

南方区域电力市场 贵州省内配套市场结算实施细则

1 [总述]

1.1 [目的]

为指导、规范、明确贵州电力市场结算工作，提高结算服务水平，构建规范、高效、透明的结算机制，依据南方区域电力市场有关规则及《南方区域电力市场贵州省内配套交易规则》规定，制定本实施细则。

1.2 [适用范围]

本实施细则主要适用于贵州电力市场电能量交易结算，内容包括：结算价格、非现货市场结算、现货市场结算及其他事项。

涉及需求侧响应、绿色电力交易、保底售电、新型市场主体等的交易结算，按照本实施细则及相关规定执行。

2 [结算价格]

2.1 [非现货市场结算电价]

非现货市场结算电价按照中长期市场交易电价执行。市场化交易用户峰谷电价政策按照政府相关文件规定执行。执行保底服务的用户的保底零售价格按照贵州电力市场相关保底售电具体要求执行。绿色电力价格由电能量价格和绿证价格组成。

无正当理由退出电力市场转由电网企业代理购电的用户，其价格参照《省发展改革委关于进一步组织做好电网企业代理购电工作有关事项的通知》（黔发改价格〔2023〕497号），按电网企业代理购电价格的1.5倍执行。

2.2 [现货市场结算电价]

发电侧现货市场结算电价为交易单元所在节点的节点电价，用户侧现货市场结算电价采用统一结算点电价。报量不报价参与现货市场的新能源项目，现货市场价格按报量报价参与现货市场的新能源项目加权均价执行。参与现货市场的独立储能，充电时，现货市场价格按用户侧统一结算点的分时电价执行；放电时，按照报量不报价新能源项目结算价格及方式结算。穿透结算电量按照所签订的零售套餐与售电公司进行结算，其余电量按照固定价格结算。

3 [非现货环境下市场结算]

3.1 [用户侧结算]

3.1.1 [市场交易结算]

批发侧电力用户、售电公司、电网代理购电市场结算电费包括中长期交易合约电量电费、偏差电量电费。

市场结算电费=中长期合约电量电费+偏差电量电费

中长期合约电量电费=中长期交易合约电量×合约电价

偏差电量电费=市场偏差电量×偏差结算价格=(实际结算电量-中长期交易合约电量)×偏差结算价格

3.1.2 [市场偏差电量结算]

用户侧市场偏差电量分为超用电量 and 少用电量，偏差结算价格分为超用电量结算价格和少用电量结算价格。超用电量支付购电费用，超用电量结算价格作为平段价格结算；少用电量获得售电收入。当售电公司代理用户月度实际总用电量偏离售电公司月度交易计划时，由售电公司承担偏差电量

电费。

超用电量结算价格=发电侧上调服务电量的加权均价×U1，U1为用户侧超用电量惩罚系数，分为U11、U12、U13。超用电量在其计划电量5%内（包含）部分，按U11执行；超用电量在其计划电量5%外部分，按U12执行；当月系统未调用上调服务时，以月度集中竞价交易最高成交价（或者统一出清价）乘以U1结算超用电量；如未开展月度集中竞价或集中竞价电量占月度直接交易成交电量（不含电网代理购电量）比例低于20%（不含），以批发侧月度市场化直接交易签约加权均价乘以U1结算超用电量；对于零售侧已签订合同、批发侧未签订任何合同的售电公司，其实际用电量按照超用电量价格进行结算，按U13执行。

少用电量结算价格=发电侧下调服务电量的加权平均价×U2，U2为用户侧少用电量惩罚系数，分为U21、U22。少用电量在其计划电量5%内（包含）部分，执行U21；少用电量在其计划电量5%外部分，执行U22。当月系统未调用下调服务时，以月度集中竞价交易最低成交价（或者统一出清价）乘以U2结算少用电量。如未开展月度集中竞价或集中竞价电量占月度直接交易成交电量（不含电网代理购电量）比例低于20%（不含），以批发侧月度市场化直接交易签约加权均价乘以U2结算少用电量。

3.1.3 [电网代理购电结算]

电网代理购电实际结算电量=燃煤发电机组总上网电量-“黔电送粤”实际结算电量-直接交易用户（包含批发用户、

售电公司) 实际结算电量-周边电网实际结算电量。当电网代理购电月度总实结电量小于 0 时, 按零执行。市场机组欠发电量产生的结算方式按照相关文件执行。其中, “黔电送粤”、周边电网实际结算电量包含线损电量, 直接交易用户实际结算电量需扣减绿电交易及新能源电能量交易电量。

电网代理购电偏差电量结算价格参照 3.1.2 执行。

3.2 [发电侧结算]

3.2.1 [上网电量分割]

燃煤发电企业上网电量分割顺序为“黔电送粤”电量、市场交易电量(含省内中长期交易电量、周边跨省区交易电量和电网代购电量); “黔电送粤”电量不参与市场交易结算, 燃煤发电企业实际上网电量扣减“黔电送粤”电量后, 进行市场交易结算。新能源企业上网电量分割顺序为绿电交易电量、电能量交易电量; 新能源企业无中长期交易合同, 其上网电量按相关规定执行。

为按时支付发电企业上网电费, 在广州电力交易中心推送“黔电送粤”结算依据前, 暂按贵州电网公司提供的“黔电送粤”预结算电量, 开展燃煤发电机组上网电量分割及交易预结算工作; 待结算依据推送后, 再开展相关清算。

3.2.2 [市场交易结算]

发电企业的市场结算电费包括中长期交易合约电量电费、偏差电量电费。

市场结算电费=中长期合约电量电费+偏差电量电费

中长期合约电量电费=中长期交易合约电量×合约电价

其中，中长期合约电量包含省内中长期合约电量、周边跨省区合约电量、电网代理购电合约电量，不含“黔电送粤”合约电量。

偏差电量电费=偏差电量×偏差结算价格=(实际上网电量-“黔电送粤”电量-中长期交易合约电量)×偏差结算价格

3.2.3 [市场偏差电量电费结算]

发电侧市场偏差电量指发电企业相比较中长期合约计划总电量的超发或者少发电量；偏差结算价格分为超发电量结算价格和少发电量结算价格。超发电量获得售电费用，少发电量支付购电费用。“黔电送粤”电量由贵州电网公司提供。

超发电量结算价格=发电侧下调服务电量加权均价×K1，K1为发电侧超发电量惩罚系数。当月系统未调用下调服务时，以月度集中竞价交易最低成交价（或者统一出清价）乘以K1结算超发电量；如未开展月度集中竞价或集中竞价电量占月度直接交易成交电量（不含电网代理购电量）比例低于20%（不含），以批发侧月度市场化直接交易签约加权均价乘以K1结算超发电量；新能源企业超发电量由电网企业收购并按政府定价结算。后期新能源结算按照相关文件执行。

少发电量结算价格=发电侧上调服务电量的加权均价×K2，K2为发电侧少发电量惩罚系数。当月系统未调用上调服

务时，以月度集中竞价交易最高成交价（或者统一出清价）乘以 K2 结算少发电量；如未开展月度集中竞价或集中竞价电量占月度直接交易成交电量（不含电网代理购电量）比例低于 20%（不含），以批发侧月度市场化直接交易签约加权均价乘以 K2 结算少发电量；非自身原因导致发电企业少发电量的情况由贵州省能源局认定，认定后，发电侧非自身原因的少发电量惩罚系数按 K3 执行。

3.3 [发用电不平衡资金结算]

中长期市场发用电量不平衡资金为批发侧电力用户、售电公司、电网代理购电市场结算电费与发电侧市场结算电费的差值，由发电侧按照实际上网电量比例进行分摊或分享。

中长期市场发用电量不平衡资金=用户侧市场结算电费-发电侧市场结算电费

用户侧市场结算电费=批发侧电力用户市场结算电费+售电公司市场结算电费+电网代理购电市场结算电费

发电侧市场结算电费=批发侧火电机组市场结算电费+批发侧新能源项目市场结算电费

非市场机组代发市场电量时，用户侧市场结算电费只计算中长期交易合约对应的市场机组的电量电费。非市场机组代替市场机组完成的直接交易电量产生的价差电费，按照相关规则执行。

3.4 [“黔电送粤”电量结算]

燃煤发电机组“黔电送粤”实际送电量提供后，按照电网公司提供的燃煤发电机组“黔电送粤”实际送电量及结算

电费进行清算，对电网代理购电实结电量电费、燃煤发电机组偏差电量电费进行清算，对中长期市场发用电量不平衡资金进行计算并分摊或分享，连同次月预结算结果一并发布。

3.5 [绿电结算]

电力用户与新能源企业发电项目开展绿色电力交易时，按照证电分离方式结算，即电能量部分按照合同电量及偏差电量结算方式开展电能量结算，绿证部分按当月合同电量、发电企业上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定结算电量，以绿证价格结算。

3.6 [独立储能结算]

独立储能中长期电能量市场交易电费参照新能源项目结算方式、按“月清月结”模式结算。独立储能放电时，交易电价按其与电力用户(售电公司)签订的合同结算。独立储能充电时，其相应充电电量按国家规定免收输配电价、政府性基金及附加，充电电价由交易电价、上网环节线损费用、系统运行费用组成，其中交易电价按其签订的交易合同结算，上网环节线损费用根据交易电价和国家核定的上网环节综合线损率计算，系统运行费按贵州电网有限责任公司每月公布的标准执行。独立储能峰谷分时电价机制按有关规定执行。偏差处理按照市场偏差电量结算执行。

3.7 [周边跨省跨区交易线损电量结算]

根据国家和贵州省相关政策文件，周边跨省跨区交易线损电量由市场化机组按实际上网电量占比进行分摊。

周边跨省跨区交易线损电费=周边跨省跨区线损电量 ×

周边跨省跨区交易电价。周边跨省跨区线损电量=周边跨省跨区交易用户实结电量×线损率/(1-线损率)。其中，周边跨省跨区交易线损电费按周边跨省跨区交易用户的实结电量分别计算后汇总形成；线损率按国家核定标准执行，如遇国家及省内相关政策调整，从其规定。

4 [现货环境下市场结算]

4.1 [结算周期]

电力批发市场采用“日清月结”“月度平衡”的结算模式，电费计算周期为日，以小时为基本计算时段，出具日清分临时结算结果，发用电侧分开解耦结算，各经营主体合同电量和偏差电量分开计算，统一结算。以月度为周期出具结算依据，开展电费结算，根据需要开展退补清算。

零售市场以月度为周期开展结算，并出具结算依据。

4.2 [结算模式]

4.2.1.1 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。对参与跨省和省内交易的经营主体，中长期合约包括跨省和省内中长期合约。

4.2.1.2 中长期市场根据合同约定价格（即按规则分解后的净合约综合价）对中长期合约电量做全电量结算；现阶段中长期合约阻塞电费由发电企业分摊或分享，后期根据市场运行情况进行调整明确。

4.2.1.3 日前市场根据日前市场出清结果与中长期合

约电量的差值做偏差结算，偏差结算价格为日前市场价格。

4.2.1.4 实时市场根据实际上网电量（或实际用电量）与日前市场出清结果的差值做偏差结算，偏差结算价格为实时市场价格。

4.2.1.5 独立储能现货市场电能量交易电费按“日清月结”模式对发、用两侧分别结算，由中长期合约电费、中长期阻塞电费、日前偏差电费、实时偏差电费、考核电费和分摊返还电费等组成。

4.2.1.6 按照经营主体“权责对等”的原则，分科目对机组启动补偿电费、机组返还电费、市场盈余等电费项独立记录，明确分摊（返还）方式。

4.3 [结算流程]

4.3.1 [结算数据准备]

4.3.1.1 中长期交易电量按照《南方区域电力市场贵州省内配套现货中长期电能量交易实施细则》规定，D+1日完成中长期合约曲线准备。

4.3.1.2 电力调度机构在运行日提前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。电力交易机构D-1日从电力调度机构获取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：发电侧的所有节点日前、实时市场出清上网电量、出清价格、实际上网电量、用户侧日前申报电量、日前及实时市场统一结算点电价、实际用电量。调度机构负责计算并出具运行补偿电费、机组日内临时非计划停运偏差费用返还、机组实时发电计划

执行偏差费用返还、机组限高考核电费、机组限低考核电费等计算结果。

4.3.1.3 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。交易系统在运行日（D日）10:00时前将日清分的电力用户清单、机组清单推送给营销系统，营销系统组织核对档案、并向交易系统推送电力用户清单、机组清单修正结果，D+1日12:00前，交易系统形成最终的D日结算清单推送给营销系统。

4.3.1.4 运行日后第3天（D+3日）10:00，电网企业以机组和计量点为最小单位，采集全部市场用户、机组的分时表码（含拟合）；在运行日后第3天（D+3日）下午17:00，电网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。

4.3.1.5 无分时计量数据或分时计量数据采集失败时，由电网企业依据拟合规则提供电量拟合数据用于市场化结算。拟合办法详见附件二。

4.3.2 【日清分】

4.3.2.1 跨省区市场日清分临时结果是省内市场日清分的边界条件。在D+5工作日，交易中心通过统一电力交易平台获取跨区跨省日清分临时结果。

4.3.2.2 在2个工作日内（D+7工作日），交易中心按照交易规则和结算细则开展三部制联合计算，叠加分摊及返

还电费计算结果，生成经营主体日清分临时结果并向经营主体发布，同步将日清分临时结果推送营销系统。

4.3.2.3 在 D+7 工作日 17:00 前，交易中心组织经营主体完成日清分临时结果确认，在 1 个工作日内反馈意见，在规定时间内无反馈的视同确认无异议。对于经营主体反馈的电量电费异常，根据异常原因启动相应的电量电费冲正及退补流程，其中电量异常需启动电量异常确认流程。

4.3.2.4 在 M+6 日 17:00 前，交易中心通过统一电力交易平台将参与跨区跨省点对点交易的市场机组、售电公司和批发电力用户的分时电量冲正结果以工单形式推送广州电力交易中心结算部门。

4.3.2.5 在 M+8 日 17:00 交易中心完成日清分重算。

4.3.2.6 M-3 日进入月结算周期，所有工作调整为按自然日管控。

4.3.3 [月结算]

4.3.3.1 电网企业每月 6 日前完成上月修正电量推送。经营主体的月度电量为该月各日分时电量合计。

4.3.3.2 在 M+10 日 18:00 前，交易中心通过统一电力交易平台依据日清分重算结果计算电力用户、市场机组月度临时结算依据，并推送经营主体核对。

4.3.3.3 在 M+11 日 12:00 前，交易中心组织经营主体完成电力用户、市场机组月度临时结算依据确认。

4.3.3.4 在 M+12 日 17:00 前，交易中心通过统一电力交易平台正式发布电力用户、市场机组月度正式结算依据，

并推送营销系统。若电力现货市场结算基础数据延迟，则出具正式结算结果的日期相应顺延。

4.3.3.5 电网企业及各经营主体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。

4.3.3.6 在日清、月结结果确认过程中，交易中心负责对经营主体市场结算电费异常进行处理，电网企业负责对电量异常进行处理。

4.4 [批发市场结算]

4.4.1 [用户侧结算]

用户侧（售电公司和批发用户）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。公式为：

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

其中： $C_{\text{支出}}$ 为用户侧电费支出；

$C_{\text{中长期合约}}$ 为用户侧中长期合约电能量电费；

$C_{\text{日前}}$ 为用户侧日前市场偏差电能量电费；

$C_{\text{实时}}$ 为用户侧实时市场偏差电能量电费；

$C_{\text{分摊}}$ 为用户的系统运行补偿等分摊电费，具体见 4.6 节；

$C_{\text{返还}}$ 为用户的用户侧偏差收益转移等返还电费，具体见 4.6 节。

4.4.1.1 中长期合约全电量结算

用户侧中长期合约以小时为周期开展全电量结算，按照净合约分时电量、合约分时价格（净合约综合价）计算中长期电能量电费。公式为： $C_{\text{中长期合约}, t} = \sum (Q_{\text{中长期净合约}, t} \times P_{\text{中长期净合约}, t})$

其中： $C_{\text{中长期合约}, t}$ 为 T 时段所有用户中长期电能量电费；

$Q_{\text{中长期净合约}, t}$ 为 T 时段中长期净合约电量；

$P_{\text{中长期净合约}, t}$ 为 T 时段中长期净合约综合价格。

4.4.1.2 日前市场偏差结算

市场起步初期，日前市场出清采用发电侧单边报价模式，批发市场用户根据日前市场申报的分时电量（双边报价模式下为用户日前市场所出清的 T 时段电量）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：

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

其中： $C_{\text{日前}, t}$ 为所有用户 T 时段日前市场偏差电能量电费支出；

$Q_{\text{日前}, t}$ 为用户日前市场所申报的 T 时段需求电量（双边报价模式下，为用户日前市场所出清的 T 时段电量）；

$Q_{\text{中长期净合约}, t}$ 为 T 时段中长期净合约电量；

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

4.4.1.3 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：

$$C_{\text{实时}, t} = \sum [(Q_{\text{实时}, t} - Q_{\text{日前}, t}) \times P_{\text{实时统一}, t}]$$

其中： $C_{\text{实时}, t}$ 为所有用户实时市场偏差电能量电费支出；

$Q_{\text{实时}, t}$ 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；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场 T 时段统一结算点电价。

4.4.2 [电网企业代理购电结算]

电网企业代理购电电费包括电网代理购电交易中中长期合约电能量电费、电网代理购电日前市场偏差电能量电费、电网代理购电实时市场偏差电能量电费、电网代理购电负电量价差返还电费、分摊电费、返还电费等，以上所有费用均纳入电网代购市场电量购电成本。公式为：

$$C_{\text{支出}} = C_{\text{中长期合约}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}} + C_{\text{负电量价差返还}} + C_{\text{分摊}} + C_{\text{返还}}$$

其中： $C_{\text{支出}}$ 为电网企业的代理购电电费支出；

$C_{\text{中长期合约}}$ 为电网企业的代理购电交易中中长期合约电能量电费；

$C_{\text{日前}}$ 为电网企业的代理购电日前市场偏差电能量电费；

$C_{\text{实时}}$ 为电网企业的代理购电实时市场偏差电能量电费；

$C_{\text{负电量价差返还}}$ 为电网企业代理购电出现负电量时，电网企业应返还至市场的损益；

$C_{\text{分摊}}$ 为电网企业对应的代理购电分摊电费，具体见 4.6 节；

$C_{\text{返还}}$ 为电网企业对应的代理购电返还电费，具体见 4.6 节。

4.4.2.1 中长期合约全电量结算

电网企业代理购电交易中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、合约分时价格计算中长期电能量电费。电网企业代理购电中长期合约电量为正数代表电网企业买入电量，支付电费；电网企业代理购电中长期合

约电量为负数代表电网企业卖出电量，获得收入。公式为：

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

其中： $C_{\text{中长期合约},t}$ 为电网企业的代理购电交易中中长期合约电能量电费；

$Q_{\text{中长期合约},t}$ 为电网企业的代理购电交易各中长期合约对应T时段的合约电量；

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为电网企业代理购电交易各中长期合约电量对应T时段的合约价格。

4.4.2.2 日前市场偏差结算

根据电网企业日前市场申报的分时电量与中长期净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：

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

$$Q_{\text{中长期净合约},t} = \sum Q_{\text{中长期合约},t}$$

其中： $C_{\text{日前},t}$ 为电网企业的代理购电T时段日前市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{日前},t}$ 为电网企业日前市场申报的T时段电网代理购电的需求电量；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为电网企业代理购电交易对应T时段的中长期净合约电量；

$Q_{\text{中长期合约},t}$ 为电网企业的代理购电交易各中长期合约对应T时段的合约电量；

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

4.4.2.3 实时市场偏差结算

根据电网企业代理购电实际分时电量与电网企业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：

$$C_{\text{实时},t} = [(Q_{\text{实时},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时统一},t}]$$

$$Q_{\text{实时},t} = \Sigma Q_{\text{市场电源},t} - \Sigma Q_{\text{批发用户},t} - \Sigma Q_{\text{跨省区交易},t} - \Sigma Q_{\text{周边交易},t}$$

其中： $C_{\text{实时},t}$ 为电网企业 T 时段代理购电实时市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{实时},t}$ 为电网企业 T 时段代理购电实际购市场电源的电量；

$Q_{\text{日前},t}$ 为电网企业日前市场 T 时段电网代理购电申报电量；

$\Sigma Q_{\text{市场电源},t}$ 为 T 时段市场电源总结算电量；

$\Sigma Q_{\text{批发用户},t}$ 为 T 时段全体批发用户（售电公司）的市场电量；

$\Sigma Q_{\text{跨省区交易},t}$ 为 T 时段跨省区交易的市场电量；

$\Sigma Q_{\text{周边交易},t}$ 为 T 时段周边交易的市场电量；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场（用户侧）T 时段统一结算点电价。

4.4.2.4 电网代理购电负电量价差返还

电网企业的代理购电出现负电量时，视同电网企业代理购电源向市场反向供电，应向市场返还因此造成的损益。

$$C_{\text{负电量价差返还}} = \Sigma C_{\text{负电量价差返还},t}$$

当 $Q_{\text{实时},t} \geq 0$ 时， $C_{\text{负电量价差返还},t} = 0$

当 $Q_{\text{实时},t} < 0$ 时， $C_{\text{负电量价差返还},t} = P_{\text{优购}} \times Q_{\text{实时},t} - \Sigma (Q_{\text{中长期合约},t} \times P_{\text{中长期合约},t}) - [(Q_{\text{日前},t} - \Sigma Q_{\text{中长期合约},t}) \times P_{\text{日前统一},t}] - [(Q_{\text{实时},t} - Q_{\text{日前},t}) \times P_{\text{实时统一},t}]$

日前, t) $\times P_{\text{实时统一, t}}$]

其中： $C_{\text{负电量价差返还}}$ 为电网企业代理购电出现负电量时，电网企业应返还至市场的损益；

$C_{\text{负电量价差返还, t}}$ 为电网企业 T 时段代理购电出现负电量时，电网企业应返还至市场的损益；

$P_{\text{优购}}$ 为非市场机组代发直接交易电量加权上网电价，由电网企业提供；

$Q_{\text{中长期合约, t}}$ 为电网企业的代理购电交易各中长期合约对应 T 时段的合约电量；

$P_{\text{中长期合约, t}}$ 为电网企业代理购电交易各中长期 T 时段合约电量对应的合约价格；

$Q_{\text{日前, t}}$ 为电网企业日前市场申报的 T 时段电网代理购电的需求电量；

$P_{\text{日前统一, t}}$ 为日前市场（用户侧）T 时段统一结算点电价；

$Q_{\text{实时, t}}$ 为电网企业 T 时段代理购电实际购电量；

$P_{\text{实时统一, t}}$ 为实时市场（用户侧）T 时段统一结算点电价。

4.4.3 [发电侧结算]

发电侧结算以机组（新能源以项目）为交易单元开展，电费由中长期合约电能量电费、跨区跨省不平衡电费、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、补偿电费、返还电费及考核电费构成。公式为：

$$R = R_{\text{跨区跨省不平衡}} + R_{\text{中长期合约}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{中长期合约阻塞}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{返还及考核}}$$

其中： R 为电厂交易单元的电费收入；

$R_{\text{跨区跨省不平衡}}$ 为电厂交易单元跨区跨省交易的不平衡费用；

$R_{\text{中长期合约}}$ 为电厂交易单元中长期合约（含电网代理购电交易中长期合约、跨区跨省中长期合约）电能量电费收入；

$R_{\text{日前}}$ 为电厂交易单元日前市场偏差电能量电费收入；

$R_{\text{实时}}$ 为电厂交易单元实时市场偏差电能量电费收入；

$R_{\text{中长期合约阻塞}}$ 为电厂交易单元中长期合约阻塞电费收入；

$R_{\text{补偿}}$ 为电厂交易单元的补偿电费，具体见 4.6 节；

$R_{\text{返还及考核}}$ 为电厂交易单元的返还与考核电费，具体见 4.6 节。

4.4.3.1 [跨区跨省交易的省内不平衡费用]

跨区跨省不平衡费用承接广州电力交易中心出具的结算依据，包含跨区跨省不平衡资金及广州电力交易中心出具的除跨区跨省不平衡资金外的其他费用，由送端发电企业机组分摊或分享，按照机组承担的跨区跨省中长期交易电量（含跨省优先发电计划）比例进行结算。公式为：

$$R_{\text{跨区跨省不平衡}} = \sum R_{\text{跨区跨省不平衡}, t}$$

$$R_{\text{跨区跨省不平衡}, t} = R_{\text{跨区跨省总不平衡}, t} \times Q_{\text{跨区跨省中长期合约}, t} \div \sum Q_{\text{跨区跨省中}}$$

长期合约, t

其中： $R_{\text{跨区跨省不平衡}}$ 为电厂交易单元跨区跨省交易的不平衡费用；

$R_{\text{跨区跨省不平衡}, t}$ 为电厂交易单元 T 时段跨区跨省交易的不平衡费用；

$R_{\text{跨区跨省总不平衡}, t}$ 为对应跨区跨省送电类别 T 时段省内需分摊或返还的不平衡费用；

$Q_{\text{跨区跨省中长期合约}, t}$ 为某交易单元对应跨区跨省送电类别 T 时

段中长期合约电量；

$\Sigma Q_{\text{跨区跨省中长期合约},t}$ 为该跨区跨省送电类别 T 时段各交易单元中长期总合约电量。

4.4.3.2 [中长期合约电费结算]

发电侧按照交易单元中长期合约分时电量和合约分时价格计算全电量电费。公式为：

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

其中： $R_{\text{中长期合约},t}$ 为电厂交易单元长期合约 T 时段电能量电费；

$Q_{\text{中长期合约},t}$ 为电厂交易单元中长期合约 T 时段的合约电量（含电网代理购电交易中长期合约、跨区跨省中长期合约）；

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为电厂交易单元中长期 T 时段合约电量（含电网代理购电交易中长期合约、跨区跨省中长期合约）对应的结算价格。

4.4.3.3 [日前市场偏差结算]

根据日前市场出清电量与中长期净合约电量的差额，以日前市场节点电价计算日前市场偏差电费。公式为：

$$R_{\text{日前偏差},t} = \Sigma [(Q_{\text{日前出清},t} - Q_{\text{中长期净合约},t}) \times P_{\text{日前},t}]$$

$$Q_{\text{中长期净合约},t} = \Sigma Q_{\text{中长期合约},t}$$

其中： $R_{\text{日前偏差},t}$ 为电厂交易单元日前市场 T 时段偏差电能量电费；

$Q_{\text{日前出清},t}$ 为电厂交易单元日前市场 T 时段出清电量；

$Q_{\text{中长期净合约},t}$ 为电厂交易单元中长期 T 时段的净合约电量（含电网代理购电交易中长期合约、跨区跨省中长期合约）；

$P_{\text{日前},t}$ 为电厂交易单元所在节点日前市场 T 时段结算电价。

4.4.3.4 [实时市场偏差结算]

发电侧根据交易单元的实际分时上网电量与日前市场出清的分时电量差额，以实时市场节点电价计算实时市场偏差电费。公式为：

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

其中： $R_{\text{实时偏差},t}$ 为电厂交易单元在 T 时段实时市场偏差电能量电费；

$Q_{\text{实时上网},t}$ 为电厂交易单元在 T 时段的上网电量；

$Q_{\text{日前出清},t}$ 为电厂交易单元在 T 时段的日前出清电量；

$P_{\text{实时},t}$ 为电厂交易单元所在节点实时市场 T 时段结算价格。

4.4.3.5 [中长期合约阻塞电费结算]

市场主体中长期合约阻塞费用包括：省内中长期合约阻塞费用、跨区跨省中长期合约省内阻塞费用。其中，省内中长期合约阻塞电费按照电厂交易单元的省内中长期交易分时净合约电量，以交易单元的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；跨省中长期合约省内阻塞费用按照交易单元的跨省中长期交易分时净合约电量，以交易单元的日前市场节点电价和跨省日前送出侧关

口节点电价的差值结算，计算公式为：

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

$$R_{\text{跨省中长期合约阻塞},t} = \sum [Q_{\text{跨省中长期净合约},t} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{日前送出侧关口},t})]$$

其中： $R_{\text{省内中长期合约阻塞}}$ 为电厂交易单元省内中长期合约阻塞电费；

$Q_{\text{省内中长期净合约},t}$ 为电厂交易单元省内中长期T时段的净合约电量（含电网代理购电交易省内中长期合约）；

$P_{\text{日前},t}$ 为日前市场电厂交易单元所在节点的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；

$R_{\text{跨省中长期合约阻塞}}$ 为该交易单元跨省中长期合约阻塞电费；

$Q_{\text{跨省中长期净合约},t}$ 为该交易单元跨省中长期T时段的净合约电量；

$P_{\text{日前送出侧关口},t}$ 为跨省送出侧关口节点价格。

初期，跨区跨省中长期合约阻塞电费先按分时计算各电厂交易单元跨区跨省中长期合约阻塞电费，月末汇总后，按参与跨区跨省中长期交易的电厂交易单元上网电量比例分摊或分享。省内中长期合约阻塞电费先按分时计算各电厂交易单元省内中长期合约阻塞电费，月末汇总后，按参与省内中长期交易的电厂交易单元上网电量比例分摊或分享。后期根据市场运行情况及南方区域电力市场相关规则适时调整。

4.4.3.6 [特殊情况处理方式]

省内市场中止，省内转为非现货结算模式，按省内细则执行；跨省市场结算按照南方区域相关规定执行。

4.5 [零售市场结算及终端用户结算]

4.5.1 [零售市场电能量费用结算]

4.5.1.1 交易中心负责零售合同登记和结算的统一管理，根据电力零售市场需求，建立零售市场结算管理制度，编制零售合同文本，并在交易系统开发零售合同管理、结算等功能模块。

4.5.1.2 售电公司和零售用户开展电能量零售交易必须签订零售合同，并在交易系统登记备案。建立零售用户零售电价与售电公司批发交易电价之间的电价联动与传导机制，通过零售套餐方式在零售合同中予以明确。

4.5.1.3 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。

4.5.1.4 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生成电子化合同。

4.5.1.5 交易中心以月度为周期开展电能量零售结算，根据实际用电量及交易系统固化的零售结算模式计算零售用户电能量电费。

4.5.1.6 售电公司在零售市场中应收取的零售用户电能量电费总额，减去售电公司在批发市场应支付的电能量电费，作为售电公司月度电能量交易毛利。

4.5.1.7 零售用户因其对应的售电公司被强制退出市场等情形启动保底售电，已参与市场化交易但未签订交易合同的电力用户进入保底售电，由保底售电公司为其提供保底售电服务，保底用户默认按保底交易合同参与零售结算，全电量按保底零售价格按月结算，不再另行签订协议。

保底售电公司不具备参与现货结算试运行条件时，保底售电公司批发市场购电费用结算按现行中长期交易相关和保底售电实施方案执行；保底售电公司具备参与现货结算试运行条件后，批发市场购电费用结算按电力现货市场相关规则和保底售电实施方案执行。

4.5.2 [终端到户价格]

电力用户（包括批发用户和零售用户）终端到户价格包括批发电能量价格（适用批发用户）或零售合同电能量价格（适用零售用户）、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加和功率因数调整电费等。

4.5.3 [费用收取]

电力用户（包括批发用户和零售用户）的输配电费、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加费用等按照用电电压等级、用电类别以及国家和贵州省有关标准按实收取。

4.5.4 [功率因数调整]

功率因数调整电费根据《功率因数调整电费办法》及相关法律法规收取。

4.6 [分摊及返还电费]

月度结算时，有机组运行补偿电费（含机组启动补偿电费）、机组日内临时非计划停运偏差费用返还、机组实时发电计划执行偏差费用返还、机组限高考核电费、机组限低考核电费、用户偏差收益转移电费、用户侧中长期交易偏差收益回收、发电侧中长期交易偏差收益回收、市场部分阻塞盈余、市场发用电量不平衡偏差电费、保障居民农业用电价格稳定新增损益分摊（分享）电费、四舍五入差额、收益调节电费、电网代理购电负电量价差返还等 17 项分摊及返还电费。

按月计算资金分摊及返还费用时，按批发交易用户和电网代理购电对应的电网企业月度电量占比进行分摊，如果批发交易用户或电网企业月度汇总电量为负数，则按 0 处理。

4.6.1 [机组日内临时非计划停运偏差费用返还]

机组日内临时非计划停运偏差费用返还以月度为单位，由售电公司（含批发用户）及代理购电用户按当月市场电量比例进行分享。

4.6.2 [运行补偿费用]

运行补偿费用（含启动补偿费用）以月度为单位，由售电公司（含批发用户）及代理购电用户按当月市场电量比例分摊，设置度电分摊上限 M ，达到上限后，对各机组系统运行补偿进行等比例打折。火电发电成本政府未核定前，取最近一个结算月度火电企业市场交易结算均价。

4.6.3 [机组实时发电计划执行偏差费用返还]

4.6.3.1 机组实时发电计划执行偏差费用返还以月度为单位，由售电公司（含批发用户）及代理购电用户按当月市场电量比例进行分享。

4.6.4 [机组限高考核电费]

4.6.4.1 机组限高考核电费分配以月度为单位，由售电公司（含批发用户）及代理购电用户按当月市场电量比例进行分享。

4.6.5 [机组限低考核电费]

4.6.5.1 机组限低考核电费分配以月度为单位，由售电公司（含批发用户）及代理购电用户按当月市场电量比例进行分享。

4.6.6 [售电公司（含批发用户）和电网代理购电偏差收益转移]

对于售电公司（含批发用户）和电网代理购电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 λ_0 的，回收允许偏差外的实时市场与日前市场分时价格的价差收益。售电公司（含批发用户）和电网代理购电偏差收益转移电费以月度为单位，按市场电量比例返还给售电公司（含批发用户）和电网代理购电对应的电网企业。

电网代理购电实际购市场为负电量时，电网代理购电不计算偏差收益转移，同时不参与偏差收益电费的返还。

公式为：

当 $Q_{\text{申报},t} > Q_{\text{用电},t} \times (1 + \lambda_0)$ ，且 $P_{\text{实时统一},t} > P_{\text{日前统一},t}$ 时，

$$C = \sum [Q_{\text{申报},t} - Q_{\text{用电},t} \times (1 + \lambda_0)] \times (P_{\text{实时统一},t} - P_{\text{日前统一},t});$$

当 $Q_{\text{申报},t} < Q_{\text{用电},t} \times (1 - \lambda_0)$ ，且 $P_{\text{实时统一},t} < P_{\text{日前统一},t}$ 时，

$$C = \sum [(Q_{\text{用电},t} \times (1 - \lambda_0) - Q_{\text{申报},t}] \times (P_{\text{日前统一},t} - P_{\text{实时统一},t})。$$

其中：

C 为需转移的用户偏差收益；

$Q_{\text{用电},t}$ 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；

$P_{\text{实时统一},t}$ 为实时市场 T 时段统一结算点电价；

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

λ_0 为价差收益允许的偏差比例。

4.6.7 [批发交易用户和电网代理购电中长期交易偏差收益回收]

按照国家及贵州省有关电力中长期合同签订履约工作的规定，对用户侧实施中长期交易偏差收益回收。

4.6.7.1 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，批发交易用户和电网代理购电的中长期交易当月交易电量应不小于其月度实际结算市场电量的 $u\%$ ，允许负偏差 $v\%$ 范围内的偏差电量不进行收益回收。对允许负偏差范围外的电量部分，以月度为周期，按度电回收价格进行收益回收，公式为：

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

其中： $P_{\text{度电回收价格}}$ 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平均价，缺失时由电网

代购市场电量成交价替代，如有变化，将在贵州电力现货市场结算试运行实施方案或交易公告中进行明确；

$P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}$ 为当月全体批发交易用户、电网代理购电的日前市场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；

h 为偏差收益回收调整系数。

4.6.7.2 批发交易用户和电网代理购电中长期交易偏差收益原则上由发电侧有省内交易的交易单元按其全月上网电量的比例分享。

4.6.7.3 电网代理购电部分的偏差收益回收由电网企业负责按照相关文件政策传导至电网代理购电用户。

4.6.7.4 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中长期偏差收益回收电费不作调整。

4.6.8 [发电侧中长期交易偏差收益回收]

按照国家及贵州省有关电力中长期合同签订履约工作的规定，对交易单元实施中长期交易偏差收益回收。

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，交易单元年度、月度中长期成交电量应不小于全月市场电量（为负时置零）的 $u\%$ ，允许负偏差 $v\%$ 范围内的偏差电量不进行收益回收。对允许负偏差范围外的电量部分，以月度为周期，按度电回收价格进行收益回收。公式为：

$$P_{\text{交易单元年度电回收价格}} = (P_{\text{交易单元日前市场月度加权平均综合电价}} - P_{\text{月竞均价}}) \times h$$

其中： $P_{\text{交易单元年度电回收价格}}$ 为发电侧交易单元度电回收价格，

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平均价，缺失时由电网代购市场电量成交价替代，具体以试运行实施方案为准；

$P_{\text{交易单元日前市场月度加权平均综合电价}}$ 为日前市场当月内该交易单元所有节点电价按对应时段市场电量占比进行加权计算值；

h 为偏差收益回收调整系数。

4.6.8.1 发电侧中长期偏差收益回收电费以月度为单位，按全月用电量比例返还给用户侧。

4.6.8.2 月度结算结果发布以后，发电侧日前市场月度加权平均综合电价和发电侧中长期偏差收益回收电费不作调整。

4.6.9 [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直接参与交易的市场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。

4.6.9.1 [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出清时用户申报结算电量与市场交易单元日前出清电量不同引起，计算公式如下：

$$R_{\text{发用电量不平衡偏差, } t} = [Q_{\text{用户日前申报, } t} + Q_{\text{电网代购市场日前申报电量, } t} - (Q_{\text{日前交易单元出清市场电量, } t} - (Q_{\text{跨省中长期合约, } t} + Q_{\text{跨省日前偏差, } t}))] \times (P_{\text{日前统一结算价, } t} - P_{\text{实时统一结算价, } t})$$

其中： $Q_{\text{用户日前申报},t}$ 为用户日前 T 时申报总电量；
 $Q_{\text{电网代购市场日前申报电量},t}$ 为电网代理购电 T 时申报总电量；
 $Q_{\text{日前交易单元出清市场电量},t}$ 为直接参与交易的市场机组日前 T 时出清总市场电量；
 $Q_{\text{跨省中长期合约},t}$ 为 T 时段按送电类别贵州电网网对网中长期合约电量；
 $Q_{\text{跨省日前偏差},t}$ 为 T 时段按送电类别贵州电网网对网日前偏差电量；

$P_{\text{日前统一结算价},t}$ 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，由发电侧有省内交易的机组、用户侧按全月上网电量比例或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， $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t}$ 累计至发电侧分摊；

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， $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t}$ 累计至用户侧分摊；

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， $R_{\text{发用电量不平衡偏差},t}$ 累计至发电侧分享。

上式中，日前、实时加权平均电价根据交易单元日前市

场电量按小时加权计算。根据贵州电力现货市场实际运行情况确定发用不平衡费用上限设置及标准。

4.6.9.2 [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，由发电侧按上网电量比例分摊或分享。其中，市场盈余=用户侧三部制结算电能量电费+电网代购三部制结算电能量电费+跨区跨省三部制结算电能量电费-市场化机组三部制结算电能量电费。

4.6.10 [保障居民农业用电价格稳定新增损益分摊（分享）电费]

执行电网企业代理购电价格机制后，电网企业为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益（含偏差电费），按月由全体工商业用户分享或分摊。电网企业代理工商业用户购电（含居民农业用电部分），该部分形成的损益，纳入其为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益统筹考虑。

4.6.11 [四舍五入差额]

4.6.11.1 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。

4.6.12 [月度现货收益调节]

4.6.12.1 [发用电侧月度现货收益调节]

为合理控制现货市场风险，与中长期市场做好衔接，避免发用电侧利益大幅调整，对于现货结算模式月度结算电费以电费回收或补偿方式进行收益调节。

按月度统一结算的方式，对于发用电侧现货市场费用进行事后计算判断，以用电侧为基准，统计各售电公司（含批发用户）及电网代理购电现货市场月度汇总电费，与其中长期合约电价（未签订批发市场合同的按批发侧月度市场化直接交易签约加权均价乘以 U13 执行）计算的电费进行对比，超出中长期合约电价计算电费 $\pm k1$ 的费用进行回收或补偿，由所有参与现货市场的火电机组和新能源发电项目，按照月度上网电量进行等比例分摊或分享。公式为：

$$C_{\text{现货}} - C_{\text{收益调节基准}} > C_{\text{收益调节基准}} * k1 \text{ 时，向发电侧回收；}$$

$$C_{\text{调节}} = C_{\text{现货}} - C_{\text{收益调节基准}} * (1 + k1) ;$$

$$C_{\text{现货}} - C_{\text{收益调节基准}} < C_{\text{收益调节基准}} * (-k1) \text{ 时，补偿发电侧；}$$

$$C_{\text{调节}} = C_{\text{现货}} - C_{\text{收益调节基准}} * (1 - k1) ;$$

$$C_{\text{收益调节基准}} * (-k1) \leq C_{\text{现货}} - C_{\text{收益调节基准}} \leq C_{\text{收益调节基准}} * k1 \text{ 时， } C_{\text{调节}} = 0。$$

其中： $C_{\text{调节}}$ 为收益调节电费。 $C_{\text{调节}}$ 为正数时，向发电侧回收；为负数时，补偿给发电侧。

$C_{\text{现货}}$ 为售电公司（含批发用户）及电网代理购电在现货市场结算的费用；

$C_{\text{收益调节基准}}$ 为售电公司（含批发用户）及电网代理购电按中长期交易签约加权均价计算的总费用。

$k1$ 为发用电侧月度现货收益调节系数。

4.6.12.2 [新能源月度现货收益调节]

新能源现货收益调节方式：统计各新能源企业（含分布式光伏、生物质发电项目）现货市场月度汇总电费（不包含

发用电侧月度现货收益调节分摊分享费用)，与其按上网电价计算的电费进行对比，对超出上网电价计算电费 $\pm k_2$ 的费用进行回收或补偿。新能源现货收益调节系数 k_2 值在现货市场结算试运行实施方案中明确，现货收益调节费用由所有参与现货市场的火电机组和新能源发电项目，按照月度上网电量进行等比例分摊或分享。公式为：

$C_{\text{现货}} - C_{\text{上网电价}} > C_{\text{上网电价}} * k_2$ 时，向新能源回收；

$C_{\text{调节}} = C_{\text{现货}} - C_{\text{上网电价}} * (1 + k_2)$ ；

$C_{\text{现货}} - C_{\text{上网电价}} < C_{\text{上网电价}} * (-k_2)$ 时，补偿新能源；

$C_{\text{调节}} = C_{\text{现货}} - C_{\text{上网电价}} * (1 - k_2)$ ；

$C_{\text{上网电价}} * (-k_2) \leq C_{\text{现货}} - C_{\text{上网电价}} \leq C_{\text{上网电价}} * k_2$ 时， $C_{\text{调节}} = 0$ 。

其中： $C_{\text{调节}}$ 为收益调节电费。 $C_{\text{调节}}$ 为正数时，向新能源回收；为负数时，补偿给新能源。

$C_{\text{现货}}$ 为新能源现货市场结算费用；

$C_{\text{上网电价}}$ 为新能源按上网电价（燃煤发电基准价）计算的费用。

k_2 为新能源企业现货收益调节系数。

4.6.13 [电网代理购电负电量价差返还]

电网代理购电负电量价差返还分摊或分享方式按照贵州省有关规定执行。

4.7 [结算依据管理]

4.7.1 电力交易机构根据职责分工，编制结算依据，生成唯一编码或编号，结算依据明细按特定信息向经营主体发布，结算采用统一结算单位。其中：电量单位为兆瓦时，保

留三位小数；电价单位为元/兆瓦时，保留两位小数；电费单位为元，保留两位小数。结算概况作为公开信息发布。

4.7.2 结算依据包括以下内容：实际结算电量；各类交易合同电量、电价和电费；偏差电量、电价和电费；分摊的结算资金差额或者盈余等信息（非现货市场运行期间）或分摊、返还、不平衡资金（现货市场运行期间）；绿证部分结算电量、电价、结算费用（适用绿色电力交易）。

5 [其他事项]

5.1 [周边电能量交易]

并入周边省区电网送电的发电交易单元，在执行完省内市场化交易合同后，方可并入周边省区电网送电。在并入周边省区电网送电期间，购售双方签订的中长期交易合同物理执行，其合同偏差处理等依据合同约定执行。

$$R_{\text{周边电能量交易},t} = \sum Q_{\text{结算电量},t} \times P_{\text{中长期合约},t} + R_{\text{偏差考核},t}$$

其中： $R_{\text{周边电能量交易}}$ 为周边电能量交易电费；

$Q_{\text{结算电量}}$ 为周边用户结算电量及相应的周边线损电量，周边线损电量执行国家及贵州省相关文件规定；初期周边线损电量按电厂交易单元日分时上网电量占比进行分摊。

$P_{\text{中长期合约},t}$ 为周边用户中长期合约价格；

$R_{\text{偏差考核},t}$ 为合同约定执行的偏差处理电费。

5.2 [退补管理]

5.2.1 [非现货环境下退补管理]

5.2.1.1 发生退补清算时，对相关电力用户或发电企业差错电量按照差错月份的结算加权均价进行退补结算，退

补结算费用计入开展退补实施月份中长期发用电量不平衡资金进行处理。

5.2.1.2 当电量差错累计值大于对应月份用户侧总用电量 2%时，该差错月份电网企业结算的代购市场电量费用做联动调整结算。电网代购市场电量费用联动调整，在次年一季度，由交易中心统一计算，并推送电网企业，联动调整费用纳入电网代购电费。年度计算完成后，用户侧或发电侧发生上年度电量差错，不再联动调整电网代购市场电量电费。

5.2.1.3 因电量退补引起差错月份的各经营主体分摊比例发生变化，该变化导致的已分摊（分享）费用差异不作调整；市场形成价格不因事后电量调整进行重算。

5.2.1.4 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。

5.2.2 [现货环境下退补管理]

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

5.2.2.2 对于跨月电量差错退补事项，按照以下规则处理：

5.2.2.3 现货结算期间，对发电机组差错电量，按差错月份发电侧月度实时市场加权价格进行退补结算；对电力用户差错电量，按差错月份用户侧月度实时市场统加权价格进行退补结算。待条件具备时，按差错月份的实时市场分时

价格进行退补结算。退补结算电费及其产生的不平衡资金纳入退补实施月份一并结算。

5.2.2.4 用户侧或发电侧电量差错按发生差错月份进行清算，当电量差错累计值大于该月用户侧总用电量累计值2%时，该差错月份电网企业结算的代购市场电量费用应做联动调整结算。电网企业代购市场电量费用联动调整金额计算公式为：

$$C_{\text{联动退补}} = Q_{\text{退补}} \times P_{\text{日前统一}}$$

其中： $C_{\text{联动退补}}$ 为差错电量需联动调整的电网代购联动退补电费；

$Q_{\text{退补}}$ 为月度差错退补电量；

$P_{\text{日前统一}}$ 为用户侧日前市场月度加权平均综合电价；

5.2.2.5 电网代购市场电量费用联动调整，在次年1季度，由交易中心统一计算，并推送电网企业，联动调整费用纳入电网代购电费。年度计算完成后，用户侧或发电侧发生上年度电量差错，不再联动调整电网代购市场电量电费。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。

5.2.2.6 月度结算前发生的因电量差错等引起的机组返还电费、机组运行补偿等电费调整，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。月度结算后发生的不予退补。

5.2.2.7 因电量变化引起差错月份电力市场各经营主

体分摊比例的差异不作电费调整；市场形成价格不因事后电量调整进行重算。

5.2.2.8 发电主体需按照调度相关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边界数据差错外，原则上不开展发电侧考核退补。

5.2.2.9 发电主体须在规定时间内通过调度机构技术系统进行申诉，由调度机构审核处理并批准考核结果。发电主体对考核结果存在疑义的，需在日清算临时结果反馈时间截止之前通过交易系统提交二次申诉。发电主体因自身原因未及时在调度机构技术系统提交申诉理由或未正确填写申诉理由导致申诉未通过，默认为同意考核结果，原则上不受理二次申诉。

5.2.2.10 在月度结算前，调度机构对二次申诉开展数据复核、修正，按照日清重算处理向交易中心重推数据。

5.2.2.11 若需跨月退补，发电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；为了与现有批发市场退补机制衔接，机组考核电费原则上不重算，直接采用原有分时考核电费结果，由调度计算单台机组考核单一品种单日退补金额。

5.2.2.12 交易中心依据调度中心推送的数据开展跨月退补结算，跨月退补造成的不平衡资金纳入退补实施月份不平衡资金退补，由批发侧用户分享或分摊。

5.2.2.13 调度机构定期将机组考核退补情况向能源监管机构和政府主管部门报备。

5.3 [电费结算流程]

各经营主体电费支付收取由电网企业完成，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支付；售电公司费用根据零售用户所属供电营业区由电网企业结算。

5.4 [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。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，累加输配电费、政府性基金及附加、功率因数调整电费、系统运行费用、上网环节线损费用、容（需）量电费等电费项，原则上不迟于每月14日前出具电费账单。

5.5 [电费收付]

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收付。

5.6 [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。

5.7 [结算履约义务]

经营主体在中长期电能量市场成交结果、电能量现货市场结果以及在交易中心登记的零售合同，在执行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《南方区域电力市场贵州省内配套结算实施细则》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。

5.8 [其他营销事项]

5.8.1 [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。

5.8.2 [当月追(退)补电量处理]

市场化用户，因电能计量或计算产生的当月追(退)补电量，按实际用电量比例(执行峰谷电价政策用户，按照峰平谷电量比例)叠加计入全月各时段电量中，纳入市场化结算。

发电侧因电能计量或计算产生的追(退)补电量纳入本月结算电量中。追补电量时，将追补电量叠加计入月度最后一天最后一个小时，纳入市场化结算。退补电量时，将退补电量从月度最后一天最后一个小时开始扣减，不够扣时，小时电量扣减至零并往前扣减直至扣完为止。

5.8.3 [新增户号、计量点]

已参与交易的市场主体新增用电户号、新增计量点在电网企业办理业务生效至次月1日0点期间的用电量由电网企业按电网代购结算，次月1日0点起的用电量纳入市场化交易结算。

5.8.4 [用户过户]

对于变更后为交易市场主体的过户及结算户变更用户，从在电网企业确认变更至次月1日0点的用电量并入过户后的新主体，由电网企业按电网代购方式开展结算。从次月1日0点起的用电量纳入市场交易结算。

5.8.5 [营销业务办理]

市场化用户在每月1-14日期间办理的用电变更业务(过户、结算户变更、销户、减容等业务)，在月度电费发行前变更无法生效。

5.8.6 [线、变损电量]

对于电能计量装置不安装在产权分界处的市场用户，由用户承担的线损电量和“高供低计”用户承担的变损电量按照实际用电量比例（执行峰谷电价政策用户，按照峰平谷电量比例）叠加计入全月各时段电量中，纳入市场化结算。

5.8.7 [非周期结算]

办理用电业务变更（过户、结算户变更、销户、减容等）的市场化用户启动非周期性算费流程，电网企业以非周期暂结算电价计算出暂结电费，次月14日前电网企业以电力交

易机构出具的结算依据为准开展清算，对暂结算电费多退少补。非周期暂结算电价按上月交易结算价格（含：交易电价、输配电价、上网环节线损单价、系统运行费用单价、基金及附加）的 1.1 倍执行，新入市的用户及由于停用、用电变更等原因无上月交易价格的按当月代理购电价格（含：代理购电电价、输配电价、上网环节线损单价、系统运行费用单价、基金及附加）的 1.1 倍执行。

5.8.8 [结算电量]

用户侧现货电能量交易结算以每小时的电量（或拟合电量）开展结算，月度电量由每小时电量进行汇总计算，执行峰谷电价政策的用户月度峰谷电量按照峰平谷时段对小时电量进行汇总计算。

每月现货电能量交易结算的电量以月度电量（执行峰谷电价政策的用户以月度峰平谷电量）为准，每小时累加电量与月度电量之间存在差异时，将差异的电量按实际用电量比例（执行峰谷电价政策用户，按照峰平谷电量比例）叠加计入全月各时段的电量中，纳入市场化结算。总表电量小于分表时，总表电量按零电量计算，因此产生月度电量和小时电量差异，以月度电量（执行峰谷电价政策的用户以月度峰平谷电量）为准将差异的电量按实际用电量比例（执行峰谷电价政策用户，按照峰平谷电量比例）叠加计入全月各时段的电量中，纳入市场化结算。

发电侧以月度电量为准，月电量大于全月小时累加电量时，将差异电量叠加计入月度最后一天最后一个小时，纳入

市场化结算。月度电量小于全月小时累加电量时，将差异电量从月度最后一天最后一个小时开始扣减，不够扣时小时电量扣减至零，并往前扣减直至扣完为止。

5.9 [附则]

5.9.1 本实施细则适用于南方区域电力市场贵州省内电力市场（含现货结算试运行）交易结算。

5.9.2 本实施细则自印发、且启动南方区域电力现货市场（贵州）结算试运行（含连续结算试运行）后开始执行。

5.9.3 《贵州电力市场现货结算实施细则（试运行V2.0版）》废止。

附件一：术语定义

(1) 交易中心：指贵州电力交易中心。

(2) 交易系统：指南方区域统一电力交易平台。

(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、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) 参考基准价：指售电侧平衡结算的参考基准。

(7) 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市场机组总市场电能量电费除以直接参与交易的市场机组总市场电量得到。

(8) 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用户总电量占比进行加权计算值。

(9) 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。

（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。

（12）机组返还电费：指根据《贵州电力市场现货电能量交易实施细则》，当发电机组存在机组实时发电计划执行偏差、运行日限高限低等情形被考核且需要返还现货偏差结算收益的电费。

（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，也称用户侧。电网企业代理购电交易时，视为批发市场用户。

（14）电网企业：省级电网企业及其下属电网企业和增量配网企业。

（15）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。

（16）市场购电用户：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。

（17）电网代购用户：未直接从电力市场购电、由电网企业代理购电的用户。

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

（19）市场发用电量不平衡偏差电费：现货模式下，市

场发电按日前市场出清电量结算，用户侧按日前申报电量结算，发用两侧结算电量存在不平衡，从而产生的偏差电费。

（20）中长期合约：是指以多年、年、月、周、多日及日以上为周期的合约。

（21）中长期合约阻塞电费：是指中长期合约发电节点与合约电量结算参考点间的价差引起的阻塞电费。

（22）净合约电量：是指交易后经营主体交易电量的净剩余量。

（23）净合约综合价格：是指计算完交易盈亏电费后经营主体持有的净合约量单价。

（24）反向交易：是指经营主体通过买入或卖出已持有的同一品种合约，用以调减原持有的净合约电量，即净合约电量的绝对值减小。

（25）电网代购市场电量：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、对应电网企业代理购电用户的市场化电量。

（26）机组日前省间外送电量：指跨区跨省送出总关口T时段日前出清送电量按机组跨区跨省T时段计划电量与跨区跨省总计划T时段电量的比例进行分摊所得电量。

（27）机组实时省间外送电量：指跨区跨省送出总关口T时段实时出清送电量按机组跨区跨省T时段计划电量与跨区跨省总计划T时段电量的比例进行分摊所得电量。

附件二：电量数据拟合办法

对于参与市场交易的用户或电厂，截至 D+3 天 10:00 时，计量系统仍无法采集到其电表数据或电表数据存在异常（倒走、跳变等），异常数据需剔除按未采集处理，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：

一、当主表采集失败无电量数据时，如副表采集成功有电量数据，则所缺电量数据采用副表数据进行近似拟合。

二、当双表采集失败无电量数据时，且连续时间点内缺点数小于等于 2 小时，属非换表事件的取主表缺点区间采集的表码算术平均值做为拟合值，属换表事件的则按换表事件拟合处理。

三、当双表采集失败无电量数据时，且连续时间点内缺点数大于等于 3 个时：

1、属于暂停、自停、停电的，根据计量自动化系统客户停电录入功能开展拟合处理，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、属于非暂停、非自停、非停电的，根据同日期属性（详见附录一：日期属性说明）历史电量（以下简称“历史电量”）比例分摊区间总电量，如历史电量为 0，则取主表缺点总区间内前后时间点的小时电量算术平均值作为区间内所有点电量拟合值。

若计算不出缺点区间总电量，则按历史电量拟合处理，

若历史电量不存在，则使用近 7 天每小时的平均电量拟合，仍未能拟合成功的，则直接拟合为 0 电量。

四、由于台风、洪涝等原因无法及时获知用户实际现场是否正常用电情况，则以工作日、双休日、节假日的日期属性按以上规则进行拟合。

五、对存量低压用户（包含市场用户的子表）不具备电能计量分时条件时，由电网企业采集日冻结电量，并按照 24 小时均分电量进行分时表码拟合。

六、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。

七、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。

八、按旬进行电量的区间修正。每月 10 日、20 日、28 日分别修正 1-8 日、1-18 日、1-26 日的表码数据，并将更新的表码数据推送至营销系统。每月 3 日修正并推送上一整月的表码数据。

九、对低压分布式光伏用户，截至到 D+3 天 10:00 时，计量系统仍无法采集到其电表数据时，则提供电量拟合数据用于市场化结算。

1、连续时间点内缺点数大于等于 3，但不超过 D+1 日 0 点：属于暂停、自停、停电的，若停电时间区间内存在度差，

则区间内第一个点和最后一个点进行按基线比例(取 D、D-1、D-2 天的全省集中式光伏电厂小时电量均值, 作为电厂基线电量, 取电厂基线电量的占比作为电厂基线比例, 下同)分摊(如基线比例为 0, 则取度差电量算术平均值作为第一个点和最后一个点的电量拟合值), 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。属于非暂停、非自停、非停电的, 根据基线比例分摊区间总电量, 如基线比例为 0, 则取主表缺点总区间内前后时间点的每小时电量算术平均值作为区间内所有点电量拟合值。

2、连续时间点内缺点数大于等于 3, 且超过 D+1 日 0 点: 属于暂停、自停、停电, 按 0 电量拟合处理。属于非暂停、非自停、非停电, 按基线电量拟合处理。

附录一：计量电量拟合日期属性说明

一、日期属性

日期属性分为三种：工作日、双休日和小长假（元旦、五一、清明等）、大长假（春节、国庆）。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 24点数据。

二、详细说明：

（一）如果缺点时间段区间在工作日内，按前7个工作日的同时段平均值进行拟合处理。

如：2022年4月19日（星期二）1:00-5:00缺数，以4月8、11、12、13、14、15、18日1:00-5:00的平均电量值进行拟合。

（二）如果缺点时间段区间在双休日或小长假（元旦、五一、清明等）内，按最近三个双休日或小长假的同时段平均值进行拟合处理。

如：2022年4月23日（周六）2:00-6:00缺数，则用2022年4月2、3、9、10、16、17日2:00-6:00数据的平均值进行拟合。

（三）如果缺点时间段区间在大长假内，按上年同类假期数据均值拟合处理，无历史类比数据的参照上一个假期日数据均值拟合处理，若历史电量不存在，使用近7天每小时的平均电量进行拟合，仍未能拟合成功的，则直接拟合为0电量。

第一种情况：2021年10月2日（国庆）2:00-6:00缺

数，则用 2020 年 10 月国庆 7 天 2:00-6:00 数据的平均值拟合处理。

第二种情况：2021 年 10 月 2 日（国庆）2:00-6:00 缺数，若该用户 2021 年 1 月 1 日后才建档，不存在 2020 年国庆 7 天的数据，则用 2021 年春节期间 2:00-6:00 数据的平均值拟合处理；

第三种情况：2021 年 10 月 2 日（国庆）2:00-6:00 缺数，该用户 2021 年 5 月 1 日后才建档，不存在 2020 年国庆与 2021 年春节的历史数据，则用 2021 年 9 月 25 日至 10 月 1 日期间 2:00-6:00 数据的平均值拟合处理。

4、如果缺点时间段区间在横跨工作日、双休日或小长假、大长假时间段内，按以缺点时段的开始时间所属时间属性数据进行拟合处理。