

广东电力市场结算实施细则

(征求意见稿)

目录

| | |
|------------------|----|
| 1 总述 | 3 |
| 2 适用范围 | 3 |
| 3 引用文件 | 3 |
| 4 术语定义 | 4 |
| 5 主要权责 | 5 |
| 6 结算原则 | 8 |
| 7 结算流程 | 10 |
| 8 批发市场结算 | 12 |
| 9 零售市场结算 | 18 |
| 10 中长期交易结算 | 19 |
| 11 退补管理 | 21 |
| 12 平衡资金结算 | 22 |
| 13 网间平衡结算 | 30 |
| 14 辅助服务结算 | 32 |
| 15 电费收付 | 32 |
| 16 其他结算事项 | 33 |

1 总述

为指导、规范、明确电力市场交割结算工作，保障南方（以广东起步）电力现货市场安全有序运转，依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《中共广东省委 广东省人民政府关于进一步深化电力体制改革的实施意见》（粤发〔2015〕14号）、《广东省有序放开发用电计划和推进节能低碳电力调度实施方案》（粤发改能电〔2017〕48号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于开展电力现货电能量市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）等文件要求，根据《广东电力市场运营基本规则（试行）》制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于广东电力批发市场和零售市场结算，主要内容包括：各方主要权责、结算流程、批发市场结算、零售市场结算、中长期交易结算、退补管理、平衡资金管理、网间平衡结算及其他。

3 引用文件

《广东电力市场建设实施方案》、《广东省售电侧改革试点实施方案》（粤发改能电〔2017〕48号）

《广东电力现货市场建设试点工作方案》（粤经信电力

函[2017]286号)

4 术语定义

(1) 交易中心：指广东电力交易中心。

(2) 交易系统：指广东电力交易系统。

(3) 交易电量：是指根据交易规则对市场合约电量分解，形成对应交易日 24 时合约分时电量。

(4) 结算电费：市场用户、售电公司或发电企业支付或获取的电能量总电费，包含电能量电费、偏差及考核电费、退补电费、分摊或返还电费等。

(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) 统一结算点电价：现阶段，指日前、实时市场用户侧的全省统一结算价，为相应时段全市场各节点的加权平均综合价格。

(7) 日前市场月度加权平均综合电价：指日前市场当月内所有统一结算点电价按对应时段市场总电量占比进行加权计算值。

(8) 实时市场月度加权平均综合电价：指实时市场当月内所有统一结算点电价按对应时段市场用户总用电量占比进行加权计算值。

(9) 基数合约：指政府部门下达给发电企业的年度（月度）电量计划，执行政府定价。

(10) 零售合同：指售电公司与其代理市场用户签订的明确量、价、费等权责的合同统称。

(11) 结算合同：指供电企业与售电公司、与市场用户（包括大用户、一般用户）签订的明确结算关系、结算计量点、结算周期等合同，或市场主体注册时签订的结算协议条款。

(12) 机组考核电费：指根据《广东现货电能量市场交易实施细则》，对发电机组非计划电能量偏差、热电联产、限高限低等进行考核产生的电费。

(13) 批发市场用户：指售电公司和直接参与批发市场的电力用户。

(14) 零售市场用户：指通过售电公司代理参与批发市场交易的电力用户。

(15) 日期：本细则所指的“日清算”时间和“月结算”时间为自然日，实际操作中以交易中心发布的结算日期为准。

5 主要权责

5.1 市场用户主要权责：

5.1.1 按照市场规则参与市场交易，履行交易合同、结算合同、零售合同及与供电企业签订的供用电合同，享

受输配电服务。

5.1.2 支付电能量电费、输配电价电费和相关基金附加，获取相关方履行合同的信息、资料及查阅计量数据，按时足额缴纳电费。

5.1.3 在交易系统填写、确认用电户号和计量点号，确认与售电公司的代理关系、结算方式、零售价格等信息。

5.1.4 在临时结算结果公示后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

5.1.5 向供电企业获取其增值税专用发票。

5.2 售电公司主要权责：

5.2.1 按照市场规则参与市场交易，履行交易合同、结算合同及零售合同，向供电企业支付或收取电费，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。

5.2.2 在交易系统中填写并确认零售结算方式、价格等信息，将零售合同上传至交易系统备案，在临时结算结果公示后审核确认本企业结算结果并反馈意见。

5.2.3 向供电企业获取或者开具增值税专用发票。

5.3 发电企业主要权责：

5.3.1 按照市场规则参与市场交易，履行交易合同、结算合同及与供电企业签订的购售电合同，执行并网调度协议，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，在临时结算结果公示后审
核确认本企业结算结果并反馈意见。

5.3.3 向供电企业获取或者开具增值税专用发票。

5.4 供电企业主要权责：

5.4.1 负责电网安全稳定运行，提供输配电服务，无歧视
向电力用户提供报装、计量、抄表、维修、收费等各
类供电服务，按规定收取输配电费等。

5.4.2 负责向交易中心提供每天 24 小时各时段机组上网
电量和历史上网电量、市场用户每天 24 小时各时段
实际用电量和历史用电量以及政府核定上网电价等
结算准备数据。

5.4.3 按月提供市场外供电企业平均购电单价、输配电价
核定方案对应的平均购电单价、市场外供电企业购电
量等数据。

5.4.4 接受日清算电量电费信息，对网间平衡的日清月结
临时结算结果进行审查确认并及时反馈意见。

5.4.5 按照交易中心出具的结算依据，负责市场主体的电
费结算及收付，及时向交易中心反馈市场电费结算、
市场主体欠费情况。

5.4.6 向其他市场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 提供日前及实时市场 96 点出清电量及出清价格、机组启停次数、必开及热电联产等特殊机组标签、基数合约月前调整系数、机组非计划停运、辅助服务费用、机组考核相关数据等基本结算数据。

5.5.2 负责安全校核和现货市场出清，并向交易中心提供安全约束条件和基础数据，配合交易中心开展电费结算，参与协调交易结算问题。

5.6 交易中心主要权责：

5.6.1 负责拟定电力市场结算实施细则及管理制度。

5.6.2 负责出具电力市场结算依据。

5.6.3 负责电力市场电能量电费计算，发布临时结算结果。

5.6.4 披露电力市场年度、月度、日结算电量电费等信息。

5.6.5 建设和运维交易系统，负责结算功能开发、算法维护等工作。

5.6.6 组织协调交易结算问题。

6 结算原则

6.1 结算周期

电力批发市场采用“日清月结”的结算模式，电费计算周期为日，以小时为基本计算时段，出具日清算临时结算结果，以月度为周期发布正式结算依据，开展电费结算。零售市场以月度为周期开展零售市场结算，按月出具电力市场结算依据。

6.2 结算模式

6.2.1 日前电能量市场根据日前出清价格做全电量结算。

6.2.2 实时市场根据实际上网电量、实际用电量与日前市场出清电量的差值做偏差结算，偏差结算价格为实时市场出清价格。

6.2.3 中长期合约根据合同约定价格（即净合约综合价）和日前市场统一结算点电价的差值作差价结算。中长期合约电量包括年度、月度、周等为交易周期的合约电量。

6.2.4 基数合约电量根据政府批复上网电价和机组日前市场节点电价的差值作差价结算。

6.2.5 按照“以用定发”的原则，根据非市场用户用电量确定 B 类机组基数合约结算电量，根据市场用户用电量确定 B 类机组市场结算电量，实现结算平衡。

6.3 结算电价

6.3.1 发电侧结算电价为机组所在物理节点的节点电价。

6.3.2 用户侧采用统一结算点电价进行结算。

6.3.3 发、用电侧每小时的节点电价等于该时段内每 15 分钟节点电价的算术平均值。

6.3.4 对于必开机组、热电联产机组等特殊机组，在其不能定价的时段，依照《广东现货电能量市场交易实施细则》确定其日前市场和实时市场的节点结算电价

(取成本价和出清价高者)。

6.3.5 对于现行政府定价相比燃煤机组标杆电价高出一定范围的 B 类机组 (如水煤浆机组、煤矸石机组、高成本燃气机组等), 根据一定标准给予发电侧交叉补贴, 度电补贴价格纳入其结算电价, 补贴资金由市场化用户分摊, 由供电企业统一收取并向发电企业支付。具体的补贴方式、补贴机组范围、补贴标准等由市场管理委员会提出建议, 经能源监管机构和政府部门批准后执行。

7 结算流程

7.1 结算数据准备

7.1.1 中长期交易电量按照《广东现货电能量市场交易实施细则》规定, 在日前市场开市前进行分解上报。具体包括: 年度、月度、周等为周期的中长期交易价格和分时电量, 分时电量以 1 小时为时间间隔。

7.1.2 运行日提前 1 日 (D-1 日) 完成日前市场出清, 运行日 (D 日) 完成实时市场出清。运行日 (D 日) 获取当日的日前市场交易结果, 以及当日实时市场交易结果。具体包括: 发电侧的所有节点日前、实时市场出清上网电量、出清价格, 用户侧各节点的出清价格, 以 15 分钟为时间间隔; 日前机组组合安排; 必开、热电联产等特殊机组标签; 启停、空载及考核数据等。

7.1.3 交易系统在获取运行日（D日）的日前市场及实时市场出清数据后，按照相应的规则拟合形成日前市场和实时市场发用电两侧分时结算电价。

7.1.4 运行日后第3天（D+3日），供电企业以机组和计量点为最小单位，将运行日（D日）的机组、市场用户每小时电量数据推送给交易系统，包括机组分时电量和用户计量点分时电量。

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

7.2 日清算

7.2.1 运行日后第4天（D+4日），交易系统计算运行日（D日）的结算电费；运行日后第5天（D+5日），经审核后发布日清算临时结算结果。具体包括：各市场主体当日每小时不同交易类型的结算电量、电价、电费，当月累计电量电费情况。

7.2.2 市场主体在日清算临时结算结果发布后，对结算电量、电价、电费进行确认，在2日内反馈意见，在规定时间内无反馈的视同确认无异议。

7.2.3 交易中心根据各方处理意见，每旬对当月需调整的日清算临时结算结果进行重算，并重新发布已重算的日清算临时结算时结果。

7.3 月结算

- 7.3.1 交易中心每月 7 号根据上月日清算结果、零售市场结算结果以及历史月份的退补结算结果，出具上月月度结算临时结算结果，并发布给市场主体查询确认。具体包括：各市场主体当月累计结算电量、电价、电费，考核费用，分摊、返还等费用明细。
- 7.3.2 市场主体在月清算临时结算结果发布后，对结算数据进行确认，在规定时间内反馈意见，无反馈的视同确认无异议。
- 7.3.3 交易中心于每月 8 日形成上月月度结算正式结算结果，发布至市场主体和供电企业。
- 7.3.4 供电企业收到交易中心结算依据后，按本细则和合同约定开展电费结算。

8 批发市场结算

8.1 用户侧结算

批发市场用户侧电能量电费支出包含日前市场电能量电费、实时市场偏差电能量电费、中长期合约差价电费、中长期合约交易环节结算电费、分摊费用、市场盈余等平衡资金返还费用。计算公式如下：

$$C_{\text{支出}} = C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{中长期差价}} + C_{\text{中长期交易}} + C_{\text{分摊}} + C_{\text{返还}}$$

其中：

$C_{\text{支出}}$ 为用户电费支出；

$C_{\text{日前}}$ 为用户日前市场电能量电费；

$C_{\text{实时}}$ 为用户实时市场偏差电能量电费；

$C_{\text{中长期差价}}$ 为用户中长期合约差价电费；

$C_{\text{中长期交易}}$ 为用户中长期合约交易环节的盈亏；

$C_{\text{分摊}}$ 为用户的分摊费用；

$C_{\text{返还}}$ 为用市的场盈余等平衡资金返还费用。

8.1.1 日前市场结算

初期，日前市场出清采用发电侧单边报价模式，批发市场用户按照其日前市场分时申报电量与统一结算点电价计算电费。公式为：

$$C_{\text{日前}} = \sum (Q_{\text{日前},t} \times P_{\text{日前},t})$$

其中：

$C_{\text{日前}}$ 为用户日前市场电能量电费支出；

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

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场 T 时段统一结算点电价。

8.1.2 实时市场偏差结算

用户侧根据用户实际分时用电量与日前市场申报的分时电量之间的差额，以及实时市场统一结算点电价计算偏差电费。公式为：

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

其中：

$C_{\text{实时}}$ 为用户实时市场偏差电费支出；

$Q_{\text{实时},t}$ 为用户实时市场 T 时段实际用电量；

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

$P_{\text{实时},t}$ 为实时市场 T 时段统一结算点电价。

8.1.3 偏差价差收益转移结算

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

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

$$C = \sum [Q_{\text{申报},t} - Q_{\text{用电},t} \times (1 + \lambda_0)] \times (P_{\text{实时},t} - P_{\text{日前},t});$$

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

$$C = \sum [(Q_{\text{用电},t} \times (1 - \lambda_0) - Q_{\text{申报},t}] \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{实时},t}).$$

其中：

C 为需转移的偏差价差收益；

$Q_{\text{用电},t}$ 为 T 时段用户实际用电量；

$Q_{\text{申报},t}$ 为日前市场申报的该时段需求电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为实时市场 T 时段统一结算点电价；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场 T 时段统一结算点电价；

λ_0 为允许的偏差比例。

8.1.4 中长期合约差价结算

用户侧中长期合约作为电能量差价合约，以小时为周期开展差价结算，按照净合约分时电量、合约分时价格（净合约综合价）与日前市场统一结算点电价之差，计算中长期差

价电费。公式为：

$$C_{\text{中长期差价}} = \Sigma [Q_{\text{净合约},t} \times (P_{\text{净合约},t} - P_{\text{日前},t})]$$

其中：

$C_{\text{中长期差价}}$ 为用户中长期电能量差价电费；

$Q_{\text{合约},t}$ 为 T 时段中长期净合约电量；

$P_{\text{净合约},t}$ 为 T 时段中长期净合约综合价格；

$P_{\text{日前},t}$ 为 T 时段日前统一结算点电价；

8.2 发电机组结算

8.2.1 批发市场电费总收入

B 类机组总电费由基数合约电费与市场化电费总收入构成，其中市场化电费总收入包含日前市场电能量电费、实时市场偏差电能量电费、中长期合约差价电费、中长期合约交易环节结算电费、补偿费用、考核费用。

计算公式如下：

$$R = R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{中长期差价}} + R_{\text{中长期交易}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{考核}}$$

其中：

R 为 B 类机组电费收入；

$R_{\text{日前}}$ 为机组日前市场电能量电费收入；

$R_{\text{实时}}$ 为机组实时市场偏差电量电费收入；

$R_{\text{中长期差价}}$ 为机组中长期合约差价电费收入，含基数合约差价电费收入；

$R_{\text{中长期交易}}$ 为机组中长期合约交易环节的盈亏，含基数交

易盈亏；

$R_{\text{补偿}}$ 为机组启动、空载等补偿费用。

$R_{\text{考核}}$ 为机组热电联产等考核费用。

8.2.2 日前市场结算

机组根据日前市场中标电量与节点电价计算电费。公式为：

$$R_{\text{日前}} = \sum (Q_{\text{日前},t} \times P_{\text{日前},t})$$

其中：

$R_{\text{日前}}$ 为机组日前全电量结算电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为日前市场机组 T 时段中标电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场机组 T 时段节点电价。

8.2.3 实时市场偏差结算

发电侧根据机组实际分时上网电量与日前市场申报的分时电量之间的差额，以及实时市场节点电价计算偏差电费。公式为：

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

其中：

$R_{\text{实时}}$ 为机组实时偏差结算电费；

$Q_{\text{上网},t}$ 为机组实时市场 T 时段上网电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为机组日前市场 T 时段中标电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为机组所在节点实时市场 T 时段结算价格。

8.2.4 基数合约差价结算

发电侧根据机组基数合约电量、机组日前现货节点电价和净基数合约综合价格差额计算差价电费。公式为：

$$R_{\text{基数差价}} = \sum [Q_{\text{基数},t} \times (P_{\text{综合}} - P_{\text{日前},t})]$$

其中：

$R_{\text{基数差价}}$ 为机组基数电量差价电费；

$Q_{\text{基数},t}$ 为机组 T 时段基数合约结算电量；

$P_{\text{综合}}$ 为机组 T 时段净基数合约综合价格；

$P_{\text{日前},t}$ 为机组所在节点日前市场 T 时段结算价格

各机组 T 时段基数合约结算电量按照“以用定发”的原则，以及其基数合约电量占比进行计算。公式为：

$$Q_{\text{基数},t} = (Q_{\text{总上网},t} - Q_{\text{总用电},t}) \times (Q_{\text{基数计划},t} / Q_{\text{总基数计划},t})$$

其中：

$Q_{\text{基数},t}$ 为该机组 T 时段基数合约结算电量；

$Q_{\text{总上网},t}$ 为 B 类机组 T 时段实际总上网电量；

$Q_{\text{总用电},t}$ 为市场用户 T 时段实际用电量；

$Q_{\text{基数计划},t}$ 为该机组 T 时段基数合约计划电量；

$Q_{\text{总基数计划},t}$ 为 B 类机组 T 时段基数合约计划总电量。

其中跨省转让、省内关停机组基数合约电量 100%刚性执行，在计算基数合约完成进度系数时剔除上述两类机组的影响。

8.2.5 中长期合约差价结算

发电侧按照机组中长期合约分时电量、日前现货市场统

一结算点电价和净合约综合价格差值计算差价电费。公式为：

$$R_{\text{中长期差价}} = \sum [Q_{\text{中长期},t} \times (P_{\text{净合约综合价格}} - P_{\text{日前},t})]$$

其中：

$R_{\text{中长期差价}}$ 为机组中长期合约电量差价电费；

$Q_{\text{中长期},t}$ 为机组 T 时段中长期分时电量；

$P_{\text{净合约综合价格}}$ 为机组 T 时段净合约综合价格；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场 T 时段统一结算点电价。

上述中长期分时电量为中长期净合约电量。

9 零售市场结算

9.1 零售市场以月度为周期开展零售市场结算。交易中心根据实际用电量及零售合同约定条款计算零售用户电能量电费。

9.2 售电公司所代理用户在零售市场交易中应支付的电能量电费总额，扣除售电公司在批发市场应支付的电能量电费，其差额为售电公司月度电能量交易毛利。

9.3 交易中心根据零售合同典型结算模式，设计开发零售结算功能模块，由售电公司、零售用户按照双方合同约定选取并确认相关结算模型，按照选定的结算模型和月度实际用电量计算零售电费。

9.4 零售结算模式一旦选取，原则上不予变更，确实需修改的，需提供双方签订的零售合同补充协议。

10 中长期交易结算

10.1 中长期合约结算

出让中长期合约时，计算合约出让方交易环节的盈亏电费，计算公式如下：

$$R_{\text{出让}} = Q_{\text{出让}} \times (P_{\text{合约}} - P_{\text{出让}})$$

其中：

$R_{\text{出让}}$ 为出让方在该笔转让中的结算电费。出让方为机组时，正数代表交易获利，负数代表交易损失；出让方为用户时，正数代表交易损失，负数代表交易获利。

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

$P_{\text{合约}}$ 为原持有合约价格；

$P_{\text{出让}}$ 为出让价格。

10.2 基数合约结算

10.2.1 机组转让基数合约电量时，计算出让方交易环节的盈亏电费，计算公式如下：

$$R_{\text{基数出让}} = Q_{\text{出让}} \times (P_{\text{综合}} - P_{\text{出让}})$$

其中：

$R_{\text{基数出让}}$ 为出让方在该笔交易中的盈亏电费，正数代表交易获利，负数代表交易损失。

$Q_{\text{出让}}$ 为出让方转让电量；

$P_{\text{综合}}$ 为机组持有的净基数合约综合价格；

$P_{\text{出让}}$ 为出让价格。

10.2.2 省外水电机组作为基数合约电量受让方时，受让电量刚性还原至出让方，即指出让方出让电量不受市场用电量波动影响，100%结算。

省内关停机组作为基数合约电量出让方时，出让电量不受市场用电量波动影响，100%结算。

计算 B 类机组基数合约实际电量时，优先保证跨省转让、省内关停机组基数合约电量刚性执行，再计算整体 B 类机组剩余基数合约计划的完成进度系数。跨省交易，偏差由省内承担。

计算得出基数合约的完成进度系数后，对 B 类机组基数合约电量出让获利电费进行相应的系数调整。计算公式为：

$$\begin{aligned} R_{\text{实际基数出让}} &= Q_{\text{出让}} \times \lambda \times (P_{\text{综合}} - P_{\text{出让}}) \\ &= R_{\text{基数出让}} \times \lambda \end{aligned}$$

其中：

$R_{\text{实际基数出让}}$ 为出让方在该笔交易中实际应结的盈亏电费，正数代表交易获利，负数代表交易损失

λ 为该机组当月基数合约完成进度系数。

10.3 结算周期

中长期合约交易结算电费按每笔交易计算盈亏，按月累计盈亏金额，在出让合约对应的结算月份将累计金额计入月度结算单一并结算。

11 退补管理

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

11.2 月度结算前发生的当月电量差错或政策调整退补，根据供电企业推送的修正电量，按日重新计算后并入当月结算依据。

11.3 对于跨月电量差错退补事项，按照以下规则处理：

11.3.1 用户侧或发电侧电量差错累计值小于等于该月用户侧总用电量累计值 2% 时，在月底结算时对相关用户或机组差错电量按照实时市场月度加权平均综合电价进行偏差结算，发电侧不作联动调整，偏差结算金额计入平衡资金。

11.3.2 用户侧或发电侧电量差错累计值大于该月用户侧总用电量累计值 2% 时，对相关用户或机组差错电量按照日前市场月度加权平均综合电价进行偏差结算，并且发电侧也作联动调整结算。调整金额计算公式为：

$$C_{\text{联动退补}} = Q_{\text{退补}} \times (P_{\text{实时}} - \bar{P}_{\text{批复}})$$

其中：

$C_{\text{联动退补}}$ 为差错电量需联动调整的发电侧电费；

$Q_{\text{退补}}$ 为月度差错退补电量；

$P_{\text{实时}}$ 为发电侧实时市场月度加权平均综合电价；

$P_{\text{批复}}$ 为发电侧批复上网电价月度加权平均值。

11.4 用户电量发生差错，供电企业在确认差错及退补电量后 3 个工作日内发起退补工单，电力交易机构应按照规定开展退补结算。

11.5 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，由交易中心依照相应规则或政策开展电费退补。

11.6 上述 11.5 条联动金额调整计算，原则上每半年开展一次集中计算和分摊。对结算影响较大的退补调整，由交易中心及时组织退补。

12 平衡资金结算

12.1 启动与空载费用

对机组启动费用、空载费用，纳入平衡资金。

12.1.1 启动费用

根据机组冷温热态开机计算其应补偿的费用，公式为：

$$R_{\text{启动},i} = [\sum (P_{\text{启动},i} \times N_{\text{启动},i})] \times [Q_{\text{市场}} / (Q_{\text{市场}} + Q_{\text{基数合约}})] \\ \times \{ [q_i \times \sum (P_{\text{启动},i} \times N_{\text{启动},i})] / \sum [q_i \times \sum (P_{\text{启动},i} \times N_{\text{启动},i})] \}$$

其中：

$R_{启动,i}$ 为机组 i 的总启动费用；

$P_{启动,i}$ 为机组 i 的单次（冷、温、热三态之一）的启动成本；

$N_{启动,i}$ 为机组 i 的总启停次数；

q_i 为机组 i 的月度市场电量；

$Q_{市场}$ 为 B 类机组月度总市场电量；

$Q_{基数合约}$ 为 B 类机组月度总基数合约电量。

12.1.2 空载费用

根据机组空载时间计算其应补偿的费用，公式为：

$$R_{空载,i} = [\sum (C_{空载,i} \times T_{空载,i})] \times [Q_{市场} / (Q_{市场} + Q_{基数合约})] \\ \times [(C_{空载,i} \times T_{空载,i} \times q_i) / \sum (C_{空载,i} \times T_{空载,i} \times q_i)]$$

其中：

$R_{空载,i}$ 为机组 i 的总空载费用；

$C_{空载,i}$ 为机组 i 的每小时空载成本；

$T_{空载,i}$ 为机组 i 的总空载并网运行时间；

q_i 为机组 i 的月度市场电量；

$Q_{市场}$ 为 B 类机组月度总市场电量；

$Q_{总基数合约}$ 为 B 类机组月度总基数合约电量。

12.2 特殊机组补偿费用

对于必开机组、热电联产机组、调试（试验）机组、最小连续开机时间内机组、临时新增开机或停机机组、实时运行中指定出力机组等特殊机组，在其不能定价的时段，按照

《广东现货电能量市场交易实施细则》确定其日前市场和实时市场的节点结算电价，其超出出清价格的补偿费用纳入平衡资金。

对于机组的补偿费用，单独计算并按类别汇总呈现，计算公式为：

$$R_{\text{补偿}} = R_{\text{日前补偿}} + R_{\text{实时补偿}}$$

$$R_{\text{日前补偿}} = \sum [Q_{\text{日前},t} \times (P_{\text{日前结算},t} - P_{\text{日前出清},t})]$$

$$R_{\text{实时补偿}} = \sum [(Q_{\text{上网},t} - Q_{\text{日前},t}) \times (P_{\text{实时结算},t} - P_{\text{实时出清},t})]$$

其中：

$R_{\text{补偿}}$ 为机组某特殊标签下的总补偿费用；

$R_{\text{日前补偿}}$ 为机组某特殊标签下日前市场的补偿费用；

$R_{\text{实时补偿}}$ 为机组某特殊标签下实时市场的补偿费用；

$Q_{\text{日前},t}$ 为在日前市场 T 时段中标电量；

$Q_{\text{上网},t}$ 为 T 时段实际上网电量；

$P_{\text{日前结算},t}$ 为日前市场 T 时段某特殊标签下的结算价格；

$P_{\text{日前出清},t}$ 为日前市场 T 时段某特殊标签下的出清价格；

$P_{\text{实时结算},t}$ 为实时市场 T 时段某特殊标签下的结算价格；

$P_{\text{实时出清},t}$ 为实时市场 T 时段某特殊标签下的出清价格。

12.3 机组考核费用

对于热电联产机组考核、临时非计划停运收益回收、限高限低考核等机组考核费用，纳入平衡资金。

12.3.1 对于发电侧热电联产机组申报供热流量曲线准

确率考核，当准确率低于下限时，计算其考核费用，
公式为：

$$R_{\text{申报准确率}} = \sum |P_{\text{申报},i} - P_{\text{实际},i}| \times LMP_i \times \alpha_3$$

其中：

$R_{\text{申报准确率}}$ 为热电联产机组申报供热流量曲线准确率考核费用；

$P_{\text{申报},i}$ 为热电联产机组在日前电能量市场中申报的第 i 小时各时段的供热量对应的出力下限算术平均值；

$P_{\text{实际},i}$ 为热电联产机组在运行日第 i 小时各时段的实际供热量对应的出力下限算术平均值；

LMP_i 为第 i 小时内该热电联产机组所在节点的实时电能量市场结算价格；

α_3 为热电联产机组供热流量曲线准确率考核系数。

日前电能量市场中因电厂原因未报送、延迟报送供热流量曲线的，以及实时电能量市场中因电厂原因造成供热数据发生中断的，每发生一次就按照市场规则进行考核。

12.3.2 当机组在实时运行中出现日内临时非计划停运

时，应将临时非计划停运时段内对应的现货电能量市场结算收益回收。其结算收益计算公式如下：

$$R_{\text{非停收益}} = \sum [Q_{\text{日前},i} \times C_{\text{核定成本}} + (Q_{\text{实际},i} - Q_{\text{日前},i}) \times LMP_{\text{实时},i}]$$

其中：

i 为机组发生临时非计划停运的时段，以小时为单位进行累计；

$Q_{\text{日前},i}$ 为机组日前电能量市场中第 i 小时的中标电量；

$Q_{\text{实际},i}$ 为机组实际运行后第 i 小时的实际计量电量；

$C_{\text{核定成本}}$ 为政府核定的机组发电成本价格；

$LMP_{\text{实时},i}$ 为第 i 小时内该机组所在节点的实时电能量市场结算价格；

当 $R_{\text{非停收益}} > 0$ 时，将发电机组非计划停运收益纳入平衡资金。

12.3.3 机组的实际出力上限未达到并网调度协议中最大技术出力的限高情况时，按以下公式计算考核费用：

$$R_{\text{限高}} = \sum_{i=1}^n [(P_{\text{max}} - P_{\text{限高}}) \times T_i \times LMP_i \times \alpha_1]$$

其中：

$R_{\text{限高}}$ 为机组实际出力上限未达到最大技术出力的考核费用；

n 为机组发生限高的时段，以小时为单位进行累计；

P_{max} 为机组的最大技术出力（燃气机组为相应季节内的最大技术出力）；

$P_{\text{限高}}$ 为机组的限高最大出力；

T_i 为第 i 小时内机组发生限高的时间长度；

$LMP_{\text{实时},i}$ 为第 i 小时内该机组所在节点的实时电能量市场结算价格；

α_1 为限高考核系数。

12.3.4 机组发生实际出力下限未达到并网调度协议中最小技术出力的限低情况，按照如下公式计算考核费用：

$$R_{\text{限低}} = \sum_{i=1}^n [(P_{\text{限低}} - P_{\text{min}}) \times T_i \times LMP_i \times \alpha_2]$$

其中：

$R_{\text{限低}}$ 为实际出力下限未达到最小技术出力的考核费用；

n 为机组发生限低的时段，以小时为单位进行累计；

P_{min} 为机组的最小技术出力；

$P_{\text{限低}}$ 为机组的限低最小出力；

T_i 为第 i 小时内机组发生限低的时间长度；

LMP_i 为第 i 小时内机组所在节点的实时电能量市场结算价格；

α_2 为限低考核系数。

在同一自然周内，若同一电厂内的发电机组发生限高与限低次数之和超过 3 次，除按照上述公式计算考核费用外，超出 3 次的次数按照市场规则另外计算考核费用。若该自然周跨月，相应的考核费用计入下一月的总考核费用。

12.4 用户侧偏差收益

对于用户侧实时市场偏差价差收益，纳入平衡资金。

12.5 退补联动电费

因退补电费引起的发电侧与用电侧退补电费差额，纳入平衡资金。

12.6 市场盈余

市场盈余等于日前和实时市场用户支付能量电费与B类机组对应市场化交易电量所收取的能量电费之间的差额，具体构成包括阻塞盈余、特殊机组补偿多支出的电能量成本等，相关差额纳入平衡资金。

12.7 分摊未付款项

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

12.8 年度基数合约电量偏差电费

12.8.1 每年安排各类机组年度基数合约电量时，其平均购电价不高于政府输配电价核定时平均购电单价。当年度基数合约电量的平均购电单价偏离输配电价核定水平时，产生的偏差以月度为周期由市场化用户来分摊，偏差资金计算公式为：

$$R_{\text{偏差资金}} = (P_{\text{市场外购电}} - P_{\text{输配电价核定}}) \times Q_{\text{市场外购电}}$$

其中：

$R_{\text{偏差资金}}$ 为市场化用户应分摊的偏差资金；

$P_{\text{市场外购电}}$ 为市场外供电企业平均购电单价；

$P_{\text{输配电价核定}}$ 为输配电价核定方案对应的平均购电单价；

$Q_{\text{市场外购电}}$ 为市场外供电企业购电量。

当 $P_{\text{市场外购电}} < P_{\text{输配电价核定}}$ 时,偏差资金为负；

当 $P_{\text{市场外购电}} > P_{\text{输配电价核定}}$ 时,偏差资金为正。

12.8.2 市场用户每度电应分摊的偏差价格为：

$$P_{\text{偏差价格}} = R_{\text{偏差资金}} / Q_{\text{市场电量}}$$

其中：

$P_{\text{偏差价格}}$ 为市场用户每度电应分摊的偏差价格；

$R_{\text{偏差资金}}$ 为市场用户应分摊的偏差资金；

$Q_{\text{市场电量}}$ 为市场用户月度总用电量。

12.9 四舍五入差额

在结算过程中，因四舍五入导致的不平衡电费纳入结算平衡资金平衡。

12.10 分摊原则

对于上述启动与空载费用、特殊机组补偿费用、用户侧偏差价差收益转移、市场电费盈余、分摊未付款项、年度基数合约电量偏差电费等纳入平衡资金后，对于余额或资金缺口，以月度为周期，由所有参与批发市场的市场主体按当月用电量比例分摊，具体分配原则如下：

12.10.1 启动与空载费用按市场化电量比例折算后由市场用户承担。

12.10.2 特殊机组补偿费用由市场用户承担。

12.10.3 用户侧偏差收益转移资金按市场化电量比例返还市场用户。

12.10.4 退补联动电费在开展退补结算的月份按用电量比例由市场用户分摊。

12.10.5 电厂日内非计划电能量偏差额外收益、热电联产考核、限高限低考核资金按市场化电量比例返还市场用户。

12.10.6 在输电权市场启动前，市场电费盈余（特殊机组补偿费用除外）按用电量比例返还市场用户。

12.10.7 分摊未付款项按用电量比例由市场用户分摊。

12.10.8 年度基数合约电量偏差电费按用电量比例由市场用户分摊。

13 网间平衡结算

13.1 平衡原则

由于市场化交易结算，导致广东电网、广州供电局有限公司、深圳供电局有限公司各单位市场化电能量收入与支出不一致时，通过网间平衡转移结算，保证三家电网市场化电费收支平衡。

13.2 计算公式

13.2.1 根据广州（深圳）电网市场化电费收入与市场化电费支出之间的差额，计算其应回收或支出的网间平衡费用，公式为：

$$C_{\text{平衡广深}} = R_{\text{广深市场用户市场化电费净收入}} - R_{\text{广深B类机组市场化电费支出}} - R_{\text{售电公司}}$$

其中：

$C_{\text{平衡广深}}$ 为广州（深圳）电网网间应支出的平衡电费；

$R_{\text{广深市场用户市场化电费净收入}}$ 为广州（深圳）市场用户市场化电费收入；

$R_{\text{广深B类机组市场化电费支出}}$ 为广州（深圳）B类机组市场化电费支出；

$R_{\text{售电公司}}$ 为广州（深圳）支付或收取售电公司的电费。

13.2.2 售电公司根据其代理用户实际用电量比重，分别与所在电网公司结算电费，公式为：

$$R_{\text{售电}} = Q_{\text{售广深}} / Q_{\text{售全省}} \times (R_{\text{零售}} - R_{\text{批发}})$$

其中：

$R_{\text{售电}}$ 为售电公司应向广州（深圳）电网收取的电费；

$Q_{\text{售广深}}$ 为售电公司在广州（深圳）的零售电量；

$Q_{\text{售全省}}$ 为售电公司在全省的零售电量；

$R_{\text{批发}}$ 为售电公司在批发市场电费支出；

$R_{\text{零售}}$ 为售电公司在零售市场电费收入。

13.2.3 上述电网公司市场化电费收入、支出含各类市场化补贴（分摊）费用。

13.3 平衡结算

13.3.1 网间平衡电费每月与广东电网有限责任公司趸售给广州供电局有限公司、深圳供电局有限公司的电

能量电费一起结算。

13.3.2 除广东电网、广州供电局、深圳供电局以外的其他供电企业参照上述原则，由三家电网公司与其他供电企业在网间趸售交易中进行平衡结算。

14 辅助服务结算

14.1 初期，对于调频市场、“两个细则”等辅助服务电费，暂由电力调度机构计算并出具机组辅助服务结算依据，发至供电企业，由供电企业开展结算。上述辅助服务电费暂不纳入交易中心网间平衡计算。

14.2 辅助服务市场成熟后，交易中心计算并出具机组辅助服务结算依据，并纳入交易中心网间平衡计算。

15 电费收付

15.1 市场交易电费由供电企业负责结算，其中用户用电费用由所在地区供电企业收取；发电企业上网电费由相关供电企业支付；售电公司收益按代理用户在所属供电企业的用电量比例折算，分别与广东电网有限责任公司、广州供电局有限公司和深圳供电局有限公司结算。。

15.2 市场主体电能量电费结算纳入供电企业购售电结算管理流程，由供电企业收到结算依据后，累加输配电价、基金附加、环保加价等电费项，必要时进行税率折算后，每月 12 日前向市场主体出具结算单据，并在法规、政策文件或合同约定的期限内完成电费收付。

15.3 如果市场主体未全额或未支付月度电费，由供电企业将欠费信息反馈给交易中心。交易中心将欠费的市场主体纳入市场信用管理。

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，根据电力市场规则以及市场运营机构向政府部门报备的市场中止和管制措施开展结算。其中市场紧急中止与管制情况下所造成的成本，纳入电力市场本月或后续若干月的平衡资金，由市场主体共同承担。

16.2 代理关系生效期

16.2.1 代理关系自电力用户及售电公司双方确认之日起建立，自建立之日起次月生效。代理关系建立之日所在月以原代理关系参与交易及结算。

16.2.2 代理关系提前终止后，当月按原代理关系正常交易及结算。

16.3 交易停牌

16.3.1 发电企业停牌期间，根据已签订但尚未履行完毕的合同开展市场结算。

16.3.2 参与批发市场交易的电力大用户停牌期间，根据已签订但尚未履行完毕的合同开展市场结算，除此之外的实际用电量按市场实时价格结算。

16.3.3 零售用户自停牌之日起次月代理关系失效，停牌当月按照零售合同开展市场结算，停牌日次月起实际用电量按市场实时价格结算。

16.3.4 售电公司停牌期间，根据已签订但尚未履行完毕的合同开展市场结算，除此之外的实际用电量按市场实时价格结算。

16.4 市场退出

16.4.1 售电公司、电力用户退出当月仍根据原交易合同结算。

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

16.4.3 售电公司申请或被强制退出的，其代理的电力用户可选择保底售电公司，后续可更换其他售电公司代理参与交易。如电力用户不接受保底售电公司和保底服务合同参与交易，其实际用电量按市场实时价格结算。

16.4.4 被强制退出市场的市场主体，除妥善处理已签订合约外，还需要提供保障，以支付差错追补费用。

16.4.5 保底价格原则上在电力用户缴纳输配电价的基础上，按照政府核定居民电价的 1.2-2 倍执行，具体价格水平由广东省价格管理部门确定。

16.5 其他营销事项

16.5.1 违章用电

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

16.5.2 计量故障

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

16.5.3 用户过户

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

16.5.4 变损电量

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

附件 1

电量数据拟合办法

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

1、当主计量自动化终端采集主表数据缺失时，切换至备终端采集的主表数据；当主、备终端采集主表数据均缺失时，如主终端采集副表成功有电量数据，则所缺电量数据采用主终端采集副表数据进行近似拟合；如主终端采集副表无数据，备终端采集副表成功有电量数据，则所缺电量数据采用备终端采集副表数据进行近似拟合。

2、当双表采集均失败无电量数据时，电量拟合规则如下：

(1) 当连续时间点内缺点数小于等于 2 小时，取主表缺点区间内前后时间点的区间电量算术平均值做为电量拟合值。

(2) 当连续时间点内缺点数大于等于 3 个时，取主表同比同属性日期的电量/表码数据进行近似拟合。按时间属性，日期暂定分为三种：工作日、双休日、国家法定节假日(节假日分为小长假（元旦、五一、清明等）和大长假（春节、国庆）两类)；每天内的时间区段定义为 (0:00-23:00)，即 1 号 24:00 点数据为定义为 2 号数据，具体拟合规则如下：

a.如果缺点时间段区间在工作日内，按上一个月份工作

日数据的平均值拟合处理，即 5 月 22 日（星期二）1:00-2:00 缺数，以 4 月份每个工作日 1:00-2:00 数的平均值进行拟合。

b.如果缺点时间段区间在双休日内，按上一个月份双休日区间数据的平均值拟合处理；如：2018 年 6 月 9 日（周六）2:00-3:00 缺数，则用 2018 年 5 月每个周六、日 2:00-3:00 数据的平均值进行拟合。

c.如果缺点时间段区间在法定节假日内，按最近一个同类型节假日区间数据拟合处理。其中：节假日分为小长假（元旦、五一、清明等）和大长假（春节、国庆）两类，小长假数据参照最近三个假期的数据均值拟合处理，大长假数据取同一假期上年数据均值拟合处理。无历史类比数据的参照上一个假期日数据拟合处理。

如：2018 年 10 月 2 日（国庆）2:00-3:00 缺数，则用 2017 年 10 月国庆 7 天的平均值数据 2:00-3:00 拟合处理。如：2018 年 6 月 17 日（端午）2:00-3:00 缺数，则取 2018 年元旦、清明、五一假期数据的平均值 2:00-3:00 数据拟合处理。

d.缺点时间段区间在横跨工作日/双休日和法定节假日时间段内，则先将该区间段分别工作日/双休日和法定节假日分开，再分别按上述工作日/双休日、去年法定节假日的数据拟合处理。

3、当发现电能表时钟存在误差，误差在 30 分钟以内，根据电能表《DLT645-2007 多功能电能表通信协议》要求，

由计量自动化系统在系统后台按 5 分钟/每日完成调整；误差在 30 分钟以上,为防止时钟直接调整造成电能表内电量数据突变,对时钟误差电能表在现货交易数据完成推送前进行更换处理。

4、台风、用户自停等由于无法及时获知用户实际现场是否正常用电情况,按照以上规则照常以工作日、双休日、节假日进行拟合。

5、采用拟合电量数据进行结算,如跨越结算期重新获得电表实际表码,且当日拟合总电量偏差超过实际电量-10%或+10%时,则按照电量追补原则进行处理。