

安徽电力现货市场结算实施细则

（结算试运行 第 6.1 版 20260122）

目 录

1 总述	1
2 适用范围	1
3 引用文件	1
4 术语定义	2
5 市场结算主要权责	3
5.1 批发用户主要权责	4
5.2 售电公司主要权责	4
5.3 发电企业主要权责	5
5.4 电网企业主要权责	5
5.5 电力调度机构主要权责	6
5.6 电力交易机构主要权责	6
6 结算原则	6
6.1 结算周期	7
6.2 结算模式	7
6.3 结算电价	9
6.4 结算参数	10
6.5 省间与省内市场衔接	10
7 结算流程	10
7.1 结算数据准备	10
7.2 日清分	11
7.3 月结算	11
8 中长期交易曲线形成	12
9 电能量电费计算	12
9.1 市场化机组结算	13
9.2 市场用户结算	18
9.3 月内调平电费	20
10 市场平衡费用计算	20

11 市场运营费用计算	23
11.1 机组考核类费用	23
11.2 机组补偿类费用	25
11.3 市场调节类费用	26
12 其他不平衡资金	35
13 退补管理	35
13.1 月内差错处理	35
13.2 跨月差错退补	35
13.3 其他事项	36
14 辅助服务结算	37
15 电费收付	37
15.1 发电侧电费支付	37
15.2 用户侧电费收取	37
15.3 售电公司差额电费收付	38
15.4 电费收付管理	38
16 其他结算事项	38
16.1 市场中止与管制	38
16.2 用户违约用电、窃电行为的处理原则	38
17 附则	38
附件1：安徽电力现货市场电量拟合规则	40

1 总述

为指导、规范、明确安徽电力现货市场结算相关工作开展，维护电力交易各方的合法权益和社会公众利益，根据《安徽电力现货市场运营基本规则》，制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于安徽省现货市场结算工作。主要内容包括：市场结算主要权责、结算原则、结算流程、电能量电费计算、市场平衡费用计算、市场运营费用计算、退补管理、辅助服务结算、电费收付和其他结算事项等。

3 引用文件

《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件

《国家发展改革委、国家能源局关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》（发改办能源〔2019〕828号）

《国家发展和改革委员会办公厅国家能源局综合司关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）

《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）

《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）

《国家发展改革委国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）

《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）

《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号）

《国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕526号）

《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力现货基本规则（试行）〉的通知》（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）

《安徽省发展改革委 安徽省能源局关于印发〈安徽省深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案〉的通知》（皖发改价格〔2025〕505号）

4 术语定义

(1) 电力交易机构：指安徽电力交易中心有限公司。

(2) 电力交易平台：指安徽电力市场化交易技术支持系统。

(3) 市场用户：指直接参与电力市场化交易的批发用户、售电公司和电网代理工商业购电。

(4) 市场化机组：本细则中市场化机组指参与现货市场的机组（不包括储能）。

(5) 节点边际电价：指在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源的工作特点的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时所需要增加的边际成本，简称节点电价。节点电价由系统电能价格与阻塞价格两部分构成。

(6) 日前市场统一结算点电价：发电侧日前市场所有“报量报价”发电侧主体（包含独立储能，下同）节点电价加权平均值。

用户侧以 1 小时为计算时段，发电侧以 15 分钟为计算时段。

(7) 实时市场统一结算点电价：发电侧实时市场所有“报量报价”发电侧主体（包含独立储能，下同）节点电价加权平均值。用户侧以 1 小时为计算时段，发电侧以 15 分钟为计算时段。

(8) 实时市场月度现货均价：发电侧实时市场所有“报量报价”发电侧主体（包含独立储能，下同）节点电价月度加权平均值。

(9) 新能源同类型项目所有节点实时市场分时月度加权均价：“报量报价”参与现货市场的新能源同类型项目（风电、光伏）实时市场所有机组节点电价月度加权平均值。

(10) 电能量电费：指发电企业与电力用户在现货市场和中长期交易市场中以电能量为交易标的物的电费。

(11) 辅助服务市场费用：为维护系统的安全稳定运行、保证电能质量，除发电企业、电网企业和电力用户等提供正常电能生产、传输、使用之外，由并网发电厂、独立储能等提供辅助服务所得的费用。

(12) 市场平衡费用：指为保障发用两侧电能量电费收支平衡产生的费用。

(13) 市场运营费用：指在市场初期，为统筹兼顾市场竞争与规范经营主体行为，保障电力系统安全稳定，设置电能量费用之外的调节费用，包括机组考核类费用、机组补偿类费用和市场调节类费用等。

(14) 日期：本细则所指的“日清分”时间和“月结算”时间为自然日，实际操作中以电力交易机构发布的结算日期为准。

5 市场结算主要权责

5.1 批发用户主要权责

5.1.1 按照市场规则参与电力市场交易，签订和履行市场化交易合同、相关服务合同，享受输配电服务。

5.1.2 获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付电能量电费、上网环节线损费用、输配电费、系统运行费、政府性基金及附加等，参与分摊分享市场运营费用、市场平衡费用等。

5.1.3 在电力交易平台填写、确认用电户号、用电类别和用于资金结算的银行账户等信息；在结算依据、结算账单发布后及时审核并确认，存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算查询。

5.1.4 按照市场规则，承担偏差考核、违约等相关责任。

5.1.5 应按规定向电网企业支付（或收取）款项。

5.1.6 向电网企业获取或者开具其增值税专用发票。

5.1.7 具备满足参与市场化交易要求的技术支撑条件。

5.2 售电公司主要权责

5.2.1 按照市场规则参与电力市场交易，签订和履行市场化交易合同。

5.2.2 在电力交易平台上填写、确认零售交易电量、用于资金结算的银行账户等信息，将零售合同上传至电力交易平台备案。

5.2.3 在合同有效期内依据合同获取相关方履行合同的信
息、资料及查阅计量数据，在结算依据、结算账单发布后及时审
核并确认，存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网
企业提交结算查询。

5.2.4 应按规定向电网企业支付（或收取）款项。

5.2.5 向电网企业获取或者开具增值税专用发票。

5.2.6 拥有配电网运营权的售电公司根据政府有关规定开展电费结算。

5.3 发电企业主要权责

5.3.1 按照市场规则参与电力市场交易，签订和履行交易合同等，服从电力调度机构管理，享受输配电服务。

5.3.2 在合同有效期内依据合同获取相关方履行合同的信
息、资料及查阅计量数据，在结算依据、结算账单发布后及时审
核并确认，存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网
企业提交结算查询。

5.3.3 按照市场规则，承担辅助服务、偏差考核、违约等相关
责任。

5.3.4 向电网企业获取或者开具增值税专用发票。

5.4 电网企业主要权责

5.4.1 负责保障输配电设施的安全稳定运行，为经营主体提
供公平的输配电服务和电网接入服务，向经营区范围内的经营主
体提供报装、计量、抄表、收催缴电费、维修等各类供电服务。

5.4.2 按照电力交易机构出具的结算依据，按自然月周期向
经营主体出具结算账单，并按照规定向经营主体收付款。

5.4.3 负责按规定开展电费结算、收取输配电费、代征代缴
政府性基金及附加等。

5.4.4 负责向发生付款违约的经营主体催缴欠款，对于逾期
仍未全额付款的经营主体，向电力交易机构提出履约保函、保险
的使用申请。

5.4.5 负责建设、运营和维护结算相关技术支撑系统，并通

过技术支撑系统开展市场平衡费用清分和结算。按照有关规定，对经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

5.4.6 负责规范电价政策执行，维护科学合理电价机制。

5.4.7 按规定提供支撑市场化交易、市场服务和结算所需的相关数据。

5.4.8 向其他经营主体获取或者开具增值税专用发票。

5.5 电力调度机构主要权责

5.5.1 负责现货、辅助服务市场交易组织，现货电能量、辅助服务交易出清，提供结算基础数据。

5.5.2 市场运营初期，负责提供辅助服务费用。

5.6 电力交易机构主要权责

5.6.1 负责市场注册、市场申报、中长期交易组织、合同分解及管理、发布交易结算情况信息。

5.6.2 负责按照规则，通过电力交易平台等方式向各经营主体单独推送其结算明细和结算依据，在电力交易平台公开计算示例和说明，数据推送应采用数据接口等便于经营主体使用的方式。

5.6.3 负责按规则处理经营主体结算的相关查询。

5.6.4 负责经营主体的履约保函管理，接受电网企业履约保函、保险的使用申请，向经营主体发出履约保函、保险执行告知书并做好相关信用评价管理记录。

5.6.5 按照有关规定开展相关信息披露工作，并对经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

6 结算原则

6.1 结算周期

6.1.1 原则上，市场化机组、市场用户“日清月结”，即按日进行市场化交易结果清分，生成日清分结算依据；按月进行市场化交易电费结算，生成月结算依据，并向经营主体发布。其中发电侧以15分钟为基本计算时段，用电侧以1小时为基本计算时段。市场化机组、市场用户按日抄表，月度结算电量、电费由日清电量、电费，调平电量、电费累计形成。初期，未参与中长期市场且接受市场价格的新能源项目“月清月结”。

6.1.2 零售用户根据国家及我省零售市场有关规定及零售代理合同“日清月结”，按月进行零售市场电费结算，生成月结算依据，并向经营主体发布。

6.2 结算模式

6.2.1 煤电机组“报量报价”参与现货市场时，中长期合约电量按中长期合约价格结算，并结算所在节点与日前市场统一结算点电价差值；日前出清电量与中长期合约电量的偏差按照机组所在节点日前出清电价结算；机组上网电量与日前出清电量的偏差按照机组所在节点实时出清电价结算。

6.2.2 新能源“报量报价”参与现货市场时，中长期合约电量按中长期合约价格结算，并结算所在节点与日前市场统一结算点电价差值；日前出清电量与中长期合约电量的偏差按照机组所在节点日前出清电价结算；机组上网电量与日前出清电量的偏差按照机组所在节点实时出清电价结算。新能源绿电合约的电能量部分视为中长期合约，下同。

新能源“不报量不报价”参与现货市场时，其中，参与中长期市场交易的，中长期合约电量按中长期合约价格结算，并结算

所在节点与实时市场统一结算点电价差值，机组上网电量与中长期合约电量的偏差按照机组所在节点实时出清电价结算；不参与中长期市场交易的，实际上网电量暂按照新能源同类型项目所有节点实时市场分时月度加权均价结算。

参与绿电交易的生物质发电机组以“不报量不报价”方式参与现货市场时，中长期合约电量按中长期合约价格结算，并结算所在节点与实时市场统一结算点电价差值，机组上网电量与中长期合约电量的偏差按照机组所在节点实时出清电价结算。以“报量报价”方式参与现货市场时，参照煤电机组结算。

6.2.3 市场用户以“报量不报价”方式参与现货市场，中长期合约电量按照中长期合约价格结算，日前申报电量与中长期合约电量的偏差按照用户侧日前市场统一结算点电价结算，实际用电量与日前申报电量的偏差按照用户侧实时市场统一结算点电价结算。其中电网代理工商业购电全电量参与市场交易，现货市场对应的偏差电费由电网代理工商业用户直接承担。

6.2.4 参与现货市场的独立储能充、放电价格采用所在节点电价结算。中长期合约电量按中长期合约价格结算，并结算所在节点与日前市场统一结算点电价差值；日前出清电量与中长期合约电量的偏差按照机组所在节点日前出清电价结算；独立储能充、放电电量与日前出清电量的偏差按照机组所在节点实时出清电价结算。独立储能充、放电电量不参与市场平衡费用及市场运营费用的计算、分摊分享。

虚拟电厂交易单元参照新能源机组结算，虚拟电厂交易单元参与市场平衡费用及市场运营费用的计算、分摊分享。自发自用余电上网新能源项目上网电量部分参照新能源机组结算。

新能源发电就近消纳项目、电动汽车充电设施以“不报量不报价”方式参与现货市场时，中长期合约电量按中长期合约价格结算，并结算所在节点与实时市场统一结算点电价差值，上网电量与中长期合约电量的偏差按照机组所在节点实时出清电价结算。以“报量报价”方式参与现货市场时，参照煤电机组结算。

6.3 结算电价

6.3.1 考虑到实时市场出清时间颗粒度为 5 分钟，实时市场 15 分钟节点电价为该时段内每 5 分钟出清节点电价的算术平均值。

6.3.2 发电侧日前市场统一结算点电价由发电侧所有“报量报价”主体每 15 分钟日前节点电价与对应日前出清电量加权计算确定，实时市场统一结算点电价由发电侧所有“报量报价”主体每 15 分钟实时节点电价与对应实际上网电量加权计算确定。

6.3.3 用户侧日前市场统一结算点电价，由 1 小时内发电侧所有“报量报价”主体每 15 分钟日前节点电价与对应日前出清电量加权计算确定；用户侧实时市场统一结算点电价，由 1 小时内发电侧所有“报量报价”主体每 15 分钟实时节点电价与对应实际上网电量加权计算确定。

6.3.4 现货市场中的实时市场月度现货均价由当月发电侧所有“报量报价”主体每 15 分钟实时节点电价与对应实际上网电量加权计算确定。

6.3.5 新能源同类型项目所有节点实时市场分时月度加权均价由当月“报量报价”新能源同类型项目（分为风电、光伏）每 15 分钟实时节点电价与对应实际上网电量加权计算确定。

6.3.6 综合考虑经济社会承受能力，现货市场应设置报价限

价和出清限价。此外，当市场价格处于价格限值的连续时间超过一定时长后，可设置并执行二级价格限值。

6.3.7 零售市场用户按照国家及我省零售市场有关规定及售电公司与其约定的零售合同结算。

6.3.8 电网企业代理工商业用户价格按照国家有关政策执行。

6.4 结算参数

本细则中的结算参数见安徽电力市场结算参数表。电力现货市场计量结算采用统一度量单位。原则上，电量单位为兆瓦时、保留三位小数或千瓦时、保留整数；电费单位为元，保留两位小数；电价单位为元/兆瓦时、保留三位小数或元/千瓦时、保留六位小数。如国家政策文件对精度有进一步要求的，按相关政策文件执行。

6.5 省间与省内市场衔接

6.5.1 省内市场化主体参与省间交易时，采用照付不议、偏差结算，省间交易电能量与省内现货市场进行偏差结算。

6.5.2 省间交易数据无法及时传递的，在满足结算条件的结算周期内按照省间交易结算电量、省间交易结算电价与省内实时市场月度现货均价的差价清算费用，月结月清。

7 结算流程

7.1 结算数据准备

7.1.1 电力调度机构于运行日提前1日(D-1日)完成日前市场出清，并将日前市场交易结果推送至电力交易机构和电网企业；运行日(D日)完成实时市场出清，运行日后1日(D+1日)将实时市场交易结果推送至电力交易机构和电网企业。具体包括

日前市场和实时市场以 15 分钟为时间间隔的市场出清电量、出清价格；发电侧、用户侧日前市场申报信息；必开、调试等特殊机组状态。

7.1.2 原则上，运行日后第 1 个工作日 ($D+1$ 日) 前，电网企业将运行日 (D 日) 的机组、市场用户时点电量数据推送给电力交易机构，包括机组每 15 分钟实际上网电量和市场用户每小时实际用电量。

7.1.3 当分时计量数据采集失败时，由电网企业提供电量拟合数据用于市场化结算，详见附件 1。

7.1.4 各类结算数据由数据提供方和接收方共同校核确认，如存在各种因素造成数据差异的，纳入差错退补处理。

7.2 日清分

7.2.1 原则上，运行日后第 2 个工作日 ($D+2$ 日) 前，电力交易机构计算运行日 (D 日) 电能量电费；运行日后第 3 个工作日 ($D+3$ 日) 前，形成日清分预结算依据发送至电网企业校核，并发布至相关经营主体。

7.2.2 经营主体在日清分预结算依据发布后，对结算依据进行核对确认，如有异议应在 1 个工作日内反馈电力交易机构，逾期则视同没有异议。

7.2.3 电力交易机构根据各方反馈意见，会同电网企业和电力调度机构对需调整的日清分预结算依据进行调整，并于运行日后第 5 个工作日 ($D+5$ 日) 前将日清分正式结算依据发布至经营主体，同时推送至电网企业。

7.3 月结算

7.3.1 每月第 1 个工作日 ($M+1$ 日) 前，电网企业将上月

机组、市场用户月度调平电量数据推送给电力交易机构。

7.3.2 每月第3个工作日（M+3日）前，电力调度机构将月度辅助服务数据发送电网企业和电力交易机构。

7.3.3 电力交易机构依据经营主体核对确认后的上月日清分结果、零售市场结算结果，汇总辅助服务清分结果以及历史月份的退补结算结果等。每月第5个工作日（M+5日）前，出具月结算依据（核对版），月结算依据（核对版）内容包括：各经营主体当月累计结算电量、电价、电费，考核费用，分摊分享等费用明细。

7.3.4 经营主体在月结算依据（核对版）发布后，对结算数据进行确认，如有异议在1个工作日内反馈电力交易机构，逾期则视同没有异议。若有异议，电力交易机构会同电网企业和电力调度机构在1个工作日内进行核实处理。

7.3.5 每月第8个工作日（M+8日）前，电力交易机构根据经营主体核对情况、电网企业处理意见，向经营主体出具正式月结算依据，并推送至电网企业。

7.3.6 电网企业在收到上月正式月结算依据后，每月10个工作日内形成正式结算通知单并向经营主体发布，电网企业和经营主体按照合约或法律法规的规定完成电费收支。

8 中长期交易曲线形成

中长期交易合约电量需分解到月、日及分时电力曲线，具体分解方法按照《安徽电力中长期交易实施方案》及相关实施细则执行。

9 电能量电费计算

9.1 市场化机组结算

9.1.1 “报量报价”市场化机组电能量电费构成

“报量报价”市场化机组的电能量电费，由省内中长期合约电费、省间中长期合约电费、长三角新能源互济交易电费、日前市场偏差电费、其他省间电能量交易电费（包括省间现货交易、华东备用市场交易、应急调度等）、实时市场偏差电费构成。计算公式如下：

$$R_{\text{电能量}} = R_{\text{省内中长期}} + R_{\text{省间中长期}} + R_{\text{长三角新能源互济交易}} + R_{\text{日前偏差}} + R_{\text{其他省间电能量交易}} + R_{\text{实时偏差}}$$

其中：

$R_{\text{电能量}}$ 为机组电能量电费；

$R_{\text{省内中长期}}$ 为机组省内中长期合约电费；

$R_{\text{省间中长期}}$ 为机组省间中长期合约电费；

$R_{\text{长三角新能源互济交易}}$ 为长三角新能源互济交易电费；

$R_{\text{日前偏差}}$ 为机组日前市场偏差电费；

$R_{\text{其他省间电能量交易}}$ 为其他省间电能量交易电费；

$R_{\text{实时偏差}}$ 为机组实时市场偏差电费。

（1）省内中长期合约电费

根据机组省内中长期合约电量与对应的合约电价、日前市场节点价格、日前市场统一结算点电价，计算中长期合约电费，计算公式为：

$$R_{\text{省内中长期}} = \sum [Q_{\text{省内中长期}, t} \times (P_{\text{省内中长期}, t} + P_{\text{日前}, t} - P_{\text{日前统一}, t})]$$

其中：

$Q_{\text{省内中长期}, t}$ 为 t 时段机组省内中长期合约电量；

$P_{\text{省内中长期}, t}$ 为 t 时段机组省内中长期合约电价；

$P_{\text{日前},t}$ 为 t 时段机组日前市场节点价格;

$P_{\text{日前统一},t}$ 为 t 时段的发电侧日前市场统一结算点电价;

(2) 省间中长期合约电费

根据机组省间中长期合约电量与对应的合约电价, 计算省间中长期合约电费, 计算公式为:

$$R_{\text{省间中长期}} = \sum [Q_{\text{省间中长期},t} \times P_{\text{省间中长期},t}]$$

其中:

$Q_{\text{省间中长期},t}$ 为 t 时段机组省间中长期合约电量;

$P_{\text{省间中长期},t}$ 为 t 时段机组省间中长期合约电价;

(3) 长三角新能源互济交易电费

根据机组长三角新能源互济交易电量、对应的交易价格, 计算长三角新能源互济交易电费, 计算公式为:

$$R_{\text{长三角新能源互济交易}} = \sum [Q_{\text{长三角新能源互济交易},t} \times P_{\text{长三角新能源互济交易},t}]$$

其中:

$Q_{\text{长三角新能源互济交易},t}$ 为 t 时段机组长三角新能源互济交易电量;

$P_{\text{长三角新能源互济交易},t}$ 为 t 时段机组长三角新能源互济交易电价;

(4) 日前市场偏差电费

根据机组日前市场出清电量与中长期合约电量之间的差额, 以日前市场节点价格计算日前市场偏差电费, 计算公式为:

$$R_{\text{日前偏差}} = \sum [(Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{省内中长期},t} - Q_{\text{省间中长期},t} - Q_{\text{长三角新能源互济交易},t}) \times P_{\text{日前},t}]$$

其中:

$Q_{\text{日前},t}$ 为 t 时段机组日前市场出清电量;

$P_{\text{日前},t}$ 为 t 时段机组日前市场节点价格;

（5）其他省间电能量交易电费

根据机组其他省间电能量交易电量、对应的交易价格，计算其他省间电能量交易电费，计算公式为：

$$R_{\text{其他省间电能量交易}} = \sum [Q_{\text{其他省间电能量交易}, t} \times P_{\text{其他省间电能量交易}, t}]$$

其中：

$Q_{\text{其他省间电能量交易}, t}$ 为 t 时段机组其他省间电能量交易电量；

$P_{\text{其他省间电能量交易}, t}$ 为 t 时段机组其他省间电能量交易电价；

（6）实时市场偏差电费

根据机组实际上网电量与日前出清电量、其他省间电能量交易电量之前的差额，以实时市场节点价格计算实时市场偏差电费，计算公式为：

$$R_{\text{实时偏差}} = \sum [(Q_{\text{上网电量}, t} - Q_{\text{日前}, t} - Q_{\text{其他省间电能量交易}, t}) \times P_{\text{实时}, t}]$$

其中：

$Q_{\text{上网电量}, t}$ 为 t 时段机组实际上网电量；

$P_{\text{实时}, t}$ 为 t 时段机组实时市场节点价格。

9.1.2 “不报量不报价”且参与中长期交易的市场化机组电能量电费构成

“不报量不报价”且参与中长期交易的市场化机组，包括部分新能源场站、参与绿电交易的生物质电厂发电机组、电动汽车充电设施，其电能量电费由省内中长期合约电费、省间中长期合约电费、长三角新能源互济交易电费、其他省间电能量交易电费（包括省间现货交易、华东备用市场交易、应急调度等）、实时市场偏差电费构成。计算公式如下：

$$R_{\text{电能量}} = R_{\text{省内中长期}} + R_{\text{省间中长期}} + R_{\text{长三角新能源互济交易}} + R_{\text{其他省间电能量交易}} + R_{\text{实时偏差}}$$

偏差

其中：

$R_{\text{电能量}}$ 为机组电能量电费；

$R_{\text{省内中长期}}$ 为机组省内中长期合约电费；

$R_{\text{省间中长期}}$ 为机组省间中长期合约电费；

$R_{\text{长三角新能源互济交易}}$ 为长三角新能源互济交易电费；

$R_{\text{其他省间电能量交易}}$ 为其他省间电能量交易电费；

$R_{\text{实时偏差}}$ 为机组实时市场偏差电费。

（1）省内中长期合约电费

根据机组省内中长期合约电量与对应的合约电价、实时市场节点价格、实时市场统一结算点电价，计算中长期合约电费，计算公式为：

$$R_{\text{省内中长期}} = \sum [Q_{\text{省内中长期}, t} \times (P_{\text{省内中长期}, t} + P_{\text{实时}, t} - P_{\text{实时统一}, t})]$$

其中：

$Q_{\text{省内中长期}, t}$ 为 t 时段机组省内中长期合约电量；

$P_{\text{省内中长期}, t}$ 为 t 时段机组省内中长期合约电价；

$P_{\text{实时}, t}$ 为 t 时段机组实时市场节点价格；

$P_{\text{实时统一}, t}$ 为 t 时段发电侧实时市场统一结算点电价；

（2）省间中长期合约电费

根据机组省间中长期合约电量与对应的合约电价，计算省间中长期合约电费，计算公式为：

$$R_{\text{省间中长期}} = \sum [Q_{\text{省间中长期}, t} \times P_{\text{省间中长期}, t}]$$

其中：

$Q_{\text{省间中长期}, t}$ 为 t 时段机组省间中长期合约电量；

$P_{\text{省间中长期}, t}$ 为 t 时段机组省间中长期合约电价；

(3) 长三角新能源互济交易电费

根据机组长三角新能源互济交易电量、对应的交易价格，计算长三角新能源互济交易电费，计算公式为：

$$R_{\text{长三角新能源互济交易}} = \sum [Q_{\text{长三角新能源互济交易}, t} \times P_{\text{长三角新能源互济交易}, t}]$$

其中：

$Q_{\text{长三角新能源互济交易}, t}$ 为 t 时段机组长三角新能源互济交易电量；

$P_{\text{长三角新能源互济交易}, t}$ 为 t 时段机组长三角新能源互济交易电价；

(4) 其他省间电能量交易电费

根据机组其他省间电能量交易电量、对应的交易价格，计算其他省间电能量交易电费，计算公式为：

$$R_{\text{其他省间电能量交易}} = \sum [Q_{\text{其他省间电能量交易}, t} \times P_{\text{其他省间电能量交易}, t}]$$

其中：

$Q_{\text{其他省间电能量交易}, t}$ 为 t 时段机组其他省间电能量交易电量；

$P_{\text{其他省间电能量交易}, t}$ 为 t 时段机组其他省间电能量交易电价；

(5) 实时市场偏差电费

根据机组实际上网电量与省内中长期合约电量、省间中长期合约电量、长三角新能源互济交易电量、其他省间电能量交易电量之前的差额，以实时市场节点价格计算实时市场偏差电费，计算公式为：

$$R_{\text{实时偏差}} = \sum [(Q_{\text{上网电量}, t} - Q_{\text{省内中长期}, t} - Q_{\text{省间中长期}, t} - Q_{\text{长三角新能源互济交易}, t} - Q_{\text{其他省间电能量交易}, t}) \times P_{\text{实时}, t}]$$

其中：

$Q_{\text{上网电量}, t}$ 为 t 时段机组实际上网电量；

$P_{\text{实时}, t}$ 为 t 时段机组实时市场节点价格。

9.1.3 “不报量不报价” 且不参与中长期市场的新能源机组电能量电费构成

按照《安徽省深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案》要求，“不报量不报价” 且不参与中长期市场的新能源机组电能量电费，根据机组月度实际上网电量与新能源同类型项目所有节点实时市场分时月度加权均价计算电能量电费。计算公式如下：

$$R_{\text{电能量}} = Q_{\text{月度上网电量}} \times P_{\text{新能源月度实时加权均价}}$$

$$P_{\text{新能源月度实时加权均价}} = \frac{\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N (Q_{\text{上网电量},i,t} \times P_{\text{实时},i,t})}{\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N Q_{\text{上网电量},i,t}}$$

其中：

$R_{\text{电能量}}$ 为机组电能量电费；

$Q_{\text{月度上网电量}}$ 为新能源机组月度实际上网电量；

$P_{\text{新能源月度实时加权均价}}$ 为新能源同类型项目所有节点实时市场分时月度加权均价，按光伏或风电两类分别计算；

$Q_{\text{上网电量},i,t}$ 为第 i 台机组 t 时段实际上网电量；

$P_{\text{实时},i,t}$ 为第 i 台机组 t 时段实时市场节点价格。

9.1.4 二级限价

二级价格限值由政府主管部门发布后，市场运营机构执行。

当安徽发电侧单日 96 点日前或实时市场统一结算点加权均价超过二级限价时，日前和实时市场信息披露的现货出清价格不变，在结算时按照等比例缩小，直到发电侧单日 96 点日前或实时市场统一结算点加权均价等于二级限价。

9.2 市场用户结算

市场用户电能量电费包含中长期合约电费、日前市场偏差电

费、实时市场偏差电费构成。

计算公式如下：

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

其中：

$C_{\text{电能量}}$ 为用户电能量电费；

$C_{\text{中长期}}$ 为用户全部中长期合约电费；

$C_{\text{日前偏差}}$ 为用户日前现货市场偏差电费。

$C_{\text{实时偏差}}$ 为用户实时现货市场偏差电费。

（1）中长期合约电费

根据用户 T 小时的全部中长期合约电量与对应的合约电价计算合约电费，具体计算公式如下：

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

其中：

$C_{\text{中长期}}$ 为用户全部中长期合约电费；

$Q_{\text{中长期}, T}$ 为用户 T 小时的全部中长期合约电量；

$P_{\text{中长期}, T}$ 为用户 T 小时的全部中长期合约电价。

（2）日前市场偏差电费

根据用户日前市场出清电量与全部中长期合约电量之间的差额，以用户侧日前市场统一结算点电价计算日前市场偏差电费，具体公式如下：

$$C_{\text{日前偏差}} = \sum [(Q_{\text{日前}, T} - Q_{\text{中长期}, T}) \times P_{\text{日前统一}, T}]$$

$$P_{\text{日前统一}, T} = \sum_{i=1}^N (Q_{\text{日前}, i, T} \times P_{\text{日前}, i, T}) / \sum_{i=1}^N Q_{\text{日前}, i, T}$$

其中：

$C_{\text{日前偏差}}$ 为用户日前现货市场偏差电费；

$Q_{\text{日前},T}$ 为日前市场 T 小时用户出清电量；

$Q_{\text{中长期},T}$ 为用户 T 小时全部中长期合约电量；

$P_{\text{日前统一},T}$ 为 T 小时用户侧日前市场统一结算点电价；

$Q_{\text{日前},i,t}$ 为 T 小时内第 i 台机组 t 时段的日前出清电量；

$P_{\text{日前},i,t}$ 为 T 小时内第 i 台机组 t 时段的日前节点价格。

(3) 实时市场偏差电费

根据用户实际用电量与日前市场出清电量之间的差额，以用户侧实时市场统一结算点电价计算实时市场偏差电费，具体公式如下：

$$C_{\text{实时偏差}} = \sum ((Q_{\text{实际},T} - Q_{\text{日前},T}) \times P_{\text{实时统一},T})$$

$$P_{\text{实时统一},T} = \sum_{i,t}^N (Q_{\text{上网电量},i,t} \times P_{\text{实时},i,t}) / \sum_{i,t}^N Q_{\text{上网电量},i,t}$$

其中：

$C_{\text{实时偏差}}$ 为用户实时现货市场偏差电费；

$Q_{\text{实际},T}$ 为用户 T 小时实际用电量；

$Q_{\text{日前},T}$ 为日前市场 T 小时用户出清电量；

$P_{\text{实时统一},T}$ 为 T 小时内用户侧实时市场统一结算点电价；

$Q_{\text{上网电量},i,t}$ 为 T 小时内第 i 台机组 t 时段的实际上网电量；

$P_{\text{实时},i,t}$ 为 T 小时内第 i 台机组 t 时段的实时节点电价。

9.3 月内调平电费

月内电量发行前，如月度抄表电量与日清累计电量差额超过合理阈值（日清累计与月度电量调平阈值）时，则进行调平电量计算，并按实时市场月度现货均价进行调平结算，由此产生的发用两侧电能量电费差异纳入市场平衡费用。

10 市场平衡费用计算

现货市场运行期间，受电力供需、经营主体量价申报等因素影响，发用两侧电能量电费存在偏差，包括阻塞平衡费用和市场结构费用两部分，计算公式为：

$$F = R_{\text{阻塞平衡费用}} + R_{\text{市场结构费用}}$$

式中：

$$\begin{aligned} R_{\text{阻塞平衡费用}} &= \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [Q_{\text{日前},i,t} \times (P_{\text{实时},i,t} - P_{\text{实时统一},t})] \\ R_{\text{市场结构费用}} &= C_{\text{日前偏差}} + C_{\text{实时偏差}} + C_{\text{居民农业（含线损）现货偏差}} + C_{\text{用户调平}} \\ &\quad - \sum_{t=1}^M \{ P_{\text{日前统一},t} \times \sum_{i=1}^N (Q_{\text{日前},i,t} - Q_{\text{省内中长期},i,t}) + P_{\text{实时统一},t} \times \sum_{i=1}^N (Q_{\text{上网电量},i,t} - Q_{\text{日前},i,t}) \\ &\quad - \sum_{i=1}^N [P_{\text{日前},i,t} \times (Q_{\text{省间中长期},i,t} + Q_{\text{长三角新能源互济交易},i,t})] - \sum_{i=1}^N (P_{\text{实时},i,t} \times Q_{\text{其他省间电能量交易},i,t}) \\ &\quad + R_{\text{不报量不报价发电主体电能量}} - \sum_{g=1}^G (Q_{\text{不报量不报价发电主体中长期},g,t} \times P_{\text{不报量不报价发电主体中长期},g,t}) \\ &\quad - \sum_{g=1}^G (Q_{\text{不报量不报价发电主体其他省间电能量交易},g,t} \times P_{\text{不报量不报价发电主体其他省间电能量交易},g,t}) \\ &\quad + R_{\text{发电调平}} \} \end{aligned}$$

其中：

F 为市场平衡费用；

$R_{\text{阻塞平衡费用}}$ 为阻塞平衡费用，指发电侧主体“报量报价”参与现货市场时，日前市场出清电量与实时市场节点电价和发电侧实时市场统一结算点电价差值的乘积；

$R_{\text{市场结构费用}}$ 为市场结构费用，主要是指用户申报偏差、优发优购匹配偏差等费用；

M 为全月总时段数；

N 为“报量报价”发电侧主体总数；

G 为“不报量不报价”发电侧主体总数；

$Q_{\text{日前},i,t}$ 指 t 时段“报量报价”发电侧主体 i 的日前市场出清电量；

$P_{\text{日前},i,t}$ 指 t 时段“报量报价”发电侧主体 i 的日前市场节点电量；

$Q_{\text{上网电量},i,t}$ 指 t 时段“报量报价”发电侧主体 i 的实际上网电量；

$P_{\text{实时},i,t}$ 指 t 时段“报量报价”发电侧主体 i 的实时市场节点电量；

$P_{\text{日前统一},t}$ 指 t 时段发电侧日前市场统一结算点电价；

$P_{\text{实时统一},t}$ 指 t 时段发电侧实时市场统一结算点电价；

$C_{\text{日前偏差}}$ 指市场用户日前市场偏差电费，计算方式见 9.2 小节；

$C_{\text{实时偏差}}$ 指市场用户实时市场偏差电费，计算方式见 9.2 小节；

$C_{\text{居民农业(含线损)现货偏差}}$ 指居民农业（含线损）现货偏差电费，由电网企业代理居民农业购电量（含线损）扣减省内省外各类优发电量及其市场化中长期合约电量后，与实时市场月度现货均价相乘算得；

$C_{\text{用户调平}}$ 指用户侧主体月度调平电费，计算方式见 9.3 小节；

$Q_{\text{省内中长期},i,t}$ 指 t 时段“报量报价”发电侧主体 i 的省内中长期合约电量；

$Q_{\text{省间中长期},i,t}$ 指 t 时段“报量报价”发电侧主体 i 的省间中长期合约电量；

$Q_{\text{长三角新能源互济交易},i,t}$ 指 t 时段“报量报价”发电侧主体 i 的长三角新能源互济交易电量；

$Q_{\text{其他省间电能量交易},i,t}$ 指 t 时段“报量报价”发电侧主体 i 的其他省间电能量交易电量；

$R_{\text{不报量不报价发电主体电能量}}$ 指“不报量不报价”发电侧主体电能量电费，计算方法见 9.1.2 及 9.1.3；

$Q_{\text{不报量不报价发电主体中长期},g,t}$ 指 t 时段“不报量不报价”发电侧主体 g 的各类中长期合约电量；

$P_{\text{不报量不报价发电主体中长期},g,t}$ 指 t 时段“不报量不报价”发电侧主体 g 的各类中长期合约电价；

$Q_{\text{不报量不报价发电主体其他省间电能量交易},g,t}$ 指 t 时段“不报量不报价”发电侧主体 g 的其他省间电能量交易电量；

$P_{\text{不报量不报价发电主体其他省间电能量交易},g,t}$ 指 t 时段“不报量不报价”发电侧主体 g 的其他省间电能量交易电价；

$R_{\text{发电调平}}$ 指发电主体月度调平电费，计算方式见 9.3 小节；

分摊方式：市场平衡费用由市场化机组（不含“不报量不报价”且不参与中长期市场的新能源机组）、全体工商业用户按月度实际上网电量和月度实际用电量比例分摊或分享。

清算方式：遇到数据无法及时传递、数据接收有误等原因导致市场平衡费用需要退补清算时，在满足清算条件的下一个结算周期将退补清算结果并入当月市场平衡费用进行分摊或分享。

11 市场运营费用计算

11.1 机组考核类费用

11.1.1 机组限高考核

机组发生限高时按照长三角“两个细则”进行调峰能力考核。

11.1.2 机组限低考核

机组发生限低时按照长三角“两个细则”进行调峰能力考核。

11.1.3 机组实时发电计划执行偏差考核

机组根据长三角“两个细则”或《安徽电力调频辅助服务市场运营规则（试行）》有关条款进行 AGC 考核、曲线偏差考核。

11.1.4 机组日内非计划停运收益回收

机组日内非计划停运按照长三角“两个细则”中相关条款执行非计划停运考核，并进行日内非计划停运收益回收。

$$R_{\text{日内非计划停运收益}} = \sum_{t \in \text{日内非计划停运}} (Q_{\text{日前},i,t} - Q_{\text{实际},i,t}) \times (P_{\text{日前},i,t} - P_{\text{实时},i,t})$$

其中，t 为机组 i 发生临时非计划停运的时段，以 15 分钟为单位进行累计，若机组非计划停运后，在运行日内未重新并网，终点时刻计为运行日的 24:00；

$Q_{\text{日前},i,t}$ 为机组 i 日前电能量市场中 t 时段的出清电量；

$Q_{\text{实际},i,t}$ 为机组 i 实际运行后第 t 时段的实际上网电量；

$P_{\text{实时},i,t}$ 为第 t 时段内机组 i 的实时市场节点价格；

$P_{\text{日前},i,t}$ 为第 t 时段内机组 i 的日前市场节点价格。

在每个 15 分钟时段，当 $R_{\text{日内非计划停运收益}} > 0$ 时，将 $R_{\text{日内非计划停运收益}}$ 的等额资金回收； $R_{\text{日内非计划停运收益}} < 0$ 时，不计算回收费用。

分摊方式：机组日内非计划停运收益回收资金以月度为单位由全体工商业用户按当月用电量比例分享。

11.1.5 机组申报试验收益回收

机组因自身原因申报试验的，需将试验时段内（包括试验前后升降出力的时段）机组试验收益进行回收，计算公式如下：

$$R_{\text{试验收益}} = \sum_{t \in \text{临时试验时段}} R_{\text{电能量},i,t} - Q_{\text{实际},i,t} \times \max(C_{\text{核定成本},i}, P_{\text{燃煤发电基准价}})$$

其中， t 为机组 i 临时试验的时段，以 15 分钟为单位进行累计；

$R_{\text{电能量}, i, t}$ 为机组 i 试验期间第 t 时段的电能量费用；

$Q_{\text{实际}, i, t}$ 为机组 i 试验期间第 t 时段的实际上网电量；

$C_{\text{核定成本}, i}$ 为发电机组 i 的核定平均发电成本价格（单值）；

$P_{\text{燃煤发电基准价}}$ 为燃煤发电基准价；

在每个 15 分钟时段，当 $R_{\text{试验收益}} > 0$ 时，将 $R_{\text{试验收益}}$ 的等额资金回收； $R_{\text{试验收益}} < 0$ 时，不计算回收费用；

分摊方式：机组日内临时申报试验收益回收资金以月度为单位由全体工商业用户按当月用电量比例分享。

11.2 机组补偿类费用

11.2.1 启动成本补偿

对日前机组组合优化结果正常开机的火电机组、以及电力调度机构设置的必开火电机组，对其开机过程的启动费用按其日前申报的机组启动费用予以补偿。日前申报的机组启动费用不超过核定的火电机组启动费用补偿上限。

$$R_{\text{启动费用}} = \sum P_{\text{启动费用}, i}$$

其中： $P_{\text{启动费用}, i}$ 为机组当月第 i 次启动费用报价；

分摊方式：启动补偿费用由市场化机组（不含“不报量不报价”且不参与中长期市场的新能源机组）和全体工商业用户按月度实际上网电量和月度实际用电量比例分摊。

11.2.2 必开机组补偿

必开机组处于必开最小出力时，对其超出中长期曲线的量差和对应成本大于该时段日前节点电价的价差形成的电费差额进行补偿。计算公式如下：

$$R_{\text{必开机组补偿费用}} = \sum [Q_{\text{必开补偿}, t} \times (P_{\text{核定成本}} - P_{\text{日前}, t})]$$

其中：\$Q_{\text{必开补偿}, t}\$ 为必开机组在 \$t\$ 时段的应补偿电量；

\$P_{\text{核定成本}}\$ 为发电机组的核定平均发电成本价格（单值）；

\$P_{\text{日前}, t}\$ 为第 \$t\$ 时段内机组所在节点的日前电能量市场结算价格；

当 \$Q_{\text{必开补偿}, t} < 0\$ 或 \$P_{\text{核定成本}} - P_{\text{日前}, t} < 0\$ 时，\$R_{\text{必开机组补偿费用}} = 0\$。

分摊方式：必开机组补偿费用由市场化机组（不含“不报量不报价”且不参与中长期市场的新能源机组）和全体工商业用户按月度实际上网电量和月度实际用电量比例分摊。

11.2.3 独立储能临时调整补偿

电力调度机构临时调整参与现货市场的独立储能充放电，若临时调整当日独立储能充电费用大于放电费用，则按日对其进行补偿，计算公式如下。

$$R_{\text{储能补偿费用}} = \max (R_{\text{储能充电费用}} - R_{\text{储能放电费用}}, 0)$$

其中，\$R_{\text{储能补偿费用}}\$ 为临时调整日的独立储能补偿费用；

\$R_{\text{储能充电费用}}\$ 为临时调整日的独立储能充电电能量费用；

\$R_{\text{储能放电费用}}\$ 为临时调整日的独立储能放电电能量费用。

分摊方式：独立储能临时调整补偿费用由市场化机组（不含“不报量不报价”且不参与中长期市场的新能源机组）和全体工商业用户按月度实际上网电量和月度实际用电量比例分摊。

11.3 市场调节类费用

11.3.1 煤电机组超额收益回收和缺额收益补偿

电力现货市场建设初期，为引导煤电市场价格水平合理形成，按照“发电成本+合理收益”的原则，以 60 万千瓦机组为标

杆，结合上一年度平均到厂煤价和月度煤价变化情况，综合确定月度超额收益回收价格（燃煤发电基准价的 δ_1 倍）、月度缺额收益补偿价格（燃煤发电基准价的 δ_2 倍），并适时调整。对煤电机组月度度电结算价格超出回收价格的部分，实施超额收益回收；对煤电机组月度度电结算价格低于补偿价格的部分，实施缺额收益补偿。

$$R_{\text{煤电机组超额收益回收}} = (R_{\text{月度电能费用}} - Q_{\text{月度上网电量}} \times \text{燃煤发电基准价} \times \delta_1 \times T_{\text{供需调节系数}}) \times h_{10}$$

$$R_{\text{煤电机组缺额收益补偿}} = Q_{\text{月度上网电量}} \times \text{燃煤发电基准价} \times \delta_2 \times T_{\text{供需调节系数}} - R_{\text{月度电能费用}}$$

其中：

$R_{\text{煤电机组超额收益回收}}$ 为煤电机组超额收益回收费用，当其小于0时，按0计算；

$R_{\text{煤电机组缺额收益补偿}}$ 为煤电机组缺额收益补偿费用，当其小于0时，按0计算；

$R_{\text{月度电能费用}}$ 为煤电机组月度按差价合约计算出的全部电能结算费用；

$Q_{\text{月度上网电量}}$ 为煤电机组月度上网电量；

δ_1 为月度超额收益回收价格系数，由政府部门根据市场运行情况动态调整；

δ_2 为月度缺额收益补偿价格系数，由政府部门根据市场运行情况动态调整；

h_{10} 为月度超额收益回收系数；

$T_{\text{供需调节系数}}$ 为供需调节系数。

承担主体：该项市场运营费用由燃煤火电机组承担。

分摊方式：煤电机组超额收益回收资金以月度为单位由全体工商业用户按当月用电量比例分享；煤电机组缺额收益补偿资金以月度为单位由全体工商业用户按当月用电量比例分摊。

11.3.2 其它类型机组超额收益回收

当某其它类型机组周期内（d 日）电能量结算均价超过燃煤发电基准价的 δ_3 倍时，对超出的部分进行回收。

当其它类型现货运行日上网电量大于零时：

$$R_{\text{其它类型机组超额收益回收}} = R_{\text{日电能量费用}} - Q_{\text{日上网电量}} \times \text{燃煤发电基准价} \times \delta_3$$

其中：

$R_{\text{其它类型机组超额收益回收}}$ 为其它类型机组超额收益回收费用，当其小于 0 时，按 0 计算；

$R_{\text{日电能量费用}}$ 为其它类型机组在现货运行日计算出的全部电能量结算费用；

$Q_{\text{日上网电量}}$ 为其它类型机组现货运行日实际上网电量；

承担主体：该项市场运营费用由参与中长期交易的新能源及虚拟电厂交易单元、生物质发电机组承担。

分摊方式：其它类型机组超额收益回收资金以月度为单位由全体工商业用户按当月用电量比例分享。

11.3.3 用户侧中长期交易偏差收益回收

为鼓励发用两侧签订中长期合约，稳定市场价格，市场用户现货运行月全部中长期合约电量应不小于其月度实际用电量 $1-u\%$ ，允许负偏差 $u\%$ 范围内的偏差电量不进行收益回收，允许负偏差 $u\%$ 范围外的电量部分，以月度为周期，按度电回收价格

对批发用户、售电公司进行收益回收，具体计算公式如下：

$$R_{\text{用户侧中长期交易偏差收益回收}} = Q_{\text{用户侧月度中长期交易偏差电量}} \times P_{\text{用户侧度电回收价格}}$$

$$Q_{\text{用户侧月度中长期交易偏差电量}} = (1 - u\%) \times Q_{\text{用户侧月度实际用电量}} - Q_{\text{用户侧月度中长期合约电量}}$$

$$P_{\text{用户侧度电回收价格}} = (P_{\text{月度用户侧省内全部市场化中长期合约电能量均价}} - P_{\text{日前市场统一结算点月度加权平均价}}) \times h_1$$

其中：

$R_{\text{用户侧中长期交易偏差收益回收}}$ 为用户侧中长期交易偏差收益回收费用；

$Q_{\text{用户侧月度中长期交易偏差电量}}$ 为用户侧当月中长期交易偏差电量，该电量为负时置零；

$Q_{\text{用户侧月度实际用电量}}$ 为当月用户侧实际用电量；

$Q_{\text{用户侧月度中长期合约电量}}$ 为当月用户侧全部中长期合约电量；

$P_{\text{用户侧度电回收价格}}$ 为用户侧度电回收价格，该价格为负时置零；

$P_{\text{月度用户侧省内全部市场化中长期合约电能量均价}}$ 为当月用户侧省内全部市场化中长期合约电能量均价；

$P_{\text{日前市场统一结算点月度加权平均价}}$ 为当月发电侧内各时段日前统一结算点电价按对应时段日前出清电量进行加权平均的计算值；

h_1 为调整系数；

承担主体：该项市场运营费用由批发用户、售电公司承担。

分摊方式：该项费用由燃煤火电、参与中长期交易的新能源及虚拟电厂交易单元、生物质发电机组按其当月实际上网电量比例分享。

11.3.4 发电侧中长期交易偏差收益回收

11.3.4.1 发电侧中长期交易欠签偏差收益回收

燃煤火电、生物质发电机组现货运行月全部中长期合约电量应不小于其月度实际上网电量 $1-u\%$ ，允许负偏差 $u\%$ 范围内的偏差电量不进行收益回收，允许负偏差 $u\%$ 范围外的电量部分，以月度为周期，按度电回收价格进行收益回收，具体计算公式如下：

$$R_{\text{发电侧中长期交易欠签偏差收益回收}} = Q_{\text{机组月度中长期交易欠签电量}} \times P_{\text{机组度电回收价格}}$$

$$Q_{\text{机组月度中长期交易欠签电量}} = (1-u\%) \times Q_{\text{机组月度实际上网电量}} - Q_{\text{机组月度中长期合约电量}}$$

$$P_{\text{机组度电回收价格}} = (P_{\text{日前市场统一结算点月度加权平均价}} - P_{\text{月度发电侧省内全部市场化中长期合约电能量均价}}) \times h_2$$

其中：

$R_{\text{发电侧中长期交易欠签偏差收益回收}}$ 为发电侧中长期交易欠签偏差收益回收费用；

$Q_{\text{机组月度中长期交易欠签电量}}$ 为机组当月中长期交易欠签电量，该电量为负时置零；

$P_{\text{机组度电回收价格}}$ 为机组度电回收价格，该价格为负时置零；

$Q_{\text{机组月度实际上网电量}}$ 为机组当月实际上网电量；

$Q_{\text{机组月度中长期合约电量}}$ 为机组当月全部中长期合约电量；

$P_{\text{日前市场统一结算点月度加权平均价}}$ 为当月发电侧各时段日前统一结算点电价按对应时段日前出清电量进行加权平均的计算值；

$P_{\text{月度发电侧省内全部市场化中长期合约电能量均价}}$ 为当月发电侧省内全部市场化中长期合约电能量均价；

h_2 为调整系数。

承担主体：该项市场运营费用由燃煤火电、生物质发电机组承担。

分摊方式：该项费用由全体工商业用户按其当月实际用电量

比例分享。

11.3.4.2 发电侧中长期交易超签偏差收益回收

市场机组现货运行月全部中长期合约电量应不高于其实际上网电量 $1+w\%$ ，允许正偏差 $w\%$ 范围内的偏差电量不进行收益回收，允许正偏差 $w\%$ 范围外的电量部分（燃煤火电、生物质发电机组、新能源、虚拟电厂交易单元分别设置），以月度为周期，按度电回收价格进行收益回收，具体计算公式如下：

$$\begin{aligned} R_{\text{发电侧中长期交易超签偏差收益回收}} &= Q_{\text{机组月度中长期交易超签电量}} \times P_{\text{机组度电回收价格}} \\ Q_{\text{机组月度中长期交易超签电量}} &= Q_{\text{机组月度中长期合约电量}} - (1+w\%) \times Q_{\text{机组月度实际上网电量}} \\ P_{\text{机组度电回收价格}} &= (P_{\text{月度发电侧省内全部市场化中长期合约电能量均价}} - P_{\text{日前市场统一结算点月度加权平均价}}) \times h_5 \end{aligned}$$

其中：

$R_{\text{发电侧中长期交易超签偏差收益回收}}$ 为发电侧中长期交易超签偏差收益回收费用；

$Q_{\text{机组月度中长期交易超签电量}}$ 为机组当月中长期交易超签电量，该电量为负时置零；

$P_{\text{机组度电回收价格}}$ 为机组度电回收价格，该价格为负时置零；

$Q_{\text{机组月度中长期合约电量}}$ 为机组当月全部中长期合约电量；

$Q_{\text{机组月度实际上网电量}}$ 为机组当月实际上网电量；

$P_{\text{月度发电侧省内全部市场化中长期合约电能量均价}}$ 为当月发电侧省内全部市场化中长期合约电能量均价；

$P_{\text{日前市场统一结算点月度加权平均价}}$ 为当月发电侧各时段日前统一结算点电价按对应时段日前出清电量进行加权平均的计算值；

h_5 调整系数；

市场机组在现货运行月内，若被电力调度机构设置为必停机组，当日的中长期合同电量，在计算中长期交易超签电量时予以扣除。

承担主体：该项市场运营费用由燃煤火电、生物质发电机组、新能源、虚拟电厂交易单元承担。

分摊方式：该项费用由全体工商业用户按其当月实际用电量比例分享。

11.3.5 用户侧中长期曲线偏差收益回收

对批发用户、售电公司，其与发电企业签订的中长期曲线偏差回收费用按照以下方式执行：

（1）在现货运行日（D日）每个时段全部中长期净合约电量与实际用电量的负偏差超过 $v\%$ 范围的电量，按照该时段用户侧省内全部中长期合约电能量均价的 h_3 倍与当月相应时段用户侧日前市场统一结算点电价的差价（差价为负值时不回收）进行全额回收。

当 $Q_{\text{中长期}, T} < (1-v)\% \times Q_{\text{用电}, T}$ ，且 $P_{\text{用户侧省内全部市场化中长期合约电能量均价}, T} \times h_3 > P_{\text{日前统一}, T}$ 时，

$C_{\text{中长期曲线负偏差回收费用}} = [(1-v)\% \times Q_{\text{用电}, T} - Q_{\text{中长期}, T}] \times (h_3 \times P_{\text{用户侧省内全部市场化中长期合约电能量均价}, T} - P_{\text{日前统一}, T}) \times h_6$

其中：

$C_{\text{中长期曲线负偏差回收费用}}$ 为 T 小时市场用户中长期曲线负偏差回收费用；

$Q_{\text{中长期}, T}$ 为市场用户在 T 小时全部中长期净合约电量；

$Q_{\text{用电}, T}$ 为市场用户 T 小时的实际用电量；

$P_{\text{日前统一},T}$ 为 T 小时用户侧日前市场统一结算点电价；

$P_{\text{用户侧省内全部市场化中长期合约电能量均价},T}$ 为 T 小时用户侧省内全部市场化中长期合约电能量均价；

h_3 、 h_6 为回收系数。

(2) 在现货运行日 (D 日) 每个时段全部中长期净合约电量与实际用电量的正偏差超过 $u\%$ 范围的电量, 按照当月相应时段用户侧日前市场统一结算点电价与该时段用户侧省内全部中长期合约电能量均价 h_4 倍的差价 (差价为负值时不回收) 进行全额回收。

当 $Q_{\text{中长期},T} > (1+u)\% \times Q_{\text{用电},T}$, 且 $P_{\text{日前统一},T} > P_{\text{用户侧省内全部市场化中长期合约电能量均价},T} \times h_4$ 时,

$$C_{\text{中长期曲线正偏差回收费用}} = (Q_{\text{中长期},T} - (1+u)\% \times Q_{\text{用电},T}) \times (P_{\text{日前统一},T} - h_4 \times P_{\text{用户侧省内全部市场化中长期合约电能量均价},T}) \times h_7$$

其中:

$C_{\text{中长期曲线正偏差回收费用}}$ 为 T 小时市场用户中长期曲线正偏差回收费用；

$Q_{\text{中长期},T}$ 为市场用户 T 小时全部中长期净合约电量；

$Q_{\text{用电},T}$ 为市场用户 T 小时的实际用电量；

$P_{\text{日前统一},T}$ 为 T 小时用户侧日前市场统一结算点电价；

$P_{\text{用户侧省内全部市场化中长期合约电能量均价},T}$ 为 T 小时用户侧省内全部市场化中长期合约电能量均价；

h_4 、 h_7 为回收系数；

承担主体: 该项市场运营费用由批发用户、售电公司承担。

分摊方式: 该项费用由全体工商业用户按当月用电量比例分

享。

批发用户中长期净合约电量与实际用电量的正（负）偏差超过 $u\%$ （ $v\%$ ）范围时，原则上将采取干预措施回收峰谷电价与市场电价之间的超额获利。

11.3.6 用户侧日前申报偏差收益回收

对市场用户实时市场每小时偏差电量超出允许偏差范围的，计算允许偏差外的日前和实时价差费用，汇总单日报差费用，若日报差费用为盈余，纳入市场调节费用处理。计算公式如下：

（1）按小时计算，正允许偏差外价差费用

当 $Q_{\text{日前申报},T} > Q_{\text{实际},T} \times (1 + \lambda_3)$

$$R_{\text{正允许偏差外价差费用},T} = \sum \{ [Q_{\text{日前申报},T} - Q_{\text{实际},T} \times (1 + \lambda_3)] \times [P_{\text{实时统一},T} - P_{\text{日前统一},T}] \} \times h_8$$

（2）按小时计算，负允许偏差外价差费用

当 $Q_{\text{日前申报},T} < Q_{\text{实际},T} \times (1 - \lambda_4)$

$$R_{\text{负允许偏差外价差费用},T} = \sum \{ [Q_{\text{实际},T} \times (1 - \lambda_4) - Q_{\text{日前申报},T}] \times [P_{\text{日前统一},T} - P_{\text{实时统一},T}] \} \times h_9$$

（3）汇总单日报差外价差总费用

$$R_{\text{允许偏差外价差费用}} = \sum R_{\text{正允许偏差外价差费用},T} + R_{\text{负允许偏差外价差费用},T}$$

其中：

$R_{\text{正允许偏差外价差费用},T}$ 为 T 小时日前申报正允许偏差外价差费用；

$R_{\text{负允许偏差外价差费用},T}$ 为 T 小时日前申报负允许偏差外价差费用；

$R_{\text{允许偏差外价差费用}}$ 为汇总全天的日前申报允许偏差外价差费用；

若 $R_{\text{允许偏差外价差费用}}$ 为正，就对其进行回收，纳入市场调节费用处理。

$Q_{\text{日前申报},T}$ 为 T 小时市场用户日前市场申报的电量;

$Q_{\text{实际},T}$ 为 T 小时市场用户实际用电量;

$P_{\text{日前统一},T}$ 为 T 小时用户侧日前市场统一结算点电价;

$P_{\text{实时统一},T}$ 为 T 小时用户侧实时市场统一结算点电价;

λ_3 为允许的用户侧电量正偏差比例上限, λ_4 为允许的用户侧电量负偏差比例上限, 根据实际运行情况确定。

h_8 、 h_9 为回收系数

承担主体: 该项市场运营费用由批发用户、售电公司和电网代理工商业购电承担。

分摊方式: 该项费用由全体工商业用户按当月用电量比例分享。

12 其他不平衡资金

市场试运行期间, 产生的不平衡资金且未明确的, 由市场化机组(不含“不报量不报价”且不参与中长期市场的新能源机组)和全体工商业用户按月度实际上网电量和月度实际用电量比例分摊或分享。

13 退补管理

13.1 月内差错处理

月内发生计量电量、出清电量等数据差错时, 原则上数据提供方应按旬补推, 电力交易机构据此重新开展清分工作, 并发布结算依据。

13.2 跨月差错退补

13.2.1 发生电量差错时, 市场经营主体差错电量按照该经营主体差错发生月现货实时市场结算价格进行电费追退补计算

（原则上按照对应时段现货实时市场价格计算，无法对应到时段的电量按照当月现货实时市场结算均价进行退补计算），零售用户根据零售代理合同进行退补结算，原则上不对其他费用及市场主体做联动处理。

13.2.2 结算依据或电费账单发布后，如市场主体存在异议，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，经核查属实的在满足结算条件的下一个结算周期进行结算调整，差错费用与同类型费用一并兑现。

13.2.3 由于结算基础数据差错、技术支持系统异常等原因以及其他规则允许情况，需进行电费、市场运营费等追退补调整时，由电力交易机构根据相关规则重新计算并对外公示，公示无异议的在满足结算条件的下一个结算周期由电网企业开展追退补，原则上不对其他费用及市场主体做联动处理，市场运营费差错费用与同类型市场运营费用一并兑现。差错追退补调整追溯期原则上自月度结算依据发布之日起不超过12个月。

13.2.4 原则上差错追退补不再调整差错月的全部售电公司批发侧电能量结算均价、零售结算均价、计算市场运营费用涉及的各类价格。

13.2.5 因市场交易规则、结算规则、电价政策等发生变化，需要调整电费的，由电力交易机构会同电网企业依照相应规则或政策开展电费追退补和清算。

13.3 其他事项

13.3.1 市场初期，考虑到保供稳价等因素，若发电机组月度电能量结算价格超过一定限值，正式结算前，可视情况对结算

结果进行调整，具体方案由政府主管部门制定。

13.3.2 若出现重大偏差（调度出清结果变更等），由相关经营主体提出，经利益相关方共同确认后，由电力交易机构会同电网企业按业务发生期（差错发生期间）价格及电量结构追溯调整结算，并相应计算对市场平衡费用、市场运营费用的影响。

13.3.3 由差错退补产生的发用两侧不平衡费用，在退补月当月市场平衡费用计算时计算处理。

13.3.4 电网企业负责本供电营业区内交易结算（含发电企业上网交易电量）的电能量装置的计量管理，对于计量装置资产属于发电企业的或精度不满足 4 位小数要求的，可由发电企业提出换表申请，电网企业配合完成表计轮换。

13.3.5 若因经营主体主观原因造成电量差错的，追退补调整按照《电力法》《供电营业规则》等法规执行。

13.3.6 未尽事宜，需提请相关政府管理部门，按政府管理部门决策意见执行。

14 辅助服务结算

对于调频辅助市场、华东区域辅助服务市场等辅助服务电费，按照相关规则进行结算。

15 电费收付

15.1 发电侧电费支付

发电侧电费结算纳入电网企业购电管理流程，由电网企业支付。

15.2 用户侧电费收取

批发市场用户、零售市场用户结算电费按照电网企业相关收费规定执行，纳入电网企业售电管理流程，由电网企业收取。

15.3 售电公司差额电费收付

售电公司差额电费按照相关规定由电网企业进行收付。

15.4 电费收付管理

各经营主体应根据法规、政策文件、合约等，在约定期限内完成电费收付。如果经营主体未全额或未支付月度电费，由电网企业将欠费信息反馈给电力交易机构。电力交易机构将欠费的经营主体纳入市场信用管理。

16 其他结算事项

16.1 市场中止与管制

市场中止和价格管制时段时，根据电力现货市场规则及市场运营机构向政府部门报备的市场中止和管制措施开展结算。其中市场紧急中止与管制情况下所造成的成本，纳入电力市场本月或后续若干月的市场运营费用，由经营主体共同承担。

当发生重大政策变化、供需矛盾突出、无法抗拒的外力等情况时，电网企业及时向政府主管部门报备，由政府主管部门启动应急机制确定处理方式。

16.2 用户违约用电、窃电行为的处理原则

用户发生违约用电、窃电行为的，按照《供电营业规则》规定承担相关责任。对于追补电量可追溯到具体月份的，追退补电费按具体月份市场化交易价格、代理购电价格（或代理购电价格的1.5倍）计算；追补电量无法追溯到具体月份的，追退补电费按查实月份市场化交易价格、代理购电价格（或代理购电价格的1.5倍）计算。

17 附则

本细则由安徽省能源局会同相关部门负责解释。

现货市场运行中，市场运营机构可根据实际情况调整本细则中相关参数，并报政府部门后发布。

本细则适用于结算试运行期间安徽电力现货市场，自 2026 年 2 月 1 日起实施，有效期至下一版细则印发。

附件 1：安徽电力现货市场电量拟合规则

对于参与市场化交易的电力用户、发电机组对表码缺失或者异常开展拟合，拟合规则如下：

1. 缺失 1 个数据点，并且前后点正常采集、数据无异常则使用算术平均值拟合缺失点。即缺失点 N 示值 = (N-1 数据点示值 + N+1 数据点示值) / 2。

2. 连续缺失 2 个数据点及以上，根据缺失数据点的属性匹配典型曲线，取典型曲线缺点区间电量占比拟合缺失数据点。即缺失数据点示值 = 上一数据点实抄示值（拟合示值）+ 数据点典型曲线缺点区间占比 * 缺点区间示值差。

3. 无任何曲线示值时，以日电量按典型曲线计算各数据点电量占比进行拟合。

4. 市场化交易的电力用户典型曲线按照时间属性分为三种：工作日、双休日、国家法定节假日（具体分类匹配依据市场交易规则进行修改），以交易机构公示的典型曲线为准。

5. 发电机组典型曲线按照电厂属性分为三种：火电、光伏、风电（具体分类匹配依据市场交易规则进行修改），以交易机构公示的典型曲线为准。储能电站以平均值拟合缺点数据。