

关于印发《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》的通知

国家能源局文件

国能发监管[2017]67号

国家能源局关于印发《完善电力辅助服务 补偿（市场）机制工作方案》的通知

国能发监管[2017]67号

各派出能源监管机构：

为深入贯彻落实党的十九大精神和《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》（中发〔2015〕9号），进一步完善和深化电力辅助服务补偿机制，推进电力辅助服务市场化，按照《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）有关要求，我局研究制定了《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》。经局长办公会审议通过，现印发你们，请结合实际认真落实。我局批复的电力辅助服务市场改革试点地区要按照批复方案推进试点，并结合本通知要求不断深化完善相关机制。

附件：完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案

国家能源局

2017年11月15日

附件

完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案

为深入贯彻落实党的十九大精神和《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》（中发〔2015〕9号），进一步完善和深化电力辅助服务补偿机制，推进电力辅助服务市场化，按照《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）有关要求，制定本方案。

一、重要性和紧迫性

为保障电力系统安全、稳定、优质、经济运行，保证电能质量，规范电力辅助服务管理，原国家电力监管委员会于2006年11月印发《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）（以下简称43号文）。按照该办法要求，各区域电力监管机构结合本地区电力系统实际和电力市场建设需要，陆续制订实施细则，组织实施并加强监管。2014年，国家能源局印发《关于积极推进跨省跨区电力辅助服务补偿机制建设工作的通知》（国能综监管〔2014〕456号），将跨省跨区交易电量纳入电力辅助服务补偿机制范畴。目前，电力辅助服务补偿机制除西藏尚未建立外，在全国范围内基本建成，运行效果普遍较好，为进一步推进电力市场建设奠定了基础。

近年来，我国电力行业尤其是清洁能源发展迅猛，电源结构、网架结构发生重大变化，系统规模持续扩大，系统运行管理的复杂性随之大大增加，对系统安全稳定运行提出了更高要求。当前，我国电力供应能力总体富余，煤电机组利用小时数呈逐步下降趋势，局部地区弃风、弃光、弃水、限核和系统调峰、供暖季电热矛盾等问题突出，现行电力辅助服务补偿办法的部分内容已经难以适应实际需要。为深入落实电力体制改革各项措施，进一步还原电力商品属性，构建有效竞争的市场结构和市场体系，在更大范围内优化资源配置，亟需进一步完善和深化电力辅助服务补偿（市

场）机制。

二、总体思路和基本原则

（一）总体思路

按照中央进一步深化电力体制改革总体部署，坚持社会主义市场经济改革方向，结合各地实际，完善电力辅助服务补偿机制。

（二）基本原则

坚持服务大局原则。保障国家能源战略落实，维护电力系统安全运行，落实电力体制改革要求。

坚持市场化原则。配合电力市场体系建设，充分利用市场化机制发挥各类型发电企业和电力用户的调节性能，营造良好的制度环境。

坚持因地制宜原则。根据电力用户与发电企业直接交易、跨省跨区电能交易以及现货市场试点等实际情况，分类推进电力辅助服务补偿（市场）机制建设，确保对目前情况和电力现货市场具备较强适用性。

三、主要目标

以完善电力辅助服务补偿（市场）机制为核心，全面推进电力辅助服务补偿（市场）工作，分三个阶段实施。

第一阶段（2017年～2018年）：完善现有相关规则条款，落实现行相关文件有关要求，强化监督检查，确保公平公正。

第二阶段（2018年～2019年）：探索建立电力中长期交易涉及的电力用户参与电力辅助服务分担共享机制。

第三阶段（2019年～2020年）：配合现货交易试点，开展电力辅助服务市场建设。

四、主要任务

（一）完善现有相关规则条款

1.实现电力辅助服务补偿项目全覆盖。43号文中规定的项目应全部纳入电力辅助服务补偿范围。部分地区自动发电控制、调峰等服务未进行补偿的，要补充完善区域并网发电厂辅助服务管理实施细则相关规则条款，并切实落实到生产运行中。

2.实现省级及以上电力调度机构调度的发电机组全部纳入电力辅助服务管理范围。部分地区未将核电、热电联产、水电、风电、光伏发电等发电机组纳入电力辅助服务管理范围或不同类型机组分立账户的，要完善相关内容、落实规则、加强监管，促进各种类型发电机组在同一平台公平承担电力辅助服务义务。各地可根据实际情况，将地市调度机构调度的发电机组逐步纳入电力辅助服务管理范围，或参照统调机组制定非统调机组辅助服务补偿实施细则。

3.实现电力辅助服务补偿力度科学化。按照43号文所确定的“补偿成本、合理收益”的原则确定补偿力度，充分调动发电企业提供电力辅助服务的积极性。部分地区对于自动发电控制、调峰、备用等服务补偿力度较小不能覆盖电力辅助服务提供成本和适当收益的，要完善区域并网发电厂辅助服务管理实施细则相关内容，加大补偿力度。

4.鼓励采用竞争方式确定电力辅助服务承担机组。电网企业根据系统运行需要，确定自动发电控制、备用、黑启动等服务总需求量，发电企业通过竞价的方式提供辅助服务。鼓励并网自备电厂通过购买低谷可再生能源的方式参与调峰，探索发电企业之间通过实时交易低谷发电量的方式提供调峰服务。

5.鼓励自动发电控制和调峰服务按效果补偿。鼓励借鉴部分地区自动发电控制按效果付费的经验，采用自动发电控制机组的响应时间、调节精度、调节速率等效果指标乘以行程作为计量公式进行补偿，采用机组调峰率对系统运行的贡献程度（机组出力曲线相对系统负荷形状）进行补偿。

6.按需扩大电力辅助服务提供主体。鼓励储能设备、需求侧资源参与提供电力辅助服务，允许第三方参与提供电力辅助服务。

（二）建立电力中长期交易涉及的电力用户参与电力辅助服务分担共享机制

7.开展电力用户与发电企业中长期交易的地区，除了完成上述1-6条工作外，还应建立电力用户参与的电力辅助服务分担共享机制。

8.电力辅助服务参与主体增加电力用户。鼓励电力用户参与提供电力辅助服务，签订带负荷曲线的电力直接交易合同，并满足所参加电力辅助服务的技术要求，按与发电企业同一标准进行补偿，随电力用户电费一并结算。

用户可以结合自身负荷特性，自愿选择与发电企业或电网企业签订保供电协议、可中断负荷协议等合同，约定各自的电力辅助服务权利与义务。

9.电力用户参与电力辅助服务的方式：直接参与分摊电力辅助服务费用、经发电企业间接承担、购买发电企业辅助服务、自行提供电力辅助服务等。

10.直接参与分摊电力辅助服务费用方式：电力用户按照直接交易电费承担电力辅助服务补偿责任。发电企业相应直接交易电费不再参与电力辅助服务补偿费用分摊，由电力用户按照直接交易电费与发电企业非直接交易电费比例分摊电力辅助服务补偿费用。

其中，电力用户分摊的电力调峰服务费用可以根据电力用户特性调整。未实行用电峰谷电价的地区，根据电力用户自身负荷曲线和全网用电负荷曲线，计算电力用户对电网调峰的贡献度。电力用户峰谷差率小于全网峰谷差率时调峰贡献度为正，电力用户峰谷差率大于全网峰谷差率时调峰贡献度为负。

11.电力用户经发电企业间接承担方式：电力用户与发电企业协商直接交易电价时约定直接交易电价包含电力辅助服务费用，发电企业直接交易电费应继续参与电力辅助服务补偿费用分摊。

12.购买发电企业辅助服务方式：电力调度机构事先按照电力用户市场份额计算应该承担的电力辅助服务责任。电力用户通过自身资源履行电力辅助服务责任，不足部分向发电企业购买电力辅助服务来确保责任的履行。

13.自行提供电力辅助服务方式：用户根据系统运行需要调整用电曲线或者中断负荷作为电力辅助服务提供方。电力用户提供的电力辅助服务补偿费用应参照调峰、调频服务计算方式确定。

（三）分类型推进跨省跨区电力辅助服务补偿

14.推进国家指令性计划、地方政府协议跨省跨区电能交易辅助服务补偿工作。实现国家指令性计划、地方政府协议跨省跨区电能交易与市场化跨省跨区电能交易同一标准和要求参与电力辅助服务补偿。

15.市场化跨省跨区电能交易全面实施跨省跨区电力辅助服务补偿。送出端发电企业纳入受端地区电力辅助服务管理范围，并根据提供的电力辅助服务获得或者支付补偿费用。

市场化跨省跨区送电发电企业视同受端电网发电企业参与电力辅助服务补偿和考核。跨省跨区电能交易曲线未达到受端电网基本调峰要求的，按照受端电网基本调峰考核条款执行；达到有偿调峰要求的，按照有偿调峰补偿条款给予补偿。其余辅助服务项目原则上按照送端发电企业不能提供的情况处理，确能提供的，按照受端电网相应的补偿条款执行。

16.跨省跨区电力用户与发电企业直接交易按照上述7-13条执行。

17.跨省跨区电力辅助服务补偿费用随跨省跨区电能交易电费一起结算，相关电网企业应对结算工作予以必要的支持。

五、组织协调

（一）加强组织领导

国家能源局统一协调推进有关工作，各派出能源监管机构按照属地原则，负责组织推进当地电力辅助服务补偿（市场）工作及日常事务的协调处理。

推进电力辅助服务补偿工作要与电能量市场化交易进展情况密切协调，规则条款修订要与电能量交易相适应。电力直接交易工作要考虑电力用户承担相应的电力辅助服务责任和费用，跨省跨区电能交易购售双方协商交易要考虑电力辅助服务费用，现货试点地区电能量交易要统筹考虑调频、备用等电力辅助服务交易，并同步设计相关规则。

（二）落实责任分工

区域、省级派出能源监管机构要加强沟通协调，承担主体责任，做好区域内实施细则之间的衔接。跨省跨区送电辅助服务补偿由受端区域、省级派出能源监管机构商送端区域、省级派出能源监管机构提出实施方案，报送国家能源局备案。

各电力企业要高度重视，精心组织，加强工作沟通与配合，规则修订后尽快组织技术支持系统完善升级，完成人员培训、业务衔接等方面的工作。各电力调度机构负责电力辅助服务有关数据的统计工作，电网企业按照相应派出能源监管机构审核同意的执行结果配合完成结算。

（三）抓好督促落实

各派出能源监管机构要根据工作方案要求，结合当地实际，制定实施方案，明确具体时间节点和阶段性目标，报送国家能源局备案。推进过程中，实施方案如有调整，要及时报送国家能源局。国家能源局批复的电力辅助服务市场改革试点地区要按照批复方案推进试点，并结合本通知要求不断深化完善相关机制。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/117205.html>