

# 浙江省发展和改革委员会

## 浙江省能源局文件

### 国家能源局浙江监管办公室

浙发改能源〔2025〕273号

#### 省发展改革委 省能源局 浙江能源监管办关于 印发《2026年浙江电力现货市场运行方案》 的通知

省电力公司、浙江电力交易中心、省能源集团、各中央发电集团浙江分公司，相关发电企业：

为贯彻落实省委省政府关于能源“绿保稳”工程的决策部署，持续推进浙江电力现货市场建设，现将《2026年浙江电力现货市

场运行方案》印发给你们，请认真贯彻执行。



# 2026年浙江电力现货市场运行方案

根据国家发展改革委、国家能源局《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改办体改〔2022〕118号）《浙江电力现货市场规则》（浙监能市场〔2024〕4号）等要求，为贯彻落实省委省政府关于能源“绿保稳”工程的决策部署，进一步健全浙江电力市场体系，编制浙江电力现货市场运行方案。

## 一、参与范围

全省统调煤电和非统调煤电，统调水电、核电、风电、光伏发电、抽蓄电站及全体工商业用户参与现货市场运行，适时探索引入虚拟电厂等新型主体参与。其中，紧水滩电厂参与申报、出清和调电，不参与结算。统调燃气机组参与模拟申报，不参与出清、调电和结算。

## 二、各主体参与方式

申报截止时间前，各经营主体须通过电力市场交易平台完成运行日电能量市场交易申报，具体工作安排见附件1。经营主体迟报、漏报或不报者，默认采用常设报价（若发电企业未设置常设报价则将全容量对应的价格置为现货市场申报价格下限，若售电公司或批发用户未设置常设申报则将常设申报置为0）作为申报信息。

## **(一) 发电侧**

**1.统调煤电机组：**正常参与市场申报和出清。D-1 日申报 10 段电能申报，申报和出清电价包含环保和超低排放电价。启动、空载、电能成本按照附件 2 确定。调频申报包括调频容量申报和调频里程价格申报。

**2.统调风电、光伏发电：**以调度单元参与市场申报和出清。D-1 日申报 10 段电能申报，并申报运行日（D）96 点（每 15 分钟）短期功率预测曲线。在满足系统安全的基础上，新能源调度单元短期功率预测曲线以内部分根据其申报价格参与日前市场出清。新能源超短期功率预测曲线以内部分根据其申报价格参与实时市场出清，新能源超短期功率预测曲线考虑新能源调度单元上送的可用功率形成。

**3.政府批准的热电联产机组、统调水电机组、统调核电机组、非统调煤电电厂、抽蓄电站、电网侧储能：**以自计划方式参与市场，D-2 日 16:00 前提交交易日（D）出力曲线，不参与市场定价，不给予成本补偿，机组组合和出力曲线作为日前市场事前信息发布。其中，非统调煤电电厂以厂站为单位，以全厂上网电量为基准进行申报。自愿入市的电网侧储能以自计划方式参与市场。

## **4.特殊情况**

**(1) 试验机组：**以自计划方式参与市场，D-2 日 16:00 前提交交易日出力曲线，不参与市场定价，不给予成本补偿，机组组合和出力曲线作为日前市场事前信息发布。

**(2) 统调临修（消缺）或计划检修机组：**在检修单终结并正式报复役前（含报复役当日 D 日）之前并网运行的，以自计划方式参与市场。其中计划检修机组检修停役当日至报复役当日不参与日前市场结算，实发电量参与实时市场结算，其合约参考价格为实时市场价格。在机组正式报复役 D+1 日起，可正常参与市场申报和出清。

**(3) 径流式水电：**以自计划方式参与市场，不参与日前市场结算，实发电量参与实时市场结算，其合约参考价格为实时市场价格。

**(4) 必开机组：**必开机组根据系统安全等情况设置，日前市场设置的必开机组在全日（煤电机组为最小运行时间段内）采用核定成本和市场申报的低值参与出清和补偿，实时市场设置的必开机组在必开时段（煤电机组为最小运行时间段内）采用核定成本和市场申报的低值参与出清和补偿。

**(5) 多法人主体新能源场站：**多个法人一个场站的新能源，由其他法人委托给其中一方，按调度单元参与现货市场申报和出清，委托协议应明确主体名称、信用代码、电力交易平台账号、交易结果的分配比例等内容，避免产生纠纷。

**(6) 新增机组：**新投产机组需在签订并网调度协议后完成交易平台注册，完成调试后正式转入商运，参与市场申报、交易形成结算价格。在此期间：进入商运日之前（含当日）并网发电量为调试电量，按调试电价结算；进入商运日之后，因未参与市

场申报、交易而缺失市场交易价格，按当月同类型机组实时市场月度平均价格进行结算。新投产机组未在当月结算前完成平台注册，结算工作推迟至其完成平台注册月开展结算，完成平台注册前月份电费按上述原则进行追退补。

## （二）用电侧

**1.批发用户、售电公司：**以报量不报价方式参与申报和出清，D-1日申报交易日（D）用电需求曲线，即运行日每半小时内的用电负荷，每日各时段申报电力不超过其代理用户报装机容量之和。

**2.其他电力用户：**零售用户由售电公司申报用电需求曲线，不再单独申报。代理购电用户由电网企业根据实际预测情况申报用电需求曲线，即运行日每半小时内的用电负荷，电网企业应在竞价日申报截止时间前向电力交易平台推送代理工商业用户运行日的用电需求曲线，需求曲线可参考历史相似日同时段平均电量形成，曲线形成方式应向能源主管部门和监管部门报备并适时公布。电网企业应定期预测居民、农业用电量及典型负荷曲线。

## 三、中长期合约

### （一）市场化合约

**1.合约量价：**通过市场化方式签订的中长期合约（含绿电交易电能量部分）应明确合约量价及电力曲线，以差价合约方式执行。

**2.合约交割点：**合约交割点为统一结算点，统一结算点价格取统调煤电现货加权平均价格。

**3. 合约交割参考价格：**合约交割参考价格为日前市场价格。

## **(二) 政府授权合约**

**1. 合约电量：**统调水电、抽蓄电站事后按照实际计量上网电量的 90% 确定每台机组每个结算时段的政府授权合约电量；核电政府授权合约比例根据中长期市场化交易电量比例另行明确。机组启停机期间发生的负电量结算时段（抽蓄电站除外），合约电量为零。

**2. 合约价格：**合约价格按照政府批复上网电价确定。

**3. 合约交割点：**合约交割点为发电侧关口。

**4. 合约交割参考价格：**合约交割参考价格原则上为日前市场价格，其中径流式水电为实时市场价格。

## **四、计量**

统调电厂上网电量采用现上网关口分时计量，每个发电单元的上网电量按照其对应主变的高压侧输出电量的比例进行分配。几类特殊情况处理如下：

**1. 多个发电单元共用单个主变的情况：**每个发电单元的上网电量按照发电单元发电量的比例进行二次分配。

**2. 乌溪江#1、2 主变三圈变特殊情况：**上网电量按照发电单元发电量的比例进行分配。

**3. 机组启机期间：**发生的负结算时段电量，以市场价格结算。

**4. 电厂机组全停时段：**各时段上网电量置零处理，用电量根据有关文件规定结算。

## 五、市场结算

### (一) 结算模式

现货市场采用“日清月结”的结算模式。以现货市场统调发电侧月度平均电能量价格（含日前和实时市场电能量电费、中长期合约差价电费、中长期曲线偏差损益调节机制电费、水电日前实时偏差收益回收电费）作为二级限价监测值。触发二级限价时（监测值高于触发值），同比例调整全月的日前市场和实时市场出清价格，直至监测值不高于二级限价触发值。根据调整后的价格开展日前和实时电能电费、中长期合约差价电费、中长期曲线偏差损益调节机制电费、运行成本补偿、超额获利回收、日前实时偏差收益回收、零售套餐参考价格等各项结算。

### (二) 发电企业结算

发电企业（含抽蓄电站）的结算项目包括电能量电费（含环保电费、超低排放费用）、市场化辅助服务费用、成本补偿费用、燃煤机组容量电费/燃气机组容量电费/抽水蓄能电站容量电费、市场化辅助服务费用分摊、成本补偿费用分摊、超额获利回收费用返还、日前实时偏差收益回收费用返还、年度签约比例偏差收益回收费用、追退补电费、燃煤电厂超低排放扣除费用等。

**1.电能量电费：**按照“日前基准、实时增量、合约差价”的原则进行结算。

**2.市场化辅助服务费用：**仅包括调频辅助服务费用。

**3.成本补偿费用：**仅包括运行成本补偿，鉴于目前中长期合

约价格已包含机组对应电量的成本，对于省内中长期净合约量覆盖范围内的电量不予以成本补偿（见结算示例）。

**4.超额获利回收费用：**对统调、非统调煤电企业实施超额获利回收，签约比例上限和下限分别为 110%和 90%，回收倍数为 1.05。

**5.日前实时偏差收益回收费用：**对风电、光伏发电实施日前实时偏差收益回收，允许偏差比例限值为 30%，回收倍数为 1.05。

对统调水电实施日前实时偏差收益回收机制，允许偏差比例限值为 5%，回收倍数为 1.05；日前电量为 0 时全额电量进行日前实时偏差收益回收，不参与日前市场结算时不进行日前实时偏差收益回收机制。

**6.年度签约比例偏差收益回收费用：**对统调煤电、非统调煤电企业实施年度签约比例偏差收益回收，年度签约比例下限为 60%，回收倍数为 1.05。

**7.中长期曲线偏差损益调节费用：**对统调煤电整体实施中长期曲线偏差损益调节机制，当发电侧整体各时段合约电量超出或低于实时市场结算电量（全电量）的 90%时，合约电量按照实时市场结算电量（全电量）的 90%结算。整体合约电量的结算价格取年度市场参考价和月度市场参考价的加权平均值（权重取 60%和 30%）；整体现货电量（10%）的结算价格取全体统调煤电现货电能量结算均价（含日前、实时电能电费）。

各统调煤电企业按实时市场结算电量（全电量）占比承担发

电侧整体调节前后电能量结算资金的差值。

**8.其他费用：**按现行有关规定执行。

### **(三) 批发市场用户结算（批发市场）**

批发市场用户的批发市场总电费由电能量电费、超额获利回收费用、日前实时偏差收益回收费用、年度签约比例偏差收益回收费用和绿电环境权益费用等组成。

**1.电能量电费：**按照“日前基准、实时差量、合约差价”的原则进行结算。批发市场用户以市场统一结算点电价作为现货电能量市场结算价格。日前（或实时）市场的统一结算点电价取统调煤电现货加权平均价格。

**2.超额获利回收费用：**对全体批发市场用户实施超额获利回收，签约比例上限和下限分别为 110%和 90%（签约电量不计省内绿电交易电量），回收倍数为 1.05。

**3.日前实时偏差收益回收费用：**对全体批发市场用户实施日前实时偏差收益回收，允许偏差比例限值为 10%，回收倍数为 1.05。

**4.年度签约比例偏差收益回收费用：**年度签约比例下限为 60%，回收倍数为 1.05。

**5.中长期曲线偏差损益调节费用：**对用电侧（批发用户、售电公司）整体实施中长期曲线偏差损益调节机制，当用电侧整体各时段合约电量超出或低于实时市场结算电量（全电量）的 90%时，合约电量按照实时市场结算电量（全电量）的 90%结算。整

体合约电量的结算价格取年度市场参考价和月度市场参考价的加权平均值（权重取 60%和 30%），整体现货电量（10%）的结算价格取全体批发用户、售电公司现货电能量结算均价（含日前、实时电能电费）。

各批发用户、售电公司按实时市场结算电量（全电量）占比承担用电侧整体调节前后电能量结算资金的差值。

**6.其他费用：**按现行有关规定执行。

#### **（四）售电公司结算（批发市场）**

售电公司的批发市场总电费由电能量电费、超额获利回收费用、日前实时偏差收益回收费用、年度签约比例偏差收益回收费用、市场分摊/返还费用、追退补电费和绿电环境权益费用等组成。

**1.电能量电费：**按照“日前基准、实时差量、合约差价”的原则进行结算。售电公司以市场统一结算点电价作为现货电能量市场结算价格。日前（或实时）市场的统一结算点电价取统调煤电现货加权平均价格。

**2.超额获利回收费用：**对全体售电公司实施超额获利回收，签约比例上限和下限分别为 110%和 90%（签约电量不计省内绿电交易电量），回收倍数为 1.05。

**3.日前实时偏差收益回收费用：**对全体售电公司实施日前实时偏差收益回收，允许偏差比例限值为 10%，回收倍数为 1.05。

**4.年度签约比例偏差收益回收费用：**年度签约比例下限为 60%，回收倍数为 1.05。

**5.中长期曲线偏差损益调节费用：**对用电侧（批发用户、售电公司）整体实施中长期曲线偏差损益调节机制，当用电侧整体各时段合约电量超出或低于实时市场结算电量（全电量）的90%时，合约电量按照实时市场结算电量（全电量）的90%结算。整体合约电量的结算价格取年度市场参考价和月度市场参考价的加权平均值（权重取60%和30%），整体现货电量（10%）的结算价格取全体批发用户、售电公司现货电能量结算均价（含日前、实时电能电费）。

各批发用户、售电公司按实时市场结算电量（全电量）占比承担用电侧整体调节前后电能量结算资金的差值。

**6.其他费用：**按现行有关规定执行。

#### **（五）终端用户结算**

用户用电价格由上网电价（含批发市场总电费/零售合同电费、发用两侧电能电费偏差费用分摊/返还、超额获利回收费用返还、日前实时偏差收益回收费用返还等）、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府基金及附加等构成。

结算时，分时电价用户的分时结算价格按如下方式形成：以上述用电价格作为基数，叠加同电压等级、同用电类型代理购电用户当月的尖峰、高峰、低谷、深谷等时段价格与基数之差，形成分时结算价格。

#### **（六）市场分摊/返还**

市场分摊/返还的费用包括市场化辅助服务费用、成本补偿费

用、容量电费、超额获利回收费用、日前实时偏差收益回收费用和市场清算费用等。

**1.市场化辅助服务费用：**由价格主管部门另行明确，政策明确前由发电企业承担，参与现货市场运行的发电企业（风电、光伏发电除外）按中长期合约电费（中长期合约电量×中长期合约价格，含政府授权合约、华东调峰合约）占比分摊；其中，抽蓄电站中长期总合约电费为负时置零。

**2.成本补偿费用：**由发用两侧共同承担。发电侧承担比例为95%，由所有参与现货市场运行的发电企业按中长期合约电费（中长期合约电量×中长期合约价格，含政府授权合约、华东调峰合约）占比分摊；其中，抽蓄电站中长期总合约电费为负时置零。用户侧承担比例为5%，由工商业用户按实际结算电量占比分摊。

**3.超额获利回收费用：**超额获利回收费用向批发市场参与主体返还，发电侧回收费用按中长期市场化合约电费（市场化合约电量×市场化合约价格，含华东调峰合约）占比返还至发电侧主体（统调煤电、非统调煤电），用电侧回收费用按当月实时市场结算电量（全电量）占比返还至用电侧主体（批发用户、售电公司）。

**4.年度签约比例偏差收益回收费用：**发电侧调节费用按中长期市场化合约电费（市场化合约电量×市场化合约价格，含华东调峰合约）占比分摊/返还至发电侧主体（统调煤电、非统调煤电），用电侧调节费用按当月实时市场结算电量（全电量）占比分摊/

返还至用电侧主体（批发用户、售电公司）。

**5.其他费用：**按现行有关规定执行。

### **（七）结算费用收付**

电网企业开展经营主体月度结算工作时，按照交易中心出具的<sup>3</sup>市场化日结算依据、月结算依据，出具结算账单，经经营主体确认、盖章后，按照现行模式和时序进行结算资金收付。经营主体的各日日清电量与计量关口月度计量电量的偏差，统称为调整电量，按运行当月该主体的实时市场加权价格结算。

### **（八）结算问询**

经营主体可在电力市场技术支持系统提起结算依据和结算账单问询，交易中心和省电力公司在收到问询的5个工作日内进行答复。如确认经营主体结算依据或结算账单存在错误，且错误未影响其他经营主体的结算，则本次不进行重新结算，相关争议费用在次月结算依据或结算账单中作追退补调整。

## **六、信息披露**

根据《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）和《浙江电力市场信息披露实施细则（暂行）》（浙监能市场〔2023〕4号）及浙江电力市场信息披露有关规则执行，相关条款如有修改，按照最新文件执行。有关要求补充如下。

1.竞价日（D-1日）9:30前，电力调度机构披露D日电网侧储能可调容量、燃气机组当月剩余计划总气量及日均气量信息，后续根据市场运行情况持续改进。

2.电网企业应向批发市场用户披露历史用电数据、用电量等查询数据信息，向售电公司披露有零售合同关系用户的历史用电数据、用电量等查询数据信息。

3.电力调度机构原则上应在竞价日（D-1）20:00前发布售电公司和批发市场用户运行日（D）日前市场48时段电能中标电量及统一结算点电价。

4.运行日后第4天（D+4日）前，电网企业向批发市场用户、售电公司披露运行日（D日）的48时段电量数据，并持续改进即时性。

5.M+1月7日前，电力交易机构将零售用户M月零售套餐参考价推送至关联售电公司（特定信息），同时向市场成员披露零售套餐分时参考价格（公开信息）。

## 七、风险控制

**1.安全风险：**当出现气候异常和自然灾害，或重大电源、电网故障、负荷突变等突发事件影响电力供应或电网安全时，或技术支持系统出现异常无法正常开展交易时，调度机构按照安全第一的原则处理事故和安排电网运行方式，必要时可及时中止现货市场运行，恢复非现货市场模式调度，并向电力市场成员公布中止原因。日前市场且实时市场完整运行日部分纳入市场结算。中止原因消除后，由浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局决定是否恢复现货市场运行。

**2.市场操纵风险：**当电力市场交易发生恶意串通、操纵市场

行为并严重影响交易结果等情况时，浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局可以做出中止现货市场运行的决定，必要时转由非现货市场模式开展全月结算，并向电力市场成员公布中止原因。

**3.巨额盈亏风险：**因中长期及现货市场交易规则或技术支持系统等问题导致结算日经营主体出现较大范围的巨额盈亏，省发展改革委（能源局）、浙江能源监管办可以做出中止现货市场运行的决定，或根据问题原因对交易规则进行调整，给出书面意见，并重新出具结算依据。

**4.加强调度运行管理：**调度机构切实加强调度运行管理，全力保障市场有序出清和电网安全运行。当处于保供电、自然灾害影响、特殊管控要求、电力供应紧张、负备用不足等特殊时期，调度机构可根据电网运行情况，采取必要措施优先保障电力系统安全稳定运行。

**5.电网安全约束裕度：**考虑到母线负荷波动性、随机性较大，为确保电网安全约束不频繁越限，出清程序中按稳定限额的 97% 设置出清约束，若实际运行仍越限可对部分断面裕度做适当调整。

**6.市场监控和风险防控职责：**电力调度机构、电力交易机构应按照《浙江电力调度交易机构市场运营监管指引（试行）》，认真履行市场监控和风险防控职责。电力调度机构、电力交易机构在现货市场运行期间每日原则上 16:00 前向浙江能源监管办、省发展改革委、省能源局报送上一日市场运营及监控情况报告。

## 八、其他事项

**1.高度重视电力现货市场运行工作：**市场申报和信息披露在

电力交易平台进行，各经营主体应高度重视，积极参与现货市场交易申报，并及时关注信息披露内容，现货市场运行过程中如有问题应及时反馈。

**2.严肃调度纪律：**对现货市场运行期间无故不执行调度指令的行为，按照《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》第六条规定，认定为违反调度纪律行为并从重处罚。

**3.AGC 投入要求：**现货市场运行期间，原则上要求所有参与市场的机组均投入 AGC 远控模式（固定出力、水电、试验机组可根据调度指令在特定时段退出 AGC 运行），未能投入远控的机组，各发电厂应及时将具体原因书面汇报调控中心。

**4.各发电厂现货运行要求：**现货市场运行期间，各发电厂应密切关注包括发电机端、主变高压侧、上网关口等相关计量表计、ERTU 和远动数据采集的运行状况，确保计量数据的完整及时上传调度端。应密切关注省调实时发电计划曲线下发指令传输的可靠性，确保其在线运行，尤其是 AGC 因故退出情况下，保证机组跟随发电计划曲线执行，对于个别尚未完成发电计划曲线下发传输调试的电厂，应抓紧调试。

**5.负备用不足期间处理方式：**将某些机组解除 AGC 控制，人工调度至最小技术出力以下，并作为固定出力进入现货市场出清模块，消除系统负备用不足。若系统负荷需求已高于系统干预前的系统可调出力下限，则应将被干预的机组恢复至最小技术出力，并投入 AGC 控制，由现货市场出清模块进行优化调度。备用不

足消除，市场干预状态结束。电网发生负备用不足时段，所有节点的电能分量按市场价格下限进行设置，阻塞分量按市场正常出清计算，最终的节点电价按市场出清价格上下限进行限制。被深调峰机组在低于最小技术出力运行期间发生非计划停运时，免于考核。

**6.储能电站参与市场要求：**应具备独立计量、AGC 调节等技术条件，并接入调度自动化系统统一监控、调度，遵循调度指令执行充（放）电。

**7.数据传输、结算计算和信息发布精度规定：**市场运营机构间数据传输和信息发布精度，遵循电量保留 3 位小数（兆瓦时）、电价保留 3 位小数（元/兆瓦时）、费用结果保留 2 位小数（元）。在结算计算时，对于每个结算时段的量、价、费数据均做小数点位数的截取（四舍五入），电量和电价先进行小数位数截取，再进行费用的计算，其中电量保留 3 位小数（兆瓦时），电价保留 3 位小数（元/兆瓦时），费用保留 2 位小数（元）。各项分摊返还系数在计算过程中不作截取，各项分摊返还费用最后保留 2 位小数（元）。

**8.电力交易机构现货运行要求：**浙江电力交易中心应做好现货市场运行全过程详细记录，定期进行专题分析研究，为进一步优化完善规则体系和运营参数储备基础数据。电力调度机构应当予以配合，并提供相应的数据或接口。

**9.问题和情况反馈：**运行过程中，经营主体在具体执行中如

遇问题和情况，应根据实际及时向省发展改革委（能源局）、浙江能源监管办报告，或与浙江电力交易中心联系。

附件：1. 电力现货市场运行时间安排

2. 市场运行参数

3. 参与机组名单及相关参数

4. 结算示例

## 附件 1

# 电力现货市场运行工作安排

序号	时间节点	工作内容	牵头单位
<b>现货市场交易</b>			
1	D-1 日 09:30 前	调控中心汇总现货市场开市前信息，通过电力交易平台进行信息发布	调控中心牵头，交易中心、省电力公司配合
2	D-1 日 10:15 前	经营主体进行日前市场申报	交易中心、调控中心负责
3	D-1 日 20:00 前	调控中心完成日前现货市场出清计算；交易结果通过电力交易平台进行发布	调控中心牵头，交易中心、省电力公司配合
4	D 日 每隔 5 分钟	实时市场滚动出清计算、出清结果下发、出清结果执行	调控中心
5	D+1 日 15:00 前	发布 D 日的实时市场出清结果	调控中心牵头，交易中心、省电力公司配合
<b>日清算</b>			
6	D+1 日	电网企业将运行日（D 日）的机组 48 时段电量数据推送给交易平台、电费结算系统	调控中心牵头，交易中心、省电力公司配合
7	D+1 日	电网企业以户号、售电单元为最小单位，将运行日（D 日）的批发市场用户、售电公司 48 时段电量基础数据推送给交易平台、电费结算系统	省电力公司牵头，交易中心配合
8	D+2 日前	推送运行日日前、实时市场出清结果至交易中心	调控中心牵头，交易中心、省电力公司配合
9	D+2 日	交易中心根据核电机组、水电、抽蓄机组的实际计量电量按照政府主管部门确定的比例分配合约	交易中心
10	D+2 日	电网企业完成批发市场用户、售电公司 48 时段电量采集、拟合	省电力公司
11	D+2 日	电网企业以户号、售电单元为最小单位，将运行日（D 日）的批发市场用户、售电公司 48 时段电量完整数据推送给交易平台	省电力公司牵头，交易中心配合

序号	时间节点	工作内容	牵头单位
12	D+3 日	发布经营主体的日结算依据	交易中心
13	D+4 日	经营主体确认结算依据, 交易中心将日结算依据推送给电网企业	经营主体、交易中心、省电力公司
<b>月结算</b>			
14	M+1 月 1 日	电网企业将批发用户以及零售用户、售电公司月度基础电量推送至交易中心; 调控中心将发电企业月度分时计量数据、计划检修机组名单、燃气机组非自身原因停机名单、月末最后一日实时市场交易结果推送至交易中心。	省电力公司、调控中心牵头, 交易中心配合
15	M+1 月 2 日 12 点前	电网企业将零售用户日清 48 点电量月度累计值按户推送交易中心	省电力公司牵头, 交易中心配合
	M+1 月 2 日	电网企业以户号、售电单元为最小单位, 将月末最后一日的批发用户、售电公司 48 点电量完整数据推送给交易中心。	省电力公司牵头, 交易中心配合
16	M+1 月 2 日前	按照方案调整各机组中长期合约电量。	交易中心
17	M+1 月 3 日	电网企业将发电企业上月月度电量基础数据推送至交易中心。	省电力公司牵头, 交易中心配合
17	M+1 月 3 日	交易中心计算并发布二级限价, 对当月日结算依据进行重算, 并重新发布; 交易中心将零售用户当月零售套餐参考价, 以及当月现货实时市场发电侧同类项目(分风电、光伏两类)电能量加权均价推送电网企业。	交易中心
18	M+1 月 3 日	交易中心出具并发布批发用户月度结算依据(核对版); 结算依据发布后 1 个工作日内, 相关主体对结算依据进行核对、确认。	交易中心、批发用户
19	M+1 月 4 日	交易中心出具并发布批发用户月度结算依据(正式版)。	交易中心、
20	M+1 月 5 日 12 点前	电网企业将发电企业、各零售用户、售电公司月度完整电量推送交易中心。	省电力公司牵头, 交易中心配合
21	M+1 月第 5 个工作日前	交易中心出具并发布发电企业、售电公司月度结算依据(核对版); 结算依据发布后 1 个工作日内, 相关主体对结算依据进行核对、确认。	交易中心、发电企业、售电公司

序号	时间节点	工作内容	牵头单位
22	M+1月第8个工作日前	交易中心出具并发布发电企业、售电公司月度结算依据（正式版）。	交易中心、各经营主体
<b>结算账单出具及发布</b>			
23	M+1月4日	电网企业根据交易中心出具的批发用户结算依据、零售用户套餐参数及零售套餐参考价格等，完成批发用户、零售用户月度结算	省电力公司
24	M+1月第5个工作日前	交易中心分别推送发电企业、售电公司月度结算依据（核对版）至电网企业	交易中心牵头，省电力公司配合
25	M+1月第8个工作日前	交易中心分别推送发电企业、售电公司月度结算依据（正式版）至电网企业	交易中心牵头，省电力公司配合
26	M+1月第10个工作日前	电网企业收到结算依据后，计算市场分摊及返还费用，分别生成发电企业、售电公司的完整结算账单，通过网上国网按经营主体点对点进行推送。发电企业、售电公司分别完成结算账单的核对、确认。电网企业分别根据发电企业、售电公司确认结果生成正式结算账单。	省电力公司

注：D<sub>i</sub>指现货市场运行期间的第i个交易日（如遇法定节假日，则在节假日前的最后一个工作日进行现货市场申报）

## 附件 2

# 市场运行参数

### 一、价格限制

为保障市场价格平稳有序，现货市场运行期间设置价格申报和出清上、下限。其中，市场申报价格上、下限分别建议为 800 元/兆瓦时和-200 元/兆瓦时，市场出清价格上、下限分别建议为 1200 元/兆瓦时和-200 元/兆瓦时。辅助服务市场调频里程申报、出清价格上、下限分别为 15 元/兆瓦和 0 元/兆瓦。M 月现货市场二级限价触发值根据统调燃煤电厂电煤到厂均价确定，具体按季度通知明确。

### 二、机组成本

#### (一) 启动成本参数

机组启动成本使用冷态启动成本，具体见表 1，机组停机成本不进行考虑。

表 1 机组启动成本（暂行）

燃煤机组	
装机容量	启动成本（万元）/次
150 兆瓦级及以下	20
200~300 兆瓦	40
600 兆瓦	60
1000 兆瓦	80

## (二) 空载成本参数

300MW 级煤电机组、600MW 级煤电机组、1000MW 级煤电机组的空载能耗以机组供电能耗初步实测数据为标杆计算。机组空载成本参数由空载能耗乘以燃料价格得出。现货市场运行期间， $K_1$  由 M-2 月统调燃煤电厂电煤到厂均价确定。

表 2 机组空载成本（暂行）

燃煤机组		
装机容量	实测空载标煤耗 (吨/小时)	空载成本 (元/小时) <sup>注1</sup>
300MW 级及以下	10.38	$10.38 \times K_1$
600MW	19.20	$19.20 \times K_1$
1000MW	35.62	$35.62 \times K_1$

注：1.空载成本=空载能耗×入炉标煤单价

2. $K_1$ =M-2 月统调燃煤电厂电煤到厂均价÷5500×7000

## (三) 电能边际成本参数

300MW 级煤电机组、600MW 级煤电机组、1000MW 级煤电机组的边际能耗以机组供电能耗初步实测数据为标杆计算。机组边际能耗成本参数由边际能耗乘以燃料价格得出。

机组边际成本在核定边际能耗成本之外，还应考虑机组运行时的用水成本、化学物料成本等其它边际成本。燃煤机组边际能耗成本占边际成本的比例系数  $K_2$  作为边际成本参数核定依据。 $K_2$  取值为 90%。

表 4 机组边际成本（暂行）

燃煤机组			
装机容量	实测边际标煤耗 (吨/兆瓦时)	边际能耗成本 (元/兆瓦时) <sup>注1</sup>	边际成本 (元/兆瓦时) <sup>注2</sup>
300MW 级及以下	0.291	$0.291 \times K_1$	$0.291 \times K_1 / K_2$

燃煤机组			
装机容量	实测边际标煤耗 (吨/兆瓦时)	边际能耗成本 (元/兆瓦时) <sup>注1</sup>	边际成本 (元/兆瓦时) <sup>注2</sup>
600MW	0.270	$0.270 \times K_1$	$0.270 \times K_1 / K_2$
1000MW	0.260	$0.260 \times K_1$	$0.260 \times K_1 / K_2$

注：1. 边际能耗成本=边际能耗×燃料价格

2. 边际成本=边际能耗×燃料价格/燃料成本占边际成本比例

### 三、机组启停曲线及固定出力曲线

在申报页面增加启停曲线和固定出力曲线申报功能，需在规定时间内予以申报。申报要求如下：

启停曲线：所有参与市场出清的发电机组，在日前市场关闸前（10:15）和运行日报价同步申报。

固定出力曲线：省统调水电、核电机组、自备电厂、政府相关部门核准的供热机组、抽蓄电站及省调控中心批复开展调试的机组，在 D-2 日 17:00 前申报，由调度进行审核确保电力平衡及电网安全，并在 D-1 日 9:30 作为事前信息发布。

### 四、其它相关参数

影响电网运行的相关参数由省调控中心确定。一是市场运营参数方面，现货市场备用需求和调频容量需求根据运行日电网实际需求确定。二是机组运行参数方面，包括额定容量、最大技术出力、最小技术出力、爬坡率、滑坡率、最小停机时间、最小运行时间等沿用第一次结算试运行参数。三是日前市场出清且根据调度指令实时运行的机组，以及根据调度指令实时开机的机组采取运行成本补偿。机组在实际运行日发生故障跳机或因缺陷申请紧急停机，不给予运行成本补偿。

### 附件 3

## (一) 统调燃煤、核电、水电、抽蓄名单

序号	调度命名	电厂简称	机组序号	电压等级(kV)	控股(管理)集团	类型	铭牌出力(MW)	厂用电率(%)
1.	北仑港电厂	北仑厂	1	220	国家能源	燃煤	630	5.6
2.	北仑港电厂	北仑厂	2	500	国家能源	燃煤	630	5.6
3.	北仑港电厂	北二厂	3	500	浙江能源	燃煤	660	5.9
4.	北仑港电厂	北二厂	4	500	浙江能源	燃煤	660	5.9
5.	北仑港电厂	北二厂	5	500	浙江能源	燃煤	660	5.9
6.	北仑港电厂	北三厂	6	500	国家能源	燃煤	1050	3.8
7.	北仑港电厂	北三厂	7	500	国家能源	燃煤	1050	3.8
8.	北仑港电厂	北四厂	8	500	国家能源	燃煤	1000	4.0
9.	北仑港电厂	北四厂	9	500	国家能源	燃煤	1000	4.0
10.	嘉兴发电厂	嘉兴厂	1	220	浙江能源	燃煤	330	6.5
11.	嘉兴发电厂	嘉兴厂	2	220	浙江能源	燃煤	330	6.5
12.	嘉兴发电厂	嘉二厂	3	220	浙江能源	燃煤	660	5.3
13.	嘉兴发电厂	嘉二厂	4	500	浙江能源	燃煤	660	5.3
14.	嘉兴发电厂	嘉二厂	5	500	浙江能源	燃煤	660	5.3
15.	嘉兴发电厂	嘉二厂	6	500	浙江能源	燃煤	660	5.3
16.	嘉兴发电厂	嘉二厂	7	500	浙江能源	燃煤	1000	5.3
17.	嘉兴发电厂	嘉二厂	8	500	浙江能源	燃煤	1000	5.3
18.	嘉兴发电厂	嘉二厂	9	500	浙江能源	燃煤	1000	4.2
19.	强蛟发电厂	强蛟厂	1	500	国家能源	燃煤	630	5.3
20.	强蛟发电厂	强蛟厂	2	500	国家能源	燃煤	630	5.3
21.	强蛟发电厂	强蛟厂	3	500	国家能源	燃煤	630	5.3
22.	强蛟发电厂	强蛟厂	4	500	国家能源	燃煤	630	5.3
23.	胜龙发电厂	胜龙厂	5	500	国家能源	燃煤	1055	4.7
24.	胜龙发电厂	胜龙厂	6	500	国家能源	燃煤	1055	4.7
25.	兰溪发电厂	兰溪厂	1	500	浙江能源	燃煤	660	5.7
26.	兰溪发电厂	兰溪厂	2	500	浙江能源	燃煤	660	5.7
27.	兰溪发电厂	兰溪厂	3	500	浙江能源	燃煤	660	5.7
28.	兰溪发电厂	兰溪厂	4	220	浙江能源	燃煤	660	5.7
29.	玉环发电厂	玉环厂	1	500	华能	燃煤	1055	4.5

序号	调度命名	电厂简称	机组序号	电压等级(kV)	控股(管理)集团	类型	铭牌出力(MW)	厂用电率(%)
30.	玉环发电厂	玉环厂	2	500	华能	燃煤	1000	4.5
31.	玉环发电厂	玉环厂	3	500	华能	燃煤	1055	4.5
32.	玉环发电厂	玉环厂	4	500	华能	燃煤	1000	4.5
33.	乌沙山发电厂	乌沙山	1	500	大唐	燃煤	650	5.5
34.	乌沙山发电厂	乌沙山	2	500	大唐	燃煤	650	5.5
35.	乌沙山发电厂	乌沙山	3	500	大唐	燃煤	650	5.5
36.	乌沙山发电厂	乌沙山	4	500	大唐	燃煤	650	5.5
37.	乐清发电厂	乐清厂	1	500	浙江能源	燃煤	660	5.4
38.	乐清发电厂	乐清厂	2	500	浙江能源	燃煤	660	5.4
39.	乐清发电厂	乐清厂	3	500	浙江能源	燃煤	660	5.4
40.	乐清发电厂	乐清厂	4	500	浙江能源	燃煤	660	5.4
41.	乐清发电厂	大崧厂	5	500	浙江能源	燃煤	1000	4.6
42.	乐清发电厂	大崧厂	6	500	浙江能源	燃煤	1000	4.6
43.	苍南发电厂	苍南厂	1	500	华润电力	燃煤	1000	4.6
44.	苍南发电厂	苍南厂	2	500	华润电力	燃煤	1030	4.6
45.	苍南发电厂	苍二厂	3	500	华润电力	燃煤	1000	4.6
46.	苍南发电厂	苍二厂	4	500	华润电力	燃煤	1000	4.6
47.	六横发电厂	六横厂	1	500	浙江能源	燃煤	1030	4.6
48.	六横发电厂	六横厂	2	500	浙江能源	燃煤	1030	4.6
49.	六横发电厂	六横厂	3	500	浙江能源	燃煤	1000	4.0
50.	六横发电厂	六横厂	4	500	浙江能源	燃煤	1000	4.0
51.	牛山发电厂	牛山厂	1	500	浙江能源	燃煤	1050	4.9
52.	牛山发电厂	牛山厂	2	500	浙江能源	燃煤	1050	4.9
53.	长兴发电厂	长兴厂	1	220	华能	燃煤	660	4.6
54.	长兴发电厂	长兴厂	2	220	华能	燃煤	660	4.6
55.	台州发电厂	台州厂	7	220	浙江能源	燃煤	350	8.2
56.	台州发电厂	台州厂	8	220	浙江能源	燃煤	350	8.2
57.	台州发电厂	台五厂	9	220	浙江能源	燃煤	330	8.2
58.	台州发电厂	台五厂	10	220	浙江能源	燃煤	330	8.2
59.	温州发电厂	温二厂	3	220	浙江能源	燃煤	330	7.5
60.	温州发电厂	温二厂	4	220	浙江能源	燃煤	330	7.5
61.	温州发电厂	温三厂	5	220	浙江能源	燃煤	330	5.9
62.	温州发电厂	温三厂	6	220	浙江能源	燃煤	330	5.9

序号	调度命名	电厂简称	机组序号	电压等级(kV)	控股(管理)集团	类型	铭牌出力(MW)	厂用电率(%)
63.	温州发电厂	温州厂	7	220	浙江能源	燃煤	660	5.9
64.	温州发电厂	温州厂	8	220	浙江能源	燃煤	660	5.9
65.	长兴二厂	长二厂	1	220	浙江能源	燃煤	330	7.2
66.	长兴二厂	长二厂	2	220	浙江能源	燃煤	330	7.2
67.	长兴二厂	长二厂	3	220	浙江能源	燃煤	330	7.2
68.	长兴二厂	长二厂	4	220	浙江能源	燃煤	330	7.2
69.	招宝山发电厂	招宝山厂	1	500	浙江能源	燃煤	660	5.8
70.	招宝山发电厂	招宝山厂	2	500	浙江能源	燃煤	660	5.8
71.	曹娥江热电厂	曹娥江	1	220	浙江能源	燃煤	300	7.0
72.	曹娥江热电厂	曹娥江	2	220	浙江能源	燃煤	300	7.0
73.	曹娥江热电厂	曹娥江	3	220	浙江能源	燃煤	57	18.0
74.	曹娥江热电厂	曹娥江	4	220	浙江能源	燃煤	57	18.0
75.	曹娥江热电厂	曹娥江	5	110	浙江能源	燃煤	57	18.0
76.	曹娥江热电厂	曹娥江	6	110	浙江能源	燃煤	57	18.0
77.	曹娥江热电厂	曹娥江	7	110	浙江能源	燃煤	57	18.0
78.	曹娥江热电厂	曹娥江	9	110	浙江能源	燃煤	50	19.0
79.	朗熹电厂	朗熹厂	3	220	国家能源	燃煤	315	5.7
80.	朗熹电厂	朗熹厂	4	220	国家能源	燃煤	350	5.7
81.	朗熹电厂	朗熹厂	5	500	国家能源	燃煤	660	5.7
82.	朗熹电厂	朗熹厂	6	500	国家能源	燃煤	660	5.7
83.	台塑电厂	台塑厂	1	220	台塑集团	燃煤	148.64	80.0
84.	台塑电厂	台塑厂	2	220	台塑集团	燃煤	148.64	80.0
85.	台塑电厂	台塑厂	3	220	台塑集团	燃煤	51.65	80.0
86.	三门核电厂	三门厂	1	500	中核集团	核电	1250	7.2
87.	三门核电厂	三门厂	2	500	中核集团	核电	1250	7.2
88.	秦山核电厂	秦山厂	1	220	中核集团	核电	350	7.0
89.	乌溪江水电厂	乌溪江	1	220	华电	水电	50	1.1
90.	乌溪江水电厂	乌溪江	2	220	华电	水电	50	1.1
91.	乌溪江水电厂	乌溪江	3	220	华电	水电	50	1.1
92.	乌溪江水电厂	乌溪江	4	220	华电	水电	50	1.1
93.	乌溪江水电厂	乌溪江	5	220	华电	水电	120	1.1
94.	紧水滩水电厂	紧水滩	1	220	国网	水电	55	1.5
95.	紧水滩水电厂	紧水滩	2	220	国网	水电	55	1.5

序号	调度命名	电厂简称	机组序号	电压等级(kV)	控股(管理)集团	类型	铭牌出力(MW)	厂用电率(%)
96.	紧水滩水电厂	紧水滩	3	220	国网	水电	55	1.5
97.	紧水滩水电厂	紧水滩	4	220	国网	水电	55	1.5
98.	紧水滩水电厂	紧水滩	5	220	国网	水电	55	1.5
99.	紧水滩水电厂	紧水滩	6	220	国网	水电	55	1.5
100.	珊溪水力发电厂	珊溪厂	1	220	其他	水电	50	2.3
101.	珊溪水力发电厂	珊溪厂	2	220	其他	水电	50	2.3
102.	珊溪水力发电厂	珊溪厂	3	220	其他	水电	50	2.3
103.	珊溪水力发电厂	珊溪厂	4	220	其他	水电	50	2.3
104.	滩坑水力发电厂	滩坑厂	1	220	浙江能源	水电	200	1.0
105.	滩坑水力发电厂	滩坑厂	2	220	浙江能源	水电	200	1.0
106.	滩坑水力发电厂	滩坑厂	3	220	浙江能源	水电	200	1.0
107.	滩坑水力发电厂	滩坑厂	4	220	浙江能源	水电	4	1.0
108.	三溪口水电厂	三溪厂	1	110	民营	水电	33.3	1.3
109.	三溪口水电厂	三溪厂	2	110	民营	水电	33.3	1.3
110.	三溪口水电厂	三溪厂	3	110	民营	水电	33.3	1.3
111.	黄坛口水电厂	黄坛厂	5	110	华电	水电	26	1.7
112.	黄坛口水电厂	黄坛厂	6	110	华电	水电	26	1.7
113.	丰源水电厂	丰源厂	1	110	华云	水电	9	2.0
114.	丰源水电厂	丰源厂	2	110	华云	水电	9	2.0
115.	丰源水电厂	丰源厂	3	110	华云	水电	9	2.0
116.	丰源水电厂	丰源厂	4	110	华云	水电	9	2.0
117.	石塘水电厂	石塘厂	1	110	华能	水电	28.6	2.5
118.	石塘水电厂	石塘厂	2	110	华能	水电	28.6	2.5
119.	石塘水电厂	石塘厂	3	110	华能	水电	28.6	2.5
120.	宁蓄发电厂	宁蓄厂	1	110	宁波能源	抽蓄	40	1.5
121.	宁蓄发电厂	宁蓄厂	2	110	宁波能源	抽蓄	40	1.5

注：统计截止至2025年11月20日已完成转商运的统调电厂/机组，后续新增或变更且在准入范围内的电厂/机组按照《浙江电力市场管理实施细则》要求参与市场。

## (二) 统调风电和光伏发电清单

序号	电厂名称	调度单元	电厂简称	所属地区	电压等级 (kV)	控股 (管理) 集团	类型	铭牌出力 (MW)
1.	中节能太阳能股份有限公司	舒能光伏站	舒能站	杭州	110	中节能	光伏	82
2.	大唐 (杭州富阳) 新能源有限公司	万市光伏站	万市站	杭州	110	大唐	光伏	46.5
3.	杭州瑞兴新能源有限公司	汾口光伏一分场	汾口站	杭州	110	其他	光伏	35.88
4.	杭州瑞兴新能源有限公司	汾口光伏二分场	汾口站	杭州	110	其他	光伏	35.88
5.	杭州建德华电福新能源有限公司	华洋光伏一分场	华洋站	杭州	110	华电集团	光伏	67.84
6.	杭州建德华电福新能源有限公司	华洋光伏二分场	华洋站	杭州	110	华电集团	光伏	31.997
7.	浙江阿波溪仑光伏科技有限公司	溪仑光伏站	溪仑站	湖州	110	京能国际	光伏	60
8.	湖州南浔万投太阳能电力有限公司	万投光伏站	万投站	湖州	110	其他	光伏	46
9.	浙江浙能长兴新能源有限公司	仙丰光伏站	仙丰站	湖州	110	浙江能源	光伏	77.71
10.	湖州吴兴盛林电力有限公司	盛林光伏站	盛林站	湖州	110	三峡集团	光伏	80
11.	湖州祥晖光伏发电有限公司	祥晖光伏站	祥晖站	湖州	110	国投电力	光伏	100
12.	国家电投集团桑尼安吉新能源有限公司	草荡光伏站	草荡站	湖州	110	国家电投	光伏	41.2
13.	中节能 (长兴) 太阳能股份有限公司	中节光伏站	中节站	湖州	110	中节能	光伏	66.75
14.	湖州宏晖光伏发展有限公司	宏塔光伏站	宏塔站	湖州	110	国家电投	光伏	60
15.	嘉善舒能新能源科技有限公司	夏湖光伏站	夏湖站	嘉兴	110	中节能	光伏	105
16.	嘉兴德源节能科技有限公司	白渔光伏站	白渔站	嘉兴	110	其他	光伏	50
17.	浙江浙能嘉兴发电有限公司	嘉厂光伏站	嘉厂站	嘉兴	6	浙江能源	光伏	30
18.	浙江磐安华电福新新能源有限公司	磐新光伏站	磐新站	金华	110	华电集团	光伏	89
19.	晶科电力科技股份有限公司	兰晶光伏站	兰晶站	金华	110	其他	光伏	19
20.	兰溪绿能太阳能科技有限公司	绿能光伏站	绿能站	金华	110	中节能	光伏	60
21.	电投胜科 (武义) 新能源有限公司	桃溪光伏站	桃溪站	金华	110	国家电投	光伏	59.512

序号	电厂名称	调度单元	电厂简称	所属地区	电压等级 (kV)	控股 (管理) 集团	类型	铭牌出力 (MW)
22.	中电建(缙云)新能源有限公司	向阳光伏电站	向阳站	丽水	110	中电建	光伏	35.5
23.	大唐(景宁)新能源有限公司	唐景光伏电站	唐景站	丽水	110	大唐	光伏	52
24.	云和巨源新能源有限公司	龙河光伏电站	龙河站	丽水	110	中电建	光伏	50
25.	象山大唐新能源有限公司	大涂光伏电站	大涂站	宁波	220	大唐集团	光伏	300
26.	宁海新电电力开发有限公司	日升光伏电站	日升站	宁波	110	国家电投	光伏	99
27.	宁波镇海岚能新能源科技有限公司	岚能光伏电站	岚能站	宁波	110	中节能	光伏	110
28.	中节能太阳能股份有限公司	风凌光伏电站	风凌站	宁波	110	中节能	光伏	100
29.	宁波镇海凌光新能源科技有限公司	凌光光伏电站	凌光站	宁波	110	中节能	光伏	80
30.	慈溪正态新能源有限公司	正能光伏电站	正能站	宁波	110	中核集团	光伏	120
31.	慈溪协能新能源科技有限公司	协能光伏电站	协能站	宁波	110	中节能	光伏	110
32.	慈溪百益新能源科技有限公司	百益光伏电站	百益站	宁波	110	中节能	光伏	110
33.	中节能太阳能股份有限公司	舒奇光伏电站	舒奇站	宁波	110	中节能	光伏	100
34.	国能浙江宁海发电有限公司	宁厂光伏电站	宁厂站	宁波	6	国家能源	光伏	36.75
35.	象山大唐新能源有限公司	乌厂光伏电站	乌厂站	宁波	6	大唐集团	光伏	35.2
36.	余姚舒泰新能源有限公司	舒泰光伏电站	舒泰站	宁波	110	中节能	光伏	127
37.	华电新能杭泰(衢州)光伏发电有限公司	柯泰光伏电站	柯泰站	衢州	220	华电集团	光伏	94
38.	江山正泰农林光伏发展有限公司	江泰光伏电站	江泰站	衢州	220	三峡集团	光伏	200
39.	浙江大唐国际江山新城热电有限责任公司	吕岗光伏电站	吕岗站	衢州	110	大唐集团	光伏	67.42
40.	国能(浙江开化)能源有限公司	武川光伏电站	武川站	衢州	110	国家能源	光伏	65.1
41.	开化龙翔新能源有限公司	龙翔光伏电站	龙翔站	衢州	110	中电建	光伏	50
42.	华电浙江江山新能源有限公司	华塘光伏电站	华塘站	衢州	110	华电集团	光伏	65
43.	衢州市衢江区禾和新能源科技有限公司	蛟禾光伏电站	蛟禾站	衢州	110	国家电投	光伏	65
44.	常山浙新能光伏发电有限公司	莲塘光伏电站	莲塘站	衢州	110	浙江能源	光伏	77.5
45.	浙江衢州华电福新新能源有限公司	里墅光伏电站	里墅站	衢州	220	华电集团	光伏	80
46.	衢州宏升新能源科技有限公司	莲花光伏电站	莲花站	衢州	110	国家电投	光伏	37.44
47.	玉环晶科电力有限公司	晶科光伏一分场	晶科站	台州	110	国家电投	光伏	80
48.	玉环晶科电力有限公司	晶科光伏二分场	晶科站	台州	110	国家电投	光伏	120

序号	电厂名称	调度单元	电厂简称	所属地区	电压等级 (kV)	控股 (管理) 集团	类型	铭牌出力 (MW)
49.	华能 (浙江) 能源开发有限公司玉环分公司	清港光伏电站	清港站	台州	110	华能集团	光伏	100
50.	雄亚 (温岭) 新能源有限公司	潮汐光伏电站	潮汐站	台州	110	国家能源	光伏	100
51.	三门汇核新能源有限公司	汇核光伏一分场	汇核站	台州	220	中核集团	光伏	156.25
52.	三门汇核新能源有限公司	汇核光伏二分场	汇核站	台州	220	中核集团	光伏	161.92
53.	宏阳新能源开发有限公司	海韵光伏一分场	海韵站	台州	220	华电集团	光伏	187
54.	温州泰瀚新能源开发有限公司	泰瀚光伏电站	泰瀚站	温州	220	三峡集团	光伏	550
55.	苍南县昊昌新能源有限公司	汇能光伏电站	汇能站	温州	110	中核集团	光伏	47.4
56.	瑞安市华博新能源有限公司	华博光伏电站	华博站	温州	110	其他	光伏	40
57.	乐清正泰光伏发电有限公司	乐泰光伏一分场	乐泰站	温州	110	三峡集团	光伏	75
58.	乐清正泰光伏发电有限公司	乐泰光伏二分场	乐泰站	温州	110	三峡集团	光伏	75
59.	温州乐泰光伏发电有限公司	瓯泰光伏电站	瓯泰站	温州	110	正泰集团	光伏	150
60.	大唐 (瑞安) 新能源有限公司	唐屿光伏电站	唐屿站	温州	110	大唐集团	光伏	32
61.	浙江浙能乐清发电有限责任公司	乐厂光伏电站	乐厂站	温州	6	浙江能源	光伏	25
62.	温州亨泰新能源开发有限公司	亨泰光伏电站	亨泰站	温州	220	中核集团	光伏	195.2
63.	大唐鳌建 (平阳) 新能源有限公司	唐鳌光伏电站	唐鳌站	温州	110	大唐集团	光伏	77.4
64.	华润新能源 (岱山) 有限公司	岱涂光伏一分场	岱涂站	舟山	110	华润集团	光伏	87.79
65.	华润新能源 (岱山) 有限公司	岱涂光伏二分场	岱涂站	舟山	110	华润集团	光伏	87.79
66.	中广核 (嵊泗) 新能源有限公司	广洋光伏电站	广洋站	舟山	110	中广核	光伏	96
67.	浙江浙能中煤舟山煤电有限责任公司	六厂光伏电站	六厂站	舟山	10	浙江能源	光伏	32.91
68.	舟山龙源雄亚新能源有限公司	登步光伏一分场	登步站	舟山	110	国家能源	光伏	69
69.	华电 (浙江) 新能源有限公司长兴和平分公司	红山风电场	红山场	湖州	110	华电集团	风电	70.4
70.	华能浙江平湖海上风电有限责任公司	禾海风电场	禾海场	嘉兴	220	华能集团	风电	300
71.	浙江浙能嘉兴海上风力发电有限公司	嘉海风电场	嘉海场	嘉兴	220	浙江能源	风电	701.15
72.	浙江鼎峰风电投资开发有限公司	鼎峰风电场	鼎峰场	金华	110	其他	风电	66

序号	电厂名称	调度单元	电厂简称	所属地区	电压等级 (kV)	控股 (管理) 集团	类型	铭牌出力 (MW)
73.	浙江龙源风力发电有限公司	维新风电场	维新场	金华	110	国家能源	风电	64.8
74.	中广核新能源(象山)有限公司	涂海风电场	涂海场	宁波	220	中广核	风电	304
75.	国电象山海上风电有限公司	象海风电一分场	象海场	宁波	220	国家能源	风电	254.2
76.	国电象山海上风电有限公司	象海风电二分场	象海场	宁波	220	国家能源	风电	504
77.	浙江玉环华电风力发电有限公司	千江风电场	千江场	台州	220	华电集团	风电	229
78.	浙江浙能临海海上风力发电有限公司	海州风电场	海州场	台州	220	浙江能源	风电	300
79.	中广核(浙江三门)风力发电有限公司	龙母风电场	龙母场	台州	110	中广核	风电	60
80.	浙江庆元中能绿电风电有限公司	百花风电一分场	百花场	丽水	220	中能建	风电	118.75
81.	浙江庆元中能绿电风电有限公司	百花风电二分场	百花场	丽水	220	中能建	风电	131.25
82.	华能浙江苍南海上风电有限责任公司	苍海风电场	苍海场	温州	220	华能集团	风电	300
83.	华润海上风电(苍南)有限公司	润海风电场	润海场	温州	220	华润集团	风电	400
84.	华能浙江苍南海上风电有限责任公司	玉海风电场	玉海场	温州	220	华能集团	风电	400
85.	国电电力浙江舟山海上风电开发有限公司	普陀风电场	普陀场	舟山	220	国家能源	风电	252
86.	中广核浙江岱山海上风力发电有限公司	岱山风电场	岱山场	舟山	220	中广核	风电	515.25
87.	华能(浙江岱山)海上风电有限公司	鱼海风电场	鱼海场	舟山	220	华能集团	风电	306

注：统计截止至2025年11月20日已完成转商运的统调新能源场站/调度单元，后续新增或变更且在准入范围内的新能源场站/调度单元按照《浙江电力市场管理实施细则》要求参与市场。

### (三) 非统调燃煤电厂清单

序号	电厂全称	调度命名	电压等级 (kV)	所属地区	类型	铭牌出力 (MW)
1.	杭州红山热电有限公司	红山电厂	35	杭州	燃煤	44
2.	杭州航民小城热电有限公司	航民二电厂	35	杭州	燃煤	45
3.	浙江中栋恒远热电有限公司	中栋电厂	35	杭州	燃煤	18
4.	杭州智兴热电有限公司	智兴电厂	10	杭州	燃煤	12
5.	三元控股集团杭州热电有限公司	三元电厂	35	杭州	燃煤	55
6.	杭州萧越热电有限公司	萧越电厂	35	杭州	燃煤	18
7.	杭州航民热电有限公司	航民一电厂	35	杭州	燃煤	21
8.	杭州杭联热电有限公司	杭联热电	110	杭州	燃煤	57
9.	杭州临江环保热电有限公司	临江热电	110	杭州	燃煤	37.5
10.	富丽达热电厂	富丽达热电	110	杭州	燃煤	90
11.	杭州航民江东热电有限公司	航东热电	35	杭州	燃煤	45
12.	杭州中策橡胶有限公司热电厂	中策橡胶自备电厂	35	杭州	燃煤	15
13.	浙江巴陵恒逸己内酰胺有限责任公司	恒逸自备电厂	10	杭州	燃煤	40
14.	桐庐信雅达热电有限公司	信雅达电站	35	杭州	燃煤	18
15.	浙江建德建业热电有限公司	建德建业热电厂	35	杭州	燃煤	15
16.	浙江大洋生物科技集团股份有限公司	大洋化工热电厂	10	杭州	燃煤	3.38
17.	浙江新安化工集团股份有限公司建德热电厂	新安化工马目热电厂	35	杭州	燃煤	18
18.	建德市大洋同创热电有限责任公司	同创热电厂	35	杭州	燃煤	24
19.	湖州织里长和热电有限公司	长旺热电	110	湖州	燃煤	36
20.	湖州嘉骏热电有限公司	统一热电	110	湖州	燃煤	24
21.	湖州协鑫环保热电有限公司	协鑫电厂	35	湖州	燃煤	30
22.	湖州南太湖电力科技有限公司	美欣热电	35	湖州	燃煤	48
23.	德清县中能热电有限公司	中能热电厂	35	湖州	燃煤	49
24.	湖州加怡新市热电有限公司	加怡热电厂	35	湖州	燃煤	30
25.	德清绿能热电有限公司	绿能热电厂	35	湖州	燃煤	33
26.	浙江拜克生物科技有限公司(公用)	升华热电厂	35	湖州	燃煤	12

序号	电厂全称	调度命名	电压等级 (kV)	所属地区	类型	铭牌出力 (MW)
27.	浙江拜克生物科技有限公司	升华热电厂	35	湖州	燃煤	24
28.	浙江安吉天子湖热电有限公司	天子湖热电厂	35	湖州	燃煤	24
29.	安吉临港热电有限公司	临港热电厂	10	湖州	燃煤	12
30.	嘉兴能达步云热电有限公司	步云热电厂	35	嘉兴	燃煤	12
31.	浙江秀舟热电有限公司	秀舟纸业	10	嘉兴	燃煤	30
32.	嘉兴中华热电开发有限公司	中华化工变	35	嘉兴	燃煤	27
33.	平湖独山港环保能源有限公司	独山热电厂	110	嘉兴	燃煤	45
34.	浙江物产山鹰热电有限公司	物鹰热电厂	110	嘉兴	燃煤	60
35.	浙江山鹰纸业有限公司	吉安变	110	嘉兴	燃煤	67
36.	平湖荣成环保科技有限公司	荣成变	110	嘉兴	燃煤	60
37.	浙江嘉化能源化工股份有限公司	嘉化兴港变	110	嘉兴	燃煤	74
38.	浙江嘉化能源化工股份有限公司(公用)	嘉化兴港变	110	嘉兴	燃煤	90
39.	嘉兴新嘉爱斯热电有限公司	新嘉发电厂	110	嘉兴	燃煤	87
40.	嘉兴协鑫环保热电有限公司	协鑫热电厂	35	嘉兴	燃煤	41
41.	浙江中成热电有限公司	中成热电厂	35	嘉兴	燃煤	15
42.	嘉善县洪峰热电有限公司	洪峰热电厂	35	嘉兴	燃煤	33
43.	浙江嘉善协联热电有限公司	协联热电厂	110	嘉兴	燃煤	33
44.	浙江恒洋热电有限公司	恒洋热电厂	110	嘉兴	燃煤	70
45.	海宁马桥大都市热电有限公司	经都热电厂	110	嘉兴	燃煤	48
46.	浙江泰亿能源有限公司	泰亿热电厂	35	嘉兴	燃煤	9
47.	浙江宝峰热电有限公司	宝峰热电厂	35	嘉兴	燃煤	40
48.	海宁市红宝热电有限公司	红宝热电厂	110	嘉兴	燃煤	42.5
49.	海宁恒逸热电有限公司	恒宁热电厂	110	嘉兴	燃煤	30
50.	浙江景兴纸业股份有限公司	景热变	110	嘉兴	燃煤	75
51.	浙江荣晟环保纸业股份有限公司	荣晟热电厂	20	嘉兴	燃煤	32
52.	桐乡泰爱斯环保能源有限公司	新泰热电厂	110	嘉兴	燃煤	60
53.	桐乡濮院联鑫环保热电有限公司	濮院协鑫热电厂	110	嘉兴	燃煤	36
54.	浙江新都绿色能源有限公司	新都热电厂	35	嘉兴	燃煤	18
55.	金华宁能热电有限公司	宁能电厂	35	金华	燃煤	30
56.	兰溪协鑫环保热电有限公司	协鑫电厂	110	金华	燃煤	36
57.	铂瑞能源(义乌)有限公司	铂瑞电站	10	金华	燃煤	9
58.	浙江华川实业集团有限公司(热电厂)	华川电站	10	金华	燃煤	12

序号	电厂全称	调度命名	电压等级 (kV)	所属地区	类型	铭牌出力 (MW)
59.	浙江富元能源开发有限公司	富元电站	10	金华	燃煤	9
60.	浙江横店热电有限公司	横店热电厂	35	金华	燃煤	31
61.	浙江物产环能浦江热电有限公司	浦江热电厂	35	金华	燃煤	36
62.	亿利洁能(浦江)有限公司	浦江县亿利洁能热电厂	10	金华	燃煤	9
63.	纳爱斯集团有限公司	纳爱斯热电厂	35	丽水	燃煤	7.5
64.	丽水市杭丽热电有限公司	杭丽热电厂	110	丽水	燃煤	70
65.	宁波榭北热电有限公司	榭北热电	110	宁波	燃煤	70
66.	宁波经济技术开发区热电有限责任公司	小港热电	110	宁波	燃煤	45
67.	宁波亚洲浆纸业有限公司	亚浆电厂	220	宁波	燃煤	120
68.	万华化学(宁波)热电有限公司	万华热电	110	宁波	燃煤	105
69.	宁波泥螺山新能源有限公司	泥螺电厂	35	宁波	燃煤	30
70.	宁波久丰热电有限公司	久丰热电	110	宁波	燃煤	37
71.	中国石油化工股份有限公司镇海炼化分公司	镇海炼化自备机组	220	宁波	燃煤	379
72.	宁波明州热电有限公司	明州热电	110	宁波	燃煤	45
73.	宁波正源电力有限公司	燕山电厂	110	宁波	燃煤	25
74.	宁波光耀热电有限公司	光耀热电	110	宁波	燃煤	42
75.	浙江银河印染公司	银河印染	10	宁波	燃煤	3
76.	宁波众茂杭州湾热电有限公司	众茂热电	110	宁波	燃煤	87
77.	宁波世茂能源股份有限公司	姚北热电	110	宁波	燃煤	30
78.	衢州东港环保热电有限公司	东港热电	110	衢州	燃煤	112
79.	浙江哲丰能源发展有限公司	哲丰热电	110	衢州	燃煤	33
80.	恒盛能源集团有限公司	恒盛热电	110	衢州	燃煤	74
81.	龙游县金怡热电有限公司	金湖电站	35	衢州	燃煤	27
82.	中机国能江山热电有限公司	江东热电	10	衢州	燃煤	7.5
83.	浙江虎霸集团江山石煤综合利用热电有限公司	虎霸电站	10	衢州	燃煤	6
84.	绍兴远东热电有限公司	远丰电厂	110	绍兴	燃煤	30
85.	绍兴中成热电有限公司	马山电厂	10	绍兴	燃煤	6
86.	绍兴中成热电有限公司(新厂)	新马山电厂	35	绍兴	燃煤	48
87.	绍兴远东热电有限公司	远东电厂	110	绍兴	燃煤	105
88.	浙江禾天热电有限公司	振亚电厂	35	绍兴	燃煤	55

序号	电厂全称	调度命名	电压等级 (kV)	所属地区	类型	铭牌出力 (MW)
89.	浙江天马热电有限公司	天马电厂/天热电厂	35	绍兴	燃煤	132
90.	浙江华佳热电集团有限公司	华佳热电厂	35	绍兴	燃煤	30
91.	浙江诸暨八方热电有限责任公司	锦江电厂	110	绍兴	燃煤	50
92.	浙江闰土热电有限公司(公用)	闰土热电	10	绍兴	燃煤	30
93.	上虞热电股份有限公司	上虞热电厂	10	绍兴	燃煤	36
94.	上虞杭协热电有限公司	杭协电厂	110	绍兴	燃煤	60
95.	浙江新中港热电股份有限公司	嵊州热电厂/热电二厂	35	绍兴	燃煤	99.5
96.	浙江龙德环保热电有限公司	龙马热电厂	35	绍兴	燃煤	83
97.	椒江热电有限公司	椒江热电厂	35	台州	燃煤	40
98.	浙江三维联合热电有限公司	三维热电厂	110	台州	燃煤	30
99.	浙江红石梁集团热电有限公司	红石梁热电	35	台州	燃煤	10
100.	仙居县现代热力有限公司	现代热力电站	35	台州	燃煤	18
101.	台州森林造纸有限公司	森林造纸热电厂	35	台州	燃煤	18
102.	台州临港热电有限公司	临海临港热电	20	台州	燃煤	30
103.	台州森林造纸有限公司	森林热电厂	110	台州	燃煤	25
104.	瑞安市华峰热电有限公司	华峰热电厂	110	温州	燃煤	51
105.	温州宏泽热电股份有限公司(二期)	宏泽热电厂	110	温州	燃煤	15
106.	浙江华和热电有限公司	华和热电	110	舟山	燃煤	30
107.	中海石油舟山石化有限公司	和邦热电	10	舟山	燃煤	21
108.	建德市大洋同创热电有限责任公司	同创热电厂	10	杭州	燃煤	24

注：统计截止至2025年11月20日已转商运的非统调电厂名单，后续新增或变更且在准入范围内的非统调电厂按照《浙江电力市场管理实施细则》要求参与市场。

## 附件 4

### (一) 批发市场主体结算算例

特别说明：以下算例中数据仅做算例释义，数据不具有表征意义，不代表实际数据，实际结算中以市场出清及计量具体数据为准。

#### 一、统调新能源

##### (一) 电能量费用

统调新能源厂站 F 以报量报价的方式参与电力现货市场，自愿参与绿电交易，绿电合约交割点为统一结算点。假设新能源厂站 F 申报的当日短期功率预测曲线为一条出力稳定的 50MW 的直线，厂用电率为 0，即每半小时申报电量为 25MWh，该日出清数据和合约数据如下：

结算时段	日前出清电量①	日前出清电价②	日前统一结算点电价③	计量电量④	实时出清电量⑤	实时出清电价⑥	绿电合约电量⑦	绿电合约电价⑧
0:30								
...								
22:30	20	380	390	40	25	400	10	410
23:00	20	370	390	20	20	400	10	410
23:30	20	360	390	18	15	400	10	410
24:00	20	350	390	15	18	340	10	410
合计	80			93	78		40	

备注：本算例中，设定新能源厂站 00:30-22:00 无出清、无合约，各项数据为 0。

## 1.电能量费用

$$\text{日前电能电费}=\text{①}\times\text{②}$$

$$\text{实时电能电费}=(\text{④}-\text{①})\times\text{⑥}$$

$$\text{绿电合约电费}=\text{⑦}\times(\text{⑧}-\text{③})$$

## 2.回收费用

22:30 时段，日前市场申报电量/计量电量④=25/40=62.5%<70%，且日前出清电价②<实时出清电价⑥，执行日前实时偏差收益回收，回收费用=(⑥-②)×回收倍数×(④×70%-日前市场申报电量)

24:00 时段，日前出清电量①/计量电量④=20/15=133%>130%，且日前出清电价②>实时出清电价⑥，执行日前实时偏差收益回收，回收费用=(②-⑥)×回收倍数×(①-④×130%)

结算结果如下：

结算时段	日前电能电费	实时电能电费	绿电合约电费	日前实时偏差收益回收
0:30				
...				
22:30	7600	8000	200	63
23:00	7400	0	200	0
23:30	7200	-800	200	0
0:00	7000	-1700	200	5.25
合计	29200	5500	800	68.25

备注：假设回收倍数为 1.05。

该厂站当日总电能量电费合计=29200+5500+800-68.25=35431.75 元。

### 3.调整电量

假设该新能源厂站 F 当月其余天数开展检修，各项数据都为 0，月度根据关口表计读数计算电厂月度上网电量为 100MWh，则各日日清电量 93MWh 与月度计量电量 100MWh 的偏差为 7MWh，称为**调整电量**，按该市场主体实时市场加权价格结算。

$$\text{该市场主体实时市场加权价格} = \sum (\text{④} \times \text{⑥}) / \sum \text{④} = (40 \times 400 + 20 \times 400 + 18 \times 400 + 15 \times 340) / (40 + 20 + 18 + 15) = 390.3 \text{ 元/MWh}$$

$$\text{调整电量电费} = 7 \times 390.3 = 2732.1 \text{ 元}$$

$$\text{统调新能源厂站 F 月度总电能电费} = \text{日前电能电费} + \text{实时电能电费} + \text{绿电合约电费} - \text{日前实时偏差收益回收} + \text{调整电量电费} = 229200 + 5500 + 800 + 3237.75 - 68.25 + 2732.1 = 38163.85 \text{ 元}$$

#### (二) 绿证费用

假设该新能源厂站 F 机制电量月度比例为 40%，其签订了一笔月度绿电合约，合约电量为 40MWh，绿证价格为 10 元/MWh，拆解到具体零售用户的合约电量及对应用户用电量如下：

零售用户名称	拆解合约电量①	零售用户电量②
a1	25	24.7
a2	15	15.5

$$\text{统调新能源 F 每笔拆解合同的执行电量} = (\text{月度上网电量} - \text{月度机制电量}) \times \text{①} / \text{绿电合约总电量}$$

$$\text{绿证结算电量} = \text{INT} \{ \min (\text{统调新能源 F 每笔拆解合同的执行电量}, \text{①}, \text{②}) \}$$

绿证结算费用=绿证结算电量×对应绿证价格

结算结果如下:

零售用户名称	统调新能源 F 每笔拆解合同执行电量	绿证结算电量	绿证结算费用
a1	37.5	24	240
a2	22.5	15	150

## 二、分布式聚合商

### (一) 电能量费用

#### 1. 分布式聚合商电能量费用

分布式新能源以聚合方式，自愿参与绿电交易，合约交割点为统一结算点。假设某分布式聚合商 E 达成了两笔绿电合约，分别为绿电合约 1: 合约电量 1200MWh, 合约电价 410 元/MWh, 绿证价格 10 元/MWh; 绿电合约 2: 电量 600MWh, 合约电价 395 元/MWh, 绿证价格 15 元/MWh, 该日合约分时结果及日前统一结算点价格情况如下:

结算时段	日前统一结算点电价①	绿电合约 1 电量②	绿电合约 1 电价③	绿电合约 2 电量④	绿电合约 2 电价⑤
0:30					
...					
22:30	390	10	410	5	395
23:00	390	10	410	5	395
23:30	390	10	410	5	395
24:00	390	10	410	5	395

$$\text{绿电合约电费} = \text{②} \times (\text{③} - \text{①}) + \text{④} \times (\text{⑤} - \text{①})$$

结算结果如下:

结算时段	绿电合约 1 电费	绿电合约 2 电费
0:30		
...		
22:30	200	25
23:00	200	25
23:30	200	25
24:00	200	25
合计	800	100

假设全月共 30 天, 每天合约分时结果及日前统一结算点价格都与该日相同, 则全月绿电合约 1 总电费 =  $800 \times 30 = 24000$  元, 全月绿电合约 2 总电费 =  $100 \times 30 = 3000$  元。

## 2. 各分布式发电户号电能量费用

假设该分布式聚合商代理两个分布式发电户号 b1、b2 参与绿电交易, 绿电合约 1 及绿电合约 2 的拆解结果及每个户号每笔合约的绿电合约电费如下表:

分布式发电户号	对应主合约电量①	拆解合约电量②	对应主合约电费③	绿电合约电费④
b1	1200	500	24000	10000
b2	1200	700	24000	14000
b1	600	200	3000	1000
b2	600	400	3000	2000

各分布式户号的绿电合约电费④ =  $\text{③} \times \text{②} / \text{①}$ , 与计量电量无关, 月度计量电量上网电费仍按原方式结算。

## (二) 绿证费用

分布式发电户号 b1 月度扣除机制电量的剩余上网电量为 490MWh，b2 月度扣除机制电量的剩余上网电量为 1200MWh，各拆解合约对应的零售用户、用电量及结算结果如下：

分布式发电户号	剩余上网电量①	拆解合约电量②	零售用户③	零售用户用电量④	分布式发电户号每笔合同执行电量⑤	绿证结算电量⑥	绿证价格⑦	绿证费用⑧
b1	490	500	a3	520.3	350.0	350	10	3500
b1	490	200	a4	180.5	140.0	140	15	2100
b2	1200	700	a5	720.5	763.6	700	10	7000
b2	1200	400	a6	380.6	436.4	380	15	5700

分布式发电户号每笔合同执行电量⑤=①×②/该户号绿电合约总电量

绿证结算电量⑥=INT{min(⑤, ④, ②)}

绿证费用⑧=⑥×⑦

## 三、非统调燃煤

非统调燃煤以厂站为单位通过自计划方式参与电力现货市场，合约通过市场化方式形成，合约交割点为统一结算点。假设某非统调燃煤电厂 D 某日的出清数据及市场化合约数据如下：

结算时段	日前出清电量①	日前出清电价②	日前统一结算点电价③	计量电量④	实时出清电价⑤	年度合约电量⑥	年度合约电价⑦	月度合约电量⑧	月度合约电价⑨
0:30									
...									
22:30	40	380	390	40	400	20	410	5	405
23:00	40	370	390	42	390	20	410	5	405
23:30	35	370	390	41	390	20	410	5	405
24:00	30	360	390	35	380	20	410	5	405

备注：本算例中，设定该非统调燃煤电厂 00:30-22:00 无出清、无合约，各项数据为 0。

## (一) 电能量费用

日前电能电费=①×②

实时电能电费=(④-①)×⑤

市场化合约电费=⑥×(⑦-③)+⑧×(⑨-③)

## (二) 调节费用

假设当年年度市场交易参考价为 412 元/兆瓦时，当月月度市场交易参考价为 420 元/兆瓦时，当月现货市场交易参考价为 425 元/兆瓦时。

### 1. 年度签约比例偏差收益回收

年度签约比例=该发电企业年度净合约电量/发电企业分时电量月累计值

非统调燃煤电厂 D 年度签约比例=(20+20+20+20)/(40+42+41+35)=50.6%

年度市场交易参考价低于月度市场交易参考价，非统调燃煤电厂 D 年度签约比例偏差收益回收=(月度市场交易参考价-年度市场交易参考价)×回收倍数×(分时电量月累计值×70%-年度净合约电量)=(420-412)×1.05×(158×60%-80)=124.3 元(假设回收倍数为 1.05)

### 2. 超额获利回收

非统调燃煤电厂 D 签约比例=该发电企业中长期净合约电量/发电企业分时电量月累计值=(20+20+20+20+5+5+5+5)/(40+42+41+35)=63.3%

当月月度市场交易参考价低于现货市场交易参考价，签约比例低于规定下限，开展超额获利回收，假设下限值为 90%。非统调燃煤电厂 D 超额获利回收=（现货市场交易参考价-月度市场交易参考价）×回收倍数×（发电企业分时电量月累计值×90%-发电企业中长期净合约电量）=（425-420）×1.05×（158×90%-100）=221.55 元

结算结果如下：

结算时段	日前电能电费	实时电能电费	合约电费	年度签约比例	年度签约比例偏差收益回收	签约比例	超额获利回收
0:30				50.6%	124.3	63.3%	221.55
...							
22:30	15200	0	475				
23:00	14800	780	475				
23:30	12950	2340	475				
24:00	10800	1900	475				
合计	53750	5020	1900				

调整电量结算价格计算方式同统调新能源厂站。

非统调燃煤电厂月度电能电费=日前电能电费+实时电能电费+合约电费-年度签约比例偏差收益回收-超额获利回收+调整电量电费

#### 四、统调水电

统调水电机组以自计划方式参与电力现货市场，事后按照实际计量上网电量的 90%确定每台机组每个

结算时段的政府授权合约电量，合约交割点为发电侧关口。假设某水电厂一台机组某日的出清数据及合约数据如下：

结算时段	日前出清电量①	日前出清电价②	计量电量③	实时出清电价④	政府授权合约电量⑤	政府授权合约电价⑥
0:30						
...						
22:30	40	380	40	400	36	386
23:00	40	370	40	390	36	386
23:30	35	370	40	390	36	386
24:00	30	360	20	380	18	386

备注：本算例中，设定该水电厂该台机组 00:30-22:00 无出清、无合约，各项数据为 0。

### （一）电能量费用

$$\text{日前电能电费} = \text{①} \times \text{②}$$

$$\text{实时电能电费} = (\text{③} - \text{①}) \times \text{④}$$

$$\text{政府授权合约电量} = \text{③} \times 90\%$$

$$\text{政府授权合约电费} = \text{⑤} \times (\text{⑥} - \text{②})$$

### （二）回收费用

23:30 时段，计量电量③/日前出清电量①=40/35=114%>105%，执行水电日前实时偏差收益回收，回收费用= (③-①×105%) × (②-④) = (40-35×105%) × (370-390) = -65 元

24:00 时段，计量电量③/日前出清电量①=20/30=67%<95%，执行水电日前实时偏差收益回收，回收费用= (③-①×95%) × (②-④) = (20-30×95%) × (360-380) =170 元

结算结果如下：

结算时段	日前电能电费	实时电能电费	政府授权合约电费	日前实时偏差收益回收
0:30				
...				
22:30	15200	0	216	0
23:00	14800	0	576	0
23:30	12950	1950	576	-65
24:00	10800	-3800	468	170
合计	53750	-1850	1836	115

该电厂当日总电能电费=53750-1850+1836+115=53848 元

调整电量结算价格计算方式同统调新能源厂站。

统调水电月度电能电费=日前电能电费+实时电能电费+合约电费++日前实时偏差收益回收+调整电量电费

## 五、统调核电

统调核电机组以自计划方式参与电力现货市场，一定比例电量参与中长期交易，形成市场化合约，市场化合约交割点为统一结算点；事后按照实际计量上网电量的 90%扣除市场化合约电量比例后确定每台机

组每个结算时段的政府授权合约电量，合约交割点为发电侧关口。假设某核电厂一台机组某日的出清数据及合约数据如下：

结算时段	日前出清电量①	日前出清电价②	日前统一结算点电价③	计量电量④	实时出清电价⑤	年度合约电量⑥	年度合约电价⑦	政府授权合约电量⑧	政府授权合约电价⑨
0:30									
...									
22:30	100	390	390	102	400	5	400	86.7	402
23:00	100	360	390	98	400	5	400	83.3	402
23:30	100	360	390	104	400	5	400	88.4	402
24:00	100	380	390	99	340	5	400	84.15	402

备注：本算例中，设定该核电厂该台机组 00:30-22:00 无出清、无合约，各项数据为 0。假设该核电机组市场化合约比例为 5%，授权合约分配比例为 85%。

$$\text{日前电能电费} = \text{①} \times \text{②}$$

$$\text{实时电能电费} = (\text{④} - \text{①}) \times \text{⑤}$$

$$\text{市场化合约电费} = \text{⑥} \times (\text{⑦} - \text{③})$$

$$\text{政府授权合约电量} \text{⑧} = \text{④} \times 85\%$$

$$\text{政府授权合约电费} = \text{⑧} \times (\text{⑨} - \text{②})$$

结算结果如下:

结算时段	日前电能电费	实时电能电费	年度合约电费	政府授权合约电费
0:30	0	0	0	0
...	0	0	0	0
22:30	39000	800	50	1040.4
23:00	36000	-800	50	3498.6
23:30	36000	1600	50	3712.8
24:00	38000	-340	50	1851.3
合计	149000	1260	200	10103.1

该电厂当日总电能电费=149000+1260+200+10103.1=160563.1 元

调整电量结算价格计算方式同统调新能源厂站。

统调核电月度电能电费=日前电能电费+实时电能电费+合约电费+调整电量电费

## 六、统调燃煤

统调燃煤电厂正常参与市场申报和出清，合约通过市场化方式形成，合约交割点为统一结算点。假设参与电力市场的燃煤机组共两台，分属两家发电企业，分别为燃煤机组 A 与燃煤机组 B，某一日两台机组的出清数据及合约数据分别如下:

机组名称	结算时段	日前出清电量 ①	日前出清电价 ②	日前统一结算点电价 ③	计量电量 ④	实时出清电价 ⑤	年度合约电量 ⑥	年度合约电价 ⑦	月度合约电量 ⑧	月度合约电价 ⑨	月内合约电量 ⑩	月内合约电价 ⑪	华东调峰电量 ⑫	华东调峰电价 ⑬
A	0:30													
A	...													
A	23:00	92	394	390	95	380	65	410	35	415			5	350
A	23:30	90	390	390	94	380	65	410	40	415				
A	24:00	80	393	390	82	385	65	410	40	415				
B	0:30													
B	...													
B	23:00	92	386	390	120	410	60	408	30	410	5	405		
B	23:30	100	390	390	110	400	60	408	30	410	5	405		
B	24:00	120	388	390	115	405	60	408	30	410	5	405		

备注：本算例中，设定 A、B 台机组 00:30-22:30 无出清、无合约，各项数据为 0。设定 A、B 两台机组全月其他日未发电，数据都为 0，该日数据即为月度数据。

### (一) 电能量费用

$$\text{日前电能电费} = \text{①} \times \text{②}$$

$$\text{实时电能电费} = (\text{④} - \text{①}) \times \text{⑤}$$

$$\text{市场化合约电费} = \text{⑥} \times (\text{⑦} - \text{③}) + \text{⑧} \times (\text{⑨} - \text{③}) + \text{⑩} \times (\text{⑪} - \text{③}) - \text{⑫} \times (\text{⑬} - \text{③})$$

## (二) 调节费用

假设当年年度市场交易参考价为 412 元/兆瓦时，当月月度市场交易参考价为 414 元/兆瓦时，当月现货市场交易参考价为 395 元/兆瓦时。

### 1. 年度签约比例偏差收益回收

年度签约比例=该发电企业年度净合约电量/发电企业分时电量月累计值

发电企业 B 年度签约比例= (60+60+60) / (120+110+115) =52.2%

年度市场交易参考价低于月度市场交易参考价，发电企业 B 年度签约比例偏差收益回收= (月度市场交易参考价-年度市场交易参考价) ×回收倍数× (分时电量月累计值×60%-年度净合约电量) = (414-412) ×1× (345×60%-180) =56.7 元 (假设回收倍数为 1.05)

### 2. 超额获利回收

签约比例=该发电企业中长期净合约电量/发电企业分时电量累计值 (中长期净合约电量含华东调峰，按负值计算)

发电企业 A 签约比例= (65+65+65+35+40+40-5) / (95+94+82) =112.5%

当月现货市场交易参考价高于月度市场交易参考价，签约比例高于规定上限，开展超额获利回收，假设上限值为 110%。发电企业 A 超额获利回收= (月度市场交易参考价-现货市场交易参考价) ×回收倍数× (发电企业中长期净合约电量-发电企业分时电量月累计值×110%) = (420-395) ×1.05× (305-271×110%) =181.13 元

结算结果如下:

机组名称	结算时段	日前市场结算电量	日前电能量电费	实时市场结算电量	实时电能量电费	合约市场结算电量	市场化合约电费	年度签约比例	年度签约比例偏差收益回收	签约比例	超额获利回收
A	0:30							72.0%		112.5%	181.13
A	...										
A	23:00	92	36248	3	1140	95	2375				
A	23:30	90	35100	4	1520	105	2300				
A	24:00	80	31440	2	770	105	2300				
A 合计		262	102788	9	3430	305	6975				
B	0:30							52.2%	56.7	82.6%	
B	...										
B	23:00	92	35512	28	11480	95	1755				
B	23:30	100	39000	10	4000	95	1755				
B	24:00	120	46560	-5	-2025	95	1755				
B 合计		312	121072	33	13455	285	5265				
总计		574	223860	42	16885	590	12240	-	56.7	-	181.13

### 3.中长期曲线偏差损益调节

统调煤电整体合约电量电费=(统调煤电日前市场结算电量+统调煤电实时市场结算电量)×90%×(60%×年度市场交易参考价+30%×当月月度市场交易参考价)÷90%=(574+42)×90%×(0.6×412+0.3×414)÷90%=228782.4 元

统调煤电现货电能量结算均价=(统调煤电日前市场结算电费+统调煤电实时市场结算电费)/(统调煤

电日前市场结算电量+统调煤电实时市场结算电量)

统调煤电整体现货电量电费=10%×(统调煤电日前市场结算电量+统调煤电实时市场结算电量)×统调煤电现货电能量结算均价=10%×(统调煤电日前市场结算电费+统调煤电实时市场结算电费)=0.1×(223860+16885)=24074.5 元

发电侧整体调节资金=(统调煤电整体合约电量电费+统调煤电整体现货电量电费)-(统调煤电日前市场结算电费+统调煤电实时市场结算电费+统调煤电合约市场结算电费)=(228782.4+24074.5)-(223860+16885+12440)=-128.1 元

发电侧个体调节资金=(统调煤电个体日前市场结算电量+统调煤电个体实时市场结算电量)/(统调煤电日前市场结算电量+统调煤电实时市场结算电量)×发电侧整体调节资金

发电企业 A 调节资金=(262+9)/(262+9+312+33)×(-128.1)=-56.4 元

发电企业 B 调节资金=(312+33)/(262+9+312+33)×(-128.1)=-71.7 元

调整电量结算价格计算方式同统调新能源厂站。

统调燃煤月度电能电费=日前电能电费+实时电能电费+合约电费-年度签约比例偏差收益回收-超额获利回收+中长期损益偏差调节机制电费+调整电量电费

## 七、售电公司及批发用户

售电公司 Y、批发用户 Z 以报量的方式参与电力现货市场，合约通过市场化方式形成，合约交割点为

统一结算点。假设当月用电侧仅有售电公司 Y、批发用户 Z 参与电力市场，某一日售电公司 Y 及批发用户 Z 的出清数据及合约数据分别如下：

主体名称	结算时段	日前出清电量①	日前统一结算点电价②	计量电量③	实时统一结算点电价④	年度合约电量⑤	年度合约电价⑥	月度合约电量⑦	月度合约电价⑧	月内合约电量⑨	月内合约电价⑩	省内月度绿电合约电量⑪	省内月度绿电合约电价⑫
Y	0:30												
Y	...												
Y	23:00	250	390	220	397	135	415	65	402	5	405	40	410
Y	23:30	250	390	260	391	135	415	70	402			40	410
Y	24:00	250	390	280	386	135	415	70	402			40	410
Y 合计		750		760		405		205		5		120	
Z	0:30												
Z	...												
Z	23:00	100	390	102	397	65	410	40	402			120	400
Z	23:30	100	390	105	391	65	410	40	402			120	400
Z	24:00	100	390	102	386	60	410	40	402			120	400
Z 合计		300		309		190		120		0		360	

备注：本算例中，设定售电公司 Y、批发用户 Z 在 00:30-22:30 无出清、无合约，各项数据为 0。设定用户 Y、Z 全月其他日未用电，数据都为 0，该日数据即为月度数据。

## (一) 电能量费用

$$\text{日前电能电费} = \text{①} \times \text{②}$$

$$\text{实时电能电费} = (\text{③} - \text{①}) \times \text{④}$$

$$\text{市场化合约电费} = \text{⑤} \times (\text{⑥} - \text{②}) + \text{⑦} \times (\text{⑧} - \text{②}) + \text{⑨} \times (\text{⑩} - \text{②}) + \text{⑪} \times (\text{⑫} - \text{②})。$$

## (二) 调节费用

假设当年年度市场交易参考价为 412 元/兆瓦时，当月月度市场交易参考价为 403 元/兆瓦时，当月现货市场交易参考价为 390 元/兆瓦时。

### 1. 日前实时偏差回收

售电公司 Y 在 23:00 时段，日前出清电量①/计量电量③=250/220=133.6%>110%，且日前统一结算点电价②<实时统一结算点电价④，执行日前实时偏差收益回收，回收费用=(④-②)×回收倍数×(①-③×110%)  
= (397-390) × 1.02 × (250-220×110%) = 57.12 元

售电公司 Y 在 24:00 时段，日前出清电量①/计量电量③=250/280=89.3%<90%，且日前统一结算点电价②>实时统一结算点电价④，执行日前实时偏差收益回收，回收费用=(②-④)×回收倍数×(③×90%-①)  
= (390-386) × 1.02 × (280×90%-250) = 8.16 元

### 2. 年度签约比例偏差收益回收

$$\text{售电公司 Y 年度净合约电量} = \sum \text{⑤} = (135+135+135) = 405$$

售电公司 Y 分时电量月累计值= $\sum$ ③=(280+260+220)=760

年度签约比例=年度净合约电量/月度实际结算电量=405/760=53.3%

年度签约比例 53.3% 低于下限 60%，且年度交易均价 412 元/MWh 高于月度交易均价 403 元/MWh，执行年度签约比例偏差收益回收，年度签约比例收益调节=(年度市场交易参考价-月度市场交易参考价)×回收倍数×(分时电量月累计值×60%-年度净合约电量)=(412-403)×1.05×(760×60%-405)=482 元(假设回收倍数为 1.05)

### 3. 超额获利回收

售电公司 Y 中长期净合约电量= $\sum$ (⑤+⑦+⑨)(不计省内绿电交易电量)=(135+135+135+65+70+70+5)=615

售电公司 Y 分时电量月累计值= $\sum$ ③=(280+260+220)=760

售电公司 Y 签约比例=中长期净合约电量/分时电量月累计值=615/760=80.9%

签约比例 80.9% 低于下限 90%，且当月月度市场交易参考价 403 元/MWh 高于现货市场交易参考价 390 元/MWh，执行超额获利回收，超额获利回收费用=(月度市场交易参考价-现货市场交易参考价)×回收倍数×(分时电量月累计值×90%-中长期净合约电量)=(403-390)×1.05×(760×90%-615)=941.85 元

本示例中，批发用户 Z 日前实时电量比例、年度签约比例、中长期合约签约比例均未触发回收调节机制，若触发后，计算方式同售电公司。结算结果如下：

主体名称	结算时段	日前市场结算电量	日前电能电费	实时市场结算电量	实时电能电费	合约市场结算电量	市场化合约电费	日前实时偏差收益回收	年度签约比例	年度签约比例偏差收益回收	签约比例	超额获利回收
Y	0:30							65.28	53.3%	482	80.9%	941.85
Y	...											
Y	23:00	250	97500	-30	-11910	245	5030					
Y	23:30	250	97500	10	3910	245	5015					
Y	24:00	250	97500	30	11580	245	5015					
Y 合计		750	292500	10	3580	735	15060					
Z	0:30							61.5%	-	482	-	941.85
Z	...											
Z	23:00	100	39000	2	794	225	2980					
Z	23:30	100	39000	5	1955	225	2980					
Z	24:00	100	39000	2	772	220	2880					
Z 合计		300	117000	9	3521	670	8840					
总计		1050	409500	19	7101	1405	23900	65.28	-	482	-	941.85

#### 4.中长期曲线偏差损益调节

用电侧整体合约电量电费=(用电侧日前市场结算电量+用电侧实时市场结算电量)×90%×(60%×年度市场交易参考价+30%×当月月度市场交易参考价)÷90%=(1050+19)×(0.6×412+0.3×403)=393498.9 元

用电侧现货电能量结算均价=(用电侧日前市场结算电费+用电侧实时市场结算电费)/(用电侧日前市场结算电量+用电侧实时市场结算电量)

用电侧整体现货电量电费=10%×(用电侧日前市场结算电量+用电侧实时市场结算电量)×用电侧现货电能量结算均价=10%×(用电侧日前市场结算电费+用电侧实时市场结算电费)=0.1×(409500+7101)=41660.1 元

用电侧整体调节资金=(用电侧整体合约电量电费+用电侧整体现货电量电费)-(用电侧日前市场结算电费+用电侧实时市场结算电费+用电侧合约市场结算电费)=(393498.9+41660.1)-(409500+7101+23900)=-5342 元

用电侧个体调节资金=(经营主体个体日前市场结算电量+经营主体个体实时市场结算电量)/(用电侧日前市场结算电量+用电侧实时市场结算电量)×用电侧整体调节资金

售电公司 Y 调节资金=(750+10)/(750+10+300+9)×(-5342)=-3797.9 元

批发用户 Z 调节资金=(300+9)/(750+10+300+9)×(-5342)=-1544.1 元

### (三) 调整电量

当月售电公司 Y 代理零售用户的月度电量为 800MWh, 批发用户 Z 月度电量为 320MWh。

售电公司 Y 分时电量月累计值= $\sum$ ③<sub>售电公司</sub>=(280+260+220)=760

售电公司 Y 实时市场价格= $\sum$ (③<sub>售电公司</sub>×④<sub>售电公司</sub>)/ $\sum$ ③<sub>售电公司</sub>=(220×397+260×391+280×386)/760=390.9 元/MWh

售电公司 Y 调整电量电费=(月度计量电量-分时电量月累计值)×实时市场价格=(800-760)×390.9=15636

批发用户 Z 分时电量月累计值 =  $\sum \textcircled{3}_{\text{批发用户}} = (102+105+102) = 309$

批发用户 Z 实时市场价格 =  $\sum (\textcircled{3}_{\text{批发用户}} \times \textcircled{4}_{\text{批发用户}}) / \sum \textcircled{3}_{\text{批发用户}} = (102 \times 397 + 105 \times 391 + 102 \times 386) / 309 = 391.3$   
元/MWh

批发用户 Z 调整电量电费 = (月度计量电量 - 分时电量月累计值)  $\times$  实时市场价格 = (320 - 309)  $\times$  391.3 = 4304.3

#### (四) 绿证费用

##### 1. 售电公司

假设售电公司成交的绿证价格为 10 元/MWh，其代理两户零售用户，绿电合约的拆解及结算结果如下：

零售用户	对应主合约电量①	拆解合约电量②	月度用电量③	对应发电企业扣除机制电量后该笔 合约执行电量④	绿证结算量⑤	绿证费用⑥
c1	120	40	35.5	100	35	350
c2	120	80	765	100	80	800
合计						1150

④为假设值

绿证结算量⑤ =  $\text{INT}\{\min(\textcircled{4}, \textcircled{3}, \textcircled{2})\}$

绿证费用⑥ = ⑤  $\times$  绿证合约价格

售电公司当月批发侧购电费用 = 日前电能电费 + 实时电能电费 + 合约电费 + 日前实时偏差回收 + 超额获利回收 + 年度签约比例回收 + 中长期损益偏差调节机制电费 + 调整电量费用 + 绿证费用

## 2. 批发用户

假设该批发用户与某新能源厂站达成了两笔绿电合约，分别为绿电合约 1：合约电量 120MWh，绿证价格 10 元/MWh；绿电合约 2：电量 240MWh，绿证价格 15 元/MWh，当月批发用户月度电量为 320MWh，绿证费用结算结果如下：

绿电合约电量①	批发用户该笔合约执行电量②	对应发电企业扣除机制电量后该笔合约执行电量③	绿证结算量④	绿证费用⑤
120	106.7	150	106	1060
240	213.3	220	213	3195

③为假设值

批发用户该笔合约执行电量②= $\frac{\text{①}}{\sum \text{①}} \times \text{批发用户月度实际用电量}$

绿证结算量④= $\text{INT}\{\min(\text{③}, \text{②}, \text{①})\}$

绿证费用⑤=④×对应绿证合约价格

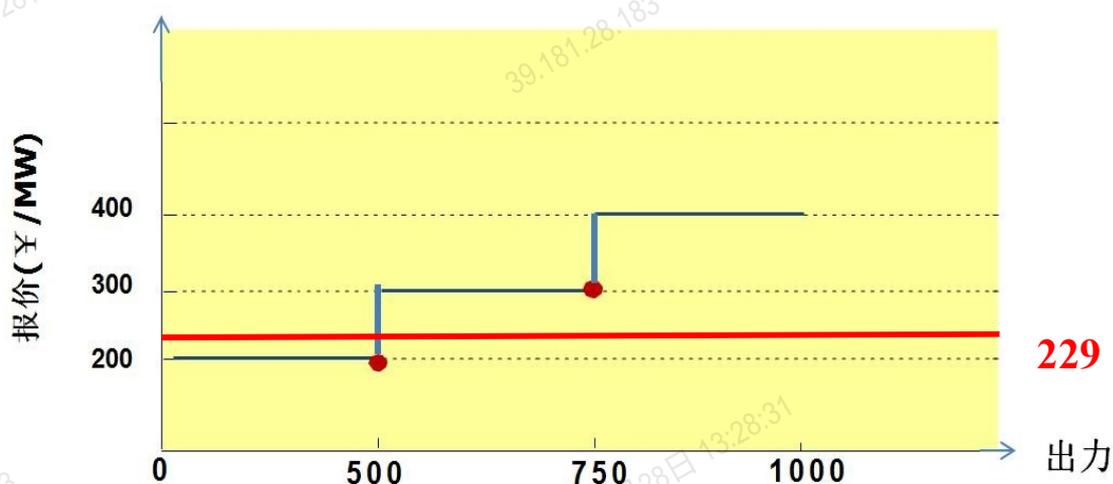
批发用户当月批发侧购电费用=日前电能电费+实时电能电费+合约电费+日前实时偏差回收+超额获利回收+年度签约比例回收+中长期损益偏差调节机制电费+调整电量费用+绿证费用

批发用户终端结算方式参考零售用户。

## (二) 运行成本补偿结算示例

### 一、算例基本参数

假设有 1 台 1000MW 的燃煤机组，报价曲线：



发电报价			
启动成本 (元/启动一次):	800000 (核定)	最小经济出力(MW):	500
空载成本 (元/h)	28354 (核定)	最大经济出力(MW):	1000
电能边际成本	229 (核定)	厂用电	5%
电能递增报价	MW	500	750
	元/MWh	200	300
		1000	400

## (一) 该机组正常出清情况

### 市场出清结果及成本

交易时段	中长期合约电量 (MWh)	日前市场节点电价 (元/MWh)	日前市场电量计划 (MWh)	日前市场结算电量 (MWh)	应付日前市场电能费用 (元)	日前市场电能报价成本 (元)	启动成本 (元)	空载成本 (元)	实时市场电能价格 (元/MWh)	计量电量 (MWh)	实时市场电能收益 (元)	实时市场电能成本 (元)	实时市场启动成本 (元)	实时市场空载成本 (元)
0:30	20													
1:00	20													
...														
18:00	100													
18:30	100								210	50	10500	10000		14177
19:00	100								210	100	21000	20000		14177
19:30	100								210	150	31500	30000		14177
20:00	100								210	200	42000	40000		14177
合计											105000	100000		56708
20:30	80	250	250	237.50	59375	47500	800000	14177	210	255	3675	52750	800000	14177
21:00	80	350	375	356.25	124687.5	83125	0	14177	310	370	4263	88625	0	14177
21:30	80	350	375	356.25	124687.5	83125	0	14177	300	375	5625	90625	0	14177
22:00	60	350	375	356.25	124687.5	83125	0	14177	310	380	7363	92625	0	14177
22:30	40	350	375	356.25	124687.5	83125	0	14177	310	380	7363	92625	0	14177
23:00	4	350	375	356.25	124687.5	83125	0	14177	310	380	7363	92625	0	14177
23:30	20	250	250	237.50	59375.0	47500	0	14177	210	255	3675	52750	0	14177
24:00	20	250	250	237.50	59375.0	47500	0	14177	240	260	5400	54250	0	14177
合计	2840			2493.75	801562.5	558125	800000	113416		2655	44725	616875	800000	113416

备注：本示例中，中长期授权合约电量 1:00-17:30 数据暂未列出，合计设定为 2840MWh。

在本示例中：

### 1.日前市场运行成本补偿

计算公式：日前市场运行成本补偿= $\text{Max}(\text{日前市场成本}-\text{日前市场电能收入},0)$

日前市场报价成本=日前市场电能成本+启动成本+空载成本=558125+800000+113416=1471541

日前市场电能收入=801562.5

日前市场运行成本补偿=1471541-801562.5=669978.5

### 2.实时市场运行成本补偿

第一部分：与日前市场结果重叠时段

计算公式：实时市场运行成本补偿 1= $\text{Max}(\text{实时市场成本 1}-\text{实时市场电能收入 1}-\text{日前市场电能收入}-\text{日前市场运行成本补偿},0)$ 。

实时市场电能收入 1=44725

实时市场成本 1=实时市场电能成本+启动成本+空载成本=616875+800000+113416=1530291

实时市场运行成本补偿 1= $\text{Max}((1530291-44725-801562.5-669978.5),0)=14025$

第二部分：与日前市场结果重叠外的时段

实时补偿计算公式：实时市场运行成本补偿 2= $\text{Max}(\text{实时市场发电单元成本 2}-\text{实时市场发电单元电能收入 2},0)$

实时市场电能收入 2=105000

实时市场报价成本  $2=100000+56708=156708$

实时市场运行成本补偿  $2=\text{Max}((156708-105000),0)=51708$

实时市场运行成本补偿=实时市场运行成本补偿 1+实时市场运行成本补偿 2=  $14025+51708=65733$

### 3.总运行成本补偿

假设该机组当日中长期合约电量明细如下表：

机组中长期合约电量明细表

省内中长期合约 (MWh)			省间中长期合约 (MWh)			净合约电量(MWh)
年度合约电量	月度合约电量	省内中长期净合约电量	省间现货合约电量	华东调峰电量	省间中长期净合约电量	
3000	-60	2940	0	-100	-100	2840

总运行成本补偿计算公式：总运行成本补偿= $\lambda_1 \times (\text{日前成本补偿} + \text{实时成本补偿}) + (1-\lambda_1) \times \lambda_2 \times \text{启动成本}$

其中， $\lambda_1 = \text{Max}[(\text{当日实际上网电量} - \text{当日省内中长期净合约电量}) / \text{当日实际上网电量}, 0] = (3155 - 2940) / 3155 = 0.07$

$\lambda_2 = \text{Min}\{1, \text{Max}[(\text{实时市场成本 1} + \text{实时市场成本 2} - \text{日前市场电能收入} - \text{实时市场电能收入 1} - \text{实时市场电能收入 2}) / (\text{实时市场成本 1} + \text{实时市场成本 2}), 0]\} =$

$(1530291 + 156708 - 801562.5 - 44725 - 105000) / (1530291 + 156708) = 0.436$

总运行成本补偿= $0.07 \times (669978.5 + 65733) + 0.93 \times 0.436 \times 800000 = 375883.81$

## (二) 该机组设为必开机组情况

### 市场出清结果及成本

交易时段	中长期合约电量 (MWh)	日前市场节点电价 (元/MWh)	日前市场电量计划 (MWh)	日前市场结算电量 (MWh)	应付日前市场电能费用 (元)	日前市场电能报价成本 (元)	启动成本 (元)	空载成本 (元)	实时市场电能价格 (元/MWh)	计量电量 (MWh)	实时市场电能收益 (元)	实时市场电能成本 (元)	实时市场启动成本 (元)	实时市场空载成本 (元)
0:30	50													
1:00	50													
...														
18:00	200													
18:30	200								210	50	10500	10000		14177
19:00	200								210	100	21000	20000		14177
19:30	200								210	150	31500	30000		14177
20:00	200	150	0	0	0	0	0	0	210	200	42000	40000		14177
合计										500	105000	100000		56708
20:30	150	250	500	475	118750	101887.5	800000	14177	240	475	0	101887.5	800000	14177
21:00	150	350	500	475	166250	101887.5	0	14177	310	475	0	101887.5	0	14177
21:30	150	350	500	475	166250	101887.5	0	14177	300	475	0	101887.5	0	14177
22:00	150	350	500	475	166250	101887.5	0	14177	310	475	0	101887.5	0	14177
22:30	100	350	500	475	166250	101887.5	0	14177	310	475	0	101887.5	0	14177
23:00	100	350	500	475	166250	101887.5	0	14177	310	475	0	101887.5	0	14177
23:30	100	250	500	475	118750	101887.5	0	14177	240	475	0	101887.5	0	14177
24:00	50	250	500	475	118750	101887.5	0	14177	240	475	0	101887.5	0	14177
合计	3800			3800	1187500	815100	800000	113416		3800	0	815100	800000	113416

备注：本示例中，中长期合约电量 1:00-17:30 数据暂未列出，合计设定为 3800MWh。

必开机组电能报价采用其报价与核定成本的较低值进行出清计算，因此本案例中电能报价修改为：

电能报价	MW	500	750	1000
	元/MWh	200	229	229

该修改后电能报价对案例中的电能成本计算产生影响。

本示例中：

### 1. 日前市场运行成本补偿

日前补偿计算公式：日前市场运行成本补偿=Max(日前市场成本-日前市场电能收入,0)

$$\text{日前市场报价成本}=815100+800000+113416=1728516$$

$$\text{日前市场电能收入}=1187500$$

$$\text{日前市场运行成本补偿}=1728516-1187500=541016$$

### 2. 实时市场运行成本补偿

第一部分：与日前市场结果重叠时段：

实时补偿计算公式：实时市场运行成本补偿 1=Max(实时市场成本 1-实时市场电能收入 1-日前市场电能收入-日前市场运行成本补偿,0)。

$$\text{实时市场电能收入 } 1=0$$

$$\text{实时市场报价成本 } 1=1728516$$

$$\text{实时市场运行成本补偿}$$

$$1=\text{Max}((1728516-0-1187500-541016),0)=0$$

第二部分：与日前市场结果重叠外的时段：

实时补偿计算公式：实时市场运行成本补偿 2=Max(实时市场发电单元成本 2-实时市场发电单元电能收入 2,0)

实时市场电能收入 2=105000

实时市场报价成本 2=156708

实时市场运行成本补偿 2=Max((156708-105000),0)=51708

实时市场运行成本补偿=实时市场运行成本补偿 1+实时市场运行成本补偿 2=51708

### 3.总运行成本补偿

假设该机组当日中长期合约电量明细如下表:

机组中长期合约电量明细表

省内中长期合约 (MWh)			省间中长期合约 (MWh)			净合约电量(MWh)
年度合约电量	月内合约电量	省内中长期净合约电量	省间现货合约电量	华东调峰电量	省间中长期净合约电量	
4150	-200	3950	0	-150	-150	3800

总运行成本补偿计算公式: 总运行成本补偿= $\lambda_1 \times$  (日前成本补偿+实时成本补偿) + $(1-\lambda_1) \times \lambda_2 \times$ 启动成本(若有启动)

其中,  $\lambda_1 = \text{Max}[(\text{当日实际上网电量} - \text{当日省内中长期净合约电量}) / \text{当日实际上网电量}, 0] = (4300 - 3950) / 4300 = 0.08$

$\lambda_2 = \text{Min}\{1, \text{Max}[(\text{实时市场成本 1} + \text{实时市场成本 2} - \text{日前市场电能收入} - \text{实时市场电能收入 1} - \text{实时市场电能收入 2}) / (\text{实时市场成本 1} + \text{实时市场成本 2}), 0]\}$

$\lambda_2 = (1728516 + 156708 - 1187500 - 0 - 105000) / (1728516 + 156708) = 0.314$

总运行成本补偿

$= 0.08 \times (541016 + 51708) + 0.92 \times 0.314 \times 800000 = 47417.92 + 231104 = 278521.92$  元

39.181.28.183

2025年11月28日 13:28:31

---

浙江省发展和改革委员会办公室

2025年11月27日印发

---

39.181.28.183

2025年11月28日 13:28:31

39.181.28.183