

附件 4

甘肃电力现货市场结算实施细则 (征求意见稿) (V3.2)

第一章 总 述

第一条 为指导、规范、明确电力市场结算相关工作开展，维护电力交易各方的合法权益，依据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<售电公司管理办法>的通知》（发改体改规〔2021〕1595号）、《国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047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）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2023〕813号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<电力中长期交易基本规则>的通知》（发改能源规〔2020〕889号）、《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<电力市场计量结算基本规则>的通知》（发改能源规〔2025〕976号）等文件要求制定本细则。本细则所称结算是指对电力市场中的电量、电价及相关费用进行计算与确认。

第二条 本细则适用于甘肃省内参与电力市场的经营主

体。

第三条 结算工作应遵循依法依规、诚信、公平、公正的原则，遵守电能交易合同相关条款。

第二章 市场结算权责

第四条 市场经营主体的权利和义务主要包括：

- （一）参与批发市场的用户（大用户，售电公司，负荷聚合商，虚拟电厂等）应公平承担市场运营费用及不平衡资金。
- （二）可以获取、查看其在各历史交易日、各历史结算时段的结算明细。
- （三）结算依据出具后，应在规定时间内核对并确认结算依据的完整性和准确性。
- （四）对结算依据、结算账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提出异议。
- （五）负责提供用于资金结算的银行账户。
- （六）按规定向电网企业支付（或收取）款项。

第五条 电力交易机构的权利和义务主要包括：

- （一）负责向经营主体提供电力交易结算依据及相关服务，按规定收取交易服务费。
- （二）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）负责处理经营主体结算的相关查询。

（四）负责经营主体的履约保函管理，接受电网企业履约保函、保险的使用申请，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。

（五）负责将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

第六条 电力调度机构权利和义务主要包括：

（一）负责电能量计量系统管理。

（二）负责向电网企业和交易机构提供现货市场电量出清结果。

第七条 电网企业的权利和义务主要包括：

（一）负责根据电力交易机构提供的结算依据，按自然月周期向经营主体出具结算账单，并按照规定向经营主体收付款。

（二）按照有关规定，将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

（三）负责向发生付款违约的经营主体开展欠款催缴，包括向电力交易机构提出履约保函、保险的使用申请。

（四）负责各类经营主体计量数据出口管理。

第三章 结算原则

第一节 结算周期

第八条 电力市场结算周期为自然月。其中现货市场采用“日清月结”模式，以每 15 分钟作为最小结算时段。未参与现

货市场的经营主体月度偏差电量或月度峰平谷偏差电量按照现货市场价格结算。

第九条 跨区跨省交易由组织该交易的电力交易机构会同送受端电力交易机构向经营主体出具结算依据。其中可按日清分到经营主体的交易电量，在现货市场结算环节将日前成交结果视为中长期合同，将日内或实时成交结果叠加至日前出清结果开展实时市场偏差计算。其中暂未按日开展清分到经营主体的交易电量，以月度结算时统一发布的清分结果为准。

第二节 结算模式

第十条 经营主体结算依据包括现货电能量电费、中长期合同电费（包括双边合同、政府授权合约等）、系统运行费用（包含辅助服务费用、发电侧可靠容量电费、抽水蓄能容量电费等）、双轨制资金及市场运营费用等。

第十一条 电力市场结算按以下原则开展：

（一）省内中长期交易电量结算按照“照付不议、偏差结算”的原则执行。

（二）省间中长期交易电量据实结算，产生的偏差按责任偏差处理机制执行，责任偏差费用由该经营主体承担。

（三）非市场化主体按照“据实结算”的原则执行。产生的损益按国家相关规定处理。

第十二条 电力市场结算可采用两种方式结算：

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，并结算所在节点或统一结算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价格结算。

甘肃电力市场采用方式二结算。中长期合同电量按中长期合同价格结算，并结算中长期合同阻塞电费（其中发电侧主体基于其所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值结算，用电侧主体基于统一结算点与中长期结算参考点的现货价格差值结算）。日前出清电量与中长期合同电量的偏差按日前现货市场出清价格结算。实际电量与日前出清电量的偏差按实时现货市场出清价格结算。

第十三条 多个调度单元（发电机组）共用上网计量点且无法拆分的，按照各自的实际发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，以获取各调度单元（发电机组）的实际上网电量。对于风电、光伏企业处于相同运行状态的不同项目批次共用同一计量点的机组，可以按照额定容量比例计算上网电量。

第十四条 处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

第十五条 同一交易单元的不同调度单元（发电机组）处于不同节点时，按照各调度单元（发电机组）所处节点相应时段

的现货节点价格、出清电量或上网电量计算交易单元现货结算价格。日前和实时现货结算价格计算公式如下：

$$P_{i,t}^{\text{日前}} = \frac{\sum_{k \in i}^K (Q_{i,k,t}^{\text{日前}} \times P_{i,k,t}^{\text{日前}})}{\sum_{k \in i}^K Q_{i,k,t}^{\text{日前}}}$$

$$P_{i,t}^{\text{实时}} = \frac{\sum_{k \in i}^K (Q_{i,k,t}^{\text{实际}} \times P_{i,k,t}^{\text{实时}})}{\sum_{k \in i}^K Q_{i,k,t}^{\text{实际}}}$$

其中， $P_{i,t}^{\text{日前}}$ 为 t 时段交易单元 i 的日前结算价格； $Q_{i,k,t}^{\text{日前}}$ 为 t 时段交易单元 i 的调度单元（发电机组）k 日前出清电量； $P_{i,k,t}^{\text{日前}}$ 为 t 时段交易单元 i 的调度单元（发电机组）k 所在节点日前节点价格； $P_{i,t}^{\text{实时}}$ 为 t 时段交易单元 i 的实时结算价格； $Q_{i,k,t}^{\text{实际}}$ 为 t 时段交易单元 i 的调度单元（发电机组）k 实际上网电量； $P_{i,k,t}^{\text{实时}}$ 为 t 时段交易单元 i 的调度单元（发电机组）k 所在节点实时节点价格。

第三节 结算定价

第十六条 发电侧现货市场价格：

每个结算时段默认以其所在节点的节点边际电价作为其该时段的结算价格，节点边际价格超过限价时按市场限价进行结算。

其中，装机容量 50MW 以下水电以实时市场统一结算点价格分时结算。未直接参与现货市场的扶贫光伏、分布式光伏、特许

权、平价示范新能源项目、光热电站以现货市场月度发电侧实时市场全部新能源项目加权平均价格结算，计算公式如下：

$$P^{\text{新能源月度均价}} = \frac{\sum_d^D \sum_i^I \sum_t^T (Q_{i,t,d}^{\text{实际}} \times P_{i,t,d}^{\text{实时}})}{\sum_d^D \sum_i^I \sum_t^T Q_{i,t,d}^{\text{实际}}}$$

其中， $P^{\text{新能源月度均价}}$ 为月度现货市场新能源项目加权平均电价； $Q_{i,t,d}^{\text{实际}}$ 为“报量报价”参与现货市场的新能源项目 i 在 d 日 t 时刻的实际上网电量。 $P_{i,t,d}^{\text{实时}}$ 为“报量报价”参与现货市场的新能源项目 i 在 d 日 t 时刻的实时市场结算价格。

第十七条 用户侧现货市场价格：

（一）每个结算时段用户侧经营主体以统一结算点现货价格作为其该时段的结算价格。

（二）日前现货市场每个结算时段的统一结算点现货价格，为各节点发电机组（场站）、电网侧储能出清电量、绿电直连项目和电源型虚拟电厂与对应节点出清电价的加权平均值。计算公式如下：

$$P_t^{\text{日前统一结算点}} = \frac{\sum_i^I (Q_{i,t}^{\text{日前}} \times P_{i,t}^{\text{日前}})}{\sum_i^I Q_{i,t}^{\text{日前}}}$$

其中， $P_t^{\text{日前统一结算点}}$ 为 t 时段日前现货市场统一结算点现货价格； $Q_{i,t}^{\text{日前}}$ 为 t 时段省内参与现货市场发电机组（场站）、电网侧

储能、绿电直连项目和电源型虚拟电厂 i 的日前出清电量； $P_{i,t}^{\text{日前}}$ 为 t 时段省内参与现货市场发电机组（场站）、电网侧储能、绿电直连项目和电源型虚拟电厂 i 所在节点日前结算价格。

（三）实时现货市场每个结算时段的统一结算点现货价格，为各节点发电机组（场站）实际上网电量、电源型虚拟电厂实际上网电量、电网侧储能实际充放电量、绿电直连项目实际上下网电量与对应节点实时结算价格的加权平均值。计算公式如下：

$$P_t^{\text{实时统一结算点}} = \frac{\sum_i^I (Q_{i,t}^{\text{实际}} \times P_{i,t}^{\text{实时}})}{\sum_i^I Q_{i,t}^{\text{实际}}}$$

其中， $P_t^{\text{实时统一结算点}}$ 为 t 时段实时现货市场统一结算点现货价格； $Q_{i,t}^{\text{实际}}$ 为 t 时段省内参与现货市场发电机组（场站）实际上网电量、电源型虚拟电厂的实际上网电量、电网侧储能实际充放电量、绿电直连项目的实际上下网电量，原则上采用运行日后第 1 日（D+1 日）计量采集系统采集的运行日电量； $P_{i,t}^{\text{实时}}$ 为 t 时段省内参与现货市场发电机组（场站）、电源型虚拟电厂、电网侧储能、绿电直连项目 i 所在节点实时结算价格。若遇 D+1 日电量存在重大计量偏差，由计量点电量数据归口管理单位发布情况说明，变更实时市场统一结算点电价。

（四）现货实时市场统一结算点月度加权均价为基于各节点发电机组（场站）实际上网电量、电源型虚拟电厂实际上网电量、电网侧储能实际充放电量、绿电直连项目实际上下网电量与对应

节点实时结算价格计算的实时市场统一结算点月度加权均价，计算方式如下：

$$P^{\text{月度均价}} = \frac{\sum_d^D \sum_i^I \sum_t^T (Q_{i,t,d}^{\text{实际}} \times P_{i,t,d}^{\text{实时}})}{\sum_d^D \sum_i^I \sum_t^T Q_{i,t,d}^{\text{实际}}}$$

其中， $P^{\text{月度均价}}$ 为现货实时市场统一结算点月度加权均价； $Q_{i,t,d}^{\text{实际}}$ 为 d 日 t 时段省内参与现货市场发电机组（场站）实际上网电量、电源型虚拟电厂的实际上网电量、电网侧储能实际上下网电量、绿电直连项目的实际上下网电量。 $P_{i,t,d}^{\text{实时}}$ 为参与现货市场发电机组（场站）、电源型虚拟电厂、电网侧储能和绿电直连项目 i 在 d 日 t 时刻的实时市场结算价格。

（五）月度峰平谷价格为峰平谷时段内发电侧实时市场结算价格和实际上网电量计算的加权平均值，计算公式如下：

$$P^{\text{月度峰平谷均价}} = \frac{\sum_d^D \sum_i^I \sum_{tk}^{TK} (Q_{i,tk,d}^{\text{实际}} \times P_{i,tk,d}^{\text{实时}})}{\sum_d^D \sum_i^I \sum_{tk}^{TK} Q_{i,tk,d}^{\text{实际}}}$$

其中， $P^{\text{月度峰平谷均价}}$ 为峰平谷时段内发电侧实时市场结算价格和实际上网电量计算的加权平均值， $Q_{i,tk,d}^{\text{实际}}$ 为峰平谷对应的结算计算时段参与现货市场发电机组（场站）实际上网电量、电源型虚拟电厂的实际上网电量、电网侧储能实际上下网电量和绿电直连项目的实际上下网电量； $P_{i,tk,d}^{\text{实时}}$ 为峰平谷对应的结算计算时段参与现货市场发电机组（场站）、电源型虚拟电厂、电网侧储能

和绿电直连项目*i*所在节点的实时市场节点电价。峰平谷时段按照中长期交易有关规定确定。

第十八条 电网侧储能现货市场价格：

每个结算时段电网侧储能放电电量为正、充电电量为负，均以其所在节点的节点边际电价作为其该时段的结算价格，节点边际价格超过限价时按市场限价进行结算。

第十九条 虚拟电厂现货市场价格：

对于“电源型”虚拟电厂，以其所在节点的节点边际电价作为其该时段的结算价格；对于“负荷型”虚拟电厂，以统一结算点现货价格作为其该时段的结算价格。对于“混合型”虚拟电厂，分别建立发电交易单元和用电交易单元，对应参考“电源型”和“负荷型”虚拟电厂结算价格。

第二十条 绿电直连项目现货市场价格：

绿电直连项目出清上下网电量和实际上下网电量以其所在节点的节点边际电价作为其该时段的结算价格，节点边际价格超过限价时按市场限价进行结算。

第二十一条 电力用户的基本电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费、政府性基金及附加、峰谷分时电价、功率因数调整等按照相关规定进行结算。

第四章 电能量电费结算

第一节 发电侧电能量电费结算

第二十二条 发电侧电能量电费按以下原则进行结算：

（一）火电、新能源等同时参与日前、实时市场结算的经营主体，电能量电费等于中长期合约电费（中长期合约电费等于中长期合约电量电费与中长期合约阻塞电费之和）、日前电能量电费、实时电能量电费之和。各时段电能量电费计算公式如下：

$$R_{i,t}^{\text{电能}} = R_{i,t}^{\text{中长期}} + R_{i,t}^{\text{日前}} + R_{i,t}^{\text{实时}}$$
$$R_{i,t}^{\text{中长期}} = R_{i,t}^{\text{中长期合约电量费用}} + R_{i,t}^{\text{中长期合约阻塞费用}}$$

其中， $R_{i,t}^{\text{电能}}$ 为 t 时段同时参与日前、实时市场结算的经营主体 i 的电能量电费收入； $R_{i,t}^{\text{中长期}}$ 为 t 时段经营主体 i 的中长期合约费用，等于中长期合约电量电费 $R_{i,t}^{\text{中长期合约电量费用}}$ 与中长期合约阻塞电费 $R_{i,t}^{\text{中长期合约阻塞费用}}$ 之和； $R_{i,t}^{\text{日前}}$ 为 t 时段经营主体 i 的日前现货电能量电费； $R_{i,t}^{\text{实时}}$ 为 t 时段经营主体 i 的实时现货电能量电费。

（二）水电等仅参与实时市场结算的经营主体电能量电费等于中长期合约电费与实时电能量电费之和。各时段电能量电费计算公式如下：

$$R_{i,t}^{\text{电能}} = R_{i,t}^{\text{中长期}} + R_{i,t}^{\text{实时}}$$
$$R_{i,t}^{\text{中长期}} = R_{i,t}^{\text{中长期合约电量费用}} + R_{i,t}^{\text{中长期合约阻塞费用}}$$

其中， $R_{i,t}^{\text{电能}}$ 为 t 时段仅参与实时市场结算的经营主体 i 的电能量电费收入； $R_{i,t}^{\text{中长期}}$ 为 t 时段经营主体 i 的中长期合约费用（中长期合约费用等于中长期合约电量电费与中长期合约阻塞电费之和）； $R_{i,t}^{\text{实时}}$ 为 t 时段经营主体 i 的实时现货电能量电费。

（三）电网侧储能、绿电直连项目、电源型虚拟电厂根据是

否参与日前市场，参照本条（一）（二）规定开展结算。

（四）不参与日前、实时市场结算的市场化经营主体电能量电费等于中长期合约电量电费与月度偏差电量电费之和。月度电能量电费计算公式如下：

$$R_i^{\text{月度电能}} = \sum_d^D \sum_t^T R_{i,t}^{\text{中长期合约电量费用}} + R_i^{\text{月度偏差}}$$

其中， $R_i^{\text{月度电能}}$ 为不参与日前、实时结算的经营主体 i 的月度电能量电费； $R_{i,t}^{\text{中长期合约电量费用}}$ 为 t 时段经营主体 i 的中长期合约电量电费； $R_i^{\text{月度偏差}}$ 为经营主体 i 的月度偏差电量电费，月度偏差电量默认接受现货市场月度均价，未直接参与现货市场的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目、光热电站接受现货市场月度发电侧实时市场全部新能源项目加权平均价格，装机容量 50MW 以下水电接受实时市场统一结算点分时价格。

第二十三条 发电侧各类经营主体中长期合约电量电费按如下公式进行结算：

$$R_{i,t}^{\text{中长期合约电量费用}} = Q_{i,t}^{\text{中长期合约}} \times P_{i,t}^{\text{中长期合约}}$$

其中， $R_{i,t}^{\text{中长期合约电量费用}}$ 为 t 时段经营主体 i 的中长期合约电量电费； $Q_{i,t}^{\text{中长期合约}}$ 为 t 时段经营主体 i 的中长期合约电量（包括省内与省间中长期合约、省间日前现货、西北区域短期互济日前交易等清分电量）； $P_{i,t}^{\text{中长期合约}}$ 为 t 时段经营主体 i 的中长期净合约价格。

第二十四条 发电侧各类经营主体的中长期合约阻塞电费按如下公式进行结算：

$$R_{i,t}^{\text{中长期合约阻塞费用}} = Q_{i,t}^{\text{中长期合约}} \times (P_{i,t}^{\text{日前}} - P_t^{\text{中长期结算参考点}})$$

其中 $R_{i,t}^{\text{中长期合约阻塞费用}}$ 为 t 时段经营主体 i 的中长期合约阻塞电费； $P_{i,t}^{\text{日前}}$ 为 t 时段经营主体 i 所在节点日前结算价格（未参与分时结算的为月度偏差电量对应的结算价格）； $P_t^{\text{中长期结算参考点}}$ 为 t 时段中长期合约约定的结算参考点价格，未约定结算参考点时采用日前统一结算点现货价格。

第二十五条 发电侧各类经营主体的日前现货电能量电费按如下公式进行计算：

$$R_{i,t}^{\text{日前}} = (Q_{i,t}^{\text{日前}} - Q_{i,t}^{\text{中长期合约}}) \times P_{i,t}^{\text{日前}}$$

其中， $R_{i,t}^{\text{日前}}$ 为 t 时段经营主体 i 的日前现货电能量电费； $Q_{i,t}^{\text{日前}}$ 为 t 时段经营主体 i 的日前出清电量； $P_{i,t}^{\text{日前}}$ 为 t 时段经营主体 i 的日前市场结算价格。

对于就地消纳一体化项目，其日前出清电量 $Q_{i,t}^{\text{日前}}$ 还需叠加优先出清的日前自发自用电量。

第二十六条 发电侧各类经营主体的实时现货电能量电费按如下公式进行计算：

$$R_{i,t}^{\text{实时}} = (Q_{i,t}^{\text{实际}} - Q_{i,t}^{\text{日前(总)}}) \times P_{i,t}^{\text{实时}}$$

其中， $R_{i,t}^{\text{实时}}$ 为 t 时段经营主体 i 的实时现货电能量电费； $Q_{i,t}^{\text{实际}}$ 为 t 时段经营主体 i 的实际上网电量； $Q_{i,t}^{\text{日前(总)}}$ 为 t 时段经营主体 i 的日前出清电量 $Q_{i,t}^{\text{日前}}$ 、省间日内现货、西北区域短期互济实时交易等清分电量之和； $P_{i,t}^{\text{实时}}$ 为 t 时段经营主体 i 的实时市场结算价格。

对于就地消纳一体化项目，其日前出清电量 $Q_{i,t}^{\text{日前}}$ 还需叠加优先出清的日前自发用电量。

第二十七条 不参与日前、实时结算的发电侧市场化经营主体月度偏差电量电费按如下公式计算：

$$R_i^{\text{月度偏差}} = \left(Q_i^{\text{月度实际}} - \sum_d^D \sum_t^T Q_{i,t}^{\text{中长期合约}} \right) \times P^{\text{月度均价}}$$

其中， $R_i^{\text{月度偏差}}$ 为经营主体*i*的月度偏差电量电费， $Q_i^{\text{月度实际}}$ 为经营主体*i*的月度实际上网电量； $P^{\text{月度均价}}$ 为现货市场月度均价，未直接参与现货市场的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目、光热电站接受现货市场月度发电侧实时市场全部新能源项目加权平均价格。

第二节 现货用户电能量电费结算

第二十八条 现货用户指参与现货市场日清分 96 点结算的批发用户、售点公司及负荷型虚拟电厂。现货用户电能量电费等于中长期合约电费（中长期合约电量电费与中长期合约阻塞电费之和）、日前电能量电费、实时电能量电费之和。各时段电能量电费计算公式如下：

$$\begin{aligned} C_{i,t}^{\text{电能}} &= C_{i,t}^{\text{中长期}} + C_{i,t}^{\text{日前}} + C_{i,t}^{\text{实时}} \\ C_{i,t}^{\text{中长期}} &= C_{i,t}^{\text{中长期合约电量费用}} + C_{i,t}^{\text{中长期合约阻塞费用}} \end{aligned}$$

其中， $C_{i,t}^{\text{电能}}$ 为*t*时段现货用户*i*的电能量电费支出； $C_{i,t}^{\text{中长期}}$ 为*t*时段现货用户*i*的中长期合约电费，等于中长期合约电量电费 $C_{i,t}^{\text{中长期合约电量费用}}$ 与中长期合约阻塞电费 $C_{i,t}^{\text{中长期合约阻塞费用}}$ 之和； $C_{i,t}^{\text{日前}}$ 为

t 时段现货用户 i 的日前现货电能量电费； $C_{i,t}^{\text{实时}}$ 为 t 时段现货用户 i 的实时现货电能量电费。

第二十九条 现货用户中长期合约电量电费按如下公式计算：

$$C_{i,t}^{\text{中长期合约电量费用}} = Q_{i,t}^{\text{中长期合约}} \times P_{i,t}^{\text{中长期合约}}$$

其中 $C_{i,t}^{\text{中长期合约电量费用}}$ 为 t 时段现货用户 i 的中长期合约电量电费； $Q_{i,t}^{\text{中长期合约}}$ 为 t 时段现货用户 i 的中长期合约电量（包括省内与省间中长期合约、西北区域短期互济日前交易等清分电量）； $P_{i,t}^{\text{中长期合约}}$ 为 t 时段现货用户 i 的中长期净合约价格。

第三十条 现货用户中长期合约阻塞电费按如下公式计算：

$$C_{i,t}^{\text{中长期合约阻塞费用}} = Q_{i,t}^{\text{中长期合约}} \times (P_t^{\text{日前统一}} - P_t^{\text{中长期结算参考点}})$$

其中， $C_{i,t}^{\text{中长期合约阻塞费用}}$ 为 t 时段现货用户 i 的中长期合约阻塞电费； $P_t^{\text{日前统一}}$ 为 t 时段日前现货市场统一结算点现货价格； $P_t^{\text{中长期结算参考点}}$ 为 t 时段中长期合约的结算参考点价格，现阶段按日前统一结算点现货价格执行。

第三十一条 现货用户日前现货电能量电费按如下公式进行计算：

$$C_{i,t}^{\text{日前}} = (Q_{i,t}^{\text{日前}} - Q_{i,t}^{\text{中长期合约}}) \times P_t^{\text{日前统一}}$$

其中， $C_{i,t}^{\text{日前}}$ 为 t 时段现货用户 i 的日前现货电能量电费； $Q_{i,t}^{\text{日前}}$ 为 t 时段现货用户 i 的日前出清电量。

对于就地消纳一体化项目，其日前出清电量 $Q_{i,t}^{\text{日前}}$ 还需叠加优

先出清的日前自发自用电量。

第三十二条 现货用户实时现货电能量电费按如下公式进行计算：

$$C_{i,t}^{\text{实时}} = (Q_{i,t}^{\text{实际}} - Q_{i,t}^{\text{日前(总)}}) \times P_t^{\text{实时统一}}$$

其中， $C_{i,t}^{\text{实时}}$ 为 t 时段现货用户 i 的实时现货电能量电费； $Q_{i,t}^{\text{实际}}$ 为 t 时段现货用户 i 的实际用电量； $Q_{i,t}^{\text{日前(总)}}$ 为 t 时段现货用户 i 的日前出清电量 $Q_{i,t}^{\text{日前}}$ 、西北区域短期互济实时交易等清分电量之和； $P_t^{\text{实时统一}}$ 为 t 时段实时现货市场统一结算点现货价格。

对于就地消纳一体化项目，其日前出清电量 $Q_{i,t}^{\text{日前}}$ 还需叠加优先出清的日前自发自用电量。

第三节 居民、农业及其网损电能量电费结算

第三十三条 居民、农业用户指居民生活、农业生产用户，居民、农业用户电价执行目录电价。居民、农业用户及其网损月度偏差电量电费按如下公式进行计算：

$$R^{\text{月度居民农业净偏差}} = Q^{\text{月度居民农业净偏差}} \times P^{\text{月度均价}}$$

其中， $R^{\text{月度居民农业净偏差}}$ 为居民、农业用户及其网损的月度净偏差电量电费； $Q^{\text{月度居民农业净偏差}}$ 为居民、农业用户及其网损与低价保供电源的月度净偏差电量，计算公式如下：

$$Q^{\text{月度居民农业净偏差}} = (Q^{\text{月度居民农业实际}} - Q^{\text{月度居民农业计划}}) - \sum_i^I (q_i^{\text{月度实际}} - q_i^{\text{月度计划}})$$

其中， $Q^{\text{月度居民农业实际}}$ 为居民、农业用户及其网损的月度实际用电量； $Q^{\text{月度居民农业计划}}$ 为居民、农业用户及其网损的月度计划用电量； $Q_i^{\text{月度实际}}$ 为低价保供电源的月度实际上网电量； $Q_i^{\text{月度计划}}$ 为低价保供电源的月度计划电量。

第四节 非现货市场化用户电能量电费结算

第三十四条 非现货市场化用户指仅参与中长期的用户、电网企业代理购电工商业用户。其中电网代理工商业及工商业网损电能量电费按如下公式进行计算：

$$R^{\text{月度代理工商业偏差}} = Q^{\text{月度代理工商业偏差}} \times p^{\text{月度均价}}$$

其中， $R^{\text{月度代理工商业偏差}}$ 为月度电网代理工商业用户及工商业网损电能量偏差电费， $Q^{\text{月度代理工商业偏差}}$ 为月度电网代理工商业用户及工商业网损偏差电量。

第三十五条 非现货市场化用户电能量电费包括中长期合同电费和月度峰平谷时段偏差费用。月度电能量电费计算公式如下：

$$C_i^{\text{月度电能}} = \sum_d^D \sum_t^T C_{i,t}^{\text{中长期合约电量}} + \sum_{tk}^{TK} C_{i,tk}^{\text{月度偏差}}$$

其中， $C_i^{\text{月度电能}}$ 为非现货市场化用户 i 的月度电能量电费支出； $C_{i,t}^{\text{中长期合约电量}}$ 为 t 时段非现货市场化用户 i 的中长期合约电量；tk 代表峰平谷对应的结算计算时段； $C_{i,tk}^{\text{月度偏差}}$ 为 tk 时段仅参与中长期的用户 i 的月度总偏差费用，按如下公式进行计算：

$$C_{i,tk}^{\text{月度偏差}} = \left(Q_{i,tk}^{\text{月度实际}} - \sum_d^D \sum_t^{T \in TK} Q_{i,t}^{\text{中长期合约}} \right) \times P_{tk}^{\text{月度峰平谷均价}}$$

其中， $Q_{i,tk}^{\text{月度实际}}$ 为 tk 时段非现货市场化用户 i 的月度实际用电量； $P_{tk}^{\text{月度峰平谷均价}}$ 为 tk 时段现货市场月度峰平谷均价。

第五节 调平电量结算

第三十六条 调平电量包括因中长期合同分解、执行、省间交易据实结算等过程中产生的偏差电量，以及因分时结算电量之和与月度结算电量产生的偏差电量。调平电量按照当月月度均价结算，计算公式如下：

$$R_i^{\text{调平}} = Q_i^{\text{调平}} \times P^{\text{月度均价}}$$

其中， $R_i^{\text{调平}}$ 为经营主体 i 的月度调平电量电费， $Q_i^{\text{调平}}$ 为经营主体 i 的月度调平电量。

第五章 省间双轨制资金及市场运营费用计算

第一节 省间双轨制资金

第三十七条 由于月内开展的各类省间短期交易未清分至各经营主体，省外按省间交易价格结算，在省内按现货市场价格结算，两者产生的费用偏差即为省间双轨制资金。具体计算公式如下：

$$R^{\text{省间双轨制(外送)}} = Q^{\text{省间外送}} \times (P^{\text{省间外送结算}} - P^{\text{月度均价}})$$

$$R^{\text{省间双轨制(外购)}} = R^{\text{省间双轨制外购}_1} + R^{\text{省间双轨制外购}_2}$$

$$\begin{aligned}
R^{\text{省间双轨制外购}_1} &= \sum_m^M \sum_t^T \left[-Q_t^{\text{日前外购}} \times (P_{t,m}^{\text{日前省间外购}} - P_t^{\text{日前统一}}) \right] + \\
&\quad \sum_n^N \sum_t^T \left[-Q_t^{\text{日内外购}} \times (P_{t,n}^{\text{日内省间外购}} - P_t^{\text{实时统一}}) \right] \\
R^{\text{省间双轨制外购}_2} &= -Q^{\text{省间外购偏差}} \times (P^{\text{省间外购结算}} - P^{\text{月度均价}}) \\
R^{\text{省间外购偏差}} &= Q^{\text{省间外购}} - \sum_m^M \sum_t^T Q_{t,m}^{\text{日前外购}} - \sum_n^N \sum_t^T Q_{t,n}^{\text{日内外购}}
\end{aligned}$$

其中， $R^{\text{省间双轨制(外送)}}$ 为省间短期外送产生的省间双轨制资金； $R^{\text{省间双轨制(外购)}}$ 为省间短期外购产生的省间双轨制资金； $R^{\text{省间双轨制外购}_1}$ 为可分时计算的省间外购电量对应的偏差费用； $R^{\text{省间双轨制外购}_2}$ 为当月省间实际外购电量与分时计算外购电量的累加值差额产生的偏差费用； $P^{\text{省间外送结算}}$ 、 $P^{\text{省间外购结算}}$ 分别为省间外送、外购交易结算价； $Q^{\text{省间外送}}$ 、 $Q^{\text{省间外购}}$ 为省间外送电、外购电未清分到省内经营主体的电量； $Q_{t,m}^{\text{日前外购}}$ 、 $Q_{t,n}^{\text{日内外购}}$ 分别为日前和日内省间外购电未清分到省内经营主体的电量； $P_{t,m}^{\text{日前省间外购}}$ 、 $P_{t,n}^{\text{日内省间外购}}$ 分别为日前和日内省间外购电量对应价格；下标 m、n 分别表示日前和日内达成的不同省间外购交易。

第三十八条 省间外送双轨制资金由参与日清分的发电侧经营主体按照月度实际上网电量比例分摊。

$$R_i^{\text{省间双轨制分摊(外送)}} = R^{\text{省间双轨制(外送)}} \times \frac{Q_i^{\text{月度实际}}}{\sum_i^{\text{I} \in \text{日清分}} Q_i^{\text{月度实际}}}$$

其中， $R_i^{\text{省间双轨制分摊(外送)}}$ 为参与日清分的发电侧经营主体 i 分摊的省间外送双轨制资金； $Q_i^{\text{月度实际}}$ 为参与日清分的发电侧经营主体 i 月度实际上网电量。

第三十九条 省间外购双轨制资金由参与省内电力电量平衡的发电、用电两侧市场化经营主体（含电网企业代理购电工商业用户，不含未参与现货市场的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目、光热电站）按照发电侧月度实际上网电量和用电侧月度实际用电量比例共同承担，发电侧分摊比例 k 计算公式如下：

$$k = \frac{\sum_i^I Q_i^{\text{月度实际}}}{\sum_i^I Q_i^{\text{月度实际}} + \sum_j^J Q_j^{\text{月度实际}}}$$

其中， k 为省间外购双轨制资金发电侧分摊系数； $Q_i^{\text{月度实际}}$ 为发电侧市场化经营主体 i 的月度实际上网电量； $Q_j^{\text{月度实际}}$ 为用电侧市场化经营主体 j 的月度实际用电量。

（一）发电侧按照结算时机组类型装机容量比例拆分费用后，同一机组类型按照上网电量比例进行分摊，计算公式如下：

$$R_{i,j}^{\text{发电省间双轨制分摊(外购)}} = R^{\text{省间双轨制(外购)}} \times k \times \frac{P_j^{\text{装机}}}{\sum_j^J P_j^{\text{装机}}} \times \frac{Q_{i,j}^{\text{月度实际}}}{\sum_i^I Q_{i,j}^{\text{月度实际}}}$$

其中， $R_{i,j}^{\text{发电省间双轨制分摊(外购)}}$ 为发电侧属于机组类型 j 的经营主体 i 分摊的省间外购双轨制资金； $P_j^{\text{装机}}$ 为发电侧机组类型 j 的总

装机容量（j 分别对应不同发电机组类型）； $Q_{i,j}^{\text{月度实际}}$ 为发电侧属于机组类型 j 的经营主体 i 的月度实际上网电量。

（二）用电侧按全部市场化用户（含电网企业代理购电工商业用户）月度实际用电量比例分摊，计算公式如下：

$$R_i^{\text{用电省间双轨制分摊(外购)}} = R^{\text{省间双轨制(外购)}} \times (1-k) \times \frac{Q_i^{\text{月度实际}}}{\sum_i Q_i^{\text{月度实际}}}$$

其中， $R_i^{\text{用电省间双轨制分摊(外购)}}$ 为用电侧经营主体 i 分摊的省间外购双轨制资金； $Q_i^{\text{月度实际}}$ 为用电侧经营主体 i 的月度实际用电量。

第四十条 省间中长期外购电量通过挂牌方式向省内用户售出的电量，因省间“据实结算”产生的偏差费用，按如下原则进行计算。

（一）与省内用户签约的省间外购电交易，当整笔省间外购电交易实际结算电量小于省内直接参与市场的用户签订的外购中长期合同电量时，经营主体应承担的偏差费用按如下公式计算。

$$R_i^{\text{省间中长期外购结算偏差}} = (Q_i^{\text{外购中长期合约}} - Q_i^{\text{外购实际}}) \times (P^{\text{省间外购挂牌均价}} - P^{\text{月度均价}})$$

$$Q_i^{\text{外购实际}} = Q^{\text{外购实际}} \times \frac{Q_i^{\text{外购中长期合约}}}{\sum_i Q_i^{\text{外购中长期合约}}}$$

其中， $R_i^{\text{省间中长期外购结算偏差}}$ 为市场化用户 i 的月度省间中长期外

购结算偏差电费； $Q_i^{\text{外购中长期合约}}$ 为市场化用户 i 当月签订的外购电中长期合约； $Q^{\text{外购实际}}$ 为与省内用户签约的整笔省间外购电交易的实际结算电量； $Q_i^{\text{外购实际}}$ 为当月市场化用户 i 对应的实际外购电量； $P^{\text{省间外购挂牌均价}}$ 为当月挂牌出售的省间中长期外购电量结算均价。

(二)当省间外购实际结算电量大于省内直接参与市场的用户签订的外购中长期合同电量时,偏差电量计入省间购电未对应到主体的外购电量。

第二节 火电机组成本补偿费用

第四十一条 按日计算参与市场出清煤电机组的启动成本、空载成本和电能成本总和,与现货实时市场电能量电费相比较,当现货实时市场收入低于启动成本、空载成本和电能成本总和时,给予补偿。成本补偿费用、成本补偿价格计算公式如下:

$$R_{i,d}^{\text{成本补偿}} = \text{Max} \left\{ 0, C_i^{\text{启动成本}} + \sum_t^T \left[(C_{i,t}^{\text{空载成本}} + C_{i,t}^{\text{电能成本}}) - Q_{i,t}^{\text{实际}} \times P_{i,t}^{\text{实时}} \right] \right\}$$

$$P_{i,d}^{\text{成本补偿}} = \frac{R_{i,d}^{\text{成本补偿}}}{\sum_t^T Q_{i,t}^{\text{实际}}}$$

其中, $R_{i,d}^{\text{成本补偿}}$ 为 d 日火电机组 i 的成本补偿费用, $P_{i,d}^{\text{成本补偿}}$ 为 d 日火电机组 i 的成本补偿价格; $C_i^{\text{启动成本}}$ 为 d 日火电机组 i 的启动成本; $C_{i,t}^{\text{空载成本}}$ 为 d 日 t 时段火电机组 i 申报的空载成本与核定的空载成本取小值; $C_{i,t}^{\text{电能成本}}$ 为 d 日 t 时段火电机组 i 实际出力在

核定成本曲线上对应的核定成本价格； $Q_{i,t}^{\text{实际}}$ 为 d 日 t 时段火电机组 i 的实际上网电量， $P_{i,t}^{\text{实时}}$ 为 t 时段火电机组 i 的实时市场结算价格。

第四十二条 由于供热等机组自身原因必开的机组，其启动成本、空载成本和最小发电出力及以下的电能成本不再补偿。

第四十三条 启动成本 $C_i^{\text{启动成本}}$ 的计算方式如下：

（一）对依据日前可靠性机组组合优化结果正常开/停机的火电机组，启动成本为火电机组申报的启动成本与核定的启动成本取小值。

（二）机组发生非计划停运后，下一次开机所产生的启动成本取 0。

（三）由于电网安全约束或运行机组故障跳闸等突发情况，为保证电网安全稳定运行，由电力调度机构紧急调用机组开机的火电机组，其启动成本为该机组申报的启动成本与核定的启动成本取小值。当事故调用机组与故障跳闸机组为同一个电厂时，启动成本取 0。

第四十四条 火电机组成本补偿费用由参与省内电力电量平衡的发电、用电两侧市场化经营主体（含电网企业代理购电工商业用户，不含未参与现货市场的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目、光热电站）按月度结算电量比例承担，其中发电侧（不含未参与现货市场的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目、光热电站）按上网电量比例分摊，

用户侧按全部市场化用户（含电网企业代理购电工商业用户）用电量比例分摊。计算公式如下：

$$R_i^{\text{成本补偿分摊}} = R^{\text{成本补偿}} \times \frac{Q_i^{\text{月度实际}}}{\sum_i Q_i^{\text{月度实际}}}$$

其中， $R_i^{\text{成本补偿分摊}}$ 为经营主体 i （包括发电企业和用户）分摊的火电机组成本补偿费用； $R^{\text{成本补偿}}$ 为全网火电机组月度成本补偿费用； $Q_i^{\text{月度实际}}$ 为经营主体 i （包括发电企业和用户）的上网电量或用电量。

第三节 储能集中调用补偿费用

第四十五条 配建储能由电力调度机构按需调用期间按照独立储能充放电价格机制执行。

第四十六条 储能按需调用补偿费按照“后充先放”的原则，调度机构记录储能按需调用期间分时充放电量（暂定充放电损耗为 13%）和价格，若其现货市场电能量收益为负，则给予相应补偿至现货电能量收益为 0。

第四十七条 储能集中调用补偿费用由参与省内电力电量平衡的发电、用电两侧市场化经营主体（含电网企业代理购电工商业用户，不含未参与现货市场的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目、光热电站）按月度结算电量比例承担，其中发电侧（不含未参与现货市场的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目、光热电站）按上网电量比例分摊，

用户侧按全部市场化用户（含电网企业代理购电工商业用户）用电量比例分摊。计算公式如下：

$$R_i^{\text{储能调用补偿分摊}} = R^{\text{储能调用补偿}} \times \frac{Q_i^{\text{上网电量}}}{\sum_i Q_i^{\text{上网电量}}}$$

其中， $R_i^{\text{储能调用补偿分摊}}$ 为经营主体 i （包括发电企业和用户）应承担的储能集中调用补偿费用； $R^{\text{储能调用补偿}}$ 为储能集中调用补偿总费用； $Q_i^{\text{月度实际}}$ 为经营主体 i （包括发电企业和用户）的上网电量或用电量。

第四节 新能源调频增发超额获利回收费用

第四十八条 新能源调频增发超额获利回收费用指为避免新能源出清环节的发电能力持留，对新能源辅助调频增发电量的超额收益进行回收。每 15 分钟的回收费用计算方式如下：

$$R_{i,t}^{\text{新能源调频增发回收}} = Q_{i,t}^{\text{辅助调频}} \times (P_{i,t}^{\text{实时}} - P^{\text{出清下限}})$$

其中， $R_{i,t}^{\text{新能源调频增发回收}}$ 为 t 时段新能源 i 的调频增发超额获利回收费用； $P^{\text{出清下限}}$ 为实时现货市场出清价格下限； $Q_{i,t}^{\text{辅助调频}}$ 为 t 时段新能源 i 的辅助调频增发电量，计算公式如下：

$$Q_{i,t}^{\text{辅助调频}} = \text{Max}(Q_{i,t}^{\text{实际}} - Q_{i,t}^{\text{实时}}, 0)$$

其中， $Q_{i,t}^{\text{实际}}$ 为 t 时段新能源 i 的实际上网电量； $Q_{i,t}^{\text{实时}}$ 为 t 时段新能源 i 的实时市场出清计划电量。

第四十九条 新能源调频增发超额获利回收费用由参与省

内电力电量平衡的发、用两侧市场化经营主体（含电网企业代理购电工商业用户，不含未参与现货市场的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目、光热电站）按月度结算电量比例承担，其中发电侧（不含未参与现货市场的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目、光热电站）按上网电量比例分享，用户侧按全部市场化用户（含电网企业代理购电工商业用户）用电量比例分享。计算公式如下：

$$R_i^{\text{调频增发分享}} = R^{\text{新能源调频增发}} \times \frac{Q_i^{\text{月度实际}}}{\sum_i Q_i^{\text{月度实际}}}$$

$R_i^{\text{调频增发分享},i}$ 为经营主体 i （包括发电企业和用户）应分享的新能源调频增发超额获利回收费用； Q_i 为经营主体 i （包括发电企业或用户）上网电量或用电量。

第五十条 含有配建储能的新能源场站，调度机构对配建储能按需调用期间，不回收调频增发超额获益回收费用。

第五节 绿电直连增发获利回收费用

第五十一条 为规范绿电直连项目交易行为，防止通过虚假申报用电负荷、上网偏离实时市场出清获取不当收益，对绿电直连项目实际上网电量超过实时市场出清电量的增发电量收益进行回收。计算公式如下：

$$R_{i,t}^{\text{绿电直连增发回收}} = Q_{i,t}^{\text{绿电增发}} \times P_{i,t}^{\text{实时}}$$

其中， $R_{i,t}^{\text{绿电直连增发回收}}$ 为 t 时段绿电直连项目 i 的增发获利回

收费用； $Q_{i,t}^{\text{绿电增发}}$ 为 t 时段绿电直连项目 i 的增发电量，计算公式如下：

$$Q_{i,t}^{\text{绿电增发}} = \text{Max}(Q_{i,t}^{\text{实际}} - Q_{i,t}^{\text{实时}}, 0)$$

其中， $Q_{i,t}^{\text{实际}}$ 为 t 时段绿电直连项目 i 的实际上网电量； $Q_{i,t}^{\text{实时}}$ 为 t 时段绿电直连项目 i 的实时市场出清电量。

第五十二条 绿电直连增发获利回收费用由参与省内电力电量平衡的发、用两侧市场化经营主体（含电网企业代理购电工商业用户，不含未参与现货市场的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目、光热电站）按月度结算电量比例承担，其中发电侧（不含未参与现货市场的扶贫光伏、分布式光伏、特许权、平价示范新能源项目、光热电站）按上网电量比例分享，用户侧按全部市场化用户（含电网企业代理购电工商业用户）用电量比例分享。计算公式如下：

$$R_i^{\text{绿电增发分享}} = R^{\text{绿电增发}} \times \frac{Q_i^{\text{月度实际}}}{\sum_i Q_i^{\text{月度实际}}}$$

$R^{\text{绿电增发分享},i}$ 为经营主体 i（包括发电企业和用户）应分享的绿电直连增发获利费用； Q_i 为经营主体 i（包括发电企业或用户）上网电量或用电量。

第六节 阻塞风险对冲费用

第五十三条 市场初期，在结算环节设置阻塞风险对冲费用机制，对参与现货市场日清分的发电企业合理中长期合同产生

的中长期阻塞费用进行回收或补偿，具体如下：

（一）当某发电企业节点边际电价大于等于中长期合同结算参考点电价时，回收中长期合同阻塞费用，即阻塞风险对冲费用为负值。

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用}} = \sum_t^T \sum_i^N Q_{\text{中长期合同}, i, t} \times (P_{\text{中长期结算参考点}, t} - P_{\text{日前}, i, t})$$

（二）当某发电企业节点边际电价小于中长期合同结算参考点现货电价时，补偿中长期合同阻塞费用，即阻塞风险对冲费用为正值。

对于水电、新能源，

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用}} = \sum_t^T \sum_i^N \left\{ \min \left[Q_{\text{实际上网}, i, t}, \max(0, Q_{\text{中长期合同}, i, t}) \right] \times (P_{\text{中长期结算参考点}, t} - P_{\text{日前}, i, t}) \right\}$$

对于火电，

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用}} = \sum_t^T \sum_i^N \left\{ \min \left[\max(Q_{30\%}, Q_{\text{实际上网}, i, t}), \max(0, Q_{\text{中长期合同}, i, t}) \right] \times (P_{\text{中长期结算参考点}, t} - P_{\text{日前}, i, t}) \right\}$$

其中， $Q_{30\%}$ 为火电企业带30%额定容量出力工况下对应的上网电量。

第五十四条 各电源企业月度实际阻塞风险对冲费用设置调节系数，按如下公式计算：

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用(实际)}, i} = R_{\text{阻塞风险对冲}, i} \times K$$

其中 $R_{\text{阻塞风险对冲费用(实际)}, i}$ 为电源企业 i 实际月度阻塞风险对冲费用； K 为阻塞风险对冲费用调节系数，可根据运行情况，经政府主管部门同意后调整。

第五十五条 实际阻塞风险对冲费用月度净值由参与现货

市场日清分的发电企业按照月度实际上网电量比例分摊。计算公式如下：

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用分摊},i} = \sum R_{\text{阻塞风险对冲费用(实际)},it} \times \frac{Q_{\text{月度上网},i}}{\sum_{i=1}^N Q_{\text{月度上网},i}}$$

其中， $R_i^{\text{阻塞风险对冲分摊}}$ 表示为经营主体 i 分摊的阻塞风险对冲费用， $R^{\text{月度阻塞风险对冲(实际)}}$ 为月度实际阻塞风险对冲总费用。 $Q_{\text{月度上网},i}$ 表示发电侧经营主体 i 月度上网电量。

第六章 差错处理

第五十六条 在月度结算账单发布后，因以下原因产生的需额外追补或收缴的费用，计入差错追补资金，并在最近一次市场结算中予以兑现。

（一）中长期合同取值错误，导致电费需要调整的，按照正确中长期合同与 96 点中长期结算参考点的价差、正确中长期合同与错误中长期合同量差，结算其退补电费。

（二）因电量计量错误，导致电费需要调整的，差错电量按照月度均价进行结算。

（三）因省间双轨制资金及市场运营费用计算错误，追补正确费用后，在最近一次结算中将差错资金计入相应费用进行分摊。

（四）其他特殊情况下产生差错资金报备政府相关部门后执行。

第五十七条 为避免经营主体电量差错问题引起相关日期、时段的现货市场频繁计算调整，月度结算前出现的电量差错或政策调整追补，按以下原则纳入当月结算账单。月度结算账单后出现的电量差错或政策调整追补，累计到下一个结算月进行追补。

（一）月度结算前，若经营主体月内的电量差错累计值大于该段时间用电量累计值的 5% 时，且差错电量能够详细分解到日、小时的，按每时段重新计算经营主体实时偏差结算结果。

（二）月度结算前，若经营主体月内一段时间的电量差错累计值小于等于该段时间用电量累计值的 5% 时，或差错电量无法详细分解到日、小时的，按差错电量和发电侧月度均价计算经营主体累计偏差结算。

（三）月度结算电量差错追补调整。在月底结算时对相关经营主体差错电量，按照月度均价结算。

第七章 结算调整

第五十八条 结算电量的最小单位为 0.001 兆瓦时，结算电价的最小单位 0.001 元/兆瓦时，保留三位小数。

第五十九条 当结算错误对单个经营主体的均价影响小于 0.01 元/兆瓦时，或对单个经营主体总费用影响小于 1000 元时，可年内滚动结算调整。

第八章 特殊情况处理机制

第六十条 对日前现货市场中全网所有可调机组的最大允许出力之和小于系统用电加外送计划需求，不进行该时段日前偏差结算。在实时市场中，用实际上网电量（或用电量）与中长期结算曲线进行偏差结算。该时段中长期合同阻塞电费和阻塞风险对冲费用计算中的结算价格、中长期结算参考点价格均为实时现货市场价格。

第六十一条 日前现货市场出清失败或结果异常时，对异常时段受影响的经营主体不进行日前偏差结算。在实时市场中，用实际上网电量（或用电量）与中长期结算曲线进行偏差结算。该时段中长期合同阻塞电费和阻塞风险对冲费用计算中的结算价格、中长期结算参考点价格均为实时现货市场价格。

第六十二条 实时市场发生短时异常或暂停，且超出最近一次计算出清范围（超过2小时）时，该时段市场价格用日前市场价格代替。

第六十三条 因电网安全或突发情况需要，市场运营机构紧急干预运行机组出力后，对于干预时段进行单独统计，该时段内所有调度干预机组或场站的增减发电量按本细则相关条款执行。

第九章 日清分管理

第六十四条 运行日前1日（D-1），电力交易机构向电力调度机构提供经营主体运行日（D）中长期合同曲线。

第六十五条 运行日后 1 日（D+1）获取运行日的日前现货市场交易结果以及运行日实时现货市场交易结果。具体包括：发电侧（含电网侧储能）的所有节点日前、实时现货市场出清上网电量以及节点电价，用户侧日前、实时现货市场出清电量以及统一结算点电价、日前机组组合安排、调频机组调频动作相关数据、启停等。电力现货市场技术支持系统将对市场信息进行封存，并开展经营主体运行日（D）日的日清分。

第六十六条 获取运行日的日前现货市场交易结果以及运行日实时现货市场交易结果后的 1 个工作日，电力调度机构将日清分结果推送至电力交易平台，由电力交易平台向经营主体发布结算结果。经营主体对日清分结果进行核对，如对日清分结果有异议，需在结果发布 24 小时内反馈至电力交易机构，逾期则视同无异议。

第六十七条 分时计量数据采集失败时，由电网企业按照计量数据拟合规则对缺失计量数据进行拟合。

第十章 月结算管理

第一节 月结算管理

第六十八条 每月第 3 个工作日前，电网企业提供上月月度计量抄表数据。

第六十九条 每月第 5 个工作日前，依据经营主体核对后的日清分结果，计算前一月用电侧经营主体的月度电能量电费。

每月第 10 个工作日前，计算前一月发电侧电能量电费、省间双轨制资金和市场运营费用及分摊结果。

第七十条 用户侧电能量电费随电费账单在第 5 个工作日前发行。用户侧应承担的省间双轨制资金和市场运营费用在下一发行周期发行。发电侧（含电网侧储能）电能量电费及省间双轨制资金和市场运营费用在第 10 个工作日前发行。

第七十一条 暂未按日开展清分的跨省区短期交易或波动偏差，交易机构在发布月度结算账单时，可根据需要设置两项结算科目，其中短期外送电费等于短期交易电量和波动偏差电量与价格的乘积，短期外送补偿费用等于短期交易外送和波动偏差对应的日清分电费累加值与短期外送和波动偏差电费的差值。

第二节 直流配套电源清算原则

第七十二条 直流配套电源以长协价格开展月度结算，与省内现货市场结算时间维度不一致，产生的偏差费用。计算公式如下：

$$R_d^{\text{直流损益}} = \sum_i^I \sum_t^T \left[(Q_{i,t}^{\text{实际}} - Q_{i,t}^{\text{计划}}) \times (p_t^{\text{实时统一}} - p_{i,t}^{\text{合约平均}}) \right]$$

其中， $R_d^{\text{直流损益}}$ 为 d 日直流配套电源偏差费用； $Q_{i,t}^{\text{实际}}$ 为 t 时段配套电源 i 的实际上网电量； $Q_{i,t}^{\text{计划}}$ 为 t 时段配套电源 i 的外送结算电量； $p_{i,t}^{\text{合约平均}}$ 为 t 时段配套电源 i 的外送合同均价。

第七十三条 直流配套电源偏差费用由该直流配套新能源按照实际上网电量等比例分摊或分享。

第三节 结算模式双轨制资金

第七十四条 定义：参与现货市场日清分的经营主体按照96点分时参与现货市场日前、实时双偏差结算，未参与现货市场日清分的经营主体按照中长期合同照付不议，月度偏差电量按照现货市场月度均价结算，由于结算模式不一致产生的购售差额费用。

第七十五条 计算原则：基于电力商品实时平衡的基本特性，按照国家规定的“顺价结算”原则，在M+2月以“总对总”的方式计算结算模式不一致差额费用。

第七十六条 疏导原则：结算模式不一致差额费用由全体工商业用户按月度用电量比例分摊（分享）。

第十二章 电费收付

第七十七条 发电侧（含电网侧储能）结算电费按照“日清月结”原则。发电企业电费结算原则以上月度为周期进行结算（结算周期应当为每个自然月），电网企业根据结算双方确认的结算单及时足额支付电费，发电企业及电网侧储能应当及时、足额向电网企业开具增值税发票，原则上应在收到电费账单后5个工作日内完成。

第七十八条 用户侧结算电费按照“日清月结”原则，依据合同或协议约定的方式收支电费及相关费用。

第七十九条 用户侧双轨制资金和市场运营费用由市场运

营机构在 M+1 月 20 日前发布上月发用两侧分摊总额。电网企业按照“价格传导、次月分摊、滚动调平”原则开展结算工作。

（一）价格传导：现货运行期间产生的双轨制资金和市场运营费用在用户侧同一类市场主体分摊（分享）时，按用户侧市场主体的次月预测电量折算形成分摊（分享）折算均价，分摊（分享）折算均价在月末前 3 天通过交易平台发布，随次月其他用电费用一同计收。

$$P_{m+1} = \frac{S_m^{\text{用电}}}{Q_{m+1}^{\text{预测}}}$$

其中， P_{m+1} 为 M+1 月用电侧执行的双轨制资金及市场运营费用均价， $S_m^{\text{用电}}$ 为用电侧 M 月应分摊（分享）双轨制资金和市场运营费用总额， $Q_{m+1}^{\text{预测}}$ 为用电侧 M+1 月预测工商业电量。

（二）次月分摊：现货市场运行月（M 月）产生的双轨制资金及市场运营费用向用电侧分摊（分享）时，相关费用在此 M+1 月电费结算时回收。

（三）滚动调平：M+1 月分摊（分享）相关费用后，实际结算金额与应结算金额的差额部分自动滚动至 M+2 月兑付。

第十三章 其他结算事项

第八十条 市场中止和价格管制时段时，根据电力市场规则以及市场运营机构向政府相关部门报备的市场中止和管制措施开展结算。

第八十一条 新能源特许权场站、自发自用分布式光伏、进入国家扶贫发电项目名录的扶贫光伏、存量光热等政府批准的特殊发电项目，不参与现货市场结算和各项费用分摊。

第八十二条 对付款违约经营主体的处理应符合以下要求：

（一）若经营主体未能在付款截止日前完成全额付款，电网企业应及时告知电力交易机构，电力交易机构按规定向经营主体发出违约通知。

（二）当电力交易机构发出违约通知后，电网企业应尽快按照违约金额提出履约保函、保险的适用申请。电力交易机构向履约保函、保险开立单位出具索赔通知及履约保函、保险原件，要求开立单位支付款项。电网企业向经营主体付款的总额不应超过实际收款及提取到的履约保函、保险金额总和。

（三）电力交易机构向违约经营主体发出履约保函、保险执行告知书，同时发出暂停交易通知，并做好相关信用记录。

第十四章 附 则

第八十三条 本细则由甘肃省工业和信息化厅、国家能源局甘肃监管办公室、甘肃省发展和改革委员会、甘肃省能源局负责解释。

第八十四条 本细则自 2026 年 X 月 X 日起施行。