场电能量电费	54
5.7.2 批零收益分享机制	55
5.7.3 售电公司总收益	56
5.8 其他结算事项	57
5.8.1 电力用户月度结算电量清分原则	57
5.8.2 绿证结算费用	57
5.8.3 未参与现货市场主体结算	58
6. 辅助服务市场结算	59
6.1 结算原则	59
6.1.1 结算周期	59
6.1.2 结算时段	59
6.1.3 结算计量数据	59
6.2 结算流程	60
6.2.1 结算单元	60
6.2.2 结算准备	60
6.2.3 日清分	61
6.2.4 月结算	61
6.3 低谷调峰市场费用结算	62
6.3.1 补偿费用	62
6.3.2 考核费用	63
6.3.3 费用疏导	64
6.4 24小时启停调峰市场费用结算	64
6.4.1 补偿费用	64
6.4.2 费用疏导	65
6.5 调频市场费用结算	65
6.5.1 补偿费用	65
6.5.2 考核费用	65

6.5.3 费用疏导	66
6.6 备用市场费用结算	66
6.6.1 补偿费用	66
6.6.2 考核费用	67
6.6.3 费用疏导	68
6.7 黑启动市场费用结算	68
6.7.1 补偿费用	68
6.7.2 考核费用	69
6.7.3 费用疏导	69
7. 容量电费结算	69
7.1 结算原则	69
7.2 结算电价	69
7.3 结算流程	70
7.4 燃煤机组容量电费结算	70
7.5 燃气机组容量电费结算	71
7.6 容量电费考核	71
8. 总电费计算	71
8.1 发电企业总电费	71
8.2 批发用户总电费	72
8.3 零售用户总电费	73
8.4 代理购电用户总电费	74
9. 追退补和清算	75
9.1 追退补费用管理	75
9.2 清算费用管理	77
10. 收付款管理	77

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。

本细则编制引用以下文件：《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）、《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976 号）、《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217 号）、《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809 号）、《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）、《关于建立煤电政府授权合约价格机制有关事项的通知》（川发改价格〔2025〕13 号）、《关于进一步完善新型储能价格机制的通知》（川发改价格〔2025〕14 号）、《四川省 2025 年省内电力市场交易总体方案》（川发改能源〔2024〕667 号）、《四川电力中长期交易规则》（川监能市场〔2024〕145 号）、《四川电力现货市场 2025 年模拟试运行工作方案》（川发改能源〔2025〕394 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。

非现货结算试运行期按《2025 年四川电力市场结算细则》开展结算。

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的信息系统的建设、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，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。

(4) 电力交易机构：指四川电力交易中心。

(5) 电力调度机构：指四川电力调度控制中心。

(6) 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。

(7) 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。

（8）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。

（9）批发用户：直接参与批发市场的电力用户。

（10）零售用户：参与零售市场的电力用户。

（11）电网企业代理购电用户：指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。

（12）优先购电用户：指执行居民（含执行居民电价的公益性事业用户）、农业目录销售电价政策和标准的用户。

（13）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。

（14）批发市场用电侧：批发用户、售电公司、代理购电市场化部分、优先购电用户市场化部分、负荷类虚拟电厂。

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×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）]

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；2025 年独立储能作为零售用户时，被售电公司代理的充电电量以每 1 小时为一个结算时段。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（v2.0）》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典型曲线拟合分时计量数据，纳入优购来源电量的地县调直调电站上网电量、国网四川电力内部核算电厂上网电量等按照居农用电典型曲线拟合分时计量数据。二滩送红格电量按二滩留川电量曲线拟合分时数据。

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 小时的现货市场出清系统电价结算，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小时的现货市场出清系统电价按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15分钟出清电量与出清电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，2025年独立储能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。零售用户充电按零售合同约定价格执行。

（3）省间市场每1小时的结算电价按15分钟省间市场电价、电量加权平均计算得出。其中，除省间中长期交易按合同电量计算外，其余部分按执行电量计算。

（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全体工商业用户。

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。

5.2.1.2. 用电侧

电力用户以户号开展结算，其中批发用户以市场主体开展结算。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交易相关参数、零售结算模式、考核条款等套餐内容，完成零售合同签订。零售合同如需修改或变更，应由双方以月为周期在电力交易平台重新填报，并在生效后执行。

（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 日市场经营主体的每 1 小时实际上网（含调试，不含地方协议补偿电量）电量、每 1 小时用户电量（2025 年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）。

(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出具相关主体的日清分结果。

(8) 在月结算前，电力交易机构根据各市场主体反馈和处理意见，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 月月度市场主体发电侧分时上网（含调试）电量、用户侧分时电量等。

(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、生物质优先合同电量。

（4）在 M+1 月第 4 个工作日内，电网企业向电力交易机构提供 M-1 月市场平衡类费用。

（5）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。

（6）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、相关电网企业发布 M 月正式结算依据。

（7）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。

（8）电网企业应于 M+1 月第 10 个工作日内向电力用户、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。

（9）原则上，M+1 月开展 M 月市场补偿类费用、市场调节考核类费用结算，两类市场运营类费用结算后开展结算限价，电网企业于 M+2 月开展 M 月市场平衡类费用结算。

（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）市场经营主体发生销户、过户、分户、并户等用电主体变更或改类、改压等与交易相关的用电性质变更时，电网企业应在下一结算周期前（日清分前）将变更情况、分段计量数据等推送至电力交易机构，电力交易机构将根据用电信息变更情况，对其进行分段结算，并将结算依据推送至电网企业，电网企业据此开展电费结算。

（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省内实时市场电能量（不含调试电量）电费、省内中长期差价合约电能量电费、省间市场差价电能量电费、调平电费等，计算公式如下：

$$R_{\text{电能}} = R_{\text{省内实时}} + R_{\text{省内合约}} + R_{\text{省间市场}} + R_{\text{调平发电}}$$

式中：

$R_{\text{电能}}$ 为发电企业电能量电费；

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

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

$R_{\text{省间市场}}$ 为发电企业省间市场差价电能量电费（除应急调度外的省间电能量电费）；

$R_{\text{调平发电}}$ 为发电企业调平电费。

调试运行期内，机组调试电量按照调试电量价格计算机组调试期电能量电费，计算公式如下：

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

式中：

$R_{\text{电能}}$ 为月度发电机组调试期电能量电费；

$Q_{\text{调试}}$ 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。

5.3.1.1. 省内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）与省内

实时市场系统电价计算省内实时市场电能量电费，计算公式如下：

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

式中：

$R_{\text{省内实时}}$ 为发电企业省内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（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。

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）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：

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

式中：

$R_{\text{省内合约}}$ 为发电企业省内中长期差价合约电费；

$Q_{\text{省内合约},t}$ 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）；

$P_{\text{省内合约},t}$ 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. 省间市场差价电能量电费

发电企业省间市场交易结算电量按照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（除应急调度外的省间电能量电费），计算公式如下：

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

式中：

$R_{\text{省间市场}}$ 为发电企业省间市场差价电能量电费（除应急调度外的省间电能量电费）；

$Q_{\text{省间市场},t}$ 为 t 时段发电企业的省间市场交易结算电量；

$P_{\text{省间市场},t}$ 为 t 时段发电企业省间市场分时电价；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段省内实时市场系统电价。

5.3.1.4. 发电企业调平电费

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：

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

式中：

$R_{\text{调平发电}}$ 为发电企业月度调平费用；

$Q_{\text{调平发电}}$ 为发电企业月度实际上网电量与现货市场按时段合计上网电量之差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 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省内实时市场电

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：

$$C_{\text{电能}} = C_{\text{省内实时}} + C_{\text{合约}} + C_{\text{调平用电}}$$

式中：

$C_{\text{电能}}$ 为批发用户、售电公司电能量电费；

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

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

$C_{\text{调平用电}}$ 为批发用户、售电公司调平电费。

5.3.2.1. 批发用户、售电公司省内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省内实时市场电能量电费，计算公式如下：

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

式中：

$C_{\text{省内实时}}$ 为批发用户、售电公司省内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、售电公司中长期差价合约电能量电费

批发用户、售电公司的中长期合约电量（含中长期外购、留存电量、地县调直调电站上网电量）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中长期差价

合约电能量电费，计算公式如下：

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

式中：

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

$Q_{\text{合约},t}$ 为 t 时段批发用户、售电公司的中长期合约电量；

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

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 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、售电公司调平电费

批发用户、售电公司月度实际用电量与日清分用电量累计值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：

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

式中：

$C_{\text{调平用电}}$ 为批发用户、售电公司月度调平费用；

$Q_{\text{调平用电}}$ 为批发用户、售电公司实际用电量与现货市场按时段合计实际用电量之差；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 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 时段电网代理购电用户实际用电量;

$P_{\text{实时系统},t}$ 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(含优先电量、中长期外购)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；

$P_{\text{代购合约},t}$ 为 t 时段电网企业代理中长期合约电价；

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 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。

5.3.3.3. 电网代理购电调试差价电能量电费

电网代理购电调试电量按调试电量价格与实时市场系统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：

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

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 时段电网代理购电调试电量；

$P_{\text{调试},t}$ 为 t 时段电网企业代理购电调试电量对应调试价格，调试价格依据政府规则确定；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段的实时市场系统电价。

5.3.4 优先购电市场化采购电能量电费

优先购电市场化采购电能量（含线损）电费包含省内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：

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

式中：

$C_{\text{优购}}$ 为优先购电市场化采购电能量（含线损）电费；

$C_{\text{优购实时}}$ 为优先购电实时市场电能量电费；

$C_{\text{优购合约}}$ 为优先购电中长期差价合约电能量电费。

5.3.4.1. 优先购电实时市场电能量电费

根据优先购电实际用电量与省内实时市场系统电价计算优先购电实时市场电能量电费，计算公式如下：

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

式中：

$C_{\text{优购实时}}$ 为优先购电实时市场电能量电费；

$Q_{\text{优购用电},t}$ 为 t 时段优先购电用户市场化采购电量；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段的实时市场系统电价。

5.3.4.2. 优先购电中长期差价合约电能量电费

优先购电中长期合约电能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优先购电中长期差价合约电能量电费，计算公式如下：

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

式中：

$C_{\text{优购合约}}$ 为优先购电中长期差价合约电能量电费；

$Q_{\text{优购合约},t}$ 为 t 时段优先购电中长期合约电量；

$P_{\text{优购合约},t}$ 为 t 时段优先购电中长期合约电价；

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 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 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。2025 年独立储能电能量电费含中长期差价合约电能量电费，2026 年独立储能不参与中长期市场。

5.3.5.1. 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。

调试运行期内，独立储能放电调试电量按照对应调试电量价格计算独立储能放电调试期电能量电费，计算公式如下：

$$R^{\text{放电}} = Q_{\text{调试}}^{\text{放电}} \times P_{\text{调试}}$$

式中：

$R^{\text{放电}}$ 为月度独立储能放电调试期电能量电费；

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

$P_{\text{调试}}$ 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与实时市场系统电价的乘积作为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；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段的实时市场系统电价。

(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

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与现货日清分放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：

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

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的调平电量；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为实时市场月度加权均价。

5.3.5.2. 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的乘

积作为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；

$Q_{\text{调平储能}}^{\text{充电}}$ 独立储能放电结算单元的调平电量。

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为实时市场月度加权均价。

5.3.6 虚拟电厂电能量电费

以发电类虚拟电厂聚合单元或负荷类虚拟电厂聚合单元为结算单元，按“日清月结”模式结算。

5.3.6.1. 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实时市场系统

电价的乘积作为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放电

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：

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

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的调平电量；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为实时市场月度加权均价。

5.3.6.2. 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：

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

式中：

$C^{\text{用电}}$ 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实时市场系统电价的乘积作为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;

$P_{\text{中长期合约},t}$ 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的调平电量；

$P_{\text{实时月度加权}}$ 为实时市场月度加权均价。

5.4 机制电费与政府授权合约差价费用

5.4.1 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）低于月度机制电量时，按实际上网电量结算，剩余的机制电量在后续月份内滚动清算，计算公式如下：

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

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

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

式中：

$R_{\text{机制}}$ 为新能源项目机制电量差价电费；

$Q_{\text{机制}}$ 为新能源项目纳入当月机制电量结算的电量；

$Q_{\text{实际上网}}$ 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，包含当月分解的机制电量部分以及纳入当月滚动清算的机制电量部分；

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

$Q_{\text{滚动机制电量}}$ 为新能源项目当月分解的机制电量超出月度实际上网电量部分，在后续月份滚动清算的部分；

$P_{\text{机制电价}}$ 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；非整月结算试运行期间，按中长期市场当月月度和月内集中交易电能量交易均价计算。

5.4.2 政府授权合约差价费用

2025 年结算试运行期间，燃煤机组的政府授权合约差价费用按月结算，政府授权合约电量按照授权合约电价与年度集中交易当月电能量均价、当月月度和月内集中交易电能量均价、各燃煤机组当月中长期交易合同均价取最大值的价差计算政府授权合约差价费用，计算公式如下：

$$R_{\text{授权合约}} = Q_{\text{授权合约}} \times \left(P_{\text{授权合约}} - \max \left(\begin{array}{l} P_{\text{年度集中交易当月电能量均价}}, \\ P_{\text{月度月内集中交易均价}}, \\ P_{\text{各燃煤机组当月中长期交易合同均价}} \end{array} \right) \right)$$

$$Q_{\text{授权合约}} = \min (Q_{\text{燃煤上网 (不含调试和外送)}}, Q_{\text{燃煤中长期交易合同电量}})$$

式中：

$R_{\text{授权合约}}$ 为燃煤机组政府授权合约差价费用；

$Q_{\text{授权合约}}$ 为燃煤机组授权合约电量，取燃煤机组实际上网电量（不含调试和外送）以及燃煤机组中长期交易合同电量取小计算；

$P_{\text{授权合约}}$ 为燃煤机组的授权合约电价；

$P_{\text{年度集中交易当月电能量均价}}$ 为中长期市场年度集中交易当月电能量交易均价；

$P_{\text{月度月内集中交易均价}}$ 为中长期市场当月月度和月内集中交易电能量交易均价；

$P_{\text{各燃煤火电机组当月中长期交易合同均价}}$ 为中长期市场各燃煤火电机组当月中长期交易合同均价。

5.5 市场运营费用管理

5.5.1 市场补偿类费用

2026 年起，开展市场补偿费用计算与分摊。

5.5.1.1. 机组运行成本补偿方式

若燃煤机组在现货电能量市场中的运行补偿基础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。因自身原因对相关时段有特殊运行要求的，对应时段不纳入运行成本补偿费用的计算范围。

5.5.1.2. 机组运行成本补偿费用计算

燃煤机组运行成本补偿费用以日为单位，根据机组运行日启动成本费用、最小可调出力成本费用和电能量成本费用三者加和与机组运行补偿基础收益的差额进行计算，差额为负值时不进行补偿，计算公式如下：

$$R_{\text{运行成本补偿},d} = R_{\text{启动},d} + R_{\text{最小可调出力成本},d} + R_{\text{电能量成本},d} - R_{\text{运行补偿基础收益},d}$$

式中：

$R_{\text{运行成本补偿},d}$ 为机组在运行日应获得的运行成本补偿费用，为负时置零；

$R_{\text{启动},d}$ 为机组在运行日的启动成本费用；

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

$R_{\text{电能量成本},d}$ 为机组在运行日的电能量成本费用；

$R_{\text{运行补偿基础收益},d}$ 为机组在运行日的运行补偿基础收益。

(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，因电厂自身原因（如调试需要等）导致的机组开机产生的启动费用不纳入计算。

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。

计算公式如下：

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

式中：

$R_{\text{启动},d}$ 为机组在运行日的启动成本费用；

$P_{\text{启动}}$ 为机组在运行日冷、温、热态启动对应的启动费用；

K 为机组的启动费用计算系数，正常开机的燃煤机组，

K 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 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 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确定。

（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（需扣除不纳入计算范围的时段，以及上网电量小于最小可调出力对应电量的时段）和日前市场申报的最小可调出力费用计算，计算公式如下：

$$R_{\text{最小可调出力},d} = C_{\text{最小可调出力}} \times T_{\text{运行},d} \times 0.25$$

式中：

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

$C_{\text{最小可调出力成本}}$ 为机组在日前市场申报的最小可调出力费用；

$T_{\text{运行},d}$ 为机组在运行日纳入运行成本补偿费用计算的总并网运行时段数，需扣除不纳入计算范围的时段，以及上网电量小于最小可调出力对应电量的时段。

(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：

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

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

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

式中：

$R_{\text{电能量成本},d}$ 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；

$P_{\text{核定成本}}$ 为机组的核定电能量成本；

$Q_{\text{实际上网},t}$ 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 为机组在运行日纳入运行成本补偿费用计算时段的集合，需扣除不纳入计算范围的时段，以及上网电量小于最小可调出力对应电量的时段。

(4) 机组运行补偿基础收益计算

必发电量和临时调整（不含调频调整）增发电量，机组运行补偿基础收益取现货市场实际收益；其他电量，机组运行补偿基础收益取预期收益与实际收益的较大值，其中预期收益根据机组实际上网电量与上网电量折算出力对应的报价计算，计算公式如下：

$$R_{\text{基础收益},d} = \sum_t^{t \in U} [P_{\text{实时系统},t} \times (Q_{\text{必发},t} + Q_{\text{增发},t}) + \max(P_{\text{实时系统},t}, P_{\text{报价},t}) \times Q_{\text{其他},t}]$$

式中：

$R_{\text{基础收益},d}$ 为机组在运行日的运行补偿基础收益；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段省内实时市场系统电价；

$Q_{\text{必发},t}$ 为机组在 t 时段的必发电量，必开机组的必开出力对应的电量为必发电量；

$Q_{\text{增发},t}$ 为机组在 t 时段的临时调整（不含调频调整）增发电量，临时调整增发电量为机组临时增加出力导致的实际上网电量与实时出清电量（实时出清电量以临时调整前机组最后一个参与优化时段的出清电力值进行计算）的差额；

$P_{\text{报价},t}$ 为机组在 t 时段实际上网电量折算出力对应的报价；

$Q_{\text{其他},t}$ 为机组在 t 时段的实际上网电量扣减必发电量和临时调整增发电量；

U 为机组在运行日纳入运行成本补偿费用计算时段的集合，需扣除不纳入计算范围的时段，以及上网电量小于最小可调出力对应电量的时段。

5.5.1.3. 补偿费用分摊方式

机组运行成本补偿费用按月计算，由发、用两侧按当月结算电量比例分摊，市场发电主体按月度上网电量（网调电厂为留川电量）比例进行分摊，批发用户、售电公司及电网企业代理购电按月度结算电量比例进行分摊。

5.5.2 市场调节考核类费用

为做好 2025 年电力现货与中长期市场衔接，保障电力市场稳定性，整月结算试运行期间，设置发电侧、用电侧中长期签约缺额（超额）偏差收益回收机制。

5.5.2.1. 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同电量不足其自身对应时段全月日清累计上网电量扣减其机制电量后的剩余电量部分，分时扣除省间交易电量、调试电量后的 α_1 ，不足部分按全月该时段自身日清电量对应的现货实时市场均价和省内中长期月度月内集中交易均价的价差进行偏差收益回收。丰水期（5-10 月），发电侧中长期签约缺额偏差收益免回收比例放宽 10%。全月分时费用为负时该时段不回收，计算公式如下：

$$\eta = (\sum Q_{\text{实际上网},i,d,t} - Q_{\text{机制},i}) / \sum Q_{\text{实际上网},i,d,t},$$

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

$$Q_{\text{上网扣减},i,d,t} = Q_{\text{扣减机制后的上网电量},i,d,t} - Q_{\text{实际外送},i,d,t} - Q_{\text{调试},i,d,t}$$

$$P_{\text{分时实时加权},i,t} = \frac{\sum_{d=1}^D (Q_{\text{实际上网},i,d,t} \times P_{\text{实时系统},d,t})}{\sum_{d=1}^D Q_{\text{实际上网},i,d,t}}$$

$$P_{\text{分时月度月内集中交易均价},i,t} = \frac{\sum_{d=1}^D (Q_{\text{实际上网},i,d,t} \times P_{\text{月度月内集中交易均价},d,t})}{\sum_{d=1}^D Q_{\text{实际上网},i,d,t}}$$

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

$$R_{\text{发电侧中长期缺口},i,t} = (Q_{\text{上网扣减},i,t} \times \alpha_1 - Q_{\text{省内合约},i,t}) \times \max(0, (P_{\text{分时实时加权},i,t} - P_{\text{分时月度月内集中交易均价},i,t}))$$

式中：

$Q_{\text{实际上网},i,d,t}$ 为发电企业日清上网电量；

$Q_{\text{机制},i,t}$ 为发电企业月度机制电量；

$Q_{\text{扣减机制后的上网电量},i,d,t}$ 为发电企业扣减机制电量后的日分时电量；

$Q_{\text{省内合约},i,t}$ 为发电企业全月 t 时段省内中长期合约电量（含优先电量、留存电量）；

$Q_{\text{上网扣减},i,d,t}$ 为发电企业扣减机制电量后的日 t 时段电量扣除对应时段省间交易电量、调试电量；

$P_{\text{分时月度月内集中交易均价},i,t}$ 为发电企业全月 t 时段日清电量对应的省内中长期月度月内集中交易均价；

$P_{\text{实时系统},d,t}$ 为分日 t 时段省内实时市场系统电价；

$P_{\text{月度月内集中交易均价},d,t}$ 为分日 t 时段中长期市场当月月度和月内集中交易电能量交易均价；

$P_{\text{分时实时加权},i,t}$ 为发电企业全月 t 时段自身日清电量对应的现货实时市场均价；

$R_{\text{发电侧中长期超额},i,t}$ 为发电企业全月 t 时段中长期超额偏差收益回收费用，费用为负时不回收；

α_1 为发电企业中长期超额收益回收比例，其中燃煤火电、水电比例系数为 90%（其中，5-10 月为 80%），集中式风电、光伏、发电类虚拟电厂比例系数为 80%（其中，5-10 月为 70%）；

（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同电量超过其自身对应时段全月日清累计上网电量扣减其机制电量后的剩余电量部分，分时扣除省间交易电量、调试电量后的 α_2 ，超过部分按全月该时段自身日清电量对应的省内中长期月度月内集中交易均价和现货实时市场均价的价差进行偏差收益回收。丰水期（5-10 月），发电侧中长期签约超额偏差收益免回收比例放宽 10%。全月分时费用为负时该时段不回收，计算公式如下：

$$\eta = (\sum Q_{\text{实际上网},i,d,t} - Q_{\text{机制},i}) / \sum Q_{\text{实际上网},i,d,t},$$

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

$$Q_{\text{上网扣减},i,d,t} = Q_{\text{扣减机制后的上网电量},i,d,t} - Q_{\text{实际外送},i,d,t} - Q_{\text{调试},i,d,t}$$

$$P_{\text{分时实时加权},i,t} = \frac{\sum_{d=1}^D (Q_{\text{实际上网},i,d,t} \times P_{\text{实时系统},d,t})}{\sum_{d=1}^D Q_{\text{实际上网},i,d,t}}$$

$$P_{\text{分时月度月内集中交易均价},i,t} = \frac{\sum_{d=1}^D (Q_{\text{实际上网},i,d,t} \times P_{\text{月度月内集中交易均价},d,t})}{\sum_{d=1}^D Q_{\text{实际上网},i,d,t}}$$

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

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

式中：

$Q_{\text{实际上网},i,d,t}$ 为发电企业日清上网电量；

$Q_{\text{机制},i}$ 为发电企业月度机制电量；

$Q_{\text{扣减机制后的上网电量},i,d,t}$ 为发电企业扣减机制电量后的日分时电量；

$Q_{\text{省内合约},i,t}$ 为发电企业全月 t 时段省内中长期合约电量（含优先电量、留存电量）；

$Q_{\text{上网扣减},i,d,t}$ 为发电企业扣减机制电量后的日 t 时段电量扣除对应时段省间交易电量、调试电量；

$P_{\text{实时系统},d,t}$ 为分日 t 时段省内实时市场系统电价；

$P_{\text{月度月内集中交易均价},d,t}$ 为分日 t 时段中长期市场当月月度和月内集中交易电能量交易均价；

$P_{\text{分时月度月内集中交易均价},i,t}$ 为发电企业全月 t 时段日清电量对应的省内中长期月度月内集中交易均价；

$P_{\text{分时实时加权},i,t}$ 为发电企业全月 t 时段自身日清电量对应的现货实时市场均价；

$R_{\text{发电侧中长期超额},i,t}$ 为发电企业全月 t 时段中长期超额偏差收益回收费用，费用为负时不回收；

α_2 为发电企业中长期超额收益回收比例，其中燃煤火电、水电为 110%（其中，5-10 月为 120%），集中式风电、光伏、发电类虚拟电厂为 120%（其中，5-10 月为 130%）；

（3）返还方式

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

5.5.2.2. 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

当批发市场用电主体全月分时段中长期合同电量不足其自身对应时段全月日清累计实际用电量的 α_3 ，不足部分按全月该时段自身日清电量对应的省内中长期月度月内集中交易均价和现货实时市场均价的价差进行偏差收益回收。丰水期（5 月-10 月），用电侧中长期签约缺额偏差收益免回收比例放宽 10%。全月分时费用为负时该时段不回收，计算公式如下：

$$P_{\text{分时实时加权},j,t} = \frac{\sum_{d=1}^D (Q_{\text{实际用电},j,d,t} \times P_{\text{实时系统},d,t})}{\sum_{d=1}^D Q_{\text{实际用电},j,d,t}}$$

$$P_{\text{分时月度月内集中交易均价},j,t} = \frac{\sum_{d=1}^D (Q_{\text{实际用电},j,d,t} \times P_{\text{月度月内集中交易均价},d,t})}{\sum_{d=1}^D Q_{\text{实际用电},j,d,t}}$$

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

$$C_{\text{用电侧中长期缺口},j,t} = (Q_{\text{实际用电},j,t} \times a_3 - Q_{\text{中长期合约},j,t}) \times \max(0, (P_{\text{分时月度月内集中交易均价},j,t} - P_{\text{分时实时加权},j,t}))$$

式中：

$Q_{\text{中长期合约},j,t}$ 为用电主体全月 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）；

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

$P_{\text{实时系统},d,t}$ 为分日 t 时段省内实时市场系统电价；

$P_{\text{月度月内集中交易均价},d,t}$ 为分日 t 时段中长期市场当月月度和月内集中交易电能量交易均价；

$P_{\text{分时月度月内集中交易均价},j,t}$ 为用电主体全月 t 时段自身日清电量对应的省内中长期月度月内集中交易均价；

$P_{\text{分时实时加权},j,t}$ 为用电主体全月 t 时段自身日清电量对应的现货实时市场均价；

$C_{\text{用电侧中长期缺口},j,t}$ 为用电主体全月 t 时段中长期缺口偏差收益回收费用，费用为负时不回收；

α_3 为用电主体中长期缺口收益回收比例，其中售电公司比例系数为 90%（其中，5-10 月为 80%），批发用户、负荷类虚拟电厂比例系数为 80%（其中，5-10 月为 70%）；

（2）用电侧中长期签约超额偏差收益回收

当批发市场用电主体全月分时段中长期合同电量超过其自身对应时段全月日清累计实际用电量的 α_4 ，超过部分按全月该时段自身日清电量对应的现货实时市场均价和省内中长期月度月内集中交易均价的价差进行偏差收益回

收。丰水期（5月-10月），用电侧中长期签约超额偏差收益免回收比例放宽10%。全月分时费用为负时该时段不回收，计算公式如下：

$$P_{\text{分时实时加权},j,t} = \frac{\sum_{d=1}^D (Q_{\text{实际用电},j,d,t} \times P_{\text{实时系统},d,t})}{\sum_{d=1}^D Q_{\text{实际用电},j,d,t}}$$

$$P_{\text{分时月度月内集中交易均价},j,t} = \frac{\sum_{d=1}^D (Q_{\text{实际用电},j,d,t} \times P_{\text{月度月内集中交易均价},d,t})}{\sum_{d=1}^D Q_{\text{实际用电},j,d,t}}$$

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

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

式中：

$Q_{\text{实际用电},j,t}$ 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）；

$P_{\text{实时系统},d,t}$ 为分日 t 时段省内实时市场系统电价；

$P_{\text{月度月内集中交易均价},d,t}$ 为分日 t 时段中长期市场当月月度和月内集中交易电能量交易均价；

$P_{\text{分时月度月内集中交易均价},j,t}$ 为用电主体全月 t 时段自身日清电量对应的省内中长期月度月内集中交易均价；

$P_{\text{分时实时加权},j,t}$ 为用电主体全月 t 时段自身日清电量对应的现货实时市场均价；

$C_{\text{用电侧中长期超额},j,t}$ 为用电主体全月 t 时段中长期超额偏差收益回收费用，费用为负时不回收；

α_4 为用电主体中长期超额收益回收比例，其中售电公司比例系数为 110%（其中，5-10 月为 120%），批发用户、负荷类虚拟电厂比例系数为 120%（其中，5-10 月为 130%）。

（3）返还方式

收取的用电侧中长期签约偏差回收费用按燃煤火电、水电、集中式新能源、发电类虚拟电厂当月实际上网电量（网调电厂为留川电量）占比进行返还。

5.5.2.3. 执行偏差考核费用

发电类经营主体（含负荷类虚拟电厂）因自身原因造成每小时实际上网/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率时，超出部分电量绝对值统计为考核电量，按电能量市场出清价格上限进行考核结算。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

当 $|(Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{出清},t}) / Q_{\text{出清},t}| > r_{\text{允许偏差}}$ ，

$$R_{\text{执行偏差考核}} = \sum (|Q_{\text{实际},t} - Q_{\text{出清},t}| - Q_{\text{出清},t} \times r_{\text{允许偏差}}) \times P_{\text{出清上限}}$$

式中：

$Q_{\text{实际},t}$ 为 t 时段经营主体实际上网/用电量；

$Q_{\text{出清},t}$ 为 t 时段经营主体实际出清电量；

$R_{\text{执行偏差考核}}$ 为经营主体实际执行偏差考核费用；

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

$P_{\text{出清上限}}$ 为电能量市场出清价格上限。

(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。

5.5.3 市场平衡类费用

非整月结算试运行期间，按照《2025 年四川电力市场结算细则》开展。整月结算试运行期间，按本规则执行。

5.5.3.1. 外送差额资金

(1) 计算方式

外送差额资金为四川省间外送结算电费与省内发电企业外送结算电费间的差额。

$$R_{\text{外送差额}} = R_{\text{省间外送}} + R_{\text{省间责任偏差}} - R_{\text{外送结算}}$$

$$R_{\text{外送结算}} = \sum Q_{\text{实际外送},t} \times P_{\text{实时系统},t} + R_{\text{省间市场}}$$

$R_{\text{省间外送}}$ 为省间外送结算电费，以北京电力交易中心出具的结算依据为准，不含送出省输电费；

$R_{\text{省间责任偏差}}$ 为因购电方需求上升（下降）发起多送（少送）申请，或由于售电方原因发起少送申请以及售电方为新能源消纳发起多送申请导致的省间责任偏差费用，纳入外送差额资金结算；

$R_{\text{外送结算}}$ 为省间实际外送结算电能量电费；

$Q_{\text{实际外送},t}$ 为 t 时段发电企业省间实际外送电量；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段省内实时市场系统电价；

$R_{\text{省间市场}}$ 为发电企业省间市场差价电能量电费（除应急调度外的省间电能量电费）；

（2）分摊方式

外送差额资金由发电企业返还或分摊。由当月参与市场的市场发电主体按照当月结算电量（网调电厂为留川电量）比重返还或分摊。

5.5.3.2. 外购差额资金

外购差额资金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

$$\begin{aligned} C_{\text{外购差额}} &= C_{\text{外购结算}} - C_{\text{省间外购}} + C_{\text{省间责任偏差}} \\ C_{\text{外购结算}} &= \sum Q_{\text{实际外购},t} \times P_{\text{实时系统},t} + \\ &\quad \sum Q_{\text{外购合同},t} \times (P_{\text{月度月内集中交易均价},t} - P_{\text{实时系统},t}) \end{aligned}$$

式中：

$C_{\text{省间外购}}$ 为省间外购（不含省间绿电）结算电费，以北京电力交易中心出具的结算依据为准；

$C_{\text{外购结算}}$ 为省内市场外购电能量实际结算电费；

$Q_{\text{实际外购},t}$ 为 t 时段省间实际外购电量；

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段的实时市场系统电价；

$Q_{\text{外购合同},t}$ 为 t 时段省间中长期合约外购合同电量；

$P_{\text{月度月内集中交易均价},t}$ 为 t 时段中长期市场当月月度和月内集中交易电能量交易均价；

$C_{\text{省间责任偏差}}$ 为因购电方需求上升（下降）发起多送（少

送)申请,或由于售电方原因发起少送申请以及售电方为新能源消纳发起多送申请导致的省间责任偏差费用,纳入外送差额资金结算。

(2) 分摊方式

外购差额资金按当月实际用量比例由全体工商业用户分摊或分享。

5.5.3.3. 省内差额资金

省内市场差额资金,为省内批发用户、售电公司、电网代理购电、居民农业(含线损)等优先购电用户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间的差额。政府授权合约、机制电量、燃机差价等费用,居民农业用电新增损益(含线损),以及代理购电预测电量电价与实际电量电价之间的偏差等,不纳入省内差额资金。

(1) 计算公式

$$\begin{aligned}
 R_{\text{省内差额}} &= C_{\text{省内结算电能}} - R_{\text{省内结算电能}} \\
 C_{\text{省内结算电能}} &= C_{\text{电能}} + C_{\text{代购}} + C_{\text{优购}} - C_{\text{外购结算}} + C_{\text{追退补与清算}} \\
 R_{\text{省内结算电能}} &= R_{\text{电能}} - R_{\text{外送结算}} + R_{\text{追退补与清算}} \\
 &\quad - \left(\sum_{t=1}^T Q_{\text{燃气电量},t} \times (P_{\text{燃气优先发电上网电价},t} - P_{\text{月度月内集中交易均价},t}) \right)
 \end{aligned}$$

式中:

$C_{\text{省内结算电能}}$ 包含批发用户、售电公司省内电能量电费、电网代理购电电能量电费、优先购电用户电能量电费、用电侧追退补与清算费用,不含省间外购结算电费;

$C_{\text{电能}}$ 为批发用户、售电公司省内市场电能量电费(含留存、扣减地方小水电);

$C_{\text{代购}}$ 为电网代理购电电能量结算电费；

$C_{\text{优购}}$ 为优先购电市场化采购电能量（含线损）电费；

$C_{\text{外购结算}}$ 省内市场外购电能量实际结算电费；

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

$R_{\text{省内结算电能}}$ 为发电企业省内电能量结算电费，含未纳入市场的偏差结算电量费用、追退补与清算费用，不含外送电能量电费、工商业用户购入的燃气电量差价电费；

$R_{\text{电能}}$ 为发电企业电能量电费；

$R_{\text{外送结算}}$ 省间实际外送结算电能量电费；

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

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

$P_{\text{燃气优先发电上网电价},t}$ 为 t 时段燃气机组优先发电上网电价；

$P_{\text{月度月内集中交易均价},t}$ 为 t 时段中长期市场当月月度和月内集中交易电能量交易均价。

（2）分摊方式

省内市场差额资金按月计算，由发、用两侧按当月结算电量比例分摊，市场发电主体按月度上网电量（网调电厂为留川电量）比例进行分摊，批发用户、售电公司及电网企业代理购电按月度结算电量比例进行分摊。

5.6 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，在现货市场整月结算试运行期间，设置结算限价使市场价格处于合理区间。

月度结算时，对批发市场用电侧市场电量整体月度综合结算电价设置上限。2025 年月度综合结算电价上限为当年同水期月度综合结算电价的 103%，2026 年月度综合结算电价上限为上年同月月度综合结算电价的 105%。用电侧月度综合结算电价计算公式如下：

$$P_{\text{用电侧月度综合结算电价}} = C_{\text{用电侧省内市场电费}} / Q_{\text{用电侧省内市场电量}}$$

$$C_{\text{用电侧省内市场电费}} = \sum C_{\text{电能}} + \sum_{t=1}^T (Q_{\text{代购市场化采购},t} \times P_{\text{实时系统},t})$$

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

$$+ C_{\text{补偿类}} + C_{\text{调节类}}$$

$$Q_{\text{代购市场化采购},t} = Q_{\text{代购用电},t} - Q_{\text{代购优先},t} - Q_{\text{调试},t}$$

$$Q_{\text{用电侧省内市场电量}} = Q_{\text{实际用电}} + Q_{\text{代购用电}} - Q_{\text{代购优先}} - Q_{\text{调试}}$$

式中：

$P_{\text{用电侧月度综合结算电价}}$ 为批发市场用电侧市场电量整体月度综合结算电价；

$C_{\text{用电侧省内市场电费}}$ 包含批发市场用电侧市场电能量电费（其中电网代理购电仅为市场采购电能量电费部分）、市场补偿类费用以及市场调节类费用；

$C_{\text{电能}}$ 为批发用户、售电公司电能量电费；

$Q_{\text{代购市场化采购},t}$ 为 t 时段电网代理购电用户市场化采购电量，不含调试、优先电量；

$Q_{\text{代购合约},t}$ 为 t 时段电网代理购电中长期合约电量;

$Q_{\text{代购优先},t}$ 为 t 时段纳入电网代购的优先电量;

$P_{\text{代购合约},t}$ 为 t 时段电网企业代理中长期合约电价;

$P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 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。

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

$Q_{\text{调试},t}$ 为 t 时段电网代理购电调试电量;

$P_{\text{实时系统},t}$ 为 t 时段省内实时市场系统电价;

$Q_{\text{用电侧省内市场电量}}$ 为月度批发用户、售电公司、电网代理购电省内市场化结算电量;

$Q_{\text{实际用电}}$ 为批发用户、售电公司实际月度总用电量;

$Q_{\text{代购用电}}$ 为电网代理购电用户月度实际用电量;

$Q_{\text{代购优先}}$ 为月度纳入电网代购的优先电量;

$Q_{\text{调试}}$ 为月度电网代理购电调试电量。

若对比基准期（当年同水期或上年同月）为非现货结算试运行期间，用电侧月度综合结算电价计算公式如下：

用电侧月度综合结算电价=用电侧月度电能量结算电费（其中偏差电量电费不含惩罚系数）/用电侧月度结算电量，其中电网代理购电为市场采购电量部分。

当批发市场用电侧整体月度综合结算电价超过结算电价上限时，批发市场用电主体按结算电价上限与整体月度综合电价价差、省内市场化结算电量计算批发市场用电主体结算限价费用，计算出的结算限价费用纳入批发市场用

电主体总费用中。

(1) 计算方式

$$C_{\text{用电侧结算限价},j} = Q_{\text{用电侧省内市场电量},j} \times (P_{\text{结算上限}} - P_{\text{用电侧月度综合结算电价}})$$

式中：

$C_{\text{用电侧结算限价},j}$ 为批发市场用电主体结算限价费用；

$Q_{\text{用电侧省内市场电量},j}$ 为批发市场用电主体省内市场化结算电量，不含代购优先、调试电量；

$P_{\text{结算上限}}$ 为批发市场用电侧整体结算均价上限；

$P_{\text{用电侧月度综合结算电价}}$ 为批发市场用电侧整体月度综合结算电价。

(2) 分摊方式

批发市场用电主体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）占比分摊。

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

式中：

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

$\sum C_{\text{用电侧结算限价},i}$ 为批发市场用电主体结算限价总费用；

$Q_{\text{上网电量},i}$ 为市场发电主体月度上网电量。

5.7 零售市场结算

5.7.1 零售市场电能量电费

零售用户电能量电费按零售合同结算。2025 年已经签约的零售合同保持不变，2026 年零售合同与现货市场价格联动。

5.7.2 批零收益分享机制

为进一步向零售用户传导市场改革红利，2026 年考虑设置批零收益分享机制。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，自主协商批零价差回收基准及分成比例；当零售用户未能与售电公司自主约定批零价差分成比例时，默认以 7 元/兆瓦时作为批零价差控制基准，并对售电公司超额收益实行五五分成。零售用户月度交易结算价格如下：

（1）计算公式

$$P_{\text{零售用户结算价格},m} = P_{\text{零售用户套餐价格},m} - \max(0, (P_{\text{零售用户套餐价格},m} - (P_{\text{购电侧价格},m} + P_{\text{批零价差基准},m})) * \varepsilon)$$
$$P_{\text{零售用户套餐价格},m} = C_{\text{零售用户合约},m} / Q_{\text{零售用户结算电量},m}$$
$$P_{\text{购电侧价格},m} = C_{\text{结算限价后的购电费},m} / Q_{\text{售电公司结算电量},m}$$
$$C_{\text{零售用户},m} = Q_{\text{零售结算},m} \times P_{\text{零售用户结算价格},m}$$

式中：

$P_{\text{购电侧价格},m}$ 为 m 月售电公司在批发市场购电价格；

$C_{\text{结算限价后的购电费},m}$ 为 m 月结算限价后的售电公司在批发市场的实际购电费，包含电能量电费、市场运行补偿类费用、市场调节类费用、结算限价费用；

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

$P_{\text{零售用户结算价格},m}$ 为 m 月单个零售用户实际结算价格；

$P_{\text{零售用户套餐价格},m}$ 为 m 月单个零售用户与售电公司的签约价格；

$C_{\text{零售用户合约},m}$ 为 m 月单个零售用户与售电公司按零售合同

结算电费；

$P_{\text{批零价差基准}}$ 为单个零售用户与售电公司约定的批零价差基准值，未约定的按默认值 7 元/兆瓦时执行；

ε 为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；

$C_{\text{零售用户},m}$ 为 m 月单个零售用户电能量结算电费；

$Q_{\text{零售结算},m}$ 为 m 月单个零售用户结算电量。

5.7.3 售电公司总收益

售电公司总收益包含售电公司价差收益、绿证费用、市场平衡类费用，计算公式如下：

$$C_{\text{售电公司总收益},m} = C_{\text{价差收益},m} + C_{\text{绿证},m} + C_{\text{平衡类},m}$$

$$C_{\text{价差收益},m} = \sum C_{\text{零售用户},m} - C_{\text{结算限价后的购电费},m}$$

式中：

$C_{\text{售电公司总收益},m}$ 为售电公司总收益；

$C_{\text{价差收益},m}$ 为 m 月售电公司价差收益费用；

$C_{\text{绿证},m}$ 为 m 月售电公司绿证结算费用（含绿证偏差补偿费用）；

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

$\sum C_{\text{零售用户},m}$ 为 m 月所有零售用户电能量结算电费；

$C_{\text{结算限价后的购电费},m}$ 为 m 月结算限价后的售电公司在批发市场的实际购电费，包含电能量电费、市场运行补偿类费用、市场调节类费用、结算限价费用。

5.8 其他结算事项

5.8.1 电力用户月度结算电量清分原则

2025 年月度结算时，批发用户、零售用户用电量按省间绿电（其中 PPA 优先）、绿色电力交易（即省内绿电，下同）、留存电量、当地地县调直调电站上网电量保障部分电量、弃水电量消纳、常规直购的顺序进行清分。各交易品种（除常规直购外）电量以合同为限进行清分，剩余电量纳入常规直购。其中，零售用户省间绿电合同电量、绿色电力交易合同电量为售电公司按户号关联至零售用户的批发市场合同电量。

5.8.2 绿证结算费用

（1）省间

省间绿证费用、省间绿证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。

（2）省内

省内绿色电力交易对应绿证费用按当月绿色电力交易合同电量、发电企业上网电量（不含机制电量）、电力用户绿色电力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），以对应交易合同绿证价格结算。其中，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。

发电企业与售电公司、批发用户省内绿色电力交易绿

证偏差补偿费用按合同约定的绿证偏差补偿方式结算。其中，发电企业的省内绿证偏差电量= $\text{MIN}(\text{绿色电力交易合同电量}, \text{对应的绿色电力交易合同上网电量扣除机制电量部分}) - \text{绿色电力交易合同电量}$ ；省内批发用户、售电公司的绿证偏差电量= $\text{绿色电力电量} - \text{合同电量}$ 。以兆瓦时为单位取整造成的尾差，不计入偏差电量。

5.8.3 未参与现货市场主体结算

2025 年非整月结算试运行期间，按《2025 年四川电力市场结算细则》开展结算。整月结算试运行期间，按以下原则开展结算。

5.8.3.1. 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，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。

5.8.3.2. 发电侧

2025 年未参与现货市场的发电企业上网电量中市场合同和调试电量按相应量价结算，其他电量按批复价格结算。其中，生物质优先电量按电力调度机构推送的月度优先发电合同电量扣除调试电量后结算，若月度优先发电合同电量扣除调试后为负，则视为零。

2026 年未参与现货市场的发电企业上网电量中调试电量按相应量价结算，其他电量按批复价格结算。

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、考核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、考核费用计算，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、考核计算结果。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。

(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、考核费用计算。

(3) 电力调度机构于 M+1 月第 3 个工作日前完成 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，并将辅助服务补偿、考核费用及发电侧各经营主体分摊费用明细推送至电力交易机构，将用电侧需分摊的辅助服务费用总额推送至国网四川省电力公司。

(4) 电力交易机构会同电网企业于 M+1 月第 5 个工作日前完成后续相关结算工作，并与其他交易费用合并出具结算依据，向经营主体公开。

(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。

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

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

其中：

$s_{\text{调峰补偿},i,t}$ 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

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

6.3.2 考核费用

对经营主体未足额提供调峰服务的行为进行考核，具体如下：

（1）单时段（每 15 分钟）调峰考核费用计算

$$S_{\text{调峰考核},i,t} = \max(E_{i,t}' \times (1-R) - E_{i,t}, 0) \times P_{i,t} \times 0.5$$

其中：

$s_{\text{调峰考核},i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个交易时段的调峰考核费用。

$E_{i,t}$ 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 第 t 个交易时段的调峰价格。

（2）日调峰考核费用

$$S_{\text{调峰考核},i} = \sum_{t=1}^N S_{\text{调峰考核},i,t}$$

其中： N 表示低谷调峰市场交易时段总数。

(3) 考核执行

已纳入四川“两个细则”计划曲线考核的经营主体，本细则不再进行考核。

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，免除考核。

6.3.3 费用疏导

各经营主体的考核费用按月汇总后，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。

月度补偿费用和考核费用的差额资金由发电企业按上网电量（含国调、西南网调机组留川和外送电量）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。

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

其中：

$S_{24\text{小时启停常规},i}$ 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。

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

6.4.2 费用疏导

24 小时启停调峰补偿费用由发电企业按上网电量（含国调、西南网调机组留川和外送电量）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：

$$S_{\text{里程补偿},i} = D_i \times P_{\text{里程}} \times K_d^i$$

其中：

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

D_i 表示经营主体 i 提供的合格调频里程。

$P_{\text{里程}}$ 表示调频里程出清价格。

K_d^i 为经营主体 i 的实际调频性能系数。

6.5.2 考核费用

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，不合格的调频里程纳入考核，考核单价为 5 元/MW。

$AGC\text{考核费用 (元)} = abs(P_0) \times K \times 5\text{元} / MW$

其中， 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。

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，每次考核 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，每次考核 5 万元。

6.5.3 费用疏导

各经营主体的考核费用按月汇总后，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考核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，月度补偿费用和考核费用的差额资金暂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：

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

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 考核费用

对经营主体未足额提供备用服务的情况进行考核，具体如下：

（1）未足额提供备用服务的情况

单时段（每 15 分钟）备用考核费用计算

$$S_{\text{备用考核},i,t} = \max(S_{i,t} \times 0.98 - S'_{i,t}, 0) \times P \times 4$$

其中：

$S_{\text{备用考核},i,t}$ 表示经营主体 i 在第 t 个时段的备用考核费用。

$S_{i,t}$ 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 第 t 个时段的备用价格。

日备用考核费用：

$$S_{\text{备用考核},i} = \sum_{t=1}^{96} S_{\text{备用考核},i,t}$$

（2）考核执行

已纳入四川“两个细则”计划曲线考核的经营主体，本细则不再对未足额提供备用服务的情况进行考核。

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，免除考核。

6.6.3 费用疏导

各经营主体的考核费用按月汇总后，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考核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，备用补偿费用和考核费用的差额资金暂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技术标准的经营主体（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 考核费用

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进行考核。

6.7.3 费用疏导

各经营主体的考核费用按月汇总后，优先抵扣当月补偿费用总额，如有盈余则在当月提供黑启动服务的经营主体中，按补偿费用比例分享。

现货市场整月连续结算试运行前，补偿费用由发电企业按上网电量比例分担。现货市场整月连续结算试运行后，补偿费用由全体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

燃煤发电机组容量电价实行全国统一标准 330 元/千瓦·年。四川省燃煤发电机组容量电价 2025 年暂为 165 元/千瓦·年，2026 年根据相关规定调整。

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：

$$R_{\text{燃煤容量}} = Cap_{\text{燃煤}} \times P_{\text{燃煤容量}} / 12 \times (1 - \lambda_1)$$

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；

$P_{\text{燃煤容量}}$ 为燃煤机组当月容量电价，暂定为 165 元/千瓦·年；

λ_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：

$$R_{\text{燃气容量}} = Cap_{\text{燃气}} \times P_{\text{燃气容量}} \times (1 - \lambda_1)$$

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；

λ_1 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、政府授权合约差价费用、市场运营费用、结算限价费用、绿证

费用、辅助服务费用、容量电费、“两个细则”费用等，计算公式如下：

$$R_{\text{发电企业总电费}} = R_{\text{电能}} + R_{\text{机制}} + R_{\text{授权合约}} + R_{\text{市场运营}} \\ + R_{\text{发电侧结算限价分摊}} + R_{\text{绿证}} + R_{\text{辅助服务}} + R_{\text{容量}} + R_{\text{两个细则}}$$

式中：

$R_{\text{电能}}$ 为发电主体电能量电费；

$R_{\text{机制}}$ 为新能源项目机制电量差价电费；

$R_{\text{授权合约}}$ 为燃煤机组政府授权合约差价费用；

$R_{\text{市场运营}}$ 为发电主体分摊或分享的市场运营费用；

$R_{\text{发电侧结算限价分摊}}$ 为发电主体分摊用电侧结算限价费用；

$R_{\text{绿证}}$ 为发电主体绿证结算费用（含绿证偏差补偿费用）；

$R_{\text{辅助服务}}$ 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。

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、政府授权合约差价分摊费用、燃气发电上网电价差价分摊费用、绿证费用、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：

$$C_{\text{批发用户总电费}} = C_{\text{电能}} + C_{\text{市场运营}} + C_{\text{用电侧结算限价}} + C_{\text{政府授权}} + C_{\text{燃气}} \\ + C_{\text{绿证}} + C_{\text{线损}} + C_{\text{系统运行}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{基金}}$$

式中：

$C_{\text{电能}}$ 为批发用户电能量电费；

$C_{\text{市场运营}}$ 为批发用户分摊或分享的市场运营费用；

$C_{\text{用电侧结算限价}}$ 为批发用户结算限价费用；

$C_{\text{政府授权}}$ 为批发用户政府授权合约差价分摊费用；

$C_{\text{燃气}}$ 为批发用户燃气发电上网电价差价分摊费用；

$C_{\text{绿证}}$ 为批发用户绿证结算费用（含绿证偏差补偿费用）；

$C_{\text{线损}}$ 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；

$C_{\text{基金}}$ 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。

8.3 零售用户总电费

零售用户总电费包括电能量电费、市场运营费用、零售市场超额收益回收分享费用、政府授权合约差价分摊费用、燃气发电上网电价差价分摊费用、绿证费用、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：

$$C_{\text{零售用户电费}} = C_{\text{零售用户}} + C_{\text{市场运营}} + C_{\text{政府授权}} + C_{\text{燃气}} + C_{\text{绿证}} + C_{\text{线损}} + C_{\text{系统运行}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{基金}}$$

式中：

$C_{\text{零售用户}}$ 为零售用户电能量结算电费；

$C_{\text{市场运营}}$ 为零售用户分摊或分享的市场运营费用；

$C_{\text{政府授权}}$ 为零售用户政府授权合约差价分摊费用；

$C_{\text{燃气}}$ 为零售用户燃气发电上网电价差价分摊费用；

$C_{\text{绿证}}$ 为零售用户绿证结算费用；

$C_{\text{线损}}$ 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。

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、政府授权合约差价分摊费用、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：

$$C_{\text{代理购电用户电费}} = C_{\text{代购电能}} + C_{\text{市场运营}} + C_{\text{用电侧结算限价}} + C_{\text{政府授权}} + C_{\text{燃气}} + C_{\text{线损}} + C_{\text{系统运行}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{基金}}$$

式中：

$C_{\text{代购电能}}$ 为代理购电用户电能量结算电费；

$C_{\text{市场运营}}$ 为代理购电用户分摊或分享的市场运营费用；

$C_{\text{用电侧结算限价}}$ 为代理购电用户结算限价费用；

$C_{\text{政府授权}}$ 为代理购电用户政府授权合约差价分摊费用；

$C_{\text{燃气}}$ 为代理购电用户燃气发电上网电价差价分摊费用；

$C_{\text{线损}}$ 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政府性基金及附加，按照四川省有关规定执行。

9. 追退补和清算

9.1 追退补费用管理

(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发用两侧综合结算均价、实时加权平均电价等市场综合电价进行调整。

(2) 用电侧、发电侧在月度账单发布前发生电量、电价、市场运营相关结算费用变化等情况，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运营相关结算费用。

(3) 若差错电量可追溯至时点时，在月度结算中电能

量电费按相应的系统电价进行电能量电费及其相关市场运营结算费用的追退补结算；若差错电量不能追溯至时点时，电能量电费按差错月实时市场月度加权均价进行追退补结算。

（4）原则上，对用电侧发生电量退补，不再调整电量差错月售电公司、批发市场电能量均价和零售结算均价等计算市场运营费用涉及的各类价格。若出现重大偏差，可由相关市场主体提出，经利益相关方共同确认后，进行追溯调整计算。

（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）发生差错的市场主体的市场运营费用经追退补调整后，其余缺纳入退补月相应类别市场运营费用进行分摊、返还。原则上对个体电量数值发生变化的电量差错，其追退补电量不再参与市场运营费用的分摊、返还计算。

（7）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0.1%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。

（8）未尽事宜，需提请省级价格主管部门，按价格主管部门决策意见执行。

9.2 清算费用管理

市场主体由于政策变化等原因需要进行电费清算调整的，依据以下原则进行清算调整。

（1）因电价政策调整、政府有关部门有新政策出台或者因市场主体适用的电价类别变化等原因，导致电费需要调整的，依照有关电价政策文件开展电费清算调整。

（2）因市场交易结算规则、交易价格等政策性变化或不可抗力引起的差错，导致电费需要调整的，依照有关规定开展电费清算调整。

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。