

# 甘肃电力市场结算细则

( 结算试运行暂行 V3.1 )

(征求意见稿)

## 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、《发电企业与电网企业电费结算办法》（国能发监管〔2020〕79号）、《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）、《电力现货市场基本规则（试行）》（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）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889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合规、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** 经营主体的权利和义务主要包括：

（一）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。

（二）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。

（三）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。

（四）负责提供用于资金结算的银行账户。

（五）按规定向电网企业支付（或收取）款项。

**第五条** 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（TMR）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** 结算依据包括但不限于以下内容：

- （一）实际结算电量；
- （二）各类交易结算电量（含中长期交易、短期交易及应急交易、现货交易、零售交易等）、电价和电费；
- （三）偏差电量、电价和电费，分摊的结算资金差额或者盈余；
- （四）新机组调试电量、电价、电费。

**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，用户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** 多台发电机组共用上网计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的实际发电量等比例拆分共用计量点的上网电量。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** 同一调度单元的不同发电机组处于不同节点时，按照各机组所处节点相应时段的现货结算价格、出清电量或上网电量开展结算。

**第十六条** 同一交易单元对应不同调度单元的中长期合同拆分按照以下原则：

（一）同一类型电源按容量拆分。

（二）不同类型电源，若不包含光伏的，按容量拆分。若包含光伏的，谷段按包含光伏的容量拆分，其余时段按剔除光伏后其余类型的容量拆分。

**第十七条** 自备电厂发电权置换交易可以通过电网企业结算。选择通过电网企业结算方式，由电力交易机构出具结算依据。

### 第三节 结算定价

**第十八条** 发电侧现货市场价格：

每个结算时段发电侧经营主体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** 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。

## 第二十条 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与对应节点出清电价的加权平均值。计算公式如下：

$$P_{\text{日前统一结算点}, t} = \frac{\sum_{i=1}^N (Q_{\text{日前}, i, t} \times P_{\text{日前}, i, t})}{\sum_{i=1}^N Q_{\text{日前}, i, t}}$$

其中， $P_{\text{日前统一结算点}, t}$ 为t时段日前现货市场统一结算点现货价格； $Q_{\text{日前}, i, t}$ 为t时段省内参与现货市场发电机组（场站）和电网侧储能i的日前出清电量； $P_{\text{日前}, i, t}$ 为t时段省内参与现货市场发电机组（场站）和电网侧储能i所在节点日前出清价格。

（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、电网侧储能实际充放电电量与对应节点实时出清价格的加权平均值。计算公式如下：

$$P_{\text{实时统一结算点}, t} = \frac{\sum_{i=1}^N (Q_{\text{实际}, i, t} \times P_{\text{实时}, i, t})}{\sum_{i=1}^N Q_{\text{实际}, i, t}}$$

其中， $P_{\text{实时统一结算点},t}$  为  $t$  时段实时现货市场统一结算点现货价格； $Q_{\text{实际},i,t}$  为  $t$  时段省内参与现货市场发电机组（场站）和电网侧储能  $i$  的实际上网电量、实际充放电量，原则上采用运行日后第 3 日（D+3 日）计量采集系统采集的运行日电量； $P_{\text{实时},i,t}$  为  $t$  时段省内参与现货市场发电机组（场站）和电网侧储能  $i$  所在节点实时出清价格。若遇 D+3 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）月度均价为基于发电侧实时市场出清价格和实际上网电量计算的月度均价，计算方式如下：

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

$Q_{\text{实际},i,t,d}$  为参与现货市场发电机组（场站）和电网侧储能  $i$  在  $d$  日  $t$  时刻的实际上网电量。 $P_{\text{实时},i,t,d}$  为参与现货市场发电机组（场站）和电网侧储能  $i$  在  $d$  日  $t$  时刻的实时市场出清价格。

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

$$P_{\text{时段均价},tk} = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{tk=1}^{TK} (Q_{\text{实际},i,tk} \times P_{\text{实时},i,tk})}{\sum_{i=1}^N \sum_{tk=1}^{TK} Q_{\text{实际},i,tk}}$$

其中， $Q_{\text{实际},i,tk}$  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）和电网侧储能*i*的实际上网电量、实际充放电量； $P_{\text{实时},i,tk}$ 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）和电网侧储能*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电压等级和类别据实收取，上述费用均由电网企业根据国家以及甘肃省相关规定进行结算。

## 第四章 电能量电费结算

### 第一节 发电企业电能量电费结算

**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。计算公式如下：

$$R_{\text{火电、新能源}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}}$$

$$R_{\text{中长期}} = R_{\text{中长期合约电量电费}} + R_{\text{中长期合约阻塞电费}}$$

其中， $R_{\text{火电、新能源}}$ 为同时参与日前、实时市场结算的经营主体电能量电费收入； $R_{\text{中长期}}$ 为经营主体的中长期合约费用，等于中长

期合约电量电费与中长期合约阻塞电费之和； $R_{\text{日前}}$ 为经营主体的日前现货电能量电费； $R_{\text{实时}}$ 为经营主体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。

$$R_{\text{水电}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{实时}}$$

$$R_{\text{中长期}} = R_{\text{中长期合约电量电费}} + R_{\text{中长期合约阻塞电费}}$$

其中， $R_{\text{水电}}$ 为仅参与实时市场结算的经营主体电能量电费收入； $R_{\text{中长期}}$ 为经营主体中长期合约费用（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）； $R_{\text{实时}}$ 为经营主体实时现货电能量电费。

(三)电网侧储能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。

$$R_{\text{其他经营主体}} = R_{\text{中长期合约电量电费}} + R_{\text{月度偏差}}$$

其中， $R_{\text{其他经营主体}}$ 为不参与日前、实时结算的经营主体电能量电费； $R_{\text{中长期合约电量电费}}$ 为经营主体中长期合约电量电费； $R_{\text{月度偏差}}$ 为经营主体的月度偏差电量电费，月度偏差电量接受现货市场月度均价。

**第二十三条** 发电侧各类经营主体中长期合约电量电费按

以下原则进行结算：

$$R_{\text{中长期合约电量电费},i,t} = Q_{\text{中长期合约},i,t} \times P_{\text{中长期合约},i,t}$$

其中 $R_{\text{中长期合约电量电费},i,t}$ 为经营主体*i*在*t*时刻中长期合约电量电费； $Q_{\text{中长期合约},i,t}$ 为经营主体*i*在*t*时刻中长期合约电量； $P_{\text{中长期合约},i,t}$ 为中长期合约价格。中长期合约电量按照《甘肃省电力中长期交易实施细则》规定确定。

**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以下原则进行结算：

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

其中 $R_{\text{中长期合约阻塞电费},i,t}$ 为经营主体*i*在*t*时刻中长期合约阻塞电费； $Q_{\text{中长期合约},i,t}$ 为经营主体*i*在*t*时刻中长期合约电量； $P_{\text{中长期结算参考点},t}$ 为中长期合约的结算参考点价格。

**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：

$$R_{\text{日前电能量电费},i,t} = (Q_{\text{日前},i,t} - Q_{\text{中长期合约},i,t}) \times P_{\text{日前},i,t}$$

其中, $Q_{\text{日前},i,t}$ 为经营主体*i*在*t*时刻的日前出清电量； $P_{\text{日前},i,t}$ 为经营主体*i*在*t*时刻的日前市场出清价格。

**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：

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

其中， $Q_{\text{实际上网},i,t}$ 为经营主体*i*在*t*时段实际上网电量； $P_{\text{实时},i,t}$ 为经营主体*i*在*t*时刻实时市场出清价格。

**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：

$$R_{\text{月度偏差},i} = (Q_{\text{实际上网},i} - Q_{\text{中长期合约},i}) \times P_{\text{月度均价}}$$

其中， $Q_{\text{实际上网},i}$ 为经营主体*i*的月度实际上网电量； $Q_{\text{中长期合约},i}$ 为经营主体*i*的月度中长期合同电量。

## 第二节 现货市场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点结算的用户。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。计算公式如下：

$$C_{\text{参与日前实时}} = C_{\text{中长期}} + C_{\text{日前}} + C_{\text{实时}}$$

$$C_{\text{中长期}} = C_{\text{中长期合约电量电费}} + C_{\text{中长期合约阻塞电费}}$$

其中， $C_{\text{参与日前实时}}$ 为现货用户电能量电费支出； $C_{\text{中长期}}$ 为现货用户中长期合约电费（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）； $C_{\text{日前}}$ 为现货用户日前现货电能量电费； $C_{\text{实时}}$ 为现货用户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以下原则进行结算：

$$C_{\text{中长期合约电量电费},i,t} = Q_{\text{中长期合约},i,t} \times P_{\text{中长期合约},i,t}$$

其中  $C_{\text{中长期合约电量电费},i,t}$  为现货用户  $i$  在  $t$  时刻中长期合约电量电费； $Q_{\text{中长期合约},i,t}$  为现货用户  $i$  在  $t$  时刻中长期合约电量。  
 $P_{\text{中长期合约},i,t}$  为中长期合约价格。

**第三十条** 现货用户中长期合约阻塞电费按以下原则进行结算：

$$C_{\text{中长期合约阻塞电费},i,t} = Q_{\text{中长期合约},i,t} \times (P_{\text{日前统一结算点},t} - P_{\text{中长期结算参考点},t})$$

其中， $C_{\text{中长期合约阻塞电费},i,t}$  为现货用户  $i$  在  $t$  时刻中长期合约阻塞电费； $Q_{\text{中长期合约},i,t}$  为现货用户  $i$  在  $t$  时刻中长期合约电量； $P_{\text{中长期结算参考点},t}$  指中长期合约约定的结算参考点价格。

**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：

$$C_{\text{日前},i,t} = (Q_{\text{日前},i,t} - Q_{\text{中长期合约},i,t}) \times P_{\text{日前统一结算点},t}$$

其中， $Q_{\text{日前},i,t}$  为现货用户  $i$  在  $t$  时段的日前出清电量。

**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：

$$C_{\text{实时},i,t} = (Q_{\text{实际},i,t} - Q_{\text{日前},i,t}) \times P_{\text{实时统一结算点},t}$$

其中， $Q_{\text{实际},i,t}$  为现货用户  $i$  在  $t$  时段的实际用电量。

### 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：

$$R_{\text{居民农业净偏差}} = Q_{\text{居民农业净偏差}} \times P_{\text{月度均价}}$$

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

$$Q_{\text{居民农业净偏差}} = (Q_{\text{居民农业实际}} - Q_{\text{居民农业计划}}) - (Q_{\text{低价电源实际}} - Q_{\text{低价电源计划}})$$

其中， $Q_{\text{居民农业实际}}$ 为居民、农业用户及其网损的实际用电量， $Q_{\text{居民农业计划}}$ 为居民、农业用户及其网损的计划用电量， $Q_{\text{低价电源实际}}$ 为低价保供电源的实际上网电量， $Q_{\text{低价电源计划}}$ 为低价保供电源的计划电量。

#### 第四节 非现货的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、代理购电用户、用月度均价结算的用户。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：

$$R_{\text{代理工商业偏差}} = Q_{\text{代理工商业偏差}} \times P_{\text{月度均价}}$$

其中， $R_{\text{代理工商业偏差}}$ 为电网代理工商业用户及工商业网损电

能量偏差电费， $Q_{\text{代理工商业偏差}}$ 为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。

$$C_{\text{非现货市场化用户}} = C_{\text{中长期合同}} + C_{\text{月度总偏差费用}}$$

$$C_{\text{月度总偏差费用}} = C_{\text{月度峰时段偏差}} + C_{\text{月度平时段偏差}} + C_{\text{月度谷时段偏差}}$$

其中， $C_{\text{非现货市场化用户}}$ 为非现货市场化用户的电能量电费支出； $C_{\text{中长期合同}}$ 为其中长期合同电费； $C_{\text{月度总偏差费用}}$ 为月度总偏差费用； $C_{\text{月度峰时段偏差}}$ 为峰时段用电偏差电量对应的偏差电费； $C_{\text{月度平时段偏差}}$ 为平时段用电偏差电量对应的偏差电费； $C_{\text{月度谷时段偏差}}$ 为谷时段用电偏差电量对应的偏差电费。用户峰平谷时段偏差费用计算如下：

$$C_{\text{月度总偏差费用}} = \sum_{i=1}^N \sum_{tk}^{TK} (Q_{\text{偏差电量},i,tk} \times P_{\text{时段均价},tk})$$

其中， $Q_{\text{偏差电量},i,tk}$ 为非现货的市场化用户*i*当月在峰时段、平时段、谷时段的偏差电量，*tk*代表峰平谷对应的结算计算时段。

## 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：

$$R_{\text{调平},i} = Q_{\text{调平},i} \times P_{\text{月度均价}}$$

其中， $R_{\text{调平},i}$ 为经营主体*i*的月度调平电量电费， $Q_{\text{调平},i}$ 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：

$$R_{\text{省间双轨制(外送)}} = Q_{\text{省间外送}} \times (P_{\text{省间外送结算}} - P_{\text{月度均价}})$$

$$R_{\text{省间双轨制(外购)}} = -Q_{\text{省间外购}} \times (P_{\text{省间购电结算}} - P_{\text{月度均价}})$$

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， $P_{\text{省间外送结算}}$ 、 $P_{\text{省间外购结算}}$ 为省间交易结算价； $Q_{\text{省间外送}}$ 为省间外购电未对应到省内经营主体的电量（含超合同外购电量）； $Q_{\text{省间外购}}$ 为省间外送电未清分到省内经营主体的电量。

**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。

$$R_{\text{省间双轨制(外送),i}} = R_{\text{省间双轨制(外送)}} \times \frac{Q_{\text{月度实际上网},i}}{\sum_{i=1}^N Q_{\text{月度实际上网},i}}$$

其中， $R_{\text{省间双轨制(外送),i}}$ 为经营主体*i*分摊的省间外送双轨制资金； $Q_{\text{月度实际上网},i}$ 为经营主体*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、用两侧市场化经营主体（含代理购电工商业用户）按当月结算电量比例分摊，其中发电侧按上网电量比例分摊，用户侧按全部市场化用户（含代理购电工商业用户）用电量比例分摊。计算公式如下：

$$R_{\text{省间双轨制分摊(外购),i}} = R_{\text{省间双轨制(外购)}} \times \frac{Q_i}{\sum_{i=1}^N Q_i}$$

其中， $R_{\text{省间双轨制分摊(外购),i}}$ 为经营主体*i*（包括发电企业和用户）应承担的省间外购双轨制资金分摊费用； $Q_i$ 为经营主体*i*（包括发电企业或用户）上网电量或用电量。

**第四十一条** 省间中长期外购电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）当省间外购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。

$$R_{\text{省间中长期外购结算偏差费用},i} = (Q_{\text{用户外购中长期合同},i} - Q_{\text{外购实际电量},i}) \times (P_{\text{省间中长期外购结算均价}} - P_{\text{月度均价}})$$

$$Q_{\text{外购实际电量},i} = \frac{Q_{\text{用户外购中长期合同},i}}{\sum_{i=1}^N Q_{\text{用户外购中长期合同},i}} \times Q_{\text{外购实际电量}}$$

其中， $Q_{\text{用户外购中长期合同},i}$ 为市场化用户*i*当月签订的外购电中长期合同； $Q_{\text{外购实际电量}}$ 为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； $Q_{\text{外购实际电量},i}$ 为当月市场化用户*i*对应的实际外购电量； $P_{\text{省间中长期外购结算均价}}$ 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 火电正常开机补偿费用

**第四十条** 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，若该机组系停机72小时内再次并网，则按此次停机持续时长与72小时的差值等比例计算补偿费用，若连续停机时间超过72小时，则不再补偿。计算公式如下：

$$R_{\text{开机补偿}} = \sum_{i=1}^N \left[ P_{\text{启动},i} \times \text{MAX} \left( 0, \left( \frac{72 - H_{\text{停机},i}}{72} \right) \right) \right]$$

其中， $R_{\text{开机补偿}}$ 为当月产生的火电机组开机补偿费用； $P_{\text{启动},i}$ 为机组*i*申报的启动费用； $H_{\text{停机},i}$ 为机组*i*的一次停机、开机过程中连续停机时长，单位为小时。单次补偿费用按其日前申报的机组启动费用计算，且不超过火电机组启动费用补偿上限。

**第四十一条** 机组发生非计划停运后，下一次开机所产生的

启动费用不予补偿。

**第四十二条** 火电正常开机补偿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（含代理购电工商业用户）按当月结算电量比例分摊，其中发电侧按上网电量比例分摊，用户侧按全部市场化用户（含代理购电工商业用户）用电量比例分摊。计算公式如下：

$$R_{\text{开机补偿分摊}, i} = R_{\text{开机补偿}} \times \frac{Q_i}{\sum_{i=1}^N Q_i}$$

$R_{\text{开机补偿分摊}, i}$ 为经营主体*i*（包括发电企业和用户）应承担的火电正常开机补偿费用； $Q_i$ 为经营主体*i*（包括发电企业或用户）上网电量或用电量。

### 第三节 火电紧急调用开机补偿费用

**第四十三条** 电网安全约束或事故处理等突发异常情况，由市场运营机构紧急调用开机的火电机组，需要计算事故调用机组启动补偿费用，并计作补偿资金。当事故调用机组与故障跳闸机组为同一个电厂时，不进行事故调用补偿。

**第四十四条** 电网安全约束及事故调用机组指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情况。

**第四十五条** 紧急调用开机的火电机组，已申报启动费用的机组按照申报费用进行补偿；未申报启动费用的事故调用机组，

$$R_{\text{紧急调用}} = \sum_{i=1}^N P_{\text{启动}, i} \times N_{\text{启动}, i}$$

按机组在市场注册时备案的缺省机组启动费用进行补偿,计算公式如下:

其中, $R_{启动}$ 为事故调用启动费用补偿; $P_{启动,i}$ 为机组*i*的单次(冷、温、热三态之一)的启动费用; $N_{启动,i}$ 为机组*i*的事故调用启动次数。

**第四十六条** 火电紧急调用开机补偿费用分摊方式与火电正常开机补偿费用分摊原则相同。

#### 第四节 成本回收和补偿费用

**第四十七条** 成本回收或补偿费用包括新能源调频增发超额获利回收费用、火电机组修正电量补偿费用、火电机组必开补偿费用。

**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:

$$R_{\text{新能源调频增发},i,t} = Q_{\text{辅助调频},i,t} \times (P_{\text{实时},i,t} - P_{\text{出清价格下限}})$$

其中, $R_{\text{新能源调频增发},i,t}$ 是指新能源*i*在*t*时刻的调频增发电量对应的超额获益回收费用; $P_{\text{出清价格下限}}$ 指实时现货市场出清价格下限; $Q_{\text{辅助调频},i,t}$ 指新能源企业*i*在*t*时刻辅助调频增发电量,计算公式

如下：

$$Q_{\text{辅助调频},i,t} = \max \left[ (Q_{\text{实际},i,t} - Q_{\text{实时},i,t}), 0 \right]$$

$Q_{\text{实际},i,t}$  指新能源企业  $i$  在  $t$  时刻的实际上网电量， $Q_{\text{实时},i,t}$  指新能源企业  $i$  在  $t$  时刻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（含代理购电工商业用户）按当月结算电量等比例分享，其中发电侧按上网电量比例分享，用户侧按全部市场化用户（含代理购电工商业用户）用电量比例分享。计算公式如下：

$$R_{\text{调频增发分享}, i} = R_{\text{新能源调频增发}} \times \frac{Q_i}{\sum_{i=1}^N Q_i}$$

$R_{\text{调频增发分享}, i}$  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。

**第五十一条** 火电机组修正电量补偿费用是指调度机构在保安全、保供应、促消纳场景下，对煤电机组出力进行修正时，或煤电机组参与调频市场跟踪 AGC 指令造成上网电量与出清电量不一致时，对增发电能量收益不能覆盖成本情况或减发的电能量

收益损失进行补偿。计算公式如下：

$$R_{\text{修正电量补偿},i,t} = \max\{Q_{\text{修正},i,t} \times [\min(P_{\text{变动},t}, P_{\text{申报},i,t}) - P_{\text{实时},i,t}], 0\}$$

其中， $R_{\text{修正电量补偿},i,t}$  指火电机组  $i$  在  $t$  时刻的修正电量补偿费用； $Q_{\text{修正},i,t}$  指火电机组  $i$  在  $t$  时刻的修正电量（等于该时刻的上网电量减去实时市场出清电量）； $P_{\text{申报},i,t}$  指火电机组  $i$  在  $t$  时刻平均上网电力对应的申报电价； $P_{\text{变动},i}$  指火电机组  $i$  的变动成本，计算公式如下：

$$P_{\text{变动}} = \frac{P_{\text{电煤}} \times E_{\text{平均煤耗}}}{1 - K_p} + P_{\text{其他}}$$

$P_{\text{变动}}$  指火电机组的变动成本； $P_{\text{电煤}}$  指电煤价格； $E_{\text{平均煤耗}}$  指火电机组单位平均煤耗； $K_p$  指厂用电率； $P_{\text{其他}}$  指其他变动成本。

**第五十二条** 火电机组修正电量补偿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（含代理购电工商业用户）按当月结算电量等比例分摊，其中发电侧按上网电量按比例分摊，用户侧按全部市场化用户（含代理购电工商业用户）用电量比例分摊。计算公式如下：

$$R_{\text{修正电量补偿分摊},i} = R_{\text{修正电量补偿}} \times \frac{Q_i}{\sum_{i=1}^N Q_i}$$

$R_{\text{修正电量补偿分摊},i}$  为经营主体  $i$ （包括发电企业和用户）应承担的火电机组修正电量补偿费用； $Q_i$  为经营主体  $i$ （包括发电企业或用户）上网电量或用电量。

**第五十三条** 结算时，根据日前市场出清环节确定的火电必开机组原因，对符合条件的必开火电机组进行补偿。本规则需补偿的必开机组特指因电网安全约束等要求，由电力调度机构指定在某些时段必须并网发电的机组。

**第五十四条** 当需补偿的火电必开机组全天现货市场均价低于火电机组变动成本时，可获得必开机组补偿费用。具体计算公式如下：

$$R_{\text{必开补偿},i} = Q_{\text{实际},i} \times \max\{(P_{\text{变动}} - P_{\text{现货日均价},i}), 0\}$$

$$P_{\text{现货日均价},i} = \frac{\sum_{t=1}^T [Q_{\text{日前},i,t} \times P_{\text{日前},i,t} + (Q_{\text{实际},i,t} - Q_{\text{日前},i,t}) \times P_{\text{实时},i,t}]}{\sum_{t=1}^T Q_{\text{实际},i,t}}$$

其中， $R_{\text{必开补偿},i}$ 为机组*i*的必开补偿费用， $Q_{\text{实际},i}$ 为机组*i*全天实际上网电量， $Q_{\text{实际},i,t}$ 为机组*i*在*t*时刻实际上网电量， $P_{\text{现货日均价},i}$ 为必开机组全天现货均价。

**第五十五条** 必开机组补偿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（含代理购电工商业用户）按当月结算电量等比例分摊，其中发电侧按上网电量比例分摊，用户侧按全部市场化用户（含代理购电工商业用户）用电量比例分摊。计算公式如下：

$$R_{\text{必开补偿分摊},i} = R_{\text{必开补偿}} \times \frac{Q_i}{\sum_{i=1}^N Q_i}$$

其中， $R_{\text{必开补偿分摊},i}$ 为经营主体*i*（包括发电侧和用户侧）分摊的必开补偿费用， $R_{\text{必开补偿}}$ 为总必开补偿， $Q_i$ 为经营主体*i*（包括发电侧和用户侧）的月度总上网电量或月度总用电量。

**第五十六条** 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。

**第五十七条** 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。

**第五十八条** 储能集中调用补偿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（含代理购电工商业用户）按当月结算电量等比例分摊，其中发电侧按上网电量比例分摊，用户侧按全部市场化用户（含代理购电工商业用户）用电量比例分摊。计算公式如下：

$$R_{\text{储能调用},i} = R_{\text{充电补偿}} \times \frac{Q_i}{\sum_{i=1}^N Q_i}$$

$R_{\text{储能调用},i}$ 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； $Q_i$ 为经营主体*i*（包括发电企业或用户）上网电量或用电量。

## 第五节 阻塞风险对冲费用

**第五十九条** 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）当某电源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。

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N Q_{\text{中长期合约, } i, t} \times (P_{\text{中长期结算参考点, } t} - P_{\text{日前, } i, t})$$

（二）当某电源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，

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

对于新能源，

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

对于火电，

$$R_{\text{阻塞风险对冲费用}} = \sum_t^T \sum_i^N \{ \min[\max(Q_{50\%}, Q_{\text{实际上网, } i, t}), Q_{\text{中长期合同, } i, t}] \times (P_{\text{中长期结算参考点, } t} - P_{\text{日前, } i, t}) \}$$

其中， $Q_{50\%}$ 为火电企业带50%额定容量出力工况下对应的上网电量。

**第六十条** 所有阻塞风险对冲费用净值设置上限（ $R_{\text{阻塞风险对冲费}}$

用上限)。实际阻塞对冲费用按如下公式计算：

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

其中， $R_{\text{阻塞风险对冲费用上限}}$ 为设置的月度阻塞风险对冲上限； $R_{\text{阻塞风险对冲费用(实际)},i}$ 为经营主体*i*实际月度阻塞风险对冲费用。

**第六十一条** 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上网电量比例分摊：

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

其中， $R_{\text{阻塞风险对冲费用分摊},i}$ 表示经营主体*i*分摊的阻塞风险对冲费用， $Q_{\text{月度上网},i}$ 表示发电侧经营主体*i*月度上网电量。

## 第六章 差错处理

**第六十二条** 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中长期结算参考点的价格差值结算其追补电费。

(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按要求进行处理。

**第六十三条** 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出单。月度结算出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，若经营主体月内一段时间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**

**第六十四条** 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，可每年统一结算调整一次。

## 第八章 特殊情况处理机制

**第六十五条** 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。

**第六十六条** 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。

**第六十七条** 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。

**第六十八条** 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

**第六十九条** 运行日后 3 日 (D+3) 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。

**第七十条** 运行日后 4 日 (D+4)，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。

**第七十一条** 分时计量数据采集失败时，由电网企业提供电量拟合数据。

## 第十章 月结算管理

### 第一节 月结算管理

**第七十二条** 每月第 3 日前，电网企业提供上月月度计量抄表数据。

**第七十三条** 每月 5 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 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。

**第七十四条** 用户侧电能量电费随电费账单在 5 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 10 个工作日前发行。

**第七十五条** 暂未按日开展清分的跨省区短期交易，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与价格的乘积，短期外送补偿费用等于短期交易电量对应的日清分电费累加值与短期外送电费的差值。

## 第二节 直流配套电源清算原则

**第七十六条** 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：

$$R_{\text{直流损益}} = \sum_i \sum_t [(Q_{\text{实际上网},i,t} - Q_{\text{计划},i,t}) \times (P_{\text{实时统一结算点},t} - P_{\text{合同均价},i,t})]$$

其中， $Q_{\text{实际上网},i,t}$ 为配套电源*i*在*t*时刻的上网电量； $Q_{\text{计划},i,t}$ 为配套电源*i*在*t*时刻的外送结算电量； $P_{\text{合同均价},i,t}$ 为配套电源*i*在*t*时刻的外送合同均价。

**第七十七条** 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。

#### 第四节 结算模式双轨制资金

**第七十八条** 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。

**第七十九条** 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，以“总对总”的方式计算结算模式不一致差额费用。

**第八十条** 疏导原则：结算模式不一致差额费用由未参与现货市场日清分的经营主体按照发/用电量比例分摊（分享）。

### 第十一章 电费收付

**第八十一条** 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电费

结算单（结算依据）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。

**第八十二条** 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。

**第八十三条** 用户侧不平衡资金和市场运营费用按照“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不平衡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。市场运营机构 M+1 月 20 日前发布上月发用两侧分摊总额。

$$P_{m+1} = S_{\text{用户}, m} / Q_{m+1}$$

$P_{m+1}$  为 M+1 月用户侧执行的不平衡资金及市场运营费用均价， $S_{\text{用户}, m}$  为用户侧 M 月应分摊（分享）不平衡资金和市场运营费用总额， $Q_{m+1}$  为用户侧 M+1 月预测工商业电量。

（二）次月分摊：现货市场运行月（M 月）产生的不平衡资金及市场运营费用向用户侧分摊（分享）时，相关费用在次 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。

## 第十二章 其他结算事项

**第八十四条** 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部门报备的市场中止和管制措施开展结算。

**第八十五条** 发电厂并网运行考核和返还执行“两个细则”相关规定。

**第八十六条** 辅助服务市场补偿与分摊按照《甘肃电力辅助服务市场交易实施细则》和《西北跨省电力调峰市场运行规则》执行。

**第八十七条** 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。

**第八十八条** 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。

### **第十三章 附 则**

**第八十九条** 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负责解释。

**第九十条** 本细则自批准之日起施行。