

江苏电力辅助服务管理实施细则

(征求意见稿)

第一章 总 则

第一条 为构建新型电力系统，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，根据国家能源局《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）和国家有关法律法规，结合江苏实际，制定本细则。

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 本细则适用于省级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参照本细则执行。

第四条 国家能源局江苏监管办公室（以下简称江苏能源监管办）负责本细则的制定、组织及实施，并监管辅助服务调用、考核及补偿等情况。

电力调度机构依照本细则按照调度管辖范围具体实施辅助服务考核和补偿情况的统计结算等工作。

第二章 定义与分类

第五条 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。

第六条 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务。

（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。调峰分为基本调峰和有偿调峰。

基本调峰是指发电机组在规定的出力调整范围内，为了跟踪负荷的峰谷变化而有计划的、按照一定调节速度进行的发电机组出力调整所提供的服务。江苏电网调度管辖的发电机组基本调峰范围为 50% 额定容量，即机组的出力调整范围为额定容量的 50-100%。

有偿调峰是指发电机组超过基本调峰范围进行深度调峰，以及发电机组按电力调度指令要求在 24 小时（常规燃煤发电机组为 72 小时）内完成启停机（炉）进行调峰所提供的服务。

（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。其中：

旋转备用是指为了保证可靠供电，根据电力调度指令指定的并网机组所提供的必须在 10 分钟内调用的预留发电容量服务。

热备用是指为了保证可靠供电，根据电力调度指令指定的未并网机组所提供的必须在 1 小时内能够调用的热备用容量服务。

（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。

第七条 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。无功平衡服务分为基本无功调节、有偿无功调节。

基本无功调节是指发电机组在迟相功率因数大于发电机额定功率因数的情况下向电力系统发出无功功率，或在进相功率因数大于 0.98 的情况下向电力系统吸收无功功率。

有偿无功调节是指发电机组按电力调度指令在迟相功率因数小于发电机额定功率因数的情况下向电力系统发出无功功率，或在进相功率因数小于 0.98 情况下向电力系统吸收无功功率，以及发电机组在调相工况运行时向电力系统发出或吸收无功功率所提供的服务。

第八条 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

第九条 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。

（一）基本电力辅助服务为并网主体义务提供，无需补偿，包括一次调频、基本调峰、基本无功调节、稳定切机、稳定切负荷等。

（二）有偿电力辅助服务包括自动发电控制（AGC）、有偿调峰、旋转备用、热备用、有偿无功调节、转动惯量、爬坡、黑启动等，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。

第十条 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，并履行以下职责：

（一）提供基础技术参数以确定各类辅助服务的能力，提供有资质单位出具的辅助服务能力测试报告；

（二）负责内部设备的运行维护，确保具备提供符合规定标准要求的辅助服务的能力；

（三）根据电力调度指令提供辅助服务；

（四）执行辅助服务考核和补偿；

（五）配合完成参数校核。

第十一条 电力调度机构调用并网主体提供电力辅助服务时，应履行以下职责：

（一）根据电网情况、安全导则、调度规程，根据“按需调度”的原则组织、安排调度管辖范围内并网主体的辅助服务调用，保证调度的公开、公平、公正。

（二）电力调度机构应确定预留的最低备用容量。

（三）根据相关技术标准和管理办法对辅助服务执行情况进行记录和计量、对辅助服务考核和补偿情况进行统计等工作。

（四）定期公布辅助服务调用、考核及补偿情况。

（五）及时答复并网主体的问询。

（六）定期将辅助服务的计量、考核、补偿统计情况报送江苏能源监管办。

第十二条 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

第十三条 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，具体调用、补偿标准依照相应市场交易规则执行。

第十四条 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，不在实施细则中重复考核。

第十五条 各类有偿辅助服务补偿基本原则

（一）AGC 按投资成本、运行维护成本及提供 AGC 服务而增加的成本，确定其补偿标准。

（二）有偿调峰按照提供辅助服务而增加的成本，确定其补偿标准。

（三）备用依据高峰时段并网主体提供的旋转备用损失的机会成本确定其补偿标准。

（四）转动惯量依据并网主体向系统提供转动惯量设备的维护成本确定其补偿标准。

（五）爬坡依据系统负荷大幅变化时，并网主体提供爬坡辅助服务而增加的成本合理确定其补偿标准。

（六）有偿无功按照低于新建无功补偿装置和运行维护成本的原则，依据提供有偿无功服务而增加的成本确定其补偿标准。

（七）AVC 按投资成本、运行维护成本及提供 AVC 服务而增加的成本确定其补偿标准。

（八）黑启动依据改造新增的投资成本、运行维护成本、每年用于黑启动测试和人员培训的费用确定其补偿标准。

第十六条 已开展市场化交易的电力辅助服务品种和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。

第十七条 有偿调峰服务补偿

常规燃煤发电机组按电力调度指令要求在 72 小时内完成启停机（炉）进行调峰的，按每兆瓦 1000 元的标准进行补偿。

第十八条 有偿无功服务补偿

（一）有偿无功服务按机组计量。

（二）根据电力调度指令，发电机组通过提供必要的有偿无功服务保证电厂母线电压满足要求，或者已经按照最大能力发出或吸收无功也无法保证母线电压满足要求时，根据发电机组迟相功率因数低于额定迟相功率因数时多发出的无功电量或进相功率因数低于 0.98 时多吸收的无功电量，按照 15 元/兆乏时进行补偿。

（三）火电、燃气、核电及水电机组执行调度机构指令，在调相工况运行所提供的有偿无功服务的，按如下办法补偿：

1.调相运行启停补偿按机组启停调相一次，补偿 14 元/兆瓦的标准进行补偿。

2.调相运行成本补偿按以下公式进行：

$$F=Y_{\text{调相}} P_N t_{\text{调相}}$$

式中，F 为补偿费用； P_N 为机组容量，单位为兆瓦； $t_{\text{调相}}$ 为机组调相运行时间，单位为小时； $Y_{\text{调相}}$ 为调相运行补偿标准，取 7.5 元/兆瓦时。

(四) 光伏、风电执行调度机构指令，在调相工况运行所提供的有偿无功服务的，按如下办法补偿：

$$F=Y_{\text{调相}}Q_{\text{调相}}$$

式中， F 为补偿费用； $Q_{\text{调相}}$ 为机组调相运行时发出或吸收的无功电量，单位为兆乏·时； $Y_{\text{调相}}$ 为调相运行补偿标准，取 15 元/兆瓦时。

第十九条 自动电压控制（AVC）服务补偿

(一) 自动电压控制（AVC）服务按机组计量。

(二) 电厂 AVC 调节性能和参数设定应满足相关规范要求，AVC 按以下公式计算远方调节补偿费用：

$$F=P_N t_{\text{AVC}} Y_{\text{AVC}}$$

式中， F 为补偿费用； P_N 为机组容量（兆瓦）； Y_{AVC} 为 AVC 补偿标准，取 0.1 元/兆瓦时； t_{AVC} 为机组 AVC 投用时间，单位为小时。

第二十条 旋转备用、热备用服务补偿

(一) 对并网主体提供旋转备用、热备用进行补偿，按日发电计划预留的高峰时段旋转备用、热备用容量、时间计算。

(二) 根据提供旋转备用、热备用容量和时间给予补偿。

$$F=P_{\text{备用}} t_{\text{备用}} Y_{\text{备用}}$$

式中， F 为补偿费用； $P_{\text{备用}}$ 为备用容量，单位为兆瓦； $t_{\text{备用}}$ 为备用时间，单位为小时； $Y_{\text{备用}}$ 为备用补偿标准，按 10 元/兆瓦时计算。

第二十一条 转动惯量辅助服务补偿

(一) 转动惯量辅助服务按并网主体进行补偿。

(二) 并网主体转动惯量性能和参数设定应满足相关规范要求，按机组容量、运行时间进行补偿。

$$F = P_{\text{容量}} \cdot t_{\text{运行}} \cdot Y_{\text{补偿}}$$

式中， F 为补偿费用； $P_{\text{容量}}$ 为并网容量（兆瓦）； $t_{\text{运行}}$ 为并网运行时间，单位为小时； $Y_{\text{补偿}}$ 为补偿标准，按 0.1 元/兆瓦时计算。

第二十二条 爬坡辅助服务补偿

(一) 爬坡辅助服务按并网单元计量。

(二) 基本补偿按以下公式进行：

$$F = K_{\text{agc}} * \max[(V_{\text{实测}} - V_{\text{目标}}), 0] * P_{\text{可调}} * L_{\text{agc}}$$

式中， F 为补偿费用； K_{agc} 为补偿标准，取 1000 元/兆瓦； $V_{\text{实测}}$ 为机组 AGC 当月实测调节速率； $V_{\text{目标}}$ 为机组 AGC 目标调节速率，燃煤（含综合利用）、供热燃气机组为 1.5% 额定容量/每分钟（循环流化床锅炉机组 0.75%），非供热燃气和抽水蓄能机组为 3% 额定容量/每分钟，风电、光伏和新型储能电站为 10% 额定容量/每分钟； $P_{\text{可调}}$ 为机组 AGC 可调容量，单位兆瓦； L_{agc} 为机组 AGC 的月度总投率，等于机组当月 AGC 功能累计投入时间/（本月总天数*24 小时）。

第二十三条 对事故预案确定的提供黑启动服务的机组按水电厂 6 万元/月，其它电厂按 8 万元/月的标准进行补偿。

第二十四条 省级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，纳入江苏电力辅助服务管理实施细则或相应市场交易规则的管理范围。

第二十五条 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）出力和发/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。

第二十六条 参与电力辅助服务补偿费用分摊但不提供调峰和调频辅助服务的发电企业按平均运行容量或发电量 2 倍分摊辅助服务补偿费用。

第二十七条 省内各并网主体辅助服务月度补偿所需费用先扣除当月跨区直流来电分摊费用，不足部分由省内并网主体按当月平均运行容量的比例分摊。跨区直流来电参与自动发电控制（AGC）、有偿调峰、转动惯量、爬坡、自动电压控制（AVC）、旋转备用、热备用、黑启动等项目实际补偿费用的合理分摊，不参与有偿无功调节补偿费用的分摊。

第 i 个并网主体需要承担的分摊费用计算公式为：

$$R_{\text{分摊}}^{ik} = R_{\text{省内总补偿}}^k \frac{P_i}{\sum_{i=1}^N P_i}$$

式中， $R_{\text{分摊}}^{ik}$ 为第 i 个并网主体在补偿项目 k 需要承担的分摊费用； $R_{\text{省内总补偿}}^k$ 为省内各并网主体辅助服务项目 k 月度补偿费用扣除当月跨区直流来电补偿费用后，不足部分； N 为当月上网

发电并网主体的总数； P_i 为第*i*个并网主体月度平均运行容量，计算公式如下：

$$P_i = \frac{\sum_{j=1}^m P_{ij}}{m}$$

式中， P_{ij} 为第*i*个并网主体的第*j*日运行容量，*m*为当月天数。

其中跨区配套电源来电当月辅助服务分摊费用计算公式为：

$$R_{\text{直流分摊}}^k = R_{\text{总补偿}}^k \frac{W_{\text{直流}}}{W_{\text{统调}}}$$

式中， $R_{\text{直流分摊}}^k$ 为跨区直流来电需要承担的月度分项辅助服务*k*分摊费用； $R_{\text{总补偿}}^k$ 为月度分项辅助服务*k*总补偿费用； $W_{\text{直流}}$ 为所有落点在江苏电网的跨区直流来电由江苏消纳的月度电量之和； $W_{\text{统调}}$ 为当月全省统调发电量。各直流之间按由江苏消纳的月度电量进行分摊。

第二十八条 省内各并网主体有偿辅助服务结算费用等于当月该并网主体有偿辅助服务补偿费用减去当月该并网主体有偿辅助服务分摊费用。

并网主体月度结算费用为：

$$K_{\text{结算}}^i = R_{\text{补偿}}^i - R_{\text{分摊}}^i$$

式中， $K_{\text{结算}}^i$ 为并网主体*i*月度结算费用； $R_{\text{补偿}}^i$ 为并网主体*i*月度补偿费用； $R_{\text{分摊}}^i$ 为并网主体*i*月度分摊费用。

跨区直流来电有偿辅助服务当月结算费用等于前述有偿辅助服务分项分摊费用之和。

第二十九条 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，并报江苏能源监管办备案。项目投产后，电力调度机构应按月汇总分析，向江苏能源监管办报告对应调峰服务执行情况。

第三十条 新建发电机组调试运行期形成的差额资金 50% 纳入电力辅助服务补偿资金管理。

第三十一条 在节假日等电网调峰困难时段，电力调度机构应优先采用市场化方式保障电网发用电平衡。新能源发电企业发电容量超出调度机构依据电网安全运行需要（综合考虑市场出清、开机方式、网络阻塞、机组最小技术出力、预留备用等因素）确定的最大并网容量基值时，应向已在调峰辅助服务市场注册的市场主体购买调峰能力，并签订经调度机构认定的交易合同。

第三十二条 在节假日等电网调峰困难时段所在日，新能源企业按照单倍运行容量参与当日辅助服务费用分摊。新能源企业最大发电负荷与调度机构 EMS 每 5 分钟采样的发电实绩进行比较，大于最大并网容量基值与所购买调峰能力之和时，若偏差不大于 5% 则该时段超发电量按照当日深度调峰辅助服务市场最高调用单价 2 倍承担调峰辅助服务费用，若偏差大于 5% 则该时段全厂发电量按照当日深度调峰辅助服务市场最高调用单价 2 倍承担调峰辅助服务费用。

第三十三条 电力调度机构和电网企业根据本细则，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

第三十四条 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（含区外配套电源）、新型储能、一类用户、售电公司及电网企业（代理工商业用户购电部分）共同分摊。

第三十五条 电力市场用户可调负荷参与辅助服务市场补偿费用由所有一类用户、售电公司及电网企业（代理工商业用户购电部分）按照当月实际用电量占比分摊。

第三十六条 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一类用户、售电公司、聚合商、虚拟电厂应按实际用电量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。

第三十七条 一类用户、售电公司签订的带负荷曲线电能量批发侧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，随一类用户、售电公司电费一并结算。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）直接承担方式：与一类用户、售电公司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，由一类用户、售电公司按照本实施细则有关规定分摊电力辅助服务费用。

（二）经发电企业间接承担方式：一类用户、售电公司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。一类用户、售电公司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

第三十八条 跨省跨区送电至江苏电网的配套电源均应参照本细则纳入电力辅助服务管理。

第三十九条 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。

第四十条 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。

第四十一条 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，参照本细则第三十八条、第三

十九条执行。

第四十二条 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

第四十三条 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。

第四十四条 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。

第四十五条 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，可向江苏能源监管办提出申诉。无异议后，由电力调度机构执行，并将结果报江苏能源监管办。

第八章 监督管理

第四十六条 江苏能源监管办负责电力辅助服务的监督与管理，监管本细则及相关规则的实施；负责江苏电力辅助服务管理，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；负责根据系统运行需要和现货市场运行情况，完善电力辅助服务市场交易规则，统筹做好衔接。

第四十七条 江苏能源监管办可依据实际需要，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。

第四十八条 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

第四十九条 本细则自发布之日起实施，有效期5年。原《江苏电网统调发电机组辅助服务管理实施办法》（苏监能市场〔2017〕1号）同时废止。

第五十条 本细则由江苏能源监管办负责解释，其他相关文件与本细则不一致的，以本细则为准。