

国家能源局华东监管局文件

华东监能市场〔2020〕147号

关于修订印发《华东区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》和《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》的通知

有关电力企业、电化学储能电站企业：

为贯彻落实《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》（发改能源〔2017〕1701号）、《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）、《关于提升电力系统调节能力的指导意见》（发改能源〔2018〕364号）等文件要求，进一步扩大电力辅助服务提供主体，调动电化学储能电站提供辅助服务的积极性，保障电网安

全稳定运行，我局组织修订了《华东区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》和《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》。相关条款修订如下：

一、《华东区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》修订条款

1. 第三条修改为：本细则适用范围为省级及以上电力调度机构调度管辖的发电厂、公用电化学储能电站（以下简称电储能）。电源侧、负荷侧电储能经所在电源侧、负荷侧法人同意并具备相关条件，可以从电源侧、负荷侧独立出来，按照公用电储能方式参与辅助服务补偿（同时参与并网运行考核）。地县级电力调度机构管辖……风电场和光伏电站从并网发电之日起纳入。电源侧、负荷侧电储能参与辅助服务补偿和并网运行考核应具备的相关条件以及退出条件由省级以上电力调度机构制定，并报相关能源监管机构……

2. 第十四条、第十五条、第十六条第一款和第二款、第十七条、第十九条辅助服务提供者增加电储能。相应条款同步修改。

3. 第十三条第一款增加：在负荷低谷或调峰困难时段，电储能根据电力调度指令要求，放电功率低于基本调峰下限（华东、上海、江苏、浙江、安徽、福建调度管辖范围分别为电储能额定放电功率的 57%、47%、59%、49%、50%、53%）或

者处于充电状态的，按照电力调度指令要求减少的放电电量和增加的充电电量给予补偿，补偿标准为 160 元/千千瓦时。（已开展调峰辅助服务市场的地方，执行调峰辅助服务市场规则相关规定，不重复补偿。）

4. 第十七条第二款修改为：

AVC 按以下公式计算补偿费用：

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

式中，F 为补偿费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调容量（额定放电功率和额定充电功率之和，下同）； Y_{AVC} 为 AVC 补偿标准，为 0.5 元/兆瓦时（浙江）、0.1 元/兆瓦时（其他）； t_{AVC} 为机组 AVC 投用时间。

5. 第二十四条后增加一条，作为第二十五条：在电储能电价政策出台后，若电储能核定电价中包含调峰等辅助服务费用，相应调峰等辅助服务不再重复补偿考核。

6. 原第二十六条增加第四款：在电储能电价政策尚未出台前，电储能参与辅助服务补偿费用分摊时按照放电电量和当地燃煤电厂基准电价（没有基准电价的，按照上一年度当地统调燃煤电厂基数合同平均结算电价）乘积作为电费参与分摊。电储能电价政策出台后，按照政府有权部门明确的上网电价参与计算。相应条款同步修改。

7. 对个别文字表述进行修改。

二、《华东区域并网发电厂运行管理实施细则》修订条款

1. 第二条修改为：本细则适用范围为省级及以上电力调度机构调度管辖的发电厂、公用电化学储能电站（以下简称电储能）。电源侧、负荷侧电储能经所在电源侧、负荷侧法人同意并具备相关条件，可以从电源侧、负荷侧独立出来，按照公用电储能方式参与并网运行考核（同时参与辅助服务补偿）。地县级电力调度机构管辖……风电场和光伏电站从并网发电之日起纳入。电源侧、负荷侧电储能参与辅助服务补偿和并网运行考核应具备的相关条件以及退出条件由省级以上电力调度机构制定，并报相关能源监管机构……

2. 本细则第四条、第五条、第六条第二款、第七条、第八条第二款和第三款、第九条、第十条、第十一条、第十三条、第十四条、第十五条、第十六条、第十七条、第十八条、第二十条并网运行考核对象增加电储能。相应条款同步修改。

3. 第四条增加说明：电储能 $W_{\text{当月}}$ 为当月总放电电量，电储能 $C_{\text{全厂}}$ 按照当地燃煤电厂基准电价，没有基准电价的，按照上一年度当地统调燃煤电厂基数合同平均结算电价（下同）。

4. 第七条第二款修改为：……式中， F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调容量（额定放电功率和额定充电功率之和，下同）……

5. 第二十六条增加说明：在电储能电价政策尚未出台前，电储能参与并网运行考核费用计算时，电价按当地燃煤电厂基准电价（没有基准电价的，按照上一年度当地统调燃煤电厂基数合同平均结算电价）计算考核费用。电储能电价政策出台后，按照政府有权部门明确的上网电价参与计算。相应条款同步修改。

6. 第二十七条增加说明：在电储能电价政策尚未出台前，电储能参与并网运行考核费用返回时按照放电电量和当地燃煤电厂基准电价（没有基准电价的，按照上一年度当地统调燃煤电厂基数合同平均结算电价）乘积作为电费参与返回。电储能电价政策出台后，按照政府有权部门明确的上网电价参与计算。相应条款同步修改。

7. 第二十八条后新增一条，作为第二十九条：在电储能电价政策出台后，若电储能核定电价中包含调峰等辅助服务费用，相应调峰等辅助服务不再重复补偿考核。

8. 对个别文字表述进行修改。

《华东区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》和《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》现重新印发，请遵照执行。

- 附件：1. 华东区域并网发电厂辅助服务管理实施细则
2. 华东区域发电厂并网运行管理实施细则



抄送：国家能源局市场监管司，江苏、浙江、福建能源监管办

华东能源监管局综合处

2020年11月30日印发

附件 1:

华东区域并网发电厂辅助服务管理实施细则

第一章 总则

第一条 为保障电力系统安全、优质、经济运行，规范华东区域辅助服务管理，根据《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）和国家有关法律法规，制定本细则。

第二条 本细则所称辅助服务是指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由并网发电厂提供的辅助服务，包括：一次调频、自动发电控制（AGC）、低频调节、调峰、无功调节、自动电压控制（AVC）、旋转备用、黑启动、快速甩负荷（FCB）等。

第三条 本细则适用范围为省级及以上电力调度机构调度管辖的发电厂、公用电化学储能电站（以下简称电储能）。电源侧、负荷侧电储能经所在电源侧、负荷侧法人同意并具备相关条件，可以从电源侧、负荷侧独立出来，按照公用电储能方式参与辅助服务补偿（同时参与并网运行考核）。地县级电力调度机构调度管辖的发电厂、电储能纳入适用范围由省级电力调度机构报相应能源监管机构批准。

火力发电机组按《火力发电建设工程启动试运及验收规程》（DL/T5437-2009）要求完成整套启动试运时纳入。水

力发电机组按《水电工程验收规程》(NB/T 35048-2015)要求完成带负荷连续运行时纳入。风电场和光伏电站从并网发电之日起纳入。电源侧、负荷侧电储能参与辅助服务补偿和并网运行考核应具备的相关条件以及退出条件由省级以上电力调度机构制定,并报相关能源监管机构。其他发电机组原则上自基建调试完成交付生产运行之日纳入。

第四条 华东区域内能源监管机构负责监管辅助服务调用、考核及补偿等的情况。电力调度交易机构依照本细则具体实施辅助服务考核和补偿情况统计等工作。

第二章 定义与分类

第五条 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。

第六条 基本辅助服务是指为了保障电力系统安全稳定运行,保证电能质量,发电机组、电储能必须提供的辅助服务,包括一次调频、基本调峰、基本无功调节。

(一) 一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时,发电机组、电储能通过调速系统的自动反应,调整有功出力或充放电功率减少频率偏差所提供的服务。

(二) 基本调峰是指发电机组、电储能在规定出力调整范围内,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或充放电功率调整所提供的服务。

华东网调，上海、江苏、浙江、安徽、福建省（市）调度管辖的发电机组基本调峰范围分别为 43 %、53 %、41 %、51 %、50 %、47 % 额定容量，即机组的出力调整范围分别为额定容量的 57-100 %、47-100 %、59-100 %、49-100 %、50-100 %、53-100 %。

（三）基本无功调节是指发电机组、电储能能在迟相功率因数大于 0.85 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 的情况下从电力系统吸收无功功率。

第七条 有偿辅助服务是指并网发电厂、电储能能在基本辅助服务之外所提供的辅助服务，包括自动发电控制（AGC）、低频调节、有偿调峰、有偿无功调节、自动电压控制（AVC）、旋转备用、黑启动、快速甩负荷（FCB）。

（一）自动发电控制（AGC）是指发电机组、电储能能在规定的出力调整范围内，跟踪电力调度指令，按照一定调节速率实时调整发电出力或充放电功率，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服务。

（二）低频调节是指当电网频率低于 49.933Hz 时，发电机组、电储能综合利用各种频率调节方法，短时快速增加发电出力或放电功率，以满足电力系统频率要求的服务。

（三）有偿调峰是指发电机组超过基本调峰范围进行深度调峰、电储能放电功率低于基本调峰下限或者处于充电状态的，以及发电机组按电力调度指令要求启停机（炉）进行

调峰所提供的服务。

（四）有偿无功调节是指发电机组、电储能按电力调度指令在迟相功率因数小于 0.85 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 情况下从电力系统吸收无功功率，以及发电机组、电储能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。

（五）自动电压控制（AVC）是指在自动装置的作用下，发电厂、电储能的无功出力、变电站和用户的无功补偿设备以及变压器的分接头根据电力调度指令进行自动闭环调整，使全网达到最优的无功和电压控制的过程。

本细则规定的自动电压控制（AVC）服务仅指发电机、电储能在规定的无功调整范围内，自动跟踪电力调度指令，实时调整无功出力，满足电力系统电压和无功控制要求所提供的服务。

（六）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。

（七）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、电储能所提供的恢复系统供电的服务。

（八）快速甩负荷（FCB）是指电网发生故障时，发电机组自动与电网解列，转为只带厂用电的孤岛运行方式，并

在电网故障消除后迅速并网，恢复向外供电所提供的服务。

第三章 提供与调用

第八条 并网发电厂、电储能有义务提供辅助服务，且应履行以下职责：

（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）负责厂内设备的运行维护，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。

第九条 为保证电力系统平衡和安全，辅助服务的调用遵循“按需调用”的原则，由电力调度交易机构根据发电机组特性和电网情况，合理安排发电机组承担辅助服务，保证调度的公开、公平、公正。

第十条 电力调度交易机构调用并网发电厂、电储能提供辅助服务时，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发电厂的辅助服务。

（二）区域电力调度交易机构确定全网应预留的备用容量以及各省（市）应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）及时答复发电企业的问询。

（六）定期向能源监管机构报送辅助服务的计量、考核、补偿统计情况。

第四章 考核与补偿

第十一条 对并网发电厂、电储能提供的基本辅助服务不予补偿。并网发电厂、电储能因自身原因不能提供基本辅助服务时需接受相应考核。对并网发电厂、电储能提供的有偿辅助服务进行补偿。并网发电厂、电储能因自身原因，有偿辅助服务不能被调用或者达不到预定调用标准时需接受相应考核。具体考核办法见《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》。

第十二条 有偿辅助服务的补偿原则

（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、低频调节按照提供辅助服务而增加的

成本，确定其补偿标准。

（三）备用依据高峰时段发电厂提供的旋转备用损失的机会成本和增加的运行成本，确定其补偿标准。

（四）有偿无功按照低于电网投资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。

（五）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。

（六）黑启动、FCB 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。

第十三条 有偿调峰服务补偿：

（一）深度调峰补偿根据机组实际发电出力或电储能充放电功率确定。由于发电机组、电储能自身原因造成出力低于基本调峰下限的不列入补偿范围。

1. 深度调峰服务计量原则上以发电机组或电储能为单位。

2. 在负荷低谷或调峰困难时段，常规燃煤发电机组（发电厂或者机组组合）出力低于基本调峰下限的（发电厂或者机组组合按照总容量比例计算），按低于基本调峰下限少发电量给予补偿，补偿标准如下表。

单位：元/兆瓦时

负荷率	补偿标准	负荷率	补偿标准
(50%, 60%)	20	(30%, 40%)	80
(40%, 50%)	40	30%以下	160

3. 在负荷低谷或调峰困难时段，电储能根据电力调度指令要求，放电功率低于基本调峰下限（华东、上海、江苏、浙江、安徽、福建调度管辖范围分别为电储能额定放电功率的 57%、47%、59%、49%、50%、53%）或者处于充电状态的，按照电力调度指令要求减少的放电电量和增加的充电电量给予补偿，补偿标准为 160 元/千千瓦时。

4. 负荷低谷时段为 22:00-次日 6:00。调峰困难时段由电力调度交易机构根据各省（市）的负荷特性确定，并报送能源监管机构。

（二）启停调峰补偿根据机组启停台次和时间间隔确定。

1. 常规燃煤发电机组按电力调度指令要求在 24 小时内完成启停机（炉）进行调峰，每台次按启停间隔时间和机组容量给予补偿。具体补偿标准如下表：

单位：万元

容量 P 时间 T	$P < 100\text{MW}$	$100 \leq P < 300\text{MW}$	$300 \leq P < 600\text{MW}$	$600\text{MW} \leq P < 1000\text{MW}$	$1000\text{MW} \leq P$
$T \leq 8$ 小时	8	15	18	20	30
$8 < T \leq 12$ 小时	10	18	20	30	40
$12 < T \leq 18$ 小时	15	20	30	40	50
$18 < T \leq 24$ 小时	18	30	40	50	60

2. 常规燃煤发电机组按电力调度指令要求，调停备用（不含检修转调停备用、调停备用转检修、电量不足安排的调停备用）超过 24 小时的，每台次按启停费用和调停备用时间给予补偿，即：

$$F = F_{\text{启停}} + P_N \times t \times 1 \text{ 元/兆瓦时}$$

式中，F 为补偿费用； $F_{\text{启停}}$ 为发电机组启停费用，10 万千瓦以下发电机组为 18 万元，10 万千瓦级发电机组为 30 万元，30 万千瓦级发电机组为 40 万元，60 万千瓦级发电机组为 50 万元，100 万千瓦级发电机组为 60 万元。 P_N 为发电机组额定容量。 t 为发电机组调停备用小时数，起始时间为发电机组解列时间，终止时间为发电机组并网时间，最大值为 72 小时。若发电机组停启间隔时间跨月的，则计入发电机组调停备用结束当月的辅助服务补偿。

3. 燃气机组根据电力调度指令要求在 24 小时内完成启停调峰 1 次，并超过规定次数，超出部分每台次按 100 元/兆瓦（浙江）、50 元/兆瓦（其他）的标准予以补偿。

上海燃气发电厂需满足每月启停调峰次数超过全厂机组台数 $\times 5$ 台次。

福建燃气机组需满足每月启停调峰次数超过 30 次/台后，每天启停调峰次数超过 2 次/台。

4. 水电机组根据电力调度指令要求进行弃水调峰，按照以下公式计算补偿费用：

$$F=0.5P_N tC$$

式中，F 为补偿费用； P_N 为机组额定容量；t 为弃水调峰时间；C 为机组批复的上网电价。

5. 水电机组（除抽水蓄能外）按电力调度指令要求在 24 小时内完成启停机进行调峰，并超过规定次数，每台次按 5 元/兆瓦的标准予以补偿。

安徽、福建水电机组启停机调峰补偿规定次数为 24 小时内启停分别超过 2 次、3 次。

6. 燃油机组根据电力调度指令要求在 24 小时内完成启停调峰 1 次，根据机组容量按 80 元/兆瓦的标准予以补偿。

（三）已开展调峰辅助服务市场的地方，在市场启动期间执行调峰辅助服务市场规则相关规定，不重复补偿。

第十四条 自动发电控制（AGC）服务补偿

（一）自动发电控制（AGC）服务按机组、电储能计量。

（二）基本补偿：每月按机组、电储能 AGC 的投运率和可调节容量的乘积补偿 480 元/兆瓦。机组、电储能 AGC 可调节容量为机组、电储能可投入 AGC 运行的调节容量上、下限之差。

（三）调用补偿：发电机组、电储能参与所在控制区频率或者联络线偏差控制调节，根据发电机组 AGC 调节容量被调用时增发或少发、电储能 AGC 调节容量被调用时增减充放电的电量，按照 50 元/兆瓦时予以补偿。

1. 省（市）调度管辖范围机组、电储能 AGC 调用补偿电量根据 AGC 调整后的机组、电储能目标出力与当前实际出力之间的积分电量差来计算。AGC 指令周期 i （或者第 i 分钟）调用补偿电量计算公式为：

$$Q_{AGC, i} = \int_0^t |P_{AGC, i+1} - P_{实际, i}| dt$$

式中， $Q_{AGC, i}$ 为 AGC 指令周期 i （或者第 i 分钟）补偿电量； t 为机组、电储能 AGC 指令周期时间或者 1 分钟； $P_{AGC, i+1}$ 为 AGC 主站下达的指令周期 $i+1$ （或者第 $i+1$ 分钟）机组、电储能目标出力； $P_{实际, i}$ 为指令周期 i （或者第 i 分钟）机组、电储能实际出力。

2. 华东网调调度管辖范围机组、电储能 AGC 调用补偿电量根据 AGC 调整后的机组、电储能目标出力与当前实际出力之间的积分电量差和调节品质计算。AGC 指令周期 i （或者第 i 分钟）调用补偿电量计算公式为：

$$Q_{AGC, i} = \left(\int_0^t |P_{AGC, i+1} - P_{实际, i}| dt \right) \left(1.02 - \frac{|P_{AGC, i+1} - P_{实际, i+1}|}{6P_N V_{AGC实际}} \right)$$

式中， $Q_{AGC, i}$ 为 AGC 指令周期 i （或者第 i 分钟）补偿电量； t 为机组、电储能 AGC 指令周期时间或者 1 分钟； $P_{AGC, i+1}$ 为 AGC 主站下达的指令周期 $i+1$ （或者第 $i+1$ 分钟）机组、电储能目标出力； $P_{实际, i}$ 和 $P_{实际, i+1}$ 分别为指令周期 i （或者第 i 分钟）和指令周期 $i+1$ （或者第 $i+1$ 分钟）机组、电储能实际出力； P_N 为机组、电储能额定容量； $V_{AGC实际}$ 为机组、电储能 AGC 实际每分钟百分比调节速率，计算详见《华东区域发电厂并网运

行管理实施细则》。

（四）已开展调频辅助服务市场的地方，在市场启动期间执行调频辅助服务市场规则相关规定，不重复补偿。

第十五条 低频调节服务补偿

（一）低频调节服务按机组、电储能计量。

（二）当出现跨区直流功率失却等原因造成电网频率低于 49.933Hz 时，发电机组、电储能综合利用各种频率调节方法，短时快速增加发电出力，1 分钟内增发电量超过一次调频理论积分电量的 80%（计算详见《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》），按增发电量予以补偿。补偿费用计算如下：

$$F=300\times\Delta QsY\times Y_{\text{低频调节}}$$

式中，F 为补偿费用； ΔQsY 为发电机组、电储能实际动作积分电量（计算详见《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》）； $Y_{\text{低频调节}}$ 为低频调节补偿标准，取 800 元/兆瓦时。

（三）机组、电储能功率采样周期未能达到每秒 25 点要求的，由于一次调频实际动作积分电量计算不够精确，暂不纳入补偿范围。

第十六条 有偿无功服务补偿

（一）有偿无功服务按机组、电储能计量。

（二）根据电力调度指令，发电机组、电储能通过提供必要的有偿无功服务保证电厂、电储能母线电压满足要求，

根据发电机组、电储能迟相功率因数低于 0.85 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/兆乏时予以补偿。

（三）根据电力调度指令，发电机组调相启停补偿按每台次 14 元/兆瓦的标准予以补偿。

（四）燃气机组根据电力调度指令要求进行无功调节，并且功率因数低于 0.5 时，按吸收或者发出的无功电量给予补偿，补偿费用为：

$$F = \int_0^t |Q| Y_{\text{低功率因数无功调节运行}} dt + P_N Y_{\text{低功率因数无功调节功能}} \left(1 - \frac{t_{\text{检修天数}}}{t_{\text{月度天数}}} \right)$$

式中，F 为补偿费用；Q 为无功出力；t 为功率因数低于 0.5 的时间； $Y_{\text{低功率因数无功调节运行}}$ 为低功率因数无功调节运行补偿标准。当 $0.2 < \text{功率因数} \leq 0.5$ 时，数值为 370 元/兆乏时；当 $0.1 < \text{功率因数} \leq 0.2$ 时，数值为 500 元/兆乏时；当 $\text{功率因数} \leq 0.1$ 时，数值为 630 元/兆乏时； P_N 为发电机组额定容量； $Y_{\text{低功率因数无功调节功能}}$ 为低功率因数无功调节功能补偿标准，取 50 元/兆瓦，首次需经有资质单位试验确定具备低功率无功调节功能，之后每年复校认定； $t_{\text{检修天数}}$ 为当月发电机组检修天数； $t_{\text{月度天数}}$ 为当月日历天数。

第十七条 自动电压控制（AVC）服务补偿

（一）自动电压控制（AVC）服务按机组、电储能计量。

（二）AVC 按以下公式计算补偿费用：

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

式中，F 为补偿费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调容量（额定放电功率和额定充电功率之和）； Y_{AVC} 为 AVC 补偿标准，为 0.5 元/兆瓦时（浙江）、0.1 元/兆瓦时（其他）； t_{AVC} 为机组、电储能 AVC 投用时间。

第十八条 旋转备用补偿

（一）在负荷高峰时段，火电以及水电机组空转（不含调相工况）提供旋转备用予以补偿。

（二）旋转备用补偿根据旋转备用容量、提供时间给予补偿，补偿费用按如下方式计算：

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

式中，F 为补偿费用； $P_{\text{备用}}$ 为旋转备用容量； $t_{\text{备用}}$ 为提供旋转备用的时间； $Y_{\text{备用}}$ 为旋转备用补偿标准，取 10 元/兆瓦时。

（三）高峰时段由电力调度交易机构根据各省（市）的负荷特性确定，并报送能源监管机构。

第十九条 发电机组、电储能提供黑启动服务的，应完成黑启动试验并纳入电网黑启动方案。黑启动按以下公式计算补偿费用：

$$F = \sum_{i=1}^n Y_{\text{黑启动}} \left(1 - \frac{t_{i\text{检修天数}}}{t_{\text{月度天数}}} \right)$$

式中，F 为全厂补偿费用，最大值为 1 万元/月（福建）、8 万元/月（其它）；n 为黑启动机组台数（电储能取 1）； $Y_{\text{黑启动}}$ 为单台黑启动机组、电储能补偿标准，福建为 1 万元/月·台，其他为 4 万元/月·台； $t_{i\text{检修天数}}$ 为当月黑启动机组、电储能检

修天数； $t_{\text{月度天数}}$ 为当月日历天数。

第二十条 发电机组快速甩负荷（FCB）功能应经试验验证。具备快速甩负荷（FCB）功能的机组按以下公式计算补偿费用：

$$F = Y_{\text{FCB}} P_N \left(1 - \frac{t_{\text{检修天数}}}{t_{\text{月度天数}}} \right)$$

式中， F 为补偿费用； Y_{FCB} 为快速甩负荷（FCB）功能补偿标准，数值为40元/月·兆瓦； P_N 为机组额定容量； $t_{\text{检修天数}}$ 为当月机组检修天数； $t_{\text{月度天数}}$ 为当月日历天数。

第二十一条 风电和光伏发电企业月均发电功率预测准确率达到或超过一定标准的，按以下公式计算补偿费用。

$$F = K_{\text{yc}} P_N t Y_{\text{yc}}$$

式中， F 为补偿费用； K_{yc} 为功率预测补偿系数； P_N 为机组额定容量； Y_{yc} 为功率预测补偿标准，取300元/兆瓦时； t 为时间常数，取10小时。

K_{yc} 计算公式为：

$$K_{\text{yc}} = \left(\frac{\lambda_{\text{rq}} - \lambda_{\text{rj}}}{100\% - \lambda_{\text{rj}}} \right) \times 0.7 + \left(\frac{\lambda_{\text{cd}} - \lambda_{\text{cj}}}{100\% - \lambda_{\text{cj}}} \right) \times 0.3$$

式中， λ_{rq} 为日前功率预测月均准确率，计算详见《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》； λ_{rj} 为日前功率预测准确率基准值，取85%，当 $\lambda_{\text{rq}} < \lambda_{\text{rj}}$ 时，按 $\lambda_{\text{rq}} = \lambda_{\text{rj}}$ 处理； λ_{cd} 为超短期功率预测月均准确率，计算详见《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》； λ_{cj} 为超短期功率预测准确率基准值，取90%，

当 $\lambda_{cd} < \lambda_{cj}$ 时，按 $\lambda_{cd} = \lambda_{cj}$ 处理。

第五章 计量与结算

第二十二条 电力调度交易机构负责辅助服务的计量。计量的依据为：电力调度指令，能量管理系统（EMS）、发电机组调节系统运行工况在线上传系统、广域测量系统（WAMS）等调度自动化系统采集的实时数据，电能量采集计费系统的电量数据等。

第二十三条 电力调度交易机构应建设并网发电厂、电储能辅助服务管理技术支持系统。

第二十四条 并网发电厂、电储能辅助服务费用实行专项管理，按照专门记帐、收支平衡的原则进行并网发电厂、电储能有偿辅助服务的补偿和结算。

第二十五条 在电储能电价政策出台后，若电储能核定电价中包含调峰等辅助服务费用，相应调峰等辅助服务不再重复补偿考核。

第二十六条 并网发电厂、电储能有偿辅助服务补偿费用按照调度管辖范围实行月度统计、季度结算。跨省（区）辅助服务发生的费用按相应规则处理。

第二十七条 有偿辅助服务补偿所需费用扣除新建发电机组调试运行期差额资金的50%后，不足部分由发电厂按当月上网电费（或者租赁费）的比例分摊；若新建机组调试

运行期差额资金的 50% 超过当期有偿辅助服务补偿所需费用，则剩余资金滚动进入下月有偿辅助服务补偿费用分摊计算。

（一）可纳入辅助服务补偿差额资金的计算和使用

1. 新建机组满足《发电机组进入及退出商业运营管理办法》（电监市场〔2011〕32 号）第六条要求的时点（以下简称“满负荷运行完成时点”）前调试运行期差额资金在当月使用

$$D_{\text{固有}} = 50\% \sum_{i=1}^n Q_{i\text{固有调试}} \times (P_{i\text{商业}} - P_{i\text{调试}})$$

式中， $D_{\text{固有}}$ 为当月相应调度管辖范围新建机组在“满负荷运行完成时点”前，可用于并网发电厂辅助服务补偿的调试运行期差额资金； $Q_{i\text{固有调试}}$ 为当月第 i 台新建机组在“满负荷运行完成时点”前调试电量； $P_{i\text{商业}}$ 为政府主管部门制定的第 i 台新建机组上网电价。如果当月政府主管部门尚未确定该机组上网电价，接近期政府主管部门制定的同类型机组上网电价参与计算。待上网电价正式确定后进行调整，计入差额资金调整修正量； $P_{i\text{调试}}$ 为第 i 台新建机组调试电价。

2. 新建机组“满负荷运行完成节点”后调试运行期差额资金在机组转入商业运行时点当月计算使用

$$D_{\text{或有}} = 50\% \sum_{i=1}^n Q_{i\text{或有调试}} \times (P_{i\text{商业}} - P_{i\text{调试}})$$

式中， $D_{\text{或有}}$ 为相应调度管辖范围新建机组转入商业运行当月，自“满负荷运行完成时点”至转入商业运行时点之间，可用于并网发电厂辅助服务补偿的调试电量差额资金； $Q_{i\text{或有调试}}$ 为第 i 台新建机组自满负荷运行完成时点至转入商业运行时点之间调试电量； $P_{i\text{商业}}$ 为政府主管部门制定的第 i 台新建机组上网电价。如果当月政府主管部门尚未确定该机组上网电价，接近期政府主管部门制定的同类型机组上网电价参与计算。待上网电价正式确定后进行调整，计入差额资金调整； $P_{i\text{调试}}$ 为第 i 台新建机组调试电价。

3. 并入地（市）级电网新建机组调试运行期差额资金的 50% 在该地（市）级调度辖区内的发电企业及其他发电企业之间进行分配。地（市）级电网新建机组调试运行期差额资金分配方案由地（市）级电网企业商当地发电企业和省级电网企业提出，报相应能源监管机构审定后实施。原则上，地（市）级调度发电企业获得的辅助服务补偿参照本实施细则相关条款计算。分配给该地（市）级调度辖区以外其他发电企业的差额资金纳入省级辅助服务补偿资金。

$$D_{\text{地级}} = \sum_{i=1}^n D_{i\text{剩余}}$$

$D_{\text{地级}}$ 为当月纳入省级辅助服务补偿资金的地（市）级新建机组调试运行期差额资金； $D_{i\text{剩余}}$ 为当月第 i 个地级电网分配给辖区以外其他发电企业的调试运行期差额资金。

4. 未在发电企业分配使用的调试运行期差额资金计算公式：

$$D_{\text{未分配}} = D_{\text{上月结转}} + D_{\text{调整}}$$

式中， $D_{\text{未分配}}$ 为未在发电企业分配使用的调试运行期差额资金； $D_{\text{上月结转}}$ 为上月未在发电企业分配使用结转到本月的调试运行期差额资金，初始值为自 2011 年 11 月 1 日起未在发电企业分配使用的新建机组调试运行期差额资金； $D_{\text{调整}}$ 为由于价格调整等因素引起在发电企业分配使用的调试运行期差额资金调整修正量。

5. 可纳入辅助服务补偿调试运行期差额资金计算公式

$$D_{\text{补偿}} = D_{\text{固有}} + D_{\text{或有}} + D_{\text{未分配}} + D_{\text{地级}}$$

式中， $D_{\text{补偿}}$ 为可纳入辅助补偿调试运行期差额资金； $D_{\text{固有}}$ 为当月相应调度管辖范围新建机组在“满负荷运行完成时点”前，可用于并网发电厂辅助服务补偿的调试运行期差额资金； $D_{\text{或有}}$ 为相应调度管辖范围新建机组转入商业运行当月，自“满负荷运行完成时点”至转入商业运行时点之间，可用于并网发电厂辅助服务补偿的调试运行期差额资金； $D_{\text{未分配}}$ 为未在发电企业分配使用的调试运行期差额资金； $D_{\text{地级}}$ 为当月纳入省级辅助服务补偿资金的地（市）级新建机组调试运行期差额资金。

（二）分摊费用计算公式：

如果， $R_{\text{总补偿}} > D_{\text{补偿}}$

$$R_{\text{分摊}} = R_{\text{总补偿}} - D_{\text{补偿}}, \quad D_{\text{结余}} = 0$$

如果， $R_{\text{总补偿}} < D_{\text{补偿}}$

$$R_{\text{分摊}} = 0, \quad D_{\text{结余}} = D_{\text{补偿}} - R_{\text{总补偿}}$$

式中， $R_{\text{总补偿}}$ 为月度总辅助服务补偿费用； $D_{\text{补偿}}$ 为可纳入辅助补偿调试运行期差额资金； $R_{\text{分摊}}$ 为月度总分摊费用； $D_{\text{结余}}$ 为可结转进入下月辅助服务补偿调试运行期差额资金。

（三）第*i*个电厂、电储能需要承担的分摊费用计算公式为：

$$R_{\text{分摊}}^i = R_{\text{分摊}} \frac{F_i}{\sum_{i=1}^N F_i}$$

式中， $R_{\text{分摊}}^i$ 为第*i*个电厂、电储能需要承担的分摊费用； $R_{\text{分摊}}$ 等于月度总分摊费用；*N*为当月上网发电电厂、电储能的总数； F_i 为第*i*个电厂月度上网电量（电储能月度放电电量）和批复上网电价（电储能为当地燃煤电厂基准电价，没有基准电价的，取上一年度当地统调燃煤电厂基数合同平均结算电价，下同）的乘积，计算公式如下：

$$F_i = W_i C_i$$

式中， W_i 为第*i*个电厂上网电量或电储能放电电量， C_i 为第*i*个电厂批复上网电价，含税，不含脱硫、脱硝、除尘、超低排放等环保电价，不含政府补贴。如果同一个电厂中有不同上网电价机组，按机组分别计算后相加。自备电厂如有上

网电量则按上网电费所得进行计算，如无上网电费，则不予补偿也不予分摊；按照租赁制经营的抽水蓄能电厂按租赁费进行计算；采用两部制电价的电厂按容量电费和电量电费对应的收入参与计算；没有批复上网电价的发电机组按当地燃煤机组标杆电价（含税，不含环保电价）参与计算；新安江、富春江水电站按国家电网公司华东分部统销价格参与计算。

（四）在电储能电价政策尚未出台前，电储能参与辅助服务补偿费用分摊时按照放电电量和当地燃煤电厂基准电价（没有基准电价的，按照上一年度当地统调燃煤电厂基数合同平均结算电价）乘积作为电费参与分摊。电储能电价政策出台后，按照政府有权部门明确的上网电价参与计算。相应条款同步修改。

（五）发电厂、电储能分摊有偿辅助服务补偿费用范围初期为省级及以上电力调度机构调度管辖的发电厂、电储能，待时机成熟后，逐步扩展到地区外与本电网公司存在购售电关系的主体。

第二十八条 发电厂、电储能有偿辅助服务结算费用等于当月该电厂有偿辅助服务补偿费用减去当月该电厂、电储能有偿辅助服务分摊费用。

并网发电厂月度结算费用为：

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

式中， $K_{\text{结算}}^i$ 为并网发电厂、电储能 i 月度结算费用； $R_{\text{补偿}}^i$ 为并

网发电厂、电储能 i 月度补偿费用； $R_{\text{分摊}}^i$ 为并网发电厂、电储能 i 月度分摊费用。

第二十九条 并网发电厂、电储能辅助服务补偿结算采用电费结算方式，与下一季度第二个月份电费结算同步完成。发电厂、电储能在该月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的辅助服务结算费用额度，按照结算关系向相应电网企业开具增值税发票，与该月电费一并结算。

第六章 监督与管理

第三十条 每月 10 日前（节假日顺延），电力调度交易机构将上月直调电厂、电储能辅助服务补偿结果在技术支持系统上披露。披露的信息应包括各电厂、电储能各辅助服务项目补偿费用、总补偿费用、分摊费用。

第三十一条 如并网发电厂、电储能对统计结果有疑义，应在每月 15 日前向相关电力调度交易机构提出复核。电力调度交易机构在接到问询后的 3 个工作日内，应进行核对并予以答复。如并网发电厂、电储能经与电力调度交易机构核对后仍有争议，可以向能源监管机构提出再次复核申请。

统计结果经过最终确认后，相关单位没有在规定时间内提出疑义，或者遇到将来电价追溯调整考核月情况，不再修改及追溯调整结果。

第三十二条 每季度首月月底前，电力调度交易机构将上季度辅助服务补偿情况明细清单、补偿费用分摊情况、结算方案以文件形式报送能源监管机构。每季度第二个月 10 日前（节假日顺延），能源监管机构在门户网站上公示上季度辅助服务补偿费用结算数据。公示后，各方无异议，发电厂辅助服务补偿结果生效。

第三十三条 并网发电厂、电储能与电力调度交易机构之间因辅助服务调用、补偿和统计等情况存在争议的，由相应能源监管机构核实处理。

第七章 附则

第三十四条 本细则由华东能源监管局负责制定、修订和解释。

第三十五条 本细则自发布之日起实施。

附件 2:

华东区域发电厂并网运行管理实施细则

第一章 总则

第一条 为保障华东电力系统安全、优质、经济运行，维护电力企业的合法权益，根据《发电厂并网运行管理规定》（电监市场〔2006〕42号），制定本细则。

第二条 本细则适用范围为省级及以上电力调度机构调度管辖的发电厂、公用电化学储能电站（以下简称电储能）。电源侧、负荷侧电储能经所在电源侧、负荷侧法人同意并具备相关条件，可以从电源侧、负荷侧独立出来，按照公用电储能方式参与并网运行考核（同时参与辅助服务补偿）。地县级电力调度机构调度管辖的发电厂、电储能纳入适用范围由省级电力调度机构报相应能源监管机构批准。

火力发电机组按《火力发电建设工程启动试运及验收规程》（DL/T5437-2009）要求完成整套启动试运时纳入。水力发电机组按《水电工程验收规程》（NB/T 35048-2015）要求完成带负荷连续运行时纳入。风电场和光伏电站从并网发电之日起纳入。电源侧、负荷侧电储能参与辅助服务补偿和并网运行考核应具备的相关条件以及退出条件由省级以上电力调度机构制定，并报相关能源监管机构。其他发电机组原则上自基建调试完成交付生产运行之日纳入。

第三条 华东区域内能源监管机构负责对发电厂并网运行考核及结算情况实施监管。电力调度交易机构依照本细则具体实施发电厂并网运行考核和结算。

第二章 调度管理

第四条 发电厂、电储能发生以下任一情况的，每次考核费用计算方式为：

$$F = 0.5\% W_{\text{当月}} \alpha_{\text{调度管理}} C_{\text{全厂}}$$

式中，F 为每次考核费用； $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量或电储能当月总放电电量； $\alpha_{\text{调度管理}}$ 为调度管理考核系数，数值为 1； $C_{\text{全厂}}$ 为该发电厂机组最高批复上网电价（电储能为当地燃煤电厂基准电价，没有基准电价的，取上一年度当地统调燃煤电厂基数合同平均结算电价，下同），计算口径详见第二十六条，下同。

（一）未经电力调度交易机构同意，擅自改变调度管辖范围内一、二次设备的状态，以及与电网安全稳定运行有关的机组调速系统（一次调频）、励磁系统（包括 PSS）、高频切机、低频切机、安全稳定控制装置、AGC、AVC、相量测量装置（PMU）、继电保护装置、故障录波装置、安全防护设备等的参数或整定值（危及人身及主设备安全的情况除外）；

（二）不执行调度指令；

（三）不如实报告调度指令执行情况；

（四）现场值班人员离开工作岗位期间未指定接令者，延误电网事故处理；

（五）不执行电力调度交易机构下达的保证电网安全运行的措施；

（六）调度管辖设备发生事故或异常，10 分钟内未向电力调度交易机构汇报（可先汇报事故或异常现象，详细情况待查清后汇报）；

（七）发生调度管辖设备误操作事故，未在 1 小时内向电力调度交易机构汇报事故经过，或造假谎报。

（八）未经电力调度交易机构同意，擅自改变电力监控系统安全防护装置（纵向加密认证装置、网络安全监测装置、防火墙等）的安全策略。

第五条 发电曲线偏差考核

发电厂、电储能应严格执行相应电力调度交易机构下达的发电、充放电计划曲线（或实时调度曲线）和运行方式安排。发电、充放电计划曲线执行情况按如下方式进行考核：

$$F = Q_{\text{计划偏差}} \alpha_{\text{调度管理}} C_{\text{机组}}$$

式中，F 为考核费用； $Q_{\text{计划偏差}}$ 为计划曲线偏差电量，计算详见本条第四款； $\alpha_{\text{调度管理}}$ 为调度管理考核系数，数值为 1； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价，考核对象含多台机组的，取机组中最高的上网电价。

（一）考核对象原则上以机组为单位，也可根据电网运

行实际按计划编制对象为单位。

（二）电力调度交易机构负责编制每日 96 点发电、充放电计划曲线。两个计划点之间的发电计划值按线性插值法确定，具体计算方式如下：

$$P_i = P_n + i \frac{P_{n+1} - P_n}{180}$$

式中， P_i 为 P_n 至 P_{n+1} 之间第 i 个 5 秒钟发电出力； P_n 为 96 点计划曲线上某 15 分钟整点的发电出力， P_{n+1} 为 96 点计划曲线上下一 15 分钟整点的发电出力， i 取值为 0~179。

（三）由于发电厂、电储能自身原因，造成实际发电、充放电曲线偏离电力调度交易机构下达的发电、充放电计划曲线，偏离量超过允许偏差时，按照偏差量考核。

（四）考核以每 5 分钟为一个单位。电力调度交易机构自动化系统计算考核对象每 5 分钟的实际发电量、充放电量 and 计划发电量、充放电量（以 5 秒-1 分钟为一个点积分计算发电量）。同一时段内实际发电量、充放电量与计划发电量、充放电量之间允许偏差范围为计划发电量、充放电量的 $\pm 2\%$ 。超出允许偏差范围的电量绝对值作为计划曲线偏差电量。

（五）免于考核情况

1. 值班调度员修改发电、充放电计划曲线的，修改后的发电、充放电计划曲线应提前 15 分钟下达给发电厂、电储能，不足 15 分钟下达的发电、充放电计划曲线，自下达时

刻起 15 分钟内免除发电、充放电计划曲线考核。

2. 机组（发电厂）、电储能能在 AGC 控制模式（除严格跟踪发电计划曲线模式外）下提供 AGC 服务。

3. 机组、电储能被临时指定提供调峰和调压服务而不能按计划曲线运行。

4. 出现系统事故、机组跳闸等紧急情况，机组按照调度指令紧急调整出力。

5. 电网频率高于 50.1Hz 而机组有功出力越下限或电储能多充少放功率越限值，或当电网频率低于 49.9Hz 而机组有功出力越上限或电储能少充多放功率越限值。

6. 机组启动过程中，从并网至达到最低技术出力后 15 分钟（水电）、1 小时（火电及其它）之内；机组停机过程中，从机组降参数至解列。

7. 机组、电储能 AGC 模式切换过程。

8. 机组、电储能进行与出力调整有关的试验期间。

9. 电网频率异常时，一次调频动作引起的机组出力、电储能充放电功率调整。

10. 机组、电储能发生非计划停运导致偏离发电计划、充放电功率曲线时，纳入机组、电储能非计划停运考核，免于发电计划、充放电功率曲线考核。

11. 调峰能力为 0 的机组（核电站除外）。

第六条 调峰考核

调峰包括基本调峰和有偿调峰，其分类和标准见《华东区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》。根据机组、电储能提供调峰类型的不同，按以下方式考核。

（一）基本调峰能力未具备

当机组调峰能力不能达到额定容量的一定比例（华东 43%、上海 53%、江苏 41%、浙江 51%、安徽 50%、福建 47%）时，考核费用计算方式为：

$$F = Q_{\text{基本调峰}} C_{\text{机组}}$$

$$Q_{\text{基本调峰}} = 0.01 P_{\text{差额}} t_{\text{运行}} \alpha_{\text{基本调峰}}$$

式中，F 为考核费用； $Q_{\text{基本调峰}}$ 为基本调峰考核电量，核电站、风电场、光伏电站最大不超过当月发电量的 0.05%，其他机组不超过当月发电量的 0.1%； $P_{\text{差额}}$ 为机组调峰能力与基本调峰能力要求之间容量差值； $t_{\text{运行}}$ 为机组运行时间； $\alpha_{\text{基本调峰}}$ 为基本调峰考核系数，数值为 0.2； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

原则上，以资源来源情况定发电的，如：余热发电、以热定电的热电联产机组、径流式水电站、核电、风电、光伏等调峰能力定为 0，进行基本调峰考核。特殊情况的，由发电企业报送相应能源监管机构核实。

（二）调峰能力下降

1. 发电厂、电储能向电力调度交易机构申报临时改变机组、电储能的可调出力、充放电功率上限或下限，当出现高峰或者腰荷时段机组、电储能申报出力、放电功率上限低于

机组铭牌出力或额定放电功率上限、低谷时段或者调峰困难时段机组申报出力下限高于机组铭牌出力下限或电储能充电功率下限低于额定放电功率的情况，即认定为机组、电储能调峰能力下降。在机组、电储能调峰能力下降期间，每日的考核费用计算方式为：

$$F = (|P_{\max} - P'_{\max}| + |P_{\min} - P'_{\min}|) t_{\text{考核}} \alpha_{\text{基本调峰}} C_{\text{机组}}$$

式中，F 为考核费用； $P_{\max}$ 为机组、电储能铭牌出力、放电功率上限； $P'_{\max}$ 为机组、电储能申报出力、放电功率上限； $P_{\min}$ 为机组铭牌出力下限或电储能额定充电功率； $P'_{\min}$ 为机组申报出力下限或电储能申报充电功率最大值； $t_{\text{考核}}$ 为 1 小时； $\alpha_{\text{基本调峰}}$ 为基本调峰考核系数，其数值为 0.2； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

负荷低谷时段为 22:00-次日 6:00。调峰困难时段由电力调度交易机构根据各省（市）的负荷特性确定，并报送能源监管机构。

2. 发电厂、电储能未向电力调度交易机构申报改变机组、电储能的可调出力、充放电功率上限或下限，当日机组、电储能实际出力、充放电功率最高值低于当日调度指令所要求的最高值或当日机组、电储能实际出力、充放电功率最低值高于当日调度指令所要求的最低值，则当日的考核费用计算方式为：

$$F = (|P_1 - P'_1| + |P_2 - P'_2|) t_{\text{考核}} \alpha_{\text{基本调峰}} C_{\text{机组}}$$

式中， F 为考核费用； P_1 为当日调度指令所要求的发电出力、放电功率最高值； P_1' 为当日机组、电储能实际出力、放电功率最高值； P_2 为当日调度指令所要求的发电出力最低值或电储能充电功率最大值； P_2' 为当日机组实际出力最低值或电储能充电功率最低值； $t_{考核}$ 为 24 小时； $\alpha_{基本调峰}$ 为基本调峰考核系数，其数值为 0.2； $C_{机组}$ 为机组批复上网电价。

（三）与调峰辅助服务市场衔接

已开展调峰辅助服务市场的地方，在市场启动期间执行调峰辅助服务市场规则相关规定，不重复考核。

第七条 一次调频考核

（一）未具备功能

机组、电储能未具备一次调频功能，月度考核费用计算方式为：

$$F=WK\alpha_{一次调频}C_{机组}$$

式中， F 为考核费用； W 为机组、电储能当月发电量、放电电量； K 为未具备一次调频功能考核系数，核电、光伏、风电数值为 0.05%，其他机组、电储能为 0.1%； $\alpha_{一次调频}$ 为一次调频考核系数，数值为 1.5； $C_{机组}$ 为机组批复上网电价。

（二）未投运

机组、电储能一次调频未投运，考核费用计算方式为：

$$F=0.001P_N t \alpha_{一次调频} C_{机组}$$

式中， F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调节容

量（额定放电功率和额定充电功率之和，下同）； t 为一次调频未投运小时数，不包括调度发令退出时间； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 1.5； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

（三）性能未达标

机组、电储能在电网高频或低频期间的一次调频响应行为未达到要求的，每月考核费用为两种情况考核费用之和：

当 $DX_i > 0$ 且 $|60\% \Delta Q_j Y_i| - |\Delta Q_s Y_i| > 0$ 时，

$$F1 = 20K_{\text{死区调节}} \sum_{i=1}^n (|60\% \Delta Q_j Y_i| - |\Delta Q_s Y_i|) \alpha_{\text{一次调频}} C_{\text{机组}}$$

当 $DX_i = 0$ 时，

$$F2 = 20K_{\text{死区调节}} \sum_{i=1}^n (|60\% \Delta Q_j Y_i| + |\Delta Q_s Y_i|) \alpha_{\text{一次调频}} C_{\text{机组}}$$

式中， $F1$ 为一次调频效果性能指标大于零时考核费用； $F2$ 为一次调频效果性能指标等于零时考核费用，一次调频效果性能指标计算详见附件； $K_{\text{死区调节}}$ 为频率控制死区调节系数，频率控制死区为 $50 \pm 0.033\text{Hz}$ 、 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 、 $50 \pm 0.067\text{Hz}$ ，数值分别为 1、15、30； n 为满足考核条件（详见附件）的一次调频动作次数； DX_i 为第 i 次一次调频效果性能指标； $\Delta Q_j Y_i$ 为第 i 次一次调频理论计算积分电量（计算详见附件）； $\Delta Q_s Y_i$ 为第 i 次一次调频实际动作积分电量（计算详见附件）； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 1.5； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

（四）传送虚假信号

机组、电储能传送虚假一次调频投运信号的，一经发现，每次考核费用计算方式为：

$$F = P_N t_{\text{考核}} \alpha_{\text{一次调频}} C_{\text{机组}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调节容量； $t_{\text{考核}}$ 为 1 小时； $\alpha_{\text{一次调频}}$ 为一次调频考核系数，数值为 1.5； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

（五）免予考核情况

机组启动过程中，从并网至达到最低技术出力后 15 分钟（水电）、1 小时（火电及其它）之内；机组停机过程中，从机组降参数至解列。

第八条 AGC（自动发电控制）考核

AGC 性能考核以投入 AGC 时的调节精度和实际测试所得的 AGC 平均调节速率作为考核标准。

（一）调节速率不达标

电力调度交易机构对 AGC 长期不投用，或者长期不处于跟踪频率或者联络线偏差的机组不定期进行 AGC 平均调节速率抽查测试。机组能平均调节速率未满足要求时，考核费用计算方式为：

$$F = (1 - K) P_N t_{\text{考核}} \alpha_{\text{AGC}} C_{\text{机组}}$$

$$K = V_{\text{实测}} / V_{\text{基本}}$$

式中，F 为考核费用； α_{AGC} 为 AGC 考核系数，其数值为 1； $t_{\text{考核}}$ 为 2 小时； P_N 为机组额定容量； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价；K

为机组 AGC 平均调节速率系数，当 K 大于 1 时，则按 K=1 处理； $V_{\text{实测}}$ 为机组实测 AGC 调节速率； $V_{\text{基本}}$ 为机组基本响应速率，直吹式制粉系统机组为每分钟 1.0% 额定功率，中储式制粉系统机组为每分钟 2.0% 额定功率，30 万千瓦级循环流化床机组为每分钟 0.7% 额定功率，10 万千瓦级循环流化床机组为每分钟 0.3% 额定功率，燃气机组为每分钟 3.25%（F 级机组）、5%（E 级机组）额定功率，风电、光伏为每分钟 10% 额定功率。

（二）调节精度不达标

投入 AGC 时的调节精度以 AGC 指令周期时间或者 1 分钟为一个计算单位。AGC 指令周期 i 或者第 i 分钟调节精度考核费用计算方式为：

$$F_i = 0.1 \alpha_{AGC} \int_0^t |P_{AGC, i+1} - P_{\text{实际}, i+1}| dt C_{\text{机组}}$$

式中， F_i 为 AGC 指令周期 i 或者第 i 分钟调节精度考核费用；t 为 AGC 指令周期时间或者一分钟； α_{AGC} 为 AGC 考核系数，其数值为 1； $P_{\text{实际}, i+1}$ 为指令周期 i+1 或者第 i+1 分钟机组、电储能实际出力、充放电功率； $P_{AGC, i+1}$ 为指令周期 i+1 或者第 i+1 分钟机组、电储能目标出力、充放电功率； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

AGC 调节精度考核费用计算方式为：

$$F = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中，F 为 AGC 调节精度考核费用； F_i 为 AGC 指令周期 i 调节精度考核费用；n 为指令周期个数。

（三）隐瞒不报或传送虚假信号

当机组、电储能 AGC 装置发生异常而导致 AGC 无法正常投入时，隐瞒不报的，或传送虚假投退信号的，一经发现，考核费用计算方式为：

$$F = P_N t_{\text{考核}} \alpha_{AGC} C_{\text{机组}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调容量； $t_{\text{考核}}$ 为 10 小时； α_{AGC} 为 AGC 考核系数，其数值为 1； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

（四）与调频辅助服务市场衔接

已开展调频辅助服务市场的地方，在市场启动期间执行调频辅助服务市场规则相关规定，不重复考核。

第九条 无功调节考核

（一）母线电压不合格

1. 发电厂、电储能母线电压月合格率低于 99.5% 时，考核费用计算方式为：

$$F = (99.5\% - \lambda_u) W \alpha_{\text{母线电压}} C_{\text{机组组合}} / 100$$

式中，F 为考核费用，最大值为当月总发电量或电储能放电量电量的 0.2% 乘以该母线所有机组最高批复上网电价； λ_u 为母线电压月合格率，是电压合格点数与电压采集点数之比，母线电压合格率以电力调度交易机构下达的母线电压曲线为

依据； $\alpha_{\text{母线电压}}$ 为母线电压考核系数，其数值为 2； W 为接于该母线所有机组当月总发电量； $C_{\text{机组组合}}$ 为接于该母线所有机组最高批复上网电价。

2. 免于考核情况

(1) 若发电厂、电储能已经按照机组、电储能最大无功调节能力提供无偿或有偿无功服务，但母线电压仍然不合格，或者全厂停机时，该时段不计入不合格点。

(2) 若发电厂、电储能的 AVC 装置与电力调度交易机构主站 AVC 装置联合闭环在线运行，则不进行母线电压月合格率考核。若发电厂、电储能的 AVC 装置处于就地控制状态，进行母线电压合格率考核。

(二) AVC 投运率不达标

AVC 装置同相应电力调度交易机构主站 AVC 闭环运行，且 AVC 月投运率低于 98% 时，接受 AVC 投运率考核。考核费用计算方式为：

$$F = \frac{(98\% - \lambda_{\text{AVC投运}}) W \alpha_{\text{AVC}} C_{\text{机组}}}{100}$$

式中， F 为考核费用，最大值为当月发电量或电储能放电量的 0.1% 与机组批复上网电价乘积； $\lambda_{\text{AVC投运}}$ 为 AVC 月投运率； W 为该机组、发电厂当月发电量或电储能发电量； α_{AVC} 为 AVC 考核系数，其数值为 1； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。其中：

$$\lambda_{\text{AVC投运}} = t_{\text{投运}} / t_{\text{运行}}$$

式中， $t_{\text{投运}}$ 为 AVC 月投运时间； $t_{\text{运行}}$ 为机组、电储能月运行

时间。在计算 AVC 月投运率时，扣除因电网原因造成的 AVC 装置退出时间。

（三）AVC 调节不合格

电力调度交易机构 AVC 主站电压或无功指令下达后，AVC 装置在 5 分钟（福建）、3 分钟（其它）内调整到目标指令要求范围内为合格。AVC 调节合格率考核费用计算方式为：

$$F = \frac{(1 - \lambda_{\text{AVC调节}}) W \alpha_{\text{AVC}} C_{\text{机组}}}{100}$$

式中，F 为考核费用，最大值为当月发电量或电储能放电量的 0.1% 与机组批复上网电价乘积； $\lambda_{\text{AVC调节}}$ 为机组、电储能 AVC 调节合格率，是执行合格点数与电力调度交易机构发令次数之比；W 为该机组、电储能或接于该母线机组、电储能当月发电量、放电量； α_{AVC} 为 AVC 考核系数，其数值为 1； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

第十条 非计划停运考核

（一）突然跳闸

正常运行的机组、电储能发生跳闸，每次考核费用计算方式为：

$$F = 0.5 P_N \hat{i} \alpha_{\text{非停}} C_{\text{机组}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调节容量； $\hat{i}$ 为机组停运小时数，最大为 48 小时； $\alpha_{\text{非停}}$ 为非计划停运考核系数，其数值为 0.2； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

（二）强迫停运

向电力调度交易机构申报后，机组、电储能因自身原因发生强迫停运，每次考核费用计算方式为：

$$F = 0.25P_N \hat{i} \alpha_{\text{非停}} C_{\text{机组}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调节容量； $\hat{i}$ 为机组停运小时数，最大为 48 小时； $\alpha_{\text{非停}}$ 为非计划停运考核系数，其数值为 0.2； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

（三）并网超时

机组、电储能未能在电力调度交易机构下达的并列时间前后 1 小时内并网发电，每次考核费用计算方式为：

$$F = 0.2P_N \hat{i} \alpha_{\text{非停}} C_{\text{机组}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调节容量； $\hat{i}$ 为超出允许偏差时间，最大为 48 小时； $\alpha_{\text{非停}}$ 为非计划停运考核系数，其数值为 0.2； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

（四）解列超时

机组、电储能未能在电力调度交易机构下达的解列时间前后 1 小时内完成机组解列操作，每次考核费用计算方式为：

$$F = 0.2P_N \hat{i} \alpha_{\text{非停}} C_{\text{机组}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调节容量； $\hat{i}$ 为超出允许偏差时间； $\alpha_{\text{非停}}$ 为非计划停运考核系数，其数值为 0.2； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

（五）免予考核情况

1. 在负荷低谷时段或调峰困难时段，机组、电储能发生

强迫停运后，经电力调度交易机构同意，在批准工期内进行消缺，不进行强迫停运考核。

2. 机组、电储能检修期间发生非计划停运，免于考核。

3. 风电场、光伏电站个体风机、光伏阵列发生非计划停运，免于非计划停运考核。

第十一条 黑启动考核

取得黑启动补偿的机组、电储能按如下方式考核：

（一）不具备黑启动能力

1. 机组、电储能因自身原因不能提供黑启动服务，及时汇报电力调度交易机构的，考核费用计算方式为：

$$F = 0.04 P_N t \alpha_{\text{黑启动}} C_{\text{机组}}$$

式中，F 为考核费用，最大值为当月相应补偿费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调节容量；t 为不具备黑启动能力的时间（不包括检修时间）； $\alpha_{\text{黑启动}}$ 为黑启动考核系数，其数值为 1； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

2. 机组、电储能被检查出不具备黑启动能力，未向电力调度交易机构申报的，考核费用计算方式为：

$$F = 0.25 P_N t \alpha_{\text{黑启动}} C_{\text{机组}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调节容量；t 为不具备黑启动能力的时间，自上次认定具备黑启动能力时间起计算，最大不超过 200 小时； $\alpha_{\text{黑启动}}$ 为黑启动考核

系数，其数值为 1； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

（二）未能完成黑启动任务

在电网需要机组、电储能提供黑启动服务时，由于机组、电储能自身原因，未能完成黑启动任务，每次考核费用计算方式为：

$$F=P_N t_{\text{考核}} \alpha_{\text{黑启动}} C_{\text{机组}}$$

式中， F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调节容量； $t_{\text{考核}}$ 为 100 小时； $\alpha_{\text{黑启动}}$ 为黑启动考核系数，其数值为 1； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

（三）黑启动管理不到位

发电厂、电储能须严格按照安全管理规定执行各项黑启动安全管理措施。

1. 未对黑启动相关设备进行维护，每月考核费用计算方式为：

$$F=P_N t_{\text{考核}} \alpha_{\text{黑启动}} C_{\text{机组}}$$

式中， F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调节容量； $t_{\text{考核}}$ 为 1 小时； $\alpha_{\text{黑启动}}$ 为黑启动考核系数，其数值为 1； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

2. 黑启动事故处理预案未制定、不完善、未及时修订、未报送电力调度交易机构的，每月考核费用计算方式为：

$$F=P_N t_{\text{考核}} \alpha_{\text{黑启动}} C_{\text{机组}}$$

式中， $Q_{\text{黑启动}}$ 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调节

容量； $t_{考核}$ 为 1 小时； $\alpha_{黑启动}$ 为黑启动考核系数，其数值为 1； $C_{机组}$ 为机组批复上网电价。

3. 未按电力调度交易机构要求进行黑启动演习或黑启动演习失败，每次考核费用计算方式为：

$$F = P_N t_{考核} \alpha_{黑启动} C_{机组}$$

式中， F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调节容量； $t_{考核}$ 为 50 小时； $\alpha_{黑启动}$ 为黑启动考核系数，其数值为 1； $C_{机组}$ 为机组批复上网电价。

4. 未开展黑启动培训、培训无记录、人员培训合格率未达到 100%，每月考核费用计算方式为：

$$F = P_N t_{考核} \alpha_{黑启动} C_{机组}$$

式中， F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调节容量； $t_{考核}$ 为 1 小时； $\alpha_{黑启动}$ 为黑启动考核系数，其数值为 1； $C_{机组}$ 为机组批复上网电价。

第十二条 FCB（快速甩负荷）考核

取得 FCB 补偿的机组按以下方式考核：

（一）不具备快速甩负荷（FCB）能力

1. 机组因自身原因不具备快速甩负荷（FCB）功能，及时汇报电力调度交易机构的，考核费用计算方式为：

$$F = 0.0002 P_N t \alpha_{FCB} C_{机组}$$

式中， F 为考核费用，最大不超过当月相应补偿费用； P_N 为机组额定容量； t 为不具备快速甩负荷（FCB）功能的时间（不

包括检修时间); α_{FCB} 为快速甩负荷 (FCB) 考核系数, 其数值为 1; $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

2. 被检查出不具备快速甩负荷 (FCB) 功能, 并且在此之前, 未申报电力调度交易机构的, 考核费用计算方式为:

$$F=0.0056P_N t \alpha_{\text{FCB}} C_{\text{机组}}$$

式中, F 为考核费用; P_N 为机组额定容量; t 为不具备快速甩负荷 (FCB) 功能的时间, 自上次认定具备快速甩负荷 (FCB) 功能时间起计算, 最大不超过 200 小时; α_{FCB} 为快速甩负荷 (FCB) 考核系数, 其数值为 1; $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

(二) 未完成快速甩负荷 (FCB)

电网故障时 (非发电企业自身原因), 机组不能根据技术标准自动与电网解列, 转为只带厂用电的孤岛运行方式的, 每次考核费用计算方式为:

$$F=0.023P_N t_{\text{考核}} \alpha_{\text{FCB}} C_{\text{机组}}$$

式中, F 为考核费用; P_N 为机组额定容量; $t_{\text{考核}}$ 为 50 小时; α_{FCB} 为快速甩负荷 (FCB) 考核系数, 其数值为 1; $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

第三章 检修管理

第十三条 检修管理基本考核

发电厂、电储能应按照“应修必修, 修必修好”的原则, 合理安排厂内设备检修计划, 按照相应电力调度交易机构批

准的检修工期按时保质完成检修任务，保证设备的正常可靠运行。出现下列任一情况的，每次考核费用计算方式为：

$$F=P_N t_{\text{考核}} C_{\text{机组}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调节容量； $t_{\text{考核}}$ 为 0.5 小时； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

（一）计划检修工作不能按期完工时，未在规定的时间内办理延期手续。

（二）设备检修期间，办理延期申请超过一次。

（三）设备检修期间，擅自改变工作内容。

（四）因发电厂、电储能自身原因，经电力调度交易机构批准的计划检修工作临时取消。

第十四条 发电厂、电储能升压站重复检修停电考核

因发电厂、电储能原因造成发电厂、电储能升压站同一出线、开关、联变及母差保护年度停电次数 2 次以上，每次考核费用计算方式为：

$$F=P_N t_{\text{考核}} C_{\text{机组}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调节容量； $t_{\text{考核}}$ 为 2 小时； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

第十五条 检修超期考核

（一）计划检修超期

1. 超期时间在 120 小时及以下，考核费用计算方式为：

$$F=0.1P_N \tilde{t} \alpha_{\text{检修超期}} C_{\text{机组}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调节容量； $\tilde{t}$ 为检修超期小时数； $\alpha_{\text{检修超期}}$ 为检修超期考核系数，其数值为 0.1； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

2. 超期时间多于 120 小时，考核费用计算方式为：

$$F = [12 + 0.05(\tilde{t} - 120)] P_N \alpha_{\text{检修超期}} C_{\text{机组}}$$

式中，F 为考核费用； P_N 为机组额定容量或电储能可调节容量； $\tilde{t}$ 为检修超期小时数； $\alpha_{\text{检修超期}}$ 为检修超期考核系数，其数值为 0.1； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

（二）临时检修超期

每台机组、电储能允许每年累计临修时间为 168 小时，机组、电储能临修时间超期后按以下公式进行考核：

$$F = 0.1 P_N \tilde{t}_1 \alpha_{\text{检修超期}} C_{\text{机组}}$$

式中，F 为考核费用； $\tilde{t}_1$ 为临修超期时间； P_N 为机组额定容量或电储能可调节容量； $\alpha_{\text{检修超期}}$ 为检修超期考核系数，其数值为 0.1； $C_{\text{机组}}$ 为机组批复上网电价。

第四章 技术管理

第十六条 继电保护考核

（一）发电厂、电储能继电保护专业未达到以下管理要求的，每项考核费用计算方式为：

$$F = 0.02\% W_{\text{当月}} \alpha_{\text{技术管理}} C_{\text{全厂}}$$

式中，F 为考核费用； $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量或电储能当月

总放电量； $\alpha_{\text{技术管理}}$ 为技术管理考核系数，数值为 1； $C_{\text{全厂}}$ 为该发电厂机组最高批复上网电价。

1. 对相应继电保护及安全自动装置进行调试并定期进行校验、维护，使其满足原定的装置技术要求，符合整定要求，并保存完整的调试报告和记录。

2. 与电网运行有关的继电保护及安全自动装置必须与电网继电保护及安全自动装置相配合，与系统有关的继电保护装置及安全自动装置的配置、选型须征得电力调度交易机构同意。

3. 发电厂、电储能内的继电保护和安全自动装置，必须与系统保护配合。在系统状态改变时，应按电力调度交易机构的要求按时修改所辖保护的定值及运行状态。

4. 发电厂、电储能涉网继电保护及安全自动装置动作后，须立即按规程进行分析和处理，并按要求将资料送电力调度交易机构。与电网有关的，双方应配合进行事故分析和处理。

5. 发电厂、电储能应严格执行继电保护及安全自动装置反事故措施。当系统继电保护及安全自动装置不满足运行要求时，发电厂应积极配合电网进行更新改造。

6. 发电厂、电储能应于每月第 5 个工作日内完成上月发电厂继电保护及安全自动装置的运行分析报告（动作统计报告、缺陷及异常处理报告和继电保护校验月报），并上报电力调度交易机构。

(二) 发电厂、电储能涉网继电保护及安全自动装置运行指标未达到以下要求的，每项考核费用计算方式为：

$$F = 0.02\% W_{\text{当月}} \alpha_{\text{技术管理}} C_{\text{全厂}}$$

式中，F 为考核费用； $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量或电储能当月总放电电量； $\alpha_{\text{技术管理}}$ 为技术管理考核系数，数值为 1； $C_{\text{全厂}}$ 为该发电厂机组最高批复上网电价。

1. 继电保护主保护月投运率 $\geq 99.5\%$ 。

继电保护主保护月投运率计算公式为：

$$RMD = TMD / SMD$$

式中：RMD 为主保护月投运率；TMD 为主保护装置该月处于运行状态的时间；SMD 为主保护装置该月应运行时间，扣除调度下令退出运行时间。

2. 安全自动装置月投运率 $\geq 99\%$ 。

安全自动装置月投运率计算公式为：

$$RSS = TSS / SSS$$

式中，RSS 为安全自动装置月投运率；TSS 为安全自动装置该月处于运行状态时间；SSS 为安全自动装置该月应运行时间，扣除调度下令退出运行时间。

3. 故障录波月完好率 $\geq 98\%$ 。

故障录波月完好率计算公式为：

$$RSR = NSR / NRE$$

式中：RSR 为故障录波月完好率；NSR 为该月故障录波完好

次数；NRE 为该月故障录波应评价次数。

（三）发电厂、电储能继电保护安全运行水平按如下方式进行考核：

$$F = K_{\text{电量比例}} W_{\text{当月}} \alpha_{\text{技术指导}} C_{\text{全厂}}$$

式中，F 为考核费用； $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量或电储能当月总放电电量； $\alpha_{\text{技术指导}}$ 为技术管理考核系数，数值为 1； $K_{\text{电量比例}}$ 为考核比例值，取值见下述条款； $C_{\text{全厂}}$ 为该发电厂机组最高批复上网电价。

1. 发电厂、电储能主系统继电保护、安全自动装置不正确动作， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.05%。

2. 由于发电厂、电储能继电保护、安全自动装置异常，造成一次设备强迫停运， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.02%。

3. 一套继电保护非计划停运时间连续超过 24 小时，每发生一次， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。

4. 发电厂、电储能继电保护和安全自动装置未投运，导致电网事故扩大或造成电网继电保护和安全自动装置越级动作， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.2%。

5. 发电厂、电储能不能及时提供完整的故障录波数据影响电网事故调查， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.02%。

第十七条 通信考核

发电厂、电储能通信设备出现以下情况的，考核费用计算方式为：

$$F = K_{\text{电量比例}} W_{\text{当月}} \alpha_{\text{技术管理}} C_{\text{全厂}}$$

式中，F 为考核费用； $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量或电储能当月总放电电量； $\alpha_{\text{技术管理}}$ 为技术管理考核系数，数值为 1； $K_{\text{电量比例}}$ 为考核比例值，取值见下述条款； $C_{\text{全厂}}$ 为该发电厂机组最高批复上网电价。

（一）发电厂、电储能通信设备故障，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的， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.05%。

（二）发电厂、电储能通信设备或电源故障，造成发电厂与电力调度交易机构间通信电路或远动自动化信息通道全部中断，影响电网调度和发供电设备运行操作， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.05%。

（三）因发电厂、电储能自身原因引起通信电路非计划停用，造成远方跳闸及过电压保护、远方切机（切负荷）装置单通道运行，且时间超过 24 小时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。

（四）发电厂、电储能对与电力调度交易机构通信有直接关联的通信设施进行重要操作，必须按通信电路检修规定提前向电力调度交易机构申报，并得到许可。未经许可擅自操作的， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.02%。

（五）因发电厂、电储能原因造成通信出现下列情形的， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。

1. 影响电网调度和发供电设备运行操作的；

2. 造成继电保护和安全装置误动、拒动但未造成电网事故或未影响电网事故处理的；

3. 发电厂、电储能通信光缆连续故障时间超过 24 小时的；

4. 发电厂、电储能内与系统相连的通信交换机故障全停超过 10 分钟，影响调度运行的；

5. 发电厂、电储能通信设备缺陷造成电网安全性和可靠性降低，在 48 小时内没有完成消缺的；

6. 发电厂、电储能内录音设备失灵，影响电网事故分析的。

第十八条 自动化考核

发电厂、电储能自动化设备出现以下情况的，考核费用计算方式为：

$$F = K_{\text{电量比例}} W_{\text{当月}} \alpha_{\text{技术管理}} C_{\text{全厂}}$$

式中，F 为考核费用； $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量或电储能当月总放电电量； $\alpha_{\text{技术管理}}$ 为技术管理考核系数，数值为 1； $K_{\text{电量比例}}$ 为考核比例值，取值见下述条款； $C_{\text{全厂}}$ 为该发电厂机组最高批复上网电价。

（一）遥控拒动或误动 1 次， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.02%。

（二）发电厂、电储能远动设备连续故障（远动数据中断）时间超过 4 小时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。其后，每超过 4 小时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.002%。远动设备故障计算时间以电

力调度交易机构发出故障通知时刻为起始时间，以电力调度交易机构 EMS 主站系统接收到正确远动信息时刻为结束时间。

（三）在发电厂、电储能远动设备正常运行情况下，每路遥测数据故障时间超过 4 小时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.002%。其后，每超过 4 小时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.0005%。发电厂遥测数据路数以电力调度交易机构接收的遥测数量为准。

（四）电量采集装置月运行合格率要求 100%，每降低一个百分点（含不足一个百分点）， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。

（五）纵向加密认证装置月在线率要求 99%、月密通率要求 95%，网络安全监测装置月运行合格率要求 99%。每降低一个百分点（含不足一个百分点）， $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.01%。发生违规外联及网络安全事件时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.1%。

（六）当发电厂、电储能接到电力调度交易机构通知需要新增加或修改遥测遥信内容、调整自动化及网络安全装备时，应在电力调度交易机构指定的时间内完成工作。如未按期完成， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。

（七）相量测量装置连续故障（相量数据中断）时间超过 4 小时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。其后，每超过 4 小时， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为增加 0.002%。相量测量装置故障计算时间以电力调度交易机构发出故障通知时刻为起始时间，以电力调度交易机构 WAMS 主站系统接收到正确远动信息时刻为结束时间。

(八) 发电厂、电储能时间同步系统装置与标准时钟有 10 秒以上误差时间超过 48 小时, $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。其后, 每超过 8 小时, $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.002%。发电厂或相关变电站发生事故后, 相关保护装置、故障录波仪及自动化设备时间记录不准确, $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.01%。

第十九条 励磁系统和 PSS 装置考核

发电厂励磁系统和 PSS 装置运行情况按如下方式进行考核:

$$F = K_{\text{电量比例}} W_{\text{当月}} \alpha_{\text{技术管理}} C_{\text{全厂}}$$

式中, F 为考核费用; $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量; $\alpha_{\text{技术管理}}$ 为技术管理考核系数, 数值为 1; $K_{\text{电量比例}}$ 为考核比例值, 取值见下述条款; $C_{\text{全厂}}$ 为该发电厂机组最高批复上网电价。

(一) 未按要求配置 PSS 装置的, $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.2%。

(二) 机组正常运行时自动励磁调节装置和 PSS 装置的可投运率应不小于 100%, 每降低 1 个百分点 (含不足 1 个百分点), $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.02%, 最大值为 0.2%。

(三) 励磁系统和 PSS 装置技术参数未达到《大型汽轮发电机励磁系统技术条件》(DL/T843-2010) 等国家和行业标准的要求, $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.1%。

第二十条 发电厂、电储能高压侧或升压站电气设备按如下方式进行考核:

$$F = K_{\text{电量比例}} W_{\text{当月}} \alpha_{\text{技术管理}} C_{\text{全厂}}$$

式中，F 为考核费用； $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量或电储能当月总放电电量； $\alpha_{\text{技术管理}}$ 为技术管理考核系数，数值为 1； $K_{\text{电量比例}}$ 为考核比例值，取值见下述条款； $C_{\text{全厂}}$ 为该发电厂机组最高批复上网电价。

（一）由于发电厂、电储能高压侧或升压站电气设备原因引起一般及以上电网事故、设备事故， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.2%。

（二）发电厂、电储能高压侧或升压站电气设备主设备（含母线、联变、断路器、隔离开关、PT、CT、高压电抗器等）发生以下情形之一者， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.05%：

1. 由于发电厂、电储能自身原因造成升压站电气设备主设备发生非计划停运；

2. 发电厂、电储能高压侧或升压站电气主设备发生影响设备安全运行的缺陷，未及时采取措施或安排检修的；

3. 发电厂、电储能高压侧或升压站电气主设备由于电厂自身原因未按规定周期或标准进行预试检修，造成设备存在安全隐患、威胁电网安全的。

第二十一条 资源来源信息传送考核

燃煤电厂、水电厂、风电场、光伏电站未按要求向电力调度交易机构传送煤、水、风、光相关信息，按如下方式进行考核。

（一）燃煤电厂未按要求向电力调度交易机构报送存煤信息，或者报送的信息存在虚假，考核费用计算方式如下：

$$F = K_{\text{电量比例}} W_{\text{当月}} \alpha_{\text{技术指导}} C_{\text{全厂}}$$

式中，F 为考核费用； $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量； $\alpha_{\text{技术指导}}$ 为技术管理考核系数，数值为 1； $K_{\text{电量比例}}$ 为考核比例值，数值为 0.01%； $C_{\text{全厂}}$ 为该发电厂机组最高批复上网电价。

（二）水电厂未按要求向水调自动化系统传送水情信息，考核费用计算方式如下：

$$F = K_{\text{电量比例}} W_{\text{当月}} \alpha_{\text{技术管理}} C_{\text{全厂}}$$

式中，F 为考核费用； $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量； $\alpha_{\text{技术管理}}$ 为技术管理考核系数，数值为 1； $K_{\text{电量比例}}$ 为考核比例值，数值为 0.02%； $C_{\text{全厂}}$ 为该发电厂机组最高批复上网电价。

另外，水电厂水调自动化系统连续故障（数据中断或异常）时间超过 4 天， $K_{\text{电量比例}}$ 数值为 0.1%。其后，每超过 4 天， $K_{\text{电量比例}}$ 数值增加 0.02%。水调自动化系统故障计算时间以电力调度交易机构发出故障通知时刻为起始时间，以接收到正确远动信息时刻为结束时间。

（三）风电场、光伏电站应向电力调度交易机构报送风电功率、光电功率预测结果。风电功率、光伏发电功率预测分日前预测和超短期预测两种方式。

日前预测是指对次日风电功率、光伏发电功率进行预测。遇节假日需在节假日前最后一个工作日上报节假日至节假日后第一个工作日的预测，用于节日方式安排。节假日期间，风电场、光伏电站仍需每日按时报送次日风功率预测、光电

功率预测。超短期预测是指自上报时刻起未来 15 分钟至 4 小时的预测预报。日前预测和超短期预测时间分辨率均为 15 分钟。

1. 日前功率预测考核

(1) 风电场和光伏电站日前功率预测应每日按时上报，月上报率应达到 100%。未按要求上报的，每发生一次，考核费用计算方式为：

$$F = K_{\text{电量比例}} W_{\text{当月}} \alpha_{\text{技术管理}} C_{\text{全厂}}$$

式中，F 为考核费用； $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量； $\alpha_{\text{技术管理}}$ 为技术管理考核系数，数值为 1； $K_{\text{电量比例}}$ 为考核比例值，数值为 0.05%，全月最大值为 1%； $C_{\text{全厂}}$ 为该发电厂机组最高批复上网电价。

(2) 日前功率预测准确率小于 80% 时，每日考核费用计算方式为：

$$\text{日前功率预测准确率} = \left(1 - \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_{Mi} - P_{pi}}{P_{Mi}} \right)^2} \right) \times 100\%$$

$$F = (80\% - \text{日前功率预测准确率}) P_N t \alpha_{\text{技术管理}} C_{\text{全厂}}$$

其中：F 为考核费用； P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率； P_{pi} 为 i 时刻的预测值；n 为样本个数； P_N 为装机容量；t 为考核小时数，风电场为 0.2 小时，光伏电站为 0.1 小时； $\alpha_{\text{技术管理}}$ 为技术管理考核系数，数值为 0.25（浙江）、0.2（其他）； $C_{\text{全厂}}$ 为该发电厂机组最高批复上网电价。

2. 超短期功率预测考核

(1) 上报率应达到 100%，少报一次，考核费用计算方式为：

$$F = K_{\text{电量比例}} W_{\text{当月}} \alpha_{\text{技术指导}} C_{\text{全厂}}$$

式中，F 为考核费用； $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量； $\alpha_{\text{技术指导}}$ 为技术管理考核系数，数值为 1； $K_{\text{电量比例}}$ 为考核比例值，数值为 0.0005%，全月最大值为 1%； $C_{\text{全厂}}$ 为该发电厂机组最高批复上网电价。

(2) 日准确率小于 85% 时，每日考核费用计算方式为：

$$\text{日准确率} = \left(1 - \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_{Mi} - P_{pi}}{P_{Mi}} \right)^2} \right) \times 100\%$$

$$F = (85\% - \text{日准确率}) P_N t \alpha_{\text{技术管理}} C_{\text{全厂}}$$

其中：F 为每日考核费用； P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率； P_{pi} 为 i 时刻的预测值；n 为样本个数； P_N 为装机容量；t 为考核小时数，风电场为 0.2 小时，光伏电站为 0.1 小时； $\alpha_{\text{技术管理}}$ 为技术管理考核系数，数值为 0.25（浙江）、0.1（其他，2020 年 1-6 月）、0.2（其他，2020 年 7 月之后）； $C_{\text{全厂}}$ 为该发电厂机组最高批复上网电价。

3. 月度风电功率、光伏发电功率日前预测和超短期预测考核费用之和最大限值为：

$$F_{\max} = K_{\text{电量比例}} W_{\text{当月}} C_{\text{全厂}}$$

式中， $F_{\max}$ 为考核费用限值； $K_{\text{电量比例}}$ 为考核比例限值，为 1%； $W_{\text{当月}}$ 为当月全厂发电量； $C_{\text{全厂}}$ 为该发电厂全厂机组最高批复上网电价。

4. 免于考核情况

(1) 风电场、光伏电站发电受限时段不考核功率预测的准确率。

(2) 经电力调度交易机构同意的风、光功率预测相关系统检修期间。

(3) 出现自然灾害等不可抗力。

第五章 考核实施及信息发布

第二十二条 为保证并网运行管理考核工作的准确、高效，电力调度交易机构应建立相应的技术支持系统。

第二十三条 考核的基本原则

1. 全网统一评价标准。
2. 以省级及以上电网为单位按月度分别考核。
3. 同一事件适用于不同条款的考核不重复进行，执行考核费用最大的一款。

第二十四条 考核的依据包括但不限于：电力调度交易机构制定的发电计划、检修计划、电压曲线，电力调度交易机构的能量管理系统（EMS）、机组调节系统运行工况在线上传系统、广域相量测量系统（WAMS）等调度自动化系统的实时数据，电能量采集计费系统的电量数据，当值调度员的调度录音记录，保护启动动作报告及故障录波报告。

第二十五条 电力调度交易机构按照专门记帐、收支平

衡的原则，每月统计发电厂并网运行管理考核结算费用。考核费用按调度管辖范围在同一电网的直调发电厂、电储能之间返还结零。

第二十六条 发电厂、电储能月度总考核费用计算公式：

$$R_{\text{考核}} = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中， $R_{\text{考核}}$ 为所有发电厂、电储能考核费用； F_i 为第 i 发电厂、电储能考核费用。

考核费用计算中，涉及的电价为机组批复上网电价，口径为：含税，不含脱硫、脱硝、除尘、超低排放等环保电价，不含政府补贴。采用两部制电价的发电厂按电量电价参与计算；采用租赁制经营的抽水蓄能电站、没有批复上网电价的发电机组按当地燃煤机组标杆电价（含税，不含环保电价）参与计算；新安江、富春江水电站按国家电网公司华东分部统销价格参与计算。

在电储能电价政策尚未出台前，电储能参与并网运行考核费用计算时，电价按当地燃煤电厂基准电价计算考核费用，没有基准电价的，按照上一年度当地统调燃煤电厂基数合同平均结算电价。电储能电价政策出台后，按照政府有权部门明确的上网电价参与计算。相应条款同步修改。

第二十七条 总考核费用按发电厂、电储能上网电费

（含租赁费）比例进行返还。

第 i 个发电厂、电储能能够得到的返还费用计算公式：

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

式中， $R_{\text{返还}}^i$ 为等于第 i 个发电厂、电储能能够得到的返还费用； $R_{\text{总考核}}$ 为月度总考核费用； N 为当月上网发电厂、电储能的总数； DF_i 为第 i 个发电厂月度上网电量或电储能月度放电电量和上网电价的乘积，计算公式如下：

$$DF_i = W_i C_i$$

式中， W_i 为第 i 个发电厂上网电量或电储能放电电量， C_i 为第 i 个发电厂批复上网电价，含税，不含脱硫、脱硝、除尘、超低排放等环保电价，不含政府补贴。如果同一个发电厂中有不同上网电价机组，按机组分别计算后相加。自备电厂按所获得的电费收入参与计算，如没有电费收入，则不予考核也不予返还；采用租赁制经营的抽水蓄能电站以租赁费参与计算；采用两部制电价的发电厂按容量电费和电量电费对应的收入参与计算；没有批复上网电价的发电机组按当地燃煤机组标杆电价（含税，不含环保电价）参与计算；新安江、富春江水电站按国家电网公司华东分部统销价格参与计算。

在电储能电价政策尚未出台前，电储能参与并网运行考核费用返回时按照放电电量和当地燃煤电厂基准电价乘积作为电费参与返回，没有基准电价的，按照上一年度当地统

调燃煤电厂基数合同平均结算电价。电储能电价政策出台后，按照政府有权部门明确的上网电价参与计算。相应条款同步修改。

第二十八条 发电厂、电储能月度结算费用计算公式如下：

$$K_{\text{结算}}^i = R_{\text{返还}}^i - F_{\text{考核}}^i$$

式中， $K_{\text{结算}}^i$ 为发电厂、电储能 i 月度结算费用； $R_{\text{返还}}^i$ 为发电厂、电储能 i 考核返还费用； $F_{\text{考核}}^i$ 为发电厂、电储能 i 考核费用。

第二十九条 在电储能电价政策出台后，若电储能核定电价中包含调峰等辅助服务费用，相应调峰等辅助服务不再重复补偿考核。

第三十条 发电厂、电储能考核与返还费用结算采用电费结算方式，与下一季度第二个月份的电费结算同步完成。发电厂在该月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的考核及返还费用额度，向相应电网企业开具增值税发票，与该月电费一并结算。

第三十一条 每月 10 日前（节假日顺延），电力调度交易机构将上月直调发电厂、电储能运行管理考核结果在技术支持系统上披露。披露的信息应包括各发电厂、电储能各项目考核费用、总考核费用、返还费用。

第三十二条 发电厂、电储能对考核结果如有疑义，应在每月 15 日前向相应电力调度交易机构提出复核申请。电

力调度交易机构经核对后，在接到申请后的 3 个工作日内予以答复。发电厂、电储能经与电力调度交易机构核对后仍有争议，可以向能源监管机构提出再次复核申请。

统计结果经过最终确认后，相关单位没有在规定时间内提出疑义，或者遇到将来电价追溯调整考核月情况，不再修改及追溯调整结果。

第六章 监督与管理

第三十三条 每季度首月月底前，电力调度交易机构将上季度直调电厂并网运行管理考核明细清单以文件形式报送能源监管机构。

第三十四条 每季度第二个月 10 日前（节假日顺延），能源监管机构在门户网站上公示上季度发电厂并网运行管理考核结果。公示后，各方无异议，发电厂并网运行管理考核结果生效。

第三十五条 发电厂、电储能与电力调度交易机构之间因并网运行管理考核发生争议的，由相应能源监管机构核实处理。

第七章 附则

第三十六条 本细则由华东能源监管局负责制定、修订和解释。

第三十七条 本细则自发布之日起实施。

附件 1:

一次调频技术要求及参数计算公式

一、频率控制死区 $50 \pm \Delta f_{sq}$

1. 电液型汽轮机调节控制系统火电机组为 $50 \pm 0.033\text{Hz}$ 。
2. 机械、液压调节控制系统火电机组为 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 。
3. 水电机组为 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 。
4. 核电机组为 $50 \pm 0.067\text{Hz}$ 。
5. 风电、光伏机组为 $50 \pm 0.033\text{Hz}$ 。
6. 电储能为 $50 \pm 0.05\text{Hz}$ 。

二、调差系数 $\delta\%$

1. 燃机不大于 4%，其余火电机组为 4%~6%。
2. 水电机组不大于 4%。
3. 核电机组不大于 6%。
4. 风电、光伏机组为 4%~6%。
5. 电储能为 3%~5%。

三、最大负荷限幅

火电、水电、核电、风电、光伏机组、电储能最大负荷限幅为额定有功出力的 $\pm 6\%$ 、 $\pm 10\%$ 、 $\pm 3\%$ 、 $\pm 6\%$ 、 $\pm 6\%$ 、 $\pm 10\%$ 。

四、投用范围

机组一次调频投用范围为机组核定的有功出力范围，即

最高和最低技术出力范围内。

五、考核条件

当电网频率超出 $50 \pm \Delta f_{sq}$ 且持续超过一定时间时，对一次调频动作情况进行考核。

1. Δf_{sq} 为 0.033 Hz，持续时间超过 20 秒。
2. Δf_{sq} 为 0.05Hz 或者 0.067Hz，持续时间超过 5 秒。

六、理论计算积分电量

在电网频率变化超过一次调频死区时，机组、电储能理论响应出力变化为：

$$\Delta P(\Delta f, t) = -\frac{\Delta f(t)}{50 \cdot \delta \%} MCR$$

式中， $\Delta P(\Delta f, t)$ 为理论响应出力变化； $\Delta f(t)$ 为 t 时刻，电网频率超出 $50 \pm \Delta f_{sq}$ 的数值，高频为正值，低频为负值； $\delta \%$ 为调差系数；MCR 为机组额定有功出力、电储能额定放电功率和额定充电功率之和。

一次调频理论计算的积分电量：

$$\Delta Q_{jY} = \int_0^{t_{\text{调节}}} \Delta P(\Delta f, t) dt$$

式中， ΔQ_{jY} 为一次调频理论计算的积分电量； $t_{\text{调节}}$ 为电网频率超出 $50 \pm \Delta f_{sq}$ 时间，最大值为 60 秒。电网侧和发电侧、电储能应协调频率采集装置的精度和时间同步指标，确保基础数据相互统一。频率采集装置测量精度误差应不大于 0.001Hz。

七、实际动作积分电量

在电网频率超出 $50 \pm \Delta f_{sq}$ 时段内（最大为 60 秒）的实际发电出力与起始发电出力之差或者实际充放电功率与起始充放电功率之差的积分电量为一次调频实际动作积分电量。

$$\Delta Q_{sY} = \int_{t_0}^{t_0 + t_{\text{调节}}} (PSt - PST) dt$$

式中， ΔQ_{sY} 为一次调频实际动作积分电量； t_0 为电网频率等于 $50 \pm \Delta f_{sq}$ 的时刻； $t_{\text{调节}}$ 为电网频率超出 $50 \pm \Delta f_{sq}$ 时间，最大值为 60 秒； PST 为发电机组在 t_0 时刻前 10 秒内实际出力平均值或电储能在 t_0 时刻实际充放电功率； PSt 为在 t_0 时刻后 $t_{\text{调节}}$ 时间内机组实际出力或电储能实际充放电功率； Δt 为积分间隔时间。原则上，功率采样周期应达到每秒 25 点要求，最低不得少于每秒 1 个点。

八、性能指标

一次调频效果性能指标是指，实际动作积分电量（ $\pm \Delta Q_{sY}$ ）与相应时间内理论计算积分电量（ $\pm \Delta Q_{jY}$ ）的比值。

$$DX = \Delta Q_{sY} / \Delta Q_{jY} \quad (\text{当 } DX < 0, \text{ 则: } DX = 0)$$

式中：DX 为一次调频效果性能指标； ΔQ_{sY} 为一次调频实际动作积分电量； ΔQ_{jY} 为相应时间一次调频理论计算积分电量。

附件 2:

AGC 调节速率测试方法

一、测试条件

性能测试前，应满足以下条件：

1. 负荷处于 AGC 调节范围内，且 AGC 可用。
2. 电网频率处于一次调频死区范围内，一次调频在试验期间不发生动作。
3. 实际负荷维持在给定的测试起始负荷指令且稳定达 10 分钟。
4. EMS 测试记录系统运行正常，测试数据及结果以主站侧记录为准。

二、测试方法

1. 测试指令要求

主站测试指令应满足以下要求：

- (1) 测试指令应为阶跃指令，一次发出。
- (2) 测试应在增、减两个方向分别进行，且两个方向测试间的时间间隔应不小于 10 分钟。
- (3) 测试指令的变化量应大于或等于测试机组 AGC 可调范围的 50%。

2. 测试结果计算

对测试曲线进行记录，并计算平均负荷调节速率。

$$V = \Delta L / (T - T_0)$$

式中， ΔL 为 AGC 测试负荷指令的变化量； T 为 AGC 测试指令发出后，实际负荷到达 AGC 测试负荷指令目标值死区范围内的时间；死区范围为机组额定有功出力的 $\pm 1\%$ ； T_0 为 EMS 扫描周期时间。