

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)

各派出机构，中国核工业集团有限公司、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、内蒙古电力（集团）有限责任公司，北京电力交易中心有限公司、广州电力交易中心有限责任公司：

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，做好碳达峰、碳中和工作，推动构建新型电力系统，规范电力辅助服务管理，深化电力辅助服务市场机制建设，国家能源局对《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）进行了修订，并将名称修改为《电力辅助服务管理办法》（以下简称《办法》），现将《办法》印发给你们，请遵照执行。

国家能源局各派出机构要根据《办法》要求，组织相关部门和单位制修订各地现行管理实施细则和市场交易规则，并报国家能源局备案。

国家能源局

2021年12月21日

附件：

电力辅助服务管理办法

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，做好碳达峰、碳中和工作，构建新型电力系统，深化电力体制改革，持续推动能源高质量发展，保障电力系统安全、优质、经济运行及电力市场有序运营，促进源网荷储协调发展，建立用户参与的电力辅助服务分担共享新机制，进一步规范电力辅助服务管理，根据《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》等有关法律法规，制定本办法。

第二条 电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用外，由火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等发电侧并网主体，电化学、压缩空气、飞轮等新型储能，传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）提供的服务。

第三条 本办法适用于省级及以上电力调度机构调度管辖范围内电力辅助服务的提供、调用、考核、补偿、结算和监督管理等。省级以下电力调度机构调度管辖范围内的并网主体视其对电力系统运行的影响，可参照本办法执行。

第二章 定义与分类

第四条 电力辅助服务的种类分为有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急及恢复服务。

第五条 有功平衡服务包括调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡等电力辅助服务。

（一）调频是指电力系统频率偏离目标频率时，并网主体通过调速系统、自动功率控制等方式，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。调频分为一次调频和二次调频。一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，常规机组通过调速系统的自动反应、新能源和储能等并网主体通过快速频率响应，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。二次调频是指并网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，跟踪电力调度机构下达的指令，按照一定调节速率实时调整发用电功率，以满足电力系统频率、联络线功率控制要求的服

(二) 调峰是指为跟踪系统负荷的峰谷变化及可再生能源出力变化, 并网主体根据调度指令进行的发用电功率调整或设备启停所提供的服务。

(三) 备用是指为保证电力系统可靠供电, 在调度需求指令下, 并网主体通过预留调节能力, 并在规定的时间内响应调度指令所提供的服务。

(四) 转动惯量是指在系统经受扰动时, 并网主体根据自身惯量特性提供响应系统频率变化率的快速正阻尼, 阻止系统频率突变所提供的服务。

(五) 爬坡是指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并网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。

第六条 无功平衡服务即电压控制服务, 电压控制服务是指为保障电力系统电压稳定, 并网主体根据调度下达的电压、无功出力等控制调节指令, 通过自动电压控制 (AVC)、调相运行等方式, 向电网注入、吸收无功功率, 或调整无功功率分布所提供的服务。

(一) 自动电压控制是指利用计算机系统、通信网络和可调控设备, 根据电网实时运行工况在线计算控制策略, 自动闭环控制无功和电压调节设备, 以实现合理的无功电压分布。

(二) 调相运行是指发电机不发出有功功率, 只向电网输送感性无功功率的运行状态, 起到调节系统无功、维持系统电压水平的作用。

第七条 事故应急及恢复服务包括稳定切机服务、稳定切负荷服务和黑启动服务。

(一) 稳定切机服务是指电力系统发生故障时, 稳控装置正确动作后, 发电机组自动与电网解列所提供的服务。

(二) 稳定切负荷 (含抽水蓄能电站切泵) 服务是指电网发生故障时, 安全自动装置正确动作切除部分用户负荷, 用户在规定响应时间及条件下以损失负荷来确保电力系统安全稳定所提供的服务。

(三) 黑启动是指电力系统大面积停电后, 在无外界电源支持的情况下, 由具备自启动能力的发电机组或抽水蓄能、新型储能等所提供的恢复系统供电的服务。

第三章 提供与调用

第八条 电力辅助服务的提供方式分为基本电力辅助服务和有偿电力辅助服务。基本电力辅助服务为并网主体义务提供, 无需补偿。有偿电力辅助服务可通过固定补偿或市场化方式提供, 所提供的电力辅助服务应达到规定标准, 鼓励采用竞争方式确定承担电力辅助服务的并网主体, 市场化方式包括集中竞价、公开招标/挂牌/拍卖、双边协商等。鼓励新型储能、可调节负荷等并网主体参与电力辅助服务。

第九条 电力辅助服务提供方有义务向电力调度机构申报基础技术参数以确定电力辅助服务能力, 或满足相关技术参数指标的要求。

第十条 为保证电力系统平衡和安全, 电力辅助服务应按照国家、行业有关标准或规定进行选取和调用。未开展市场化交易的电力辅助服务品种, 统筹考虑并网主体的特性和贡献等实际情况, 研究明确提供主体; 已开展市场化交易的电力辅助服务品种, 根据市场出清结果确定提供主体。

第四章 补偿方式与分摊机制

第十一条 国家能源局派出机构根据本规定, 结合当地电网运行需求和特性, 按照“谁提供、谁获利; 谁受益、谁承担”的原则, 确定各类电力辅助服务品种、补偿类型并制定具体细则。

第十二条 并网主体参与有偿电力辅助服务时, 应根据其提供电力辅助服务的种类和性能, 或对不同类型电力辅助服务的差异化需求及使用情况, 制定差异化补偿或分摊标准。

第十三条 国家能源局派出机构在制定电力辅助服务管理实施细则和市场交易规则时, 应合理确定电力辅助服务品种, 建立相应补偿、分摊和考核机制。电力辅助服务管理实施细则原则上主要明确通过义务提供、固定补偿方式获取的电力辅助服务品种的相关机制; 电力辅助服务市场交易规则主要明确通过市场化竞争方式获取的电力辅助服务品种的相关机制。

第十四条 各类电力辅助服务品种的补偿机制详见附件。固定补偿方式确定补偿标准时应综合考虑电力辅

助服务成本、性能表现及合理收益等因素，按“补偿成本、合理收益”的原则确定补偿力度；市场化补偿形成机制应遵循考虑电力辅助服务成本、合理确定价格区间、通过市场化竞争形成价格的原则。

第十五条 承诺提供电力辅助服务的并网主体，在实际运行中，未按照约定提供有效电力辅助服务的，具体考核依照电力并网运行管理实施细则或市场交易规则执行。已通过市场机制完全实现的，不得在实施细则中重复考核。

第十六条 在电力辅助服务管理实施细则或市场交易规则中，应合理明确电力辅助服务需求的确定原则、电力辅助服务费用的分摊标准及市场交易机制等，并根据需要进行动态调整完善。

(一) 对采用电力辅助服务管理实施细则管理的电力辅助服务品种，考核费用的收支管理可独立进行或与补偿费用一并进行。对已开展市场化交易的电力辅助服务品种，应在市场交易规则中约定考核机制，且考核费用需与补偿费用一并进行收支管理。

(二) 为电力系统运行整体服务的电力辅助服务，补偿费用由发电企业、市场化电力用户等所有并网主体共同分摊，逐步将非市场化电力用户纳入补偿费用分摊范围。原则上，为特定发电侧并网主体服务的电力辅助服务，补偿费用由相关发电侧并网主体分摊。为特定电力用户服务的电力辅助服务，补偿费用由相关电力用户分摊。

第十七条 已开展市场化交易的电力辅助服务品种，根据市场交易规则进行清算、结算。未开展市场化交易的电力辅助服务品种，按月进行电力辅助服务补偿清算、结算。现货市场运行期间，已通过电能量市场机制完全实现系统调峰功能的，原则上不再设置与现货市场并行的调峰辅助服务品种。

第十八条 省级及以上电力调度机构针对调管的并网主体应满足调度、计量、结算等相关要求，并保证调度指令下达至并网主体。省级以下电力调度机构直接调度的并网主体（含自备电厂），具备相关调度、计量、结算等要求的，可通过独立单元、聚合商和第三方代理等形式，纳入所在地电力辅助服务管理实施细则或市场交易规则的管理范围。

第十九条 电力辅助服务计量以电力调度指令、调度自动化系统采集的实时数据、电能量计量装置的数据等为依据。电网频率、

实际有功（无功）出力 and 发/用电负荷按国家和行业标准规定的周期进行采集。电能量计量装置按国家和行业标准规定的周期，存储电量数据。

第二十条 通过采取购买调峰资源或调峰服务方式建设的可再生能源发电项目，入市前项目主体应向调度机构申报承担电力辅助服务责任的主体，并报国家能源局派出机构备案，参与电力辅助服务的规则可依据国家相关规定并结合各地实际情况另行制定。项目投产后，电力调度机构应按月汇总分析，向国家能源局派出机构报告对应调峰服务执行情况。

第二十一条 新建发电机组调试运行期形成的差额资金纳入电力辅助服务补偿资金管理。

第二十二条 电力调度机构和电网企业根据本办法，按照专门记账、收支平衡原则，建立专门账户，对电力辅助服务补偿和考核费用进行管理。

第五章 电力用户参与辅助服务分担共享机制

第二十三条 逐步建立电力用户参与的电力辅助服务分担共享机制，根据不同类型电力用户的用电特性，因地制宜制定相应分担标准。电力用户参与电力辅助服务可采取以下两种方式。

（一）独立参与方式：具备与电力调度机构数据交互，且能够响应实时调度指令的可调节负荷，根据系统运行需要和自身情况，响应电力调度机构调节指令，调节自身用电负荷曲线，提供电力辅助服务，并参与电力辅助服务补偿和分摊。

（二）委托代理参与方式：电力用户可由代理其参与电力中长期交易的售电公司，或聚合商、虚拟电厂签订委托代理协议，按照公平合理原则协商确定补偿和分摊方式，参与电力辅助服务。聚合商、虚拟电厂参与方式同电力用户独立参与。

不具备提供调节能力或调节能力不足的电力用户、聚合商、虚拟电厂应按用电类型、电压等级等方式参与分摊电力辅助服务费用，或通过购买电力辅助服务来承担电力辅助服务责任，相应的电力辅助服务责任确定机制在各地实施细则或市场交易规则中明确。

第二十四条 电力用户签订的带负荷曲线电能量交易合同中应明确承担电力辅助服务的责任和费用等相关条款，并满足所参与电力辅助服务的技术要求，参照发电企业标准进行补偿和分摊，随电力用

户电费一并结算。电费账单中单独列支电力辅助服务费用。费用补偿和分摊可采取以下两种方式。

(一) 电力用户直接承担方式：与电力用户开展电能量交易的发电企业相应交易电量不再参与电力辅助服务费用分摊，由电力用户按照当地实施细则有关规定分摊电力辅助服务费用。

(二) 电力用户经发电企业间接承担方式：电力用户与发电企业开展电能量交易时约定交易电价含电力辅助服务费用的，发电企业相应交易电量应继续承担电力辅助服务费用分摊。电力用户也可与发电企业自行约定分摊比例，在各自电费账单中单独列支。

第六章 跨省跨区电力辅助服务机制

第二十五条 跨省跨区送电配套电源机组均应按照本办法纳入电力辅助服务管理，原则上根据调度关系在送端或受端电网参与电力辅助服务，不重复参与送、受两端电力辅助服务管理。

第二十六条 为保障跨省跨区送电稳定运行提供电力辅助服务的发电机组，应当获得相应的电力辅助服务补偿。

第二十七条 参与国家指令性计划、地方政府协议以及跨省跨区市场化交易的送电发电机组按照同一标准和要求参与电力辅助服务管理。

第二十八条 与电力用户开展跨省跨区“点对点”电能量交易的发电机组参与辅助服务管理，参照本办法第二十五条、第二十六条执行。

第二十九条 由于跨省跨区线路检修停运等原因，跨省跨区配套机组临时向其他地区送电期间，原则上应参与送端辅助服务管理。

第三十条 跨省跨区电能量交易的购售双方应在协商跨省跨区电能量交易价格中明确电力辅助服务的责任和费用等相关条款，对受端或送端电网提供电力辅助服务的并网主体予以合理补偿。

第三十一条 跨省跨区电力辅助服务费用随跨省跨区电能量交易电费一起结算，相关电网企业应按时足额结算。

第七章 信息披露

第三十二条 信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，披露内容应包括但不限于考核/补偿/分摊、具体品种、调度单元等信息类型。信息披露主体对其提供信息

的真实性、准确性、完整性负责。 **第三十三条** 电力交易机构负责通过信息披露平台向所有市场主体披露相关考核和补偿结果，制定信息披露标准格式，开放数据接口。 **第三十四条** 电力调度机构应及时向电力交易机构按信息类型推送考核、补偿和分摊公示信息，由电力交易机构于次月 10 日之前向所有市场主体公示。并网主体对公示有异议的，应在 3 个工作日内提出复核。电力调度机构在接到并网主体问询的 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向国家能源局派出机构提出申诉。无异议后，由电力调度机构执行，并将结果报国家能源局派出机构。

第八章 监督管理

第三十五条 国家能源局及其派出机构负责电力辅助服务的监督与管理，监管本办法及相关规则的实施。国家能源局派出机构负责所在地区的电力辅助服务管理，组织建设电力辅助服务市场，组织电网企业和并网主体确定电力辅助服务补偿标准或价格机制，调解辖区内电力辅助服务管理争议，监管电力辅助服务管理实施细则和市场交易规则的执行、电力辅助服务的需求确定和评估实际执行效果等工作。工作中发现的重大问题应及时向国家能源局报告。 **第**

三十六条 国家能源局派出机构可依据实际需要，组织对电力调度机构和电力交易机构的执行情况进行评估和监管。 **第三十七条** 国家能源局各区域监管局根据本办法，按照公开、透

明、经济的原则，商相关省监管办、电网企业、并网主体组织修订本区域电力辅助服务管理实施细则和市场交易规则，报国家能源局备案后施行。实施细则和市场交易规则中应明确提供电力辅助服务的并网主体的具体范围、性能指标（参数）、辅助服务品种、需求确定原则、市场出清机制、补偿分摊标准、信息披露细则等内容。各省监管办可在本区域实施细则和市场交易规则的基础上，结合各省（区）实际情况约定不同补偿标准或价格机制，修订辖区内实施细则和市场交易规则，保持实施细则和市场交易规则在区域内的基本统一和相互协调。电力现货试点地区，由国家能源局派出机构根据当地电力系统运行需要和现货市场运行情况，统筹做好衔

接，制定电力辅助服务市场交易规则。 **第三十八条** 电力调度机构遵照电力辅助服务管理实施细则和市场交易规则，负责电力辅助服务的选取、调用、计量和费用计算、数据统计、公示、核对、技术支持系统建设运行。电网企业、电力调度机构、电力交易机构按照有关规定和职责分工，向并网主体结算费用。

第九章 附 则

第三十九条 本办法自发布之日起实施，有效期 5 年。原国家电力监管委员会《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43 号）同时废止。 **第四十条** 本办法由国家能源局负责解释，国家能源局其他相关文件与本办法不一致的，以本办法为准。

附件

各类电力辅助服务品种补偿机制

电力辅助服务分类	具体品种	补偿方式	固定补偿参考因素
有功平衡服务	一次调频	义务提供、固定补偿、市场化方式 (集中竞价、公开招标/挂牌/拍卖、双边协商)	电网转动惯量需求和单体惯量大小
	二次调频		常规机组：维持电网频率稳定过程中实际贡献量； 其他并网主体：改造成本和维持电网频率稳定过程中实际贡献量
	调峰		社会平均容量成本、提供有偿辅助服务的
	备用		投资成本和由于提供电力辅助服务而减

	转动惯量		少的有功发电量损失
	爬坡		
无功平衡服务	自动电压控制	义务提供、固定补偿、市场化方式 (公开招标/挂牌/拍卖、双边协商)	按低于电网投资新建无功补偿装置和运行维护的成本的原则
	调相		
事故应急及恢复服务	稳定切机		稳控投资成本、错失参与其他市场的机会 成本和机组启动成本
	稳定切负荷	用户损失负荷成本	
	黑启动	投资成本、维护费用、黑启动期间运行费用以及每年用于黑启动测试和人员培训费用	