

# 国家能源局贵州监管办公室文件

黔监能市场〔2023〕14号

---

## 关于印发《贵州电力调峰辅助服务 市场交易规则》的通知

贵州电网公司，贵州电力调度控制中心、贵州电力交易中心，各有关发电企业、售电企业、电力用户：

为深入贯彻落实党中央、国务院关于电力体制改革的决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，助力实现碳达峰、碳中和战略目标，深化电力市场改革，促进源网荷储协调发展，扩大市场参与主体，丰富市场交易品种，完善电力调峰辅助服务分担共享机制，保障电力系统安全、优质、经济运行，按照《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其相关

配套文件、《完善电力辅助服务补偿(市场)机制工作方案》(国能发监管〔2017〕67号)、《电力并网运行管理规定》(国能发监管规〔2021〕60号)、《电力辅助服务管理办法》(国能发监管规〔2021〕61号)、《南方区域电力并网运行管理实施细则》和《南方区域电力辅助服务管理实施细则》(南方监能市场〔2022〕91号)及国家有关法律法规等,贵州能源监管办对《贵州电力调峰辅助服务市场交易规则(试行)》(黔监能市场〔2020〕8号)进行了修订。现将修订后的《贵州电力调峰辅助服务市场交易规则》印发给你们,请遵照执行。

附件: 贵州电力调峰辅助服务市场交易规则

  
国家能源局贵州监管办公室  
2023年3月31日

---

抄送: 国家能源局。

贵州省发改委, 贵州省能源局。

---

贵州能源监管办综合处

2023年3月31日印发

附件

# 贵州电力调峰辅助服务市场交易规则

## 第一章 总则

**第一条** 为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，助力实现碳达峰、碳中和战略目标，构建新型电力系统，深化电力市场改革，促进源网荷储协调发展，扩大市场参与主体，丰富市场交易品种，完善电力调峰辅助服务分担共享机制，保障电力系统安全、优质、经济运行，结合实际，制定本规则。

**第二条** 本规则依据《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其相关配套文件、《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》（国能发监管〔2017〕67号）、《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）、《南方区域电力并网运行管理实施细则》和《南方区域电力辅助服务管理实施细则》（南方监能市场〔2022〕91号，以下简称“两个细则”）及国家有关法律、法规、行业标准制定。

**第三条** 本规则适用于贵州电力调峰辅助服务市场（以下简称“调峰市场”）的运营及管理，所有市场成员应严格遵守本规则。

**第四条** 结合当前贵州电力市场改革实际，原则上发电企业参与调峰市场交易不得影响其中长期交易计划执行，当日因提供调峰服务造成电量少发的应在当月后期予以追补；后期结合电力现货市场建设，做好电能量现货市场与调峰市场的有序衔接。

**第五条** 国家能源局贵州监管办公室（以下简称“贵州能源监管办”）负责贵州调峰市场的监督与管理。

## **第二章 市场成员**

### **第一节 市场成员**

**第六条** 调峰市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构。

**第七条** 市场主体是指调峰服务提供方与调峰费用分摊方。

（一）调峰服务提供方：

1. 纳入贵州电网统调范围电力电量平衡的发电企业，并鼓励各类型发电企业利用储能等新技术提升调峰能力，参与调峰市场；自备电厂等发电主体，应配合完成相关技术改造，在条件具备时参与调峰市场。

2. 电力调度机构直接调度的传统高载能工业负荷、工商业可

中断负荷、电动汽车充电网络、虚拟电厂、负荷聚集商等可调节负荷以及新型储能等独立调峰服务提供方。

（二）调峰费用分摊方：

1. 纳入贵州电网统调范围内电力电量平衡的发电企业；

2. 在相关条件具备后，另行通知将参与市场化交易的电力用户（含电网代理购电用户）纳入调峰费用分摊。

为鼓励独立储能等能源新业态发展，初期暂不将其纳入调峰费用分摊，后续结合能源转型发展，逐步建立与其适应的分摊机制。

**第八条** 调峰服务提供方需满足以下基本条件。

（一）具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体，内部核算的企业经法人单位授权；

（二）依法取得核准或备案文件。煤电、气电等常规电源需取得电力业务许可证（发电类），新型储能、可调节负荷等并网主体按照国家有关规定执行；

（三）与相关电力调度机构签订并网调度协议，并在电力交易机构注册。

**第九条** 电网企业指贵州境内拥有输配电网资产，并取得电力业务许可证（输电类）的贵州电网有限责任公司。

**第十条** 市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。电力调度机构指中国南方电网电力调度控制中心、贵州电网电力

调度控制中心，电力交易机构指贵州电力交易中心。

## 第二节 权利和义务

### 第十一条 市场主体的权利和义务：

（一）据实申报深度调峰能力等相关技术参数，开展灵活性改造并申请深度调峰容量补偿的还须提供第三方调峰能力测试报告；

（二）按照有关规定参与调峰市场交易，根据出清结果和调度指令提供调峰服务；

（三）按规定获得调峰服务补偿，参与调峰费用分摊，并接受违规考核；

（四）按规定要求报送并披露相关信息，获取市场运营机构相关信息披露，并对市场规则、市场运营等提出改进意见和建议；

（五）在按其申报能力范围提供调峰服务期间，不得影响其供热、环保等相关生产运行要求；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

### 第十二条 电网企业的权利与义务：

（一）保障输配电设施的安全稳定运行；

（二）为市场主体提供公平的输配电服务；

（三）按规定向市场主体提供计量等服务；

（四）按规定进行相应的电能计量和费用结算，并将电能计

量有关结果推送至调度机构和交易机构；

（五）按规定披露和提供信息；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

### **第十三条 电力调度机构权利和义务：**

（一）组织市场成员进行交易申报和交易出清，按规定调用辅助服务；

（二）按调度管理范围负责安全校核与调度运行，确保电网运行安全；

（三）统计调峰服务调用执行结果，计算补偿费用和交易费用发电侧分摊结果，并向交易机构推送计算结果；

（四）负责与其职责相关的技术支持系统的建设、运维；

（五）按规定进行信息披露，受理市场主体质询，协调处理市场争议；

（六）会同电网企业、交易机构监视和分析市场运行情况，配合贵州能源监管办做好市场监管，并对市场交易规则进行分析评估，提出修改完善建议；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

### **第十四条 电力交易机构的权利与义务：**

（一）负责市场主体注册管理；

（二）负责计算交易费用用户侧分摊结果，汇总形成月度调峰辅助服务市场总补偿、总分摊费用，并出具结算依据；

- (三) 配合电力调度机构按规定进行信息披露;
- (四) 负责与其职责相关的技术支持系统的建设、运维;
- (五) 法律法规规定的其他权利和义务。

### **第三章 交易品种及补偿机制**

**第十五条** 结合当前贵州电源结构与电网运行实际，主要开展机组深度调峰、机组启停调峰、电储能调峰等交易品种，同时为鼓励煤电机组通过开展灵活性改造等技术手段，提升电力供应保障能力，同步实施煤电机组调峰容量补偿机制和燃煤电厂顶峰补偿机制。

#### **第一节 机组深度调峰交易**

**第十六条** 机组深度调峰服务（以下简称“深度调峰”），指因电力系统运行需要，处于并网发电状态的燃煤机组按照调度指令调减出力至基准负荷率水平以下，腾出发电空间促进新能源消纳的调峰服务。

燃煤机组基准负荷率为其额定容量的 50%。负荷率大于或等于基准负荷率范围的出力调节属于基本调峰辅助服务，由调度机构根据系统运行实际需要无偿调用。燃煤机组因开、停机或其他自身原因造成的故障异常导致机组运行在深度调峰区间内，不视为提供深度调峰。

**第十七条** 深度调峰以燃煤机组基准负荷率以下调减出力

对应发电容量作为交易标的，采用“分档”申报调用模式按其运行负荷率划分为三档，依次为：

第一档，对应机组负荷率小于 50%大于等于 40%区间。

第二档，对应机组负荷率小于 40%大于等于 30%区间。

第三档，对应机组负荷率小于 30%区间。

**第十八条** 燃煤机组深度调峰采用“分时、分档”统计原则，以 15 分钟作为单位计量周期，每个计量周期燃煤机组有偿调峰基准负荷率减去机组实际出力差值的积分电量。

## 第二节 机组启停调峰交易

**第十九条** 机组启停调峰服务（以下简称“启停调峰”），指因电力系统运行需要，处于并网发电状态的燃煤机组根据交易结果及调度命令在 2 个小时内解列，并在解列后 10 小时内按照调度指令于 4 小时内再次启动本机组或者同一电厂内其他机组，从而腾出发电空间促进新能源消纳的调峰服务。

燃煤机组因换机运行、故障异常或其他自身原因导致机组停运，不视为提供启停调峰服务。

**第二十条** 启停调峰以燃煤机组按照交易出清结果执行调度指令实施启停的次数作为交易标的。

## 第三节 电储能调峰交易

**第二十一条** 电储能调峰交易（以下简称“储能调峰”），

指当常规电源基本调峰能力不足时，按照交易出清结果执行调度指令，在低谷时段吸收电能，在高峰时段释放电能，缓解低谷调峰和高峰顶峰压力的调峰服务。

参与储能调峰的电储能装置仅限于独立储能装置，并以独立市场主体形式参与。部署在发用电市场主体内、属于一体化系统组成单元的电储能装置现阶段暂不支持参与储能调峰。独立储能须按照调度指令进行充放电，原则上严禁在低谷时段放电，因配合系统调频等充放电功率波动的情况除外。参与储能调峰的电储能装置，一般要求充电规模大于 5MW，充放电持续时间不低于 1 小时。

**第二十二条** 储能调峰以低谷时段电储能装置充电功率作为交易标的，并采用“分时”统计原则，对以 15 分钟为单位计量周期内的电储能装置平均充电功率进行统计补偿。

#### **第四节 可调节负荷调峰交易**

**第二十三条** 可调节负荷调峰（以下简称“负荷调峰”）是指电力用户在负荷高峰或低谷时段，根据调度指令调减或增加用电负荷所提供的调峰辅助服务。

**第二十四条** 参与调峰补偿机制的可调节负荷容量不低于 30MW，向上或向下调节能力不低于 5MW，持续时间不低于 0.5 小时。

**第二十五条** 初期，可调节负荷参与调峰市场参照储能调峰规则执行。

### **第五节 机组深度调峰容量补偿机制**

**第二十六条** 机组深度调峰容量补偿（以下简称“深调补偿”）是指煤电机组通过实施灵活性改造等技术手段提高最大深度调峰能力达到额定容量 35%以下时，对其所提升的调峰能力成本进行补偿的交易补充机制。

**第二十七条** 深调补偿对象为具备深度调峰能力低于 35%额定容量水平的煤电机组。煤电机组通过开展灵活性改造等技术手段具备相应调峰能力后，须向调度机构提供具备资质的第三方机构测试报告，经实际调用确认其深度调峰能力符合深调补偿有关标准，并向贵州能源监管办备案后，方可获得相应深调补偿。

### **第六节 燃煤电厂顶峰补偿机制**

**第二十八条** 燃煤电厂顶峰补偿（以下简称“顶峰补偿”）是指当电网存在电力供应不足，调度机构发布电力供应风险预警并向政府主管部门备案后，对预警期间燃煤电厂主动提升发电能力、超出正常受限水平超额发电给予补偿的机制。

**第二十九条** 顶峰补偿对象为电力供应风险预警期间，燃煤电厂实际发电出力超过其应发容量 80%时段对应上网电量，也可根据燃煤电厂实际运行情况，由调度机构提出申请后经贵州能源

监管办批准对补偿标准进行调整。

## 第四章 调峰组织实施

### 第一节 通则

**第三十条** 调峰市场中深度调峰、启停调峰、储能调峰、负荷调峰采用“单边竞价、按需调用”模式开展，包括交易申报、交易出清及调用执行三个阶段。

电力调度机构根据系统运行情况发布调峰需求，调峰服务提供方按要求申报。在满足电网安全约束和系统运行需要的条件下，按照电储能优先、综合成本最低的原则上出清调用，即电储能调峰、可调节负荷调峰优先出清调用，以鼓励电储能、可调节负荷发展，促进能源转型，在此基础上按照综合成本最低的原则依次出清调用深度调峰、启停调峰资源。

**第三十一条** 调峰市场全天按 15 分钟设置 96 个计量周期。00:00 为第一个计量周期起始点，23:45 为最后一个计量周期终止点。深度调峰、储能调峰采用统一边际价格出清机制，全天分 96 点进行出清。启停调峰按照调用机组申报价格出清。

**第三十二条** 调频辅助服务是电网维持安全稳定运行必要条件，在维持系统频率平稳基础上需优先保障。南方区域调频辅助服务市场出清结果作为调峰辅助服务市场交易出清的边界条件，原则上调频市场中标资源不参与调峰辅助服务市场出清，不

提供相关调峰辅助服务。同时，统筹好灵活性改造煤电调频、调峰关系，调度机构有权在清洁能源因调峰紧张消纳困难时期，将其指定为调峰机组，不参与调频交易的权利，并及时披露相关情况。

**第三十三条** 日前预安排与实时调用等各阶段必须考虑电网运行约束，确保满足安全校核的要求。对由于为满足清洁能源消纳等运行要求，导致局部区域调峰的情况，该区域相关燃煤机组应优先保障满足安全校核要求，按电网实际需求调用。

## 第二节 交易申报

**第三十四条** 采用按日申报模式，调峰服务提供方于每天12:00前申报下一个运行日交易数据；若无修改，则沿用上一天申报数据。超过规定时间申报的，延后1个运行日生效。

**第三十五条** 燃煤机组以机组为单位进行数据申报，深度调峰申报内容包括最大深调能力及各档深调报价，启停调峰申报内容为机组启停费用；电储能装置和可调节负荷以自调度计划方式参与调峰市场，申报自调度曲线和调峰交易价格。申报格式详见附件1。

**第三十六条** 调度机构负责数据校核，校核内容包括报价合规性和申报能力合规性。

其中，报价合规性要求各市场成员申报价格在规则限价范围

内；申报能力合规性要求燃煤机组最大深调能力须达到其历史实际运行水平，若出现较大变化须给予书面情况说明。若存在恶意申报、干扰市场的行为，将参照“两个细则”中违反调度纪律有关条款考核。

### **第三节 日前预安排**

**第三十七条** 日前预安排结果仅作为实时调用的参考，不作为正式出清执行依据。

**第三十八条** 调度机构根据负荷预测、新能源预测、水电发电需求、煤电开机等边界数据组织开展日前预安排。南方区域统一调频市场出清结果作为调峰市场日前预安排边界。

特别的，若经评估电网调峰能力不满足清洁能源消纳要求时，依据清洁能源消纳原则等有关规定，调控清洁能源发电出力，以保障电力电量平衡。

### **第四节 实时调用**

**第三十九条** 电力调度机构根据实际运行情况调用调峰服务，优先调用储能调峰、负荷调峰，再根据实际情况调用深度调峰、启停调峰。

### **第五节 深调补偿及顶峰补偿执行要求**

**第四十条** 对于参与深调补偿的燃煤机组实际调峰能力无法达到其所申报的调峰能力时，应及时向调度机构报告，由调度机

构取消当月的补偿费用，相关发电企业不得虚报、瞒报。调度机构将不定期组织对深调补偿机组深度调峰能力进行测试，确认其具备所申报的调峰能力。

**第四十一条** 调度机构应根据电力供需形势，按照电力供应风险预警启动条件发布预警，并向贵州能源监管办和贵州省能源局备案后，对预警期间燃煤电厂发电出力超出其应发容量 80% 的超额发电部分给予补偿。

## **第五章 计量和结算**

### **第一节 通则**

**第四十二条** 贵州调峰市场数据计量依据包括：电力调度指令、调峰市场出清数据、调度运行控制系统遥测遥信数据以及电量数据。

**第四十三条** 调峰市场交易费用实行专项管理，按照收支平衡方式统一结算。

**第四十四条** 电力调度机构负责每月初前完成调峰补偿费用统计和发电侧分摊费用计算，并将结果发送至交易中心；交易中心负责计算用户侧分摊费用，汇总补偿、分摊费用，出具结算依据，经公示并报贵州能源监管办审核后，由电网企业纳入电费结算。

### **第二节 数据计量**

**第四十五条** 电力调度指令、调峰市场出清数据、调度运行控制系统遥测遥信数据由调度机构提供，电量数据由电网企业提供。其数据用途依次如下：

（1）电力调度指令、调峰市场出清数据、调度运行控制系统遥测遥信数据用于计算调峰服务提供方深度调峰、启停调峰、储能调峰、负荷调峰交易费用和深调补偿费用；

（2）调度运行控制系统遥测遥信数据、电量数据用于计算调峰服务提供方顶峰补偿费用；

（3）调度运行控制系统遥测遥信数据、电量数据用于计算调峰费用分摊方分摊费用。

**第四十六条** 调度机构和电网企业对相关计量数据准确性负责，并建立相应处理机制。其中，调度录音电话、调峰市场运行数据、调度运行控制系统遥测遥信数据由调度机构负责处缺；电量数据由电网企业负责处缺。以上数据可能出现的“漏采”“跳变”等问题，分别由调度机构、贵州电网公司制定相应保障措施向市场主体公示，报贵州能源监管办备案后执行。

### 第三节 价格机制

**第四十七条** 调峰市场价格机制包括申报阶段限价机制和出清结算价格机制两部分。为保障市场有序平稳运行，对深度调峰、启停调峰、储能调峰、负荷调峰采取申报限价措施，明确深调补偿、顶峰补偿价格标准，并建立明确不同品种出清价格形成

机制，规范市场运营。

**第四十八条** 建立动态调整的深度调峰、启停调峰、储能调峰、负荷调峰申报限价机制和深调补偿、顶峰补偿价格标准，执行期间市场成员可向贵州能源监管办、市场运营机构提出建议和意见。初期，深度调峰、启停调峰、储能调峰、负荷调峰限价参考附表 2 有关标准执行；深调补偿、顶峰补偿价格标准参考附录 1 有关标准执行。

**第四十九条** 结合实际，建立不同品种的交易出清价格形成机制。

(1) 深度调峰、储能调峰、负荷调峰采取统一优化、边际出清机制，以燃煤机组、电储能边际出清价格作为结算价；

(2) 启停调峰则采取申报结算机制，按照燃煤机组申报价格对提供启停调峰的燃煤机组进行补偿；

(3) 深度调峰容量补偿、顶峰补偿则根据给定补偿标准对符合要求的煤电机组进行补偿。

#### 第四节 交易费用计算

**第五十条** 调峰服务提供方月度调峰市场总交易补偿费用为深度调峰、启停调峰、储能调峰、负荷调峰交易费用与深调补偿、顶峰补偿费用之和，可表示为：

月度总费用=月度机组深度调峰交易费用+月度机组启停调峰交易费用+月度电储能交易费用+月度可调节负荷交易费用+月

度机组深调补偿费用+月度电厂顶峰补偿费用

**第五十一条** 月度深度调峰交易费用为逐日各时段调峰服务提供方深度调峰交易费用之和，可表示为：

月度深度调峰交易费用=∑逐日深度调峰交易费用=∑∑(逐日各时段机组深度调峰容量×该交易时段深度调峰出清价格)

上述公式中，若电厂在实时调用阶段作为一个调用对象，则以该电厂的深度调峰容量进行统计计算。

为规范燃煤机组深度调峰响应及时率，做如下补充规定：

参与深度调峰的燃煤机组在单位计量周期内未到达其申报的最小发电出力，且在30分钟内未达到调度机构所下达的负荷率要求时，纳入“两个细则”中发电计划曲线执行偏差考核。

**第五十二条** 启停调峰交易费用采用按次统计方式，月度启停调峰交易费用为燃煤机组逐次启停调峰交易费用之和，可表示为：

月度启停调峰交易费用=∑逐次燃煤机组启停调峰出清价格

以下情形适用特殊计算方法：

(一) 启停调峰交易过程中，装机容量33万千瓦及以下机组实际解列时间与电力调度机构下令的正式解列时间偏差每超过1个小时，则扣减应支付该笔启停调峰交易费用的30%，直至扣减为零；装机容量33万千瓦以上机组实际解列时间与电力调度机构下令的正式解列时间偏差每超过2个小时，则扣减应支付

该笔启停调峰交易费用的 30%，直至扣减为零。

(二) 启停调峰交易过程中，装机容量 33 万千瓦及以下机组实际并网时间与电力调度机构下令的正式并网时间偏差每超过 1 个小时，则扣减应支付该笔启停调峰交易费用的 20%，直至扣减为零；装机容量 33 万千瓦以上机组实际并网时间与电力调度机构下令的正式并网时间偏差每超过 2 个小时，则扣减应支付该笔启停调峰交易费用的 20%，直至扣减为零。

**第五十三条** 各交易时段调峰服务提供方获得的电储能设施储能调峰交易费用计算方法为：

各交易时段电储能设施储能调峰交易费用 =  $\Sigma$  (该交易时段电储能设施实际充电平均功率 × 该交易时段电储能设施成交价格)

为规范电储能设施储能调峰及时率，做如下补充规定：

参与储能调峰的电储能设施在 5 分钟内未按调度指令调整其充电功率的，视为调峰不合格，相应时段电储能交易费用不予结算。

**第五十四条** 各交易时段可调节负荷参与负荷调峰交易费用计算方法为：

各交易时段负荷调峰交易费用 =  $\Sigma$  (可调节负荷实际调节容量 × 该交易时段可调节负荷成交价格)

可调节负荷实际调节容量 = 该交易时段实际用电负荷 - 该交

易时段基线负荷

**第五十五条** 经认定符合深调补偿的煤电机组按月获得深调补偿。

特别的，当出现以下情况时，取消当月深调补偿：

(1) 连续 1 个月未按照其深调补偿对应深度调峰能力进行市场申报的；

(2) 每月连续 3 次实际调用中未达到其申报深调能力。

且若发生上述情况无合理解释时，煤电企业须参照第二十七条有关规定重新履行报批手续

**第五十六条** 燃煤电厂在电力供应风险预警期间，实际发电出力高于其应发容量 80% 负荷率时，认定为参与顶峰容量补偿，每月燃煤电厂顶峰容量补偿费用计算方法为：

每月燃煤电厂顶峰补偿费用 =  $\Sigma$  预警期间逐日逐时段（燃煤电厂小时上网电量 - 燃煤电厂应发容量  $\times$  80%  $\times$  厂用电系数） $\times$  顶峰补偿价格

其中，厂用电系数统一规定为 90%。

**第五十七条** 机组因电网或现场事故异常等原因按照调度机构指令要求或按照现场规程要求调整出力，而影响其提供调峰服务时，发电企业可向电力调度机构申请免于有关处罚或考核。电力调度机构可通过技术支持系统受理，及时、如实处理有关申请，并在交易平台公开披露办理情况。

## 第五节 交易费用分摊

**第五十八条** 初期，深度调峰、启停调峰、储能调峰、深调补偿、顶峰补偿费用暂由发电侧并网主体分摊，待市场化电力用户具备相关条件后按照分摊系数共同分摊。其中，发电侧并网主体分摊系数为 K1，电力用户分摊系数为 (1-K1)，参照附录 2 执行，随调峰市场实际运行情况进行调整。现阶段，独立储能电站暂不参与费用分摊。

**第五十九条** 结合当前不同市场主体的计量条件，初期交易费用暂采取按日电量或月电量占比分摊方式，待小时及以下计量数据逐步完善后，再按照市场主体调峰期间贡献程度参与分摊。

**第六十条** 发电侧市场主体调峰辅助服务交易费用根据品种采用按日、按月两种分摊方式：

(一) 深度调峰、启停调峰、储能调峰交易费用以调峰运行日市场主体上网电量占比为基准分摊，分摊公式如下：

发电侧市场主体应承担月度分摊金额 =  $\Sigma$  (该发电侧市场主体调峰运行日发电量) / ( $\Sigma$  参与发电侧分摊的各市场主体调峰运行日发电量) × 调峰运行日市场交易总费用 × K1

(二) 深调补偿和顶峰补偿费用以发电侧市场主体月度上网电量占比为基准进行分摊，分摊公式如下：

发电侧市场主体应承担月度分摊金额 = (该发电侧市场主体调峰运行月度上网电量) / ( $\Sigma$  参与发电侧分摊的各市场主体月

度上网电量) × 深调和顶峰补偿总费用 × K1

**第六十一条** 用电侧主体以月度用电量比例计算分摊金额，分摊公式如下：

用电侧市场主体应承担调峰服务分摊金额 = (该用电侧市场主体月度用电量) / (∑参与用电侧分摊的各市场主体月度用电量) × 月度调峰辅助服务市场交易总费用 × (1-K1)

**第六十二条** 为保障市场运行平稳，建立分摊费用限制机制。若发电侧、用电侧某市场主体超过其分摊费用限值，则以其限值参与分摊；不足部分由调峰服务提供方按照补偿费等比例找平。现阶段分摊费用限值标准参照附录 2 执行，后期逐步完善调整。

## 第六节 结算流程

**第六十三条** 每月 10 日前，电网公司将煤电企业分时上网电量及参与调峰市场补偿及分摊的发电企业逐日上网电量、月度上网电量报送至调度机构。

**第六十四条** 每月 15 日前，调度机构完成提供方补偿费用计算及发电侧分摊费用计算，经公示 3 个工作日且无异议后，调度机构于每月 20 日前将上述结果报送至贵州能源监管办和交易机构。

**第六十五条** 在市场化电力用户具备参与调峰费用分摊条件后，交易机构应于每月 25 日前，根据电网企业提供的用电侧市场主体月度用电量完成用电侧分摊费用计算，汇总形成结算依据，提交电网公司纳入下月电费结算。

## **第六章 信息披露**

**第六十六条** 市场运营机构进行披露信息应遵循真实、及时、透明的原则，遵循电力市场信息披露相关规定，公平对待市场主体，无歧视披露公开信息。

**第六十七条** 调峰市场信息披露内容包括正常运行信息和特殊运行信息。

正常运行信息分为日信息、月度信息以及年度信息，内容主要为市场主体调峰服务调用情况和费用分摊情况。

特殊运行信息用于发生市场干预时段的市场运行情况，根据发生市场干预的具体情况进行披露。

## **第七章 市场监管及干预**

**第六十八条** 贵州能源监管办对辅助服务市场运行进行监督管理。市场运营机构应按月将辅助服务交易情况报贵州能源监管办。贵州能源监管办可采取现场或非现场方式对本规则实施情

况开展检查,对市场主体和市场运营机构违反有关规定的行为依法依规进行处理。

**第六十九条** 发生以下情况时,贵州能源监管办可对市场进行干预,也可授权市场运营机构进行临时干预:

(一)市场主体滥用市场力、串谋及其他严重违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱。

(二)电力系统出现事故异常等紧急运行情况或调峰服务平台发生故障,导致市场无法正常进行时。

(三)自然灾害等其他必要情况。

市场干预的主要手段包括:

(一)调整市场限价。

(二)调整有偿调峰基准负荷率及修正系数。

(三)暂停市场交易,处理和解决问题后重新启动。

**第七十条** 因辅助服务交易、调用、统计及结算等情况存在争议的,由贵州能源监管办调解处理。

## 第八章 附则

**第七十一条** 本规则由贵州能源监管办负责解释,并根据市场实际运行情况,对相关标准和条款进行修改。

**第七十二条** 贵州调峰市场运行期间,暂停执行南方区域“两个细则”中调峰辅助服务补偿和考核条款。

**第七十三条** 本规则自印发之日起执行，《贵州电力调峰辅助服务市场交易规则（试行）》（黔监能市场〔2020〕8号）同时废止。

附表 1：市场申报内容及要求

序号	类型	名称	单位
1	深度调峰	最小发电出力	兆瓦
2		各档报价	元/千瓦时
3	启停调峰	启停费用	万元/台次
4	储能(负荷)调峰	各时段充用电功率	兆瓦
5		报价	元/千瓦时

附表 2：市场申报限价标准及要求

调峰辅助服务价格信息表

深度调峰分档	对应负荷率	申报范围（元/千瓦时）
第一档	[40%, 50%)	0-0.081
第二档	[30%, 40%)	0.081-0.648
第三档	[0%, 30%)	0.648-0.972
启停调峰	限价（万元/台次）	
350 兆瓦及以下	0-80	
350 兆瓦以上	0-160	
储能（负荷）调峰	限价（元/千瓦时）	
储能（负荷）调峰	0-0.648	

## 附录 1：深调容量及顶峰补偿标准及要求

为促进煤电机组通过开展灵活性改造等技术手段提升调峰能力，深度调峰容量补偿采取退坡机制，根据贵州燃煤机组深度调峰改造成本，实施第一年深度调峰容量补偿价格暂定为 10 万元/月。自本文件印发当年起每年补偿标准降至上一年度的 80%，原则上仅在“十四五”期间对开展深度调峰改造的煤电机组进行容量补偿。

为保证顶峰补偿机制平稳运转，以同期燃煤电厂燃料成本核定顶峰补偿价格。燃煤电厂顶峰补偿以发电出力超过应发容量 80%及以上发电量作为顶峰补偿依据，并按月组织结算。根据贵州燃煤电厂顶峰燃料成本，顶峰补偿价格暂定为 0.1 元/千瓦时。

深调容量及顶峰补偿价格信息表

项目	补偿标准
深调补偿	10 万元/月·台
顶峰补偿	0.1 元/千瓦时

## 附录 2：发用电侧分摊系数和分摊费用限制标准

发电侧市场主体分摊系数为  $K_1$ ，电力用户侧市场主体分摊系数为  $(1-K_1)$ ，初期，发电侧并网主体调峰分摊系数为 100%，电力用户侧调峰分摊系数为 0%。

### 发用电侧分摊系数

项目	分摊系数	分摊标准
发电侧市场主体 分摊系数	$K_1$	100%
电力用户侧市场主体 分摊系数	$1-K_1$	0%

发电侧市场主体分摊费用上限设置为其当月结算电费 5%，即调峰交易分摊费用占比超过其当月结算电费 5% 以上时，按其结算电费 5% 参与分摊。

用电侧市场主体分摊费用上限设置为 0.001 元/千瓦时，即其度电分摊费用超过 0.001 元/千瓦时时，按照度电分摊 0.001 元/千瓦时参与分摊。