广东电力现货市场结算实施细则
(2025 年修订)

目 录

1 总述.....	1
2 适用范围.....	1
3 术语定义.....	1
4 市场结算主要权责.....	4
5 结算原则.....	7
6 结算流程.....	10
7 批发市场结算.....	14
8 电力用户结算.....	25
9 返还及分摊电费.....	32
10 退补管理.....	83
11 网间平衡结算.....	90
12 辅助服务结算.....	90
13 电费结算流程.....	90
14 其他事项.....	91
附件：.....	95

1 总述

为规范广东电力市场结算工作，根据《广东电力市场运营规则（试行）》，制定本细则，自2025年1月起执行。

2 适用范围

本细则适用于广东电力市场电能量交易结算，主要包括：市场结算主要权责、结算原则、结算流程、批发市场结算、零售市场及终端用户结算、退补管理、返还及分摊电费、网间平衡结算、电费结算流程及其他事项等。

涉及可再生能源交易、需求响应、零售市场等结算时的未尽事宜，按照《广东省可再生能源交易规则（试行）》《广东省市场化需求响应实施细则（试行）》、《广东电力市场零售结算实施细则》等相关文件执行。

3 术语定义

(1) 交易中心：指广东电力交易中心有限责任公司。

(2) 交易系统：指交易中心负责建设、运营和管理的电力市场技术支持系统，即广东电力交易系统。

(3) 电网企业：省级电网企业及其下属供电企业和增量配网企业。

(4) 批发市场电源：指直接参与市场交易（后简称直接交易）的燃煤、燃气、核电机组及新能源交易单元（后简称现货新能源交易单元），也称发电侧。

(5) 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，也称用户侧。

(6) 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。

(7) 市场购电用户：指直接从电力市场购电（直接向发电企业或售电公司购电）的用户。

(8) 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。

(9) 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。

(10) 虚拟电厂：指依托负荷聚合商、售电公司等机构，通过新一代信息通信、系统集成等技术，实现需求侧资源的聚合、协同、优化，形成规模化调节能力，作为独立经营主体参与市场交易。根据资源禀赋条件，虚拟电厂可分为负荷类虚拟电厂、发电类虚拟电厂。

(11) 交易电量：指根据交易规则形成对应交易周期的合约及偏差电量。

(12) 结算电费：批发市场电源、批发市场用户、零售市场用户与储能企业（含独立储能、抽水蓄能）支付或获取的电能量总电费，包含电能量电费、退补电费、返还及分摊电费等。

(13) 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。

(14) 市场参考价：指变动成本补偿等结算用的参考基准价格。

(15) 统一结算点电价：统一结算点是用于现货三部制结算的虚拟节点。现阶段，对批发市场用户，日前（或实时）市场的每小时统一结算点电价为直接参与交易的机组总日前（或实时）出清市场电量电费除以直接参与交易的机组总日前（或实时）出清市场电量得到。

(16) 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购电用户总电量占比进行加权计算值。

(17) 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购电用户总用电量占比进行加权计算值。

(18) 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量、价、费等交易结算条款的合同。

(19) 结算合同：指省级电网企业与售电公司签订的明确结算关系、结算计量点、结算周期等合同，或经营主体注册时签订的结算协议条款。

(20) 日期：本细则所指的“日清算”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。

(21) 中长期合约：指以多年、年、多月、月、周及日以上为周期的市场直接交易中长期合约（含约定电能量价格的绿电中长期合约等）。

(22) 合约阻塞电费：指合约主体所在节点与合约电量结算参考点间的价差引起的阻塞电费。

(23) 交易电量正负符号定义：发电侧（含参与现货的新能源交易单元）、独立储能及抽水蓄能、卖出电量为正、买入电量为负；用户侧买入电量为正、卖出电量为负。

(24) 净合约电量：指交易后经营主体原有净合约电量与交易电量的代数和。

(25) 净合约综合价格：指交易后经营主体持有的净合约量单价。

(26) 结算时段：指市场进行交易结算计算的最小时段，现阶段为小时，具备条件的储能企业按 15 分钟开展。

(27) 代购市场电量：指发电企业通过参与电力批发交易或作为市场价格接受者、对应电网企业采购的市场化电量。

(28) 市场电量：指通过中长期、现货及绿色电力电能量部分等形式交易形成的市场直接交易电量，不含代购市场电量。

(29) 跨省外送电量：指发电企业通过参与跨省外送电量交易形成的电量。

(30) 年度交易均价：指年度中长期交易加权均价。

(31) 现货市场月度均价：指日前市场月度加权平均综合电价和实时市场月度加权平均综合电价的算术平均值。

4 市场结算主要权责

4.1 市场购电用户

(1) 按市场规则参与市场交易，履行交易合同或零售合同及与电网企业签订的供用电合同，享受输配电服务。

(2) 支付电能量电费、输配电费和政府性基金及附加等

费用，获取相关方履行合同的信息、资料及查阅计量数据，根据合同约定按时足额缴纳电费，其中违约金起征日期统一为电费发行后第八天。

(3) 在交易系统填写、确认用电户号和计量点号，确认与售电公司的零售关系、结算方式和价格等信息。

(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。

4.2 售电公司

(1) 按规则参与市场交易，履行交易合同、结算合同及零售合同，向电网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。

(2) 在交易系统上完成电子合同签订与备案，并填写及确认零售结算方式、价格等信息，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。

4.3 发电企业及储能企业

(1) 按照市场规则参与市场交易，履行交易合同、与电网企业签订的购售电合同，向电网企业收取或支付电费。

(2) 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。

4.4 电网企业

(1) 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。

(2) 负责向交易中心提供每天 24 点（或 96 点）各结算

时段机组上网电量和历史上网电量、机组上网电价、市场购电用户每天 24 点（或 96 点）各时段实际用电量和历史用电量、优先购电用户、代理购电用户的预测月度总电量需求与实际月度总用电量等结算准备数据。其中，广东电网公司负责计量数据的汇总。

(3) 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。

(4) 根据交易中心出具的结算依据，按照政府性基金及附加等政策要求，出具经营主体的电费账单，负责经营主体的电费结算及收付，负责电费账单解释，及时向交易中心反馈市场电费缴付情况。其中，省级电网企业负责代收代付发电企业、售电公司电费。

4.5 电力调度机构

(1) 向交易中心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、机组返还电费等相关结算准备数据。

(2) 配合交易中心出具结算依据，参与协调交易结算问题。

4.6 交易中心

(1) 负责根据市场规则（细则）拟定市场结算操作性规范、指引等结算业务管理制度。

(2) 负责汇总交易结算基础数据，按规定对数据获取完整性、准确性和及时性等情况进行督促。

(3) 负责电力市场交易结算计算，出具电力市场结算依

据，并提供结算相关服务。

(4) 依法披露电力市场结算电量电费等信息。

(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。

(6) 组织协调交易结算有关问题。

5 结算原则

由交易中心负责出具结算依据，由电网企业负责电费结算，主要原则如下：

5.1 结算周期

批发市场采用“日清月结”模式，以小时为基本计算时段（具备条件的独立储能、抽水蓄能，以15分钟为基本计算时段），按日出具日清算临时结果；以月度为周期出具结算依据并开展电费结算，其中月度指自然月1日0时整至月末最后1日24时整（下同）。

零售市场以月度为周期出具结算依据并开展电费结算。

5.2 结算模式

5.2.1 批发市场采取三部制结算模式：中长期合约全电量结算（含中长期合约阻塞电费），日前市场与中长期市场的偏差电量按日前市场价格结算，实时市场与日前市场的偏差电量按实时市场价格结算。

5.2.2 中长期市场根据合同约定价格（即按规则形成的分时合约价格）对中长期合约电量做全电量结算，并结算中长期合约阻塞电费。

5.2.3 日前市场根据日前市场交易结果与合约（含基数、

代购、中长期等）电量的差值做偏差结算，偏差结算价格为日前市场价格。

5.2.4 实时市场根据实际上、下网电量（或实际用电量）与日前市场交易结果的差值做偏差结算，偏差结算价格为实时市场价格。省内市场机组转供省外期间，保留省内市场机组资格，视同实际上网电量为零进行结算。

5.2.5 对于直接参与交易的市场机组，总市场结算电量根据市场购电用户总实际用电量、储能企业充放（或抽发）电量确定，总代购市场结算电量根据市场机组总上网电量与总市场结算电量确定，并设置代购市场及跨省外送电量进度系数上下限，对超出限值的电费损益进行补偿或回收。

5.2.6 负荷类虚拟电厂中长期交易偏差考核、用电需求申报偏差考核等参照售电公司相关规定执行，发电类虚拟电厂中长期交易偏差考核参照现货新能源交易单元相关规定执行，负荷类、发电类虚拟电厂现货偏差电量均按照所在节点的现货电价结算。具体以相关细则为准。

5.2.7 优先购电用户（含线损，下同）实际月度总用电量与预测月度总用电量的偏差，按现货市场月度均价与代购市场电量价格的差值计算月度偏差损益电费。

5.2.8 代理购电用户实际月度总用电量与预测月度总用电量的偏差，按现货市场月度均价与代购市场电量价格的差值计算月度偏差损益电费。

5.2.9 按照经营主体“权责对等”的原则，分项独立记录电费，明确分摊（返还）方式。

5.3 结算电价

5.3.1 发电侧、储能企业现货市场结算电价为所在物理节点的节点电价。

5.3.2 用户侧现货市场结算电价为统一结算点电价。

5.3.3 发电侧、储能企业每小时的节点电价等于小时内每15分钟节点电价的算术平均值；具备条件的独立储能、抽水蓄能，按每15分钟节点电价参与结算。

5.3.4 代购市场电量价格取年度交易分月电量（考虑调整后价格）、多月、月度中长期交易的加权均价。

5.3.5 脱硫、脱硝、除尘及超低排放电价按照《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的实施方案》（粤发改价格〔2019〕400号）执行，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）实行事后兑付、季度结算，并与超低排放情况挂钩；实际未支付的超低排放电费按季度返还给全体工商业用户。

5.3.6 本细则电费计算公式涉及的结算参数以发布的交易通知、公告或者相关政府文件为准。

5.4 结算单元

5.4.1 参与现货交易的发电企业与新型经营主体，其交易单元、调度单元、营销结算单元原则上须保持一致，调度单元与营销结算单元不一致时，交易单元应与调度单元保持一致。

5.4.2 若单一交易单元（调度单元）对应多个营销结算单

元，市场化电费按交易单元计算（计算基数电量电费、变动成本补偿等时，交易单元的批复上网电价取各营销结算单元的批复上网电价按实际电量比例加权的平均值），并按实际电量比例分解到各营销结算单元。

5.4.3 若多个交易单元（调度单元）对应单一营销结算单元，需按交易单元单独建档并重新形成对应的营销结算单元，以交易单元（调度单元）为单位开展现货市场出清，市场化电费按交易单元计算。

6 结算流程

6.1 结算数据准备

6.1.1 结算准备是指在规定时间内对各类交易结算所需基础数据进行收集汇总的过程。

6.1.2 准备数据包括但不限于：经营主体档案数据、合同数据（包括中长期、零售等合同的量、价信息）、市场出清及调度执行数据、关口设置及电量计量数据、相关政府电价政策、考核豁免文件及其佐证申请资料，以及其他需电力交易机构合并出具交易结算依据的数据等。结算环节不改变基础数据。

6.1.3 中长期交易电量按照《广东电力市场现货电能量交易实施细则》规定，在日前市场开市前进行分解上报。具体包括：年度、多月、月度、周及多日等为周期的中长期交易价格和结算时段电量。

6.1.4 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。D-1 日获取 D 日的日前市

场交易结果，D+1 日获取 D 日实时市场交易结果。具体包括：发电侧所有节点日前、实时市场出清上网电量和价格，用户侧各节点出清价格；日前机组组合安排；必开、热电联产等特殊机组标签；启停及考核、补偿机组返还电费等。D+3 日获取修正后的机组考核、补偿等返还电费相关的结算准备数据。

6.1.5 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。

6.1.6 运行日后第 2 天（D+2 日），电网企业以机组和计量点为最小单位，采集全部市场购电用户、机组、储能等经营主体的结算时段表码；在运行日后第 3 天（D+3 日），将依据前述表码得到的各经营主体结算时段电量数据推送给交易系统。

6.1.7 当分时计量数据缺失、错误或不可用时，原则上由电网企业在 3 日内完成消缺、补采，或由电网企业提供电量拟合数据用于市场化结算。拟合办法详见附件，并结合市场运行实际动态完善。

6.1.8 特殊情况下，因政策调整或合同关键要素缺失等原因，导致部分主体或结算科目不满足结算条件的，可采取挂账方式处理，待满足结算条件后完成结算。

6.2 日清算

6.2.1 运行日后第 4 日起（D+4 日），交易系统计算运行日（D 日）的结算电费，并于运行日后第 5 日（D+5 日），

经审核后发布日清算临时结果。

6.2.2经营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，在次日 15:00 前反馈意见，未按时反馈视同无异议。

6.2.3交易中心根据各方反馈和处理意见，在当月结算前对需调整的日清算临时结果进行重算，并重新发布。结算数据准备完成（即 D+4 日）后至月度结算结果发布前发生的结算准备数据修正，原则上均纳入重算处理。

6.3 月结算

6.3.1电网企业每月 5 日 12 时前完成全月修正电量推送，每月 7 日前完成可再生电源及相关用户月度电量的推送，每月 8 日前完成市场代购电源的月度电量、优先购电用户月度总用电量预测值及实际值、代理购电用户月度总用电量预测值及实际值的推送；电力调度机构于每月 7 日前完成当月修正后的出清、考核、补偿及相关结算准备数据的推送。

6.3.2现阶段，在月结算正式结果发布前设置预发布环节，便于经营主体查询核对。待条件具备后，月结算时间节点及流程适时调整优化。

6.3.2.1交易中心每月 11 日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，出具月结算初步结果，并发布给经营主体查询核对。具体包括：各经营主体当月累计结算电量、电价、电费，考核电费，分摊、返还等电费明细。

6.3.2.2经营主体在月结算初步结果发布后，对结算数据

进行核对，在规定时间内反馈意见，无反馈的视同无异议。

6.3.3 交易中心于每月 12 日前形成上月的月结算正式结算结果，发布至经营主体和电网企业。

6.3.4 经营主体对正式发布的月度结算依据中的电量或金额有争议的，应在交易中心给出月结算正式结果查询回复后的 10 个工作日内以书面方式提出。

6.3.5 电网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。

6.3.6 在日清月结结果确认过程中，交易中心负责对经营主体结算电费异常核实并处理，电网企业、电力调度机构分别负责对档案/电量、出清/考核及补偿异常核实处理。经营主体应在日清算临时结算结果确认中真实、准确反馈有关档案、电量、出清、考核及补偿的异常情况，由于自身原因未及时反馈或未正确填写理由导致未通过的，后续环节有关上述问题的反馈原则上在月度结算前不予再次受理。

6.3.7 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。

6.4 为保障市场电费按期结算、电费资金正常周转，市场结算规则原则上不作临时性调整。若需调整的，原则上应在结算月次月 5 日前完成相关文件发布，或研究后续月份结算执行方案。

6.5 对于区域市场现货结算期间，按有关规定执行，具体以区域市场规则方案及省内衔接文件为准。

7 批发市场结算

7.1 用户侧主体结算

用户侧主体（售电公司、批发用户）电能量电费支出包含中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、分摊电费、返还电费等。计算公式如下：

$$C_{\text{支出}} = C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{分摊}} + C_{\text{返还}}$$

其中：

$C_{\text{支出}}$ 为用户侧主体电能量电费支出；

$C_{\text{中长期合约}}$ 为用户侧主体中长期合约电能量电费；

$C_{\text{日前}}$ 为用户侧主体日前市场偏差电能量电费；

$C_{\text{实时}}$ 为用户侧主体实时市场偏差电能量电费；

$C_{\text{分摊}}$ 为用户侧主体的系统运行补偿等分摊电费，具体见第 9 章；

$C_{\text{返还}}$ 为用户侧主体的用户侧偏差收益转移等返还电费，具体见第 9 章。

7.1.1 中长期合约全电费结算

用户侧主体中长期合约以小时为周期开展全电量结算，按照合约分时电量、合约价格计算中长期电能量电费。公式为：

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

其中：

$C_{\text{中长期合约}}$ 为用户侧主体中长期合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期合约},t}$ 为 t 时段中长期合约电量；

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为 t 时段中长期合约价格。

7.1.2 日前市场偏差结算

用户侧根据日前市场申报的分时电量与中长期合约电量之间的差额，以日前市场统一结算点电价计算偏差电费。

公式为：

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

其中：

$C_{\text{日前}}$ 为用户侧主体日前市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户侧日前市场申报的 t 时段需求电量（已扣减该时段需求侧响应中标容量折算的电量）；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为 t 时段中长期净合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场 t 时段统一结算点电价。

7.1.3 实时市场偏差结算

用户侧侧根据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：

$C_{\text{实时}}$ 为用户侧主体实时市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{实时},t}$ 为用户侧主体实时市场 t 时段实际用电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为用户侧交易单元日前市场申报的 t 时段需求电量（已扣减该时段需求侧响应中标容量折算的电量）；

$P_{\text{实时},t}$ 为实时市场 t 时段统一结算点电价。

7.2 发电侧主体结算

7.2.1 批发市场电费总收入

发电侧主体（直接参与市场交易的机组）电能量电费收入由代购市场及跨省外送电量电费与市场化电费构成，其中市场化电费包含中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、中长期合约阻塞电费、分摊电费及返还电费。

计算公式如下：

$$\begin{aligned} R &= R_{\text{代购市场及跨省外送电量}} + R_{\text{市场化}} \\ &= R_{\text{代购市场及跨省外送电量}} + R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} \\ &\quad + R_{\text{中长期合约阻塞}} + R_{\text{返还}} + R_{\text{分摊}} \end{aligned}$$

其中：

R 为发电侧主体电能量电费收入；

$R_{\text{代购市场及跨省外送电量}}$ 为代购市场及跨省外送电量电费，核电机组、参与现货市场的新能源交易单元含基数电量电费；

$R_{\text{中长期合约}}$ 为发电侧主体中长期合约电能量电费；

$R_{\text{日前}}$ 为发电侧主体日前市场偏差电能量电费；

$R_{\text{实时}}$ 为发电侧主体实时市场偏差电能量电费；

$R_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为发电侧主体中长期合约阻塞电费；

$R_{\text{返还}}$ 为发电侧主体考核、补偿及其他返还电费，具体见第 9 章；

$R_{\text{分摊}}$ 为发电侧主体承担的各类分摊电费，具体见第 9 章。

7.2.2 代购市场及跨省外送电量电费结算

(1) 发电侧代购市场电量及跨省外送实结电量按代购市场电量价格计算全电量电费。公式为：

$$R_{\text{代购市场及跨省外送电量}} = \sum (Q_{\text{代购市场及跨省外送电量},t} \times P_{\text{代购},t})$$

其中：

$R_{\text{代购市场及跨省外送电量}}$ 为代购市场及跨省外送电量电费；

$Q_{\text{代购市场及跨省外送电量},t}$ 为 t 时段代购市场及跨省外送电量实结电量，核电机组、现货新能源交易单元为相应的基数电量；

$P_{\text{代购},t}$ 为发电侧主体 t 时段代购市场电量价格，核电机组、现货新能源交易单元的基数电量为相应的批复上网电价（不含补贴）；

(2) 各发电侧主体 t 时段的代购市场及跨省外送电量需按照进度系数进行统一调整，得到实结电量。公式为：

$$Q_{\text{代购市场及跨省外送电量实结电量},t} = (Q_{\text{总上网},t} - Q_{\text{总用电},t}) \times (Q_{\text{代购市场及跨省外送电量计划},t} / Q_{\text{总代购市场及跨省外送电量计划},t})$$

其中：

$Q_{\text{代购市场及跨省外送电量实结电量},t}$ 为该发电侧主体 t 时段代购市场及跨省外送电量的实结电量；

$Q_{\text{总上网},t}$ 为 t 时段发电侧主体实际总上网电量、储能主体总实际充放（抽发）电量（放电/发电电量以正值表示、充电/抽水电量以负值表示）之和；

$Q_{\text{总用电},t}$ 为市场购电用户 t 时段实际总用电量；

$Q_{\text{代购市场及跨省外送电量计划},t}$ 为该机组 t 时段代购市场及跨省外送电量计划值、 $Q_{\text{总代购市场及跨省外送电量计划},t}$ 为直接参与交易的机组 t 时段代购市场及跨省外送电量计划值之和。以 15 分钟为基本结算时段的主体将小时内各 15 分钟电量求和后，作为该时段电量纳入上述计算；所有机组的代购市场及跨省外送电

量计划值均为 0 时，t 时段代购市场及跨省外送实结电量按照当月机组代购市场电量交易上限比例进行分配。

本计算公式均不含省外水电受让电量、核电基数电量、现货新能源交易单元基数电量。计算直接参与交易的市场机组代购市场电量实结电量时，优先保证跨省转让、省内核电基数电量、现货新能源交易单元基数电量刚性执行（100%结算），再计算整体直接参与交易的市场机组剩余代购市场及跨省外送电量计划的完成进度系数。

(3) 省外水电机组作为代购市场电量受让方时，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。省内核电机组作为代购市场电量或基数电量出让方时，出让电量不受市场用电量波动影响，100%结算。

(4) 现货新能源交易单元的基数电量确定方式

现货新能源交易单元当日实际上网电量的 90%与当日中长期合约合计电量（含绿电中长期合约的电能量部分）之差，与当日实际上网电量的 α 倍取小后（为负置零），视为基数电量，按照实际上网电量曲线分解至每小时。公式为：

$$Q_{\text{新能源基数电量}} = \max\{\min\{Q_{\text{当日实际上网电量}} \times 90\% - Q_{\text{当日中长期电量}}, Q_{\text{当日实际上网电量}} \times \alpha\}, 0\}$$

其中：

$Q_{\text{新能源基数电量}}$ 为现货新能源交易单元的基数电量；

$Q_{\text{当日实际上网电量}}$ 为现货新能源交易单元当日上网电量；

$Q_{\text{当日中长期电量}}$ 为现货新能源交易单元当日中长期合约合

计电量（含绿电中长期合约的电能量部分）。

7.2.3 中长期合约电费结算

发电侧主体按照中长期合约分时电量和合约价格计算全电量电费。公式为：

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

其中：

$R_{\text{中长期合约}}$ 为发电侧主体中长期合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期合约},t}$ 为发电侧主体 t 时段中长期合约电量；

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为发电侧主体 t 时段中长期合约价格。

7.2.4 日前市场偏差结算

发电侧主体根据日前市场出清电量与中长期合约电量之间的差额，以日前市场节点电价计算偏差电费。公式为：

$$R_{\text{日前}} = \sum (Q_{\text{日前},t} - Q_{\text{中长期净合约},t} - Q_{\text{代购市场及跨省外送电量},t}) \times P_{\text{日前},t}$$

其中：

$R_{\text{日前}}$ 为发电侧主体日前市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为发电侧主体日前市场 t 时段出清电量；

$Q_{\text{代购市场及跨省外送电量},t}$ 为发电侧主体 t 时段净代购市场及跨省外送电量实结电量，参与现货市场的新能源交易单元、核电机组为基数电量；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为发电侧主体 t 时段中长期净合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为发电侧主体所在节点日前市场 t 时段结算电价。

7.2.5 实时市场偏差结算

发电侧主体根据实际分时上网电量与日前市场出清的

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：

$R_{\text{实时}}$ 为发电侧主体实时市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{上网},t}$ 为发电侧主体实时市场 t 时段上网电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为发电侧主体日前市场 t 时段出清电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为发电侧主体所在节点实时市场 t 时段结算价格。

7.2.6 中长期合约阻塞电费结算

发电侧主体中长期合约阻塞电费按照中长期分时净合约电量，以日前市场节点电价和日前市场统一结算点电价的差值结算，计算公式为：

$$R_{\text{中长期合约阻塞}} = \sum [Q_{\text{中长期净合约},t} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{日前统一},t})]$$

其中：

$R_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为发电侧主体中长期合约阻塞电费；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为发电侧主体 t 时段中长期分时净合约电量；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场发电侧主体所在节点的 t 时段结算电价；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为日前市场 t 时段统一结算点电价。

7.3 储能主体结算

储能主体（独立储能、抽水蓄能）电能量交易电费根据放电（发电）、充电（抽水）电量分为两个交易结算单元结算，由中长期合约电能量电费、日前市场偏差电能量电费、实时市场偏差电能量电费、中长期合约阻塞电费和返还及分

摊电费组成，其中返还及分摊电费全部计入放电（发电）交易结算单元。储能主体充电（抽水）电量不承担输配电价和政府性基金及附加。计算公式如下：

$$R_{\text{放电(发电)}} = R_{\text{放电(发电)中长期合约}} + R_{\text{放电(发电)日前}} + R_{\text{放电(发电)实时}} + R_{\text{放电(发电)中长期合约阻塞}} + R_{\text{返还及分摊}}$$

$$R_{\text{充电(抽水)}} = R_{\text{充电(抽水)中长期合约}} + R_{\text{充电(抽水)日前偏差}} + R_{\text{充电(抽水)实时偏差}} + R_{\text{充电(抽水)中长期合约阻塞}}$$

其中：

$R_{\text{放电(发电)}}$ 、 $R_{\text{充电(抽水)}}$ 分别为放电（发电）、充电（抽水）交易结算单元的电能量交易电费；

$R_{\text{放电(发电)中长期合约}}$ 、 $R_{\text{充电(抽水)中长期合约}}$ 分别为放电（发电）、充电（抽水）交易结算单元的中长期合约电能量电费；

$R_{\text{放电(发电)日前}}$ 、 $R_{\text{充电(抽水)日前}}$ 分别为放电（发电）、充电（抽水）交易结算单元的日前市场偏差电能量电费；

$R_{\text{放电(发电)实时}}$ 、 $R_{\text{充电(抽水)实时}}$ 分别为放电（发电）、充电（抽水）交易结算单元的实时市场偏差电能量电费；

$R_{\text{放电(发电)中长期合约阻塞}}$ 、 $R_{\text{充电(抽水)中长期合约阻塞}}$ 分别为放电（发电）、充电（抽水）交易结算单元的中长期合约阻塞电费；

$R_{\text{返还及分摊}}$ 为储能主体承担的考核等返还及分摊电费，详见第 9 章。

7.3.1 中长期合约电费结算

储能主体中长期合约分时电量按照合约价格结算全电量电费。

$$R_{\text{放电(发电)中长期合约}} = \sum_t (Q_{\text{放电(发电)中长期合约,t}} \times P_{\text{中长期合约,t}})$$

$$R_{\text{中长期合约}}^{\text{充电(抽水)}} = \sum_t \left(Q_{\text{中长期合约},t}^{\text{充电(抽水)}} \times P_{\text{中长期合约},t} \right)$$

其中：

$R_{\text{中长期合约}}^{\text{放电(发电)}}$ 、 $R_{\text{中长期合约}}^{\text{充电(抽水)}}$ 分别为放电（发电）、充电（抽水）交易结算单元的中长期合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期合约},t}^{\text{放电(发电)}}$ 、 $Q_{\text{中长期合约},t}^{\text{充电(抽水)}}$ 分别为时段 t 放电（发电）、充电（抽水）交易结算单元的中长期合约电量，中长期合约净卖出时，时段 t 合约计入放电（发电）交易结算单元，净合约电量为正，反之计入充电（抽水）交易结算单元，净合约电量为负；

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为时段 t 的中长期合约价格。

7.3.2 日前市场偏差结算

储能主体日前市场出清分时电量与中长期合约分时电量的偏差，按照所在节点日前市场分时价格结算。

若储能主体电费基本计算时段为小时：

$$R_{\text{日前}}^{\text{放电(发电)}} = \sum_t \left[\left(Q_{\text{日前},t}^{\text{放电(发电)}} - Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{放电(发电)}} \right) \times P_{\text{日前},t} \right]$$

$$R_{\text{日前}}^{\text{充电(抽水)}} = \sum_t \left[\left(Q_{\text{日前},t}^{\text{充电(抽水)}} - Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{充电(抽水)}} \right) \times P_{\text{日前},t} \right]$$

若储能主体电费基本计算时段为 15 分钟：

$$R_{\text{日前}}^{\text{放电(发电)}} = \sum_t \sum_{\tau \in t} \left[\left(Q_{\text{日前},\tau}^{\text{放电(发电)}} - \frac{1}{4} \times Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{放电(发电)}} \right) \times P_{\text{日前},\tau} \right]$$

$$R_{\text{日前}}^{\text{充电(抽水)}} = \sum_t \sum_{\tau \in t} \left[\left(Q_{\text{日前},\tau}^{\text{充电(抽水)}} - \frac{1}{4} \times Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{充电(抽水)}} \right) \times P_{\text{日前},\tau} \right]$$

其中：

$R_{\text{日前}}^{\text{放电(发电)}}$ 、 $R_{\text{日前}}^{\text{充电(抽水)}}$ 分别为放电（发电）、充电（抽水）交易结算单元的日前市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{日前},t/\tau}^{\text{放电(发电)}}$ 、 $Q_{\text{日前},t/\tau}^{\text{充电(抽水)}}$ 分别为时段 t/τ 的日前市场出清放电（发电）、充电（抽水）交易结算单元电量，日前市场出清为放电（发电）时，时段 t/τ 日前市场出清电量计入放电（发电）交易结算单元，以正值表示，反之计入充电（抽水）交易结算单元，以负值表示；

$Q_{\text{中长期合约},t}^{\text{放电(发电)}}$ 、 $Q_{\text{中长期合约},t}^{\text{充电(抽水)}}$ 分别为时段 t 放电（发电）、充电（抽水）交易结算单元的中长期合约电量，中长期合约净卖出时，时段 t 合约计入放电（发电）交易结算单元，净合约电量为正，反之计入充电（抽水）交易结算单元，净合约电量为负；

$P_{\text{日前},t/\tau}$ 为时段 t/τ 的所在节点日前市场价格。

7.3.3 实时市场偏差结算

储能主体实际分时充放（抽发）电量与日前市场出清分时电量的偏差，按照所在节点实时市场分时价格结算。

$$R_{\text{实时}}^{\text{放电(发电)}} = \sum_{t/\tau} \left[\left(Q_{\text{实际},t/\tau}^{\text{放电(发电)}} - Q_{\text{日前},t/\tau}^{\text{放电(发电)}} \right) \times P_{\text{实时},t/\tau} \right]$$

$$R_{\text{实时}}^{\text{充电(抽水)}} = \sum_{t/\tau} \left[\left(Q_{\text{实际},t/\tau}^{\text{充电(抽水)}} - Q_{\text{日前},t/\tau}^{\text{充电(抽水)}} \right) \times P_{\text{实时},t/\tau} \right]$$

其中：

$R_{\text{实时}}^{\text{放电(发电)}}$ 、 $R_{\text{实时}}^{\text{充电(抽水)}}$ 分别为放电（发电）、充电（抽水）交易结算单元的实时市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{实际},t/\tau}^{\text{放电(发电)}}$ 、 $Q_{\text{实际},t/\tau}^{\text{充电(抽水)}}$ 分别为时段 t/τ 的放电（发电）、充电（抽水）交易结算单元实际计量电量（即该时段计量上网、

下网电量），放电（发电）电量以正值表示、充电（抽水）电量以负值表示；

$Q_{\text{日前},t/\tau}^{\text{放电(发电)}}$ 、 $Q_{\text{日前},t/\tau}^{\text{充电(抽水)}}$ 分别为时段 t/τ 的日前市场出清放电（发电）、充电（抽水）交易结算单元电量，日前市场出清为放电（发电）时，时段 t/τ 日前市场出清电量计入放电（发电）交易结算单元，以正值表示，反之计入充电（抽水）交易结算单元，以负值表示；

$P_{\text{实时},t/\tau}$ 为时段 t/τ 的所在节点实时市场价格。

7.3.4 中长期合约阻塞电费结算

储能主体中长期净合约分时电量，按照所在节点与统一结算点日前市场分时价格的差价计算中长期合约阻塞电费。

若储能主体电费基本计算时段为小时：

$$R_{\text{中长期合约阻塞}}^{\text{放电(发电)}} = \sum_t \left[Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{放电(发电)}} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{日前统一},t}) \right]$$

$$R_{\text{中长期合约阻塞}}^{\text{充电(抽水)}} = \sum_t \left[Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{充电(抽水)}} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{日前统一},t}) \right]$$

若储能主体电费基本计算时段为 15 分钟：

$$R_{\text{中长期合约阻塞}}^{\text{放电(发电)}} = \sum_t \sum_{\tau \in t} \left[\frac{1}{4} \times Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{放电(发电)}} \times (P_{\text{日前},\tau} - P_{\text{日前统一},\tau}) \right]$$

$$R_{\text{中长期合约阻塞}}^{\text{充电(抽水)}} = \sum_t \sum_{\tau \in t} \left[\frac{1}{4} \times Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{充电(抽水)}} \times (P_{\text{日前},\tau} - P_{\text{日前统一},\tau}) \right]$$

其中：

$R_{\text{中长期合约阻塞}}^{\text{放电(发电)}}$ 、 $R_{\text{中长期合约阻塞}}^{\text{充电(抽水)}}$ 分别为放电（发电）、充电（抽水）交易结算单元的中长期合约阻塞电费；

$Q_{\text{中长期合约},t/\tau}^{\text{放电(发电)}}$ 、 $Q_{\text{中长期合约},t/\tau}^{\text{充电(抽水)}}$ 分别为时段 t/τ 放电（发电）、充电（抽水）交易结算单元的中长期合约电量，中长期合约

净卖出时，时段 t/τ 合约计入放电（发电）交易结算单元，净合约电量为正，反之计入充电（抽水）交易结算单元，净合约电量为负；

$P_{\text{日前},t/\tau}$ 为时段 t/τ 的所在节点日前市场价格；

$P_{\text{日前统一},t/\tau}$ 为时段 t/τ 的统一结算点日前市场价格。

7.4 市场代购电源及应急备用煤电机组结算

7.4.1 市场代购电源结算

市场代购电源根据实际上网电量与代购市场电量价格进行结算。

7.4.2 应急备用煤电机组结算

根据《关于我省应急备用煤电机组容量电价机制有关事项的通知》（粤发改价格函〔2024〕1356号），应急备用煤电机组，实际上网电量按对应时段的实时统一结算点电价结算（不具备分时计量条件的，按对应月份实时市场月度加权平均综合电价结算），相关电能量费用纳入当月电网代理购电成本；继续应用变动成本补偿机制。2024年9月至已正式结算出单月份参照执行，并于本细则印发当月开展差额退补，退补费用纳入退补执行当月电网代理购电成本处理。

8 电力用户结算

8.1 零售市场结算

8.1.1 交易中心负责零售合同登记和结算的统一管理，制订零售标准文本（合同范本），并在交易系统开发零售合同管理、结算等功能模块。

8.1.2 售电公司和零售用户开展电能量、绿电等零售交易

必须签订零售合同，并在交易系统登记备案。

8.1.3 售电公司和零售用户须依照零售合同文本在交易系统填制生成电子化合同文本，线上签订电子化合同。

8.1.4 售电公司和零售用户应根据签订的零售合同在交易系统固化零售结算模式，确保合同刚性执行。零售合同有修改或变更，应由双方及时在交易系统重新签订。

8.1.5 交易中心以月度为周期开展电能量零售结算，根据实际用电量、交易系统固化的零售结算模式及计量点对应峰谷系数计算零售用户电能量电费，其中峰谷价格比例系数执行标准如下：深圳市（含增量配电网地区，下同）峰 f1 暂定 1.53、谷 f2 暂定 0.32，其他地市（含增量配电网地区，下同）峰 f1 暂定 1.7、谷 f2 暂定 0.38；蓄冷用户 f1 暂定 1.65、谷 f2 暂定 0.25；深圳市低压用户峰 f1 暂定 1.3553、谷 f2 暂定 0.2894；视市场运行情况动态调整。

8.1.6 售电公司按照电能量等交易净收益结算。售电公司在零售市场中应收取的零售用户电费总额，减去售电公司在批发市场应支付的电费，作为售电公司月度电能量交易毛利。

8.2 保底售电结算

零售用户因其对应的售电公司被强制退出市场、未及时与售电公司签订零售合同且未参与批发市场交易等情形启动保底售电的，由保底售电公司为其提供保底售电服务，按默认保底交易合同参与零售结算，具体按广东电力市场保底售电实施方案执行。

8.3 电力用户终端到户电费

具体包括电能量电费、尖峰加价电费、输配电费、上网环节线损费用、系统运行费、市场化需求响应费用、市场化分摊电费、政府性基金及附加和功率因数调整电费等，并按绝对价格模式出具结算单。

8.3.1 零售用户电能量为零售合同电费，保底售电用户为保底售电电费，批发用户电能量电费为批发市场支出电费（包括电能量电费和各类返还及分摊电费等）。

8.3.2 用户侧尖峰加价电费

8.3.2.1 尖峰电能量加价电费。向原执行峰谷价格政策的市場购电用户收取，按照市場月度加权平均价 $\times$ 峰段系数 $f_1 \times 0.25$ 收取尖峰加价费用，其中市場月度加权平均价取售电公司（含批发市场大用户）批发市场度电支出（含年、多月、月、周、多日、现货市場电能量支出、偏差收益转移、用电偏差考核及各项批发市场分摊电费），峰段系数 f_1 按8.1.5执行。

8.3.2.2 尖峰输配电价加价电费方面，按照对应各类别、各电压等级峰段输配电价的0.25倍收取，深圳用户尖峰输配电价按深圳市峰谷分时电价政策执行。

8.3.2.3 根据电网企业提供的全省新型负荷管理装置代建项目改造费用预留金额（如有），对市場购电用户当月尖峰加价电费进行冲抵（其中电能量和输配电价尖峰加价电费按相等比例冲抵，负值置零），冲抵后剩余的尖峰加价电费分别纳入电能量和输配电价峰谷平衡费用，由全体市場购电

用户按照月度实际用电量比例分享。

8.3.3 上网环节线损费用按照《广东省发展改革委转发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》（粤发改价格〔2023〕148号）要求执行。

8.3.4 系统运行费用包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费和容量电费分摊费用。其中，辅助服务费用按国家相关政策和辅助服务市场规则执行；抽水蓄能容量电费按照《广东省发展改革委转发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》（粤发改价格〔2023〕148号）相关要求执行；容量电费分摊费用按照相关规定执行。市场购电用户的系统运行费用按电网企业公布的单价计费，执行峰谷价格比例，其中尖峰时段按对应单价 $\times$ 峰段系数 $f_1 \times 1.25$ 计算电费。

8.3.5 市场分摊费用包括保障居民农业用电价格稳定的新增损益分摊电费（含变动成本分摊电费）、峰谷平衡损益分摊电费、并轨不平衡资金分摊、机组考核电费分享、煤机超发电能力返还电费分摊（分享）、核电政府授权合约差价结算电费分享等电费。其中市场购电用户的居民农业用电价格稳定的新增损益分摊电费（含变动成本分摊电费）按电网企业公布的单价计费，执行峰谷价格比例，其中尖峰时段按对应单价 $\times$ 峰段系数 $f_1 \times 1.25$ 计算电费。

8.3.6 电力用户（包括批发用户和零售用户）的输配电费、政府性基金及附加费用等按照用电电压等级、用电类别按实收取，上述费用均由电网企业根据国家和广东省有关规定进

行结算。

8.3.7 电力用户（包括批发用户和零售用户）功率因数调整电费依据《功率因数调整电费办法》（〔83〕水电财字第 215 号）计算，以用户到户电费（不含政府性基金及附加）为基础，乘以全月功率因素调整率得到。其中，全月功率因素调整率通过查询功率因素调整电费表确定。

8.4 代购、优购用户偏差结算

8.4.1 优先购电用户偏差结算

优先购电用户总体按月偏差结算，对其实际月度总用电量与预测月度总用电量的偏差结算损益电费，包括偏差损益电费和预测差额损益返还电费。上述电费合计得到优先购电用户总购电费用，据此计算保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益，按实际月度用电量比例由全体工商业用户分摊或分享。

8.4.1.1 偏差损益电费

优先购电用户实际月度总用电量与预测月度总用电量的偏差，按现货市场月度均价与代购市场电量价格的差价结算损益电费。计算公式如下：

$$C_{\text{优购偏差损益}} = (Q_{\text{优购实际}} - Q_{\text{优购预测}}) \times (P_{\text{现货}} - P_{\text{代购}})$$

式中：

$C_{\text{优购偏差损益}}$ 为优先购电用户偏差损益电费，对于优先购电用户正数表示支出、负数表示收入；

$Q_{\text{优购实际}}$ 为优先购电用户实际月度总用电量，以电网公司次月 8 号推送的数据为准，不作退补修正；

$Q_{\text{优购预测}}$ 为优先购电用户预测月度总用电量；

$P_{\text{现货}}$ 为现货市场月度均价；

$P_{\text{代购}}$ 为代购市场电量价格。

8.4.1.2 预测差额损益返还电费

对优先购电用户预测月度总用电量超出实际月度总用电量 L% 至 U% 范围的差额电量,按照代购市场电量价格与现货市场月度均价的差价返还损益电费。计算公式如下:

$$C_{\text{优购预测差额损益返还}} = Q_{\text{优购预测差额}} \times (P_{\text{代购}} - P_{\text{现货}})$$

$$Q_{\text{优购预测差额}} = \max\{Q_{\text{优购实际}} \times L\% - Q_{\text{优购预测}}, 0\} + \min\{Q_{\text{优购实际}} \times U\% - Q_{\text{优购预测}}, 0\}$$

式中:

$C_{\text{优购预测差额损益返还}}$ 为优先购电用户预测差额损益返还电费,对于优先购电用户正数表示支出、负数表示收入;

$P_{\text{现货}}$ 为现货市场月度均价;

$P_{\text{代购}}$ 为代购市场电量价格;

$Q_{\text{优购预测差额}}$ 为优先购电用户预测差额电量;

$Q_{\text{优购实际}}$ 为优先购电用户实际月度总用电量,以电网公司次月 8 号推送的数据为准,不作退补修正;

$Q_{\text{优购预测}}$ 为优先购电用户预测月度总用电量;

L% 为预测电量允许下限比例, U% 为预测电量允许上限比例。

8.4.2 代理购电用户偏差结算

代理购电用户总体按月偏差结算,对其实际月度总用电量与预测月度总用电量的偏差结算损益电费,包括偏差损益

电费和预测差额损益返还电费。上述电费合计得到代理购电用户总购电费用，纳入代理购电价格计算。

8.4.2.1 偏差损益电费

代理购电用户实际月度总用电量与预测月度总用电量的偏差，按现货市场月度均价与代购市场电量价格的差价结算损益电费。计算公式如下：

$$C_{\text{代购偏差损益}} = (Q_{\text{代购实际}} - Q_{\text{代购预测}}) \times (P_{\text{现货}} - P_{\text{代购}})$$

式中：

$C_{\text{代购偏差损益}}$ 为代理购电用户偏差损益电费，对于代理购电用户正数表示支出、负数表示收入；

$Q_{\text{代购实际}}$ 为代理购电用户实际月度总用电量，以电网公司次月 8 号推送的数据为准，不作退补修正；

$Q_{\text{代购预测}}$ 为代理购电用户预测月度总用电量；

$P_{\text{现货}}$ 为现货市场月度均价；

$P_{\text{代购}}$ 为代购市场电量价格。

8.4.2.2 预测差额损益返还电费

对代理购电用户预测月度总用电量超出实际月度总用电量 L% 至 U% 范围的差额电量，按照代购市场电量价格与现货市场月度均价的差价返还损益电费。计算公式如下：

$$C_{\text{代购预测差额损益返还}} = Q_{\text{代购预测差额}} \times (P_{\text{代购}} - P_{\text{现货}})$$

$$Q_{\text{代购预测差额}} = \max\{Q_{\text{代购实际}} \times L\% - Q_{\text{代购预测}}, 0\} + \min\{Q_{\text{代购实际}} \times U\% - Q_{\text{代购预测}}, 0\}$$

式中：

$C_{\text{代购预测差额损益返还}}$ 为代理购电用户预测差额损益返还电

费，对于代理购电用户正数表示支出、负数表示收入；

$P_{\text{现货}}$ 为现货市场月度均价；

$P_{\text{代购}}$ 为代购市场电量价格；

$Q_{\text{代购预测差额}}$ 为代理购电用户预测差额电量；

$Q_{\text{代购实际}}$ 为代理购电用户实际月度总用电量，以电网公司次月 8 号推送的数据为准，不作退补修正；

$Q_{\text{代购预测}}$ 为代理购电用户预测月度总用电量；

L% 为预测电量允许下限比例，U% 为预测电量允许上限比例。

9 返还及分摊电费

9.1 成本补偿类电费

9.1.1 变动成本补偿

9.1.1.1 变动成本补偿电费

根据发电侧主体实际月度上网电量（参与现货交易的新能源和核电取扣减转让前基数电量后的实际月度上网电量）和度电补偿标准计算变动成本补偿电费，燃煤、燃气、风电和光伏等发电企业度电补偿标准为批复上网电价（含脱硫、脱硝、除尘）叠加超低排放电价后，与市场参考价之差。批复上网电价按政府最新价格政策文件执行。燃气机组按照根据最新天然气采购综合价按月调整变动成本补偿标准。核电变动成本度电补偿标准详见 9.3.3。

变动成本补偿费用由全体工商业用户按照月度用电量比例分摊。

$$R_{\text{变动成本补偿}} = P_{\text{度电补偿标准}} \times Q_{\text{实际上网电量}}$$

其中：

R 变动成本补偿为发电侧主体获得的变动成本补偿电费；

P 度电补偿标准为发电侧主体的度电补偿标准；

Q 实际上网电量为火电机组实际上网电量，参与市场交易的核电机组为上网电量扣减转让前基数电量，现货新能源交易单元为上网电量扣减基数电量。

调试机组、市场代购电源及应急备用煤电机组的上网电量参照上述规则计算变动成本补偿。

9.1.1.2 气电天然气价格传导

按月动态调整市场化燃气机组（含市场代购电源，大鹏机组和关停机组除外，下同）变动成本补偿标准。根据广东气源采购比例及相关价格指数，以月为单位计算天然气采购综合价；考虑市场交易价格、容量电价等情况，设置燃气机组变动成本补偿标准调增和调减触发气价。当天然气采购综合价高于调增触发气价（或低于调减触发气价）时，按照一定标准调增（或调减）市场化燃气机组变动成本补偿标准，相关费用纳入变动成本补偿，由全体工商业用户按当月实际用电量比例分摊或分享。

1、天然气采购价计算

建立广东电力市场天然气采购综合价计算模型，由交易中心按月计算并发布，应用于市场化燃气机组变动成本补偿标准调整、度电燃料成本计算，具体如下：

(1) 天然气采购综合价

天然气采购综合价（月度）= $L1 \times$ 管道天然气价格参考

值+L2×进口液化天然气价格参考值

L1、L2 参照本月管道气、进口液化天然气占广东管道天然气消费量实际比例设置，每月由政府主管部门提供。

(2) 管道天然气价格参考值

管道天然气价格参考值由西二线管道气价格、海气价格加权计算得出，其中，西二线管道气价格根据天然气长协签订情况，按非采暖季（4-10月，下同）和采暖季（1-3月、11-12月，下同）分别设置，视天然气长协签订变化情况进行调整；海气价格取西二线管道气价格扣减一定值 Gd 得到（视天然气价格情况进行调整）。管道天然气价格中西二线管道气、海气所占比例，由政府主管部门每月根据实际情况提供。

(3) 进口液化天然气价格参考值

进口液化天然气价格参考值=（G1×布伦特原油挂钩气价+G2×亨利枢纽挂钩气价+G3×普氏日韩指标价格）/热值单位换算×参考热值×（1+天然气增值税）×税收优惠系数+接收站加工费+管输费，其中：

G1、G2、G3 分别为挂钩布伦特原油价格、亨利枢纽天然气价格、普氏日韩指标价格的进口液化天然气比例，按非采暖季、采暖季分别设置。

布伦特原油挂钩气价= $k_1 \times$ 布伦特原油价格+b1，布伦特原油价格设置 100 美元/桶上限；亨利枢纽挂钩气价= $k_2 \times$ 亨利枢纽天然气价格+b2。布伦特原油价格、亨利枢纽天然气价格、普氏日韩指标价格取当月实际发布的价格指数的月度算术均值，计算时所用汇率取当日国家外汇管理局公布的人

民币汇率中间价。

2.变动成本补偿标准调整触发气价计算

根据年度交易均价、批复上网电价已疏导费用，计算变动成本补偿标准调整触发气价。

调增触发气价=燃气机组批复上网电价对应的天然气到厂价+（燃气机组批复上网电价已疏导费用+年度交易均价-市场参考价）/气机单位发电成本变化值×1元/立方米

调减触发气价=燃气机组批复上网电价对应的天然气到厂价+（年度交易均价-市场参考价）/气机单位发电成本变化值×1元/立方米

上述燃气机组批复上网电价对应的天然气到厂价为2.5元/立方米，市场参考价按现货市场相关规定执行，气机单位发电成本变化值、燃气机组批复上网电价已疏导费用分别按以下方式计算：

气机单位发电成本变化值=1元/立方米÷9F气机每标方气可发电量÷（1-厂用电率）×税率系数

燃气机组批复上网电价已疏导费用=9F气机批复上网电价-气机单位发电成本变化值÷1元/立方米×燃气机组批复上网电价对应的天然气到厂价-燃气机组批复上网电价已疏导的固定成本，燃气机组批复上网电价已疏导的固定成本由0.1元/千瓦时扣减气机容量电价疏导的固定成本度电水平得到。

3.燃气机组变动成本补偿调整方式

对比天然气采购综合价和调整触发气价，按月调整市场

化燃气机组变动成本补偿标准，相关费用纳入变动成本补偿，由全体工商业用户按当月实际用电量比例分摊或分享。

(1) 当天然气采购综合价在调增触发气价和调减触发气价之间时，市场化燃气机组变动成本补偿标准不作调整。

(2) 当天然气采购综合价高于调增触发气价时，即调增市场化燃气机组变动成本补偿标准，天然气采购综合价每上涨 0.1 元/立方米，按调增标准并考虑调整系数调增 9F 气机变动成本补偿标准，调增标准在气机单位发电成本变化值乘 90%的基础上，根据天然气采购综合价分档设置调增比例 k 。其他类型燃气机组变动成本补偿标准的调增值，根据 9F 气机与该类型燃气机组每标方气可发电量的比值乘以 9F 气机变动成本补偿标准调增值计算得出，其他类型燃气机组每标方气可发电量按现货市场相关规定执行。

设置调增气价上限 G_{max} ，天然气采购综合价大于调增气价上限时，按调增气价上限计算变动成本补偿标准调增值。

(3) 当天然气采购综合价低于调减触发气价时，即调减市场化燃气机组变动成本补偿标准，天然气采购综合价每下降 0.1 元/立方米，按调减标准并考虑调整系数调减所有类型市场化燃气机组的变动成本补偿标准，调减标准在气机单位发电成本变化值乘 90%的基础上，根据天然气采购综合价分档设置调减比例 m 。

设置调减气价下限 G_{min} ，天然气采购综合价低于调减气价下限时，按调减气价下限计算变动成本补偿标准调减

值。

（4）设置调增、调减市场化燃气机组变动成本补偿标准调整系数，5-9月或实施市场化需求响应的月份、其余月份调增、调减系数分别设置。

（5）对于市场化燃气机组实发的月度及多月中长期分月电量（机组该月实际市场电量乘月度及多月中长期分月电量占年月中长期合同总电量比例、月度及多月中长期分月电量中的较小值，为负置零），按照当月月度及多月中长期分月交易均价与年度交易均价之差，计算市场化燃气机组市场电量年月中长期收益差额资金。对市场化燃气机组实发的转让前代购电量（机组转让前代购电量和机组月度上网电量取小值，为负置零），按照当月月度及多月中长期分月交易均价与年度交易均价之差，乘以当月全市场月度及多月中长期分月电量占全市场年月中长期合同总电量比例（同一集团发电企业、售电公司的双边协商交易成交电量按25%权重计算）后，计算市场化燃气机组代购电量年月中长期收益差额资金。

气电天然气价格传导机制调增的变动成本补偿电费，扣减市场化燃气机组市场电量、代购电量年月中长期收益差额资金（为负置零）后，按剩余部分（为负置零）对市场化燃气机组进行补偿，相关费用纳入变动成本补偿电费执行。

气电天然气价格传导机制调减的变动成本补偿电费，扣减市场化燃气机组市场电量、代购电量年月中长期收益差额资金（为正置零）后，按剩余部分（为正置零）对市场化燃

气机组进行回收，相关费用纳入变动成本补偿电费执行。

调试机组参照上述规则，动态调整变动成本补偿标准，作为调试运行期上网电量结算价格的计算依据。

9.1.2 运行相关补偿费用

9.1.2.1 系统运行补偿电费

当出现下述情况时，可能造成发电机组在现货电能量市场中的收益不能覆盖发电机组产生的运行成本费用（含最小稳定技术出力成本或最小可调出力成本，下同）或发电机组的电能量报价费用（含最小稳定技术出力费用或最小可调出力费用，下同）及启动费用：

（1）当发电机组出力达到出力上下限约束限值时，机组未参与现货市场定价，现货市场价格可能低于机组成本（或报价）；

（2）当发电机组出力达到有功功率调节速率约束限值时，机组未参与现货市场定价，现货市场价格可能低于机组成本（或报价）；

（3）由于电力平衡原因或电力系统安全原因临时增加发电机组出力或临时安排发电机组开机，现货市场价格可能低于机组成本（或报价）；

（4）由于电力平衡原因或电力系统安全原因临时压减发电机组出力或临时安排发电机组停机，造成发电机组在现货市场偏差结算中亏损；

（5）由于系统运行需要安排发电机组在运行日开机，产生了相应的启动费用，发电机组在电能量市场中的收益无

法覆盖启动费用；

（6）其他可能的情况。

现阶段，系统运行补偿结算周期为小时，当发电机组每小时生产运行所产生的成本费用（或发电机组报价费用）与发电机组在现货电能量市场中的收益之差大于零时，根据两者之差及该小时现货结算电量占比计算发电机组系统运行补偿费用，其中机组每小时现货结算电量按照其上网电量扣减转让前代购市场及跨省外送结算电量（为负置零）和年度、多月、月度中长期电量（不含月度发电合同转让交易）统计，现货结算电量小于0时按0计算。后续研究优化系统运行补偿费用计算方式，考虑机组各小时发电收入与运行成本差值的盈亏互补，按日进行补偿。

系统运行补偿范围暂为直接参与市场交易的燃煤、燃气机组，独立储能、抽水蓄能系统运行补偿具体实施办法另行制定。直接参与交易的市场机组不再按照南方区域“两个细则”的相关规定计算启停调峰补偿、冷备用补偿费用。

9.1.2.2 不纳入运行补偿费用计算范围的情形

当出现下述情况时，相关时段不纳入运行补偿费用的计算范围。

1、当发电机组 i 在第 t 小时内，八个现货交易时段中（包括日前电能量市场的四个交易时段以及实时电能量市场的四个交易时段），若有一个及以上交易时段出现如下情形，则第 t 小时的相关费用不纳入系统运行补偿费用的计算范围。

- 1) 当热电联产机组处于供热电力负荷下限时；
- 2) 当发电机组在运行日内存在非系统运行原因的调试（试验）时段时；
- 3) 当发电机组在运行日被设置为非系统运行原因必开机组时；
- 4) 当发电机组因非系统运行原因发生限低时；
- 5) 当发电机组因非系统运行原因发生限高时；
- 6) 当发电机组由于自身原因发生非计划停运（包括未按照电力调度机构要求的时间并网）或发电机组出现临时故障需要固定出力时；
- 7) 当发电机组实时发电计划执行偏差率不满足要求时；
- 8) 当机组处于一次能源约束时。

2、当发电机组出现下述情况时，机组在运行日产生的启动费用不纳入启动补偿费用的计算范围：

- (1) 发电机组申报了运行日的供热计划；
- (2) 发电机组申报了非系统运行原因调试（试验）计划；
- (3) 机组上一次停机属于机组在日前电能量市场中标且纳入机组组合，因自身原因发生的临时停运；
- (4) 发电机组在运行日由于非系统运行原因必须开机运行。

9.1.2.3 发电机组运行成本费用计算

在第 t 小时，发电机组 i 的运行成本费用按照下式计算：

$$R_{op_cost,i,t} = \max \left\{ \left[Q_{i,t,实际} \times C_{核定成本,i} - (1 - \beta_{i,t}) \times P_{i,min} \times C_{核定成本,i} \times (1 - d_i) \times 1h \right], 0 \right\} - Q_{i,t,实际} \times C_{变动成本补偿标准,i}$$

其中， $R_{op_cost,i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的机组运行成本费用；

$Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量；

$C_{核定成本,i}$ 为发电机组 i 的核定平均发电成本价格（单值）；

$P_{i,min}$ 表示发电机组 i 的最小稳定技术出力，深度调峰时段为最小可调出力；

d_i 表示发电机组 i 的厂用电率；

$1h$ 表示时长为 1 小时；

$C_{变动成本补偿标准,i}$ 表示若机组 i 被纳入变动成本补偿范围， $C_{变动成本补偿标准,i}$ 为机组 i 的变动成本补偿标准；若机组 i 未被纳入变动成本补偿范围， $C_{变动成本补偿标准,i}$ 为 0。具体的变动成本补偿机组范围以及变动成本补偿标准另行制定；

$\beta_{i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时最小技术出力（或最小可调出力）成本补偿系数。发电机组在第 t 小时内的八个现货交易时段中（包括日前电能量市场的四个交易时段以及实时电能量市场的四个交易时段）出现下述情况时，第 t 小时的最小稳定技术出力成本不纳入系统运行补偿费用的计算范围， $\beta_{i,t}$ 取值为 0，未出现下述情况时取值为 1。

- 1) 热电联产机组处于供热状态时段；
- 2) 非系统运行原因调试机组调试时段；
- 3) 非系统运行原因必开机组运行日内所有小时。

9.1.2.4 发电机组报价电费计算

$$R_{op_offer,i,t} = (1 - d_i) \times \left(\frac{\min(P_{i,t,实际(发电)}, P_{i,min})}{P_{i,min}} \times C_i^{pmin} \times \beta_{i,t} + \int_{P_{i,min}}^{\max(P_{i,t,实际(发电)}, P_{i,min})} C_{offer,i} dP \right) \times 1h$$

$$Q_{i,t,实际(发电)} = \frac{Q_{i,t,实际}}{1 - d_i}$$

其中， $R_{op_offer,i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的报价费用；

$Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量；

$Q_{i,t,实际(发电)}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际发电量；

$P_{i,t,实际(发电)}$ 表示发电机组 i 实际发电量 $Q_{i,t,实际(发电)}$ 对应的平均发电负荷，数值上等于 $Q_{i,t,实际(发电)}$ ；

$P_{i,min}$ 表示发电机组 i 的最小稳定技术出力或最小可调出力；

d_i 表示发电机组 i 的厂用电率；

C_i^{pmin} 为机组申报的最小稳定技术出力费用，深度调峰时段为最小可调出力；

$1h$ 表示 1 小时；

$C_{offer,i}$ 表示发电机组 i 的报价曲线，报价曲线对应的机组出力范围为最小稳定技术出力（深度调峰时段为最小可调出力）至额定有功功率。当发电机组 i 在第 t 小时的实际发电量对应的平均发电负荷（数值上等于实际发电量）大于机组的额定有功功率时，超出额定有功功率部分的报价值等于发电机组的最后一段报价，并以此计算报价曲线的积分值。

9.1.2.5 发电机组现货电能量市场收益计算

在第 t 小时，发电机组 i 的现货电能量市场收益按照下式计算：

$$R_{i,t} = Q_{i,t,日前} \times LMP_{i,t,日前} + (Q_{i,t,实际} - Q_{i,t,日前}) \times LMP_{i,t,实时}$$

其中， $R_{i,t}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的现货电能量市场收益；

$Q_{i,t,日前}$ 表示发电机组 i 第 t 小时的日前中标电量；

$LMP_{i,t,日前}$ 表示第 t 小时内机组 i 所在节点的日前结算价格（每 15 分钟日前节点价格的算术平均值）；

$Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在第 t 小时的实际上网电量；

$LMP_{i,t,实时}$ 表示第 t 小时内机组 i 所在节点的实时结算价格（每 15 分钟实时节点价格的算术平均值）。

9.1.2.6 发电机组系统运行补偿电费计算

发电机组系统运行补偿费用以小时为单位进行计算，具体步骤如下：

$$R_{op_compensate,i} = \sum_t^{t \in N} R_{op_compensate,i,t}$$

$$R_{op_compensate,i,t} = \max \{ \min (R_{op_cost,i,t}, R_{op_offer,i,t}) - R_{i,t}, 0 \} \times m_{i,t}$$

$$m_{i,t} = \min \{ 1, \max \{ 1 - (Q_{i,t,转让前代购及跨省外送} + Q_{i,t,转让前中长期}) / Q_{i,t,实际}, 0 \} \}$$

其中， $R_{op_compensate,i}$ 表示发电机组 i 在运行日内应获得的系统运行补偿费用， $R_{op_compensate,i,t}$ 表示发电机组 i 在运行日时刻 t 应获得的预先补偿费用。

$m_{i,t}$ 表示发电机组 i 在运行日时刻 t 的补偿系数，按小时计算；

$Q_{i,t,转让前代购及跨省外送}$ 表示发电机组 i 在运行日时刻 t 转让前的机组代购市场及跨省外送结算电量，为负时置 0；

$Q_{i,t,转让前中长期}$ 表示发电机组 i 在运行日时刻 t 的年度、多月、月度中长期合约电量，不含月度发电合同转让交易；

$Q_{i,t,实际}$ 表示发电机组 i 在运行日时刻 t 的实际上网电量，当 $Q_{i,t,实际} = 0$ 时，打折系数 $m_{i,t}$ 直接置零；

N 表示发电机组 i 在运行日内纳入系统运行补偿费用计算时段的集合，需扣除本细则 9.1.2.2 节所述的不纳入计算范

围的时段；

9.1.2.7 现阶段，暂不计算独立储能、核电机组、现货新能源交易单元、抽水蓄能的系统运行补偿。

9.1.2.8 系统运行补偿电费分摊

系统运行补偿费用以月度为单位，由售电公司（含直接参与批发市场的电力用户）以及代理购电用户按当月用电量比例分摊，并设置度电分摊上限，达到上限后，对各机组系统运行补偿进行等比例打折，其中节假日（含调休节假日、连休周末，具体以政府发布的节假日安排通知为准，下同）期间对应的系统运行补偿费用不予打折、全额补偿。具体执行时，对各机组系统运行补偿费用进行等比例打折，其中打折计算完成后，对节假日（含调休节假日、连休周末，下同）期间对应因打折削减的系统运行补偿费用予以全额返还，并纳入系统运行补偿分摊电费。上述代理购电用户承担的分摊费用纳入代理购电用户购电成本。

9.1.3 启动补偿费用

现货初期，启动补偿单独计算，后续条件具备后纳入系统运行补偿计算。在运行日内，发电机组从停机状态变为开机状态，计为一次启动，每次启动均计算相应的启动费用。发电机组在运行日的启动费用根据其在日前市场申报的启动费用进行计算。发电机组的实际并网时间在运行日内时，根据相应的启动费用计算该运行日的启动补偿费用。

发电机组实际的启动状态（冷态/温态/热态）根据调度自动化系统记录的停机时间信息进行认定，机组启动时对应

的停机时间为调度自动化系统中所记录的从上一次解列到本次并网之间的时间。

当停机时间 < 热态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的热态启动费用；

当热态启动停机时间 ≤ 停机时间 ≤ 温态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的温态启动费用；

当停机时间 > 温态启动停机时间时，启动费用为发电机组在日前市场中申报的冷态启动费用。

若发电机组在运行日内出现一次以上的启动过程，根据每一次启动的实际停机时间信息计算相应的启动费用。因系统运行原因突破最小连续停机时间约束的机组，按照机组申报的启动费用的给定倍数计算启动补偿费用。

对于节假日期间启动的发电机组，启动补偿费用按照机组实际启动状态对应的启动成本计算；对于非节假日期间启动的发电机组，启动补偿费用暂按照机组实际启动状态对应的启动成本和当日上网电量扣减转让前的代购市场及跨省外送结算电量（为负时置零）及年度、多月、月度中长期交易（不含月度转让交易）电量后占当日上网电量的比例（为负时置零）进行补偿。发电机组 i 的启动成本费用按照下式计算：

$$R_{\text{启动补偿},i} = k_i \times \sum_{u=1}^U R_{\text{on_cost},i,u} \times \mu_{i,u}$$

$$k_i = \begin{cases} 1, & d \in \text{节假日} \\ \min\{1, \max\{1 - (Q_{i,\text{转让前代购及跨省外送}} + Q_{i,\text{转让前中长期}}) / Q_{i,\text{实际}}, 0\}\}, & d \in \text{非节假日} \end{cases}$$

k_i 表示发电机组 i 在运行日 d 的补偿系数，按日计算；

U 表示发电机组 i 在运行日 d 纳入补偿费用计算的总启动次数，需扣除本细则 9.1.2 节所述的不纳入计算范围的情形； $R_{on_cost,i,u}$ 表示发电机组 i 在运行日 d 日内第 u 次启动对应的启动费用； $\mu_{i,u}$ 表示发电机组 i 的启动补偿系数，当发电机组 i 第 u 次启动突破最小连续停机时间时， $\mu_{i,u}$ 取值为 μ_0 ($\mu_0 > 1$)，未突破最小连续停机时间时， $\mu_{i,u}$ 取值为 1；当非节假日 $Q_{i,实际} = 0$ 时，打折系数 k_i 直接置零。现阶段，暂不计算独立储能、抽水蓄能、现货新能源交易单元的启动费用。

启动补偿费用以月度为单位，由售电公司（含直接参与批发市场的电力用户）以及代理购电用户按当月用电量比例分摊。上述代理购电用户承担的分摊费用纳入代理购电用户购电成本。

9.2 市场考核类费用

9.2.1 发电侧中长期交易偏差考核

在中长期电量按合同价格结算、现货偏差电量按现货价格结算的基础上，发电侧主体年度、多月、月度中长期成交电量（含绿电中长期合约的电能量部分，下同）之和与年度、多月、月度、周及多日中长期成交电量之和中的较小值（记为 $Q_{中长期}$ ）设置下限要求，其中燃煤、燃气及核发电机组应不小于其市场电量月度交易上限和全月市场电量（为负时置零）中较小值的 D4，现货新能源交易单元应不小于实际市场电量扣减 10% 实际上网电量部分与交易上限的较小值。不足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：

$$R_{\text{考核电费}} = Q_{\text{考核电量}} \times P_{\text{机组度电回收价格}}$$

$$P_{\text{机组度电回收价格}} = (P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}} - P_{\text{月竞均价}}) \times h1$$

对于市场直接交易燃煤、燃气、核电机组：

$$Q_{\text{考核电量}} = \max\{\min\{Q_{\text{交易上限}}, Q_{\text{市场电量}}\} \times D4 - Q_{\text{中长期}}, 0\}$$

对于现货新能源交易单元：

$$Q_{\text{考核电量}} = \max\{\min\{Q_{\text{交易上限}}, Q_{\text{市场电量}} - Q_{\text{上网电量}} \times 10\%\} - Q_{\text{中长期}}, 0\}$$

其中：

$P_{\text{度电回收价格}}$ 为发电侧度电回收价格，该价格为负时置零；

$P_{\text{月竞均价}}$ 为当月月度集中竞争交易综合价；

$P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}$ 为当月日前市场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；

$h1$ 为调整系数。

发电侧中长期偏差考核电费以月度为单位，按用电量比例由售电公司及批发用户分享。独立储能、抽水蓄能交易单元不进行中长期交易偏差考核。月度结算结果发布以后，日前市场月度加权平均综合电价和偏差考核电费不作调整。

9.2.2 机组考核电费

9.2.2.1 热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核

热电联产机组 i 日前申报的供热负荷下限在某小时的偏差率 $\Delta_{\text{下限}i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{\text{下限}i,t} = \frac{|P_{i,t,\text{申报下限}} - P_{i,t,\text{实际下限}}|}{P_{i,t,\text{实际下限}}}$$

其中， t 为所计算的小时；

$P_{i,t,\text{申报下限}}$ 为热电联产机组 i 在日前电能量市场申报的第 t 小

时各时段的供热量对应的出力下限算术平均值；若实时运行中由于发生故障或非计划停运发电厂向所属电力调度机构申请同厂内更换供热机组，更换后的供热机组以更换前的供热机组在第 t 小时各时段日前申报的供热量对应的出力下限算术平均值计算偏差率；

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

热电联产机组日前申报供热负荷下限的日平均偏差率为：

$$\Delta_{下限i} = \frac{\sum_{t=1}^n \Delta_{下限i,t}}{n}$$

其中， n 为机组实际供热的时段，以小时为单位进行累计；若实时运行中由于发生故障或非计划停运发电厂向所属电力调度机构申请同厂内更换供热机组，换机过程中存在更换前与更换后的两台机组同时供热，更换后的供热机组以日前申报的供热机组停止供热的时段作为该机组实际供热的起始时段。

热电联产机组 i 日前申报的供热负荷上限在某小时的偏差率 $\Delta_{上限i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{上限i,t} = \frac{|P_{i,t,申报上限} - P_{i,t,实际上限}|}{P_{i,t,实际上限}}$$

其中， t 为所计算的小时；

$P_{i,t,申报上限}$ 为热电联产机组 i 在日前电能量市场申报的第 t 小时各时段的供热量对应的出力上限算术平均值；若实时运行中由于发生故障或非计划停运发电厂向所属电力调度机构

同厂内申请更换供热机组，更换后的供热机组以更换前的供热机组在第 t 小时各时段日前申报的供热量对应的出力上限算术平均值计算偏差率；

$P_{i,t,实际上限}$ 为热电联产机组在运行日第 t 小时各时段的实际供热量对应的出力上限算术平均值。

热电联产机组日前申报供热负荷上限的日平均偏差率为：

$$\Delta_{上限i} = \frac{\sum_{t=1}^n \Delta_{上限i,t}}{n}$$

其中， n 为机组实际供热的时段，以小时为单位进行累计；若实时运行中由于发生故障或非计划停运发电厂向所属电力调度机构申请同厂内更换供热机组，换机过程中存在更换前与更换后的两台机组同时供热，更换后的供热机组以日前申报的供热机组停止供热的时段作为该机组实际供热的起始时段。

对于因机组自身原因出现的日前申报供热而实际未供热时段，实际上下限 $P_{i,t,实际上限}$ 、 $P_{i,t,实际下限}$ 按 0 计算，偏差率认定为 100%。

对于因机组自身原因出现的日前未申报供热而实际供热时段，申报上下限 $P_{i,t,申报上限}$ 、 $P_{i,t,申报下限}$ 按 0 计算，偏差率认定为 100%。

热电联产机组申报的供热计划应满足自身机组状态约束（包括调试计划、检修计划、最早可并网时间等），因系统运行原因导致供热计划与热电联产机组状态约束冲突时，

冲突时段的供热计划视为无效申报，对应时段的偏差率认定为 0。

当 $\Delta_{\text{上限}i} > \Delta_0$ 或 $\Delta_{\text{下限}i} > \Delta_0$ 时，需对其申报偏差率进行考核电费。 Δ_0 为允许的热电联产机组申报供热流量曲线偏差率。

当 $\Delta_{\text{上限}i} > \Delta_0$ 且 $\Delta_{\text{下限}i} \leq \Delta_0$ 时，热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核电费按以下公式计算：

$$R_{\text{供热流量曲线偏差率考核}} = \sum_{i=1}^n |P_{i,t,\text{申报上限}} - P_{i,t,\text{实际上限}}| \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times 1h \times \alpha_3$$

当 $\Delta_{\text{上限}i} \leq \Delta_0$ 且 $\Delta_{\text{下限}i} > \Delta_0$ 时，热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核电费按以下公式计算：

$$R_{\text{供热流量曲线偏差率考核}} = \sum_{i=1}^n |P_{i,t,\text{申报下限}} - P_{i,t,\text{实际下限}}| \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times 1h \times \alpha_3$$

当 $\Delta_{\text{上限}i} > \Delta_0$ 且 $\Delta_{\text{下限}i} > \Delta_0$ 时，热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核电费按以下公式计算：

$$R_{\text{供热流量曲线偏差率考核}} = \sum_{i=1}^n \left[\max(|P_{i,t,\text{申报下限}} - P_{i,t,\text{实际下限}}|, |P_{i,t,\text{申报上限}} - P_{i,t,\text{实际上限}}|) \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times 1h \times \alpha_3 \right]$$

其中， $LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内机组 i 所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

α_3 为热电联产机组供热流量曲线偏差率费用考核系数。

热电联产机组有如下情况之一时，相应的时段不纳入供热流量曲线偏差率考核：

(1) 热电联产机组开展供热参数实测试验期间；

(2) 发生非电厂自身原因的供热中断，且无法同厂内更换供热机组期间。

热电联产机组申报供热流量曲线偏差率考核电费以月度为单位，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中

由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.2.2.2 机组日内临时非计划停运偏差费用返还

根据《广东电力市场现货电能量交易实施细则》，开展机组日内临时非计划停运偏差费用返还认定及计算。

机组日内临时非计划停运所对应的结算费用按照如下公式计算：

$$R_{\text{临时非计划停运收益}} = \sum_{t \in \text{临时非计划停运时段}} \left[(Q_{i,t,\text{实际}} - Q_{i,t,\text{日前}}) \times (LMP_{i,t,\text{实时}} + C_{\text{度电补偿标准},i} - C_{\text{核定成本},i}) \right]$$

其中， t 为机组 i 发生日内临时非计划停运的时段，以小时为单位进行累计；

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

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

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内机组 i 所在节点的实时电能量市场结算价格（每15分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

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

$C_{\text{变动成本补偿标准},i}$ 为机组 i 的变动成本补偿标准。

当 $R_{\text{临时非计划停运收益}} \leq 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，不另行计算返还费用；当 $R_{\text{临时非计划停运收益}} > 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，并将 $R_{\text{临时非计划停运收益}}$ 的等额资金返还。

机组因自身原因临时停运导致的临时非计划停运后，下一次开机所产生的启动费用不纳入启动补偿费用计算。

机组日内临时非计划停运偏差费用返还以月度为单位，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中由代

理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.2.2.3 机组实时发电计划执行偏差费用返还

发电机组 i 的实时发电计划在时段 t 的偏差率 $\Delta_{i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{i,t} = \frac{|P_{i,t,指令} - P_{i,t,实际}|}{P_{i,t,指令}}$$

其中， t 为所计算的时段，以 15 分钟为一个时段；

$P_{i,t,指令}$ 为第 t 时段中电力调度机构向发电机组下达的出力指令；

$P_{i,t,实际}$ 为第 t 时段中发电机组的实际出力。

当 $\Delta_i > \lambda$ 时（ λ 为发电计划允许的偏差率），实时发电计划执行偏差时段内，对应的现货电能量市场结算费用返还。市场机组不再按照南方区域“两个细则”的相关规定计算发电计划偏差考核费用。

发电机组的发电计划运行执行偏差率分为非实时调频中标时段允许的偏差率 $\lambda_{\text{非实时调频中标}}$ 和实时调频中标时段允许执行偏差率 $\lambda_{\text{实时调频中标}}$ 。

实时调频中标时段允许执行偏差率 $\lambda_{\text{实时调频中标}}$ 按照以下公式计算：

$$\lambda_{\text{实时调频中标}} = \lambda_{\text{非实时调频中标}} + \text{实时调频中标容量} / \text{实时发电计划指令}$$

实时发电计划执行偏差时段按照如下规则进行认定：

从机组不满足实时发电计划允许偏差率时刻的上一个整点时刻起，至机组重新满足实时发电计划允许偏差率时刻的下一个整点时刻，之间的时段计为实时发电计划执行偏差时段。

机组实时发电计划执行偏差所对应的结算费用按照如下公式计算：

$$R_{\text{实时发电计划执行偏差}} = \sum_{t \in \text{发电计划执行偏差时段}} \left[\left(Q_{i,t,\text{实际}} - \frac{P_{t-1} + P_{t-2} + P_{t-3} + P_{t-4}}{4} \times (1 - d_i) \times 1h \right) \times (LMP_{i,t,\text{实时}} + C_{\text{变动成本补偿标准}, i} - C_{\text{核定成本}, i}) \times \beta_3 \right]$$

其中， t 为机组 i 实时发电计划执行偏差时段，以小时为单位进行累计；

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

P_{t-1} 、 P_{t-2} 、 P_{t-3} 、 P_{t-4} 分别为第 t 小时内每个15分钟电力调度机构向发电机组 i 下达的出力计划指令；

d_i 为机组 i 的综合厂用电率；

$1h$ 为1小时；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 i 小时内机组所在节点的实时电能量市场结算价格（每15分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

$C_{\text{核定成本}, i}$ 为机组核定发电成本价格（单值），新能源发电企业核定发电成本价格按0处理；

β_3 为调整系数；

若机组 i 被纳入变动成本补偿范围， $C_{\text{变动成本补偿标准}, i}$ 为机组 i 的变动成本补偿标准；若机组 i 未被纳入变动成本补偿范围， $C_{\text{变动成本补偿标准}, i}$ 为0。变动成本补偿机组范围以及变动成本补偿标准按有关规定执行。

当 $R_{\text{实时发电计划执行偏差收益}} \leq 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，不另行计算费用返还；当 $R_{\text{实时发电计划执行偏差收益}} > 0$ 时，发电机组参与现货电能量市场偏差结算，并将 $R_{\text{实时发电计划执行偏差收益}}$ 的等额资金返还。

并网发电机组有如下情况之一时，相应的时段不计为实时发电计划执行偏差时段，不进行本节所述实时发电计划执行偏差费用返还：

- (1) 一次调频正确动作导致的偏差；
- (2) 机组启动和停运过程中的偏差；
- (3) 机组发生日内临时非计划停运所导致发电计划执行偏差时，按照本细则 9.2.2.2 节的规定处理；
- (4) 因系统安全需要调整的发电计划曲线变动率超出机组调节能力或非深度调峰时段，因系统安全需要调整的发电计划高于机组可调出力上限或低于机组可调出力下限时；
- (5) 机组处于深度调峰状态的前 30 分钟或后 30 分钟时。
- (6) 因台风等自然灾害导致新能源机组切出。
- (7) 经调度同意的新能源功率预测系统计划检修期间。
- (8) 经调度同意的新能源涉网试验期间。

发电侧实时发电计划执行偏差费用返还以月度为单位，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。现货新能源交易单元参照执行。

9.2.2.4 机组限高考核电费

机组发生限高指机组的出力上限未达到并网调度协议中额定有功功率（燃气机组为相应月的最大技术出力）的情况。机组发生一次限高是指机组向电力调度机构申报限高后，又申报解除限高的过程。热电联产机组处于供热状态时的出力上限不纳入限高费用返还，调度机构因系统运行原因

设置的限高不纳入限高考核。

直接参与交易的市场机组不再按照南方区域“两个细则”的相关要求计算等效停运时间。

发电机组实际发生限高的时段，按以下公式计算考核费用：

$$R_{\text{限高}} = \sum^n [(P_{\text{max}} - P_{\text{限高}}) \times T_t \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_1]$$

其中， n 为机组发生实际限高的时段，以小时为单位进行累计；

P_{max} 为第 t 小时机组的额定有功功率（燃气机组为相应月的最大技术出力，若机组为供热机组， P_{max} 为实际供热上限），取该小时内各时段数值的算术平均值；

$P_{\text{限高}}$ 为机组的限高最大出力；

T_t 为第 t 小时内机组实际发生限高的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内机组所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

α_1 为限高考核系数。

在同一自然月内，若同一电厂的发电机组发生非系统运行原因限高与限低次数之和超过 N 次，超出 N 次的次数按照上述公式计算得到的限高/限低费用返还的 2 倍进行费用返还。

机组限高考核电费以月度为单位，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.2.2.5 机组限低考核电费

机组发生限低指机组的出力下限未达到并网调度协议中最小稳定技术出力的情况。机组发生一次限低是指机组实际发生限低后，向电力调度机构申报解除限低的过程。热电联产机组处于供热状态时的出力下限、必开机组由电力调度机构指定的必开出力下限、调度机构因其他系统运行原因设置的限低等情况不纳入限低考核。

直接参与交易的市场机组不再执行南方区域“两个细则”的限低考核，相关的考核费用不再纳入“两个细则”结算。

在发电机组实际发生限低的时段，按照如下公式计算费用返还：

$$R_{\text{限低}} = \sum^n [(P_{\text{限低}} - P_{\text{min}}) \times T_t \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_2]$$

其中， n 为机组实际发生限低的时段，以小时为单位进行累计；

P_{min} 为第 t 小时机组的最小稳定技术出力（或最小可调出力，若机组为供热机组， P_{min} 为实际供热下限），取该小时内各时段数值的算术平均值；

$P_{\text{限低}}$ 为机组的限低最小出力；

T_t 为第 t 小时内机组实际发生限低的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内机组所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

α_2 为限低考核系数。

在同一自然月内，若同一电厂的发电机组发生非系统运行原因限高与限低次数之和超过 N 次，超出 N 次的次数按

照上述公式计算得到的限高/限低费用返还的2倍进行结算。

机组限低考核电费以月度为单位，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.2.2.6 新能源功率预测偏差考核

对现货新能源交易单元的短期功率预测和超短期功率预测进行偏差考核。

新能源交易单元 i 的短期功率预测偏差计算公式如下：

$$\Delta_{i,t,\tau} = \begin{cases} \frac{|P_{i,t,\tau}^{\text{dq}} - P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}|}{P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}}, & P_{i,t,\tau}^{\text{ky}} \geq 0.2 \times P_{i,\text{cap}} \\ \frac{|P_{i,t,\tau}^{\text{dq}} - P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}|}{0.2 \times P_{i,\text{cap}}}, & P_{i,t,\tau}^{\text{ky}} < 0.2 \times P_{i,\text{cap}} \end{cases}$$

其中， t 、 τ 为所计算的时段， τ 为 t 小时内15分钟的时段， $P_{i,t,\tau}^{\text{dq}}$ 为 t 小时内第 τ 个15分钟的短期功率预测值， $P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}$ 为参考值， $P_{i,\text{cap}}$ 为新能源交易单元 i 的装机容量。若新能源交易单元实时出清出力不受限，则参考值取每15分钟的实际功率；若新能源交易单元实时出清出力受限，初期对应时段不纳入考核，具备条件后参考值取每15分钟的可用功率值计算考核，风电场站可用功率参照《风电场理论可发电量与弃风电量评估导则》（NB/T 31055-2014）中理论可发功率计算方式得到，光伏电站可用功率参照《光伏发电站功率控制系统技术要求》（GB/T 40289-2021）中可用发电功率计算方式得到。

$\Delta_{\text{短期}}$ 为短期功率预测允许偏差率，若 $\Delta_{i,t,\tau} > \Delta_{\text{短期}}$ ，则对该时段短期功率预测偏差超过阈值的部分按照新能源交易单元日前出清价格的一定比例进行考核。

从新能源交易单元不满足短期功率预测允许偏差率时的上一个整点时刻起，至新能源交易单元重新满足短期功率预测允许偏差率时的下一个整点时刻，之间的时段计为短期功率预测偏差时段，对应的结算费用按照以下公式计算。

$$R_{\text{短期功率预测偏差}} = \sum_{t \in \text{执行预测偏差考核时段}} \sum_{\tau}^4 \left[P_{i,t,\tau}^{\text{ky}} \times \max(\Delta_{i,t,\tau} - \Delta_{\text{短期}}, 0) \times \frac{1}{4} h \right] \times LMP_{i,t,\text{日前}} \times \beta_1$$

其中 β_1 为短期功率预测偏差考核系数。

新能源交易单元 i 的超短期功率预测偏差计算公式如下：

$$\Delta_{i,t,\tau} = \begin{cases} \frac{|P_{i,t,\tau}^{\text{cdq}} - P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}|}{P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}}, & P_{i,t,\tau}^{\text{ky}} \geq 0.2 \times P_{i,\text{cap}} \\ \frac{|P_{i,t,\tau}^{\text{cdq}} - P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}|}{0.2 \times P_{i,\text{cap}}}, & P_{i,t,\tau}^{\text{ky}} < 0.2 \times P_{i,\text{cap}} \end{cases}$$

其中， $P_{i,t,\tau}^{\text{cdq}}$ 为 t 小时内第 τ 个 15 分钟的超短期功率预测值， $P_{i,t,\tau}^{\text{ky}}$ 为参考值，若新能源交易单元实时出清出力不受限，则参考值取每 15 分钟的实际功率；若新能源交易单元实时出清出力受限，初期对应时段不纳入考核，具备条件后参考值取每 15 分钟的可用功率值计算考核。

$\Delta_{\text{超短期}}$ 为超短期功率预测允许偏差率，若 $\Delta_{i,t,\tau} > \Delta_{\text{超短期}}$ ，则对该时段超短期功率预测偏差超过阈值的部分按照新能源交易单元实时出清价格的一定比例进行考核。

从新能源交易单元不满足超短期功率预测允许偏差率时的上一个整点时刻起，至新能源交易单元重新满足超短期功率预测允许偏差率时的下一个整点时刻，之间的时段计为超短期功率预测偏差时段，对应的结算费用按照以下公式计算。

$$R_{\text{超短期功率预测偏差}} = \sum_{t \in \text{执行预测偏差考核时段}} \sum_{\tau}^4 \left[P_{i,t,\tau}^{ky} \times \max(\Delta_{i,t,\tau} - \Delta_{\text{超短期}}, 0) \times \frac{1}{\lambda} h \right] \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \beta_2$$

其中 β_2 为超短期功率预测偏差考核系数。

新能源交易单元有如下情况之一时，相应的时段不纳入短期功率预测和超短期功率预测进行偏差考核：

- (1) 因台风等自然灾害导致新能源机组切出。
- (2) 经调度同意的新能源功率预测系统计划检修期间。
- (3) 经调度同意的新能源涉网试验期间。

新能源交易单元功率预测偏差考核电费以月度为单位，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.2.2.7 新能源日前实时偏差收益回收

对现货新能源交易单元因日前短期功率预测导致实时偏差电量超过允许范围之外的电量部分，以节点日前、实时价格之差按小时计算新能源日前实时偏差费用，以月为单位、正负互抵后对新能源交易单元进行回收，相关费用由市场燃煤、燃气机组按照当月上网电量进行分享。按以下公式计算：

$$R_{\text{新能源偏差收益回收}} = \max \{ 0, \sum [Q_{\text{回收},t} \times (P_{\text{实时},t} - P_{\text{日前},t})] \}$$

$$Q_{\text{实时偏差}, t} > 0 \text{ 时, } Q_{\text{回收}} = \max \{ Q_{\text{实时实时偏差}, t} - \Delta_{\text{短期}} \times \max \{ Q_{\text{实际上网电量}}, 0.2P_{\text{cap}} \times 1h \}, 0 \}$$

$$Q_{\text{实时偏差}, t} < 0 \text{ 时, } Q_{\text{回收}} = \min \{ Q_{\text{实时实时偏差}, t} + \Delta_{\text{短期}} \times \max \{ Q_{\text{实际上网电量}}, 0.2P_{\text{cap}} \times 1h \}, 0 \}$$

其中：

$R_{\text{新能源偏差收益回收}}$ 为对应新能源交易单元日前实时偏差费

用；

$Q_{\text{回收}}$ 为对应新能源交易单元 t 时段的日前实时偏差回收电量；

$Q_{\text{实时偏差}, t}$ 对应新能源交易单元 t 时段的实时偏差电量；

$P_{\text{实时}, t}$ 、 $P_{\text{日前}, t}$ 分别为对应新能源交易单元 t 时段的实时与日前出清节点电价。

9.2.2.8 独立储能及抽水蓄能功率限高考核

独立储能及抽水蓄能发生限高指独立储能在未达到最小允许荷电状态时放电功率上限未达到并网调度协议中额定放电功率的情况，或抽水蓄能实际发电能力上限达不到最大发电功率的情况。独立储能及抽水蓄能发生一次限高是指向电力调度机构申报限高后，又申报解除限高的过程。

独立储能及抽水蓄能实际发生限高的时段，按以下公式计算考核费用：

$$R_{\text{限高}} = \sum_{t=1}^n \left[(P_{\text{max}} - P_{\text{限高}}) \times T_t \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_1 \right]$$

其中：

n 为独立储能或抽水蓄能发生实际限高的时段，以小时或 15 分钟为单位进行累计；

P_{max} 为独立储能的额定放电功率或抽水蓄能的最大发电功率；

$P_{\text{限高}}$ 为独立储能的限高最大出力或抽水蓄能的实际发电能力上限；

T_t 为第 t 小时或 15 分钟内实际发生限高的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时或 15 分钟内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，取值与发电机组保持一致。

独立储能及抽水蓄能功率限高考核电费以月度为单位，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.2.2.9 独立储能及抽水蓄能功率限低考核

独立储能及抽水蓄能发生限低指独立储能在未达到最大允许荷电状态时充电功率上限未达到并网调度协议中额定充电功率、抽水蓄能实际发电能力下限达不到最小发电功率、或实际抽水能力达不到额定抽水功率的情况。独立储能及抽水蓄能发生一次限低是指向电力调度机构申报限低后，又申报解除限低的过程。

独立储能及抽水蓄能实际发生限低的时段，按照如下公式计算考核费用：

$$R_{\text{限低}} = \sum_{t=1}^n [(P_{\text{限低}} - P_{\text{min}}) \times T_t \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_2]$$

其中：

n 为独立储能或抽水蓄能实际发生限低的时段，以小时或 15 分钟为单位进行累计；

P_{min} 为独立储能的额定充电功率、抽水蓄能的最小发电功率或额定抽水功率；

$P_{\text{限低}}$ 为独立储能的限低最小出力、抽水蓄能的实际发电能力下限或实际抽水能力；

T_t 为第 t 小时或 15 分钟内实际发生限低的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时或 15 分钟内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，取值与发电机组保持一致。

独立储能及抽水蓄能功率限低考核电费以月度为单位，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.2.2.10 独立储能及抽水蓄能实时调度计划执行偏差考核

独立储能 i 的实时调度计划在时段 t 的偏差率 $\Delta_{i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{i,t} = \frac{|P_{i,t,指令} - P_{i,t,实际}|}{\max(20\% * \text{额定功率}, |P_{i,t,指令}|)}$$

其中：

t 为所计算的时段，以 15 分钟为一个时段；

$P_{i,t,指令}$ 为第 t 时段中电力调度机构向独立储能下达的出力指令；

$P_{i,t,实际}$ 为第 t 时段中独立储能的实际出力。

当 $\Delta_i > \lambda$ 时（ λ 为调度计划允许的偏差率），实时调度计划执行偏差时段内接受实时调度计划执行偏差考核。独立储能不再按照南方区域“两个细则”的相关规定计算调度计划偏差考核费用。

独立储能的调度计划执行偏差率分为非实时调频中标时段允许的偏差率 $\lambda_{\text{非实时调频中标}}$ 和实时调频中标时段允许执行偏差率 $\lambda_{\text{实时调频中标}}$ 。

实时调频中标时段允许执行偏差率 $\lambda_{\text{实时调频中标}}$ 按照以下公式计算：

$$\lambda_{\text{实时调频中标}} = \lambda_{\text{非实时调频中标}} + \frac{\text{实时调频中标容量}}{\max(20\% * \text{额定功率}, \text{实时发电计划指令})}$$

抽水蓄能发电及抽水能力受水头影响，综合考虑水力机械固有特性，确定发电计划允许执行偏差率及抽水计划允许执行偏差率。考虑水泵水轮机固有机械特性，抽水蓄能机组在抽水工况出力随水头情况变化，且不可自主调整，抽水计划允许执行偏差率暂取 25%。

实时调度计划执行偏差时段按照如下规则进行认定及计算：

(1) 若独立储能或抽水蓄能电费计算基本时段为小时：从独立储能或抽水蓄能不满足实时调度计划允许偏差率时刻的上一个整点时刻起，至独立储能或抽水蓄能重新满足实时调度计划允许偏差率时刻的下一个整点时刻，之间的时段计为实时调度计划执行偏差时段。

独立储能及抽水蓄能实时调度计划执行偏差所对应的结算费用按照如下公式计算：

$$R_{\text{实时调度计划执行偏差}} = \sum_{t \in \text{调度计划执行偏差时段}} \left[\left(\left[Q_{i,t,\text{实际}} - \frac{P_{t-1} + P_{t-2} + P_{t-3} + P_{t-4}}{4} \times D_i \times 1h \right] \right) \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \beta_3 \right]$$

(2) 若独立储能或抽水蓄能电费计算基本时段为 15 分钟：若该时段 τ 独立储能或抽水蓄能不满足实时调度计划允许偏差率，记为实时调度计划执行偏差时段，按照如下公式计算独立储能及抽水蓄能实时调度计划执行偏差所对应的结算费用：

$$R_{\text{实时调度计划执行偏差}} = \sum_{\tau}^{\tau \in \text{调度计划执行偏差时段}} \left[\left(Q_{i,\tau,\text{实际}} - P_{i,\tau} \times D_i \times \frac{1}{4} h \right) \times LMP_{i,\tau,\text{实时}} \times \beta_3 \right]$$

其中：

放电（发电）状态时， $D_i = 1 - d_i$ ，充电（抽水）状态时， $D_i = \frac{1}{1 - d_i}$ ， d_i 为独立储能或抽水蓄能*i*的综合厂用电率；

t/τ 为独立储能或抽水蓄能*i*实时发电计划执行偏差时段，以小时/15分钟为单位进行累计；

$Q_{i,t/\tau,\text{实际}}$ 为独立储能或抽水蓄能实际运行后第*t*小时/第*τ*个15分钟的实际净放电（发电）电量，按实际放电电量减实际充电电量计算；

P_{t_1} 、 P_{t_2} 、 P_{t_3} 、 P_{t_4} / $P_{i,\tau}$ 分别为第*t*小时内每个15分钟/第*τ*个15分钟电力调度机构向独立储能或抽水蓄能*i*下达的出力计划指令；

h 为1小时；

$LMP_{i,t/\tau,\text{实际}}$ 为第*i*小时内所在节点的实时电能量市场结算价格；

β_3 为实时调度计划执行偏差考核系数。

若考核费用计算结果为负，则不予考核。

独立储能及抽水蓄能实时调度计划执行偏差考核电费以月度为单位，按当月用电量比例由全体工商业用户分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.2.3 用户侧用电偏差考核

用户侧当月偏差考核电费按中长期交易偏差考核电费

与用电需求申报考核电费两者较大值进行结算，由发电侧（不含基数电量比例上限 α 大于等于 90%的新能源交易单元）按其全月市场电量（当机组全月市场电量为负时，将其置 0）的比例分享。

9.2.3.1 用户侧中长期交易偏差考核

在中长期电量按合同价格结算、现货偏差电量按现货价格结算的基础上，用户侧主体的年度、多月、月度中长期成交电量（含自主协商约定电能量价格的绿电交易的电能量部分，下同）之和与年度、多月、月度、周及多日中长期成交电量之和中的较小值，应不小于其月度实际用电量的 D1。不足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：

$$R_{\text{考核电费}} = Q_{\text{考核电量}} \times P_{\text{度电回收价格}}$$

$$Q_{\text{考核电量}} = \max\{Q_{\text{实际用电}} \times D1 - Q_{\text{中长期}}, 0\}$$

$$P_{\text{度电回收价格}} = (P_{\text{月竞均价}} - P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}) \times h1。$$

其中：

$Q_{\text{中长期}}$ 为用户侧主体的年度、多月、月度中长期成交电量（含自主协商约定电能量价格的绿电交易的电能量部分，下同）之和与年度、多月、月度、周及多日中长期成交电量之和中的较小值；

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

$P_{\text{月竞均价}}$ 为当月月度集中竞争交易均价；

$P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}$ 为当月日前市场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；

h1 为调整系数。

9.2.3.2 用户侧用电需求申报偏差考核

用户侧应准确预测其当月用电需求，需求申报偏差在允许范围内的，不进行考核；需求申报偏差超出允许范围内的，超出部分电量按照度电考核价格进行结算：

$$R_{\text{需求申报偏差考核}} = Q_{\text{需求申报偏差考核}} \times P_{\text{度电考核价格}}$$

$$Q_{\text{需求申报偏差考核}} = |Q_{\text{实际用电}} - Q_{\text{需求申报}}| - Q_{\text{实际用电}} \times D3$$

$$P_{\text{度电考核价格}} = |P_{\text{月度集中竞争交易价格}} - P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}| \times$$

h2

$R_{\text{需求申报偏差考核}}$ 为需求申报偏差考核电费；

$Q_{\text{需求申报偏差考核}}$ 为申报用电需求在允许偏差范围外的电量；

$P_{\text{度电考核价格}}$ 为用户侧需求申报偏差考核度电价格；

$Q_{\text{实际用电}}$ 为用户侧当月实际用电量；

$Q_{\text{需求申报}}$ 为用户侧当月需求申报电量；

D3 为用户侧申报全月用电需求超出月度实际用电量的允许偏差范围；

h2 为调整系数。

9.2.3.3 用户侧需求申报偏差考核豁免

在需求申报截止后至实际用电月期间，因政策影响（去产能、环保停产等）、不可抗力（台风、地震等自然灾害）、公共卫生事件或有序用电等原因导致企业用电行为产生较大影响的，同时当月实时市场月度加权平均综合电价低于全市场零售结算均价时，对售电公司需求申报负偏差考核进行

豁免处理。

影响企业正常用电的具体包括：

1、因执行县（区）级及以上政府主管部门制定的去产能、环保停产等政策引起的月度需求申报负偏差。

对于因县（区）级及以上政府主管部门发布去产能、环保停产等政策，导致用户产生月度需求申报负偏差时，售电公司或批发用户按照单个用户提供县（区）级及以上政府主管部门政策文件等证明材料，向交易中心提出考核豁免申请。

因去产能、环保停产的终端电力用户，受影响时间持续多个月份的，只对首月影响电量进行考核豁免。对于用户去产能、环保停产有关证明材料的发文时间，在月度集中交易申报需求时间截止之前，该终端用户不纳入参与交易月份考核豁免范围考虑；在月度集中交易申报需求时间截止之后，该用户可纳入参与交易月份考核豁免考虑。

2、因不可抗力引起的月度需求申报负偏差。

因台风、地震、洪水、海啸等不可抗力导致的终端用户用电设施受损而产生月度需求申报负偏差，由售电公司或大用户按用户所在地区、考核豁免类型直接提出考核豁免申请。其中，台风、洪水等需属地政府应急管理部门启动防汛（或暴雨）I级、防台风I级应急响应，以涉及I级响应所属地区范围提出考核豁免申请。

售电公司或大用户按照单个用户填报《用户侧需求申报偏差考核豁免申报表》及相关证明材料，向交易中心提出考

核豁免申请。交易中心收集申请表及材料后传递至供电企业，供电企业根据文件范围核对用电企业所在区域及用电情况，交易中心按供电企业反馈情况直接申请考核豁免。

3、因县（区）级及以上地方各级人民政府启动的 IV 级及以上应急响应的公共卫生事件。

突发公共卫生事件免考核对于县（区）级及以上地方各级人民政府启动的 IV 级及以上应急响应，根据应急响应的影响范围，按用户所在地区、考核豁免类型直接申请考核豁免。

4、因参与有序用电引起的月度需求申报负偏差。

省级、地级市电力主管部门发文明确全省、全市或全县（区）进入错峰限电状态时，售电公司或大用户可对当月负偏差电量申请需求申报偏差考核豁免。全省启动有序用电时，不再执行负偏差考核；全市或全县（区）启动有序用电时，售电公司或大用户按照单个用户提供相关证明材料，向交易中心提出考核豁免申请。

对于参与有序用电的用电企业，由售电公司或大用户填报《用户侧需求申报偏差考核豁免申报表》，向交易中心提出考核豁免申请。交易中心收集后传递至供电企业确认事件的真实性（包括但不限于：发布有序用电的通知信息、影响用户用电负荷情况）。

5、因供电受限引起的月度需求申报负偏差。

因 10kV 及以上公用电力设施临时建设、检修、故障等供电受限造成用户停电，造成月度需求申报负偏差的，且同

时满足以下条件时，售电公司或大用户可申请考核豁免：

(1) 在月度交易需求申报截止时间后，用户收到所在地（市）供电企业的停电通知，包括短信、电话、公告等通知形式。

(2) 单一月份用电停电时长累计超过 72 小时。

满足上述条件时，由售电公司或大用户按照单个用户填报《用户侧需求申报偏差考核豁免申报表》并提供相关证明材料，向交易中心提出考核豁免申请。交易中心收集后传递至供电企业核对用户所在区域及停电情况，确认事件的真实性（包括不限于：停电通知时间、用户停电时长等情况）。

6、因其它非经营主体原因的月度需求申报负偏差。

对于市场运营机构及电网公司关于市场档案、计量、系统交互、系统缺陷等非经营主体原因导致的考核，由交易中心组织电网公司等相关单位讨论形成会议纪要并报政府部门后，根据会议纪要落实考核豁免并通知经营主体。

因经营主体注册、申报需求、变更过户等自身原因导致的用户侧需求申报偏差考核，不进行考核豁免。

需求申报偏差考核豁免计算标准：

1、对于直接参与批发市场的大用户全额减免需求申报偏差考核电费。

2、对于考核豁免申请通过的售电公司，分别剔除售电公司申报受影响用户的需求电量与实际用电量，计算售电公司相应月份需求申报考核电费。对于已结算月份，且售电公司用电偏差考核取值为需求申报偏差考核电费的，按照重新

计算的考核电费和已结考核电费的差额进行退补。

3、售电公司在月度交易需求申报时，须如实在交易系统填报零售用户需求电量，如受影响用户未在交易系统申报需求电量的事后不作考核豁免处理。

4、对于经营主体提出的考核豁免申报，符合条件的当期进行免考核结算。对于当月未能开展月度需求申报偏差考核豁免结算的，在后续月份采用退补方式进行处理，由执行退补月份的发电侧机组按其全月市场电量比例进行分摊。

9.2.3.4 月度结算结果发布以后，不因电量差错等退补，对日前、实时市场月度加权平均综合电价和用户侧用电偏差考核电费进行调整。

9.2.4 用户侧偏差收益转移

对于用户侧主体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，将允许偏差外的实时市场与日前市场分时价格的价差收益，按月度用电量比例返还给用户侧主体。允许偏差范围为实际分时电量 λ_0 及以内。

偏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 为需转移的偏差收益；

$Q_{\text{用电},t}$ 为 t 时段实际用电量；

$Q_{\text{申报},t}$ 为 t 时段日前市场申报电量，已扣减该时段需求侧响应中标容量折算电量；

$P_{\text{实时},t}$ 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。

9.2.5 用电侧批零结构不匹配考核

售电公司签订的年度分月交易电量少于其签约零售用户（含上年底前及本年中签约用户）的月度固定价格电量的，对差额电量超出该批用户实际用电量允许范围 D4 的部分，按考核价格计算批零结构不匹配考核电费，相关考核电费由全体市场购电用户按实际用电量比例分享。

$$R_{\text{批零结构不匹配考核}} = Q_{\text{批零结构不匹配考核}} \times P_{\text{批零结构不匹配考核}}$$

$$Q_{\text{批零结构不匹配考核}} = \max \{ Q_{\text{固定价格}} - Q_{\text{年度交易}} - Q_{\text{实际用电}} \times D2, 0 \}$$

$$P_{\text{批零结构不匹配考核}} = \max \{ (P_{\text{年度交易}} - P_{\text{月度中长期交易}}) \times h3, 0 \}$$

$Q_{\text{批零结构不匹配考核}}$ 为售电公司批零结构不匹配允许偏差范围外的电量；

$P_{\text{批零结构不匹配考核}}$ 为售电公司批零结构不匹配考核度电价格；

$Q_{\text{固定价格}}$ 为售电公司签约零售用户在结算月份的固定价格电量；

$Q_{\text{年度交易}}$ 为售电公司年度交易分月电量；

$Q_{\text{实际用电}}$ 为售电公司签约零售用户在结算月份的实际用电量；

$P_{\text{年度交易}}$ 为年度交易均价；

$P_{\text{月度中长期交易}}$ 为月度中长期交易综合价。

9.3 市场调节类返还电费

9.3.1 代购市场及跨省外送电量系数超限返还电费

设置发电侧代购市场及跨省外送电量调整系数上下限，对限值范围以外电量的电费损益进行补偿或回收。代购市场及跨省外送电量超出限值范围的时段，按照机组所在节点日前市场分时价格与代购市场电量价格之差乘以超系数限值电量计算机组分时补偿（回收）电费，按月累计得到机组月度超限返还电费，予以全额补偿或回收，记为代购市场及跨省外送系数超限返还电费。计算公式如下：

$$R_{\text{代购市场及跨省外送系数超限返还电费}} = \sum Q_{\text{超系数限值},t} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{代购}})$$

$$Q_{\text{超系数限值},t} = (\min\{Q_{\text{代购市场及跨省外送},t} - g1 \times Q_{\text{代购市场及跨省外送计划},t}, 0\} + \max\{Q_{\text{代购市场及跨省外送},t} - g2 \times Q_{\text{代购市场及跨省外送计划},t}, 0\})$$

式中：

$R_{\text{代购市场及跨省外送系数超限返还电费}}$ 为机组全月累计代购市场及跨省外送系数超限返还电费，正数表示收入、负数表示支出；

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

$P_{\text{代购}}$ 为代购市场电量价格；

$Q_{\text{超系数限值},t}$ 为机组 T 时段调整系数超限值对应电量；

$Q_{\text{代购市场及跨省外送},t}$ 、 $Q_{\text{代购市场及跨省外送计划},t}$ 分别为机组 T 时段转让前代购市场及跨省外送电量实际结算电量、计划值；

$g1$ 为代购市场及跨省外送电量调整系数下限， $g2$ 为代购市场及跨省外送电量调整系数上限。

9.3.2 煤机超发电能力返还电费

燃煤机组（关停机组除外）转让前年度月度中长期电量、

代购市场及跨省外送结算电量之和，超出机组发电能力的时段，按照机组所在节点日前市场分时价格与代理购电交易价格之差乘以调整系数限值范围内的超发电能力电量计算机组分时补偿（回收）电费，按月累计得到月度煤机超发电能力返还电费，予以全额补偿或回收，记为煤机超发电能力返还电费。计算公式如下：

$$R_{\text{煤机超发电能力返还}} = \sum Q_{\text{超发电能力},t} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{代购}})$$

$$Q_{\text{超发电能力},t} = \max \{ \min \{ Q_{\text{中长期},t} + \min \{ g, g2 \} \times Q_{\text{代购及跨省外送计划},t} - Q_{\text{发电能力},t}, (\min \{ g, g2 \} - 1) \times Q_{\text{代购及跨省外送计划},t} \}, 0 \}$$

式中：

$R_{\text{煤机超发电能力返还}}$ 为机组全月累计煤机超发电能力返还电费；

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

$P_{\text{代购}}$ 为代购市场电量价格；

$Q_{\text{超发电能力},t}$ 为机组 T 时段中长期、代购市场及跨省外送电量超发电能力电量，不大于代购市场及跨省外送实际结算电量在调整系数上限内超过计划电量部分；

$Q_{\text{代购市场及跨省外送计划},t}$ 为机组 T 时段转让前代购市场及跨省外送电量计划值（不含倾斜部分）；

$Q_{\text{发电能力},t}$ 为机组 T 时段发电能力，按装机容量或供热上限换算的分时电量（扣除厂用电），其中机组供热上限取当日各时段实时供热负荷上限的算术平均值，按日计算；

g 为代理购电电量分时调整系数， $g2$ 为代理购电电量调整系数上限。

分时煤机超发电能力返还电费按月累计得到月度煤机超发电能力返还电费，予以全额补偿或回收。当月全市场煤机超发电能力返还电费按照月度用电量比例向全体工商业用户分摊或分享，其中由代理购电用户承担部分纳入代理购电用户购电成本。

9.3.3 核电政府授权合约差价回收

对核电应用政府授权单向差价合约机制，即按照年月中长期市场交易均价与政府授权合约价格之差（为负置零）对授权合约电量进行单向差价结算回收，其中授权合约电量为核电当月实际市场电量（即实际上网电量扣减转让前基数电量）的 90%，合约价格为核电核定上网电价；年月中长期市场交易均价按核电年度、多月、月度成交电量比例，分别应用市场年度、多月、月度中长期交易均价加权计算得到。当年月中长期市场交易均价高于等于市场参考价时，核电不执行变动成本补偿机制；当年月中长期市场交易均价低于市场参考价时，核电机组按照核定上网电价、年月中长期市场交易均价中的较大值与市场参考价之差的 $k3$ 倍执行变动成本补偿机制。对核电机组执行发电侧中长期交易偏差考核，其中核电机组的中长期交易偏差考核系数为 1.1。

政府授权合约差价电费由全体工商业用户按照当月实际用电量分享，其中由代理购电用户承担部分作为代理购电用户购电成本，纳入代理购电价格计算。

9.3.4 基数代购转让阻塞电费

发电侧代购市场电量转让双边协商交易、核电基数转让

双边协商交易对应的转让阻塞费用，参照中长期阻塞费用公式单独结算至机组，对应的盈余以月度为周期，由发电侧按实际月度上网电量比例分享（分摊）。其中参与交易的核电机组、现货新能源交易单元按照上网电量减去转让前基数电量的数值（为负时置零）进行上述费用的分摊或分享。

9.4 市场平衡类返还电费

9.4.1 用户侧峰谷平衡机制

建立临时性用户侧峰谷平衡机制，按照峰平谷 $f1: 1: f2$ 的比例要求，基于年度交易均价，对售电公司按照其零售用户高峰时段电量收取年度交易均价的 $(f1-1)$ 倍，对售电公司按照其零售用户低谷时段电量补偿年度交易均价的 $(1-f2)$ 倍；峰谷时段按照《关于进一步完善我省峰谷分时电价政策有关问题的通知》（粤发改价格〔2021〕331号）的规定及后续政策规定执行，深圳市用户的峰谷时段划分按深圳市峰谷分时电价政策执行；执行峰谷价格政策的批发用户参照售电公司应用峰谷平衡机制，原不执行峰谷价格政策的用户不应用峰谷平衡机制。批发用户参照执行。应用峰谷平衡机制所产生的损益记为电能量峰谷平衡费用，以月度为单位，按用电量比例由市场购电用户分摊。

市场购电用户的输配电价按照《关于进一步完善我省峰谷分时电价政策有关问题的通知》（粤发改价格〔2021〕331号）及后续政策规定执行，深圳市用户按深圳市峰谷分时电价政策执行，蓄冷用户按照《关于我省电网企业开展代理购

电问题的批复》（粤发改价格函〔2021〕2348号）及后续政策规定执行；市场购电用户缴纳的输配电费与电网公司按照政府核定标准收取的输配电费的差额记为输配电峰谷平衡费用，以月度为单位，按用电量比例由市场购电用户分摊。

后续市场成熟后，可优化或取消用户侧峰谷平衡机制。

9.4.2 机组阻塞分配（返还）机制

按照各类型发电侧主体阻塞分配电量乘以统一结算点与所在节点的日前现货价格之差向机组分配（返还）阻塞费用，阻塞分配电量按以下方式确定：

1) 高价节点的燃煤、燃气机组为当月实际市场电量（上网电量扣减自身转让前代购及跨省外送结算电量）和市场交易电量上限较小值的90%；

2) 低价节点的燃煤、燃气机组为先按当月同类机组平均发电利用小时数的90%所对应电量，扣减自身转让前代购及跨省外送结算电量后，与机组自身实际市场电量进行取大，再同机组市场交易电量上限取小并乘以90%；

3) 核电为机组实际市场电量和市场交易电量上限较小值的90%；

4) 现货新能源交易单元为实际市场电量扣减10%上网电量后和交易电量上限的较小值。

其中，节点日前月度均价高于或等于统一结算点日前月度均价的为高价节点，反之为低价节点；节点、统一结算点日前月度均价按市场购电用户典型曲线加权计算（剔除存在机组检修、非停、未入市的时段）。煤机暂分为100万、60

万及以下两类同类型机组，气机暂分为大鹏、非大鹏热电联产（热电比低于 10%的视同常规燃气机组）、非大鹏常规 9H 及 9F、非大鹏常规 9E 及 6F 四类同类型机组。同类型机组平均发电利用小时数对应电量需扣减机组检修、非停小时数和新投产机组入市前时长的占比。阻塞分配电量按市场购电用户典型曲线分解到小时（剔除存在机组检修、非停、未入市的时段），各机组中长期合约阻塞费用单独结算。阻塞分配电量计算公式具体如下：

$$Q_{\text{核电}} = \min\{Q_{\text{实际市场电量}}, Q_{\text{市场交易电量上限}}\} \times 90\%$$

$$Q_{\text{新能源}} = \min\{Q_{\text{实际市场电量}} - Q_{\text{上网电量}} \times 10\%, Q_{\text{市场交易电量上限}}\}$$

$$Q_{\text{高价节点火电}} = \min\{Q_{\text{实际市场电量}}, Q_{\text{市场交易电量上限}}\} \times 90\%$$

$$Q_{\text{低价节点火电}} = \min\{\max\{Q_{\text{实际市场电量}}, Q_{\text{同类型机组小时数对应市场电量}}\}, Q_{\text{市场交易电量上限}}\} \times 90\%$$

$$Q_{\text{同类型机组小时数对应市场电量}} = \max\{P_{\text{装机容量}} \times H_{\text{同类型发电小时}} \times 90\% \times [1 - (T_{\text{检修}} + T_{\text{非停}} + T_{\text{未入市}}) / M / 24] - Q_{\text{转让前代购及跨省外送}}, 0\}$$

$$Q_{\text{实际市场电量}} = \max\{Q_{\text{实际上网电量}} - Q_{\text{转让前代购及跨省外送}}, 0\}$$

$$H_{\text{同类型发电小时}} = \sum_{\text{同类型}} (Q_{\text{上网电量}}) / \sum_{\text{同类型}} \{P_{\text{装机容量}} \times [1 - (T_{\text{检修}} + T_{\text{非停}} + T_{\text{未入市}}) / M / 24]\}$$

其中：

$Q_{\text{核电}}$ 、 $Q_{\text{新能源}}$ 、 $Q_{\text{高价节点火电}}$ 、 $Q_{\text{低价节点火电}}$ 为核电、新能源、高价节点火电、低价节点火电机组阻塞分配电量；

$T_{\text{检修}}$ 、 $T_{\text{非停}}$ 、 $T_{\text{未入市}}$ 为机组当月检修、非计划停运小时数、参与市场交易前的小时数， M 为当月天数。

上述阻塞分配（返还）费用由发电侧按照实际月度上网

电量（核电机组、新能源交易单元为月度上网电量扣减转让前基数电量，为负时置零，下同）比例分摊或分享，高/低价节点判断、阻塞分配电量等相关计算结果在月结算后不因电量、交易结果修正等联动调整。

9.4.3 市场盈余

市场盈余等于用户侧按统一结算点电价支付全电量能量电费与发电侧对应市场化交易电量所收取的能量电费（含中长期合约阻塞电费）之间的差额，具体包括市场发用电量不平衡偏差电费、市场部分阻塞盈余两部分。

9.4.3.1 市场发用电量不平衡偏差电费

(1) 市场发用电量不平衡偏差电费由日前市场用户侧总申报/出清电量与发电侧、储能主体总出清市场电量不同引起，计算公式如下

$$R_{\text{发用电量不平衡偏差},t} = (Q_{\text{用户侧日前},t} - Q_{\text{发电侧日前市场},t}) \times (P_{\text{日前统一结算价},t} - P_{\text{实时统一结算价},t})$$

其中：

$Q_{\text{用户侧日前申报},t}$ 为用户侧主体 t 时日前市场总申报/出清电量，已扣除需求侧响应中标容量折算电量；

$Q_{\text{日前机组出清市场电量},t}$ 为发电侧主体、储能主体日前市场 t 时总出清市场电量；以 15 分钟为基本结算时段的主体将小时内各 15 分钟电量求和后，作为该时段电量纳入上述计算；

$P_{\text{日前统一结算价},t}$ 为用户侧日前 T 时统一结算价；

$P_{\text{实时统一结算价},t}$ 为用户侧实时 T 时统一结算价。

(2) 市场发用电量不平衡偏差电费根据“按小时统计、

按月分摊”的原则，由发电侧主体按全月上网电量（核电机组、现货新能源交易单元按照上网电量减去转让前基数电量后的数值，为负时置零）比例或由用户侧主体按全月用电量比例分摊或返还。

其中：

当 $P_{\text{发电日前加权},t} > P_{\text{发电实时加权},t}$ 且 $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t} > 0$ 时， $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t}$ 累计至用户侧主体分摊或分享；

当 $P_{\text{发电日前加权},t} > P_{\text{发电实时加权},t}$ 且 $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t} < 0$ 时， $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t}$ 累计至发电侧主体分摊或分享；

当 $P_{\text{发电日前加权},t} < P_{\text{发电实时加权},t}$ 且 $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t} < 0$ 时， $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t}$ 累计至用户侧主体分摊或分享；

当 $P_{\text{发电日前加权},t} < P_{\text{发电实时加权},t}$ 且 $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t} > 0$ 时， $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t}$ 累计至发电侧主体分摊或分享。

上式中，日前、实时加权平均电价根据机组日前市场电量按小时加权计算。

9.4.3.2 市场部分阻塞盈余

市场部分阻塞盈余等于市场盈余扣减发用不平衡电费得到，以月度为周期，由发电侧主体按上网电量比例分摊或分享，其中参与交易的核电机组、现货新能源交易单元按照上网电量减去转让前基数电量的数值（为负时置零）进行上述费用的分摊或分享。

9.4.4 居民农业及线损购电损益分摊（分享）电费

每年安排优先发电电量时，按优先发电电源上网电价由低到高排列，优先满足居民、农业用户用电及线损电量，如

优先发电电源不足，再通过电力市场购买。居民农业及线损平均购电价与输配电价核定时对应购电价的差值和相应的购电量相乘部分、特殊电价用户代理购电价格按 1.5 倍加收部分，作为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益，按月由全体工商业用户分享或分摊。计算公式为：

$$P_{\text{居民农业用电新增损益}} = R_{\text{居民农业用电新增损益}} / Q_{\text{全体工商业电量}}$$

其中， $R_{\text{居民农业用电新增损益}} = (P_{\text{居民农业用电及线损平均上网电价}} - P_{\text{输配电价核定购电价}}) * Q_{\text{居民农业用电及线损}} - R_{\text{特殊电价用户加价收入}}$

9.4.5 跨省外送差额电费

跨省外送实际电量由于代购市场电量价格与跨省外送实际到厂价格（即外送价格扣除电网企业收取的外送电输配电价）存在差价而产生的差额电费，由直接参与市场交易的燃煤、燃气机组按送电当月跨省外送成交电量比例分摊或分享；当月无跨省外送成交电量的，按送电当月转让前月度代购计划电量比例分摊或分享；当月跨省外送成交电量及转让前月度代购计划电量均为 0 时，按机组代购市场电量交易上限乘当月入市天数占全月天数比例分摊或分享。跨省电费结算依据晚于当月省内市场电费结算依据发布时，上述差额电费顺延至下月结算。

南方区域电力现货市场结算试运行期间产生的跨省不平衡资金、收益调节电费等费用不纳入上述差额电费计算，具体处理方式按有关方案和省内结算衔接机制另行明确。

9.4.6 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以月度为

单位，按用电量比例由用户侧分摊。

9.4.7 并轨不平衡资金的分摊

全市场机组代购市场及跨省外送系数超限返还电费优先由优先购电用户和代理购电用户的偏差损益电费及预测差额损益返还电费（以下简称优购代购用户偏差损益电费）、参与偏差结算的优先发电机组偏差损益电费（现阶段仅考虑省间送电降价资金，含相比于原省间协议价格下降部分的省间中长期电费、省间应急调度电费、计划与执行偏差电费、省间经济考核电费；若每月8日前未明确该部分资金，则纳入后续月份一并处理）冲抵，具体方式如下：

（1）全市场机组代购市场及跨省外送系数超限返还电费为向市场机组补偿时：

1) 若优购代购用户偏差损益电费、优先发电机组偏差损益电费合计为上述主体的电费支出，该费用向市场机组支付，优先冲抵市场机组代购市场及跨省外送系数超限总补偿电费。合计偏差损益电费支出大于市场机组总补偿电费的，偏差损益电费剩余部分由直接参与市场交易的燃煤、燃气机组按转让前月度代购市场及跨省外送计划电量比例分享（当月转让前代购及跨省外送计划电量为0时，按机组代购市场电量交易上限乘当月入市天数占全月天数比例，下同）；合计偏差损益电费支出小于市场机组总补偿电费的，补偿电费不足部分纳入用户购电成本由全体工商业用户按月度实际用电量比例分摊。

2) 若优购代购用户偏差损益电费、优先发电机组偏差

损益电费合计为上述主体的电费收入，该费用从市场机组收取，由直接参与市场交易的燃煤、燃气机组按转让前月度代购市场及跨省外送计划电量比例分摊；市场机组代购市场及跨省外送系数超限总补偿电费纳入用户购电成本由全体工商业用户按月度实际用电量比例分摊。

(2) 全市场机组代购市场及跨省外送系数超限返还电费为向市场机组回收时：

1) 若优购代购用户偏差损益电费、优先发电机组偏差损益电费合计为上述主体的电费收入，该费用从市场机组收取，优先冲抵市场机组代购市场及跨省外送系数超限总回收电费。合计偏差损益电费收入大于市场机组总回收电费的，偏差损益电费不足部分由直接参与市场交易的燃煤、燃气机组按转让前月度代购市场及跨省外送计划电量比例分摊；合计偏差损益电费收入小于市场机组总回收电费的，回收电费剩余部分向纳入用户购电成本由全体工商业用户按月度实际用电量比例分摊。

2) 若优购代购用户偏差损益电费、优先发电机组偏差损益电费合计为上述主体的电费支出，该费用向市场机组支付，由直接参与市场交易的燃煤、燃气机组按转让前月度代购市场及跨省外送计划电量比例分享；市场机组代购市场及跨省外送系数超限总回收电费纳入用户购电成本由全体工商业用户按月度实际用电量比例分摊。

9.4.8 发电机组进入退出商业运营的结算衔接方式

由于机组自身原因导致暂停交易的，其正式商运前已成

交的市场化交易电量，按不高于《广东省发展改革委 关于发电机组调试运行期上网电价有关事项的通知》（粤发改价格函〔2023〕1853 号）中各类型机组在对应交易月份的调试运行期上网电量结算价格进行调整结算（如价格主管部门对调试运行期价格另有明确，则按最新政策要求执行），其中当月调试运行期结算价格低于机组已结算电量均价的，超额部分予以回收并向全体工商业用户按调整执行月份的用电量比例分享；高于机组已结算电量均价的，不再进行调整。

10 退补管理

10.1 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，由交易中心根据电网企业推送的修正电量等结算准备数据，重新计算有关经营主体的结算电费。结算运行期间对于档案差错、电量差错、交易结果调整、考核补偿申诉及其他返还电费差错等分情况进行退补调整。退补调整追溯有效期原则上为 1 年；对于其他争议，追溯期有效期可延长至 2 年。

10.2 对于跨月电量差错退补事项按照以下规则处理，其中由于档案差错引起的电量调整按相同原则进行退补处理：

10.2.1 用户侧或发电侧分时电量差错绝对值累计值小于等于该月用户侧总用电量累计值 2% 时，发电侧不作联动调整。在差错退补月份结算时，对相关发电侧、储能分时差错电量按差错月份实时市场节点分时价格进行退补结算，并根据差错电量计算变动成本补偿调整；对相关批发市场用户分时差错电量按差错月份用户侧实时市场统一结算点分时

价格进行退补结算。

10.2.2 用户侧或发电侧分时电量差错绝对值累计值大于该月用户侧总用电量累计值 2%时，发电侧作联动调整结算。在差错退补月份结算时，对相关发电侧、储能分时差错电量按差错月份实时市场节点分时价格进行退补结算；对相关批发市场用户分时差错电量按差错月份用户侧实时市场统一结算点分时价格进行退补结算；发电侧联动调整金额按照差错月份的燃煤、燃气机组月度实结转让前代购市场及跨省外送计划电量比例分摊（当月转让前代购及跨省外送计划电量为 0 时，按机组代购市场电量交易上限乘当月入市天数占全月天数比例），发电侧联动调整调整金额计算公式为：

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

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；

$P_{\text{日前}}$ 为日前市场月度加权平均综合电价；

$\bar{P}_{\text{代购}}$ 为发电侧代购电量结算价格。

10.2.3 根据零售用户差错月份的零售合同重新计算电费，与差错月份已结电费的差额，作为零售用户零售合同退补电费；根据差错月份市场化分摊单价计算应分摊电费，与差错月份已结电费的差额，作为零售用户市场化分摊退补电费，由执行退补月份的市场购电用户按用电量比例分摊或分享。

10.2.4 售电公司批发侧退补电费与其代理零售用户零

售合同退补电费的差额，作为售电公司的退补电费。

10.2.5 上述各项退补电费纳入退补实施月份一并结算，退补造成的不平衡视同线损管理。

10.2.6 月度正式结算结果发布后，对档案、电量等差错引起的售电公司差错月份峰谷平衡电费进行重算退补，该退补产生的新增损益由退补实施月份的市场购电用户按电量比例分摊或分享；对档案、电量等差错引起尖峰加价退补费用，由退补实施月份全体市场购电用户分摊或分享。

10.2.7 月度结算前发生的电量差错，发电侧、储能返还及分摊电费或政策调整退补，根据重新推送的结算数据，按日重新计算后并入当月结算依据。月度结算后发现的电量差错引起的交易单元返还及分摊电费调整除变动成本补偿外不予联动调整。

10.3 对于月度结算后的交易结果需修正的事项按以下退补方式处理。原则上除技术系统故障原因外，其他情形不开展交易结果修正的退补结算。

10.3.1 对于市场化中长期合约电量电价需修正的，根据修正后电量电价重新计算该笔合约的退补电费。同时，根据该笔合约差错电量按该主体分时段日前价格计算现货偏差电量的退补电费。上述两项退补计入该主体的退补电费项，纳入实施退补月份一并结算。因发用两侧现货偏差电量退补产生的不平衡电费，参照市场部分阻塞盈余分摊方式，由实施退补月份发电侧分摊或分享。

10.3.2 现货出清电价或日前出清电量小范围修正的，根

据修正后电量电价重新计算对应主体的现货偏差退补电费。市场直接交易机组、独立储能及抽水蓄能产生的退补电费，由实施退补月份批发市场用户按月度实际用电量分摊或分享；批发市场用户产生的退补电费，参照市场部分阻塞盈余分摊方式，由实施退补月份发电侧分摊或分享。

10.3.3 对于基数或代购合约电量电价需修正的：

1) 对于修正的交易单元，按修正后电量电价重新计算该交易单元基数或代购合约电费开展差额退补，并根据该笔合约修正的差额电量按该交易单元分时段日前价格计算现货偏差电量退补电费。

2) 对于电网公司，按修正后电量电价重新计算该笔基数或代购合约电费开展差额退补，并根据合约修正的差额电量按燃煤、燃气机组代购电量价格计算的退补电费，一并纳入退补实施月电网购电成本管理。

3) 上述退补产生的不平衡电费，由直接参与市场交易的燃煤、燃气机组按差错月转让前月度代购市场及跨省外送合约电量比例进行分摊或分享。

10.3.4 除变动成本补偿外，上述修正不联动调整经营主体的其他返还及分摊电费。对于多类修正于同月触发的场景，按合约修正、出清结果修正的计算顺序逐一开展退补结算。

10.4 对于月度结算后的考核补偿结果修正按退补方式进行处理。经营主体需按照规定开展发电侧考核申诉及退补申请，除技术系统故障等原因导致考核补偿边界数据差错外，

原则上不开展发电侧考核补偿退补。

10.4.1 经营主体须在规定时间内通过调度机构技术系统进行首次申诉，由调度机构审核处理并批准考核结果。经营主体对考核结果存在疑义的，需在日清算临时结果反馈截止时间（D+6）之前通过交易系统提交二次申诉。

10.4.2 在月度结算前，调度机构对二次申诉开展数据复核、修正及重推，交易中心按照日清重算处理。

10.4.3 经营主体应在上述申述环节按时准确填写申述内容。由于自身原因未及时在上述环节提交申诉理由或未正确填写申诉理由导致申诉未通过的，后续环节申诉原则上在月度结算前不予再次受理，默认为同意考核补偿结果。仍存在异议的，需具体说明未及时、未正确提出申述的客观原因，并按 10.11.4 流程作跨月退补处理。

10.4.4 若需跨月退补，由经营主体向交易中心提出发电侧考核退补申请，由调度中心核查并出具意见，交易中心依据调度中心出具的意见开展跨月退补结算。

10.4.5 调度机构定期将发电侧、储能考核退补情况向能源监管机构和政府主管部门报备。

10.4.6 除上述场景外，由于技术系统问题导致需进行机组考核补偿修正的，按修正后数据重新计算对应主体的考核补偿退补电费，计入该经营主体电费退补项在实施退补月份一并结算。

10.5 对于涉及调整修正的其他返还电费，按修正后数据重新计算该项返还电费金额，并在退补实施当月开展差额退

补。

10.6 因市场交易和结算规则（细则）、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（细则）或政策开展电费退补。

10.7 对于多类退补事项于同月触发的情景，原则上按交易结果、档案电量、考核申诉及其他返还电费修正、市场政策规则调整的计算顺序逐一开展退补结算。

10.8 市场形成价格不因事后电量或交易结果调整进行重算；因发电企业与售电公司归属于同一集团关联关系与实际不符，不对前期已计算年度、月度双边协商交易相关市场价格、零售市场联动价格进行追溯调整。

10.9 考核、补偿及相关返还及分摊电费的退补调整，如需分摊或分享，纳入实施退补月份按相同原则处理；因电量变化引起差错月份经营主体分摊比例的差异不作退补调整。

10.10 原则上每季度开展一次集中退补计算和分摊，具备条件后逐步按月度开展退补。

10.11 市场代购电源及应急备用煤电机组参照上述原则开展退补结算。

10.12 被处置的违约售电公司在多月集中竞争交易中买卖导致的盈亏应在当月全部予以结算，并在当月出具结算依据。若未按要求向电网公司缴纳的市场化结算费用，由其提交的履约担保赔付。多月集中竞争交易盈亏具体计算方式如下：

$$C_{\text{多月集中竞争合计盈亏 } X1} = \max \left(\sum C_{\text{多月集中竞争月盈亏 } X1, M}, 0 \right)$$

C 多月集中竞争月盈亏 X_1 , $M=Q$ 盈亏净合约量, M^* (P 反向交易综合价, $M-P$ 正向交易综合价, M)

Q 盈亏净合约量, $M=\max\{-Q$ 正向交易净合约量, M, Q 反向交易净合约量, $M\}$

其中:

C 多月集中竞争月盈亏为经营主体 M 月的盈亏金额, M 包括从处置当月 X_1 的次月 (X_1+1) 起, 被处置的违约售电公司存在多月集中竞争交易的所有后续月份;

P 正向交易综合价、 P 反向交易综合价、 Q 正向交易净合约量、 Q 反向交易净合约量分别为 X_1 当月及年内之前月份开展的多月集中竞争交易中, 经营主体在 M 月成交的正向交易与反向交易合约的加权平均价格与净合约量, 发电侧、独立储能、抽水蓄能卖出电量视为正向, 买入电量视为反向; 用电侧卖出电量视为反向, 买入电量视为正向。

C 多月集中竞争合计盈亏 X_1 在处置当月予以结算, 在后续各月的结算中, 应扣除该月于处置月份已结算的盈亏金额 C 多月集中竞争月盈亏 X_1, M^0

如在 X_2 月再次触发盈亏计算, 则按照上述原则重新计算 M 月盈亏, 并与已结算盈亏金额开展差额结算:

C 多月集中竞争合计盈亏 $X_2=\max(\sum C$ 多月集中竞争月盈亏 $X_{2-1}, M, 0)$

C 多月集中竞争月盈亏 $X_{2-1}, M=C$ 多月集中竞争月盈亏 $X_2, M-C$ 多月集中竞争月盈亏 X_1, M

C 多月集中竞争合计盈亏 X_2 在处置当月予以结算, 在后续各月的结算中, 应扣除该月于处置月份已结算的盈亏金额 C 多月集中竞争月盈亏 X_2, M^0 。如后续再次触发盈亏计算, 按上述原则类推处理。在盈亏结算后如有中长期交易合约修正, 已结算的盈亏电费

不予重算。

11 网间平衡结算

11.1 平衡原则

网间平衡结算适用于广东电网公司与深圳供电局之间的结算。由于跨营业区市场化交易结算，导致省级电网企业之间的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，保证两家电网市场化电费收支平衡。

11.2 网间平衡电费按月度随广东电网与深圳电网趸售电能量电费一起结算，其中由电网公司代收代付的售电公司电费根据代理用户所属电网按实际用电量比例分解至广东电网和深圳电网进行结算。若当月无代理用户或代理用户无实际用电量的，售电公司电费全部由广东电网结算。

12 辅助服务结算

调频、备用等辅助服务费用按国家有关政策规定和辅助服务市场规则执行。现阶段，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结算依据，发至省级电网企业开展结算，暂不纳入交易中心网间平衡计算；条件具备时，由交易中心计算并出具结算依据，纳入网间平衡计算。

13 电费结算流程

13.1 市场交易电费由电网企业负责结算，其中用户用电费用由所在地区电网企业（含增量配网企业）收取；发电企业上网电费按其购售电合同关系由相关省级电网企业结算；售电公司费用根据零售用户所属供电营业区由相关省级电网

企业结算。

13.2 电费发行

现阶段，经营主体电能量电费结算纳入电网企业购售电结算管理流程分别如下：

对于发电企业和售电公司，电网企业收到交易中心出具的结算依据后，按购售电合同或结算合同（协议）执行，不迟于每月14日前出具电费账单。

对于市场购电用户，电网企业收到交易中心出具的结算依据后，累加输配电价、政府性基金及附加、功率因数考核等电费项，不迟于每月14日前出具电费账单。代理购电用户参照市场购电用户执行。

13.3 资金收付

各经营主体收到电费账单后，在法规、政策文件或合同（协议）约定的期限内完成电费结算资金的收付。

13.4 电费催缴

如果经营主体未在法规、政策文件或合同（协议）约定的期限内完成电费支付，由电网企业负责催缴。

售电公司未及时足额缴纳电费，保函受益人按有关程序使用其提交的结算保函等信用担保物。

13.5 发票催交

经营主体未在法规、政策文件或合同（协议）约定的期限内提交发票的，由电网企业负责催交；逾期仍未提供的，由交易中心定期进行通报。

14 其他事项

14.1 结算履约义务

经营主体在执行中长期电能量市场成交结果（包括中长期合约、代购市场电量合约、跨省外送电量合约）、电能量现货市场、辅助服务市场结果以及在交易中心登记的零售合同过程中出现以下情形的，除合同双方约定一致外，交易中心仍按本细则进行结算，经营主体仍应当承担结算履约义务：

- （1）输配电设施出现检修或者强迫停运的；
- （2）因台风、雷暴、高温等原因影响发电、用电的；
- （3）因政策原因影响发电、用电的。

本款所称合同双方约定一致仅指合同双方就其所登记备案的合同有关结算内容调整达成一致。

14.2 重大风险处置

交易中心评估售电公司等经营主体存在重大欠费风险或其他不可控风险，经政府主管部门和能源监管机构同意，交易中心可立即实施风险处置措施，包括但不限于对其异常交易产生的盈亏不予结算、暂缓资金结算等。

14.3 其他营销事项

14.3.1 违章用电

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

14.3.2 计量故障

用户计量设备故障且不配合修复的，在电网企业发出故障通知书的规定期限（3日）后，电网企业按照电量拟合规

则提供分时拟合电量，其实际用电量（含计量电量和退补电量）与拟合电量之间的电量差额不纳入市场化退补结算范畴，由电网企业按照电网代理购电用户电价开展电费结算。

14.3.3 用户变更

对于市场购电用户发生用电主体变更业务的，电网企业暂按 1.2 倍代理购电价格进行预收，待次月交易中心返回结算依据后，再进行退补处理。

对于市场购电用户之间发生过户业务的，按双方在电网企业确认过户后的次月，纳入过户后新用户市场交易范围；对于市场购电用户在无正当理由情况下改由电网企业代理购电，其用电价格按电网企业代理购电价格的 1.5 倍执行，后续发生因新装、过户等业务增加的用电户号的，次月起其用电价格按电网企业代理购电价格的 1.5 倍执行。

14.3.4 变损电量

对于“高供低计”的市场购电用户，其变损电量以月度为计算周期，按照全月各时段电量比例（执行峰谷分时政策用户，按照全月峰谷电量比例），叠加计入最后一个用电日各时段用电量中，纳入当日市场化电费结算。

14.3.5 计量电量

现货电能量交易结算以每小时计量（或拟合）的电量开展结算。其中月度电量由每小时电量累加得到，月度峰平谷电量按照峰、平、谷时段对小时电量进行累加计算。

14.3.6 功率因数考核电费

以月度为周期计算电力用户相应的功率因素考核电费，

计算步骤为：（1）按照当月总有功、无功电量折算出该用户当月功率因数；（2）在功率因数调整电费表中查找相应的全月功率因素调整率；（3）以用户到户电费（不含政府性基金及附加）为基础，乘以全月功率因素调整率得到用户当月的功率因数考核电费。

附件 1：电量数据拟合办法

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

1. 当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：

2.1 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。

2.2 当连续时间点内缺点数大于等于 3 个时：

2.2.1 客户配合确认拟合期间发生过停电的，若停电时间区间内存在度差，则度差值作为区间内第一个点的拟合电量，区间内其它点按 0 电量拟合处理；若无度差，则区间内所有点按 0 电量拟合处理。

2.2.2 属于非暂停、非自停、非停电的，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（D 日 1:00-D+1 日 0:00），

即 D+1 号 0:00 点数据为定义为 D 号数据。

具体拟合规则如下：

2.2.2.1 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。

2.2.2.2 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。

2.2.2.3 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。

2.2.2.4 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。

2.2.3 分时电量累计值原则上应与用于月结算的总抄表电量保持一致。各费率时段尖、峰、平、谷电量以对应时段的小时电量累加计算。

2.2.4 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。

2.2.5 计量自动化系统数据已采集或拟合推送后，如发现存在计量装置故障、窃电等造成电量损失的，可在营销系统

按照追退补要求进行电量追退补。

2.2.6 换表事件处理。由于换表期间造成表码缺失，根据换表起止时间，若换表前最后一个整点表码缺失，则将旧表止码替换为该点表码；若换表后第一个整点表码缺失，则将新表起码替换为该点表码。

2.2.7 在存在换表、销户、增容等营销工单情况下，计量系统根据营销工单中的现场截取表码替换相应时刻的表码数据，并将新表码推送至营销系统。

2.2.8 经计算后的拟合电量需转换成拟合表码数据进行推送。转换原则：拟合表码=基准初始表码+（拟合电量/综合倍率）。如用户缺少基准初始表码依然推送拟合电量至营销。

3.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%时，则按照电量追补原则进行处理。

附件 2：经营主体（交易单元）分摊分享

对象		结算科目
批发市场	发电侧	发用电不平衡电费分摊
		机组代购市场电量转让阻塞盈余分摊
		阻塞盈余分摊
		用电考核分享
		跨省外送差额电费分摊（分享）
		并轨不平衡资金分摊
	用户侧	发用电不平衡电费分摊
		偏差收益转移分享
		启动补偿电费分摊
		系统运行补偿电费分摊
	机组中长期偏差考核分享	
市场购电用户	保障居民农业用电价格稳定新增损益分摊	
	其中：变动成本补偿分摊	
	机组考核电费分享	
	煤机超发电能力返还电费分摊（分享）	
	核电政府授权合约差价电费分享	
	并轨不平衡资金分摊	
	电能量峰谷平衡分摊	
	输配电峰谷平衡分摊	
	保底售电平衡资金分摊	
批零结构不匹配考核分摊		

注：若广东电力市场相关政策规则发生调整，则上述经营主体分摊分享科目相应按最新要求执行。