

# 国家能源局山西监管办公室文件

晋监能市场规〔2025〕1号

---

## 关于印发《山西新型经营主体电力响应 交易实施细则》的通知

国网山西省电力公司，山西地方电力有限公司，山西电力交易中心有限公司，各经营主体：

为激励各类新型经营主体积极通过市场化方式进一步释放调节能力，保障电力系统安全、优质、经济运行，按照《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》（发改体改〔2022〕118号）、《国家能源局关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》（国能发法改〔2024〕93号）等文件精神和要求，我们在《山西独立储能和

《用户可控负荷参与电力调峰市场交易实施细则》及《山西能源监管办关于独立储能和用户可控负荷参与电力响应交易的补充通知》的基础上，广泛征求意见，编制了《山西新型经营主体电力响应交易实施细则》，现将该细则印发给你们，请遵照执行，执行过程中如遇问题，请联系我办。

山西新型经营主体电力响应交易自2025年4月1日起启动运行，请市场运营机构及电网企业提前做好相关系统开发与准备工作，逐步将电力响应交易结果纳入全省电力平衡计算，并确保执行过程平稳有序。山西新型经营主体电力响应交易正式运行前，《山西独立储能和用户可控负荷参与电力调峰市场交易实施细则（试行）》（晋监能〔2020〕14号）、《山西能源监管办关于独立储能和用户可控负荷参与电力响应交易的补充通知》（晋监能市场〔2021〕98号）继续执行。

附件：山西新型经营主体电力响应交易实施细则

国家能源局山西监管办公室

2025年1月14日



附件

# 山西新型经营主体电力响应交易实施细则

## 第一章 总 则

**第一条** 为贯彻落实党的二十届三中全会精神，深化能源管理体制变革，建设全国统一电力市场，加快构建新型电力系统，激励各类新型经营主体积极通过市场化方式充分释放调节能力，保障电力系统安全、优质、经济运行，国家能源局山西监管办公室依据《国家发展改革委员会 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》（发改体改〔2022〕118号）、《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委员会令第20号）、《国家发展改革委员会 国家能源局关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280号）、《国家发展改革委员会 国家能源局 国家数据局关于印发〈加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）〉的通知》（发改能源〔2024〕1128号）、《国家发展改革委员会办公厅等关于推动车网互动规模化应用试点工作的通知》（发改办能源〔2024〕718号）、《国家能源局关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》（国能发法改〔2024〕93号）、《国家能源局关于印发〈电力辅助服务管理办法〉的通知》（国能发监管规〔2021〕61号）、

《电力系统技术导则》(GB/T38969-2020)、《电力系统安全稳定导则》(GB38755-2019)以及国家有关政策规定和行业标准,结合山西实际,制定本细则。

**第二条** 山西新型经营主体电力响应交易(以下简称“电力响应交易”)实施细则是指为保证电力可靠供应和促进新能源消纳,采用市场化方式激励可调节负荷等单一技术类新型经营主体,以及负荷聚合商、虚拟电厂等资源聚合类新型经营主体通过调用可调节资源的方式降低电网高峰负荷,提高低谷负荷,从而达到提高系统负荷率,稳定电网运行的目的。满足条件的单一技术类新型经营主体可独立参与交易,也可通过负荷聚合商、虚拟电厂等资源聚合类新型经营主体聚合参与交易。

**第三条** 山西能源监管办负责山西新型经营主体电力响应交易的监督管理。

## 第二章 市场成员

**第四条** 电力响应交易的成员包括市场运营机构、电网企业、新型经营主体(以下简称“经营主体”)。其中,市场运营机构指电力调度机构和电力交易机构,电网企业指国网山西省电力公司和山西地方电力有限公司,经营主体指资源聚合类新型经营主体(以负荷聚合商、虚拟电厂为主,以下简称“资源聚合类主体”)和单一技术类新型经营主体(以可调节负荷为主,以下简称“单一技术类主体”)。

**第五条** 电力调度机构的权利和义务包括：

- （一）负责建设、运营和维护电力响应交易相关技术支持系统；
- （二）负责按照电力调度管理规程规范和市场规则等确定电力响应需求；
- （三）负责开展电力响应交易安全校核，提供结算所需基础数据；
- （四）执行电力响应交易出清结果，保障电网安全稳定运行；
- （五）负责市场运行监测，评估市场运行情况，提出交易规则完善和参数调整建议；
- （六）负责市场风险防控，按规则实施应急处置；
- （七）法律法规规定的其他权利和义务。

**第六条** 电力交易机构的权利和义务包括：

- （一）负责电力响应交易经营主体注册、变更及退出，并进行交易组织及出清；
- （二）负责按照本规则发布电力响应交易开市信息，负责信息披露实施；
- （三）负责提供电力响应交易结算依据；
- （四）根据市场运行情况，提出电力响应交易规则完善建议；
- （五）负责市场风险防控，按规则实施应急处置；
- （六）法律法规规定的其他权利和义务。

**第七条** 电网企业的权利与义务包括：

- (一) 保障输配电设施的安全稳定运行；
- (二) 为经营主体提供公平开放的输配电服务；
- (三) 提供结算分摊考核等所需基础数据，建设、运行、维护和管理电网设备及新型电力负荷管理系统等配套技术支持系统；
- (四) 按规定提供计量和电费结算服务；
- (五) 法律法规规定的其他权利和义务。

**第八条** 资源聚合类主体的权利和义务包括：

- (一) 按规则参与电力响应交易，根据交易结果提供系统调节服务并获得补偿收益；
- (二) 遵守市场注册管理制度，并按规定披露、提供、获取相关市场信息；
- (三) 按要求通过调节能力测试，完成相关技术支持系统建设，接入调度系统、新型电力负荷管理系统等配套技术支持系统；
- (四) 加强负荷管理，降低响应偏差，以确保具备可调节能力；
- (五) 按照公平合理的原则与其聚合的经营主体分配补偿收益；
- (六) 法律法规规定的其他权利和义务。

**第九条** 单一技术类主体的权利和义务：

- (一) 按照自主意愿注册并参与市场，自行承担市场风险；
- (二) 按规则参与电力响应交易，根据交易结果提供系统调

节服务并获得补偿收益；

（三）按规定披露、提供、获取相关市场信息；

（四）按要求通过调节能力测试，完成相关技术支持系统建设，接入调度系统、新型电力负荷管理系统等配套技术支持系统；

（五）加强负荷管理，降低响应偏差，以确保具备可调节能力；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

**第十条** 经营主体参与电力响应交易前，需先通过标的交易时段的调节能力测试，并满足以下技术条件：

（一）可提供的最大调节能力不低于 5 兆瓦；

（二）可连续调用时长不低于 2 小时。

### **第三章 市场准入与注册**

**第十一条 基本条件：**

（一）基本要求

1.经营主体应当是具有法人资格、财务独立核算、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的经营主体经法人单位授权，可参与电力响应交易。若经营主体存在较严重的不良信用记录或者曾作出虚假承诺等情形，在修复后方可办理市场注册业务。

2.按电力调度机构确定的标准完成相关技术能力测试，与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议。

3.依据《山西独立储能和用户可控负荷参与电力调峰市场交易实施细则（试行）》（晋监能〔2020〕14号）要求已办理准入注册的经营主体，自动准入电力响应交易市场，无需重复注册。

## （二）与相关技术支持系统的数据交互要求

### 1.数据类型要求

模型类数据：经营主体应具备单位名称、所聚合的用户类型、地理位置（经、纬度）、容量、关口计量表表号、最大上下调功率、上下调速率、响应频度等基础模型数据交互，模型类数据交互频次不大于1天/次。

运行类数据：应具备实时有功、无功、电流、电压、遥信等运行类数据交互，运行类数据交互频次不大于5分钟/次。

### 2.数据接口要求

电力响应交易技术支持系统或平台应支持TCP/IP、MQTT等网络通信协议或WebService、E文件等通用接口。

### 3.安全防护要求

电力响应交易技术支持系统或平台应具有信息安全防护措施，满足信息系统安全防护等级要求。

### 4.响应能力要求

对于具备由电网系统四区接入调度安全三区的经营主体，数据交互应加密，不允许明文传输，网络延时不超过300ms。对于不具备由电网系统四区接入调度安全三区的经营主体，可通过经



营主体技术支持系统或平台进行数据接入，数据交互应加密，网络延时不超过 800ms。

## 5. 计量采集

计量装置应具备约定时刻冻结电能量数据功能，最小冻结间隔不大于 15 分钟。

### **第十二条** 单一技术类主体准入条件：

参与电力响应交易的单一技术类主体，需实现电力、电量数据分时计量和传输，数据准确性与可靠性满足结算要求。独立参与电力响应交易的单一技术类主体，需满足以下技术要求：最大调节能力应不低于 5 兆瓦，可持续响应时间不低于 2 小时；应具备和调度机构、新型电力负荷管理系统进行数据交互的技术支持系统，并满足系统接入的基本要求。

### **第十三条** 资源聚合类主体准入条件：

聚合总调节能力应不低于 5 兆瓦，可持续响应时间不低于 2 小时；应具备对聚合资源的调节或控制能力，具备和调度机构、新型电力负荷管理系统进行数据交互的技术支持系统，并满足系统接入的基本要求（功能需包括但不限于：负荷在线监测、负荷优化调控、负荷聚合分类管理、用户管理、合同管理、执行结果管理、系统管理等）。

鼓励资源聚合类主体整合调节容量小的入市单一技术类主体资源，整体参与电力市场、实现协同调度。原则上同一单一技

术类主体在同一合同周期内仅可与同一资源聚合类主体确立聚合关系。

#### **第十四条 经营主体注册：**

（一）经营主体参与电力响应交易，应当符合上述条件，在电力交易机构办理市场注册；

（二）电力交易机构收到经营主体提交的市场注册申请和注册材料后，在7个工作日内完成材料完整性审核；审核通过后，按月通过山西电力交易平台等网站向社会公示，公示期为1个月，公示期满无异议自动生效；

（三）单一技术类主体市场注册审查通过后原则上无需公示，注册手续直接生效；

（四）对于市场注册材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性告知。

#### **第十五条 经营主体信息变更：**

经营主体注册信息发生变化后，应在5个工作日之内向电力交易机构提出信息变更申请。电力交易机构收到经营主体提交的变更申请和变更材料后，在5个工作日内进行审查。对于变更材料不符合要求的，予以一次性告知。

信息变更主要包含如下内容：

（一）经营主体身份名称变更、法定代表人（或负责人）更换；

（二）公司股东、股权结构的重大变化，因公司股权转让导

致公司控股股东或者实际控制人发生变化等；

(三)涉及准入条件相关物理属性以及其他影响交易组织的关键技术参数发生变化。

经营主体市场注册信息发生变化未按规定时间进行变更，并造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担相应责任。

#### **第十六条 经营主体退出：**

(一)经营主体可自主申请注销，注销后退出市场；

(二)经营主体在实际运行中未能持续满足相关标准及准入条件的，给予3个月整改期限。对未按期完成整改的，取消其市场准入资格；

(三)经营主体市场注销信息由电力交易机构通过电力交易平台向社会公示，公示期为10个工作日，期满无异议后在电力交易平台中予以注销，并报山西能源监管办。

### **第四章 市场衔接**

**第十七条** 在交易组织方面，电力响应交易含月度交易、旬交易和D-2日交易；在可调节资源调用实施方面，以日前调用为主、日内调用为辅；在市场衔接方面，日前调用阶段，可调节资源在日前电能量市场预出清结束，确定高峰电力供应紧张、低谷新能源消纳困难后实施调用，日内调用阶段可调节资源在实时运行前4小时实施调用。

**第十八条** 可调节资源调用后，若仍存在电力平衡缺口，电

力调度机构可继续参与省间现货市场和华北区域调峰辅助服务市场。

## 第五章 交易组织

**第十九条** 电力响应交易可采取集中竞价或挂牌摘牌两种方式开展。市场运营机构根据实际情况选择交易方式，提前向参与经营主体进行公告。

**第二十条** 采用集中竞价交易方式时，电力响应交易按照月度、旬和 D-2 日按需组织开展集中竞价。

（一）月度集中竞价交易在每月末组织，开展次月交易，由市场运营机构发布次月每日负荷高峰时段和负荷低谷时段的系统调节需求；

（二）旬集中竞价交易在每旬末组织，开展下一旬交易，由市场运营机构发布下一旬每日负荷高峰时段和负荷低谷时段的系统调节需求，其数值分别等于标的旬每日高峰时段和低谷时段测算系统调节需求与月度集中竞价交易成交量的差值；

（三）D-2 日集中竞价交易在 D-2 日组织，由市场运营机构发布 D 日的负荷高峰时段和负荷低谷时段系统调节需求，其数值分别等于标的日高峰时段和低谷时段测算系统调节需求与月度、旬集中竞价交易成交量的差值；

（四）旬集中竞价交易和 D-2 日集中竞价交易均为增量交易，不得进行回购调减；

(五)经营主体按市场运营机构发布的每日响应时段分别申报可提供的调节能力及价格；

集中竞价报价范围暂定如下表所示

序号	品种	月份	时间范围	时长	报价范围 (元/兆瓦·时)
1	负调节	全年	11:00-15:00	4 小时	0-100
2	正调节	12 月-2 月	17:00-19:00	2 小时	0-200
		6 月-8 月	19:00-21:00		
		3 月-5 月、 9 月-11 月	18:00-20:00		

(六)市场运营机构以电力响应交易总补偿费用最低为目标对每日响应时段进行出清计算，每个出清时段中标经营主体的申报价格，作为该时段该经营主体的中标响应容量补偿价格。若存在经营主体报价相同的情况，按照其同价申报响应容量的比例分配中标。

**第二十一条** 采用挂牌摘牌交易方式时，电力响应交易按照 D-2 日组织开展交易，由电力调度机构提供需求时段和需求容量等信息，电力交易机构进行挂牌。

(一) D-2 日交易在 D-2 日组织，由市场运营机构发布 D 日的负荷高峰时段和负荷低谷时段系统调节需求，挂牌时段为 D 日的负荷高峰时段和负荷低谷时段；

市场挂牌价格如下表所示，其中负调节需求挂牌价格为 100 元/兆瓦·时；正调节需求挂牌价格为 200 元/兆瓦·时；

序号	品种	月份	时间范围	时长	挂牌价格 (元/兆瓦·时)
1	负调节	全年	11:00-15:00	4 小时	100
2	正调节	12月-2月	17:00-19:00	2 小时	200
		6月-8月	19:00-21:00		
		3月-5月、 9月-11月	18:00-20:00		

(二) 经营主体在电力交易平台摘牌申报 D 日两个时段可提供的正调节或负调节的能力, 可选品种之一摘牌, 也可以同时摘牌申报。

**第二十二条** 系统调节需求按照月度、旬和 D-2 日分别确定, 主要参考新能源和负荷的历史和预测情况、省间计划外送电力、机组预计发电能力等因素测算。旬交易、D-2 日交易的系统调节需求应为增量需求, 且月度、旬和 D-2 日的系统调节需求均为单一值。

具体测算原则如下:

(一) 正调节需求=晚峰预测最大负荷+晚峰计划外送电力+电网安全最小正备用容量需求-火电预计最大发电能力-新能源纳入平衡出力-储能、抽蓄机组预计放电能力-非市场化机组预计发电能力

其中:

晚峰预测最大负荷, 根据历史直调负荷及近期负荷变化趋势等得到的预测值;

晚峰计划外送电力，根据已签订省间中长期合同测算得到的预测值；

电网安全最小正备用容量需求为相关国家标准、技术规范等规定的旋转备用容量；

全网火电机组预计最大发电能力，考虑机组检修计划、发电受阻、非停容量、电网安全约束等测算得到的预测值；

新能源纳入平衡出力，考虑历史新能源出力数据、近期气象数据、电网安全约束和新能源纳入平衡要求等测算得到的预测值，若正式印发新能源参与电力平衡的国家标准、技术规范后按照相关标准执行；

储能、抽蓄机组预计放电能力，考虑机组检修计划和纳入平衡比例等测算得到的预测值；

非市场化机组最大发电能力，考虑机组检修计划和纳入平衡比例等测算得到的预测值；

(二)负调节需求=火电预计最小发电能力+新能源预计发电能力+非市场化机组预计发电能力+电网安全最小负备用容量需求-储能、抽蓄机组预计充电能力-低谷最小直调预测负荷-低谷计划外送电力

其中：

低谷最小直调预测负荷，根据历史直调负荷及近期负荷变化趋势等测算得到的预测值；

低谷最小计划外送电力，根据已签订的省间中长期合同测算得到的预测值；

电网安全最小负备用容量需求为相关国家标准、技术规范等规定的负备用容量；

火电预计最小发电能力，考虑机组检修计划、机组灵活性改造情况、电网安全约束等数据测算得到的预测值；

新能源预计发电能力，考虑历史新能源出力数据、近期气象数据、电网安全约束测算得到的预测值，新能源参与电力平衡的国家标准、技术规范正式印发后按照相关标准执行；

储能、抽蓄机组预计充电能力，考虑机组检修计划等数据测算得到的预测值；

非市场化机组最小发电能力，考虑机组检修计划等数据测算得到的预测值。

**第二十三条** 经营主体申报的调节响应容量不得超过经测试试验确定的最大响应能力的 2 倍；当经营主体的实际调节能力发生变化，变小超过 50% 或者变大超过 200% 时，需进行认定。

**第二十四条** 负荷聚合商、虚拟电厂等资源聚合类主体参与月度交易时，需按月度为单位申报参与标的月电力响应交易的单一技术类主体组合；在参与标的月内的旬交易以及 D-2 日交易时，均须按照月度交易申报组合参与。若当月未组织月度交易，或经营主体未参与月度交易，则在参与旬交易时，需按旬为单位



申报参与标的旬电力响应交易的单一技术类主体组合，在参与标的旬内 D-2 日交易时，均需按照旬交易申报组合参与。

在某日某个时段的总中标响应容量，为其月、旬、D-2 日交易该时段中标成交的响应容量之和。

**第二十五条** 运行日前，电力调度机构根据现货市场出清计算的电力平衡缺口，组织调用经营主体调节能力资源。当负荷低谷或高峰时段的电力缺口大于等于经营主体申报成交的响应容量总和时，电力调度机构在相应时段全额调用经营主体的调节能力资源。当负荷低谷或高峰时段的电力缺口小于经营主体申报成交的响应容量总和时，电力调度机构在相应时段按照各经营主体申报成交响应容量的比例调用。

## 第六章 监测、结算与分摊

**第二十六条** 经营主体所提供的调节能力，是指在基线负荷的基础上所预留出来的有功下调、上调空间；基线负荷是指经营主体在不参与响应交易的情况下，参考历史用电情况得出的运行日负荷曲线，表征经营主体的原计划负荷曲线。资源聚合类主体将单一技术类主体聚合在一起，以聚合形成的总体响应能力参与交易。

**第二十七条** 经营主体的基线负荷按以下方式进行计算：

（一）以 15 分钟为时间颗粒度，计算单一技术类主体标的月负荷高峰时段（17:00-21:00）和负荷低谷时段（11:00-15:00）

的基线负荷曲线；

(二)选取经营主体上上月 15 日至上月 15 日所有自然日负荷高峰时段和负荷低谷时段的数据作为历史用电负荷,通过算术平均计算后得到该经营主体交易标的月的基线负荷曲线;若经营主体历史日对应交易时段已参与电力响应交易且被调用,则将当日对应交易时段的基线负荷数据视为历史用电负荷。经营主体标的月各交易时段的基线负荷曲线计算公式如下:

$$\overline{P_r^i(k)} = \frac{\sum_{d=1}^N P_d^i(k)}{N}$$

其中:

$\overline{P_r^i(k)}$  为第  $i$  个交易日时段第  $k$  个 15 分钟时段的基线负荷值;

$P_d^i(k)$  为样本日中第  $d$  天第  $i$  个交易日时段第  $k$  个 15 分钟时段的历史用电负荷值;

$N$  为纳入计算的样本日数量;

(三)资源聚合类主体的基线负荷为单一技术类主体基线负荷的叠加值。

## 第二十八条 经营主体的响应有效性认定方式:

(一)经营主体某 15 分钟时段的响应完成系数采用以下公式计算:

正调节调用时段:  $\lambda_{\text{正调节}} = (P_{i, \text{基线负荷}} - P_{i, \text{实际用电负荷}}) / P_{i, \text{调用容量}}$

负调节调用时段:  $\lambda_{\text{负调节}} = (P_{i, \text{实际用电负荷}} - P_{i, \text{基线负荷}}) / P_{i, \text{调用容量}}$

其中,  $P_{i, \text{实际用电负荷}}$  为该 15 分钟时段经营主体的实际用电负荷,  $P_{i, \text{基线负荷}}$  为该 15 分钟时段经营主体的基线负荷,  $P_{i, \text{调用容量}}$  为该 15 分钟时段经营主体被调用的响应容量。当  $\lambda_{\text{正调节}} \geq 0.8$  时, 认定该正调节调用时段经营主体响应达标; 当  $\lambda_{\text{负调节}} \geq 0.7$  时, 认定该负调节调用时段经营主体响应达标;

(二) 按一个正调节或负调节时段对经营主体的响应执行有效性进行整体认定。当经营主体在一个正调节或负调节时段内被调用的所有 15 分钟时段中响应达标时段的占比高于或等于 50% 时, 视为经营主体有效完成该时段响应任务, 其实际响应容量等于中标响应容量; 当低于 50% 时, 视为经营主体未有效完成该时段响应任务, 其实际响应容量视为 0。

**第二十九条** 经营主体的补偿费用根据各经营主体的响应中标量、时段和中标价格, 按 15 分钟计算、按日统计、按月结算。

经营主体月度响应总补偿费用计算方式为:

$$R_{\text{月}} = \sum_{i=1}^D C_i \times P_i \times t_i$$

其中:

$D$  为经营主体该月所有中标时段总数;

$C_i$  为经营主体在中标时段  $i$  的结算响应容量, 当中标时段  $i$  未被调用时, 结算响应容量等于中标响应容量, 当中标时段  $i$  被调用时, 结算响应容量等于实际响应容量;

$P_i$ 为经营主体在中标时段*i*的中标响应容量的加权均价；

$t_i$ 为*i*时段时长，计算周期为15分钟（1/4小时）。

**第三十条** 对经营主体响应不达标的时段进行费用考核，按15分钟计算、按日统计、按月结算。经营主体月度总考核费用计算方式为：

$$E_{月} = \sum_{j=1}^M C_j^k \times P_j^k \times t_j$$

其中：

$M$ 为经营主体该月所有响应不达标时段总数；

$C_j^k$ 为经营主体在响应不达标时段*j*的考核响应容量，其数值等于中标响应容量；

$P_j^k$ 为经营主体在响应不达标时段*j*的考核价格，其数值等于中标响应容量的加权均价；

$t_j$ 为*j*时段的时长，计算周期为15分钟（1/4小时）。

**第三十一条** 经营主体在中标但未被调用时段，其实际负荷与基线负荷应保持在合理的偏差范围内，否则该中标时段的电力响应交易补偿费用需按一定比例进行回收，费用回收机制如下：

（一）对经营主体在中标未调用时段中基线负荷小于等于5MW的15分钟时段，按以下方式对该15分钟时段的电力响应交易补偿费用进行回收：

$$R_{\text{回收}} = \begin{cases} 0, \bar{P}_{\text{偏差}} \leq 1\text{MW} \\ 0.5R_{\text{补偿}}, 1\text{MW} < \bar{P}_{\text{偏差}} \leq 2.5\text{MW} \\ R_{\text{补偿}}, 2.5\text{MW} < \bar{P}_{\text{偏差}} \leq 5\text{MW} \\ 1.5R_{\text{补偿}}, \bar{P}_{\text{偏差}} > 5\text{MW} \end{cases}$$

其中， $\bar{P}_{\text{偏差}} = |\bar{P}_{\text{实际}} - \bar{P}_{\text{基线}}|$  表示该 15 分钟时段实际负荷与基线负荷的偏差， $R_{\text{补偿}}$  表示该 15 分钟时段电力响应交易补偿费用， $R_{\text{回收}}$  表示回收费用；

(二) 对经营主体在中标未调用时段中基线负荷大于 5MW 的 15 分钟时段，按以下方式对该 15 分钟时段的电力响应交易补偿费用进行回收：

$$R_{\text{回收}} = \begin{cases} 0, \varepsilon \leq 0.2 \\ 0.5R_{\text{补偿}}, 0.2 < \varepsilon \leq 0.5 \\ R_{\text{补偿}}, 0.5 < \varepsilon \leq 1 \\ 1.5R_{\text{补偿}}, \varepsilon > 1 \end{cases}$$

其中， $\varepsilon = |\bar{P}_{\text{实际}} - \bar{P}_{\text{基线}}| / \bar{P}_{\text{基线}}$  表示该 15 分钟时段实际负荷与基线负荷的偏差比例， $R_{\text{补偿}}$  表示该 15 分钟时段电力响应交易补偿费用， $R_{\text{回收}}$  表示回收费用。

**第三十二条** 电力响应交易所产生的费用由新能源企业、火电企业、批发用户（含榆林供电公司）、售电公司进行分摊。新能源企业按上网电量比例承担发电侧分摊责任；批发用户（含榆林供电公司）、售电公司按用电量比例承担用户侧市场化电量分

摊责任；火电企业、新能源企业按基数电量比例承担用户侧非市场化电量分摊责任。

**第三十三条** 电力响应交易所产生的费用在发电侧（新能源企业）和用户侧的分摊比例按以下规则确定：

（一）用户侧分摊比例：

$$\mu_{\text{用户侧分摊比例}} = \begin{cases} (Q_{l.\text{total}} \times \eta) / Q_{l.\text{new.total}}, & (Q_{l.\text{total}} \times \eta) / Q_{l.\text{new.total}} < 1 \\ 1, & (Q_{l.\text{total}} \times \eta) / Q_{l.\text{new.total}} \geq 1 \end{cases}$$

其中：

$Q_{l.\text{total}}$  为上一年度全社会总用电量；

$Q_{l.\text{new.total}}$  为上一年度新能源实际总消纳电量；

$\eta$  为上一年度山西省非水可再生能源消纳权重目标；

（二）发电侧（新能源企业）分摊比例：

$$\mu_{\text{发电侧分摊比例}} = 1 - \mu_{\text{用户侧分摊比例}}$$

**第三十四条** 新能源企业、火电企业、批发用户（含榆林供电公司）、售电公司分摊计算规则如下：

（一）新能源企业分摊计算公式如下：

$$C_{\text{某新能源企业分摊费用}} = \frac{Q_{i.\text{new.gen}}}{Q_{\text{new.gen.total}}} \times C_{m.\text{total}} \times \mu_{\text{发电侧分摊比例}} + \frac{Q_{i.\text{new.basic}}}{Q_{\text{basic.total}}} \times \frac{Q_n}{Q_{m.\text{total}}} \times C_{m.\text{total}} \times \mu_{\text{用户侧分摊比例}}$$

其中：

$C_{m.\text{total}}$  为电力响应交易月度总费用；

$Q_{i.new.gen}$  为该新能源企业当月上网电量；

$Q_{new.gen.total}$  为所有新能源企业当月上网电量总和；

$Q_{i.new.basic}$  为该新能源企业当月基数电量；

$Q_{basic.total}$  为该月所有新能源、火电企业基数电量之和；

$Q_{i.c}$  为该批发用户（含榆林供电公司）、售电公司当月累计用电量；

$Q_n$  为当月全社会非市场化电量， $Q_n = Q_{m.total} - Q_{i.c}$ ；

$Q_{m.total}$  为当月全社会总用电量；

（二）火电企业分摊计算公式如下：

$$C_{\text{某火电企业分摊费用}} = \frac{Q_{i.basic}}{Q_{basic.total}} \times \frac{Q_n}{Q_{m.total}} \times C_{m.total} \times \mu_{\text{用户侧分摊比例}}$$

其中：

$Q_{i.basic}$  为该火电企业当月基数电量；

（三）批发用户（含榆林供电公司）、售电公司分摊计算公式如下：

$$C_{\text{某批发侧市场主体分摊费用}} = \frac{Q_{i.c}}{Q_{m.total}} \times C_{m.total} \times \mu_{\text{用户侧分摊比例}}$$

其中：

$Q_{i.c}$  为该批发用户（含榆林供电公司）、售电公司当月累计用电量。

**第三十五条** 电力响应交易实行日清月结，市场运营机构按规则与电能量市场同步开展电力响应交易市场的日清分和账单

发布，电网企业按月与电能量市场同步开展电力响应交易市场费用结算。对经营主体发生的追退补电量，原则上不计入基线负荷计算，不调整电力响应交易市场费用计算结果。

## **第七章 信息披露**

**第三十六条** 市场运营机构应当遵循及时、真实、准确、完整的原则在交易平台披露相关市场信息，包括电力响应交易需求信息、交易信息、执行情况等。

**第三十七条** 市场成员如对披露的相关信息有异议及疑问，可向市场运营机构提出，市场运营机构解释或处理后仍有争议时，可向山西能源监管办反映。

**第三十八条** 市场运营机构按照要求，按月向山西能源监管办报送电力响应交易情况及市场运行分析报告。

## **第八章 市场干预**

**第三十九条** 山西能源监管办对电力响应交易的实施情况进行监督管理，并视情况采取必要的措施对市场进行干预。

**第四十条** 市场运营机构应及时向山西能源监管办报告以下情况：

（一）经营主体滥用市场力、串谋及其它严重违约等情况导致电力响应交易市场秩序受到严重扰乱；

（二）补偿费用异常变化，影响市场正常运行；

（三）电力行业重大政策调整需电力响应交易进行衔接，或



交易规则不适应电力响应交易需要，必须进行重大修改的；

（四）其它必要情况。

**第四十一条** 电力响应交易干预的主要措施如下：

（一）调整市场准入或退出条件，包括取消或恢复经营主体参与市场交易的权限；

（二）调整交易开市信息、交易申报、交易出清、交易结果等的发布时间；

（三）暂停电力响应交易。

**第四十二条** 电力响应交易技术支持系统发生故障，导致交易无法正常开展时，市场运营机构应立即处理，及时向山西能源监管办报告。

## 第九章 附 则

**第四十三条** 本细则由山西能源监管办负责解释。

**第四十四条** 本细则自印发之日起施行，有效期5年。待山西电力响应交易市场正式运行后，原《山西独立储能和用户可控负荷参与电力调峰市场交易实施细则（试行）》（晋监能〔2020〕14号）、《山西能源监管办关于独立储能和用户可控负荷参与电力响应交易的补充通知》（晋监能市场〔2021〕98号）同时废止，有关规定与本实施细则不一致的，以本实施细则为准。

---

国家能源局山西监管办公室

2025年1月14日印发

---

