

# 辽宁省电力市场结算实施细则

(V2.0)

## 名词解释

1. 批发市场用户：直接参与批发市场的电力用户（下文简称“批发用户”）、配售电企业和电网企业（代理购电）。

2. 零售市场用户：参与零售市场的电力用户（下文简称“零售用户”）。

3. 代理购电用户：指未直接参与市场交易，暂由电网企业通过市场化方式代理购电的工商业用户。

4. 新能源场站：参与现货电能量交易的集中式新能源场站（详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》）。

5. 发电企业：参与现货电能量交易的燃煤机组、集中式新能源场站、核电机组。

6. 节点边际电价（下文简称“节点电价”）：在现货电能交易中，在满足发电侧和输电安全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系統边际成本。节点电价由系統电能价格、阻塞价格两部分构成。辽宁节点电价指辽宁电网220千伏及以上电压等级母线的现货出清电价。

7. 统一结算点电价：发电侧节点电价加权平权值，包括日前统一结算点电价与实时统一结算点电价。

其中，日前统一结算点电价由核电机组、220千伏及以上燃煤机组、新能源场站的前日市场节点电价按照其日前出清上网电量加权平均计算；实时统一结算点电价由核电机组、

220千伏及以上燃煤机组、新能源场站的实时市场节点电价按照其实际上网（计量）电量加权平均计算。

8. 电能电费：指发电企业与电力用户在现货市场和中长期交易市场中以电能量为交易标的物的电费。

9. 辅助服务费用：指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用外，由发电侧并网主体、新型储能，可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）提供的服务所得的费用。

10. “两个细则”费用：指“两个细则”规范的辅助服务费用和并网运行考核费用，辅助服务市场中发生的辅助服务费用，以及所有辅助服务费用、并网运行考核费用按一定规则进行分摊、返还的费用。

11. 市场运营费用：本细则中用于规范统计电力市场除电能电费、辅助服务费用、“两个细则”电费以外的结算科目费用的统称，按照各科目独立记账、逐项分摊的原则实施。包括结构不平衡费用和市场不平衡费用，其中市场不平衡费用包括成本补偿类费用、市场平衡类费用、市场调节类费用。

12. 结构不平衡费用：在计划与市场双轨制下，由于非市场用户用电量与优先发电上网电量不匹配、现货市场分时电价与政府核定电价不匹配等因素在电能电费计算时电网企业产生的盈余或亏损，相关结算科目包括居民农业用户偏差费用、余缺双轨制费用。

其中：居民农业用户偏差费用是指为保障居民农业用户价格稳定，对应的发电侧优先发电电源实际结算的电价与发电侧政府核定电价存在偏差而产生的损益；余缺双轨制费用是指发（用）电侧按照实际上网（用电）量结算时，由于结构不平衡产生的总电费盈余或亏损扣除居民农业偏差后的偏差费用。

13. 成本补偿类费用：包括机组启动补偿费用、必开机组补偿费用、必停机组补偿费用。

其中：启动补偿费用是指日前市场优化启机的机组及日内应急新增开机机组，在运行日内，从停机状态变为开机状态并网运行，对机组的启动进行补偿的费用；必开机组补偿费用是指因系统安全约束的必开机组在现货市场中的收益不能弥补发电机组生产运行所产生的成本，对其进行必开成本补偿的费用。必停机组补偿费用是指若因系统安全约束的日内临时新增停机机组在现货市场中的收益为负，对其进行必停补偿的费用。

14. 市场平衡类费用：包括阻塞平衡费用、用户侧价差调整电费。

其中：阻塞平衡费用是指现货市场中，发电企业以节点电价进行电能电费结算，批发市场用户以统一结算点电价进行电能电费结算，由此导致的应收市场用户费用和应付发电侧费用之间的偏差费用；用户侧价差调整电费指用户侧正式

日账单发布后，当发电侧出清结果、上网电量、结算规则等变化造成统一结算点电价发生变化时，不再修改日账单结果，统一结算点电价变化引起用户侧日前、实时电能量差费。

15. 市场调节类费用：包括用户侧超额获利回收费用、用户侧中长期缺额考核费用、用户侧旬交易缺额回收费用、用户侧曲线偏差回收费用；新能源预测偏差考核费用、新能源超额获利回收费用、新能源中长期超额回收费用；燃煤机组旬交易缺额回收费用、燃煤核电机组执行偏差获利回收费用；燃煤核电机组非停获利回收费用、燃煤核电机组启停偏差获利回收费用、燃煤核电机组中长期缺额考核费用；燃煤机组限高考核费用、限低考核费用、燃煤机组最大发电能力变更考核费用。

16. 批零倒挂：批发价格和零售价格颠倒，即批发价格高于零售价格。

# 目录

名词解释.....	
<b>1 总则</b> .....	<b>1</b>
1.1 总述.....	1
1.2 适用范围.....	1
1.3 引用文件.....	1
<b>2 市场成员结算的权利与义务</b> .....	<b>2</b>
2.1 发电企业.....	2
2.2 批发用户.....	2
2.3 电力交易机构.....	3
2.4 电力调度控制机构.....	3
2.5 电网企业.....	3
2.6 配售电企业.....	4
<b>3 结算原则</b> .....	<b>5</b>
3.1 结算模式.....	5
3.1.1 电力批发市场.....	5
3.1.1.1 中长期市场结算.....	5
3.1.1.2 现货市场结算.....	5
3.1.1.3 辅助服务市场.....	6
3.1.2 电力零售市场.....	6
3.2 结算周期.....	7
3.3 结算时段.....	7
3.4 结算电量.....	7
3.5 结算电价.....	7
<b>4 结算流程</b> .....	<b>9</b>
4.1 数据准备.....	9
4.2 账单发布.....	10
4.3 批发市场结算流程.....	10
4.4 零售市场结算流程.....	11
<b>5 电能电费</b> .....	<b>12</b>
5.1 发电企业电能电费.....	12
5.1.1 省间中长期合约电能电费.....	12
5.1.2 省间日前市场电能电费.....	13
5.1.3 省间日内市场电能电费.....	14
5.1.4 省内中长期合约电能电费.....	14
5.1.5 省内日前市场电能电费.....	16
5.1.6 省内实时市场电能电费.....	17
5.1.7 发电侧调平电费.....	18
5.2 批发市场用户电能电费.....	18
5.2.1 省间中长期合约电能电费.....	19
5.2.2 省内中长期合约电能电费.....	20
5.2.3 省内日前市场电能电费.....	21
5.2.4 省内实时市场电能电费.....	21

5.2.5	用户侧调平电费	22
<b>6</b>	<b>市场运营费用计算</b>	<b>23</b>
6.1	结构不平衡费用	23
6.1.1	居民农业用户偏差费用	23
6.1.2	余缺双轨制费用	24
6.2	市场不平衡费用	26
6.2.1	成本补偿类费用	26
6.2.1.1	启动补偿费用	26
6.2.1.2	必开机组补偿费用	27
6.2.1.3	必停机组补偿费用	28
6.2.2	市场平衡类费用	29
6.2.2.1	阻塞平衡费用	30
6.2.2.2	用户侧价差调整电费	31
6.2.3	市场调节类费用	32
6.2.3.1	用户侧超额获利回收费用	32
6.2.3.2	用户侧中长期缺额考核费用	34
6.2.3.3	用户侧旬交易缺额回收费用	35
6.2.3.4	用户侧曲线偏差回收费用	37
6.2.3.5	新能源功率预测偏差考核费用	39
6.2.3.6	新能源超额获利回收费用	40
6.2.3.7	新能源中长期超额回收费用	42
6.2.3.8	燃煤机组旬交易缺额回收费用	43
6.2.3.9	燃煤机组限高考核费用	45
6.2.3.10	燃煤机组限低考核费用	46
6.2.3.11	燃煤机组最大发电能力变更考核费用	47
6.2.3.12	燃煤核电机组中长期缺额考核费用	47
6.2.3.13	燃煤核电机组执行偏差获利回收费用	49
6.2.3.14	燃煤核电机组非停获利回收费用	49
6.2.3.15	燃煤核电机组启停偏差获利回收费用	50
<b>7</b>	<b>两个细则费用</b>	<b>50</b>
<b>8</b>	<b>总电费计算</b>	<b>51</b>
8.1	发电企业月度总电费	51
8.2	批发用户月度总电费	52
8.2.1	输配电费	53
8.2.2	功率因数调整电费	53
8.2.3	政府性基金及附加电费	54
8.3	零售用户总电费	54
8.4	代理购电工商业用户总电费	55
8.5	配售电企业总电费	55
8.6	电网企业代理购电	56
<b>9</b>	<b>退补管理</b>	<b>56</b>
9.1	政策性退补	56
9.2	非政策性退补	57
<b>10</b>	<b>收付款管理</b>	<b>59</b>

<b>11</b>	<b>其他结算事项</b>	60
11.1	市场中止与管制	60
11.2	代理关系生效期	60
11.3	违约处理原则	60
<b>12</b>	<b>附则</b>	61



# 1 总则

## 1.1 总述

为指导、规范、明确辽宁电力市场电费结算相关工作开展，维护电力交易各方合法权益和社会公众利益，构建安全、合理、高效的市场体系，制定本细则。

## 1.2 适用范围

本实施细则适用于辽宁省电力市场电费结算工作，包括批发市场和零售市场。

## 1.3 引用文件

(1) 《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

(2) 《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）

(3) 《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号）

(4) 《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）

(5) 《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）

(6) 《辽宁省工业和信息化厅国家能源局东北监管局关于印发辽宁省 2022 年电力市场化交易工作方案的通知》(辽工信电力〔2021〕316 号)

(7) 《关于印发<辽宁电力中长期交易规则>的通知》(东北监能市场〔2021〕1 号)

(8) 《关于印发<辽宁电力中长期交易规则补充规定>的通知》(东北监能市场〔2021〕16 号)

## 2 市场成员结算的权利与义务

### 2.1 发电企业

(一) 在合约有效期内依据合约获取相关方履行合约的信息，在日清分预账单公示后审核确认本企业结算结果并反馈意见；

(二) 按照市场规则，承担辅助服务、偏差考核、违约等相关责任；

(三) 向电网企业开具发票并收取电费。

### 2.2 批发用户

(一) 在交易平台上填制合约结算方式、价格等信息，将合约上传至交易平台备案，在合约有效期内依据合约获取相关方履行合约的信息，在日清分预账单结果公示后审核确认本企业结算结果并反馈意见；

（二）按照市场规则，承担辅助服务、偏差考核、违约等相关责任；

（三）向电网企业支付电费并获取增值税专用发票。

### 2.3 电力交易机构

（一）负责市场注册、市场申报、市场交易组织、合同汇总管理；

（二）负责根据发电企业交易合同执行情况，编制出具电费结算依据，并推送至电网企业；

（三）负责提供批发市场用户及售电公司交易合同；

（四）负责在交易平台上发布日前市场和实时市场出清结果。

### 2.4 电力调度控制机构

（一）负责现货、辅助服务交易组织；

（二）负责提供现货市场和调频市场出清结果等结算准备数据；

（三）负责提供辅助服务费用、“两个细则”费用及分摊结果。

### 2.5 电网企业

（一）提供输配电服务，无歧视向电力用户提供报装、计量、抄表、维修、收费等各类供电服务；

（二）电网企业按照交易中心出具的结算依据，负责电费结算，并按规定收付电费；

（三）负责收取输配电费，代收代付政府性基金及附加等，按时完成电费结算。

## 2.6 配售电企业

（一）按国家和辽宁省有关要求提供注册材料；

（二）按照规则参与电力市场交易，履行购售电合同、零售合同及市场化零售交易电费结算协议，将零售合同上传至电力交易机构备案；市场化零售交易电费结算协议上传至电网企业相关业务平台；

（三）在合同有效期内，依据合同获取相关方履行合约的信息及资料；

（四）按要求提供零售用户注册信息变更情况、零售合同等资料，承担用户信息保密义务；

（五）按相关规定提供开展交易业务必需的履约保函，按照市场规则和零售合同承担相关责任；

（六）按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供签约零售用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线以及其他生产信息；

（七）向电网企业获取或者开具增值税专用发票，支付或收取结算电费；

（八）拥有配电网运营权的配售电企业需服从电力调度管理，向电网企业支付购电费、输电费，承担配电区域内电费收取、结算以及开具增值税专用发票等业务。

### 3 结算原则

#### 3.1 结算模式

##### 3.1.1 电力批发市场

###### 3.1.1.1 中长期市场结算

辽宁电力中长期市场根据中长期合约分解电量及合约价格进行结算。

###### 3.1.1.2 现货市场结算

###### (一) 发电侧

对于核电机组、220 千伏及以上燃煤机组、新能源场站，日前市场出清上网电量与中长期合约分解电量、省间日前现货交易结算电量的偏差电量，按照日前市场节点电价进行结算；实际上网电量与日前市场出清电量、省间日内现货交易结算电量的偏差电量，按照实时市场节点电价进行结算。

对于 66 千伏及以下燃煤机组、新能源场站，日前市场出清上网电量与中长期合约分解电量的偏差电量，按照日前市场统一结算点电价进行结算；实际上网电量与日前市场出清电量的偏差电量，按照实时市场统一结算价格进行结算。

###### (二) 用户侧

对于批发用户和配售电企业，日前申报电量与中长期合约分解电量的偏差电量，按照日前统一结算点电价结算；实际用电量与日前申报电量的偏差电量，按照实时统一结算点

电价结算。

对于电网企业（代理购电），日前市场申报电量与代理购电合约分解电量的偏差电量，按照日前市场统一结算点电价结算；实际用电量与日前市场申报电量的偏差电量，按照实时市场统一结算点电价结算。电网企业代理购电月度实际用电量（抄见电量按月扣减非市场化电量部分，加线、变损分摊电量）与现货市场按时段合计实际用电量的偏差部分，按照实时市场统一结算点电价的月度加权价进行结算。

对于煤改电用户，实际用电量全电量按照中长期合约电价进行结算。

（三）电网代理购电用户月度实际结算电量执行电网企业代理购电价格，电网企业在代理工商业用户参与中长期交易时，交易曲线参考非市场化用电典型曲线形成。电网企业代理工商业用户购电形成的增收收入，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。

（四）储能、虚拟发电、负荷聚合商等市场主体的结算模式按照国家和辽宁省相关规定另行约定。

### 3.1.1.3 辅助服务市场

辅助服务市场结算按照《辽宁省电力辅助服务（调频）市场规则》及东北电网“两个细则”有关规定执行。

### 3.1.2 电力零售市场

零售市场结算依据配售电企业、零售用户和电网企业三

方签订市场化零售交易电费结算协议执行。

### 3.2 结算周期

（一）电力批发市场按照“日清月结”的模式开展结算。按日进行市场化交易结果清分，生成日清分账单；按月进行市场化交易电费结算，生成月结算账单，并向市场主体发布。

（二）电力零售市场根据售电合同性质以月度为周期结算，即按月进行零售市场电费结算，生成月结算账单，并向市场主体发布。

（三）遇特殊情况和节假日，结算相关工作顺延。其中，结算单发布遇到周六、周日和其他节假日时，相关结算单顺延至下一工作日发布。

### 3.3 结算时段

批发市场以每15分钟为一个结算时段。

### 3.4 结算电量

根据电网企业提供的计量数据，计算形成发电企业各机组各时段上网电量、用户各时段用电量，作为结算电量。

### 3.5 结算电价

（一）核电机组、220 千伏及以上燃煤机组、新能源场站以现货市场节点电价作为现货电能量市场结算价格；66 千伏及以下燃煤机组、新能源场站以现货市场统一结算点电价作为现货电能量市场结算价格；以中长期交易合约电价作为中长期交易电能量市场结算价格。

（二）批发市场用户、配售电企业、电网企业（代理购电）以现货市场统一结算点电价作为现货电能量市场结算价格。

（三）零售市场用户以配售电公司与其签订的零售价格作为结算依据，零售价格为零售市场用户与其绑定的配售电公司在相关合同中共同确定的结算价格。零售用户应与绑定的售电公司约定分时定价结算方案。选择分时定价的零售用户与绑定的售电公司未在规定时间内申报并确认分时定价结算方案，或选择分时定价的零售用户和售电公司已选择按旬申报分时结算方案，但未在规定时间内申报并确认上旬或中旬或下旬的结算电量、电价，按照“当月”批发市场月度和旬分时交易逐时段限价范围中每个时段上限价的 0.9 倍加“上月”日前现货市场用户侧对应时段统一结算电价月度算术平均值的 0.1 倍作为零售用户每个时段的结算电价，用户实际市场化用电量作为其约定电量。选择分时定价方式以外的零售用户与绑定的售电公司未在规定时间内申报并确认结算方案，则按照当月用户侧批发市场相应类型中长期交易成交均价作为零售用户结算电价。

（四）电网企业代理购电用户实际用电量按照电网企业月度公布的代理购电价格结算。电网企业代理购电用户代理购电价格基于电网企业代理工商业用户购电费（含偏差电费、辅助服务、市场运营费用等）、代理工商业用户实际用电



量等按月测算，用户应与电网企业依据相应规则约定分时定价结算方案。

（五）现货交易未开展期间，市场化用户（含批发电力用户、零售用户及电网企业代理购电用户）交易价格、输配价格按照辽发改价格〔2020〕740号、〔2021〕419号文件规定的峰谷时段划分及浮动比例以及电网企业月度公布的代理购电价格执行。

## 4 结算流程

### 4.1 数据准备

（一）D-2日17:00前，上级电力交易机构将D日省间政府合约结算依据、跨区跨省电力中长期交易合约结算依据等信息推送至电力交易机构。

（二）D-1日17:30前，电力调度机构将日前市场出清结果推送至电力交易机构和电网企业，通过电力交易平台进行发布。

（三）D+1日17:30前，电力交易机构汇总省间结算依据、省内电力中长期交易合约结算依据等信息向电力调度机构和电网企业推送。

（四）D+1日17:30前，电力调度机构将D日实时市场、调频市场出清信息推送至电力交易机构和电网企业。

(五)  $D+4$  日,电力交易机构和电网企业获取  $D$  日市场用户和机组电量数据,计算并推送实时统一结算点电价信息。

## 4.2 账单发布

(一) 运行日后第 8 天 ( $D+8$  日),通过电力交易平台发布日清分预账单。发布后 3 天内,市场主体进行核对、确认。若有异议,提出反馈意见,逾期未反馈的视为确认。反馈意见经双方确认一致后,形成日清分账单确认结果。

(二) 运行日后第 11 天 ( $D+11$  日),通过电力交易平台发布日清分正式账单。

(三) 次月第 11 天 ( $M+11$  日),获取省间合约偏差调整电量、发电侧和用户侧调平电量、当月及历史追退补电量。

(四) 次月第 11 天 ( $M+11$  日),通过电力交易平台发布月结算预账单,发布后 3 天内,市场主体进行核对、确认。若有异议,提出反馈意见,逾期未反馈的视为确认。反馈意见经双方确认一致后,形成月结算账单确认结果。

(五) 次月第 17 天 ( $M+17$  日),通过电力交易平台发布月结算正式账单。遇特殊情况和节假日,结算相关工作顺延,其中,结算单发布遇到周六、周日和其他节假日时,相关结算单顺延至下一工作日发布。

## 4.3 批发市场结算流程

（一）结算电量核对。电网企业按日向交易中心推送发电企业关口及机组分劈表计分时数据，每月第 11 天前发电企业对上月结算电量数据进行确认。

（二）结算依据获取。交易中心每月出具结算依据，并推送至电网企业。

（三）电费计算核对。电网企业每月将接收到的结算依据进行计算核对，按匹配好的政府批复电价和市场化交易形成的电价计算电费以及售电公司电费等。

（四）电费结算单生成。电网企业依据电费计算结果生成电费结算单。

（五）电费结算单确认。电费结算单发布后 3 个工作日内，市场主体对电费结算单进行核对、确认。若有异议，提出反馈意见，逾期未反馈的视为确认。反馈意见经相关市场主体确认一致后，形成电费结算单确认结果，并在交易平台进行公布。

（六）电费结算单公布。电网企业按电费结算单确认结果生成正式电费结算单，由交易中心发布至相关市场主体。电网企业和市场主体按照合约或法律法规的规定完成电费收支。

#### 4.4 零售市场结算流程

（一）零售市场结算流程参照本细则“4.3 节”批发市场结算流程。

(二) 零售市场的日清分仅针对配售电企业。

## 5 电能电费

### 5.1 发电企业电能电费

发电企业电能电费包含省间中长期合约电能电费、省间日前市场电能电费、省间日内市场电能电费、省内中长期合约电能电费、省内日前市场电能电费、省内实时市场电能电费、调平电费等。计算公式如下：

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

式中：

$R_{\text{电能},i}$  为发电企业*i*月度电能电费；

$R_{\text{省间合约},i}$  为发电企业*i*月度省间中长期合约电能电费；

$R_{\text{省间日前},i}$  为发电企业*i*月度省间日前市场电能电费；

$R_{\text{省间日内},i}$  为发电企业*i*月度省间日内市场电能电费；

$R_{\text{省内合约},i}$  为发电企业*i*月度省内中长期合约电能电费；

$R_{\text{省内日前},i}$  为发电企业*i*月度省内日前市场电能电费；

$R_{\text{省内实时},i}$  为发电企业*i*月度省内实时市场电能电费；

$R_{\text{调平发电},i}$  为发电企业*i*月度发电侧调平电费。

#### 5.1.1 省间中长期合约电能电费

根据发电企业分解至*t*时段的省间中长期合约电量与对应的合约电价计算省间中长期合约电能电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省间合约},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省间合约},i,t} \times P_{\text{省间合约},i,t}) + R_{\text{省间合约偏差},i}$$

其中：

$$R_{\text{省间合约偏差},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省间合约分时调整},i,t} \times P_{\text{省间合约},i,t}) + Q_{\text{省间合约月度调整},i} \times P_{\text{省间合约加权},i}$$

式中：

$R_{\text{省间合约},i}$  为发电企业  $i$  月度省间中长期合约电能电费；

$Q_{\text{省间合约},i,t}$  为发电企业  $i$  在  $t$  时段的省间中长期合约分解电量；

$P_{\text{省间合约},i,t}$  为发电企业  $i$  在  $t$  时段省间中长期合约价格；

$R_{\text{省间偏差},i}$  为发电企业  $i$  月度省间中长期合约偏差调整费用；

$Q_{\text{省间合约分时调整},i,t}$  为发电企业  $i$  在  $t$  时段省间中长期合约偏差调整电量，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$Q_{\text{省间合约月度调整},i}$  为发电企业  $i$  月度省间中长期合约执行偏差调整电量。即存在省间中长期合约的发电企业，承担省间联络线实际执行电量与合约电量偏差的部分比例，按照机组月度省间中长期合约电量占发电侧月度省间中长期合约总电量的比例分配，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$P_{\text{省间合约加权},i}$  为发电企业  $i$  月度省间中长期合约加权均价。

### 5.1.2 省间日前市场电能电费

根据发电企业省间日前市场交易结算电量与省间日前市场节点电价计算电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省间日前},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省间日前},i,t} \times P_{\text{省间日前},i,t})$$

式中：

$R_{\text{省间日前},i}$  为发电企业*i*月度省间现货日前交易费用；

$Q_{\text{省间日前},i,t}$  为发电企业*i*在*t*时段的省间日前市场交易结算电量；

$P_{\text{省间日前},i,t}$  为发电企业*i*在*t*时段省间日前市场节点电价。

### 5.1.3 省间日内市场电能电费

根据发电企业省间日内市场交易结算电量与省间日内市场节点电价计算省间日内市场电能电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省间日内},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省间日内},i,t} \times P_{\text{省间日内},i,t})$$

式中：

$R_{\text{省间日内},i}$  为发电企业*i*月度省间日内市场电能电费；

$Q_{\text{省间日内},i,t}$  为发电企业*i*在*t*时段的省间日内市场交易结算电量；

$P_{\text{省间日内},i,t}$  为发电企业*i*在*t*时段省间日内市场节点电价。

### 5.1.4 省内中长期合约电能电费

根据发电企业分解至*t*时段的省内中长期合约电量与对应的合约电价计算省内中长期合约电能电费，计算公式如下：

$$R_{\text{省内合约},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内合约},i,t} \times P_{\text{省内合约},i,t})$$

式中：

$R_{\text{省内合约},i}$  为发电企业*i*月度省内中长期合约电能电费；

$Q_{\text{省内合约},i,t}$  为发电企业*i*在*t*时段的省内中长期合约分解电量（含代理购电合约、省内基数合约）；

$P_{\text{省内合约},i,t}$  为发电企业*i*在*t*时段的省内中长期合约电价。

其中，新能源场站、核电机组*t*时段的省内基数合约分解电量按照日前申报的功率预测曲线、出力曲线的固定比例分解。计算公式如下：

$$Q_{\text{省内基数合约},i} = Q_{\text{日前申报},i,t} \times \alpha_{\text{省内基数合约}}$$

式中：

$Q_{\text{省内基数合约},i,t}$  为新能源场站、核电机组*i*在*t*时段的省内基数分解电量；

$Q_{\text{日前申报},i,t}$  为新能源场站、核电机组*i*在*t*时段日前短期功率预测曲线、出力曲线折算的日前短期功率预测电量、发电量；

$\alpha_{\text{省内基数合约}}$  为新能源场站、核电机组省内基数合约分电比。依据市场化风电、光伏与核电企业的年度基数电量占其年度预测发电量的比例确定：

$$\alpha_{\text{省内基数合约（风电）}} = \frac{Q_{\text{年度基数（风电）}}}{Q_{\text{年度总发电预测（风电）}}}$$

$$\alpha_{\text{省内基数合约（光伏）}} = \frac{Q_{\text{年度基数（光伏）}}}{Q_{\text{年度总发电预测（光伏）}}}$$

$$\alpha_{\text{省内基数合约（核电）}} = \frac{Q_{\text{年度基数（核电）}}}{Q_{\text{年度总发电预测（核电）}}}$$

式中：

$\alpha_{\text{省内基数合约（风电）}}$ 、 $\alpha_{\text{省内基数合约（光伏）}}$ 、 $\alpha_{\text{省内基数合约（核电）}}$ 分别为市场化风电、光伏场站与核电机组的省内基数合约分电比；

$Q_{\text{年度基数（风电）}}$ 、 $Q_{\text{年度基数（光伏）}}$ 、 $Q_{\text{年度基数（核电）}}$ 分别为市场化风电、光伏与核电企业的年度基数电量；

$Q_{\text{年度总发电预测（风电）}}$ 、 $Q_{\text{年度总发电预测（光伏）}}$ 、 $Q_{\text{年度总发电预测（核电）}}$ 分别为市场化风电、光伏与核电企业的年度预测发电量。

### 5.1.5 省内日前市场电能电费

根据发电企业省内日前市场结算电量与省内日前市场节点电价或统一结算点电价计算省内日前市场电能电费，计算公式如下：

(1) 对于核电机组、220 千伏及以上燃煤机组、新能源场站：

$$R_{\text{省内日前},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内日前},i,t} \times P_{\text{省内日前},i,t})$$

式中：

$R_{\text{省内日前},i}$ 为发电企业*i*月度省内日前市场电能电费；



$Q_{\text{省内日前},i,t}$  为发电企业  $i$  在  $t$  时段的省内日前市场结算电量，即日前市场出清上网电量  $Q_{\text{日前出清},i,t}$  与中长期合约分解电量、省间日前现货交易结算电量的偏差电量，即：

$$Q_{\text{省内日前},i,t} = Q_{\text{日前出清},i,t} - Q_{\text{省内合约},i,t} - Q_{\text{省间合约},i,t} - Q_{\text{省间日前},i,t}$$

$P_{\text{省内日前},i,t}$  为发电企业  $i$  在  $t$  时段省内日前市场节点电价。

(2) 对于 66 千伏及以下燃煤机组、新能源场站：

$$R_{\text{省内日前},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内日前},i,t} \times P_{\text{日前统一},t})$$

式中：

$P_{\text{日前统一},t}$  为  $t$  时段省内日前市场统一结算点电价。

### 5.1.6 省内实时市场电能电费

根据发电企业省内实时市场结算电量与省内实时市场节点电价或统一结算点电价计算省内实时市场电能电费，计算公式如下：

(1) 对于核电机组、220 千伏及以上燃煤机组、新能源场站：

$$R_{\text{省内实时},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内实时},i,t} \times P_{\text{省内实时},i,t})$$

式中：

$R_{\text{省内实时},i}$  为发电企业  $i$  月度省内实时市场电能电费；

$Q_{\text{省内实时},i,t}$  为发电企业  $i$  在  $t$  时段的省内实时市场结算电量，即日实际上网电量  $Q_{\text{日上网},i,t}$  与日前市场出清电量、省间日内现货交易结算电量的偏差电量，即：

$$Q_{\text{省内实时},i,t} = Q_{\text{日上网},i,t} - Q_{\text{日前出清},i,t} - Q_{\text{省间日内},i,t}$$

$P_{\text{省内实时},i,t}$  为发电企业*i*在*t*时段省内实时市场节点电价。

(2) 对于 66 千伏及以下燃煤机组、新能源场站：

$$R_{\text{省内实时},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内实时},i,t} \times P_{\text{实时统一},t})$$

式中：

$P_{\text{实时统一},t}$  为*t*时段省内实时市场统一结算点电价。

### 5.1.7 发电侧调平电费

计算公式如下：

$$R_{\text{调平发电},i} = Q_{\text{调平发电},i} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中：

$R_{\text{调平发电},i}$  为发电企业*i*月度发电侧调平费用；

$Q_{\text{调平发电},i}$  为发电企业*i*月度实际上网电量与现货市场按时段合计上网电量之差。多个主体或同一主体不同价格的新能源场站共用同一贸易关口计量点时，按约定分劈计量关口电量比例进行计算时，月拆分数据与时段拆分合计数据差异纳入发电侧调平电量；

$P_{\text{实时月度加权}}$  为省内实时市场的月度所有时点的节点电价加权均价。

## 5.2 批发市场用户电能电费

批发市场用户电能电费包含省间中长期合约电能电费、省间日前市场电能电费、省间日内市场电能电费、省内中长

期合约电能电费、省内日前市场电能电费、省内实时市场电能电费、调平电费等。计算公式如下：

$$C_{\text{电能},j} = C_{\text{省间合约},j} + C_{\text{省内合约},j} + C_{\text{省内日前},j} + C_{\text{省内实时},j} + C_{\text{调平用电},j}$$

式中：

$C_{\text{电能},j}$  为批发市场用户  $j$  月度电能电费；

$C_{\text{省间合约},j}$  为批发市场用户  $j$  月度省间中长期合约电能电费；

$C_{\text{省内合约},j}$  为批发市场用户  $j$  月度省内中长期合约电能电费；

$C_{\text{省内日前},j}$  为批发市场用户  $j$  月度省内日前市场电能电费；

$C_{\text{省内实时},j}$  为批发市场用户  $j$  月度省内实时市场电能电费；

$C_{\text{调平用电},j}$  为批发市场用户  $j$  月度用户侧调平电费。

### 5.2.1 省间中长期合约电能电费

根据批发市场用户分解至  $t$  时段的省间中长期合约电量与对应的合约电价计算省间中长期合约电能电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省间合约},j} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省间合约},j,t} \times P_{\text{省间合约},j,t}) + C_{\text{省间合约偏差},j}$$

其中：

$$C_{\text{省间合约偏差},j} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省间合约分时调整},j,t} \times P_{\text{省间合约},j,t}) + Q_{\text{省间合约月度调整},j} \times P_{\text{省间合约加权},j}$$

式中：

$C_{\text{省间合约},j}$  为批发市场用户  $j$  月度省间中长期合约电能电费；

$Q_{\text{省间合约},j,t}$  为批发市场用户  $j$  在  $t$  时段的省间中长期合约分解电量；

$P_{\text{省间合约},j,t}$  为批发市场用户  $j$  在  $t$  时段省间中长期合约价格；

$R_{\text{省间偏差},j}$  为批发市场用户  $j$  月度省间中长期合约偏差调整费用；

$Q_{\text{省间合约分时调整},j,t}$  为批发市场用户  $j$  在  $t$  时段省间中长期合约偏差调整电量，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$Q_{\text{省间合约月度调整},j}$  为批发市场用户  $j$  月度省间中长期合约执行偏差调整电量。即存在省间中长期合约的批发市场用户，承担省间联络线实际执行电量与合约电量偏差的部分比例，按照批发市场用户月度省间中长期合约电量占用户侧月度省间中长期合约总电量的比例分配，正数为增加合约电量，负数为减少合约电量；

$P_{\text{省间合约加权},j}$  为批发市场用户  $j$  月度省间中长期合约加权均价。

### 5.2.2 省内中长期合约电能电费

根据批发市场用户分解至  $t$  时段的省内中长期合约电量与对应的合约电价计算省内中长期合约电能电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省内合约},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内合约},j,t} \times P_{\text{省内合约},j,t})$$

式中：

$C_{\text{省内合约},j}$  为批发市场用户  $j$  月度省内中长期合约电能电费；

$Q_{\text{省内合约},j,t}$  为批发市场用户  $j$  在  $t$  时段的省内中长期合约分解电量（电网企业代理购电为代理购电合约分解电量）；

$P_{\text{省内合约},j,t}$  为批发市场用户  $j$  在  $t$  时段的省内中长期合约电价。

### 5.2.3 省内日前市场电能电费

根据批发市场用户省内日前市场结算电量与省内日前市场统一结算点电价计算省内日前市场电能电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省内日前},j} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内日前},j,t} \times P_{\text{日前统一},t})$$

式中：

$C_{\text{省内日前},j}$  为批发市场用户  $j$  月度省内日前市场电能电费；

$Q_{\text{省内日前},j,t}$  为批发市场用户  $j$  在  $t$  时段的省内日前市场结算电量，即日前申报电量  $Q_{\text{日前申报},j,t}$  与中长期合约分解电量的偏差电量，即：

$$Q_{\text{省内日前},j,t} = Q_{\text{日前申报},j,t} - Q_{\text{省内合约},j,t} - Q_{\text{省间合约},j,t}$$

$P_{\text{日前统一},i,t}$  为  $t$  时段省内日前市场统一结算点电价。

### 5.2.4 省内实时市场电能电费

根据批发市场用户省内实时市场结算电量与省内实时市场统一结算点电价计算省内实时市场电能电费，计算公式如下：

$$C_{\text{省内实时},j} = \sum_d^D \sum_t^{96} (Q_{\text{省内实时},j,t} \times P_{\text{实时统一},t})$$

式中：

$C_{\text{省内实时},j}$  为批发市场用户  $j$  月度省内实时市场电能电费；

$Q_{\text{省内实时},j,t}$  为批发市场用户  $j$  在  $t$  时段的省内实时市场结算电量，即日实际用电量  $Q_{\text{日用电},j,t}$  与日前申报电量的偏差电量。  
即：

$$Q_{\text{省内实时},j,t} = Q_{\text{日用电},j,t} - Q_{\text{日前申报},j,t}$$

$P_{\text{实时统一},t}$  为  $t$  时段省内实时市场统一结算点电价。

### 5.2.5 用户侧调平电费

计算公式如下：

$$C_{\text{调平用电},j} = Q_{\text{调平用电},j} \times P_{\text{实时月度加权}}$$

式中：

$C_{\text{调平用电},j}$  为批发市场用户  $j$  月度发电侧调平费用；

$Q_{\text{调平用电},j}$  为批发市场用户  $j$  月度实际用电量（抄见电量按月扣减非市场化电量部分，加线、变损分摊电量）与现货市场按时段合计实际用电量（抄见电量按时段扣减非市场化电量部分）之差。

$P_{\text{实时月度加权}}$  为省内实时市场的月度所有时点的节点电价加权均价。

## 6 市场运营费用计算

### 6.1 结构不平衡费用

结构不平衡费用是指在计划与市场双轨制下，由于非市场用户用电量与优先发电上网电量不匹配、现货市场分时电价与政府核定电价不匹配等因素在电能电费计算时电网企业产生的盈余或亏损。

#### 6.1.1 居民农业用户偏差费用

居民农业用户偏差费用是指为保障居民农业用户价格稳定，对应的发电侧优先发电电源实际结算的电价与发电侧政府核定电价存在偏差而产生的损益。

##### （一）计算方式

$$R_{\text{优购偏差}} = Q_{\text{优购偏差}} \times (P_{\text{基数综合}} - P_{\text{实时月度加权}})$$

式中：

$R_{\text{优购偏差}}$  为月度居民农业用户偏差费用；

$Q_{\text{优购偏差}}$  为居民、农业等优购用户月度实际用电量与现货市场系统负荷预测的优购用户累计占比的偏差（已按线损折算至发电侧）；

$P_{\text{基数综合}}$  为发电侧基数电量部分的综合加权价格，依据省内市场化发电企业月度省内基数电量、暂不参与市场的发电

机组（场站）月度实际上网电量以及联络线月度省间基数电量按照其基数合约电价加权计算。

## （二）分摊方式

该项费用按月统计，由批发市场用户（全体工商业用户）按月度实际用电量（抄见电量按月扣减非市场化电量部分，加线、变损分摊电量，下同）的比例分摊：

$$C_{\text{优购偏差分摊},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j Q_{\text{用电},j}} \times R_{\text{优购偏差}}$$

式中：

$C_{\text{优购偏差分摊},j}$  为批发市场用户  $j$  月度居民农业用户偏差费用分摊；

$Q_{\text{用电},j}$  为批发市场用户  $j$  月度实际用电量。

### 6.1.2 余缺双轨制费用

余缺双轨制费用指发（用）电侧按照实际上网（用电）量结算时，由于结构不平衡产生的总电费盈余或亏损扣除居民农业用户偏差的偏差费用。其中，由发电侧或用户侧省间中长期市场化合约电量在现货市场正式日账单发布后进行合约电量调整造成的现货市场电能电费偏差费用暂纳入余缺双轨制费用分摊。

## （一）计算方式



$$\begin{aligned}
R_{\text{余缺双轨制}} = & \sum_d^D \sum_t^{96} \left[ \left( \sum_i^I Q_{\text{省内日前},i,t} - \sum_j^J Q_{\text{省内日前},j,t} \right) \times (P_{\text{基数综合}} - P_{\text{日前统一},t}) \right] + \\
& \sum_d^D \sum_t^{96} \left[ \left( \sum_i^I Q_{\text{省内实时},i,t} - \sum_j^J Q_{\text{省内实时},j,t} \right) \times (P_{\text{基数综合}} - P_{\text{实时统一},t}) \right] + \\
& \left( \sum_i^I Q_{\text{调平发电},i} - \sum_j^J Q_{\text{调平用电},j} \right) \times (P_{\text{基数综合}} - P_{\text{实时月度加权}}) - R_{\text{优购偏差}}
\end{aligned}$$

式中：

$R_{\text{余缺双轨制}}$  为月度余缺双轨制费用；

$Q_{\text{省内日前},i,t}$  为发电企业  $i$  在  $t$  时段的省内日前市场结算电量；

$Q_{\text{省内日前},j,t}$  为批发市场用户  $j$  在  $t$  时段的省内日前市场结算电量（已按省级电网输配电价文件中明确的直接交易线损率折算至发电侧）；

$Q_{\text{省内实时},i,t}$  为发电企业  $i$  在  $t$  时段的省内实时市场结算电量；

$Q_{\text{省内实时},j,t}$  为批发市场用户  $j$  在  $t$  时段的省内实时市场结算电量（已按省级电网输配电价文件中明确的直接交易线损率折算至发电侧）；

$Q_{\text{调平发电},i}$  为发电企业  $i$  月度实际上网电量与现货市场按时段合计上网电量之差；

$Q_{\text{调平用电},j}$  为批发市场用户  $j$  月度实际用电量与现货市场按时段合计实际用电量之差（已按省级电网输配电价文件中明确的直接交易线损率折算至发电侧）。

## （二）分摊方式

该项费用按月统计，在发电侧和用户侧之间平均分配，发电侧由发电企业按月度实际上网电量（扣除省间日前、日内现货交易结算电量，下同）比例进行分摊，用户侧由批发市场用户按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{余缺双轨制分摊（发电）},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times \frac{R_{\text{余缺双轨制}}}{2}$$
$$C_{\text{余缺双轨制分摊（用户）},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j Q_{\text{用电},j}} \times \frac{R_{\text{余缺双轨制}}}{2}$$

式中：

$R_{\text{余缺双轨制分摊（发电）},i}$  为发电企业*i*月度余缺双轨制费用分摊；

$C_{\text{余缺双轨制分摊（用户）},j}$  为批发市场用户*j*月度余缺双轨制费用分摊。

## 6.2 市场不平衡费用

### 6.2.1 成本补偿类费用

#### 6.2.1.1 启动补偿费用

启动补偿费用是指日前市场优化启机的机组及日内应急新增开机机组，在运行日内，从停机状态变为开机状态并网运行，对机组的启动进行补偿的费用，根据其在日前市场申报的启动费用进行计算。对于非停机组，下次启动的费用不进行启动补偿。

## （一）计算方式

$$R_{\text{启动补偿},i} = \sum_x^X P_{\text{启动},i,x}$$

其中：

$R_{\text{启动补偿},i}$  为机组*i*月度总启动补偿费用；

$P_{\text{启动},i,x}$  为机组*i*月度第*x*次启动报价。

## （二）分摊方式

该项费用按月统计，在发电侧、用户侧按1:  $K_{\text{启动}}$  比例分摊，发电侧由新能源场站按月度实际上网电量比例进行分摊，用户侧由批发市场用户按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{启动补偿分摊（发电）},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i^{I_{\text{新能源}}} Q_{\text{上网},i}} \times \frac{1}{1 + K_{\text{启动}}} \times R_{\text{启动补偿}}$$

$$C_{\text{启动补偿分摊（用户）},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j^J Q_{\text{用电},j}} \times \frac{K_{\text{启动}}}{1 + K_{\text{启动}}} \times R_{\text{启动补偿}}$$

式中：

$R_{\text{启动补偿分摊（发电）},i}$  为新能源场站*i*月度启动补偿费用分摊；

$C_{\text{启动补偿分摊（用户）},j}$  为批发市场用户*j*月度启动补偿费用分摊；

$R_{\text{启动补偿}}$  为月度总启动补偿费用。

### 6.2.1.2 必开机组补偿费用

必开机组补偿费用是指因系统安全约束的必开机组在现货市场中的收益不能弥补发电机组生产运行所产生的成本，对其进行必开成本补偿的费用。

### （一）计算方式

计算方式详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“5.2节”。

### （二）分摊方式

该项费用按月统计，在发电侧、用户侧按1:  $K_{\text{必开}}$  比例分摊，发电侧由发电企业按月度实际上网电量比例进行分摊，用户侧由批发市场用户按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{必开补偿分摊（发电）},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times \frac{1}{1+K_{\text{必开}}} \times R_{\text{必开补偿}}$$

$$C_{\text{必开补偿分摊（用户）},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j Q_{\text{用电},j}} \times \frac{K_{\text{必开}}}{1+K_{\text{必开}}} \times R_{\text{必开补偿}}$$

式中：

$R_{\text{必开补偿分摊（发电）},i}$  为发电企业*i*月度必开机组补偿费用分摊；

$C_{\text{必开补偿分摊（用户）},j}$  为批发市场用户*j*月度必开机组补偿费用分摊；

$R_{\text{必开补偿}}$  为月度总必开机组补偿费用。

#### 6.2.1.3 必停机组补偿费用

必停机组补偿费用是指若因系统安全约束的日内临时新增停机机组在现货市场中的收益为负，对其进行必停补偿的费用。

### （一）计算方式

计算方式详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“5.3节”。

### （二）分摊方式

该项费用按月统计，在发电侧、用户侧按1:  $K_{\text{必停}}$  比例分摊，发电侧由发电企业按月度实际上网电量比例进行分摊，用户侧由批发市场用户按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{必停补偿分摊(发电)},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times \frac{1}{1+K_{\text{必停}}} \times R_{\text{必停补偿}}$$

$$C_{\text{必停补偿分摊(用户)},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j Q_{\text{用电},j}} \times \frac{K_{\text{必停}}}{1+K_{\text{必停}}} \times R_{\text{必停补偿}}$$

式中：

$R_{\text{必停补偿分摊(发电)},i}$  为发电企业*i*月度必停机组补偿费用分摊；

$C_{\text{必停补偿分摊(用户)},j}$  为批发市场用户*j*月度必停机组补偿费用分摊；

$R_{\text{必停补偿}}$  为月度总必停机组补偿费用。

## 6.2.2 市场平衡类费用

### 6.2.2.1 阻塞平衡费用

阻塞平衡费用是指现货市场中，发电企业以节点电价进行电能电费结算，批发市场用户以统一结算点电价进行电能电费结算，由此导致的应收市场用户费用和应付发电侧费用之间的偏差费用。

#### （一）计算方式

$$R_{\text{阻塞}} = \sum_d^D \sum_i^I \sum_t^{96} \left[ Q_{\text{总合约},i,t} \times (P_{\text{省内日前},i,t} - P_{\text{日前统一},t}) \right] + \\ \sum_d^D \sum_i^I \sum_t^{96} \left[ Q_{\text{日前出清},i,t} \times (P_{\text{省内实时},i,t} - P_{\text{实时统一},t}) \right] + \\ R_{\text{省间合约分时调整修正（发电）}}$$

式中：

$R_{\text{阻塞}}$  为月度所有时段的阻塞平衡费用；

$Q_{\text{总合约},i,t}$  为发电企业  $i$  在  $t$  时段的省间中长期合约分解电量、省内中长期合约分解电量（含代理购电合约、省内基数合约）之和；

$Q_{\text{日前出清},i,t}$  为发电企业  $i$  日前市场  $t$  时段的出清上网电量。

$R_{\text{省间合约分时调整修正（发电）}} =$

$$\sum_d^D \sum_i^{I_{\text{省间合约调整}}} \sum_t^{96} \left[ Q_{\text{省间合约分时调整},i,t} \times (P_{\text{省内日前},i,t} - P_{\text{日前统一},t}) \right]$$

式中：

$R_{\text{省间合约分时调整修正（发电）}}$  为月度所有时段的因发电企业省间中长期合约偏差调整电量而产生的阻塞费用合计。

## （二）分摊方式

该项费用按月统计，在发电侧、用户侧按1:  $K_{\text{阻塞}}$  比例分摊，发电侧由发电企业按月度实际上网电量比例进行分摊，用户侧由批发市场用户按月度实际用电量比例进行分摊。

$$R_{\text{阻塞分摊(发电)},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times \frac{1}{1+K_{\text{阻塞}}} \times R_{\text{阻塞}}$$

$$C_{\text{阻塞分摊(用户)},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j Q_{\text{用电},j}} \times \frac{K_{\text{阻塞}}}{1+K_{\text{阻塞}}} \times R_{\text{阻塞}}$$

式中：

$R_{\text{阻塞分摊(发电)},i}$  为发电企业*i*月度阻塞平衡费用分摊；

$C_{\text{阻塞分摊(用户)},j}$  为批发市场用户*j*月度阻塞平衡费用分摊。

### 6.2.2.2 用户侧价差调整电费

用户侧价差调整电费指用户侧正式日账单发布后，当发电侧出清结果、上网电量、结算规则等变化造成统一结算点电价发生变化时，不再修改日账单结果，统一结算点电价变化引起用户侧日前、实时电能量差费。

## （一）计算方式

$$C_{\text{用户侧价差调整}} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[ \sum_j^J Q_{\text{省内日前},j,t} \times (P'_{\text{日前统一},t} - P_{\text{日前统一},t}) \right] + \sum_d^D \sum_t^{96} \left[ \sum_j^J Q_{\text{省内实时},j,t} \times (P'_{\text{实时统一},t} - P_{\text{实时统一},t}) \right]$$

其中：

$C_{\text{用户侧价差调整}}$  为月度用户侧价差调整电费；

$P'_{\text{日前统一},t}$  为发电侧日前电量结构变化后  $t$  时段日前市场统一结算点电价；

$P'_{\text{实时统一},t}$  为发电侧实时电量结构变化后  $t$  时段实时市场统一结算点电价。

## （二）分摊方式

该项费用按月统计，由批发市场用户按月度实际用电量比例分摊。

$$C_{\text{用户侧价差调整分摊},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j Q_{\text{用电},j}} \times C_{\text{用户侧价差调整}}$$

$C_{\text{用户侧价差调整分摊},j}$  为批发市场用户  $j$  月度用户侧价差调整电费分摊。

## 6.2.3 市场调节类费用

### 6.2.3.1 用户侧超额获利回收费用

对于批发市场用户实时市场每小时实际用电量与日前市场申报电量偏差超出允许偏差范围的，将允许偏差外的实时市场与日前市场小时均价的价差收益进行回收。

## （一）计算方式

$Q_{\text{日前申报},j,h} > Q_{\text{实际},j,h} \times L_{\text{用户超额回收上限}}$  且  $P_{\text{实时统一},h} > P_{\text{日前统一},h}$  时：



$$C_{\text{用户侧超额获利回收},j} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[ \left( Q_{\text{日前申报},j,h} - Q_{\text{日电},j,h} \times L_{\text{用户超额回收上限}} \right) \times \left( P_{\text{实时统一},h} - P_{\text{日前统一},h} \right) \right]$$

$Q_{\text{日前申报},j,h} < Q_{\text{实际},j,h} \times L_{\text{用户超额回收下限}}$  且  $P_{\text{实时统一},h} < P_{\text{日前统一},h}$  时:

$$C_{\text{用户侧超额获利回收},j} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[ \left( Q_{\text{日电},j,h} \times L_{\text{用户超额回收下限}} - Q_{\text{日前申报},j,h} \right) \times \left( P_{\text{日前统一},h} - P_{\text{实时统一},h} \right) \right]$$

式中:

$C_{\text{用户侧超额获利回收},j}$  为批发市场用户  $j$  月度超额获利回收费用;

$Q_{\text{日前申报},j,h}$  为批发市场用户  $j$  在  $h$  小时的省内日前申报电量;

$Q_{\text{日电},j,h}$  为批发市场用户  $j$  在  $h$  小时的日实际用电量;

$P_{\text{日前统一},h}$  为  $h$  小时省内日前市场统一结算点电价(4个对应时段价格的算术平均值,下同);

$P_{\text{实时统一},h}$  为  $h$  小时省内实时市场统一结算点电价(4个对应时段价格的算术平均值,下同);

$L_{\text{用户超额回收上限}}$ 、 $L_{\text{用户超额回收下限}}$  为用户侧超额获利回收允许偏差上限系数与下限系数。

## (二) 返还方式

该项费用按月统计,按月度实际用电量比例返还至批发市场用户。

$$C_{\text{用户侧超额获利回收返还},j} = \frac{Q_{\text{日电},j}}{\sum_j Q_{\text{日电},j}} \times C_{\text{用户侧超额获利回收}}$$

式中：

$C_{\text{用户侧超额获利回收返还},j}$  为批发市场用户  $j$  月度用户侧超额获利回收返还费用；

$C_{\text{用户侧超额获利回收}}$  为月度总用户侧超额获利回收费用。

### 6.2.3.2 用户侧中长期缺额考核费用

中长期市场分时段交易开展前，若批发市场用户月度省内中长期合约总量低于月总用电量  $BL_{\text{用户}}\%$ （考虑用户侧省间中长期合约电量），按照月度燃煤机组中长期直接交易合约加权均价与现货实时市场月度加权均价的价差绝对值的  $L_{\text{用户月度缺额}}$  倍进行考核。

#### （一）计算方式

$Q_{\text{省内合约},j} < Q_{\text{用电},j} \times BL_{\text{用户}}\%$  时：

$$C_{\text{用户侧中长期缺额考核},j} = (Q_{\text{用电},j} \times BL_{\text{用户}}\% - Q_{\text{省内合约},j}) \times L_{\text{用户月度缺额}} \times \left| P_{\text{省内直接交易合约加权(燃煤)}} - P_{\text{省内实时加权}} \right|$$

式中：

$C_{\text{用户侧中长期缺额考核},j}$  为批发市场用户  $j$  月度用户侧中长期缺额考核费用；

$Q_{\text{省内合约},j}$  为批发市场用户  $j$  月度省内中长期合约电量；

$P_{\text{省内直接交易合约加权(燃煤)}}$  为月度燃煤机组省内中长期直接交易合约加权均价；

$L_{\text{用户月度缺额}}$  为用户侧中长期缺额考核系数。

## （二）返还方式

该项费用按月统计，按月度中长期直接交易合约电量的比例返还至发电企业。

$$R_{\text{用户侧中长期缺额考核返还},i} = \frac{Q_{\text{省内直接交易合约},i}}{\sum_i Q_{\text{省内直接交易合约},i}} \times C_{\text{用户侧中长期缺额考核}}$$

式中：

$R_{\text{用户侧中长期缺额考核返还},i}$ 为发电企业*i*月度用户侧中长期缺额考核返还费用；

$Q_{\text{省内直接交易合约},i}$ 为发电企业*i*月度中长期直接交易合约电量；

$C_{\text{用户侧中长期缺额考核}}$ 为月度总用户侧中长期缺额考核费用。

### 6.2.3.3 用户侧旬交易缺额回收费用

中长期市场分时段交易开展后，批发市场用户每个时段月度及以上交易净买入电量分解至当旬的电量和月度集中竞价阶段申报电量（买入为正，卖出为负）分解至当旬的电量与旬分时段交易集中竞价阶段申报电量之和，不得低于当旬实际用电量的 90%，按照缺额部分按照月度和旬中长期交易分时段交易电量在该时段的加权均价与相应时段当月现货日前市场统一结算点加权均价的差价的 1.5 倍进行回收。

## （一）计算方式

$$Q_{\text{月度及以上净买入},j,h} + Q_{\text{月度集中申报},j,h} + Q_{\text{旬集中申报},j,h} > Q_{\text{旬实际},j,h} \times 90\%$$

且  $P_{\text{月、旬分时加权},h} > P_{\text{日前月度加权},h}$  时：

$$C_{\text{用户侧旬交易缺额回收},j} = \sum_h^{24} \left[ \left( Q_{\text{旬用电},j,h} \times 90\% - Q_{\text{月度及以上净买入},j,h} - Q_{\text{月度集中申报},j,h} - Q_{\text{旬集中申报},j,h} \right) \times 1.5 \times \left( P_{\text{月、旬分时加权},h} - P_{\text{日前月度加权},h} \right) \right]$$

式中：

$C_{\text{用户侧旬交易缺额回收},j}$  为批发市场用户  $j$  当旬的旬交易缺额回收费用；

$Q_{\text{月度及以上净买入},j,h}$  为批发市场用户  $j$  月度及以上交易净买入电量分解至当旬  $h$  小时的电量；

$Q_{\text{月度集中申报},j,h}$  为批发市场用户  $j$  月度集中竞价阶段申报电量分解至当旬  $h$  小时的电量；

$Q_{\text{旬集中申报},j,h}$  为批发市场用户  $j$  在  $h$  小时的旬分时段交易中竞价阶段申报电量；

$Q_{\text{旬用电},j,h}$  为批发市场用户  $j$  当旬的  $h$  小时的实际用电量；

$P_{\text{月、旬分时加权},h}$  为月度、旬在  $h$  小时的中长期交易分时段交易电量的加权均价；

$P_{\text{日前月度加权},h}$  为  $h$  小时的省内日前市场统一结算点电价加权均价。

## （二）返还方式

该项费用按旬统计，按月在发电侧和用户侧之间平均分配，发电侧按月度省内旬及以上中长期总净成交合约量的比

例返还至发电企业，用户侧按月度省内旬及以上中长期总净成交合约量的比例返还至批发市场用户。

$$R_{\text{用户侧旬交易缺额回收返还（发电）},i} = \frac{Q_{\text{省内旬以上净合约},i}}{\sum_i Q_{\text{省内旬以上净合约},i}} \times \frac{C_{\text{用户侧旬交易缺额回收}}}{2}$$

$$C_{\text{用户侧旬交易缺额回收返还（用户）},j} = \frac{Q_{\text{省内旬以上净合约},j}}{\sum_j Q_{\text{省内旬以上净合约},j}} \times \frac{C_{\text{用户侧旬交易缺额回收}}}{2}$$

式中：

$R_{\text{用户侧旬交易缺额回收返还（发电）},i}$  为机组  $i$  月度用户侧旬交易缺额回收返还费用；

$C_{\text{用户侧旬交易缺额回收返还（用户）},j}$  为批发市场用户  $j$  月度用户侧旬交易缺额回收返还费用；

$Q_{\text{省内旬以上净合约},i}$  为机组  $i$  月度省内旬及以上中长期总净成交合约电量；

$Q_{\text{省内旬以上净合约},j}$  为批发市场用户  $j$  月度省内旬及以上中长期总净成交合约电量；

$C_{\text{用户侧旬交易缺额回收}}$  为月度总用户侧总旬交易缺额回收费用。

#### 6.2.3.4 用户侧曲线偏差回收费用

中长期市场分时段交易开展后，批发市场用户每个时段中长期净合约电量与实际用电量的负偏差超过30%范围的电量，按照当月各批次交易（不含多月及以上）的相应时段加

权均价的1.1倍与当月省内日前市场相应时段加权均价的差价（差价为负值时不回收）进行全额回收。

若旬滚动撮合交易中存在某时段用户侧申报价格已至价格上限，且在交易结束前15分钟至结束仍有未成交量，则取消用户侧当旬该时段每日的分时段最低成交量约束。

批发市场用户每个时段中长期净合约电量与实际用电量的正偏差超过20%范围的电量，按照当月日前市场相应时段加权均价与当月各批次交易（不含多月及以上交易）的相应时段加权均价的0.9倍的差价（差价为负值时不回收）进行全额回收。

### （一）计算方式

$Q_{\text{省内合约},j,h} < Q_{\text{用电},j,h} \times 70\%$  且

$P_{\text{月度及以下合约加权},h} \times 1.1 > P_{\text{日前月度加权},h}$  时：

$$C_{\text{用户侧曲线偏差回收},j} = \sum_h^{24} \left[ \left( Q_{\text{用电},j,h} \times 70\% - Q_{\text{省内合约},j,h} \right) \times \left( 1.1 \times P_{\text{月度及以下合约加权},h} - P_{\text{日前月度加权},h} \right) \right]$$

$Q_{\text{省内合约},j,h} > Q_{\text{旬实际},j,h} \times 120\%$  且

$P_{\text{月度及以下合约综合},h} \times 0.9 < P_{\text{日前月度加权},h}$  时：

$$C_{\text{用户侧曲线偏差回收},j} = \sum_h^{24} \left[ \left( Q_{\text{省内合约},j,h} - Q_{\text{用电},j,h} \times 120\% \right) \times \left( P_{\text{日前月度加权},h} - 0.9 \times P_{\text{月度及以下合约加权},h} \right) \right]$$

式中：

$C_{\text{用户侧曲线偏差回收},j}$  为批发市场用户j月度用户侧曲线偏差回

收费用；

$Q_{\text{省内合约},j,h}$  为批发市场用户  $j$  月度省内中长期合约在  $h$  小时的分解电量；

$Q_{\text{用电},j,h}$  批发市场用户  $j$  在  $h$  小时的月度实际用电量；

$P_{\text{月度及以下合约加权},h}$  为当月各批次交易（不含多月及以上）合约在  $h$  小时的加权均价。

## （二）返还方式

该项费用按月统计，在发电侧和用户侧之间平均分配，发电侧按按月度实际上网电量的比例返还至发电企业，用户侧按月度实际用电量的比例返还至批发市场用户。

$$R_{\text{用户侧曲线偏差回收返还（发电）},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times \frac{C_{\text{用户侧曲线偏差回收}}}{2}$$
$$C_{\text{用户侧曲线偏差回收返还（用户）},j} = \frac{Q_{\text{用电},j}}{\sum_j Q_{\text{用电},j}} \times \frac{C_{\text{用户侧曲线偏差回收}}}{2}$$

式中：

$R_{\text{用户侧曲线偏差回收返还（发电）},i}$  为发电企业  $i$  月度用户侧曲线偏差回收返还费用；

$C_{\text{用户侧曲线偏差回收返还（用户）},j}$  为批发市场用户  $j$  月度用户侧曲线偏差回收返还费用；

$C_{\text{用户侧曲线偏差回收}}$  为月度总用户侧曲线偏差回收费用。

### 6.2.3.5 新能源功率预测偏差考核费用

### （一）计算方式

暂参考《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“6.1 节”的相关规定。

### （二）返还方式

该项费用按月统计，按月度实际上网电量比例返还至全网所有集中式新能源场站。

$$R_{\text{新能源功率预测偏差考核返还},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times (R_{\text{短期功率预测偏差考核}} + R_{\text{超短期功率预测偏差考核}})$$

式中：

$R_{\text{新能源功率预测偏差考核返还},i}$  为集中式新能源场站*i*月度新能源功率预测偏差考核返还费用；

$R_{\text{短期功率预测偏差考核}}$  为月度总新能源短期功率预测偏差考核费用；

$R_{\text{超短期功率预测偏差考核}}$  为月度总新能源超短期功率预测偏差考核费用。

### 6.2.3.6 新能源超额获利回收费用

对于新能源场站实时市场每个时段实际上网电量与日前市场申报短期功率预测电量偏差超出允许偏差范围的，将允许偏差外的实时市场与日前市场新能源场站的节点电价价差收益进行回收。



## （一）计算方式

$$Q_{\text{短期预测},i,t} > Q_{\text{日上网},i,t} \times L_{\text{新能源超额回收上限}} \quad \text{且}$$

$$P_{\text{省内日前},i,t} > P_{\text{省内实时},i,t} \quad \text{时:}$$

$$R_{\text{新能源超额获利回收},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[ (Q_{\text{短期预测},i,t} - Q_{\text{日上网},i,t} \times L_{\text{新能源超额回收上限}}) \times (P_{\text{省内日前},i,t} - P_{\text{省内实时},i,t}) \right]$$

$$Q_{\text{短期预测},i,t} < Q_{\text{日上网},i,t} \times L_{\text{新能源超额回收下限}} \quad \text{且}$$

$$P_{\text{省内日前},i,t} < P_{\text{省内实时},i,t} \quad \text{时:}$$

$$R_{\text{新能源超额获利回收},i} = \sum_d^D \sum_t^{96} \left[ (Q_{\text{日上网},i,t} \times L_{\text{新能源超额回收下限}} - Q_{\text{短期预测},i,t}) \times (P_{\text{省内实时},i,t} - P_{\text{省内日前},i,t}) \right]$$

式中:

$R_{\text{新能源超额获利回收},i}$  为新能源场站*i*月度新能源超额获利回收费用;

$Q_{\text{短期预测},i,t}$  为新能源场站*i*依据在*t*时段日前短期功率预测申报功率计算的日前短期功率预测上网电量;

$L_{\text{新能源超额回收上限}}$ 、 $L_{\text{新能源超额回收下限}}$  为新能源超额获利回收允许偏差上限系数与下限系数。

## （二）返还方式

该项费用按月统计,按月度实际上网电量比例返还至发电企业。

$$R_{\text{新能源超额获利回收返还},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times R_{\text{新能源超额获利回收}}$$

式中：

$R_{\text{新能源超额获利回收返还},i}$  为发电企业*i*月度新能源超额获利回收返还费用；

$R_{\text{新能源超额获利回收}}$  为月度总新能源超额获利回收费用。

### 6.2.3.7 新能源中长期超额回收费用

中长期市场分时段交易开展后，新能源场站每日每小时省内基数合约电量与中长期市场化合约电量总额不得超过实际小时上网电量的 300%，超出部分与该时段省内中长期市场化合约总电量的较小值，按照该时段当月各批次省内中长期市场化交易加权均价与相应时段当月现货日前市场统一结算点加权均价的差价进行回收。

#### （一）计算方式

$Q_{\text{省内合约},i,h} > Q_{\text{日上网},i,h} \times 300\%$  且

$P_{\text{省内市场化合约加权},h} > P_{\text{日前月度加权},h}$  时：

$$R_{\text{新能源中长期超额回收},i} = \sum_d^D \sum_h^{24} \left[ \min(Q_{\text{省内市场合约},i,h}, Q_{\text{省内合约},i,h} - Q_{\text{日上网},i,h} \times 300\%) \times (P_{\text{省内合约},h} - P_{\text{日前月度加权},h}) \right]$$

式中：

$R_{\text{新能源中长期超额回收},i}$  为新能源场站*i*月度新能源中长期超额回收费用；

$Q_{\text{省内合约},i,h}$  为新能源场站*i*每日*h*小时省内基数合约电量与中长期市场化合约电量总额；

$Q_{\text{日上网},i,h}$  为新能源场站*i*每日*h*小时实际上网电量；

$Q_{\text{省内市场合约},i,h}$  为新能源场站*i*每日*h*小时省内中长期市场化合约电量总额；

$P_{\text{省内市场化合约加权},h}$  为月度各批次省内中长期市场化交易合约在*h*小时的加权均价。

## (二) 返还方式

该项费用按月统计，按月度省内中长期市场化合约电量比例返还至燃煤、核电机组。

$$R_{\text{新能源中长期超额回收返还},i} = \frac{Q_{\text{省内市场合约},i}}{I_{\text{燃煤、核电}} \sum_i Q_{\text{省内市场合约},i}} \times R_{\text{新能源中长期超额回收}}$$

式中：

$R_{\text{新能源中长期超额回收},i}$  为燃煤、核电机组*i*月度新能源中长期超额回收返还费用；

$Q_{\text{省内市场合约},i}$  为燃煤、核电机组*i*月度省内中长期市场化合约电量；

$R_{\text{新能源中长期超额回收}}$  为月度总新能源中长期超额回收费用。

### 6.2.3.8 燃煤机组旬交易缺额回收费用

中长期市场分时段交易开展后，燃煤机组每个时段的年度、多月、月度分时段交易净卖出电量分解至上旬或中旬或

下旬的电量，与当旬分时段交易净卖出电量及当旬分时交易滚动撮合阶段结束时该时段未成交的申报卖出电量之和（未成交的卖出申报以当旬滚动撮合交易结束前 15 分钟以上提交的申报为准；该电量之和不含日滚动交易净卖出电量），应不低于 90% 机组该时段当旬实际上网电量，缺额电量按照中长期分时段交易该时段最高限价进行回收。

### （一）计算方式

$$Q_{\text{旬上网},i,h} \times 90\% > (Q_{\text{月度及以上净卖出},i,h} + Q_{\text{旬净卖出},i,h} + Q_{\text{旬撮合未成交卖出},i,h}) \text{ 时:}$$

$$R_{\text{燃煤旬交易缺额回收},i} = \sum_h^{24} \left[ (Q_{\text{旬上网},i,h} \times 90\% - Q_{\text{月度及以上净卖出},i,h} - Q_{\text{旬净卖出},i,h} - Q_{\text{旬撮合未成交卖出},i,h}) \times P_{\text{省内分时限价}(MAX),h} \right]$$

式中：

$R_{\text{燃煤旬交易缺额回收},i}$  为燃煤机组  $i$  当旬的燃煤机组旬交易缺额回收费用；

$Q_{\text{月度及以上净卖出},i,h}$  为燃煤机组  $i$  年度、多月、月度分时交易净卖出电量分解至旬每日  $h$  小时的电量；

$Q_{\text{旬净卖出},i,h}$  为燃煤机组  $i$  每日旬分时段交易  $h$  小时净卖出电量；

$Q_{\text{旬撮合未成交卖出},i,h}$  为燃煤机组  $i$  每日旬分时交易滚动撮合阶段结束时未成交的  $h$  小时申报卖出电量；

$Q_{\text{旬上网},i,h}$  为燃煤机组  $i$  旬每日  $h$  小时的实际上网电量；

$P_{\text{省内分时(MAX),}h}$  为省内中长期分时段交易  $h$  小时的最高限价。

## （二）返还方式

该项费用按旬统计，按月在发电侧和用户侧之间平均分配，发电侧按多月、月度和旬省内中长期市场化合约电量比例返还至发电企业，用户侧按多月、月度和旬省内中长期市场化合约电量比例返还至批发市场用户。

$$R_{\text{燃煤旬交易缺额回收返还(发电)},i} = \frac{Q_{\text{多月、月、旬合约},i}}{\sum_i Q_{\text{多月、月、旬合约},i}} \times \frac{R_{\text{燃煤旬交易缺额回收}}}{2}$$

$$C_{\text{燃煤旬交易缺额回收返还(用户)},j} = \frac{Q_{\text{多月、月、旬合约},j}}{\sum_j Q_{\text{多月、月、旬合约},j}} \times \frac{R_{\text{燃煤旬交易缺额回收}}}{2}$$

式中：

$R_{\text{燃煤旬交易缺额回收返还(发电)},i}$  为发电企业  $i$  月度燃煤机组旬交易缺额回收返还费用；

$C_{\text{燃煤旬交易缺额回收返还(用户)},j}$  为批发市场用户  $j$  月度燃煤机组旬交易缺额回收返还费用；

$Q_{\text{多月、月、旬合约},i}$  为发电企业  $i$  当月的多月、月度和旬省内市场化合约电量；

$Q_{\text{多月、月、旬合约},j}$  为批发市场用户  $j$  当月的多月、月度和旬省内市场化合约电量；

$R_{\text{燃煤旬交易缺额回收}}$  为月度总燃煤机组旬交易缺额回收费用。

### 6.2.3.9 燃煤机组限高考核费用

### （一）计算方式

详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“6.3.1 节”。

### （二）返还方式

该项费用按月统计，按月度实际上网电量比例返还220千伏及以上燃煤机组。

$$R_{\text{燃煤限高考核返还},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times R_{\text{限高}}$$

式中：

$R_{\text{燃煤限高考核返还},i}$  为220千伏及以上燃煤机组*i*月度燃煤机组限高考核返还费用；

$R_{\text{限高}}$  为月度总燃煤机组限高考核费用。

### 6.2.3.10 燃煤机组限低考核费用

#### （一）计算方式

详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“6.3.2 节”。

#### （二）返还方式

该项费用按月统计，按月度实际上网电量比例返还220千伏及以上燃煤机组。

$$R_{\text{燃煤限低考核返还},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times R_{\text{限低}}$$

式中：

$R_{\text{燃煤限低考核返还},i}$  为220千伏及以上燃煤机组*i*月度燃煤机组限低考核返还费用；

$R_{\text{限低}}$  为月度总燃煤机组限低考核费用。

### 6.2.3.11 燃煤机组最大发电能力变更考核费用

#### (一) 计算方式

详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“6.3.3 节”。

#### (二) 返还方式

该项费用按月统计，按月度实际上网电量比例返还至220千伏及以上燃煤机组。

$$R_{\text{燃煤最大发电能力变更考核返还},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times R_{\text{变更最大}}$$

式中：

$R_{\text{燃煤最大发电能力变更考核返还},i}$  为220千伏及以上燃煤机组*i*月度燃煤机组最大发电能力变更考核返还费用；

$R_{\text{变更最大}}$  为月度总燃煤机组最大发电能力变更考核费用。

### 6.2.3.12 燃煤核电机组中长期缺额考核费用

中长期市场分时段交易开展前，若燃煤、核电机组省内中长期合约总量低于月总实际上网电量  $BL_{\text{发电}}\%$  (考虑发电侧省间中长期合约电量)，按照月度燃煤机组中长期直接交易合约加权均价与现货实时市场月度加权均价的价差绝对值的  $L_{\text{燃煤核电月度缺额}}$  倍进行考核。

## （一）计算方式

$Q_{\text{省内合约},i} < Q_{\text{上网},i} \times BL_{\text{发电}}\%$  时：

$$R_{\text{燃煤核电中长期缺额考核},i} = (Q_{\text{上网},i} \times BL_{\text{发电}}\% - Q_{\text{省内合约},i}) \times L_{\text{燃煤核电月度缺额}} \times \left| P_{\text{省内实时加权}} - P_{\text{省内直接交易合约加权(燃煤)}} \right|$$

式中：

$R_{\text{燃煤核电中长期缺额考核},i}$  为燃煤、核电机组*i*月度燃煤核电机组中长期缺额考核费用；

$Q_{\text{省内合约},j}$  为燃煤、核电机组*i*月度省内中长期合约电量；

$P_{\text{省内直接交易合约加权(燃煤)}}$  为月度燃煤机组省内中长期直接交易合约加权均价；

$L_{\text{燃煤核电月度缺额}}$  为发电侧中长期缺额考核系数。

## （二）返还方式

该项费用按月统计，按中长期直接交易合约电量的比例返还至批发市场用户。

$$C_{\text{燃煤核电中长期缺额考核返还},j} = \frac{Q_{\text{省内直接交易合约},j}}{\sum_j Q_{\text{省内直接交易合约},j}} \times R_{\text{燃煤核电中长期缺额考核}}$$

式中：

$C_{\text{燃煤核电中长期缺额考核返还},j}$  为批发市场用户*j*月度燃煤核电机组中长期缺额考核返还费用；

$Q_{\text{省内直接交易合约},j}$  为批发市场用户*j*月度省内中长期直接交易合约电量；



$R_{\text{燃煤核电中长期缺额考核}}$  为月度总燃煤核电机组中长期缺额考核费用。

### 6.2.3.13 燃煤核电机组执行偏差获利回收费用

#### (一) 计算方式

详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“6.2.1 节”。

#### (二) 返还方式

该项费用按月统计，按月度实际上网电量比例返还至核电机组、220千伏及以上燃煤机组。

$$R_{\text{燃煤核电执行偏差获利回收返还},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times R_{\text{执行偏差}}$$

式中：

$R_{\text{燃煤核电执行偏差获利回收返还},i}$  为核电机组、220千伏及以上燃煤机组*i*月度燃煤核电机组执行偏差获利回收返还费用；

$R_{\text{执行偏差}}$  为月度总燃煤核电机组执行偏差获利回收费用。

### 6.2.3.14 燃煤核电机组非停获利回收费用

#### (一) 计算方式

详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“6.2.2 节”。

#### (二) 返还方式

该项费用按月统计，按月度实际上网电量比例返还至核电机组、220千伏及以上燃煤机组。

$$R_{\text{燃煤核电非停获利回收返还},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times R_{\text{非停}}$$

式中：

$R_{\text{燃煤核电非停获利回收返还},i}$  为核电机组、220千伏及以上燃煤机组*i*月度燃煤核电机组非停获利回收返还费用；

$R_{\text{非停}}$  为月度总燃煤核电机组非停获利回收费用。

### 6.2.3.15 燃煤核电机组启停偏差获利回收费用

#### （一）计算方式

详见《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》“6.2.3 节”。

#### （二）返还方式

该项费用按月统计，按月度实际上网电量比例返还至核电机组、220千伏及以上燃煤机组。

$$R_{\text{燃煤核电启停偏差获利回收返还},i} = \frac{Q_{\text{上网},i}}{\sum_i Q_{\text{上网},i}} \times R_{\text{启停偏差}}$$

式中：

$R_{\text{燃煤核电启停偏差获利回收返还},i}$  为核电机组、220千伏及以上燃煤机组*i*月度燃煤核电机组启停偏差获利回收返还费用；

$R_{\text{启停偏差}}$  为月度总燃煤核电机组启停偏差获利回收费用。

## 7 两个细则费用

市场运营初期，对于“两个细则”费用，由电力交易机构负责提供，具体结算规则详见东北电网“两个细则”相关规定。

## 8 总电费计算

### 8.1 发电企业月度总电费

发电企业*i*的月度总电费包括电能电费、辅助服务费用、市场运营费用、“两个细则”费用等，计算公式如下：

$$R_{\text{总电费},i} = R_{\text{电能},i} + R_{\text{辅助服务（发电）},i} + R_{\text{市场运营费用（发电）},i} + R_{\text{两个细则},i}$$

其中：

$R_{\text{辅助服务（发电）},i}$ 为发电企业*i*月度辅助服务费用，包括辅助服务补偿及分摊、考核费用，按照《辽宁省电力辅助服务（调频）市场规则》及东北电网“两个细则”有关规定执行。

$R_{\text{市场运营费用（发电）},i}$ 包含：

$$\begin{aligned}
R_{\text{市场运营费用(发电), } i} = & R_{\text{余缺双轨制分摊(发电), } i} + R_{\text{阻塞分摊(发电), } i} + \\
& (R_{\text{启动补偿, } i} - R_{\text{启动补偿分摊(发电), } i}) + (R_{\text{必开补偿, } i} - R_{\text{必开补偿分摊(发电), } i}) + \\
& (R_{\text{必停补偿, } i} - R_{\text{必停补偿分摊(发电), } i}) + (R_{\text{用户侧中长期缺额考核返还, } i} + \\
& R_{\text{用户侧旬交易缺额回收返还(发电), } i} + R_{\text{用户侧曲线偏差回收返还(发电), } i}) + \\
& (R_{\text{新能源功率预测偏差考核返还, } i} - R_{\text{短期功率预测偏差考核, } i} - \\
& R_{\text{超短期功率预测偏差考核, } i}) + (R_{\text{新能源超额获利回收返还, } i} - R_{\text{新能源超额获利回收, } i}) + \\
& (R_{\text{新能源中长期超额回收返还, } i} - R_{\text{新能源中长期超额回收, } i}) + \\
& (R_{\text{燃煤旬交易缺额回收返还(发电), } i} - R_{\text{燃煤旬交易缺额回收, } i}) + \\
& (R_{\text{燃煤限高考核返还, } i} - R_{\text{限高, } i} + R_{\text{燃煤限低考核返还, } i} - R_{\text{限低, } i}) + \\
& (R_{\text{燃煤最大发电能力变更考核返还, } i} - R_{\text{变更最大, } i}) - R_{\text{燃煤核电中长期缺额考核, } i} + \\
& (R_{\text{燃煤核电执行偏差获利回收返还, } i} - R_{\text{执行偏差, } i} + R_{\text{燃煤核电非停获利回收返还, } i} - \\
& R_{\text{非停, } i} + R_{\text{燃煤核电启停偏差获利回收返还, } i} - R_{\text{启停偏差, } i})
\end{aligned}$$

## 8.2 批发用户月度总电费

批发用户参与市场后,到户电费 $C_{\text{批发用户总电费}, j}$ 包含电能电费、市场运营费用、输配电费 $C_{\text{输配}, j}$ 、力调电费 $C_{\text{力调}, j}$ 、政府性基金及附加 $C_{\text{代征}, j}$ 五部分,计算公式如下:

$$\begin{aligned}
C_{\text{批发用户总电费}, j} = & C_{\text{电能}, j} + C_{\text{辅助服务(用户), } j} + C_{\text{市场运营费用(用户), } j} + \\
& C_{\text{输配}, j} + C_{\text{力调}, j} + C_{\text{代征}, j}
\end{aligned}$$

其中:

$R_{\text{辅助服务(用户), } i}$ 为批发市场用户  $i$  月度辅助服务费用,包括辅助服务补偿及分摊、考核费用,按照《辽宁省电力辅助

服务（调频）市场规则》及东北电网“两个细则”有关规定执行。

$C_{\text{市场运营费用（用户）},j}$  包含：

$$\begin{aligned} C_{\text{市场运营费用（用户）},j} = & C_{\text{优购偏差分摊},j} - C_{\text{余缺双轨制分摊（用户）},j} - \\ & C_{\text{阻塞分摊（用户）},j} + C_{\text{用户侧价差调整分摊},j} + \\ & \left( C_{\text{启动补偿分摊（用户）},j} + C_{\text{必开补偿分摊（用户）},j} + C_{\text{必停补偿分摊（用户）},j} \right) + \\ & \left( C_{\text{用户侧超额获利回收},j} - C_{\text{用户侧超额获利回收返还},j} + \right. \\ & C_{\text{用户侧中长期缺额考核},j} + C_{\text{用户侧旬交易缺额回收},j} - \\ & C_{\text{用户侧旬交易缺额回收返还（用户）},j} + C_{\text{用户侧曲线偏差回收},j} - \\ & \left. C_{\text{用户侧曲线偏差回收返还（用户）},j} \right) - \left( C_{\text{燃煤旬交易缺额回收返还（用户）},j} + \right. \\ & \left. C_{\text{燃煤核电中长期缺额考核返还},j} \right) \end{aligned}$$

### 8.2.1 输配电费

电网企业每月按照结算例日，计算批发用户市场化电量输配电费，计算公式如下：

$$C_{\text{输配},j} = Q_{\text{用电},j} \times P_{\text{输配}} + C_{\text{基本},j}$$

式中：

$C_{\text{输配},j}$  为批发用户  $j$  月度输配电费；

$P_{\text{输配}}$  为批发用户  $j$  相对应电压等级的输配电价；

$C_{\text{基本},j}$  为批发用户  $j$  月度基本电费。

### 8.2.2 功率因数调整电费

电网企业每月按照结算例日，计算批发用户功率因数调整电费，计算公式如下：

$$C_{\text{力调},j} = (C_{\text{电能},j} + C_{\text{输配},j}) \times \delta_{\text{功率因数}}$$

式中：

$C_{\text{力调},j}$  为批发用户  $j$  月度功率因数调整电费；

$\delta_{\text{功率因数}}$  为功率因数调整率。

### 8.2.3 政府性基金及附加电费

电网企业每月按照结算例日，计算批发市场用户政府性基金及附加电费，计算公式如下：

$$C_{\text{代征},j} = Q_{\text{用电},j} \times P_{\text{代征}}$$

式中：

$C_{\text{力调},j}$  为批发用户  $j$  月度政府性基金及附加电费；

$P_{\text{代征}}$  为政府性基金及附加之和。

### 8.3 零售用户总电费

零售用户参与市场后，到户电费计算公式如下：

$$\begin{aligned} C_{\text{零售用户}} &= C_{\text{电能(零售)}} + C_{\text{偏差电费}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{力调}} + C_{\text{代征}} \\ &= Q_{\text{用电(零售)}} \times P_{\text{结算(零售)}} + C_{\text{偏差电费}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{力调}} + C_{\text{代征}} \end{aligned}$$

式中：

$C_{\text{零售用户}}$  为零售用户月度到户电费；

$Q_{\text{用电(零售)}}$  为零售用户月度实际用电量；

$P_{\text{结算(零售)}}$  为零售用户结算方案定价，即配售电企业和零售用户在相关合同中共同确认的结算电价，详见《辽宁省电力市场管理实施细则（零售管理部分）》相关规定；

$C_{\text{偏差电费}}$  为零售用户偏差电费，详见《辽宁省电力市场管理实施细则（零售管理部分）》相关规定；

零售用户输配电费、功率因数调整电费、政府基金及附加电费按照本细则“8.2 节”的方法，依据零售用户月度实际用电量  $Q_{\text{用电（零售）}}$  进行计算。

#### 8.4 代理购电工商业用户总电费

代理购电工商业用户由电网企业代理参与市场后，到户电费计算公式如下：

$$C_{\text{代理工商业购电用户}} = Q_{\text{用电（代理购电）}} \times P_{\text{代理购电}} + C_{\text{输配}} + C_{\text{力调}} + C_{\text{代征}}$$

式中：

$C_{\text{代理工商业购电用户}}$  为代理工商业购电用户月度到户电费；

$Q_{\text{用电（代理购电）}}$  为代理工商业购电用户月度实际用电量；

$P_{\text{代理购电}}$  为电网企业月度代理购电价格，依据电网企业（代理购电）月度电能电费（含偏差电费）、代理工商业购电用户月度实际用电量  $Q_{\text{用电（代理购电）}}$ 、电网企业（代理购电）月度辅助服务费用  $C_{\text{辅助服务（用户）}}$ 、电网企业（代理购电）月度市场运营费用  $C_{\text{市场运营费用（用户）}}$  按月开展计算，于次月执行。

代理工商业购电用户输配电费、功率因数调整电费、政府基金及附加电费按照本细则“8.2 节”的方法，依据代理工商业购电用户月度实际用电量  $Q_{\text{用电（代理购电）}}$  进行计算。

#### 8.5 配售电企业总电费

配售电企业参与批发市场、零售市场后，月度总电费包含批发市场购电费和零售市场售电费两部分，计算公式如下：

$$\begin{aligned} C_{\text{配售电总电费}} &= C_{\text{购电费}} - C_{\text{售电费}} \\ &= (C_{\text{电能}} + C_{\text{辅助服务(用户)}} + C_{\text{市场运营费用(用户)}}) - \\ &\quad \sum (C_{\text{电能(零售)}} + C_{\text{偏差电费}}) \end{aligned}$$

式中：

$C_{\text{配售电总电费}}$  为配售电企业月度总电费；

$C_{\text{电能}}$ 、 $C_{\text{辅助服务(用户)}}$ 、 $C_{\text{市场运营费用(用户)}}$  分别按照本细则“5.2、8.2 节”的方法计算；

$\sum (C_{\text{电能(零售)}} + C_{\text{偏差电费}})$  为配售电企业代理的所有零售用户的电能电费与偏差电费，按照本细则“8.3 节”的方法计算。

## 8.6 电网企业代理购电

电网企业代理工商业用户参与批发市场，其在批发市场的购电费按照本细则“5.2、8.2 节”的方法计算，按照本细则“8.4 节”的方法计算代理购电工商业用户总电费。

# 9 退补管理

## 9.1 政策性退补

（一）因电价政策调整、政府有关部门有新政策出台或者因市场主体适用的电价类别变化等原因，导致电费需要调整的，由电网企业依照有关电价政策文件开展电费退补。



(二) 因市场交易结算规则、交易价格等政策性变化或不可抗力引起的差错,导致电费需要调整的,由电网企业依照有关规定开展市场化电费退补。

## 9.2 非政策性退补

市场主体由于历史发用电量计量差错等原因需要进行电费追退补调整的,由电网企业依据以下原则开展追退补工作。

(一) 用户侧在日清分账单核对期内,及月度账单发布前发生电量、电价、市场运营费用变化等情况,并能及时调整时,重新计算相应日期和时段的电能电费及相关市场运营费用。对于未能在月度账单发布前调整的事项,纳入追退补结算管理。

(二) 发电侧在日清分账单核对期内发现并能及时调整的事项,重新计算差错期间的电能量日清分结果及相关市场运营费用。在日清分账单核对期外、月度账单发布前发现并能在核对期及时调整的事项,不再对日清分结果进行更改,通过月内追退补结算流程调整计算结果。

(三) 月度账单发布后,6个月内市场主体可反馈异议,经核实后随后续现货试运行月度结算进行追退补(追溯期最长不超过6个月)。在月度追退补时,按照以下原则进行处理。

若发电侧市场主体当月一段时期出现的电量差错累计

值小于该段时期市场总电量累计值 0.05%、且小于该段时期其自身电量累计值 5%的，在月度结算时电能电费按实时市场月度加权均价进行追退补结算，原则上用户侧电价及自身相关市场运营费用不做调整；

其余情况，若差错电量可追溯至时点时，在月度结算中电能电费按相应的节点电价（统一结算点电价）进行电能电费及其自身市场运营费用（不含分摊项）的追退补结算；

其余情况，若差错电量不能追溯至时点时，电能电费按差错月实时市场月度加权均价进行追退补结算，并对其具备追溯条件的自身市场运营费用（不含分摊项）开展追退补结算。发生差错的市场主体的市场运营费用经追退补调整后，其余缺纳入退补月相应类别的市场运营费用进行分摊。原则上对个体电量数值发生变化的电量差错，其追退补电量不再参与市场运营费用的分摊计算。

（四）发电侧电量追退补结果均纳入当月市场结构平衡费用计算及分摊。

（五）原则上，对月度电量追退补后，需根据修正后的发用两侧电量重新计算差错月的市场结构平衡费用，并将差额费用纳入追退补结算月进行分摊。

（六）原则上，对发电侧月度电量追退补后，不对用户侧统一结算点电价进行调整，若影响较大（如统一结算点电

价变化超过 0.01 元/千瓦时) 可由市场主体提出后相应调整用户侧统一结算点电价。

(七) 若出现重大偏差(调度出清结果变更等), 由相关市场主体提出, 经利益相关方共同确认后, 电网企业按业务发生期(差错发生期间) 价格及电量结构追溯调整结算, 并相应计算对市场运营费用的影响。

(八) 市场运营费用的追退补结算(分摊) 原则: 对于由非电量差错影响的市场运营费用, 当市场整体追退补结算金额小于差错发生月 30% 时, 按追退补结算月电量结构进行分摊或返还; 当市场整体追退补结算金额大于等于差错发生月 30% 时, 以差错发生月电量结构进行分摊或返还。

(九) 若因市场主体主观原因造成电量差错的, 追退补调整按照《电力法》《供电营业规则》等法规执行。

(十) 未尽事宜, 需提请相关政府管理部门, 按政府管理部门决策意见执行。

## 10 收付款管理

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。

批发市场用户、零售市场用户, 结算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。

各市场主体应根据法规、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市场主体，由电网企业提出使用履约保函，并将欠费信息反馈给交易中心，交易中心将欠费的市场主体方纳入市场信用管理。

对因履约保函（或保险）无法覆盖次月批零倒挂电费、且未及时追加保函的配售电企业，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。

## **11 其他结算事项**

### **11.1 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，由市场主体共同承担，具体参照相关规定。

### **11.2 代理关系生效期**

售电代理关系自电力用户与售电公司双方确认之日起建立，自建立之日起次月生效，结算周期从生效日期起开展。

### **11.3 违约处理原则**

市场化用户违约用电、窃电行为的处理原则市场化用户

（含电网企业代理购电用户）发生违约用电、窃电行为的，按照《供电营业规则》规定承担相关责任，其补交电费执行电网企业代理购电价格的1.5倍、输配电价及政府性基金及附加等，并承担相应的违约使用电费。

## **12 附则**

（一）本规则中所依据的法律、法规、制度等如有修订，以修订后最新版本为准。

（二）本规则由国家能源局东北监管局负责解释并监督执行。

（三）本规则实施时间，由政府能源主管部门发布。