# 陕西电力市场结算实施细则

# （2027 年版）

征求意见稿

2026 年 11 月

# 目 录

1 概述 ..... 1
2 适用范围 ..... 1
3 术语定义 ..... 2
4 市场结算权责 ..... 2
5 市场结算 ..... 5
6 结算时序 ..... 13
7 批发市场结算 ..... 16
8 零售用户结算 ..... 27
9 批发市场绿色电力交易环境 ..... 34
10 辅助服务市场费用结算 ..... 36
11 市场运营费用计算 ..... 37
12 市场平衡类费用计算 ..... 53
13 应急调度电费 ..... 54
14 市场运营费用分摊或返还 ..... 54
15 结算查询及调整 ..... 56
16 收付款管理 ..... 59
17 附则 ..... 60

## 1 概述

为规范陕西电力市场结算工作，依法维护经营主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，根据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力现货市场基本规则（试行）〉的通知》（发改能源规〔2023〕1217号）、《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）、《中共中央办公厅 国务院办公厅关于完善价格治理机制的意见》、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力市场计量结算基本规则〉的通知》（发改能源规〔2025〕976号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力中长期市场基本规则〉的通知》（发改能源规〔2025〕1656号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局关于印发〈省间电力现货交易规则〉的通知》（发改办体改〔2026〕275号）等文件要求，并结合陕西实际，制定本细则。

## 2 适用范围

本细则适用于参与电力市场交易的经营主体，经营主体包括各类型发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电公司和新型经营主体（含分布式发电、独立储能和虚拟电厂等）。

## 3 术语定义

**电能量电费：**指经营主体在电力中长期交易和电力现货交易中以电能量为交易标的物进行交易或以合同为标的进行转让等产生的费用。

**结算时段：**指形成结算依据的最小时段，每个结算时段的费用依据相应时段的计量数据、交易合同、出清结果、执行结果和市场规则计算确定。

**用户侧主体：**包括批发用户侧主体、电网企业代理工商业用户购电、虚拟电厂用电侧交易单元，其中**批发用户侧主体**包括直接参与交易的电力用户、售电公司。

**统一结算点电价：**指用于批发市场用户结算的标准化节点，日前（实时）市场统一结算点电价由日前（实时）市场电价加权平均值确定。

**市场运营费用：**指在市场初期，为保障电力系统安全、维护市场秩序以及市场机制设计、系统阻塞等原因产生的补偿、考核、平衡或调节等相关费用。

## 4 市场结算权责

### 4.1 经营主体的权利和义务

（一）按照市场规则参与电力市场，签订和履行电力交易合同、购售电合同、供用电合同或电费结算协议等合同或协议。

（二）依法依规披露和提供支撑电力市场结算以及市场服务

所需的相关数据。

（三）获取、查看结算依据及电费账单，按照规定时间核对并确认其准确性和完整性。

（四）对结算依据、电费账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算查询。

（五）负责向电网企业提供用于资金结算的银行账户，按规定向电网企业支付或收取款项，完成电费收付。

（六）配合电网企业做好自身相关关口计量装置的改造、验收、现场检查、故障处理等工作。

（七）拥有配电网运营权的售电公司根据《售电公司管理办法》等规定开展电费结算。

（八）售电公司根据用户授权掌握其历史用电信息，可在电力交易机构或电网企业平台进行数据查询和下载。

（九）按规定向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品等。

（十）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

**4.2 电力交易机构的权利和义务**

（一）负责按照规则汇总结算基础数据，编制结算依据，并保证结算依据的准确性、完整性和及时性，通过电力交易平台等方式向各经营主体、电网企业出具结算依据，提供结算相关服务。

（二）负责在电力交易平台公开计算示例和说明，数据推送应采用数据接口等便于经营主体使用的方式。

（三）负责按规则处理经营主体结算的相关查询，组织协调结算依据有关问题，参与协调电费结算有关问题。

（四）按照数据有关管理规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行涉密管理。

（五）负责编制与发布结算依据所需信息系统的建设、管理及维护。

（六）组织开展市场经营主体结算风险评估。

（七）负责经营主体的履约保障凭证管理，接受电网企业履约保函、保险的使用申请，要求履约保函、保险的开立单位支付款项，向经营主体发出履约保函、保险执行告知书并做好相关信用评价管理记录。

（八）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

**4.3 电力调度机构的权利和义务**

（一）依法依规披露和提供信息，负责提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的准确性、完整性和及时性。

（二）负责按时向电力交易机构提供电力辅助服务市场费用计算结果。

（三）负责结算所需的调度数据采集管理信息系统的建设、管理、维护。

（四）按照数据管理有关规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理。

（五）组织协调电力辅助服务市场计量结算有关问题，参与协调结算依据、电费结算有关问题。

（六）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

### 4.4 电网企业的权利和义务

（一）依法依规披露和提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的准确性、完整性和及时性。

（二）负责根据电力交易机构推送的结算依据，开展电费结算，按期向市场经营主体出具电费账单，提供电费账单查询等服务。

（三）负责根据电费账单按时完成电费收付，并向发生付款违约的市场经营主体催缴欠款。对于逾期仍未全额付款的市场经营主体，按规定向电力交易机构提出履约保函、保证金或其他结算担保品的使用申请。

（四）负责电费结算相关信息系统的建设、管理、维护，根据用户授权向市场经营主体提供电能数据查询服务，并将电能数据推送电力交易平台。

（五）组织协调电能计量和电费结算有关问题，参与协调结算依据有关问题。

（六）法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

## 5 市场结算

### 5.1 结算周期

5.1.1 电力批发市场采用“日清月结”的结算模式。按日对已

执行的成交结果进行量价清分，月度结算结果应是日清分结果的累计值叠加按自然月结算的相关科目，按自然月为周期进行结算。

5.1.2 电力零售市场采用“月清月结”的结算模式，以自然月为周期进行结算。

5.1.3 电力辅助服务市场根据辅助服务相关规则明确的周期开展清分，按自然月为周期进行结算。

5.1.4 已发布的正式结算结果（含日清分结果）如有变化，应向相关市场经营主体披露变动原因和变动情况。

5.2 **结算时段**

5.2.1 批发市场经营主体原则上以 15 分钟为一个基本计量、清分及结算时段。零售市场经营主体原则上按月每小时为基本结算时段。

5.3 **结算管理**

5.3.1 电力市场结算包括电能量交易结算、电力辅助服务交易结算等。电费结算相关事宜应在电力用户、售电公司、发电企业等与电网企业签订的电费结算协议中予以明确。除国家政策规定外，结算环节不得改变市场出清、交易合约量价等关键要素。

5.3.2 省间以实际物理电量视为各类交易合约售出（或购入）电量，省内结算以省间实际结算结果为边界，按照日实际调度执行结果曲线结算。西北区域省间电力互济交易参与省内结算方式参照省间现货。

5.3.2.1 电能量批发市场可以按以下两种方式结算：

方式一：现货市场全电量按现货市场价格结算，中长期合同电量按中长期合同价格与中长期结算参考点的现货价格差值结算。

方式二：中长期合同电量按中长期合同价格结算，并结算所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值，实际电量与中长期合同电量的偏差按现货市场结算价格结算。

目前暂按方式二开展，今后逐步调整为按方式一开展，具体实施细则另行通知。

5.3.2.2 零售市场经营主体按实际发、用电量据实结算（月总电量与日累计电量的差值按月每小时电量曲线比例分解），其实际发、用电量及偏差电量考核等按零售套餐约定的价格及考核标准结算。

5.3.3 市场运行产生的各项费用均独立记录，事先商定分摊（返还）方式，明确各方合理的权利与义务，分类明确疏导。

5.3.4 中长期市场应设置电力中长期结算参考点，作为电力中长期市场电量在现货市场的交割点，参考点电价约定方式按照政府有关文件执行。

5.3.5 结算单元的建立

（一） 发电企业以交易单元为单位建立市场结算单元,其在现货市场中以调度单元出清的电量按市场结算单元对应、拆分或合并，拆分时现货电价取其按调度单元出清的电价、日前出清电量按实时上网电量比例分劈；合并时现货电价取各调度单元出清电价的加权均价（出清电量全部为零时，取算术平均值）。

（二） 售电公司、直接参与交易的电力用户以经营主体为单位建立结算单元，若存在不同主体类别（高耗能、常规）及直接参与交易的电力用户存在不同电网企业用电户号的，均应分开建立交易单元参与批发市场交易，结算时同步分开结算，并分开出具结算依据。

（三） 虚拟电厂依据聚合资源主体性质分为节点交易单元和普通售电交易单元。其中，节点交易单元根据聚合资源主体类型和所在市场出清节点，细分为实时直控型节点发电交易单元、实时直控型节点储能交易单元、实时直控型节点用电交易单元、日前响应型节点发电交易单元、日前响应型节点用电交易单元。各结算单元分开结算并分开出具结算依据。

（四） 绿电直连项目及独立储能上、下网应分别建立结算单元，并分开开展结算。

（五） 零售用户因其名下部分用电户号符合关于不执行分时电价有关政策文件的，以及高耗能用户存在非高耗能用电户号的，均应分别建立零售交易单元，参与零售市场交易，结算时分开结算并分开出具结算依据。

（六） 交易机构根据电网企业出具的电费账单维度,合并或按上网电量的比例拆分相关经营主体的结算依据。

5.3.6 电力市场计量结算采用统一度量单位。原则上，电量单位为兆瓦时、保留三位小数或千瓦时、保留整数；电费单位为元，保留两位小数；电价单位为元/兆瓦时、保留三位小数或元/

千瓦时、保留六位小数。如国家政策文件对精度有进一步要求的，按相关政策文件执行。

5.3.7 辅助服务市场结算原则、要求等按电力辅助服务市场有关规定执行。

5.4 **现货结算电价**

5.4.1 发电侧主体原则上以其所在物理节点的节点电价作为现货市场结算电价。

批发用户侧主体以统一结算点现货电价作为现货市场结算电价。日前（实时）统一结算点现货电价为各时段各节点发电机组（场站）、按照节点电价结算的经营主体出清电量（实际上网/用电量）与对应节点出清电价的加权平均值。

5.4.2 计算公式如下:

（1）$P_{日前统一,t}=[\Sigma\ (Q_{日前,i,t}\times P_{日前,i,t})]/\Sigma Q_{日前,i,t}$

其中，$P_{日前统一,t}$为 t 时段日前现货市场统一结算点现货电价；$Q_{日前,i,t}$为 t 时段省内参与日前现货市场的发电机组（场站）（剔除厂用电）、虚拟电厂、独立储能等经营主体 i 按照其所在节点电价结算的日前出清电量；$P_{日前,i,t}$为 t 时段省内参与日前现货市场发电机组（场站）、虚拟电厂、独立储能等按其所在节点电价结算的经营主体 i 日前出清电价。

（2）$P_{实时统一,t}=[\Sigma\ (Q_{实际,i,t}\times P_{实时,i,t})]/\Sigma Q_{实际,i,t}$

其中，$P_{实时统一,t}$为 t 时段实时现货市场统一结算点现货电价；

$Q_{实际,i,t}$为 t 时段省内参与实时现货市场的发电机组（场站）、虚拟电厂、独立储能等经营主体 i 按照其所在节点电价结算的实际上、下网电量；$P_{实时,i,t}$为 t 时段省内参与实时现货市场发电机组（场站）、虚拟电厂、独立储能等按照其所在节点电价结算的经营主体 i 实时出清电价。

（3）虚拟电厂等新型经营主体参与交易后，发用两侧按照其所在节点电价结算的，均纳入统一结算点现货电价计算。

5.4.3 虚拟电厂实时直控型发电交易单元、日前响应型发电交易单元现货电量以其所在节点的节点电价作为其对应时段的现货市场结算电价；虚拟电厂实时直控型用电交易单元、日前响应型用电交易单元调节时段的调节电量以其所在节点的节点电价作为其对应时段的现货市场结算电价，其余现货电量以统一结算点现货电价结算，其中调节电量为虚拟电厂在运行日认定调节时段的实际用电曲线与申报的用电负荷下限的差值。

5.4.4 独立储能、虚拟电厂实时直控型储能交易单元的充、放电现货电量以其所在节点的节点电价结算。

**5.5 其他结算事项**

5.5.1 零售市场经营主体以售电公司（虚拟电厂）与其签订的（分时）零售套餐电价作为（分时）结算电价，具体结算方式按照省内零售市场有关规则执行。

5.5.2 新投发电机组（含配套新能源）完成整套设备启动试运行后纳入电能量市场管理的上网电量，按市场结算规则开展结

算，因自身原因未按期转商运的（含配套新能源），按照国家有关文件要求的调试期电价开展调试电量清算，调试价格低于其电能量市场综合结算价格的部分予以回收；高于其电能量市场综合结算价格的部分不退补，由该发电企业承担责任。回收的盈余电费返还至全体工商业用户。

5.5.3 配套光伏省间送出偏差电量，即机组（场站）上网电量与省间执行电量的差值按日分 96 点结算，结算价格按照省内同类型电源实时现货市场对应时段的均价结算（有节点价格的按节点价格结算）。配套风电省间送出偏差电量，即机组上网电量与省间执行电量的差值 96 点结算，结算价格为日午间时段（09:00-17:00）省内新能源实时现货市场均价。配套新能源超发电量参与省内有关市场运营费用分摊或返还，少发电量不参与。

5.5.4 应急备用机组调用期间上网电量结算价格按照陕西政府价格主管部门文件执行。

5.5.5 已参与市场交易，但暂不具备分时电量推送条件的经营主体按月结算，其中长期合约按合同价格结算，月度实际上网电量/用电量与中长期合约电量的偏差，按同类型电源/售电公司月度实时现货市场均价/月度统一结算点电价结算。具备分时电量推送条件后分时结算，执行市场统一规则。

5.5.6 已经在电力交易平台注册生效，暂未自主参与交易申报的集中式扶贫、领跑者项目不具备分时电量推送条件时按月总结算，月度实际上网电量按同类型电源实时现货市场加权均价结

算。具备分时电量推送条件后，按其所在节点电价结算（若其不具备节点电价条件，每日各时点上网电量按同类型电源对应时段实时现货市场加权均价结算）。

5.5.7 注册生效的分布式新能源自自主参与电力市场申报起，由电力交易机构开展结算，执行与其他场内新能源统一结算规则。

5.5.8 已入市但尚未签订中长期交易合同的电力用户，按照批发用户侧主体规则结算并进行超额获利回收。

5.5.9 工商业用户上网环节线损费用根据综合线损率与上网电价按月计算，线损电量暂由电网企业代理采购。线损电价=上网电价×综合线损率÷（1-综合线损率），其中：上网电价为该电力用户当月市场电能量结算均价（不含市场运营费用、市场运营费用的分摊或返还以及绿色电力环境价值费用）。

5.5.10 各类中长期合约、现货市场形成的电能量价格中均包含环保电价，各机组市场化电量对应的环保电价不另行结算。

5.5.11 电网企业代理购电工商业用户、居民农业（含线损）的偏差电量分开核算。电网企业代理工商业用户偏差电量按月分96点结算，结算价格为各对应时段月度实时现货市场加权均价。居民、农业及线损产生的市场偏差电量按月分24时结算，结算价格为各对应时段月度实时现货市场加权均价。

5.5.12 绿电直连项目交易结算相关政策另行明确。虚拟电厂发电侧电能量市场结算（包括电能量电费结算、市场运营费用结算以及市场运营费用的分摊和返还）按照本细则同类型电源结算

原则执行，如有政府发布的最新政策规则，按最新政策规则执行。

5.5.13 独立储能、绿电直连项目、虚拟电厂参与辅助服务市场在上网（放电）、下网（充电）时分别按发电主体、用电主体参与辅助服务市场，同等接受各类考核。其辅助服务结算按辅助服务市场有关规则执行。

## 6 结算时序

### 6.1 结算准备

6.1.1 电力交易机构在规定的时间内对结算所需基础数据进行收集及汇总。结算基础数据包括：市场经营主体档案数据、交易合同数据、电能量市场出清及调度执行数据、辅助服务市场费用计算结果、调试及商业运行时间、关口设置及电能计量数据、市场规则、电价政策文件，以及其他需电力交易机构合并出具结算依据的数据等。结算环节不得改变结算基础数据。

### 6.2 结算流程

6.2.1 运行日（D）日清分流程

6.2.1.1 电力调度机构每(D+1)日向交易机构推送运行日(D)日及日前（D-1）日省间、省内日前、实时市场出清结果、辅助服务市场出清及执行结果。具体包括:省间日前及日内市场每15分钟的出清电力和价格，省内日前及实时市场每15分钟的出清电力和价格，辅助服务市场涉及电量清分部分的出清及执行结果；用户侧日前、实时市场出清结果、应急调度执行结果等。

6.2.1.2 电网企业每（D+1）日向交易机构推送运行日（D）

日各机组每15分钟上网电量数据、用户每15分钟用电量数据、虚拟电厂下网侧调节时段等。

6.2.1.3 交易机构每（D+6）日发布运行日（D）日的临时日清分结算结果，发电企业、批发用户侧主体在（D+6）日18：00前完成临时日清分结算结果确认，逾期视为已确认。在月度正式结算依据出具前，因电量更正重推等原因产生的日清分结果变更，电力交易机构对涉及的变更日重新出具日清分结算结果。若月度正式结算依据出具后存在日清分结算结构变更，按本规则调整结算相关条款执行。

6.2.2 月（M）结算流程

6.2.2.1 调度机构于（M+1）月第3个工作日（含第3个工作日，下同）内，向交易机构推送调度执行类数据，包括但不限于市场成本补偿类费用、辅助服务费用、应急调度执行结果等。

6.2.2.2 新投发电机组（含独立储能）首次并网、完成整套启动试运行、进入商业运行时间节点等信息，电力调度机构应在每个阶段开始后的1个工作日内提供至电力交易机构、电网企业。

6.2.2.3 电网企业于（M+1）月第1个工作日内，向交易机构推送发用两侧月度分时上网/用电量数据，交易机构于每月第5个工作日前向市场经营主体、相关电网企业出具上月结算依据（核对版），市场经营主体、相关电网企业应在1个工作日内完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。市场经营主体、相关电网企业提出异议的，电力交易机构应在1个工作日内组织

市场经营主体、相关电网企业、相关电力调度机构进行核实，达成一致的，市场经营主体应对修正后的结算依据（核对版）在1个工作日内完成核对和确认；因异议处理无法按时达成一致的，纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算，异议处理不得影响无争议部分的电费结算。

6.2.2.4 结算依据（核对版）确认后，电力交易机构于每月第8个工作日前向市场经营主体、相关电网企业发布上月正式结算依据。

6.2.2.5 电网企业根据政策文件和电力交易机构推送的结算基础数据，核对结算依据，并按正式结算依据编制电费账单。

6.2.2.6 原则上电网企业应于每月第10个工作日前向发电企业、电力用户、售电公司发行上月电费账单。对于新型经营主体，按照其运营情况分别参照发电企业、电力用户时间节点开展相关工作。

### 6.3 结算有关事项

6.3.1 当计量装置数据缺失、错误或不可用时，电网企业、电力调度机构应及时开展消缺、补采或根据规则补全计量数据，重新提供至电力交易机构。电力交易机构在满足结算条件的下一结算周期进行结算、追退补。

6.3.2 市场经营主体和电网企业应保障档案数据的准确性、完整性和及时性，并在规定时间内通过电力交易平台完成更新、提交。未及时更新、提交的，电力交易机构以电力交易平台既有

数据形成结算依据。

6.3.3 因政策调整或合同关键要素缺失等原因，导致不满足结算条件的，在满足结算条件的下一个结算周期完成结算、清算。

6.3.4 因结算基础数据错误、不可用或存在争议，需要提供方重新提供信息时，应通过平台补推，并做好记录。电力交易机构收到补推数据后，在满足结算条件的下一个结算周期进行结算、追退补。

6.3.5 正式结算依据发布前，发现的上月计量数据、交易合同、出清结果、执行结果等基础数据调整，时间允许时则重新计算有关经营主体的电能量电费及相关市场运营费用，时间不允许时纳入调整结算流程。

6.3.6 市场运营费用费用分摊或返还，因结算基础数据不全，暂未在次月结算的，在满足结算条件的下一个结算周期进行结算、追退补。

6.3.7 结算依据或电费账单发布后，如市场经营主体存在异议，可在15个工作日内分别向电力交易机构、电网企业提出结算问询。电力交易机构、电网企业在收到问询后，5个工作日内确认和评估问询是否属实，经核查属实的，在满足结算条件的下一结算周期进行追退补或清算。

## 7 批发市场结算

### 7.1 火电及新能源发电企业电能量电费

火电及新能源发电企业电能量电费 $R_{电能量}$ 包括省间中长期合

约电费$R_{省间合约}$，省间日前电费$R_{省间日前}$，省间日内电费$R_{省间日内}$，省内中长期合约电费$R_{省内合约}$，省内日前电费$R_{省内日前}$，省内实时电费$R_{省内实时}$，发电侧调平电费$R_{调平发电}$等。

$$R_{电能量}=R_{省间合约}+R_{省间日前}+R_{省间日内}+R_{省内合约}+R_{省内日前}+R_{省内实时}+R_{调平发电}$$

7.1.1 省间中长期合约电费（$R_{省间合约}$）

$$R_{省间合约}=\Sigma[Q_{省间结算,t}\times(P_{省间合约,t}+P_{省内日前,t}-P_{中长期结算参考点价格,t})]$$

$Q_{省间结算,t}$为机组 t 时段的省间中长期交易执行电量；$P_{省间合约,t}$为机组在 t 时段的省间合约电价；$P_{省内日前,t}$为机组在 t 时段的省内日前出清节点电价（不开展日前结算的取实时节点价格）；$P_{中长期结算参考点价格,t}$为机组在 t 时段的中长期结算参考点现货电价。

7.1.2 省间日前市场电能电费（$R_{省间日前}$）

$$R_{省间日前}=\Sigma(Q_{省间日前,t}\times P_{省间日前,t})$$

$Q_{省间日前,t}$为机组在 t 时段的省间日前出清电量；$P_{省间日前,t}$为机组在 t 时段的省间日前出清电价。

7.1.3 省间日内市场电能电费（$R_{省间日内}$）

$$R_{省间日内}=\Sigma(Q_{省间日内,t}\times P_{省间日内,t})$$

$Q_{省间日内,t}$为机组在 t 时段的省间日内出清电量；$P_{省间日内,t}$为机组在 t 时段的省间日内出清电价。

7.1.4 省内中长期合约电费（$R_{省内合约}$）

$$R_{省内合约}=\Sigma[Q_{省内合约,t}\times(P_{省内合约,t}+P_{省内日前,t}-P_{中长期结算参考点价格,t})]$$

$Q_{省内合约,t}$为机组在 t 时段的省内中长期合约电量；$P_{省内合约,t}$为机组在 t 时段的省内中长期合约电价；$P_{省内日前,t}$为机组在 t 时段的

省内日前出清节点电价（不开展日前结算的取实时节点价格）；$P_{中长期结算参考点价格,t}$为机组在 t 时段的中长期结算参考点现货电价。

7.1.5 省内日前现货市场电能电费（$R_{省内日前}$）

$$R_{省内日前}=\Sigma[(Q_{省内日前,t}-Q_{省间日前,t}-Q_{中长期合约,t})\times P_{省内日前,t}]$$

$Q_{省内日前,t}$为机组在 t 时段的省内日前出清电量（扣除厂用电）；$Q_{省间日前,t}$为机组在 t 时段的省间日前出清电量；$Q_{中长期合约,t}$为机组在 t 时段的中长期合约电量；$P_{省内日前,t}$为机组在 t 时段的省内日前出清节点电价。

7.1.6 省内实时现货市场电能电费（$R_{省内实时}$）

$$R_{省内实时}=\Sigma[(Q_{实际,t}-Q_{省间日内,t}-Q_{省内日前,t})\times P_{省内实时,t}]$$

$Q_{实际,t}$为机组在 t 时段的实时上网电量；$Q_{省间日内,t}$为机组在 t 时段的省间日内出清电量，$Q_{省内日前,t}$为机组在 t 时段的省内日前出清电量；$P_{省内实时,t}$为机组在 t 时段的省内实时出清节点电价。

7.1.6.1 不参与日前结算的发电企业（自愿选择不参与日前结算及未参与日前申报的发电企业），省内实时现货市场电能电费（$R_{省内实时}$）计算公式如下:

$$R_{省内实时}=\Sigma[(Q_{实际,t}-Q_{省间日前,t}-Q_{省间日内,t}-Q_{中长期合约,t})\times P_{省内实时,t}]$$

$Q_{实际,t}$为机组在 t 时段的省内实时上网电量；$Q_{省间日内,t}$为机组在 t 时段的省间日内出清电量，$Q_{省间日前,t}$为机组在 t 时段的省间日前出清电量；$Q_{中长期合约,t}$为机组在 t 时段的中长期合约电量；$P_{省内实时,t}$为机组在 t 时段的省内实时出清节点电价。

7.1.7 发电侧调平电费（$R_{调平发电}$）

$R_{调平发电}=Q_{调平发电}\times P_{月度实时}$

$Q_{调平发电}=Q_{月度上网电量}-\Sigma Q_{上网电量，t}$

$Q_{调平发电}$为发电机组（场站）月度实际上网电量与按时段合计上网电量之差；$P_{月度实时}$为省内同类型电源月度实时现货市场加权均价。$Q_{月度上网电量}$为发电机组（场站）月度实际上网电量；$Q_{上网电量，t}$为发电机组（场站）每日 t 时段实际上网电量。

7.1.8 已参与现货市场申报出清的分项目结算的新能源场站，若存在当月调试期内的新并网项目时，该场站整月不开展日前结算。

7.1.9 独立储能、虚拟电厂等新型经营主体发电结算单元电能量电费结算公式参照本细则火电及新能源发电企业电能量电费结算公式。

### 7.2 水电发电企业电能量电费

进入市场的水电发电企业按月结算，其电能量电费包括中长期合约电费$R_{省内合约}$、月度偏差电量结算电费（$R_{水电正偏差电费}$、$R_{水电负偏差电费}$）。

#### 7.2.1 中长期合约电费（$R_{省内合约}$）

$R_{省内合约}=\Sigma（Q_{省内合约,t}\times P_{省内合约,t}）$

$Q_{省内合约,t}$为该发电企业在 t 时段的省内中长期合约电量，$P_{省内合约,t}$为该发电企业在 t 时段的中长期合约价格。

#### 7.2.2 月度偏差结算电费（$R_{水电正偏差电费}$、$R_{水电负偏差电费}$）

正偏差电量（即实际上网电量大于中长期净售出合同电量）

按照其优先合约价格结算。

$R_{水电正偏差电费}=（Q_{月度实际}-\Sigma Q_{省内合约,t}）\times P_{优先合约}$

负偏差电量（即实际上网电量小于中长期净合同电量）未超出其当月实际上网电量（含）10%的部分，按照其当月月度净售出交易合同加权平均价结算；超出其当月实际上网电量10%的部分，按照其当月月度净售出交易合同加权平均价1.1倍结算。

当$0<（\Sigma Q_{省内合约,t}-Q_{月度实际}）\leqslant Q_{月度实际}\times 10\%$时，$R_{水电负偏差电费}=（Q_{月度实际}-\Sigma Q_{省内合约,t}）\times P_{净售出合同均价}$；

当$（\Sigma Q_{省内合约,t}-Q_{月度实际}）>Q_{月度实际}\times 10\%$时，$R_{水电负偏差电费}=-Q_{月度实际}\times 10\%\times P_{净售出合同均价}-（\Sigma Q_{省内合约,t}-Q_{月度实际}-Q_{月度实际}\times 10\%）\times P_{净售出合同均价}\times 1.1$；

其中：$Q_{月度实际}$为该发电企业月度实际上网电量，$Q_{省内合约,t}$为该发电企业在t时段的省内中长期合约电量，$P_{优先合约}$为该发电企业优先合约价格，$P_{净售出合同均价}$为该发电企业当月月度净售出交易合同加权平均价。

### 7.3 批发用户侧主体电能量电费结算

批发用户侧主体批发市场应支付的电能量电费$C_{电能量}$包括省间中长期合约电费$C_{省间合约}$、省内中长期合约电费$C_{省内合约}$、省内日前市场电费$C_{省内日前}$、省内实时市场电费$C_{省内实时}$、调平电费$C_{调平用户}$

$C_{电能量}=C_{省间合约}+C_{省内合约}+C_{省内日前}+C_{省内实时}+C_{调平用户}$

#### 7.3.1 省间中长期合约电费（$C_{省间合约}$）

$C_{省间合约}=\Sigma（Q_{省间合约,t}\times P_{省间合约,t}）$

$Q_{省间合约,t}$为经营主体在 t 时段的省间中长期合约结算电量；$P_{省间合约,t}$为经营主体在 t 时段的省间中长期合约结算电价。

7.3.2 省内中长期合约电费（$C_{省内合约}$）

$$C_{省内合约}=\Sigma\left[Q_{省内合约,t}\times\left(P_{省内合约,t}+P_{日前统一,t}-P_{中长期结算参考点价格,t}\right)\right]$$

$Q_{省内合约,t}$为经营主体在 t 时段的省内中长期合约电量；$P_{省内合约,t}$为经营主体在 t 时段的中长期合约电价；$P_{日前统一,t}$为 t 时段日前现货市场统一结算点现货电价，$P_{中长期结算参考点价格,t}$为经营主体在 t 时段的中长期结算参考点现货电价。

7.3.3 省内日前现货市场电能电费（$C_{省内日前}$）

$$C_{省内日前}=\Sigma\left(Q_{日前申报,t}-Q_{中长期合约,t}\right)\times P_{日前统一,t}$$

$Q_{日前申报,t}$为经营主体在日前市场申报的 t 时段需求（出清）电量；$Q_{中长期合约,t}$为经营主体在 t 时段的中长期合约电量；$P_{日前统一,t}$为 t 时段日前现货市场统一结算点现货电价。

7.3.4 省内实时现货市场电能电费（$C_{省内实时}$）

$$C_{省内实时}=\Sigma\left[\left(Q_{实际,t}-Q_{日前申报,t}\right)\times P_{实时统一,t}\right]$$

$Q_{实际,t}$为经营主体在 t 时段的实际用电量；$Q_{日前申报,t}$为经营主体在日前市场申报的 t 时段需求电量；$P_{实时统一,t}$为 t 时段实时现货市场统一结算点现货电价。

7.3.4.1 未在日前市场申报的经营主体，其省内实时市场电费（$C_{省内实时}$）计算公式如下：

$$C_{省内实时}=\Sigma\left[\left(Q_{实际,t}-Q_{中长期合约,t}\right)\times P_{实时统一,t}\right]$$

$Q_{实际,t}$为经营主体在 t 时段的实际用电量；$Q_{中长期合约,t}$为经营主

体在 t 时段的中长期合约电量；$P_{实时统一,t}$为 t 时段实时现货市场统一结算点现货电价。

7.3.5 用户侧调平电费（$C_{调平用户}$）

$$C_{调平用户}=Q_{调平用电}\times P_{月度实时均价}$$

$$Q_{调平用电}=Q_{月度实际用电量}-\Sigma Q_{实际,t}$$

$Q_{调平用电}$为经营主体月度实际总用电量与累计分时实际用电量之差；$P_{月度实时均价}$为省内月度实时现货市场统一结算点现货电价；$Q_{月度实际用电量}$为经营主体月度实际总用电量；$Q_{实际,t}$为经营主体实时市场 t 时段实际用电量。

## 7.4 独立储能用电交易单元电能量电费结算

独立储能用电交易单元批发市场应支付的电能量电费$C_{电能量}$包括省间中长期合约电费$C_{省间合约}$、省内中长期合约电费$C_{省内合约}$、省内日前市场电费$C_{省内日前}$、省内实时市场电费$C_{省内实时}$、调平电费$C_{调平用户}$

$$C_{电能量}=C_{省间合约}+C_{省内合约}+C_{省内日前}+C_{省内实时}+C_{调平用户}$$

7.4.1 省间中长期合约电费（$C_{省间合约}$）

$$C_{省间合约}=\Sigma\left(Q_{省间合约,t}\times P_{省间合约,t}\right)$$

$Q_{省间合约,t}$为经营主体在 t 时段的省间中长期合约结算电量；$P_{省间合约,t}$为经营主体在 t 时段的省间中长期合约结算电价。

7.4.2 省内中长期合约电费（$C_{省内合约}$）

$$C_{省内合约}=\Sigma\left[Q_{省内合约,t}\times\left(P_{省内合约,t}+P_{日前出清,t}-P_{中长期结算参考点价格,t}\right)\right]$$

$Q_{省内合约,t}$为经营主体在 t 时段的省内中长期合约电量；$P_{省内合$

$_{约,t}$为经营主体在 t 时段的中长期合约电价；$P_{日前出清,t}$为 t 时段日前现货市场出清节点电价，$P_{中长期结算参考点价格,t}$为经营主体在 t 时段的中长期结算参考点现货电价。

7.4.3 省内日前现货市场电能电费（$C_{省内日前}$）

$$C_{省内日前}=\Sigma\left(Q_{日前出清,t}-Q_{中长期合约,t}\right)\times P_{日前出清,t}$$

$Q_{日前出清,t}$为经营主体 t 时段日前市场出清电量；$Q_{中长期合约,t}$为经营主体在 t 时段的中长期合约电量；$P_{日前出清,t}$为 t 时段日前现货市场出清节点电价。

7.4.4 省内实时现货市场电能电费（$C_{省内实时}$）

$$C_{省内实时}=\Sigma\left[\left(Q_{实际,t}-Q_{日前出清,t}\right)\times P_{实时出清,t}\right]$$

$Q_{实际,t}$为经营主体在 t 时段的实际用电量；$Q_{日前出清,t}$为经营主体 t 时段日前市场出清电量；$P_{实时出清,t}$为 t 时段实时现货市场出清节点电价。

7.4.5 用户侧调平电费（$C_{调平用户}$）

$$C_{调平用户}=Q_{调平用电}\times P_{月度实时均价}$$

$$Q_{调平用电}=Q_{月度实际用电量}-\Sigma Q_{实际,t}$$

$Q_{调平用电}$为经营主体月度实际总用电量与累计分时实际用电量之差；$P_{月度实时均价}$为省内月度实时现货市场统一结算点现货电价；$Q_{月度实际用电量}$为经营主体月度实际总用电量；$Q_{实际,t}$为经营主体实时市场 t 时段实际用电量。

## 7.5 虚拟电厂用电侧电能量电费

虚拟电厂普通售电交易单元、虚拟电厂节点交易单元非调节

时段批发市场应支付的电能量电费结算参照本细则 7.3 有关条款执行。虚拟电厂节点交易单元批发市场应支付的电能量电费 $C_{电能量}$ 包括非调节时段电能量电费 $C_{非调节时段}$、调节时段电能量电费 $C_{调节时段}$ 以及调平电费 $C_{调平用户}$。

$C_{电能量}=C_{非调节时段}+C_{调节时段}+C_{调平用户}$，$C_{非调节时段}$ 公式按照 7.3.1-7.3.4 执行。$C_{调平用户}$ 公式按照 7.3.5 执行。

$C_{调节时段}=C_{省间合约}+C_{省内合约}+C_{省内日前}+C_{省内实时}$，$C_{省间合约}$、$C_{省内合约}$ 公式按照 7.3.1-7.3.2 执行；$C_{省内日前}$、$C_{省内实时}$ 按 7.4.1-7.4.2 执行。

7.5.1 省内日前现货市场电能电费（$C_{省内日前}$）

$$C_{省内日前}=\Sigma[(Q_{日前出清,t}-Q_{用电负荷下限,t})\times P_{节点日前,t}+(Q_{用电负荷下限,t}-Q_{中长期合约,t})\times P_{日前统一,t}]$$

$Q_{日前出清,t}$ 为经营主体在日前市场 t 时段出清电量；$Q_{用电负荷下限,t}$ 为经营主体在 t 时段申报的用电负荷下限；$Q_{中长期合约,t}$ 为经营主体在 t 时段的中长期合约电量；$P_{日前统一,t}$ 为 t 时段日前现货市场的统一结算点现货电价；$P_{节点日前,t}$ 为经营主体所在节点 t 时段日前出清节点电价。

7.5.2 省内实时现货市场电能电费（$C_{省内实时}$）

$$C_{省内实时}=\Sigma[(Q_{实际,t}-Q_{日前出清,t})\times P_{节点实时,t}]$$

$Q_{实际,t}$ 为经营主体在 t 时段的实际用电量；$Q_{日前出清,t}$ 为经营主体在日前市场 t 时段出清电量；$P_{节点实时,t}$ 为经营主体所在节点 t 时段的实时出清节点电价。

7.6 售电公司（拥有配电网运营权的除外）、虚拟电厂结算电费为其零售市场应收与批发市场应付电费之差。

### 7.7 电网企业代理工商业用户购电电能量电费结算

电网企业代理工商业用户批发市场购电（以下简称“电网代理工商业购电”）应支付的电能量电费 $C_{电能量}$ 包括省内中长期合约电费 $C_{省内合约}$、省内实时市场电费 $C_{省内实时}$

$$C_{电能量}=C_{省内合约}+C_{省内实时}$$

#### 7.7.1 省内中长期合约电费（$C_{省内合约}$）

$$C_{省内合约}=\Sigma\left[Q_{省内合约,t}\times\left(P_{省内合约,t}+P_{实时统一,t}-P_{中长期结算参考点价格,t}\right)\right]$$

$Q_{省内合约,t}$ 为电网代理工商业购电在 t 时段的省内中长期合约电量；$P_{省内合约,t}$ 为对应 t 时段的中长期合约电价；$P_{实时统一,t}$ 为 t 时段实时现货市场统一结算点现货电价，$P_{中长期结算参考点价格,t}$ 为 t 时段的中长期结算参考点现货电价。

#### 7.7.2 省内实时现货市场电能电费（$C_{省内实时}$）

$$C_{省内实时}=\left(Q_{实际,t}-\Sigma Q_{省内中长期合约,t}\right)\times P_{实时统一,t}$$

$Q_{实际,t}$ 为电网代理工商业购电在 t 时段的月度实际用电量；$Q_{省内中长期合约,t}$ 为电网代理工商业 t 时段的省内中长期合约电量；$P_{实时统一,t}$ 为 t 时段月度实时现货市场统一结算点现货电价。

### 7.8 居民、农业（含线损）市场采购电能量电费结算

居民、农业（含线损）（以下简称“居农”）市场采购应支付的电能量电费 $C_{电能量}$ 包括省间购电电费 $C_{省间外购}$、省内中长期合

约电费 $C_{省内合约}$、省内实时市场电费 $C_{省内实时}$

$$C_{电能量}=C_{省间外购}+C_{省内合约}+C_{省内实时}$$

7.8.1 省间购电电费（$C_{省间购电}$）

$$C_{省间购电}=\Sigma\left(Q_{省间购电,h}\times P_{省间购电,h}\right)$$

$Q_{省间购电,t}$为居农 h 时段省间购电结算电量；$P_{省间购电,t}$为对应 h 时段的省间购电结算电价。

7.8.2 省内中长期合约电费（$C_{省内合约}$）

$$C_{省内合约}=\Sigma\left[Q_{省内合约,h}\times\left(P_{省内合约,h}+P_{实时统一,h}-P_{中长期结算参考点价格,h}\right)\right]$$

$Q_{省内合约,h}$为居农在 h 时段的省内中长期合约电量；$P_{省内合约,h}$为对应 h 时段的中长期合约电价；$P_{实时统一,t}$为 t 时段实时现货市场统一结算点现货电价，$P_{中长期结算参考点价格,t}$为 t 时段的中长期结算参考点现货电价。

7.8.3 省内实时现货市场电能电费（$C_{省内实时}$）

$$C_{省内实时}=\left(Q_{市场执行电量,h}-\Sigma Q_{省内中长期合约,h}-\Sigma Q_{省间购电,h}\right)\times P_{实时统一,h}$$

$$Q_{市场执行电量}=Q_{实际用电量}-Q_{优先发电电量}$$

$Q_{市场执行电量}$为居农月度市场实际执行用电量 $Q_{市场执行电量,h}$为 $Q_{市场执行电量}$按用电典型曲线分解的 h 时段居农月度实际执行用电量；$Q_{实际用电量}$为居农月度实际用电量；$Q_{优先发电电量}$为纳入居农采购的优先电源实际上网电量（包括调试电量），$Q_{省内中长期合约,h}$为居农 h 时段的省内中长期合约电量；$Q_{省间购电,h}$为电网 t 时段省间购电电量；$P_{实时统一,h}$为 h 时段月度实时现货市场统一结算点现货电价；h=4t。

7.9 省内月度实时现货市场加权均价

$$P_{月度实时，t}=\frac{\sum_{i=1}^{N}\sum_{d=1}^{D}\sum_{t=1}^{t}(Q_{实际,i,t,d}\times P_{实时,i,t,d})}{\sum_{i=1}^{N}\sum_{d=1}^{D}\sum_{t=1}^{t}Q_{实际,i,t,d}}$$

$Q_{实际,i,t,d}$为省内参与实时现货市场的发电机组（场站）、虚拟电厂等按照其所在节点价格结算的经营主体 i 在 d 日 t 时段的实际上网电量、实际充放电量、实际上下网电量等；$P_{实时,i,t,d}$为省内实时现货市场发电机组（场站）、虚拟电厂等按照其所在节点价格结算的经营主体 i 在 d 日 t 时段的实时出清价格。$P_{月度实时，t}$为省内月度实时现货市场加权均价。

# 8 零售用户结算

零售用户市场交易结算电费

$$C_{零售用户结算电费}=C_{电能量电费}-C_{封顶价差返还费用}-C_{日灵活调节电费}-C_{月分享电费}+C_{偏差考核费}+C_{绿电环境权益费用}$$

## 8.1 电能量电费（$C_{电能量电费}$）

### 8.1.1 批发均价+浮动价差模式

批发均价为所有售电公司当月在批发侧中长期市场、日前市场以及实时市场整体分时购电量价水平。浮动价差为售电公司和零售用户在批发购电均价的基础上度电约定一定的上浮价格或下浮价格。公式如下:

$$P_{套餐价格，h}=P_{批发购电分时均价，h}（下同）+P_{浮动价差}$$

$$P_{批发购电分时均价，h}=K1_h\times P_{中长期，h}+K2_h\times P_{现货日前，h}+(1-K1_h-K2_h)\times P_{现}$$

货实时，h

$$P_{\text{中长期，h}}=\frac{\sum_{i=1}^{N}\sum_{d=1}^{D}\sum_{t=1}^{t}(Q_{\text{中长期合约},i,t,d}\times P_{\text{中长期合约},i,t,d})}{\sum_{i=1}^{N}\sum_{d=1}^{D}\sum_{t=1}^{t}Q_{\text{中长期合约},i,t,d}}$$

$$P_{\text{现货日前，h}}=\frac{\sum_{i=1}^{N}\sum_{d=1}^{D}\sum_{t=1}^{t}(Q_{\text{日前出清},i,t,d}\times P_{\text{日前出清},i,t,d})}{\sum_{i=1}^{N}\sum_{d=1}^{D}\sum_{t=1}^{t}Q_{\text{日前出清},i,t,d}}$$

$$P_{\text{现货实时，h}}=\frac{\sum_{i=1}^{N}\sum_{d=1}^{D}\sum_{t=1}^{t}(Q_{\text{实时出清},i,t,d}\times P_{\text{实时出清},i,t,d})}{\sum_{i=1}^{N}\sum_{d=1}^{D}\sum_{t=1}^{t}Q_{\text{实时出清},i,t,d}}$$

$$K1_{h}=\frac{\sum_{i=1}^{N}\sum_{d=1}^{D}\sum_{t=1}^{t}Q_{\text{中长期合约},i,t,d}}{\sum_{i=1}^{N}\sum_{d=1}^{D}\sum_{t=1}^{t}Q_{\text{实际用电量},i,t,d}}$$

$$K2_{h}=\frac{\sum_{i=1}^{N}\sum_{d=1}^{D}\sum_{t=1}^{t}Q_{\text{售电公司日前出清},i,t,d}}{\sum_{i=1}^{N}\sum_{d=1}^{D}\sum_{t=1}^{t}Q_{\text{实际用电量},i,t,d}}$$

$P_{\text{中长期，h}}$为该月 h 时段所有售电公司年度、月度、月内中长期批发市场净购入合同加权均价（不含高耗能用户、省间及省内多年期绿电交易、保底售电及绿色环境权益价值），省间中长期交易合同按成交量纳入计算，$Q_{\text{中长期合约，i，t，d}}$为售电公司 i 在 d 日 t 时段的中长期合约电量，$P_{\text{中长期合约，i，t，d}}$为对应的合约价格；$P_{\text{现货日前，h}}$为该月 h 时段日前现货市场出清均价；$Q_{\text{日前出清，i，t，d}}$为省内报量报价、报量不报价参与现货市场的经营主体 i 按其所在节点价格结算的 d 日 t 时段日前出清电量，$P_{\text{日前出清，i，t，d}}$为对应时段的出清价格；$P_{\text{现货实时，h}}$为该月 h 时段实时现货市场出清均价；$Q_{\text{实时出清，i，t，d}}$为省内报量报价、报量不报价参与现货市场的经营主体 i 按其所在节点价

格结算的 d 日 t 时段实时出清电量，$P_{实时出清,i,t,d}$为对应时段的出清价格；h=4t。

$K1_h$、$K2_h$分别为该月所有售电公司在 h 时段中长期市场合同电量（包括年度、月度及月内，省间中长期交易合同按成交量纳入计算）、日前市场出清电量占实际用电量的比例，以电网企业每月传递的用户侧月度分时电量数据为基础计算得出，月度差错电量调整时$K1_h$、$K2_h$不进行调整，$K1_h$、$K2_h$保留两位小数，按月计算公布。$Q_{实际用电量,i,t,d}$为售电公司 i 在 d 日 t 时段的所有代理用户的实际用电量加和得出；$Q_{售电公司日前出清,i,t,d}$为售电公司 i 在 d 日 t 时段日前出清电量；h=4t。

$P_{浮动价差}$为零售用户与售电公司约定的每度电的上下浮动价格，可为正也可为负。

$P_{套餐价格,h} \leqslant 0$ 元/兆瓦时，按 0 元/兆瓦时结算。

8.1.2 “批发均价+固定价格”组合模式

套餐价格按照一定比例的所有售电公司批发购电分时均价与一定比例的分时固定价格组合确定。

$$P_{套餐价格,h}=(1-K_{占比})\times P_{批发购电分时均价,h}+K_{占比}\times P_{固定,h}$$

$K_{占比}$为固定价格部分所占比例，$P_{固定,h}$为售电公司与零售用户约定的分时固定价格。

8.1.3 按照陕西省有关政策，若与售电公司约定以上两种模式下的不分时零售套餐的用户，其$P_{批发购电加权均价}$为批发购电分时均

价 $P_{批发购电分时均价,h}$ 与所有售电公司对应分时结算电量加权计算得出。

$$P_{批发购电加权均价}=\Sigma\left(P_{批发购电分时均价,h}\times Q_{售电公司,h}\right)/\Sigma Q_{售电公司,h}$$

### 8.2 封顶价差返还费用（$C_{封顶价差返还费用}$）

针对售电公司与零售用户按月约定不分时平均度电封顶价格 $P_{封顶}$，当零售用户电能量结算均价＞平均度电封顶价格时，在当月结算时将价差部分产生的费差返还至零售用户。

8.2.1 按照“零售用户结算参考价+当月批发购电加权均价×合理差价率α”约定封顶价格的

$$P_{封顶}=P_{参考}+P_{批发购电加权均价}\ （下同）\times\alpha$$

$$P_{参考}=\Sigma\left(P_{批发购电分时均价,h}\times Q_{用户,h}\right)/\Sigma Q_{用户,h}$$

$$P_{批发购电加权均价}=\Sigma\left(P_{批发购电分时均价,h}\times Q_{售电公司,h}\right)/\Sigma Q_{售电公司,h}$$

$$C_{封顶价差返还费用}=\Sigma\left(P_{套餐价格,h}\times Q_{用户,h}\right)-\left(\Sigma Q_{用户,h}\right)\times P_{封顶}$$

$C_{封顶价差返还费用}>0$ 时，$C_{封顶价差返还费用}$ 返给该零售用户。

$Q_{用户,h}$ 为该用户 h 时段月度实际用电量；$Q_{售电公司,h}$ 为所有售电公司当月 h 时段分时结算电量；$C_{封顶价差返还费用}$ 为该零售用户按零售套餐约定的电能量结算价格结算的电费与按封顶价格结算的电费差额；$P_{套餐价格,h}$ 为该用户与售电公司约定的 h 时段的电能量结算价格。

8.2.2 按照固定价格约定封顶价格的

$$P_{封顶}=\min\left\{\left(P_{参考}+P_{批发购电加权均价}\times 3\%\right),\ P_{合同约定封顶价}\right\}$$

$$C_{封顶价差返还电费}=\Sigma\left(P_{套餐价格,h}\times Q_{用户,h}\right)-\left(\Sigma Q_{用户,h}\right)\times P_{封顶}$$

$C_{封顶价差返还费用}$>0 时，$C_{封顶价差返还费用}$返给该零售用户。

$Q_{用户,h}$为该用户 h 时段月度实际用电量；$C_{封顶价差返还电费}$为该零售用户按零售套餐约定的电能量结算价格结算的电费与按封顶价格结算的电费差额，$P_{套餐价格,h}$为该用户与售电公司约定的 h 时段的电能量结算价格。

### 8.3 虚拟电厂聚合服务套餐

虚拟电厂聚合服务套餐的电能量电费按照各类聚合资源主体电能量交易约定方式结算。

负荷类资源：参照普通零售用户按照“批发均价+浮动价差”或“批发均价+固定价格”组合模式确定套餐价格，按照“零售用户结算参考价+当月批发购电加权均价×合理差价率α”或固定价格两种方式合理确定平均度电封顶价格。

发电类资源（含负荷类资源主体配置的分布式新能源）：可选择以固定价确定 24 个时段的套餐价格( 24 个时段价格可不同)，或选择按“该发电类资源所在节点的实时市场出清价格+度电浮动价差”确定套餐价格，其中实时现货市场出清价格按月分 24 时以发电类资源主体所在节点月度实时现货市场出清电量与节点价格的加权均价计算。

储能类资源：可选择参照负荷类和发电类资源约定其月度电能量充放电结算价格。

### 8.4 日灵活调节费用（$C_{日灵活调节费用}$）

零售套餐中约定了日灵活调节的零售用户或聚合资源主体，其日灵活调节费用按调节日单独计算，按月累计由售电公司、虚拟电厂予以补偿。

$C_{日灵活调节费用}=\Sigma\ (Q_{实际上（下）调电量，h}\times P_{激励价格，h})$

$Q_{上调电量，h}=Q_{实际用电量，h}-Q_{合约电量，h}$

$Q_{下调电量，h}=Q_{合约电量，h}-Q_{实际用电量，h}$

当 $Q_{约定调节电量，h}\times k_{调节比例上限}\geqslant Q_{上（下）调电量，h}\geqslant Q_{约定调节电量，h}\times k_{调节比例下限}$ 时，$Q_{实际上（下）调电量，h}=Q_{上（下）调电量，h}$；

当 $Q_{上（下）调电量，h}>Q_{约定调节电量，h}\times k_{调节比例上限}$ 时，$Q_{实际上（下）调电量，h}=Q_{约定调节电量，h}\times k_{调节比例上限}$；

当 $Q_{上（下）调电量，h}<Q_{约定调节电量，h}\times k_{调节比例下限}$ 时，$Q_{实际上（下）调电量，h}=0$。

$Q_{实际用电量，h}$ 为该用户 h 时段的实际用电量，$Q_{合约电量，h}$ 为该用户日灵活调节约定中约定的 h 时段用电量，$Q_{约定调节电量，h}$ 为日灵活调节约定中约定的该时段调节电量，$Q_{实际上（下）调电量}$ 为该时段有效调节电量，$k_{调节比例上限}$、$k_{调节比例下限}$ 为有效调节比例上下限。

### 8.5 月分享费用（$C_{月分享费用}$）

虚拟电厂选择“按月分享”方式向负荷类资源依托聚合服务合同协商确定调节收益分享方式。月分享费用具体计算方式如下：

$C_{月分享费用}=\Sigma\{Q_{负荷类资源，h}\times \max[(P_{虚拟电厂聚合套餐，h}-P_{虚拟电厂所在节点电能量结算，h}),0])\times K_{调节贡献}\}$，

$C_{月分享费用}$ 为负荷类资源主体可获得的月分享费用；$Q_{负荷类资源，h}$ 为当月负荷类资源在调节时段实际用电量；$P_{虚拟电厂聚合套餐，h}$ 为当月负荷

类资源与虚拟电厂签订的聚合服务套餐在调节时段电能量价格；$P_{虚拟电厂所在节点电能量结算，h}$为当月虚拟电厂在该负荷类资源所在节点调节时段电能量结算价格（不含虚拟电厂市场运营费用、绿电环境价值费用、年度（年内）签约激励机制回收费用），其中调节时段为代理该负荷类资源主体的虚拟电厂月内每日实际调节时段的合集，日合并至月的整体时段不足整小时的，按整小时计算；$K_{调节贡献}$为虚拟电厂与其聚合的负荷类资源约定的调节贡献比例系数。

月分享费用随次次月电费向所聚合的负荷类资源传导。

### 8.6 偏差考核费（$C_{偏差考核费}$）

$$C_{偏差考核费}=\Sigma\ （Q_{偏差电量，h}\times P_{考核标准，h}）$$

$$Q_{正偏差，h}=\max\{[Q_{实际，h}-（1+U_1）\times Q_{合约电量，h}]，0\}$$

$$Q_{负偏差，h}=\max\{[1-U_2）\times Q_{合约电量，h}-Q_{实际，h}]，0\}$$

$Q_{正/负偏差，h}$为该零售用户月度h时段正/负偏差电量；$Q_{实际，h}$为该零售用户月度h时段实际用电量，$Q_{合约电量，h}$为该零售用户h时段零售套餐约定的电量，$P_{考核标准，h}$为零售用户h时段约定的偏差考核价格标准。$U_1$、$U_2$为套餐约定的正、负允许偏差范围；h时段为零售合约约定的结算最小时段。按照陕西有关政策要求，签订不分时套餐的电力用户，其偏差考核电量按月总计算。

### 8.7 绿电环境价值费用（$C_{零售用户绿电环境价值}$）

零售套餐中约定绿电需求的零售用户按套餐约定的绿电环境价值价格等开展绿电环境价值费用结算，若双方约定偏差补偿方式的，按补偿条款执行偏差补偿费用计算。

$$C_{零售用户绿电环境价值} = C_{小时级绿电环境价值} + C_{常规绿电环境价值}$$

$$C_{小时级绿电环境价值} = \sum_{d=1}^{n} \sum_{h=1}^{n} (Q_{小时级绿电环境价值，d，h}) \times P_{价格}$$

$$C_{常规绿电环境价值} = Q_{常规绿电环境价值} \times P_{价格}$$

$C_{小时级绿电环境价值}$为用户小时级绿电交易环境价值费用，$Q_{小时级绿电环境价值，d，h}$为用户 d 日 h 时段绿电环境价值结算电量，$P_{价格}$为用户小时级环境价值电量对应时段的价格；$C_{常规绿电环境价值}$为用户常规绿电交易环境价值费用，$Q_{常规绿电环境价值为}$月度常规绿电环境价值结算电量；$P_{价格}$为零售套餐约定的绿电环境价值价格；小时级绿电环境价值电量、常规绿电环境价值电量结算方式按照本规则第 9 节批发市场绿色电力交易环境价值结算。

**9** 批发市场绿色电力交易环境

9.1 绿电交易中电能量和绿色电力环境价值分开结算（绿色电力环境价值部分次次月结算）。电能量部分按照市场规则开展结算；绿电环境价值结算电量按当月合同电量、发电侧上网电量（扣除纳入可持续发展价格结算机制的电量）（以下简称“绿电结算上网电量”）、用户侧电量三者取小的原则（简称“三取小”）确定（以兆瓦时为单位取整数）。

9.2 绿电结算上网电量为发电企业对应时段的实际上网电量按比例扣除纳入可持续发展价格结算的机制电量（以下简称“机制电量”），比例（按百分比取整）为月度机制电量/月度上网电量。

9.3 小时级绿电交易环境价值结算优先于常规绿电交易环境价值结算。经营主体绿电环境价值费用为小时级绿电环境价值费用与常规绿电环境价值费用的加和。

9.4 小时级绿电环境价值费用结算。

9.4.1 小时级绿电环境价值按日每小时开展“三取小”计算，机制电量比例取上月（M-1）计算值。日每小时环境价值电量以月度为单位累计加和后按兆瓦时取整数。

9.4.2 同一用户侧主体与多个发电企业，或多个用户侧主体与同一发电企业存在小时级绿电合同关联关系的，发电侧绿电结算上网电量、用户侧用电量按日每小时级绿电合同电量比例分劈后分别开展“三取小”计算。

$$C_{小时级环境价值}=\Sigma\left(Q_{小时级绿电环境价值}\times P_{环境价值}\right)$$

$C_{小时级环境价值}$为经营主体小时级绿电环境价值费用，$Q_{小时级绿电环境价值}$为各小时级绿电合同结算绿电环境价值月度累计加和取整后的价值电量，$P_{环境价值}$为该绿电合同约定的环境价值价格。

9.4.3 交易机构（D+7）日出具D日小时级绿电环境价值电量计算结果（核对版），经营主体应于（D+8）日完成核对确认，逾期未确认视为无意见。原则上小时级绿电价值权益不开展调整结算。

9.5 常规绿电环境价值费用结算。

9.5.1 常规绿电交易绿电环境价值按月结算。机制电量取当

月值。发电企业绿电结算上网电量、电力用户用电量在扣除已结算小时级绿电环境价值结算电量后，按照剩余月度电量执行常规绿电交易“三取小”计算。

9.5.2 同一用户侧主体与多个发电企业，或多个用户侧主体与同一发电企业存在常规绿电交易合同关联关系的，发电侧绿电结算上网电量、用户侧用电量按绿电合同电量比例分劈后分别“三取小”计算。

$$C_{常规绿电环境价值}=\Sigma\left(Q_{常规绿电环境价值}\times P_{环境价值}\right)$$

$C_{常规绿电环境价值}$为经营主体常规绿电环境价值费用，$Q_{常规绿电环境价值}$为各常规绿电合同结算的绿电环境价值取整后的价值电量，$P_{环境价值}$为该绿电合同约定的环境价值价格。

9.6 偏差补偿费用按照合同约定的偏差补偿价格和绿色电力环境价值偏差量计算，由违约方向合同对方支付补偿费用，批发侧、零售侧分别计算。以兆瓦时为单位取整造成的尾差，不计入偏差量。

9.7 以绿色电力交易合同、转让交易后的绿色电力交易合同形成经营主体最终实际履约关系。绿色电力环境价值依据最终实际履约关系开展结算。发电侧之间的转让合同、用户侧之间的转让合同无需进行绿电环境价值结算。

## 10 辅助服务市场费用结算

辅助服务市场费用由电力调度机构计算，包括省间辅助服务

分摊结果、省内辅助服务分摊考核结果，并将费用分摊计算结果以月度为周期推送至电力交易机构，纳入月度结算依据，具体计算分摊方式参照有关辅助服务交易规则。

## 11 市场运营费用计算

市场运营费用包括成本补偿类费用、市场调节类费用以及市场平衡类费用。

成本补偿类费用包括机组启动补偿费用、机组运行补偿费用、机组成本补偿费用等。

市场调节类费用包括发电企业超额及缺额获益回收费用、批发交易用户超额及缺额获益回收费用等。根据市场运行情况，回收条款适时取消，具体按照政府有关部门规定为准。

市场平衡类费用包括结构平衡费用、省间双轨制平衡费用等。

### 11.1 成本补偿类费用

在火电机组成本（含启动成本、空载成本、边际成本等，下同）核定尚未完成前，成本补偿类费用包含机组启动补偿费用、机组运行补偿费用，分项对省级及以上调度调管内用燃煤发电企业开展独立补偿，具体按第 11.1.1、11.1.2 小节执行。

完成火电机组成本核定后，成本补偿类费用综合考虑机组启动成本、空载成本、电能量成本等与现货电能量收入的关系，整体对省级及以上调度调管内用燃煤发电企业开展统筹补偿，具体按第 11.1.3 小节执行。第 11.1.1、11.1.2 小节对应的机组启动补偿费用、机组运行补偿费用不再执行。

针对电网企业未完成分机组上网电量关口拆分、未出具分机组结算上网电量的燃煤发电企业，若该燃煤发电企业分机组机端电表数据均采集正常，则市场运营机构可暂通过采集其分机组机端发电电量信息，按比例拆分该燃煤发电企业全厂实际结算上网电量，获得其分机组 96 点上网电量，用于成本补偿类费用计算；若该燃煤发电企业分机组机端电表数据存在采集异常，则市场运营机构可暂通过调度数据采集与监视控制系统（SCADA）采样得到的分机组 96 点分机组机端发电电力，按比例拆分该火电企业全厂实际结算上网电量，获得其分机组 96 点上网电量，用于成本补偿类费用计算。

11.1.1 机组启动补偿费用（$R_{启动补偿费用}$）

机组启动补偿费用是根据省级及以上调度调管内用燃煤机组冷温热态开机状态计算其应补偿的费用。具体公式如下：

$$R_{启动补偿费用}=\Sigma\ (P_{启动报价,i}\times N_{启动次数,i})$$

$P_{启动报价,i}$为机组 i 的单次启动报价；$N_{启动次数,i}$为机组 i 的启停次数。

现阶段，鉴于火电机组成本（含启动成本、空载成本、边际成本等）核定及配套成本补偿机制尚未落实，“关中控煤”或“全省控煤”政策执行期间，机组启动仅针对省级及以上调度调管内用机组停机 168 小时内再次并网的场景进行补偿。补偿费用按照机组启停间隔时长分为冷、温、热态三档，以对应档位的机组启动报价予以补偿。其中停机时间 10 小时以内为热态启动，停机时

间 10 小时（含）至 72 小时（含）为温态启动，停机时间 72 小时以上为冷态启动。

$R_{启动补偿费用}$由市场化发电企业按月度上网电量比例进行分摊。

$$R_{启动补偿分摊,i}=R_{启动补偿费用}\times(Q_{发电企业,i}/\Sigma Q_{发电企业,i})$$

$R_{启动补偿分摊,i}$为发电企业 i 的分摊费用，$Q_{发电企业,i}$为发电企业 i 的月度上网电量。

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费用的计算范围:

1)发电机组在运行日由于非系统运行原因必须开机运行(如民生供热需要等)，包括发电机组申报了非系统运行原因的调试（试验）计划等情况;

2)发电机组上一次停机属于因自身原因发生的临时跳闸或故障迫停，包括同一发电企业内部因在运机组临时跳闸或即将故障迫停，需紧急启动厂内另外一台停备机组的情况;

3）发电机组参与西北区域交易已获得机组启停相关补偿;

4)因自身原因未按时并网(并网时间较调度指令要求提前或推后 2 小时以上）。

11.1.2 机组运行补偿费用（$R_{运行补偿费用}$）

机组运行补偿仅限保安全、保供应、促消纳等电网运行原因，包括日前必开补偿费用、实时调整补偿费用两项。具体公式如下:

$$R_{运行补偿费用}=R_{日前必开补偿费用}+R_{实时调整补偿费用}$$

$R_{日前必开补偿费用}$针对存在电网运行原因必开机组的燃煤发电企业，

其全厂日前最小出力曲线（扣除厂用电，下同）高于中长期交易持仓合约曲线部分的电量计算其补偿费用。具体公式如下:

$$R_{日前必开机组补偿}=\Sigma\left[Q_{日前必开补偿,t}\times\max\left\{\left(P_{必开,t}-P_{日前,t}\right),\ 0\right\}\right]$$

$$Q_{日前必开补偿,t}=\max\left\{\min\left\{Q_{日前必开,t}-Q_{中长期合约,t},Q_{省内日前结算,t},Q_{机组必开,t}\right\},0\right\}$$

$Q_{日前必开补偿,t}$为发电企业在 t 时段的日前市场必开补偿电量，即全厂日前最小出力电量与中长期交易持仓合约电量的差额，与省内日前结算电量、必开机组日前下限电量的较小值。

$P_{日前,t}$为发电企业在 t 时段的省内日前节点电价。

$$P_{必开,t}=\min\left\{P_{集中竞价交易加权平均价},\ P_{必开出力报价,t}\right\}$$

$P_{必开出力报价,t}$为发电企业下属必开机组 t 时段必开出力对应的申报价格，必开出力为最小技术出力时取该机组 3-10 段式报价的第一段申报价格；若该发电企业存在多台机组必开时，取各台机组最小必开出力对应申报价格的加权平均值。

$P_{集中竞价交易加权平均价}$为该运行日所在月份的月度集中竞价交易加权平均价，若某月集中竞价交易无成交电价，则使用最近一次成交的月度集中竞价交易加权平均价。

$R_{实时调整补偿费用}$是指电力调度机构因保安全、保供应、促消纳等电网运行原因，在实时环节调整火电机组出力，对增发电能量出现收益不能覆盖成本或减发电能量出现收益损失情况进行的补偿，补偿统计最小周期暂定为 1 小时。具体公式如下:

$$R_{实时调整补偿费用}=\Sigma\max\left\{\Sigma_{每小时}\left[Q_{实时发电调整补偿,t}\times\left(P_{发电调整,t}-P_{实时,t}\right)\right],\right.$$

0}

$Q_{实时发电调整补偿,t}=Q_{实际上网,t}-Q_{实时出清,t}$

$Q_{实时发电调整补偿,t}$为火电机组在 t 时段因电网运行原因调整实际发电出力、偏离实时出清计划（扣除厂用电，下同）所产生的偏差电量，即执行电力调度机构发电调整指令期间实际上网电量$Q_{实际上网,t}$与实时出清电量$Q_{实时出清,t}$的差额。

$P_{发电调整,t}=\min\{P_{集中竞价交易加权平均价}，P_{实际出力报价,t}\}$

$P_{实际出力报价,t}$为火电机组在 t 时段实际平均上网电力对应的申报价格。

$P_{实时,t}$为火电机组在 t 时段的省内实时节点电价。

$R_{运行补偿费用}$由市场化发电企业按月度上网电量比例进行分摊。

$R_{运行补偿分摊,i}=R_{运行补偿费用}\times（Q_{发电企业,i}/\Sigma Q_{发电企业,i}）$

$R_{运行补偿分摊,i}$为发电企业 i 的分摊费用，$Q_{发电企业,i}$为发电企业 i 的月度上网电量。

11.1.3 机组成本补偿费用（$R_{成本补偿费用}$）

完成火电机组成本核定后，按日计算直接参与市场出清燃煤发电机组的启动成本、空载成本和电能量成本总和，与现货市场电能量电费相比较，当现货市场电能量收入低于启动成本、空载成本和电能量成本总和时，给予成本补偿，日清月结。具体公式如下:

$R_{成本补偿费用}=\Sigma\max\{R_{启动补偿费用}+R_{空载补偿费用}+R_{电能量成本}-R_{现货电能量收入}，0\}$

$R_{启动补偿费用,i}=P_{启动报价,i}\times N_{启动次数,i}$

$P_{启动报价,i}$为机组 i 的单次启动报价；$N_{启动次数,i}$为机组 i 在该运行日的启停次数。启动补偿费用按照机组启停间隔时长分为冷、温、热态三档，以对应档位的机组启动报价予以补偿。其中停机时间 10 小时以内为热态启动，停机时间 10 小时（含）至 72 小时（含）为温态启动，停机时间 72 小时以上为冷态启动。

$$R_{空载补偿费用,i}=P_{空载报价,i}\times T_{运行时长,i}$$

$P_{空载报价,i}$为机组 i 的空载费用报价；$T_{运行时长,i}$为机组 i 在该运行日的并网运行时长，对于启动机组，自其并网运行时刻点的下一个交易时段起统计并网运行时长；对于停机机组，并网运行时长统计截至其停机解列时刻点的上一个交易时段。

$R_{电能量成本费用,i}$为机组 i 分别基于核定成本和自身报价计算所得实时上网电量对应电能量费用中的较小值。

$$R_{现货电能量收入,i}=P_{日前,i}\times Q_{日前,i}+P_{实时,i}\times(Q_{实时,i}-Q_{日前,i})$$

$P_{日前,i}$、$Q_{日前,i}$为机组 i 的日前出清节点电价、日前出清电量（扣除厂用电，下同）；$P_{实时,i}$、$Q_{实时,i}$为机组 i 的实时出清节点电价、实际上网电量。

当发电机组出现下述情况时，机组在运行日产生的启动补偿费用取 0:

1）发电机组在运行日由于非系统运行原因必须开机运行（如民生供热需要等），包括发电机组申报了非系统运行原因的调试（试验）计划等情况;

2)发电机组上一次停机属于因自身原因发生的临时跳闸或故

障迫停，包括同一发电企业内部因在运机组临时跳闸或即将故障迫停，需紧急启动厂内另外一台停备机组的情况;

3）发电机组参与西北区域交易已获得机组启停相关补偿。

当发电机组出现下述情况时，对机组在运行日产生的空载补偿费用、电能量成本费用进行修正:

1）因自身原因设置为必开机组（如民生供热需要等），其申报的最小发电能力以下的电能量成本费用取 0;

2）因自身原因机组无法足额深调，申报的最小发电能力高于能源监管机构深调认定的最小技术出力时，其申报的最小发电能力以下的电能量成本费用取 0;

3）因自身原因机组处于试验状态，且出力必须维持在指定出力水平时，相应时段内的空载补偿费用、电能量成本费用取 0;

4）因自身原因机组未有效执行电力调度机构发电指令时（参照陕西电力调频辅助服务市场实施细则，包括因自身原因退出 AGC 或 AGC 综合调频性能指标小于 0.5 的情况），相应时段内的电能量成本费用取 0。

当发电机组出现下述情况时，取消其该运行日的成本补偿费用:

1）发电机组故障迫停、临时跳闸;

2）因自身原因未按时并网或停机（并网或停机时间较调度指令要求提前或推后 2 小时以上）;

3）发电机组处于停备状态，但因自身原因未能执行机组组合

开机结果，直至该运行日并网开机。

$R_{成本补偿费用}$由市场化发电企业及全体工商业用户按照月度实际上网电量及实际用电量的比例分摊。

## 11.2 市场调节类费用

### 11.2.1 发电企业超额获益回收费用

11.2.1.1 火电发电企业中长期合同偏差超额及缺额获益回收费用（$R_{中长期合约超额回收}$、$R_{中长期合约缺额回收}$）。

火电发电机组按月按时段回收其中长期合同偏差超额获益。发电机组 H 时段中长期净售出合约电量与其该时段的实时上网电量偏差，超出该时段实时上网电量允许范围 K 的，将允许偏差范围外的偏差电量价差收益按价差的 λ 倍予以回收，价差为该时段所有火电发电机组中长期净售出交易合约加权均价与对应时段该火电发电机组实时节点电价加权平均价的差值计算，该项费用以场站为单位计算。具体公式如下:

$$R_{超额回收}=\Sigma\{[Q_{合约,H}-(1+K_1)Q_{实际,H}]\times(P_{合约均价,H}-P_{实时均价,H})\times\lambda_1\}$$

$$R_{缺额回收}=\Sigma\{[(1-K_2)Q_{实际,H}-Q_{合约,H}]\times(P_{实时均价,H}-P_{合约均价,H})\times\lambda_2\}$$

上述两个价差为负时不回收。

燃煤发电机组因“深调促消纳”造成的合理范围内的偏差免于回收，合理偏差范围=分时下调节空间/分时实际上网电量。其

中，分时下调节空间为燃煤发电机组正常并网运行状态下每小时深调容量对应的月累积分电量，深调容量=max{发电机组容量×40%-发电机组申报最小可调出力，0}，机组并网运行状态及深调容量按月每15分钟统计，机组故障缺陷、启停机过程等相应时段不纳入并网运行状态统计。

$Q_{合约,H}$为该机组H时段中长期交易净售出合约电量；$Q_{实际,H}$为该机组H时段实际上网电量；$P_{合约均价,H}$为所有火电发电机组H时段月度中长期交易净售出合约加权均价；$P_{实时均价,H}$为该火电发电机组H时段实时市场各节点电价的加权均价；H为回收时段；$\lambda_1$、$\lambda_2$为惩罚系数；$K_1$、$K_2$为允许偏差范围。

11.2.1.2 新能源中长期合同偏差超额及缺额获益回收费用（$R_{中长期合约超额回收}$、$R_{中长期合约缺额回收}$）

新能源场站按月按时段回收其中长期合同偏差超额收益。新能源发电场站月度H时段合同净售出电量与其月度对应时段实际上网电量（扣除机制电量）的偏差，超出月度对应时段实际上网电量（扣除机制电量）允许范围K的，将允许范围外的偏差电量价差收益按价差的λ倍予以回收，价差为月度该时段所有新能源市场中长期净售出交易合同加权均价与该新能源实时现货市场对应时段当月所有节点电价加权均价的差值计算（存量发电机组的各时段机制电量，按政府有关文件要求的比例在各时段上网电量中扣除；增量发电机组的机制电量，按实际机制电量占实际上网电量的比例取整后，在各时段上网电量中扣除），该项费用以场

站为单位计算。具体计算公式如下：

$$R_{\text{中长期合约超额回收}}=\Sigma\{[Q_{\text{合约},H}-(1+K_3)Q_{\text{实际},H}]\times(P_{\text{中长期均价},H}-P_{\text{实时均价},H})\times\lambda_3\}$$

$$R_{\text{中长期合约缺额回收}}=\Sigma\{[(1-K_4)Q_{\text{实际},H}-Q_{\text{合约},H}]\times(P_{\text{实时均价},H}-P_{\text{中长期均价},H})\times\lambda_4\}$$

上述两个价差为负时不回收。

$Q_{\text{合约},H}$为该发电机组月度 H 时段中长期交易净售出合约电量；$Q_{\text{实际},H}$为该发电机组 H 时段月度实际上网电量；$P_{\text{中长期均价},H}$为所有新能源月度 H 时段中长期交易净售出合约加权均价，$P_{\text{实时均价},H}$为该新能源实时现货市场月度 H 时段所有节点电价的加权均价；h 为回收时段；$\lambda_3$、$\lambda_4$为惩罚系数；$K_3$、$K_4$为允许偏差范围。

11.2.1.3 新能源日前曲线偏差超额及缺额获益回收费用（$R_{\text{曲线超额回收}}$、$R_{\text{曲线缺额回收}}$）

自愿参与日前结算的新能源发电场站，按日每小时回收其日前曲线偏差超额收益，该发电场站 h 时段日前出清电量与其对应时段的实际上网电量的偏差，超出对应时段实际上网电量允许偏差范围 K 的，将允许偏差范围外的偏差电量价差收益按价差的 λ 倍予以回收，价差为该时段机组日前节点电价的加权平均价与实时出清节点电价的加权平均价的差值。新能源发电企业日前出清或实际运行中出现弃电的时段免于回收。考虑新能源出力较低时预测偏差较大，当该时段实际出力平均值小于等于装机容量的 10%时，回收约束条件可适当放宽，该项费用以场站为单位计算，

具体公式如下:

$$R_{曲线超额回收}=\Sigma\{[Q_{日前,h}-(1+K_5)Q_{实际,h}]\times(P_{日前均价,h}-P_{实时均价,h})\times\lambda_5\}$$

$$R_{曲线缺额回收}=\Sigma\{[(1-K_6)Q_{实际,h}-Q_{日前,h}]\times(P_{实时均价,h}-P_{日前均价,h})\times\lambda_6\}$$

上述两个价差为负时不回收。

$Q_{日前,h}$为该场站 h 时段日前出清电量（剔除厂用电）；$Q_{实际,h}$为该场站 h 时段实际上网电量；$P_{日前均价,h}$为该场站对应时段日前出清电价的加权均价，$P_{实时均价,h}$为该场站 h 时段实时出清电价的加权均价。h 为回收时段；$\lambda_5$、$\lambda_6$为惩罚系数；$K_5$、$K_6$为允许偏差范围。

11.2.2 **批发用户侧主体超额获益回收费用**

按照陕西电力现货市场实施细则有关条款，当用户侧日前电能量市场交易组织方式按阶段一开展时，即批发用户侧主体申报的用电需求曲线作为日前电能量市场结算依据，不参与日前电能量市场出清时，对自主参与日前申报结算的批发用户侧主体执行 11.2.2.1；当用户侧日前电能量市场交易组织方式按阶段二开展时，即批发用户侧主体申报的用电需求曲线参与日前电能量市场出清和结算时，对批发用户侧主体执行 11.2.2.2。

11.2.2.1 批发用户侧主体日前申报偏差获益回收费用（$C_{日前申报超额回收}$、$C_{日前申报缺额回收}$）

自主参与日前申报结算的批发用户侧主体，按日每小时回收其日前申报偏差超额获益。批发用户侧主体在日前市场中申报的每小时用电需求曲线与其实际用电曲线之间的偏差，超出对应时段实际用电曲线允许偏差范围 V 的，将允许范围外的偏差电量价差收益按价差的 μ 倍予以回收。价差按照用户实时市场与日前市场每小时均价的差值计算。具体公式如下:

$$C_{日前申报超额回收}=\Sigma\left[Q_{日前,h}-(1+V_1)Q_{实际,h}\right]\times(P_{实时统一,h}-P_{日前统一,h})\times\mu_1$$

$$C_{日前申报缺额回收}=\Sigma\left[(1-V_2)Q_{实际,h}-Q_{日前,h}\right]\times(P_{日前统一,h}-P_{实时统一,h})\times\mu_2$$

上述两个价差为负时不回收。

$Q_{日前,h}$ 为该用户 h 时段日前出清电量; $Q_{实际,h}$ 为该用户 h 时段实际用电量; $P_{日前统一,h}$ 为 h 时段日前统一结算点电价，$P_{实时统一,h}$ 为 h 时段实时统一结算点电价。h 为回收时段; $\mu_1$、$\mu_2$ 为惩罚系数; $V_1$、$V_2$ 为允许偏差范围。

11.2.2.2 批发用户侧主体日前申报缺额约束费用（$C_{日前申报缺额约束}$）

批发用户侧主体按日每小时对其日前申报低于实际用电需求的超额电量收取约束费用。批发用户侧主体在日前市场中申报的每小时用电需求曲线与其实际用电曲线之间的负偏差，超出对应时段实际用电曲线允许偏差范围 V 的，将允许范围外的偏差电量按价差的 μ 倍进行约束费用收取。价差按照用户实时市场高于日前市场每小时均价的差值计算。具体公式如下:

$$C_{日前申报缺额约束}=\Sigma\left[(1-V_2)Q_{实际,h}-Q_{日前,h}\right]\times(P_{实时统一,h}-P_{日前统一,h})\times\mu_2$$

上述价差为负时不收取。

$Q_{日前,h}$为该用户 h 时段日前出清电量；$Q_{实际,h}$为该用户 h 时段实际用电量；$P_{日前统一,h}$为 h 时段日前统一结算点电价，$P_{实时统一,h}$为 h 时段实时统一结算点电价。h 为约束时段；$\mu_2$为惩罚系数；$V_2$为允许偏差范围。

11.2.2.3 虚拟电厂日前响应型用电交易单元日前申报偏差获益回收费用（$C_{日前申报超额回收}$、$C_{日前申报缺额回收}$）

虚拟电厂日前响应型用电交易单元，按日每小时回收其日前出清偏差超额获益。其在日前市场中出清的每小时用电曲线与其实际用电曲线之间的偏差，超出对应时段实际用电曲线允许偏差范围 V 的，将允许范围外的偏差电量价差收益按价差的μ倍予以回收。价差按照用户实时市场与日前市场每小时均价的差值计算，计算公式及参数按 11.2.2.1 执行。

11.2.2.4 用户侧主体中长期合同偏差超额及缺额获益回收费用（$C_{中长期超额回收}$、$C_{中长期缺额回收}$）

用户侧主体（批发用户侧主体、电网企业代理工商业用户购电、虚拟电厂相关用电交易单元，下同），全月除午间时间区间外的各时间区间其中长期净购入合约电量与其月度实际用电量的偏差，超出或少于月度实际用电量允许范围 V 的，将允许范围外的偏差电量价差收益按价差的μ倍按月按时段 H 予以回收；午间时间区间中长期交易净购入合同电量超出实际用电量合理范围上限的偏差电量，价差收益按价差的μ倍按月按时段 H 予以回收；

回收价差按照当月对应时段 H 该用电侧主体实时市场结算电价的加权均价与所有用电侧主体中长期交易净购入合同加权均价的差值计算。午间时间区间各小时中长期交易净购入合同电量低于实际用电量 30%（夏、冬季 1、7、8、12 月）、25%（其他月份）的，按小时开展分时段回收，偏差电量价差收益按价差的 μ 倍予以回收，回收价差按照当月对应小时该用户侧主体实时市场结算电价的加权均价与所有用电侧主体中长期交易净购入合同加权均价的差值计算。虚拟电厂用电交易单元在各时间区间的调节时间超过该区间时间的 50%（按月累计计算），则其在该区间中长期合同电量占实际用电量比例要求在售电公司允许范围基础上，上下各放开 10%。具体公式如下:

$$C_{\text{中长期超额回收}}=[\Sigma Q_{\text{合约，H}}-V_3\times Q_{\text{实际，H}}]\times(P_{\text{用户侧实时结算，H}}-P_{\text{中长期均价，H}})\times\mu_3\}$$

午间时间区间 $C_{\text{中长期缺额回收}}=[V_4\times Q_{\text{实际，h}}-\Sigma Q_{\text{合约，h}}]\times(P_{\text{中长期均价，h}}-P_{\text{用户侧实时结算，h}})\times\mu_4\}$

非午间时间区间 $C_{\text{中长期缺额回收}}=[V_4\times Q_{\text{实际，H}}-\Sigma Q_{\text{合约，H}}]\times(P_{\text{中长期均价，H}}-P_{\text{用户侧实时结算，H}})\times\mu_4\}$

$$P_{\text{用户侧实时结算，h}}=[\Sigma(Q_{\text{用户侧实际，t}}\times P_{\text{实时统一（节点电价），t}})]/\Sigma Q_{\text{用户侧实际，t}}$$

当 $\Sigma(n_{\text{调节时段 i，d，H}})/(32\times N)>50\%$，$V_3$、$V_4$ 上下各放开 10%

上述价差为负时不回收。

$Q_{\text{合约，H（h）}}$ 为该用户月度 H（h）时段中长期交易合约净购入电

量，$Q_{实际,H(h)}$为该用户 H（h）时段月度实际用电量；$P_{用户侧实时统一,H(h)}$为该用户 H（h）时段月度现货实时市场结算电价加权均价（批发用户侧主体、电网代理工商业用户购电、虚拟电厂相关用电交易单元按实时统一结算点电价）；$P_{中长期均价,H(h)}$为所有用户侧主体月度 H（h）时段中长期交易净购入合约加权均价，H（h）为回收时段，$P_{实时统一,t}$为 t 时段实时统一结算点电价；$V_3$、$V_4$为允许偏差范围，$\mu_3$、$\mu_4$为惩罚系数，$n_{调节时段,i,d,H}$为经营主体 i 每日 H 时段 96 点调节时段的数量，N 为当月天数。

11.2.3 对暂不具备分时电量推送条件,按照月度电量结算的经营主体开展中长期超额获利回收。其中长期净合同电量以外的偏差电量，因偏差电量结算价格低于（或高于）同类型电源、批发用户侧主体中长期净合同均价产生的超额获利,全部予以回收。涉及新能源场站的，计算回收时应剔除机制电量。

11.2.4 配套光伏因实际上网电量与省间执行电量的偏差电量产生的价差收益按月分时间区间回收，回收价格为配套新能源自身月度现货实时市场加权均价与配套光伏外送月内及以上省间中长期交易净合同均价的差值。上网电量超出省间执行电量，上述回收价差为正时回收；上网电量低于省间执行电量，上述价差为负时回收。回收的盈余电费，按月向省内参与外送的发电机组（场站）按外送合同电量的比例返还。

11.2.5 配套风电省间中长期交易执行电量超出其月时间区

间的实际上网电量105%的部分产生的价差收益予以回收，回收价格为配套风电月内及以上省间中长期交易净合同均价与其省内现货实时市场结算均价的差值乘以惩罚系数（暂定1.1）。回收的盈余电费，按月向省内参与外送的发电机组（场站）按外送合同电量的比例返还。

11.2.6 已参与电力市场的非报量报价火电企业(含公用资源综合利用电厂），其月度电能量市场综合结算电价（包含电能量电费、市场运营费用以及市场运营费用的分摊及返还）超过省内年度市场中长期交易均价的，超出部分的电能量市场电费在月度结算时暂扣（若月度上网电量为零时，对其全部电能量市场电费收益予以回收，返还至全体工商业用户），并以年度为周期进行清算（若月度上网电量为零时，该月份电能量市场电费不纳入清算，也不计入其清算周期均价计算），若其该周期内电能量市场综合结算电价未超过省内年度市场中长期交易均价，则向其返还月度暂扣电费；若超出省内年度市场中长期交易均价，超出部分不予返还，清算后的盈余费用返还至全体工商业用户。

11.2.7 上述涉及市场经营主体自身日前、实时均价计算时，如遇时段内各时点出清电量、实际上网电量/用电量均为零时，该时段均价取各时点电价的算术平均值；涉及中长期市场净合同均价计算时，均不含绿电环境价值权益；同类型电源市场均价计算时，均不含配套电源；风、光、水、储能以外的电源类型均纳入火电均价计算范围。回收价差的绝对值超出现货市场申报价格上

限的，按上限执行；回收价差执行上限时，月度回收总费用不超过其当月电能量总费用（不包含市场费用类分摊及返还）。计算发电企业中长期合同超缺额回收时，省间现货、互济交易等可以明确至各电厂的短期交易电量纳入合同电量计算。

## 12 市场平衡类费用计算

现货市场运行期间，受电力供需、主体量价等因素影响，发用两侧电能量电费存在偏差，包括市场结构平衡费用、省间双轨制平衡费用两部分，市场结构平衡费用包含计划与市场双轨、批发市场发用两侧现货模式下偏差电量及结算价格差异等原因产生的电费偏差；省间双轨制平衡费用为各类省间无法清分到市场主体的送购电量，在省内以现货市场价格结算，在省间以省间有关价格结算，两者产生的费用偏差。

### 12.1 市场结构平衡费用（$R_{市场结构平衡费用}$）

$$R_{市场结构平衡费用}=C_{用户侧省内市场结算电费}-R_{发电侧省内市场结算电费}$$

$$R_{双轨等其他不平衡}=R_{市场结构平衡费用}-R_{发用偏差不平衡}$$

$$R_{发用偏差不平衡}=\Sigma\left[Q_{用户侧日前结算电量,t}\times\left(P_{日前统一结算点电价,t}-P_{实时统一结算点电价,t}\right)\right]-\Sigma\left[Q_{发电侧日前结算电量,t}\times\left(P_{日前节点电价,t}-P_{实时节点电价,t}\right)\right]$$

$C_{用户侧省内市场结算电费}$为月度用户侧省内市场结算电费，$R_{发电侧省内市场结算电费}$为月度发电侧省内市场结算电费；$Q_{用户侧日前结算电量,t}$为用户侧日前现货市场 t 时段结算电量，$P_{日前统一结算点电价,t}$、$P_{实时统一结算点电价,t}$为 t 时段日前统一结算点现货电价；$Q_{发电侧日前结算电量,t}$为发电侧 t 时段日前现货市场出清电量，$P_{日前节点电价,t}$、$P_{实时节点电价,t}$为发电侧 t 时段日

前、实时现货市场出清节点电价。

12.2 **省间双轨制平衡费用（$R_{省间双轨制平衡费用}$）**

省间双轨制平衡费用分为省间外送双轨制平衡费用（$R_{省间外送双轨制平衡费用}$）及省间外购双轨平衡费用（$R_{省间外购双轨制平衡费用}$）

$$R_{省间外送双轨制平衡费用}=Q_{省间外送}\times(P_{省间外送结算}-P_{发电侧现货市场实时均价})$$

$$R_{省间外购双轨制平衡费用}=Q_{省间外购}\times(P_{省间外购结算}-P_{现货市场实时统一结算点电价})$$

$Q_{省间外送}$为省间无法清分到各发电企业的外送电量，包括省间现货、互济、波动偏差等，$P_{省间外送结算}$为对应结算科目的省间外送结算价格；$Q_{省间外购}$为省间无法清分到各市场主体的外购电量，包括省间现货、互济、波动偏差等，$P_{省间外购结算}$为对应结算科目的省间外购结算价格。

月度结算时，若因上述基础结算数据无法按期推送，则开展平衡类费用暂估结算。

## 13 应急调度电费

按照《跨省跨区应急调度管理办法》（发改运行规〔2025〕1193号）以及政府有关文件规定执行。

## 14 市场运营费用分摊或返还

14.1 成本补偿费用分摊或返还方式按照本细则有关条款执行。

14.2 市场调节类费用中，没有明确分摊或返还方式的发电侧回收费用向全体工商业用户返还，用电侧回收费用向市场化发电

企业返还。发电企业按照实际上网电量比例返还；全体工商业用户按实际用电量比例返还。返还电费纳入交易结算依据。

14.3 市场平衡类费用中省间外送双轨制平衡费用由市场化发电企业按照月度实际上网电量的比例分摊或返还；省间外购双轨制平衡费用由市场化发电企业及全体工商业用户按照月度实际上网电量及实际用电量的比例分摊或返还。市场结构平衡费用按市场化发电企业发月度上网电量、全体工商业用户月度实际用电量的比例分摊或返还，若分摊或返还中存在已销户的，则分摊返还给其他主体。

14.4 市场调节类费用、平衡类费用涉及在发用两侧分劈分摊的均按发电企业、工商业用户发生月上网电量及用电量总量分劈后，分别按结算月上网电量的比例、用电量的比例分摊或返还。

14.5 上述市场补偿类、调节类、平衡类费用暂不向统调水电、未参与交易申报的集中式扶贫、分布式新能源分摊或返还。

14.6 **其他费用分摊及返还**

因自身原因未按期转商运的发电企业，清算累计盈余费用向全体工商业用户按结算月实际用电量的比例返还。

省间交易责任偏差中，因省间变更执行曲线产生的分摊费用，能明确到单个发电企业的，由相关发电企业承担；能明确到交易序列的，由序列内涉及的发电企业按合同电量比例分摊；无法明确的，按产生月份所有发电企业净售出外送合同电量比例分摊。因对侧省份变更执行曲线产生的返还费用，由陕西省内发电企业

按省内净售出中长期合同比例返还。

14.7 市场经营主体年度及年内中长期合同签约激励约束机制的计算及返还按照陕西省年度电力市场化交易实施方案等政府主管部门发布的最新文件执行。

## 15 结算查询及调整

15.1 经营主体对结算明细数据、结算依据计算过程、结算依据内容等向电力交易机构提出查询或就电费账单问题向电网企业提出查询的，收到结算查询后，电力交易机构或电网企业应及时确认及评估查询是否有效，可要求经营主体追加相关信息，若确认结算查询有效且需要修改结算依据或结算账单，应按规则进行调整。

15.2 结算调整是结算依据或电费账单正式发布后，因故需对结算依据、电费账单调整而开展的退补及清算工作。退补追溯期原则上自结算依据发布之日起 6 个月内。

（一）退补是指因计量、档案、合同、出清等数据差错、变更等原因以及其他规则允许情况而产生的结算调整工作。

（二）清算是指因政策规则调整、临时电价结算等原因产生的结算调整工作。

15.3 开展追退补和清算时，首先应由电力交易机构编制追退补和清算的结算依据，履行本规则中结算依据发布流程后，再由电网企业开展电费追退补和清算。

15.4 超过追溯期的差错电量等，原则上不再返回至历史月份

进行调整，在差错处理月份按照处理月份有关价格结算，且不再联动调整其它经营主体或其他市场运营费用等，具体如下:

（一）电力用户差错电量按照处理月份公布的电网企业代理工商业月度购电价格结算（具备追溯条件的差错电量，按历史月份对应的公布的电网企业代理工商业月度购电价格结算），差错电量不计入当前月份偏差（或调平）电量。电力用户存在未入市前的修正电量，由电网企业予以清算。

（二）发电企业差错电量按处理月当月自身市场电能量结算均价结算，差错电量不再计入当前月份偏差（或调平）电量。

15.5 未超出追溯期的结算调整应按照以下方式开展:

（一）若结算错误影响多个经营主体，电力交易机构应重新进行结算计算，并在最近一次结算周期内完成调整；无法在最近一次结算周期内完成调整的，调整金额应在下个结算周期的结算依据中记为“结算调整科目”费用。

（二）因结算基础数据错误、不可用或存在争议，需要提供方重新提供信息时，应在每月 15 日前通过平台补推，并做好记录。电力交易机构收到补推数据后，按结算调整原则统筹处理。

（三）电力交易机构根据调整后的计量数据、交易合同、出清结果、执行结果等基础数据重新进行整体重算。重算结果中各项结算科目与最近一次历史结算结果之差作为调整费用，纳入当前结算月份月度正式结算依据。

（四）批发市场中，因计量错误产生的差错电量，若日清计

量或拟合、拆分的分时电量调整偏差绝对值的累计值小于其差错发生月总上网电量/用电量 10%时或月总上网电量/用电量为零，分时电量调整偏差绝对值小于 1 兆瓦时时，原则上分时电量不再追溯至具体时段，差错电量按照差错月份实时市场加权均价进行退补调整。超出 10%的，具备分时追溯条件的返回至时点重新结算电能量电费及有关市场运营费用，不具备分时追溯条件的，按小于 10%的处理原则处理。因重结产生的费差纳入最近月份结算周期的结算依据中追退补。

（五）对批发市场经营主体的出清数据、分时电量数据等退补调整后，原则上不对日前(实时)出清均价、统一结算点电价、批发购电分时均价、零售封顶价格进行调整。

（六）零售用户因计量错误产生的差错电量电费退补纳入当前月份结算依据，按照差错发生月份零售合同分时价格进行退补结算，费用调整纳入下一个结算周期予以分摊返还；若差错电量不具备分时条件，零售用户按其月度零售套餐均价结算（合同中无签约电量的，按算术平均值计算）。其中，若差错电量>零售用户实际用电量的 5%，零售封顶价格予以同步调整；若差错电量≤零售用户实际用电量的 5%，零售封顶价格不再调整。

15.6 原则上差错电量的调整及清算，不联动调整发生月份经营主体分摊及返还的市场运营费用。调整及清算电量纳入结算月参与结算月市场运营费用的分摊及返还。

15.7 市场交易规则、结算规则、电价政策等发生变化，需要

调整电费的，由电力交易机构依照相应规则或政策开展电费退补。

15.8 因合同要素不全、结算系统错误等非计量差错产生的结算调整，应返回至差错产生月份开展重算，差费纳入最近一个周期的结算依据中。

15.9 调整结算产生的市场运营费用差额，滚动纳入最近一个月的结算周期相关科目。

15.10 已结算的绿电环境价值，不因参与绿电交易的发电侧经营主体与电力用户的历史月份发、用电量计量差错退补开展联动调整。

## 16 收付款管理

16.1 发电侧电费结算纳入电网企业购电管理流程，由电网企业按月支付。

16.2 批发市场用户、零售市场用户到户电费，按照电网企业相关收费规定执行，纳入电网企业售电管理流程，由电网企业收取，增量配电网所辖用户可由拥有该增量配电网运营权的售电公司收取。

16.3 各经营主体应根据法规、政策文件、合约等，在约定期限内完成电费收付，约定期限内未足额或未缴纳电费的经营主体，由电网企业提出使用履约保函、保险，并将欠费信息反馈给交易中心，交易中心将欠费的经营主体方纳入市场信用管理。

16.4 对因履约保函、保险无法覆盖次月批零倒挂电费、且未及时追加保函、保险的售电公司，将其前期盈利的部分资金暂缓

支付，用于弥补售电公司可能产生的亏损，结清亏损电费且追加保函后，恢复正常。

16.5 经营主体对电费账单存在异议时,须先按账单金额缴纳电费，待异议核实处理完毕后通过电费追补方式进行清算。

## 17 附则

### 17.1 市场中止与管制

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

### 17.2 其他事项

本细则未尽事宜，按照现行政策执行，现行政策未明确的可报请政府批复或备案后执行。现行政策与本细则不一致的，按本细则执行。

17.3 本规则由陕西省发展和改革委员会负责解释,自发布之日起执行。

附件：

# 陕西电力市场结算参数表

1. 8.1.2 $K_{占比}$暂不超过40%

2. 8.2.1 合理差价率 $0 \leqslant \alpha \leqslant 5\%$

3. 8.4 $k_{调节比例上限}=130\%$、$k_{调节比例下限}=30\%$

4. 11.2.1.1 火电发电企业中长期合约偏差超额及缺额获益回收费用中，回收时段H分为早间（1:00-9:00）、午间（9:00-17:00）、晚间（0:00-1:00，17:00-24:00），$K_1=10\%$、$K_2=20\%$，$\lambda_1=\lambda_2=1.05$。

5. 11.2.1.2 新能源中长期合同偏差超额及缺额获益回收费用中，回收时段H分为早间（1:00-9:00）、午间（9:00-17:00）、晚间（0:00-1:00，17:00-24:00），K3=5%、K4=50%，$\lambda_3=\lambda_4=1.05$。

6. 11.2.1.3 新能源日前曲线偏差超额及缺额获益回收费用中，对于光伏发电企业$K_5=K_6=30\%$；对于风电发电企业$K_5=K_6=35\%$，考虑新能源出力较低时预测偏差较大，当该时段实际出力平均值小于等于装机容量的10%时，光伏、风电放宽至40%、45%，$\lambda_5=\lambda_6=1$。

7. 11.2.2.1 批发交易用户日前申报偏差获益回收费用中$V_1=V_2=10\%$，$\mu_1=\mu_2=1.05$。

8. 11.2.2.2 批发交易用户日前申报缺额约束费用中 $V_2$=10%，$\mu_2$=1.05。

9. 11.2.2.3 用电侧主体中长期合同偏差超额及缺额获益回收费用中，早间、晚间回收时段 H 为（1:00-9:00）、晚间（0:00-1:00，17:00-24:00），$V_3$=105%，$V_4$=65%，午间超额回收时段 H 为（9:00-17:00），$V_3$=70%；缺额回收时段 h 为（9:00-17:00）中的每小时，夏、冬季 1、7、8、12 月 $V_4$=30%，其他月份 $V_4$=25%；$\mu_3$=$\mu_4$=1.05。

10. 配套新能源有关条款涉及的时间区间：早间（1:00-9:00）、午间（9:00-17:00）、晚间（0:00-1:00，17:00-24:00）

备注：上述参数后续根据政府有关文件的要求予以调整。