

关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知

发布时间：2024/02/08

来源：价格司

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

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，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、内蒙古电力（集团）有限责任公司、中国核工业集团有限公司、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、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司、华润（集团）有限公司、中国广核集团有限公司：

电力辅助服务市场是电力市场体系的重要组成部分。近年来，各地推进电力辅助服务市场建设，建立调峰、调频、备用等辅助服务市场机制，对保障电能质量和电力系统安全稳定运行、促进新能源消纳发挥了积极作用。为贯彻落实党中央、国务院关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的决策部署，进一步完善电力价格形成机制，提升电力系统综合调节能力，促进清洁能源消纳和绿色低碳转型，现就建立健全电力辅助服务市场价格机制通知如下。

一、总体思路

适应新型电力系统发展需要，持续推进电力辅助服务市场建设。加强电力辅助服务市场与中长期市场、现货市场等统筹衔接，科学确定辅助服务市场需求，合理设置有偿辅助服务品种，规范辅助服务计价等市场规则。按照“谁服务、谁获利，谁受益、谁承担”的总体原则，不断完善辅助服务价格形成机制，推动辅助服务费用规范有序传导分担，充分调动灵活调节资源主动参与系统调节积极性。加强政策协同配套，规范辅助服务价格管理工作机制。

二、优化调峰辅助服务交易和价格机制

（一）完善调峰市场交易机制。电力现货市场连续运行的地区，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。电力现货市场未连续运行的地区，原则上风电、光伏发电机组不作为调峰服务提供主体，研究适时推动水电机组参与有偿调峰，其他机组在现货市场未运行期间按规则自主申报分时出力及价格，通过市场竞争确定出清价格和中标调峰出力。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。

（二）合理确定调峰服务价格上限。各地统筹调峰需求、调节资源成本和新能源消纳等因素，按照新能源项目消纳成本不高于发电价值的原则，合理确定调峰服务价格上限，调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价。

三、健全调频辅助服务交易和价格机制

（三）规范调频市场交易机制。调频市场原则上采用基于调频里程的单一制价格机制。各机组按规则自主申报分时段调频容量及价格，通过市场竞争确定出清价格和中标调频容量。调频费用根据出清价格、调频里程、性能系数三者乘积计算。

（四）合理确定调频服务价格上限。调频性能系数由调节速率、调节精度、响应时间三个分项参数乘积或加权平均确定，分项参数以当地性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）对应的设计参数为基准折算。原则上性能系数最大不超过2，调频里程出清价格上限不超过每千瓦0.015元。

四、完善备用辅助服务交易和价格机制

（五）规范备用市场交易机制。备用市场原则上采用基于中标容量和时间的单一制价格机制。备用容量需求由电力调度机构根据系统安全经济要求与实际情况确定，各机组按规则申报备用容量及价格，通过市场竞争确定出清价格、中标容量和时间。备用费用根据出清价格、中标容量、中标时间三者乘积计算，实际备用容量低于中标容量的，按实际备用容量结算。

（六）合理确定备用服务价格上限。统筹考虑提供备用服务的机会成本（因预留备用容量、不发电而产生的损失）等因素，合理确定备用服务价格上限，原则上备用服务价格上限不超过当地电能量市场价格上限。

五、规范辅助服务价格传导

（七）合理确定辅助服务需求。各地要以保障电力系统安全稳定运行为目标，按照规范透明的原则，科学测算确定辅助服务需求。可结合当地实际探索开展爬坡等辅助服务机制，通过市场竞争确定出清价格、中标机组和中标容量，合理安排价格上限。不得采用事后调整结算公式等方式，确定辅助服务费用规模 and 价格标准。电网企业要加强精细化管理，提高经济调度水平。

（八）健全辅助服务费用传导机制。各地要规范辅助服务费用管理，由用户侧承担的辅助服务成本，应当为电能量市场无法补偿的因提供辅助服务而未能发电带来的损失。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，符合上述要求的调频、备用辅助服务费用（不含提供辅助服务过程中产生的电量费用），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。

（九）规范辅助服务费用结算。由用户承担的辅助服务费用纳入系统运行费用，随电费一同结算，电力现货市场连续运行的地区采用“日清月结”模式。各品种辅助服务补偿、分摊、考核费用应单独计算，并在结算单中单独列示。

六、强化政策配套

（十）推动各类经营主体公平参与辅助服务市场。各地按照国家有关规定确定参与辅助服务市场的准入条件时，应当实行公平准入，不得指定特定主体或对特定主体作出歧视性规定。已获得容量电费的经营主体，应当参加辅助服务市场报价。对同时具备发电和用电身份的经营主体，在放电、充（用）电时分别按发电主体、用电主体参与辅助服务市场，同等接受各类考核。

（十一）加强辅助服务市场与中长期市场、现货市场等统筹衔接。各地要统筹辅助服务市场和中长期市场、现货市场规则制定，加快辅助服务市场建设，尽快实现调频、备用等辅助服务市场规范高效运行，满足新能源大规模并网的系统安全需求。现货市场连续运行的地区，推动辅助服务市场和现货市场联合出清。提供辅助服务过程中产生的电量，按照现货市场价格或中长期交易规则结算。

（十二）健全辅助服务价格管理工作机制。国家发展改革委会同国家能源局加强顶层设计和工作指导，制定辅助服务价格相关政策；电力辅助服务市场规则由国家能源局会同国家发展改革委另行制定。国家能源局派出机构会同省级价格主管部门按照国家有关规定，提出辖区内辅助服务品种、需求确定机制、价格机制、市场限价标准、费用疏导方式等实施方案，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。

各地要对照本通知要求，系统梳理辅助服务市场运行和收费情况，抓紧完善辅助服务价格政策和交易规则等，本通知下发后六个月内按程序重新明确辅助服务价格机制和水平。

（十三）加强市场监测和监督检查。各地要加强电力辅助服务市场运行和价格机制跟踪监测，及时评估辅助服务资金使用、政策执行等情况；加强政策解读，帮助经营主体更好理解与执行。各地电网企业定期将有偿辅助服务交易的价格、费用、计价关键参数、各类主体收益和分担情况等报国家发展改革委（价格司）、国家能源局（市场监管司）以及所在地国家能源局派出机构、省级价格主管部门，并同步向相关经营主体披露。省级价格主管部门要加强电价管理，做好辅助服务价格测算、影响分析等工作并及时报告。国家发展改革委会同国家能源局等部门将加强市场监督检查，及时纠正和规范不符合国家有关规定的辅助服务价格政策和交易规则等，督促指导各地完善机制，促进辅助服务价格合理形成。

本通知自 2024 年 3 月 1 日起执行，现行政策相关规定与本通知不符的，以本通知规定为准。

国家发展改革委

国家能源局

2024 年 2 月 7 日