

国家能源局江苏监管办公室文件

苏监能市场〔2022〕53号

关于印发《江苏电力并网运行管理实施细则》 《江苏电力辅助服务管理实施细则》的通知

国网江苏省电力有限公司，江苏电力交易中心有限公司，各有关发电（集团）企业，售电企业，有关电力用户，新型市场主体：

为深入贯彻落实党中央、国务院关于深化电力体制改革的决策部署，构建新型电力系统，推动“碳达峰、碳中和”目标落实，进一步规范我省电力系统并网运行管理，持续推进电力辅助服务市场机制建设，根据国家能源局《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）有关要求，在广泛征求意见基础上，我办制订了《江苏电力并网运行管理实施细则》《江苏电力辅助

服务管理实施细则》，现印发给你们，请认真贯彻执行。
执行过程中如遇到问题，请及时向我办反映。

国家能源局江苏监管办公室

2022年8月1日

江苏电力并网运行管理实施细则

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，维护社会公共利益和电力投资者、经营者、使用者的合法权益，根据国家能源局《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号），和国家有关法律法规，结合江苏实际，制定本细则。

第二条 本细则适用于省级电力调度机构调度管辖的火电、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，以及电化学、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）等负荷侧并网主体，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。

第三条 并网主体并网运行遵循电力系统客观规律、市场经济规律以及国家和省能源发展战略的要求，实行统一调度、分级管理，贯彻安全第一方针，坚持公开、公平、公正的原则。

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、组织实施和监督工作。电力调度机构

负责日常考核数据采集和统计结算等具体工作。

第二章 运行管理

第一节 基本要求

第五条 电力调度机构负责电力系统运行的组织、指挥、指导和协调。并网主体、电网企业均应严格遵守国家有关法律法规、标准以及电力调度管理规程、电气设备运行规程，严格执行电力调度机构制定或市场出清的运行方式和发电调度计划曲线，共同维护电力系统安全稳定运行。

第六条 并网主体应与电网企业根据平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则，参照《并网调度协议》《购售电合同》等示范文本及时签订并网调度协议和购售电合同，无协议（合同）不得并网运行。

第七条 电力调度机构针对电力系统运行中存在的安全问题，应及时制定反事故措施；涉及并网主体的，并网主体应制定整改计划并予以落实。当发生电力安全事故（事件）时，在未获得调度机构允许前，有关并网主体不得并网运行。

第八条 并网主体按照所在电网防止大面积停电预案的统一部署，落实相应措施，编制停电事故处理预案及其他反事故预案，参加反事故演练。

第九条 电力调度机构应及时向有关并网主体通报电力安全事故（事件）情况、原因及影响分析。并网主体应按照有关规

定配合相关机构进行事故调查，落实防范措施。

第二节 并网主体运行管理

第十条 并网主体运行管理包括执行调度纪律管理、继电保护和安​​全装置运行管理、自动化设备运行管理、信息安全防护管理和通信设备运行管理等。

第十一条 并网主体应服从调度机构的指挥，准确执行调度指令，不得以任何借口拒绝或者拖延执行。自签订并网调度协议当日起，出现下列事项之一者，每次考核 10 万元：

1. 未经调度机构同意，擅自改变调度管辖范围内一、二次设备的状态（含新能源电站集电线路），以及与电网安全稳定运行有关的涉网系统及装置参数或整定值（包括机组调速系统、一次调频、励磁系统、高频切机、低频切机、安全稳定控制装置、AGC、AVC 装置、电力监控系统安全防护装置等），危及人身及主设备安全除外；

2. 未经调度机构同意，擅自开展设备检修、并网调试等工作；

3. 不执行调度机构下达的保证电网安全运行的措施；

4. 不执行调度指令或未如实报告调度指令执行情况；

5. 现场值班人员离开工作岗位期间未指定接令者，延误电网事故的处理；

6. 调度管辖设备发生事故或异常，10 分钟内未向调度机构报告（可先报告事故或异常现象，详细情况待查清后报告）；

7.发生调度管辖设备误操作事故，未在 1 小时内向调度机构报告事故经过，或造假谎报；

8.其它依据有关法律、法规及规定认定属于违反调度纪律的事项。

第十二条 并网主体继电保护和安全自动装置配置及运行维护应执行国家和调度机构有关规程、标准以及相关规定，出现以下情况将予以考核：

1.并网主体发生继电保护误动作的，每次考核 5 万元；

2.并网主体应按照调度要求及时调整继电保护和安全自动装置的定值及其运行状态，未按要求执行的，每次考核 2 万元；

3.并网主体应每年定期开展继电保护定值复算校核工作，未按要求开展此项工作的，每次考核 1 万元；

4.并网主体应向调度上报本单位继电保护基础数据，未按规定上报或者上报数据不正确者，每次考核 5000 元；

5.并网主体继电保护设备的配置、选型应满足江苏电网安全稳定运行和相关规程规定要求，不按要求进行配置选型的，每套保护装置每月考核 1000 元；

6.并网主体应确保本单位继电保护、安全自动装置以及相关通信通道装置状态良好，满足电网运行要求。运行状态不良或运行年限超过 15 年的装置未及时更新改造的，每套保护装置每月考核 1000 元；

7.机组以 220 千伏及以上电压等级并网的发电侧并网主体应

按要求将保护故障信息子站和故障录波器接入省调主站，未按要求接入省调主站的，每月考核 1000 元。

第十三条 并网主体自动化设备配置及运行维护应执行国家和调度机构有关规程、标准以及相关规定，出现以下情况将予以考核：

1.未按标准规范配置自动化设备或功能（包括远动设备、相量测量装置、时钟装置、调度数据网设备、电力监控系统安全防护设备、电量采集设备、一次调频在线监测系统等），每项每月考核 2 万元；

2.并网主体应及时、准确、完整地提供厂站调度自动化基础资料，传送远动、相量测量、电量等调度自动化信息，不满足要求的，每类每月考核 1 万元；

3.未能按照调度机构要求完成自动化信息整改（包括遥测、遥信、遥控、遥调、相量测量等）的，每类信息每月考核 5000 元；

4.遥信拒动或误动 1 次，每次考核 5000 元；

5.遥测数据跳变（偏差超过 40%）1 次，量测数据不变化或偏差超过 10%、冗余设备全停（含数据中断）时间每超过 30 分钟，冗余设备单台故障时间每超过 72 小时，非冗余设备故障（含数据中断）时间每超过 24 小时，计考核一次，每次考核 5000 元；

6.厂站自动化设备检修或厂站其它可能影响调度自动化信息的工作，均应办理自动化设备检修申请手续并按时开、竣工，

违反规定的，每次考核 5000 元。

第十四条 并网主体应按照规定要求做好调度数据网及电力监控系统安全防护的管理和配置工作。

1.电力监控系统安全防护实施方案未提交电力调度机构审核，每月考核 2 万元；

2.网络安全设备未按要求进行配置和管理，每项每月考核 2 万元；

3.安全防护设备产生重要告警后未能在规定时间内处理或者产生紧急告警的，每次考核 2 万元；

4.因站端安全防护原因造成电力调度机构业务系统被病毒或黑客攻击，导致网络异常，每次考核 10 万元。

第十五条 并网主体通信设备配置及运行维护应执行国家和调度机构有关规程、标准以及相关规定的，出现以下情况每次考核 1 万元：

1.通信设备故障，引起继电保护或安全自动装置误动、拒动，造成电网事故、延长事故处理时间或扩大事故范围；

2.通信设备、电源故障或站内光缆故障，造成并网主体与调度机构间通信电路或远动自动化信息通道全部中断；

3.并网主体未经许可擅自对与调度机构通信有直接关联的通信设施进行操作且造成重大影响；

4.未按要求执行江苏电网通信专业年度反措计划和反事故措施；

5.未按标准和规范要求配置通信设备(包括SDH设备、PCM、通信电源设备、配线设备等),在接到调度机构通知之日起三个月内未能完成整改或整改不满足规范要求。

第三节 发电机组(不含风电、光伏)运行管理

第十六条 对火力、水力及核能发电机组的运行管理分为以下五个部分:

- 1.执行日调度发电计划负荷及电量偏差管理;
- 2.机组调差能力管理;
- 3.机组非计划停运管理;
- 4.机组检修管理;
- 5.机组调节性能管理。

第十七条 调度机构下达给各发电机组的日计划发电曲线是对发电机组发电功率、电量考核的依据。调度机构根据电网安全考核结果和实际运行需要,可在下列情况下修改有关发电机组的发电曲线:

- 1.在安全运行与经济运行发生矛盾时,为确保电网安全需要;
- 2.为确保电能质量及江苏电网发、受、用电平衡需要;
- 3.受电网联络线输送功率限制;
- 4.经调度机构同意的临时消缺;
- 5.经批准的计划检修延期;
- 6.背压机组,经同意免除考核的煤气、沼气、垃圾等发电机组;

7.遇有不可抗力。

第十八条 日发电负荷偏离曲线标准：各发电机组的日发电计划以电网调度机构下达的日发电负荷计划曲线（含修改）为基准，调度机构 EMS 每 5 分钟提供一个采样点，全天 288 个采样点，采样到的各发电机组发电负荷实绩（联合循环机组按整组考虑）与对应的日发电负荷计划曲线值比较（机组正常启动和停运过程中除外），当偏差超过 $\pm 3\%$ 为不合格点（热电联产和资源综合利用电厂按全厂考虑，偏差标准为 $\pm 5\%$ ）。

第十九条 日发电负荷不合格点数按以下标准进行管理：

1.不合格点数小于或等于月度计划点数 2%时免于考核；

2.超过月度计划点数 2%至月度计划点数 5%（含 5%）的不合格点数按下列标准进行考核：30 万千瓦及以上机组每 1 个不合格点 100 元，30 万千瓦以下机组每 1 个不合格点 50 元；

3.超过月度计划点数 5%至月度计划点数 10%（含 10%）的不合格点数按下列标准进行考核：30 万千瓦及以上机组每 1 个不合格点 200 元，30 万千瓦以下机组每 1 个不合格点 100 元；

4.超过月度计划点数 10%的不合格点数按下列标准进行考核：30 万千瓦及以上机组每个不合格点 300 元，30 万千瓦以下机组每个不合格点 200 元。

第二十条 发电量偏离计划电量按以下标准进行管理：

发电机组的日发电量实绩由调度机构 EMS 提供，每 5 分钟一个采样点，全天 288 个采样点积分而成，日计划电量由相对应

的日计划发电负荷曲线累计而成，发电企业当天高峰、腰荷或低谷时段累计发电实绩与计划电量比较偏差超过 $\pm 1\%$ （通过认定的热电联产和资源综合利用机组偏差超过 $\pm 1.5\%$ ）为偏离日计划发电量。正偏离日计划的发电量称超发电量，负偏离日计划的发电量称为欠发电量。分别累计高峰、腰荷、低谷三个时段的超、欠发电量，超发和欠发电量以 0.12 元/千瓦时为单价进行考核。

第二十一条 现货市场环境下机组偏离调度计划曲线且已通过现货市场相关规则实施惩罚性结算的，原则上不再重复考核。

第二十二条 发电机组基本调差能力管理以各发电企业申报的最高、最低技术出力为基础，以调度机构调用结果为依据按月考核。10 万千瓦以上机组基本调差能力必须达到额定容量的 100%至 50%，达不到要求的运行机组按每超过 1 万千瓦每天考核 1500 元。（发电机组调差能力申报及调用确认方法详见附录 1）

机组短时间不能按调度指令提供基本调差能力，发电企业应及时向调度机构报告影响大小及预计处理时间段，并执行如下临时调差能力考核：

1.机组因临时消缺影响调差能力的，调度机构可根据发用电平衡情况予以批准，并免予临时调差能力考核。

2.调度机构未予批准的机组因消缺影响调差能力的，按实际影响时间计算，低于或高于申报的最高、最低技术出力的部分每 1 万千瓦每 24 小时考核 3000 元。如机组当月未批准的消缺影响调差能力超过 1 次或累计时间超过 48 小时，所影响调差能力的

部分当月需同时执行基本调差能力不足考核。

3.机组调差能力申报值与实际情况偏差严重的，按每万千瓦每天考核 5000 元执行临时调差能力不足考核。

第二十三条 凡发生下列情况之一者，纳入机组非计划停运管理范围：

1.正常运行的机组发生突然跳闸和被迫停运的（非发电企业原因除外）；

2.未按有关规定得到批准而停运的；

3.处于备用或检修到期的机组未按调度指令并网和接带负荷的；

4.机组临检总时间超过如下规定的：

100 万千瓦及以上燃煤机组 200 小时/年；

60-66 万千瓦燃煤机组 180 小时/年；

10-40 万千瓦常规燃煤机组 120 小时/年；

10 万千瓦以下常规燃煤机组 50 小时/年；

循环流化床机组 180 小时/年；

燃气机组 200 小时/年；

抽水蓄能机组 100 小时/年；

沼气、垃圾等发电机组 200 小时/年。

第二十四条 执行非计划停运管理的机组，不再执行日调度发电计划负荷及电量偏差管理。发电机组非计划停运管理分为计次考核和计时考核两部分：

1.计次考核:

机组每发生一次考核范围内的停运,按照停运容量每1万千瓦4000元的标准进行考核。

2.计时考核:

机组每发生一次考核范围内的停运,按照其停运时间进行考核,计算公式为:

考核金额 = 机组停运小时数 × 机组额定容量 × 0.02 元/千瓦时

非计划停运时间原则上按停运开始至重新并网计算,最长不超过48小时,超出48小时部分按临检时间统计。

得到批准的临检机组,临检总时间小于规定时间的,免予计时考核;临检总时间超过规定时间的,超时部分减半考核。

第二十五条 考核范围内的机组发生在 22:00 至次日 6:00 期间,并在次日 6:00 前并网者,且不影响全省的发用电平衡,免予计时考核。如 6:00 以后不能并网,从 6:00 开始执行计时考核。

第二十六条 机组的常规性大修结束后或长期停用超过 2 个月,首次并网后 48 小时内的停运免予非计划停运考核,48 小时后发生停运,执行非计划停运计次和计时考核。

第二十七条 机组因电网调峰要求进行深度调峰时发生非计划停运,如在 6 小时内并网或具备并网条件,免予非计划停运考核。

第二十八条 在节假日等电网调峰矛盾突出时段(具体时段由调度机构提前发布),燃煤电厂、核电厂全厂实际开机容量大

于总装机容量 50%的，执行开机容量比率管理：

1.50%<开机容量比率≤75%时，开机容量超过 50%的部分按每天 400 元/兆瓦进行考核。

2.开机容量比率>75%时，开机容量超过 50%的部分按每天 800 元/兆瓦进行考核。

3.全厂单机运行以及因发用电平衡、局部电网调压需要安排的开机除外。

根据市场出清结果形成的机组开机方式除外。

第二十九条 重要保供电期间，非计划停运、检修到期未按调度指令并网的机组按原标准 5 倍收取考核费用。

第三十条 燃煤电厂存煤可用天数低于 3 天、7 天（发电企业确实存在特殊情况，经同意后另行明确可用天数考核标准），分别按每万千瓦 4000 元、2000 元标准，对全厂容量按天进行考核；超过 7 天仍未恢复，加倍考核。对瞒报、谎报的情况，再加倍考核。燃气电厂非不可抗力导致无气停机，且发生重大影响的，每天考核机组当月容量电费的 5%。

存煤可用天数计算公式=当日库存量/(电厂对应单机标准日耗煤量*机组台数)

式中：当日库存量为电厂实际在煤场的可用燃煤量；电厂单机日耗煤量标准为：100 万千瓦机组日耗 7600 吨，60 万千瓦机组日耗 4900 吨，30 万千瓦机组日耗 2600 吨，13.5 万千瓦及以下机组日耗 1500 吨。

第三十一条 机组检修管理考核：

发电机组的计划检修应按照批准的时间进行，计划检修超期且未经批准的部分计入临检时间。

出现以下情况之一者，每次考核 1 万元：

- 1.未在规定时间内上报、调整计划检修工期手续；
- 2.计划检修工作不能按期完工时，未在规定时间内办理延期手续；
- 3.因自身原因，使调度机构批准的计划检修工作临时取消。

第三十二条 机组调节性能管理包括 AGC 调节性能管理、一次调频性能管理、进相运行功能管理、无功电压调节性能管理。

第三十三条 10 万千瓦以上发电机组均应具有 AGC 功能，并按要求正常投入闭环运行。AGC 功能月投运率必须达到 90%，达不到要求的机组，按每低于 1%，每天每万千瓦考核 2 元。机组 AGC 功能月投运率由调度机构 EMS 在线测定。

第三十四条 AGC 机组的可调范围以联调试验测定的调节上、下限为基础，以调度机构月度测试结果结合月度基本调差能力为考核依据。AGC 机组的可调范围必须达到额定容量的 45%，达不到要求的机组按每超过 1 万千瓦每天考核 400 元。（AGC 机组的可调范围测试方法详见附录 2）

第三十五条 AGC 机组的调节速率由调度机构随机测定（AGC 调节速率测试方法详见附录 2），燃煤（含综合利用）、供热燃气机组调节速率必须达到 1.5%额定容量/每分钟（循环流

化床锅炉机组必须达到 0.75%)，非供热燃气和抽水蓄能机组调节速率必须达到 3%额定容量/每分钟，达不到要求的机组按每低于 0.1%额定容量/每分钟，每天每万千瓦考核 5 元。

第三十六条 AGC 机组的调节精度由调度机构 EMS 在线测定，每小时平均调节精度必须达到 0.5%额定容量，达不到要求的机组，按每超过 0.1%额定容量每小时每万千瓦考核 0.25 元。

(AGC 调节精度测试算法详见附录 3)

第三十七条 10 万千瓦以上发电机组均应具有一次调频功能，负荷调整限幅设置不得低于 $\pm 6\%$ 额定容量，并按要求正常投入运行。一次调频功能月投运率必须达到 95%，达不到要求的机组，按每低于 1%每天每万千瓦考核 2 元。机组一次调频功能月投运率由调度机构 EMS 在线测定。

第三十八条 燃煤、供热燃气机组一次调频响应指数要求为：0 至 15 秒钟、0 至 30 秒钟、0 至 45 秒钟必须达到 0.4、0.6、0.7；非供热燃气、抽水蓄能机组一次调频响应指数要求为：0 至 15 秒钟、0 至 30 秒钟必须达到 0.5、0.7，达不到要求的运行机组按每低于 0.05，每天每万千瓦考核 8 元。(一次调频性能测试办法和要求见附录 4)

第三十九条 10 万千瓦及以上发电机组均应具有进相运行功能，已通过进相运行试验的机组不能按电网需要进相运行的，每发生 1 次考核 1 万元。

第四十条 110 千伏及以上电压等级并网且装机总容量 10

万千瓦及以上的发电企业均应装设厂站端自动电压控制装置（AVC），投运率及调节合格率应达到如下要求：

1.AVC 投运率（与主站闭环运行）必须达到 98%，达不到要求的电厂，按每低于 1%，每天每万千瓦考核 12 元；

2.AVC 调节合格率必须达到 100%，2 分钟内未调整到目标指令要求的视为不合格。AVC 月调节达不到要求的电厂，按每低于 1%，每天每万千瓦考核 12 元。

3.220 千伏及以上、110 千伏并网发电企业 AVC 投运率及调节合格率合计考核费用上限分别为每月 30 万元、10 万元。

第四十一条 发电企业应执行调度机构下达的季度母线电压曲线，并执行母线电压合格率考核，电压合格率由调度机构 EMS 在线测定（计算方法详见附录 5）。其中：

（一）以 220 千伏及以上电压等级并网的发电企业，按下列标准进行考核：

1.99.5% ≤ 月电压合格率 < 100%，每月考核 2 万元；

2.99% ≤ 月电压合格率 < 99.5%，每月考核 6 万元；

3.98.5% ≤ 月电压合格率 < 99%，每月考核 10 万元；

4.月电压合格率 < 98.5%，每月考核 15 万元。

（二）以 110 千伏及以下电压等级并网的发电企业，按下列标准进行考核：

1.99.5% ≤ 月电压合格率 < 100%，每月考核 2000 元；

2.99% ≤ 月电压合格率 < 99.5%，每月考核 6000 元；

3.98.5% ≤ 月电压合格率 < 99%，每月考核 1 万元；

4.月电压合格率 < 98.5%，每月考核 1.5 万元。

第四节 风电场、光伏电站运行管理

第四十二条 风电场、光伏电站应完善电能质量、调试管理，加强运行管理规定执行，出现下列事项之一者，每次考核 5 万元：

1.电能质量指标（电压变动、电压闪变、谐波等）超出国家规定值并拒绝整改；

2.不按要求向调度机构提供风电场、光伏电站接入电网所需各种量测信息和文件资料，如测试报告、风电机组、光伏逆变器及风电场、光伏电站的模型、参数、特性和控制系统特性，不报、瞒报风电场、光伏电站运行各种运行数据或报表等；

3.未执行调度机构要求的并网调试、测试项目；

4.站内一次系统设备变更（如：设备增、减，主接线变更，互感器变比改变等），导致调度自动化设备测量参数、序位、信号接点发生变化时，现场运行维护人员未能将变更内容及时报送相关调度机构；

5.风电场、光伏电站运行时动态无功补偿设备（SVG/SVC）未投入运行。

第四十三条 自首台机组、逆变器并网后，因自身原因造成全站机组、逆变器脱网，每次按照全场站额定容量每万千瓦 5000 元进行考核，若考核不足 5 万元，则按 5 万元进行考核。

第四十四条 风电场、光伏电站应按要求将功率预测信息、资源信息、单机信息等数据传送至电力调度机构。功率预测包括中短期功率预测和超短期功率预测两部分：

(一) 中短期功率预测

1.每日上午 8 点前向调度机构提交未来十日 0 时至 24 时每 15 分钟共 960 个时间节点有功功率预测数据和开机容量。

2.中短期功率预测上报率应达到 100%，漏报（含迟报、错报）一次按照额定容量每万千瓦每天 500 元进行考核。

3.中短期功率预测按 96 点进行合格率考核，合格率按以下公式计算，次日合格率应不小于 90%，第十日合格率应不小于 70%，功率预测合格率按点统计，按月考核。

$$\text{合格率} = (1 - \frac{|P_{Mi} - P_{Pi}|}{Cap}) \times 100\%$$

式中： P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率（万千瓦）， P_{Pi} 为 i 时刻的预测功率， Cap 为额定容量（万千瓦）。

4.超过月度总点数 2% 的每个不合格点按照额定容量每万千瓦 10 元进行考核。

(二) 超短期功率预测

1.超短期功率预测上报率应达到 100%，漏报（含迟报、错报）一次按照额定容量每万千瓦 1000 元进行考核，如遇系统故障等原因无法正常上报的，应及时通知调度机构，并在 12 小时内处理完毕。超短期功率预测上报率按日进行统计，按月进行考核，全月累计考核上限按照额定容量每万千瓦 3 万元设定。

2.第 15 分钟超短期功率预测合格率应不小于 97%，第 4 小时超短期功率预测合格率应不小于 87%，超短期功率预测合格率按点统计，按月考核。

3.每个不合格点按照额定容量每万千瓦 4 元进行考核。

第四十五条 风电场、光伏电站应具备完善的 AGC 和离散功率控制（以下简称 DGC）调度主站远方功率控制功能、一次调频功能，并按要求投入闭环运行，调节性能满足要求。新建风电场、光伏电站 AGC、DGC 及一次调频调试时间应不超过 2 个月，扩建风电机组、光伏发电单元调试时间应不超过 15 个工作日。未按规定时间完成一次调频功能联调并投入闭环运行的，每月每万千瓦考核 1 万元；未按规定时间完成 AGC 联调并投入闭环运行的，每月每万千瓦考核 1 万元，不具备 DGC 功能的，每月每万千瓦考核 5000 元。

第四十六条 风电场、光伏电站 AGC 投运率必须达到 98%，AGC 投运率达不到要求的按每低于 1%，每月每万千瓦考核 50 元。机组 AGC 功能月投运率由调度机构 EMS 在线测定。

第四十七条 风电场、光伏电站 AGC 和 DGC 功能应满足 20% 至 100% 额定容量范围内连续可调。调节上、下限以场站向调度机构实时上送的可调范围为基础，以调度机构调用结果为考核依据。AGC 和 DGC 调节下限达不到要求的按每超过 1%，每月每万千瓦考核 150 元（AGC 和 DGC 的可调范围测试方法详见附录 6 和附录 7）。

第四十八条 风电场、光伏电站 AGC 调节速率必须达到 10% 额定容量/每分钟，达不到要求的按每降低 0.1% 额定容量/每分钟，每月每万千瓦考核 50 元。AGC 考核指标由调度机构 EMS 测定和计算（AGC 的调节速率测试方法详见附录 6）。

第四十九条 风电场、光伏电站 DGC 首次响应时间应不超过 2 分钟，平均调节速率应不低于 5% 额定容量/分钟。首次响应时间达不到要求的按每超过 1s，每月每万千瓦考核 50 元，首次响应时间超过 6 分钟按 6 分钟计算。平均调节速率达不到要求的，按每降低 0.1% 额定容量/每分钟，每月每万千瓦考核 50 元。DGC 响应指标由调度机构 EMS 测定和计算（DGC 的响应指标测试方法详见附录 7）。

第五十条 风电场、光伏电站 AGC 调节精度必须控制在 $\lambda_{\text{目标}}$ 值以内（ $\lambda_{\text{目标}} = \min\{1.5\% \text{ 额定容量}, 0.5 \text{ 万千瓦}\}$ ），DGC 调节精度必须控制在 5% 额定容量以内。AGC 的调节精度达不到要求的按每超过 0.1% 额定容量，每月每万千瓦考核 50 元。DGC 调节精度达不到要求的按每超过 0.1% 额定容量，每月每万千瓦考核 25 元（AGC 和 DGC 的调节精度测试方法详见附录 6 和附录 7）。

第五十一条 风电场、光伏电站一次调频投运率必须达到 98%，达不到要求的按每低于 1%，每天每万千瓦考核 1 元。风电场、光伏电站一次调频功能月投运率由调度机构 EMS 在线测定。

第五十二条 风电场一次调频响应指数必须达到 0.7、光伏电站一次调频响应指数必须达到 0.8，达不到要求的运行风电场、

光伏电站按每低于 0.01，每天每万千瓦考核 4 元。（风电场、光伏电站一次调频性能测试办法和要求见附录 8）。

第五十三条 风电场、光伏电站应配备动态无功补偿装置，并具备自动电压调节（AVC）功能。新建风电场、光伏电站 AVC（含 SVG、电压质量，下同）调试时间应不超过 2 个月，扩建风电机组、光伏发电单元 AVC 调试时间应不超过一个月。调节性能应满足电网运行要求：

1.未按规定时间进行 AVC 功能联调，或未经审批正式投入闭环运行的场站将被视作不具备 AVC 功能，按照额定容量每月每万千瓦 1 万元进行考核；

2.已经与调度 AVC 主站完成闭环联调的风电场、光伏电站 AVC 投运率（与主站闭环运行）必须达到 98%，达不到要求的电厂，按每低于 1%，每天每万千瓦考核 12 元；AVC 调节合格率必须达到 100%，2 分钟内未调整到目标指令要求的视为不合格。AVC 月调节达不到要求的电厂，按每低于 1%，每天每万千瓦考核 12 元。并网风电场、光伏电站 AVC 投运率及调节合格率合计考核费用上限分别为每月每万千瓦 1.5 万元、1 万元。

3.动态无功调节能力不满足要求，导致考核点电压日波动率超过 4%的，每发生一次考核 8000 元；

4.风电场、光伏电站应执行调度机构下达的季度母线电压曲线，并执行母线电压合格率考核。电压合格率由电力调度机构 EMS 在线测定（计算方法详见附录 5）。其中：

- 1.99.5% ≤ 月电压合格率 < 100%，每月考核 2000 元；
- 2.99% ≤ 月电压合格率 < 99.5%，每月考核 6000 元；
- 3.98.5% ≤ 月电压合格率 < 99%，每月考核 1 万元；
- 4.月电压合格率 < 98.5%，每月考核 1.5 万元。

第五节 新型储能运行管理

第五十四条 新型储能运行管理包括执行调度纪律管理、继电保护和安全装置运行管理、调度自动化管理、电力通信管理、调频管理、调压管理等。

第五十五条 储能电站应服从调度机构的调度管理，遵守调度纪律，严格执行调度机构制定的有关规程和规定，出现下列事项之一者，每次考核 10 万元：

- 1.未经调度机构同意，擅自调整储能电站的启停和充放电切换模式；
- 2.未经调度机构同意，擅自开展设备检修、并网调试等工作；
- 3.不执行调度机构下达的保证电网安全运行的措施；
- 4.不执行调度指令或未如实报告调度指令执行情况；
- 5.现场值班人员离开工作岗位期间未指定接令者，延误电网事故的处理；
- 6.其它依据有关法律、法规及规定认定属于违反调度纪律的事项。

第五十六条 储能电站继电保护和安全自动装置配置及运

行维护应执行国家和调度机构有关规程、标准以及相关规定的规定，出现以下情况将予以考核：

1.储能电站发生继电保护误动作的，每次考核 5 万元；

2.储能电站继电保护及安全自动装置的配置和选型应满足继电保护相关规程、标准和规定的要求，未按要求执行的，每月考核 2 万元；

3.储能电站安全自动装置的改造应经调度机构的批准，未按要求执行的，每次考核 1 万元；

4. 储能电站应按调度机构相关规定管理微机型继电保护装置的程序版本，未按要求执行的，每套保护装置每月考核 1000 元；

5. 并网运行模式下，储能电站应具备快速检测孤岛且立即断开与电网连接的能力，防孤岛保护动作时间应不大于 2s，且防孤岛保护应与电网侧线路保护相配合，未按要求执行的，每月考核 1 万元。

第五十七条 储能电站自动化设备配置及运行维护应执行国家和调度机构有关规程、标准以及相关规定的规定，出现以下情况将予以考核：

1.储能电站应采用双平面调度数据网方式与调度机构（含主调和备调）进行通信，未按要求执行的，每月考核 1 万元；

2.储能电站电力监控系统安全防护应满足相关规定的要求，生产控制大区内监控系统应采用国产安全操作系统，电力监控系统应支持网络安全监测，未按要求执行的，每月考核 2 万元；

3.储能电站监控系统所采用的设备和系统应通过国家认可认证的检测机构的检测，防火墙、正（反）向隔离装置、纵向加密装置、网络安全监测装置应具备国家信息安全部门和国家电力行业质量监测部门提供的检测报告，未按要求执行的，每月考核 2 万元；

4. 未经调度机构同意，不得在自动化设备及其二次回路上工作，不得擅自更改自动化设备参数和设备间的连接方式，不得擅自增加或减少设备，不得擅自将自动化设备停运或进行重启，未按要求执行的，每次考核 1 万元；

5.储能电站电力监控系统应采用开放、分层、分布式计算机双网络结构，自动化设备应采用站内直流电源或冗余配置的不间断电源供电，未按要求执行的，每月考核 1 万元。

第五十八条 储能电站通信设备配置及运行维护应执行国家和调度机构有关规程、标准以及相关规定的要求，出现以下情况将予以考核：

1.储能电站应采用光纤通信方式，必须具备两条不同路由的光缆，未按要求执行的，每月考核 1 万元；

2.储能电站通信系统接入配置技术要求、选型应满足电力通信相关规程、标准和规定的要求，未按要求执行的，每月考核 1 万元；

3.储能电站并网前应向调度机构提供站内通信系统的验收报告、检测报告、试运行报告等内容，未按规定上报或者上报数

据不正确、不及时者，每次考核 1 万元；

4.储能电站应定期开展通信系统运行巡视巡检工作，并向调度机构提供巡视巡检报告，未按要求执行的，每次考核 1 万元；

5.未经调度机构同意，不得擅自操作或触碰储能电站内通信光缆、设备、通信电源等。储能电站进行其他检修工作时，应对可能影响通信运行的部分采取保护措施，未按要求执行的，每次考核 1 万元。

第五十九条 电化学储能电站应同时具备就地充放电控制和远方遥控功能，可根据调度机构指令，控制其充放电功率，出现以下情况将予以考核：

1.储能电站的动态响应速度应满足电网运行的要求，不满足要求的，每月每万千瓦考核 5000 元；

2.储能电站的启停和充放电切换不应引起公共连接点处电能质量超出规定范围，不满足要求的，每月每万千瓦考核 5000 元；

3.储能电站充放电切换时间应满足相关标准要求，且应满足调频、调峰等相关工作的技术要求，不满足要求的，每月每万千瓦考核 5000 元。

第六十条 电化学储能电站应具备电压 / 无功调节能力，调节范围和调节方式应满足调度机构的相关要求，出现以下情况将予以考核：

1.接入 10（6）kV 及以上电压等级的储能电站其并网点功率因数应能在 0.95（超前）和 0.95（滞后）范围内连续可调。在其

无功功率输出范围内，应能按照调度机构的指令参与电网电压调节，无功动态响应时间应不大于 100ms，其调节方式、参考电压及电压调差率等参数应满足调度机构的规定，不满足要求的，每月考核 1 万元；

2.接入 10（6）kV 及以上电压等级的储能电站，应纳入地区电网无功电压运行管理。调度机构根据储能电站类型和电网运行需求确定电压调节方式，制定储能电站电压控制曲线或功率因数控制要求，不满足要求的，每月考核 1 万元。

第六十一条 压缩空气、飞轮等旋转发电类新型储能电站应具备相应的有功、无功就地与远方调节功能，调节范围和调节方式应满足调度机构的相关要求，出现以下情况将予以考核：

1.旋转发电类新型储能电站的出力调节响应速度应满足电网运行的要求，且应满足调频等相关工作的技术要求，不满足要求的，每月每万千瓦考核 5000 元；

2.旋转发电类新型储能电站在储能/发电模式间的切换时间应满足相关标准要求，且应满足调峰等相关工作的技术要求，不满足要求的，每月每万千瓦考核 5000 元。

第六节 黑启动服务管理

第六十二条 提供黑启动服务的发电侧并网主体应按照规定做好各项黑启动安全管理措施，储备黑启动物资，组织运行人员培训，参与黑启动试验。

第六十三条 提供黑启动服务的发电侧并网主体应在电网调度机构发布黑启动方案后的两个月内制定相应黑启动预案，并报调度机构备案，未能及时上报或预案存在明显错误的，每次考核 5 万元。

第六十四条 提供黑启动服务的发电侧并网主体应严格执行以下各项设备维护要求，保存试验数据，做好有关记录，并报调度机构备案，达不到要求的每项考核 2 万元：

1.每年结合检修工作，进行 1 次零起升压试验，并保持小系统稳定运行 30 分钟；

2.直流系统容量应满足黑启动最大负荷需要，且接带基本负荷时间大于 8 小时，维持事故照明 24 小时以上。直流系统电压、蓄电池电量数据实时上送调度机构 EMS，每月进行 2 次直流蓄电池充放电试验；

3.每季度对运行人员进行黑启动相关培训；

4.其它日常维护和物资准备要求。

第六十五条 发电侧并网主体因自身原因未能提供黑启动服务，每台机组每次考核 50 万元，未能成功参与系统黑启动试验，每台机组每次考核 10 万元。

第七节 抽水蓄能电站可用率管理

第六十六条 与国网江苏省电力有限公司签订购售电合同的统调抽水蓄能电站参与可用率评价。

第六十七条 电站机组实际可用率统计方法如下：

机组实际等效可用率（A）=[（全年小时数- F）/全年小时数]*100%；

机组停运小时 F=计划检修时间（含调度批准的周期性定检）+1.5*临检时间+等效扣减利用小时。

其中等效扣减利用小时包括以下情况：

1、电厂机组开机时间、工况转换时间：应不大于设计保证值或经有资质试验部门认定值，若不满足要求每次等效扣减利用小时 10 小时。

2、开机成功率、工况转换成功率：应符合调度要求，每低 0.1%等效扣减利用小时 20 小时。

3、非计划停运小时数：全年机组非计划停运小时数累计值。其中，单机全年累计大于 24 小时的部分加倍计算。

4、强迫停运：由于电厂原因导致的机组稳定工况跳闸或紧急停机（含电站原因导致的受累停运），全年累计不应超过 0.5 次/台，每超 1 次等效扣减利用小时 20 小时。

5、机组发电（抽水）最大可用小时：电厂机组发电（抽水）最大可用小时应达到电站设计水平，如因电厂条件受限，高峰时段发电（低谷时段抽水）可用小时不能达到发电（抽水）计划要求，每减少 1 个发电（抽水）点等效扣减利用小时 1 小时。

6、机组备用：电厂机组应按照调度要求提供备用，因电厂原因导致无法提供备用的，每发生 1 次等效扣减利用小时 100 小时。

第六十八条 对全厂实际可用率(机组实际等效可用率的容量加权平均)高于(低于)可用率评价标准的实施奖励(考核)。

第六十九条 每年 12 月份,根据不同年份电站周期性检修需要,参照华东区域内其他抽蓄电站可用率水平,下达电站次年电站等效可用率评价标准指标 B。

第七十条 奖励(考核)标准如下:

奖励(考核)金额= $K1$ *全厂当年容量费*($A/B-1$)

奖励(考核)系数 $K1$ 暂定 0.2。

第三章 考核实施

第七十一条 电力调度机构根据实施细则,按照专门记账、收支平衡原则,负责并网运行管理的具体实施工作,对并网主体运行情况进行考核和费用计算。考核内容应包括运行、检修、技术指导和管理等方面,已通过市场机制完全实现的,不在本实施细则中重复考核。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。

第七十二条 并网主体运行管理考核原则上采取收取考核费用的方式。考核费用实行专项管理,费用全部用于返还考核奖励。

第七十三条 核电企业执行上述考核内容中的并网主体运行管理考核及机组检修、非计划停运计次、机组调差能力、机组 AGC 调节性能考核,但不参与返还金额的分配。

第七十四条 风电场、光伏电站执行并网主体运行管理考核及风电场、光伏电站运行考核，其考核费用返还按当月所有风电场、光伏电站额定容量（含配套储能）比例分别计算分配。

第七十五条 黑启动服务考核款按并网主体月度平均运行容量（风电、光伏电站按额定容量）占比返还。

第七十六条 所有考核扣罚的金额全部返还给参与相关考核条款的并网主体（核能发电企业除外），计算公式如下：

参与某考核项第*i*个并网主体返还金额计算公式为：

$$R_{\text{返还}}^i = R_{\text{总考核}} \frac{P_i}{\sum_{i=1}^N P_i}$$

式中， $R_{\text{返还}}^i$ 为第*i*个并网主体返还金额； $R_{\text{总考核}}$ 等于该考核项月度总考核金额；*N*为当月参与考核返还并网主体的总数； P_i 为第*i*个并网主体月度平均运行容量（风电、光伏电站按额定容量），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。

第七十七条 考核结果每月根据本细则进行清算、结算。在一个结算期内，收取和支付费用总额平衡。

第四章 信息披露

第七十八条 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/返还、考核种类、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。

第七十九条 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返还结果，制定信息披露标准格式，开放数据接口。

第八十条 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和返还公示信息，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。

第五章 监督管理

第八十一条 江苏能源监管办负责电力并网运行的监督与管理，监管本细则及相关规则的实施，负责建立健全并网工作管理协调机制，调解辖区内并网运行管理争议，可根据实际需要，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。

第八十二条 健全并网调度协议和交易合同备案制度。省级电力调度机构直接调度的并网主体与电网企业应定期签订并网调度协议和相关交易合同，并在协议（合同）签订后 10 个工作

日内向江苏能源监管办备案。

第八十三条 建立电力调度运行管理情况书面报告制度。省级电力调度机构按月向江苏能源监管办报告电力调度运行管理情况，并在电力调度交易与市场秩序厂网联席会议上通报。

第六章 附 则

第八十四条 本细则自发布之日起施行，有效期 5 年。

第八十五条 本细则由江苏能源监管办负责解释，其他有关文件与本细则不一致的，以本细则为准。

附录 1

机组调差能力申报及调用确认方法

1. 机组调差能力申报及调用确认以月度为周期。并网发电企业应加强机组运行状况的了解和预判，并至少提前 3 个工作日在网上以单机单值方式申报下个周期机组最高、最低技术出力，并上传盖章的申报确认表扫描件，未及时申报的即认为与前次申报值相同（均无数据的，申报值默认为 100% 和 50% 额定容量）。

2. 单方向申报值与实际调用结果反向偏差量不大于 3% 额定容量，为合格申报值，并以申报值作为考核值。单方向申报值与实际调用结果反向偏差量大于 3% 额定容量的，即认定为申报值偏差严重，以实际调用值作为考核值，执行严重偏差考核。

3. 调度机构结合电网运行需要对运行机组最高、最低技术出力进行实际或测试性有序调用，考核周期内发生多次调用的以反向偏差最大的作为考核值。如因电力平衡、电网受阻、机组实际运行时间较短等原因未能完成部分或全部调用的，缺项以发电企业申报值作为考核值。

4. 调度机构不应对启停阶段或事先申请调试工作的机组进行调差能力调用。

5. 电厂接到调度机构调差能力调用指令后，应立即将机组 AGC 退出并调整至最高（或最低）出力，直至接到终止调用的

指令为止。调用结果为电厂接到指令 30 分钟后的机组平均出力。
调用期间机组 AGC 投运率免于考核。

附录 2

AGC 调节速率、调节范围测试方法

1.每次 AGC 调节速率测试包括增、减（或减、增）两个单方向测试过程，即采用增（或减）Y 分钟 + 暂停 X 分钟 + 减（或增）Y 分钟的测试方式，其中 Y 为单方向测试时间，X 为缓冲时间，单位均为分钟。

2.单方向测试时间 Y 长度不小于 3 分钟，缓冲时间 X 长度不小于 2 分钟。每个自然月内，全省所有参与测试机组的 X 与 Y 值由调度部门统一设定，并保持一致。

3.测试开始时，AGC 调节速率的首个测试方向由电网调度机构当班调度员指定。

4.单方向 AGC 调节速率的计算公式为：

$$S = \frac{L/P_N}{Y} * 100\%$$

式中：S 为单方向调节速率（单位：额定容量百分比/分钟），L 为机组单方向 AGC 实际调节量， P_N 为机组额定容量，Y 为单方向测试时间。

5.测试结束后，取两个单方向测试过程中机组 AGC 调节速率的算术平均值为该机组的 AGC 调节速率。

6.AGC 调节范围测试包括上、下限两个单方向测试，单方向

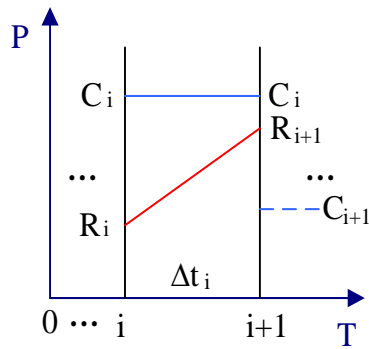
测试时间为“ $2 \times$ 测试范围/考核速率”，以最后四个采样值的平均值作为测试结果。

7.若机组因开机方式、电网约束等原因当月未测试的，则以前次测试结果作为考核值。

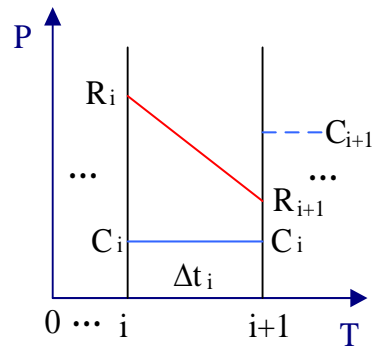
8.测试结果不合格的机组，并网发电企业应积极整改，可在次月向调度机构申请再次随机测试，整改期间执行前次考核值。

速率关联型调节精度测试计算方法

1. 计算方法



图一：AGC向上调节



图二：AGC向下调节

如图所示，纵轴为有功功率，横轴为时间（单位：秒），每次 AGC 下发指令的时刻对应横轴上一个刻度。设第 i 时刻机组的实际出力为 R_i ，AGC 指令为 C_i ，机组额定出力为 P_N

首先：计算 Δt_i 时间段内机组应调节的功率 ΔR_i ：

$$\Delta R_i = P_N * k * \frac{\Delta t_i}{60}$$

式中 k 为《江苏电网统调发电企业考核办法》中对相应机组要求的 AGC 调节速率（单位：机组额定功率/分钟）。

其次，在 AGC 调节精度计算公式中引入调节速率因子 p ，将 AGC 机组的调节速率分为奖励区间、标准区间、可容忍区间、惩罚区间四个档次，实现调节精度计算与速率挂钩。

V：单台 AGC 机组在线调节速率系数；

μ ：同调节方向 AGC 机组上一季度平均在线调节速率系数；

σ : 同调节方向 AGC 机组上一季度在线调节速率系数标准差:
调节速率因子 p 按如下取值:

$V > \mu + \sigma$: 调节速率奖励区间, $p=0.6$

$\mu - \sigma \leq V \leq \mu + \sigma$: 调节速率标准区间, $p=1$

$\mu - 2\sigma \leq V < \mu - \sigma$: 调节速率可容忍区间, $p=1.5$

$V < \mu - 2\sigma$: 调节速率惩罚区间, $p=4$

然后: 比较 ΔR_i 与 $|C_i - R_i|$ 的大小:

若 $|C_i - R_i| \leq \Delta R_i$, 则该计算时段结束时的 AGC 调节精度 S_{i+1} 为:

$$S_{i+1} = p * \frac{|C_i - R_{i+1}|}{P_N} * 100\%$$

调节精度的单位为: 额定容量的百分比。

调节精度的根本含义是每一个 AGC 指令结束时, 机组实际出力与要求调整位置的吻合度。

若 $|C_i - R_i| > \Delta R_i$, 则再判断 C_i 与 R_i 之间的大小:

若 $C_i > R_i$, 如图一所示, 相应的 AGC 调节精度 S_{i+1} 为:

$$S_{i+1} = p * \min \left\{ \frac{|C_i - R_{i+1}|}{P_N}, \frac{|(R_i + \Delta R_i) - R_{i+1}|}{P_N} \right\} * 100\%$$

若 $C_i < R_i$, 如图二所示, 相应的 AGC 调节精度 S_{i+1} 为:

$$S_{i+1} = p * \min \left\{ \frac{|C_i - R_{i+1}|}{P_N}, \frac{|(R_i - \Delta R_i) - R_{i+1}|}{P_N} \right\} * 100\%$$

2. 发电机组 AGC 调节精度考核以小时为考核计算周期, AGC 功能退出期间不计算精度考核。

3. 机组出力达 55% 额定容量以上时计算 AGC 功能投运率, 按调度机构要求临时退出 AGC 功能的时间, 不计入统计。

附录 4

一次调频性能测试办法

1.10 万千瓦及以上机组应装设功角测量装置（PMU）和一次调频在线监测系统。机组出力达 50% 额定容量以上时计算一次调频投运率，机组一次调频功能投入时应保证 CCS 侧和 DEH 侧同时投入。

2. 发电机组一次调频性能优先采信一次调频实时监测评估系统即电网频率真实扰动时机组一次调频实际在线动作情况，如当月有多次满足条件数据时，机组一次调频响应指数（即机组实际动作积分电量与理论动作积分电量的比值）取多次动作偏差最大值。如当月无满足条件数据则由一次调频在线监测系统人工随机测定。

一次调频实时监测评估系统构建于电网调度机构能量管理系统（EMS），优先采用实时 PMU 毫秒级数据进行机组一次调频性能在线监测与评估。对于具备一次调频在线监测系统功能的机组，一次调频实时监测评估系统启动条件为：电网频差超过 0.033Hz 并持续 20 秒以上、最大频差大于 0.067Hz、跃变时间不超过 15 秒；对于不具备一次调频在线监测系统功能的机组，一次调频实时监测评估系统启动条件为：电网频差超过 0.033Hz 并持续 20 秒以上、最大频差大于 0.045Hz、跃变时间不超过 15 秒。

3.利用一次调频在线监测系统测定时，一次调频测试信号发出后，相应机组的一次调频功能退出实际运行，不再对电网频率的变化产生响应。在一次调频测试期间，调度机构保持机组 AGC 控制指令不变，发电企业无需退出 AGC 运行状态。

4.机组接收到“增负荷（减负荷）测试”或“一次调频模拟频率”信号后，一次调频功能自动产生 3%一次调频负荷对应的负向（正向）频差或根据一次调频模拟频率对应的负向（正向）频差，机组负荷响应进行增加（减少），EMS 系统记录测试机组一次调频增（减）负荷的性能。

5.“增负荷测试”（或“减负荷测试”）信号为脉冲信号，时间长度为 45 秒。一次调频模拟频率信号保持时间长度为 45 秒。

6.测试结束后，机组一次调频功能切换到正常模式并重新投入实际运行，同时调度机构恢复机组 AGC 正常运行方式。

7.一个记录（测试）周期分别利用机组实时数据（优先采用 PMU 数据）计算 0 至 15 秒钟、0 至 30 秒钟、0 至 45 秒钟三个区间（燃气及抽水蓄能机组记录 0 至 15 秒钟、0 至 30 秒钟二个区间）的机组一次调频响应指数，有效记录时间至少应满足二个时间区间。取与考核要求偏差最大的作为最终考核结果。

8.若机组因开机方式、电网约束等原因当月未测试的，则以之前月份考核结果作为考核值。不具备一次调频在线监测系统功能的机组，如当月无满足条件的电网真实频率扰动，则该机组一次调频响应指数取最近一次实际频率扰动的响应指数进行考核。

9.一次调频响应指数不合格的机组，并网发电企业应积极整改，可在次月向调度机构申请再次随机测试，整改期间执行前次考核值。

附录 5

电压合格率、AVC 调节合格率、 AVC 闭环投运率计算方法：

1.调度机构能量管理系统（EMS）提供每 15 分钟一个发电企业各高压侧母线（或单元制接线机组主变高压侧）电压采样值，将采样值与电压曲线进行比对，统计各发电企业母线电压合格率。

2.发电企业高压侧电压运行在电压曲线上、下限值之内的均计为电压合格点；电压超出电压曲线上、下限值之外的计为电压不合格点，但发电机组（不含风电、光伏）已无调节能力的该点电压免于考核（即当高压侧电压超上限时，发电力率已运行至最高力率或已按照要求进相运行；当高压侧电压超下限时，发电力率已运行至最低力率）。高压侧运行电压超出电压曲线上、下限值，但发电力率仍有调节裕度（即未达到发电力率限值）的计为不合格点。若风电场、光伏电站已经按照最大无功调节能力提供电压支撑，但升压站高压侧母线电压仍然不合格，或者全站停电时，该时段免于考核。

3.发电企业所有高压侧运行母线以及单元制接线机组主变高压侧电压均参与统计和考核；如遇高压侧母线检修，或该母线上无运行机组时，则该母线电压在该时段不作统计考核。

4.系统标称电压指用以标志或识别系统电压的给定值。我国110kV及以上交流三相系统的系统标称电压为110kV, 220kV, 330kV, 500kV, 750kV, 1000kV。

5.电压合格率=100%*(合格点数)/(合格点数+不合格点数)。各发电企业所有母线总的合格点数与全月总的有效采样点数的比值即为该发电企业月电压合格率。

6.常规电厂机组AVC投运率=机组AVC投运时间/机组AVC可投时间×100%; 常规电厂机组AVC调节合格率=执行合格点数/电力调度机构发令次数×100%。

7.风电场、光伏电站AVC投运率=AVC子站投运时间/AVC子站可投时间×100%; 风电场、光伏电站AVC调节合格率=执行合格点数/电力调度机构发令次数×100%。

8.常规电厂机组须同时满足以下三个条件方可判为AVC投运: 1) AVC子站远方运行; 2) AVC子站投入; 3) 机组下位机投入AVC。

9.常规电厂机组有功出力超过机组最大出力的40%即判机组AVC可投。

10.常规电厂AVC调节须同时满足以下条件1)和2)或者满足以下条件3)方可判为调节合格:

1) 调节后的电压和主站目标值之差在死区范围内为合格, 220kV死区为0.5kV, 500kV死区为1kV;

2) 指令下发1分钟后, 以30秒周期采样, 5个采样电压至

少一个合格。

3) 指令下发 1 分钟后，以 30 秒周期采样，5 个采样电压没有一个合格，但上送与调压方向一致的单向闭锁信号。

11. 风电场、光伏电站 AVC 投运率 (1) AVC 子站投运判断方法：须同时满足以下两个条件：

1) AVC 子站远方运行

2) AVC 子站投入

12. 风电场、光伏电站 AVC 子站可投时间判断方法：至少 1 台升压变带电。AVC 调节合格率 (1) 调节合格判断方法：须同时满足以下条件 1) 和 2)、或者满足条件 3)：

1) 调节后的电压和主站目标值之差在死区范围内为合格，220kV 死区为 0.5kV，500kV 死区为 1kV；

2) 指令下发 1 分钟后，以 30 秒周期采样，5 个采样电压至少一个合格。

3) 指令下发 1 分钟后，以 30 秒周期采样，5 个采样电压均不合格，但上送与调压方向一致的单向闭锁信号。

附录 6

风电场、光伏电站 AGC 性能指标测试和计算方法

1. AGC 投运率计算

AGC 投运率以风电场、光伏电站通过与电力调度机构的 AGC 动态联调试验并正式投入闭环运行之日（正式投入闭环运行以电厂提交 AGC 动态联调试验报告及 AGC 闭环运行申请且申请得到电力调度机构同意为准）开始计算。计算公式为：

$$\text{AGC 投运率} = \text{AGC 功能远方控制方式月投入时间} / \text{月运行时间} * 100\%$$

电力调度机构同意的因调试、检修等造成的 AGC 功能退出时间免于考核。

2. AGC 调节速率、调节精度、调节范围测试及计算

(1) 测试条件：测试起始出力 \geq AGC 调节下限考核指标+1 分钟*AGC 调节速率考核指标；

(2) 测试过程分两个阶段：

第一阶段为单调下降阶段：AGC 指令单调下降，测试目标值（调度员可以修改）不低于 AGC 调节下限考核指标。设 AGC 指令调节量/AGC 调节速率考核指标为每个指令的理论调节时间，AGC 最终指令维持时间至少为 AGC 指令理论调节时间+1

分钟。整个单调下降阶段测试时间（分钟） \geq （测试起始出力-测试目标值）/AGC 调节速率考核指标+1 分钟；

第二阶段为跟踪能力测试阶段：该阶段 AGC 调节指令在测试目标值至有功可调上限之间变化，AGC 指令变化率不超过 10% 额定出力/min。如果在单调下降阶段电厂上传的有功可调上限下降变化速率平均值（MW/分钟）大于测试前半小时内有功可调上限下降变化速率的最大值，则 AGC 调节指令调整为在 AGC 调节下限考核指标至测试起始出力之间变化，并记有功可调上限信息上传异常。第二阶段测试时间不小于 10 分钟。

两个测试阶段，每个 AGC 指令调节时间不小于指令理论调节时间。

（3）每个 AGC 调节指令均计算 AGC 调节速率，所有指令调节速率的算术平均值为本次测试的 AGC 调节速率。

（4）每个 AGC 调节指令均计算 AGC 调节精度，所有指令调节精度的算术平均值为本次测试的 AGC 调节精度。

（5）在单调下降阶段 AGC 最终指令（测试目标值）理论调节时间到达后，开始计算 AGC 调节下限，AGC 调节下限为最终指令维持期间机组出力的平均值。如果测试目标值高于 AGC 调节下限考核指标，而机组 AGC 调节下限能够到达 AGC 测试目标，则本次 AGC 调节下限为 AGC 动态联调试验时的 AGC 调节下限测试结果。

（6）在单调下降阶段计算电厂上传的有功可调上限下降变

化速率平均值（变化速率按整一分钟计算，下降变化速率平均值为所有下降值的算术平均值），如有有功可调上限下降变化速率平均值大于测试前半小时内下降速率最大值，则计为有功可调上限数据异常。评价标准为：

测试前半小时内下降速率最大值：

$R_{\max} = \max(\bar{R}_{i-1}, \bar{R}_{i-2}, \dots, \bar{R}_{i-30})$ ， \bar{R}_i 表示第 i 分钟的场站遥测上限的下降速率

测试过程下降速率平均值： $R_{\text{avg}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \bar{R}_i$

遥测上限异常状态评判标准： $F = \begin{cases} 1, & R_{\text{avg}} > R_{\max} \\ 0, & R_{\text{avg}} \leq R_{\max} \end{cases}$

3.当月有多次测试的，每个考核指标取多次测试中最差值作为当月考核值；当月未开展测试的，取上月考核结果作为当月考核值。

4.测试结果不合格的并网发电企业应积极整改，并可在 1 个自然月之后向调度机构申请再次随机测试，整改期间执行前次考核值。

附录 7

风电场、光伏电站离散功率控制（DGC）性能指标测试和计算方法

1.DGC 响应时间、调节速率、调节精度、调节范围测试及计算

（1）测试条件：测试起始出力 \geq DGC 调节下限考核指标+5 分钟*DGC 调节速率考核指标；

（2）测试过程为单调下降阶段：DGC 指令单调下降，测试目标值（调度员可以修改）不低于 DGC 调节下限考核指标。设 DGC 指令调节量（DGC 指令调节量一般设为 25%额定容量）/DGC 调节速率考核指标为每个指令的理论调节时间，DGC 最终指令维持时间至少为 DGC 指令理论调节时间+5 分钟。整个单调下降阶段测试时间（分钟） \geq （测试起始出力-测试目标值）/DGC 调节速率考核指标+5 分钟；每个 DGC 指令调节时间不小于指令理论调节时间。

（3）每个 DGC 调节指令均计算 DGC 响应时间，所有指令响应时间的算术平均值为本次测试的 DGC 响应时间。

（4）每个 DGC 调节指令均计算 DGC 调节速率，所有指令调节速率的算术平均值为本次测试的 DGC 调节速率。

（5）每个 DGC 调节指令均计算 DGC 调节精度，所有指令调节精度的算术平均值为本次测试的 DGC 调节精度。

(6) DGC 调节范围计算：在单调下降阶段 DGC 最终指令（测试目标值）理论调节时间到达后，开始计算 DGC 调节下限，DGC 调节下限为最终指令维持期间机组出力的平均值。如果测试目标值高于 DGC 调节下限考核指标，而机组 DGC 调节下限能够到达 DGC 测试目标，则本次 DGC 调节下限为 DGC 动态联调试验时的 DGC 调节下限测试结果。

2.当月有多次测试的，每个考核指标取多次测试中最差值作为当月考核值；当月未开展测试的，取上月考核结果作为当月考核值。

3.测试结果不合格的并网发电企业应积极整改，并可在 1 个自然月之后向调度机构申请再次随机测试，整改期间执行前次考核值。

附录 8

风电场、光伏电站一次调频性能测试办法

1.统调风电场、光伏电站应装设功角测量装置（PMU）和一次调频在线监测系统。电网调度机构能量管理系统（EMS）以风电场、光伏电站并网点为一次调频控制对象。风电场、光伏电站出力达 20% 额定容量以上时计算一次调频投运率。

2.风电场、光伏电站一次调频性能优先采信一次调频实时监测评估系统即电网频率真实扰动时风电场、光伏电站一次调频实际在线动作情况。如当月有多次满足条件数据时，风电场、光伏电站一次调频响应指数（即风电场、光伏电站实际动作积分电量与理论动作积分电量的比值）取多次动作偏差最大值。如当月无满足条件数据则由一次调频在线监测系统人工随机测定。

3.一次调频实时监测评估系统构建于 EMS 系统，优先采用实时 PMU 毫秒级数据进行风电场、光伏电站一次调频性能在线监测与评估。一次调频实时监测评估系统启动条件为：电网频差超过一次调频死区（风电场设置为 $\pm 0.10\text{Hz}$ ，光伏电站设置为 $\pm 0.05\text{Hz}$ ）并持续 20 秒以上。

4.利用一次调频在线监测系统测定时，一次调频测试信号发出后，相应风电场、光伏电站的一次调频功能退出实际运行，不再对电网频率的变化产生响应。在一次调频测试期间，调度机构

保持风电场、光伏电站 AGC 控制指令不变，发电企业无需退出 AGC 运行状态。

5.风电场、光伏电站接收到“增负荷(减负荷)测试”或“一次调频模拟频率”信号后，一次调频功能自动产生 6%一次调频负荷对应的负向(正向)频差或根据一次调频模拟频率对应的负向(正向)频差，风电场、光伏电站负荷响应进行增加(减少)，EMS 系统记录测试风电场、光伏电站一次调频增(减)负荷的性能。

6.利用一次调频在线监测系统对增负荷测定前，调度机构 EMS 系统先下发一次调频有功备用请求投入指令，风电场、光伏电站根据调度机构指令预留 6%上调节有功备用容量，满足电网低频增负荷功能要求。

7.“增负荷测试”(或“减负荷测试”)信号为脉冲信号，时间长度为 30 秒。一次调频模拟频率信号保持时间长度为 30 秒。

8.测试结束后，风电场、光伏电站一次调频功能切换到正常模式并重新投入实际运行，同时调度机构恢复风电场、光伏电站 AGC 正常运行方式。

9.一个记录(测试)周期利用风电场、光伏电站并网点实时数据(优先采用 PMU 数据)计算 0 至 30 秒钟一次调频响应指数。取与考核要求偏差最大的作为最终考核结果。

10.若风电场、光伏电站因机组出力、电网约束等原因当月未测试的，则以之前月份考核结果作为考核值。不具备一次调频

在线监测系统功能的风电场、光伏电站，如当月无满足条件的电网真实频率扰动，则该风电场、光伏电站一次调频响应指数取最近一次实际频率扰动的响应指数进行考核。

11.一次调频响应指数不合格的风电场、光伏电站应积极整改，可在次月月向调度机构申请再次随机测试，整改期间执行前次考核值。

江苏电力辅助服务管理实施细则

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、抽汽蓄能、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，用户在规定的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，依据“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、补偿标准依照相应电力辅助服务市场交易规则执行。

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，依照电力并网运行管理实施细则或市场交易规则进行考核。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实现系统调峰功能的, 经江苏能源监管办同意后, 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、储能执行调度机构指令, 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。

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

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 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 省内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省跨区来电分摊费用，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。跨省跨区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； $R_{\text{分摊}}^{ik}$ 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省跨区来电补偿费用后，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。

其中跨省跨区来电当月辅助服务分摊费用计算公式为：

$$R_{\text{跨省跨区分摊}}^k = R_{\text{总补偿}}^k \frac{W_{\text{跨省跨区}}}{W_{\text{跨省跨区}} + W_{\text{统调}}}$$

式中， $R_{\text{跨省跨区分摊}}^k$ 为跨省跨区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； $W_{\text{跨省跨区}}$ 为所有落点在江苏电网、参与辅助服务费用分摊的跨省跨区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。各跨省跨区来电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

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。

抄送：国家能源局市场监管司，省发改委（能源局）

国家能源局江苏监管办公室

2022年8月1日印发
