

# 国家发展改革委 国家能源局关于能电站开发 印发《电力辅助服务市场基本规则》的通知

(发改能源规〔2025〕411号 2025年4月3日印发)

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家能源投资集团有限公司、国家电力投资集团公司、中国节能环保集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家开发投资集团有限公司、中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司、华润（集团）有限公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，北京、广州电力交易中心，有关发电企业：

为贯彻落实加快建设全国统一电力市场要求，指导全国电力辅助服务市场建设，适应电力改革发展需要，根据《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会 2024 年第 20 号令）、《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）、《国家发展改革委、国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格

## 国家发展和改革委员会行政规范性文件

---

机制的通知》（发改价格〔2024〕196号）等有关规定，我们组织起草了《电力辅助服务市场基本规则》（以下简称《规则》），现印发给你们，并就有关事项通知如下。

一、国家能源局派出机构会同省级价格、能源主管部门要根据《规则》和发改价格〔2024〕196号文件等有关规定，及时组织市场运营机构制修订辅助服务市场实施细则，维护统一的公平竞争制度，确保与《规则》要求一致。

二、电力现货市场连续运行的地区，要完善现货市场规则，适当放宽市场限价，引导实现调峰功能，调峰及顶峰、调峰容量等具有类似功能的市场不再运行。

三、国家能源局派出机构要会同省级价格主管部门等单位组织对电力辅助服务市场运行、资金使用、执行效果等情况进行年度评估。重大问题及时报告国家发展改革委、国家能源局。

国家发展改革委

国家能源局

2025年4月3日

# 电力辅助服务市场基本规则

## 第一章 总 则

**第一条** 为加快推进全国统一电力市场建设，规范电力辅助服务市场运营管理，维护市场经营主体合法权益，依据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》等有关法律、行政法规和《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》《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会 2024 年第 20 号令）、《国家发展改革委国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196 号）等文件，制定本规则。

**第二条** 以保障电力系统安全稳定运行为基础，促进新型电力系统建设为导向，科学确定电力辅助服务市场需求，合理设置电力辅助服务市场交易品种，加强与电能量市场的统筹衔接。按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，优化各类电力辅助服务市场价格形成机制，健全电力辅助服务费用传导机制，充分调动可调节资源主动参与系统调节积极性，构建统一规范的电力辅助服务市场体系，服务新型电力系统建设。

**第三条** 电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，

## 国家发展和改革委员会行政规范性文件

---

保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由可调节资源提供的调峰、调频、备用、爬坡等服务。电力辅助服务市场是指经营主体通过市场化机制提供辅助服务，并基于市场规则获取相应收益的市场运行机制。

**第四条** 电力辅助服务市场建设与运营应坚持安全经济、统一开放、公平公正、竞争有序的原则。

**第五条** 本规则适用于省级及以上电力辅助服务市场的设立、注册、运行、结算和监督管理等。

## 第二章 市场成员

### 第一节 市场成员构成

**第六条** 本规则中电力辅助服务市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构等。

**第七条** 本规则中经营主体包括发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、智能微电网、车网互动运营企业等）。提供电力辅助服务的经营主体是指满足电力市场要求，具备可观、可测、可调、可控能力的主体，主要包括火电、水电、新型经营主体等可调节资源。

**第八条** 本规则中电网企业指为电力辅助服务市场建设运营提供必要的网架支撑及关联服务的主体。

**第九条** 本规则中市场运营机构指负责电力辅助服务市场

## 国家发展和改革委员会行政规范性文件

---

建设运营的机构和组织，包括电力调度机构和电力交易机构。

### 第二节 市场成员权利与义务

**第十条** 经营主体按照市场规则参与电力辅助服务市场交易、履行电力辅助服务交易结果，获得电力辅助服务收益，承担电力辅助服务费用分摊。

**第十一条** 电网企业为经营主体提供输配电和电网接入、计量采集、电费结算等服务。

**第十二条** 电力调度机构作为电力辅助服务采购方，负责提出满足系统安全运行要求的电力辅助服务需求，统一采购各类电力辅助服务。负责辅助服务交易组织、市场出清、服务调用、费用计算、提出安全约束、开展安全校核等业务，开展辅助服务市场运营监控工作。负责建设、运行、维护和管理与辅助服务市场相关的技术支持系统。

**第十三条** 电力交易机构负责经营主体市场注册、变更和退出等相关服务，负责披露电力辅助服务市场信息，提供结算依据，配合电力调度机构开展交易组织相关工作。

### 第三节 市场成员注册

**第十四条** 经营主体原则上应当具有法人资格（或取得法人授权）、依法依规取得电力业务许可证（符合豁免政策除外），财务独立核算、信用资质良好。

**第十五条** 参与辅助服务市场的经营主体应当具备接收、执

## 国家发展和改革委员会行政规范性文件

---

行市场出清结果或调度指令的技术能力。

**第十六条** 各类具备提供电力辅助服务能力的经营主体平等参与电力辅助服务市场。获得容量电费的经营主体原则上应当参与电力辅助服务市场申报。

**第十七条** 各类经营主体必须在电力交易机构完成市场注册程序后，方可参与电力辅助服务市场交易。当市场注册信息发生变更时，应当向电力交易机构提出变更申请。

**第十八条** 因退役破产、政策调整、系统约束限制等原因无法继续提供电力辅助服务的经营主体，应结清相关费用，通过转让或终止等方式处理未履约完的合同，由电力交易机构办理注销手续后方可退出电力辅助服务市场。

### 第三章 市场设立

**第十九条** 电力调度机构根据系统安全稳定运行需要、电能量市场建设情况等，提出电力辅助服务市场建设需求，拟定辅助服务市场交易品种，根据国家有关规定、行业标准和系统实际需要，制定相关技术规范。

**第二十条** 电力调度机构拟定辅助服务市场需求分析报告，报国家能源局派出机构和省级价格、能源主管部门。分析报告应当包括本地区电力系统运行特点、电能量市场建设情况、建设辅

## 国家发展和改革委员会行政规范性文件

---

助服务市场必要性、影响因素分析、有关工作建议等。

**第二十一条** 国家能源局派出机构会同省级价格、能源主管部门组织电网企业、经营主体、市场运营机构等分析论证需求合理性。

**第二十二条** 国家能源局派出机构会同省级价格主管部门，制定辖区内辅助服务市场交易品种、交易机制、价格机制、限价标准、费用传导方式等实施方案，征求当地能源、电力运行等部门意见后，报国家能源局，经国家发展改革委同意后实施。

**第二十三条** 国家能源局派出机构会同省级价格、能源主管部门根据实施方案，组织市场运营机构起草电力辅助服务市场实施细则，依据系统安全运行需要、电力辅助服务成本、历史数据调查、模拟测试结果、市场激励效果以及对电价的影响等，合理确定市场相关参数，并广泛征求意见，经市场管理委员会审议后，按程序印发实施。

**第二十四条** 电力辅助服务市场技术支持系统应包括交易申报、市场出清、交易结算、交易管理、信息发布、安全校核等功能模块，符合相关技术规范和市场规则要求。

**第二十五条** 电力辅助服务市场设立新品种时，市场运营机构应当依序开展模拟试运行、结算试运行、正式运行。

（一）模拟试运行内容主要包括：组织经营主体参与电力辅助服务市场申报，检验技术支持系统功能，适时依据市场出清结

## 国家发展和改革委员会行政规范性文件

---

果进行生产调度；根据模拟试运行情况对市场规则提出修改建议、对技术支持系统进行完善，对关键流程进行记录备查；形成模拟试运行分析报告。

（二）结算试运行内容主要包括：依据市场出清结果进行生产调度结算；根据结算试运行情况对市场规则及相关参数提出修改建议、对技术支持系统进行完善，对关键流程进行记录备查；形成结算试运行分析报告，评估辅助服务市场作用和影响。

（三）正式运行内容主要包括：按市场规则连续不间断运行市场，保障技术支持系统正常运转，依据市场出清结果进行生产调度并结算，依法依规进行信息披露、市场干预、争议处理等。

（四）首次结算试运行和开始正式运行的时间间隔不小于1年。

**第二十六条** 电力调度机构牵头研究提出对市场运行关键参数的修改建议，经市场管理委员会审议通过，由国家能源局派出机构和省级价格、能源主管部门同意后执行。

## 第四章 市场品种

**第二十七条** 本规则中电力辅助服务市场品种主要包括调峰服务、调频服务、备用服务、爬坡服务等。

**第二十八条** 调峰服务是指经营主体为跟踪系统负荷的峰

## 国家发展和改革委员会行政规范性文件

---

谷变化和可再生能源的出力变化，根据调度指令或出清结果调整发电功率（包括设备启停）所提供的服务。

**第二十九条** 调频服务是指经营主体为减少系统频率偏差（或联络线控制偏差），通过调速系统、自动功率控制等所提供的服务。调频服务主要为二次调频服务。二次调频服务是指经营主体通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，提供的有功出力调整服务。

**第三十条** 备用服务是指为满足系统安全运行需要，经营主体通过预留调节能力，并在系统运行需要时于规定时间内调整有功出力的服务。

**第三十一条** 爬坡服务是指经营主体为应对可再生能源发电波动等不确定因素带来的系统净负荷短时大幅变化，具备较强负荷调节速率的经营主体根据调度指令调整出力，以维持系统功率平衡所提供的服务。

## 第五章 交易组织

**第三十二条** 电力调度机构按照电力系统需要和经济调度要求，综合考虑电源结构、电力送出受入、净负荷曲线波动和最大统调负荷等情况，提出各类辅助服务市场需求信息。参与辅助服务市场的经营主体在规定时间内按要求提交相应交易申报。

## 国家发展和改革委员会行政规范性文件

---

**第三十三条** 电力调度机构根据申报结果和市场规则确定市场出清结果，调用辅助服务。

**第三十四条** 电力调度机构按照市场出清结果对中标经营主体进行调用，并进行服务计费。

**第三十五条** 电力辅助服务市场供给不足、暂停或者中止交易期间，电力调度机构为确保系统运行安全对相应调节资源进行应急调用，事后及时披露有关情况。

### 第六章 费用传导

#### 第一节 费用产生机制

**第三十六条** 稳妥有序推动辅助服务价格由市场形成。具备市场条件的辅助服务品种，通过市场交易方式形成辅助服务价格；尚不具备市场条件的辅助服务品种，价格机制另行规定。

**第三十七条** 调峰服务费用根据出清价格、中标调峰出力和实际调峰出力计算，或者出清价格和启停次数计算。调频服务费用根据调频里程、性能系数、出清价格等要素计算。备用服务费用根据中标容量、中标时间、出清价格等要素计算。爬坡服务费用根据中标容量、中标时间、出清价格等要素计算。经营主体提供辅助服务过程中产生的电能量费用按照电能量市场规则结算。

**第三十八条** 因自身原因未按交易结果提供有效辅助服务的主体，依照市场规则承担相应违约责任。

### 第二节 费用传导机制

**第三十九条** 按照“谁受益、谁承担”原则，结合电力现货市场建设情况，建立电力辅助服务费用传导机制。

**第四十条** 电力现货市场未连续运行的地区，原则上不向用户侧疏导辅助服务费用。电力现货市场连续运行的地区，符合规定的调频、备用等电力辅助服务费用，原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省级价格主管部门确定。其他需由经营主体承担的辅助服务费用，按程序报批。

**第四十一条** 独立储能、虚拟电厂等“发用一体”主体，在结算时段内按上网（下网）电量参与发电侧（用户侧）辅助服务费用分摊或分享。

**第四十二条** 推动跨省跨区交易双方根据辅助服务提供和受益情况，公平合理承担和获得送受两端辅助服务费用。

## 第七章 市场衔接

**第四十三条** 统筹推进电能量市场、电力辅助服务市场等整体建设，在市场注册、交易时序、市场出清、费用疏导等方面做好衔接，充分发挥电力辅助服务市场在保障系统安全稳定、提升系统灵活调节等方面的作用。

**第四十四条** 调频、备用、爬坡等有功辅助服务市场与现货市场可独立出清，具备条件时推动与现货市场联合出清。

**第四十五条** 结合电网资源配置需求和系统运行约束情况、省/区域电力现货市场建设情况，因地制宜建立省/区域调频、备用等服务市场。区域调峰、存在电能量交换的区域备用等交易，应当及时转为电能量交易。

### 第八章 计量结算

**第四十六条** 计量和采集周期应当满足辅助服务最小交易周期和精度要求。计量数据缺失的，可根据拟合规则进行补充。

**第四十七条** 辅助服务结算原则上应采用“日清月结”的方式，按日对交易结果进行清分，生成日清分依据；按月出具结算依据，开展电费结算。

**第四十八条** 辅助服务结算遵循收支平衡原则，各品种辅助服务费用应在电费结算单中单独列示，不得与其他费用叠加打捆。

**第四十九条** 电力调度机构负责经营主体辅助服务调用及执行情况记录，开展辅助服务补偿、分摊等相关费用计算，并将费用计算结果推送电力交易机构。电力交易机构根据费用计算结果，与其他交易费用合并出具结算依据，向经营主体公开，并推送至电网企业。电网企业负责辅助服务计量工作，并开展辅助服

务费用收付。

**第五十条** 经营主体应在结算依据发布后进行核对，存在异议的向市场运营机构提出。

**第五十一条** 由于计量、电价差错等原因需要进行追退补的，由市场运营机构在1个月内完成电力辅助服务费用追退补工作。

### 第九章 信息披露

**第五十二条** 电力辅助服务市场信息按照《电力市场信息披露基本规则》分为公众信息、公开信息、特定信息三类。市场成员应当按照有关规定，遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，做好信息披露工作。电网企业、市场运营机构应按相关规定做好信息披露工作，披露信息包括：辅助服务需求计算方法、调用原则、需求总量，交易申报、出清信息、费用结算等情况。

**第五十三条** 经营主体对披露的信息有异议的，应在5个工作日内提出复核申请。电力交易机构在接到复核申请5个工作日内，应会同电力调度机构进行核实并予以答复。

**第五十四条** 任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。

### 第十章 风险防控

**第五十五条** 建立健全辅助服务市场风险防控机制，防范市场风险，保障电力系统安全和市场平稳运行，维护社会公共利益和经营主体合法权益。

**第五十六条** 市场运营机构负责履行市场监测和风险防控职责，市场成员应共同遵守并按规定落实辅助服务市场风险防控职责。

**第五十七条** 辅助服务市场风险类型主要包括：

（一）辅助服务供需风险，指辅助服务供应紧张，较难满足辅助服务需求的风险。

（二）辅助服务市场力风险，指具有市场力的经营主体操纵辅助服务市场价格的风险。

（三）辅助服务市场价格异常风险，指部分时段或局部地区辅助服务市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（四）辅助服务市场技术支持系统风险，指支撑辅助服务市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，影响市场正常运行的风险。

（五）网络安全风险，指因黑客、恶意代码等攻击、干扰和

## 国家发展和改革委员会行政规范性文件

---

破坏等行为，造成被攻击系统及其数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

**第五十八条** 市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告国家能源局派出机构和省级价格、能源主管部门。

**第五十九条** 市场运营机构负责编制风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经国家能源局派出机构和省级价格、能源主管部门审定后执行。

**第六十条** 市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案执行，电力调度机构应按照安全第一的原则对市场进行应急处置，详细记录应急处置期间的有关情况，并报告国家能源局派出机构及省级价格、能源主管部门。

### 第十一章 监督管理

**第六十一条** 国家能源局按照《电力监管条例》《电力市场监管办法》和国务院有关规定，履行全国电力辅助服务市场监管职责。国家能源局派出机构负责辖区内的电力辅助服务市场监管。

**第六十二条** 电力辅助服务市场的监管对象包括参与辅助服务市场的各类经营主体、电网企业和市场运营机构等。

**第六十三条** 各地电网企业应定期向所在地国家能源局派出机构和省级价格、能源主管部门等报送辅助服务交易的价格、

费用、各类经营主体收益和分摊情况。

**第六十四条** 市场运营机构应做好辅助服务市场建设运行、出清价格、费用传导与分摊等情况的监测分析。

**第六十五条** 经营主体对辅助服务交易存在争议时，可向市场运营机构提出申诉意见，市场运营机构在规定期限内完成核实并予以答复。经营主体认为仍有争议的，可通过市场管理委员会调解，也可提交国家能源局派出机构依法协调；协调不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

## 第十二章 附 则

**第六十六条** 本规则由国家发展改革委、国家能源局负责解释。

**第六十七条** 本规则自发布之日起施行，有效期五年。