

南方区域电力并网运行管理实施细则 (征求意见稿)

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，保障广东、广西、云南、贵州、海南五省（区）（以下简称“南方区域”）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《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电力并网运行管理规定》等法律法规、政策文件及技术标准，制定本细则。

第二条 并网主体并网运行应遵循电力系统客观规律、市场经济规律以及国家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。

第三条 并网主体包括发电侧并网主体、负荷侧并网主体和新型储能。其中，发电侧并网主体是指南方区域省级及以上电力调度机构（含按省级电力调度机构管理的地市级电力调度机构）直接调度的火电（含燃煤、燃气、燃油和生物质发电等，其中生物质

发电包括农林废弃物直接燃烧和气化发电、垃圾焚烧和垃圾填埋气发电、沼气发电，下同）、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂；地市级电力调度机构直接调度的容量为 10MW 及以上火电、水电、风电、光伏发电、光热发电、自备电厂等。

负荷侧并网主体是指南方区域地市级及以上电力调度机构直接调度的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的可调节负荷(含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合)。可调节负荷包括非直控型和直控型，直控型可调节负荷包括直控型电力用户和直控型聚合平台，直控型聚合平台是指通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合多个负荷侧资源的集中控制平台。

新型储能是指电化学、压缩空气、飞轮储能等。

第四条 本细则主要适用于南方区域发电侧并网主体，风电、光伏发电、新型储能和可调节负荷有关规定见相关专项实施细则，专项实施细则中未明确的参考本细则执行。向南方区域售电的区域外电源应纳入并网运行管理范围，条件具备时启动相关工作。具备条件的自备电厂应配合电网企业及其电力调度机构完成技术改造，安装相关计量装置并接入电网端。与当地省级政府签订特许权协议的外商直接投资企业的发电机组，可继续执行现有协议；协议期满后的次月，执行本细则。

第五条 新建发电侧并网主体完成以下工作且具备结算条件之后开展并网运行考核结算，火电机组、自备电厂按《火力发电

建设工程启动试运及验收规程》(DL/T5437-2009)要求完成分部试运、整套启动试运;新建水力发电机组、抽水蓄能按《水电工程验收规程》(NB/T35048-2015)要求完成带负荷连续运行、可靠性运行;核发电机组完成分部试运、整套启动试运。

第六条 并入地方电网运行、符合本细则规定的发电侧并网主体应按要求,将有关数据传送至有关电力调度机构,接受电力调度机构的考核管理。地方电网应配合省级电力调度机构做好考核及结算工作。

第七条 能源监管机构依法对辖区内电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体执行本细则情况进行评估和监管。依据本细则和能源监管机构授权,电力调度机构负责对辖区内并网主体开展管理与考核,向电力交易机构推送考核结果;电力交易机构负责向电网企业和并网主体披露考核结果;电网企业负责对调管范围内并网主体考核与返还结果开展结算。并入地方电网的并网主体的考核与返还结算有关规定可由省级电网企业会同地方电网企业参照本规定另行制定,报能源监管机构审定后执行。

第二章 并网运行管理

一、安全管理

第八条 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,共同维护电力系

统安全稳定运行。

第九条 发电侧并网主体涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置、调度通信设备、调度自动化设备、电力监控系统网络安全、励磁系统及电力系统稳定器、调速系统和一次调频系统、二次调频、调压、直流系统、新能源功率预测系统、水电厂水库调度自动化系统设备、高压侧或升压站电气设备以及涉及网源协调的有关设备和参数等，规划、设计、建设和运行管理应满足国家法律法规、行业标准及电网稳定性要求。有关运行和检修管理、操作票和工作票等制度，应符合国家、行业等有关规定和具体要求。其他类型并网主体的规划、设计、建设和运行管理应满足国家法律法规、行业标准及电网稳定性要求。

第十条 并网主体应确保涉网一、二次设备满足电力系统安全稳定运行及有关标准的要求。

第十一条 电力调度机构应每年组织开展并网主体涉网安全检查，在一定周期内尽可能实现检查对象、检查项目等全覆盖。

（一）电力调度机构应建立涉网安全检查专家库，并报能源监管机构备案后实施。专家库由能源监管机构、地方政府电力管理部门、电力调度机构、电网企业、并网主体以及第三方专业机构人员组成。

（二）电力调度机构应每年制定并网主体涉网安全检查方案，从专家库中随机抽取相关专家对有关并网主体开展涉网安全检查，并对检查发现的问题提出整改意见及措施。并网主体应落

实整改意见及措施，制定整改方案及计划，并将整改计划及结果报电力调度机构。电网企业应配合并网主体落实整改意见及措施。电力调度机构应汇总本年度涉网安全检查情况及上一年度发现问题整改情况并报能源监管机构。因并网主体自身原因未按计划完成整改的，每项每月按装机容量（负荷侧并网主体按当月申报最大调节能力计算，下同） $\times 0.2$ 小时的标准进行考核。对未按计划完成整改、且对电力系统运行构成重大安全隐患的并网主体，不允许并网运行。

（三）电力调度机构应对年度涉网安全检查工作成效进行评价，并报能源监管机构。

第十二条 电力调度机构应针对电力系统运行中存在的安全问题，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，确保按期完成整改。对于延期执行反事故措施或整改计划，每项按装机容量 $\times 0.2$ 小时的标准进行考核；造成后果的，每项按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

第十三条 并网主体应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，按相关规定编制应急预案、停电事故处理预案及其他反事故预案，参加反事故演练。对于未按要求制定相关预案的并网主体，每次按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核；对于不参加电网联合反事故演练的并网主体，每次按装机容量 $\times 2$ 小时的标准进行考核。

第十四条 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，包括事故（事件）经过、原因及影响分析。并网主体应按照《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（国务院令 第 599 号）规定配合相关机构进行事故调查，并按要求落实防范措施。并网主体拒绝配合的，按装机容量×2 小时的标准进行考核。

第十五条 电力调度机构应按照《关于进一步加强南方区域电网安全风险动态闭环管控工作的通知》（南方监能安全〔2021〕94 号）有关要求做好电网安全风险评估和动态闭环管控，制定电网安全风险控制方案，提出需并网主体落实的风险管控要求。并网主体应配合做好相关风险管控措施，对于未落实相关措施的，每项每月按装机容量×1 小时的标准进行考核，直至整改到位。电网企业应配合并网主体落实电网安全风险管控措施。

第十六条 电力调度机构应规范发布系统运行风险，合理确定风险生效期，对生效期超过一个月的按月发布，对生效期不超过一个月的应明确起止日期；明确风险类型，包括但不限于电力供应不足风险、电网安全风险和清洁能源弃电限发风险等；明确风险适用并网主体范围，综合考虑风险管控需要，明确相关并网主体名单。

第十七条 重大政治活动、台风强降雨极端天气或节假日等特殊保供电时期，电网企业或电力调度机构应制定保供电方案和措施，发电侧并网主体应落实相关要求，按规定时间向电网企业或电力调度机构报告相关工作准备情况。未按时报送相关要求落

实情况的，每次按装机容量×1小时的标准进行考核。

第十八条 发电侧并网主体应加强并网运行安全技术管理，保证并网运行发电机组满足《发电机组并网安全条件及评价》（GB/T28566-2012）要求。发现不满足要求的，每项每月按装机容量×1小时的标准进行考核，直至整改结束。

第十九条 发电侧并网主体大修、控制系统变更后应按照规定或电力调度机构要求重新进行相关涉网试验，提交相关试验报告。发电侧并网主体应针对运行中出现的新技术、新情况和新问题，制定、修编涉网安全相关规章制度、技术标准和规程规范，组织技术培训和安全教育。未按要求开展上述工作的，每次按装机容量×1小时的标准进行考核。

第二十条 公用电厂如需退网运行，必须按规定向有关部门办理退网手续，并征得相应电力调度机构同意后方可退网。擅自退网的公用电厂，按照1000万千瓦时的标准进行考核，若退网当月电量电费不足以缴纳的，待重新并网时缴纳。

二、运行管理

（一）并网管理

第二十一条 发电侧并网主体应与电网企业、电力调度机构根据平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则，参照国家有关部门制定的《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）并网主体不得并网运行。

第二十二条 发电侧并网主体在并网调度协议签订后 1 个月内，应书面向电力调度机构申报投产年月，每延迟一个月并网按并网调度协议约定的装机容量×1 小时的标准进行考核。

（二）信息报送管理

第二十三条 发电侧并网主体应按电力调度机构的要求及时报送运行信息，未按要求报送信息，或虚报、瞒报信息，每次按装机容量×1.5 小时的标准进行考核。

（三）调度纪律管理

第二十四条 并网主体应严格服从电力调度机构的指挥，严格遵守调度纪律，迅速、准确执行调度指令，不得以任何借口拒绝或者拖延执行。

出现下列情况之一的，按以下标准对发电侧并网主体进行考核：

1.不执行或无故拖延执行调度指令，每次按装机容量×1.5 小时的标准进行考核。

2.未如实向电力调度机构报告调度指令执行情况，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核。

3.未如实向电力调度机构反映一、二次设备运行情况或向电力调度机构错误传送设备实时信息，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核；导致延误处理的，每次按装机容量×2 小时的标准进行考核。

4.未经电力调度机构允许，擅自操作调度管辖的一、二次设

备，擅自改变一、二次设备运行状态或参数，每次按装机容量×2小时的标准进行考核。

5.在调度管辖设备上发生误操作，未造成后果的，每次按装机容量×1小时的标准进行考核；造成后果的，每次按装机容量×3小时的标准进行考核。

6.其他依据有关法律、法规及规程规定认定属于违反调度纪律的事项，情节较轻的每次按5万千瓦时至50万千瓦时的标准进行考核；影响电网安全运行，情节较重的，每次按50万千瓦时至500万千瓦时的标准进行考核；直接危及电网安全运行，情节严重的，最高可按1000万千瓦时的标准进行考核。

（四）调度计划曲线管理

第二十五条 电力调度机构应合理编制或根据市场出清结果确定调度计划曲线(调度计划曲线是指电力调度机构下达给相关并网主体需严格执行的计划有功功率曲线)，并及时下达至并网主体。发电侧并网主体应严格执行电力调度机构制定的调度计划曲线。不对抽水蓄能电站抽水工况调度计划曲线进行考核。

第二十六条 电力调度机构对发电侧并网主体日调度计划曲线执行偏差进行统计和考核。并网主体日调度计划曲线为下一日计划出力对时间的函数，其横坐标为时间，纵坐标为机组计划出力，一日的时间（24h）平均分为96个时段，每个时段15分钟，起始点为“1（对应时刻为00:15）”，终止为“96（对应时刻为24:00）”。

每一分钟计划出力由调度计划曲线上相邻两点间线性插值确定，某一刻钟整点后第*i*分钟的计划出力为：

$$P_i = P_n + i \cdot \frac{(P_{n+1} - P_n)}{15}$$

其中， P_n 为 96 点计划曲线上某 15 分钟整点的出力、 P_{n+1} 为 96 点计划曲线上的下一 15 分钟整点出力、*i*取值为 0~14。

第二十七条 调度计划曲线应按以下要求传送：

1.发电侧并网主体于当日 11:00 前申报下一日可调出力上限，如未按时申报，则下一日最高可调出力默认为当前最高可调出力，电力调度机构于当日的 21:00 前，将下一日的调度计划曲线送达并网主体指定的接收装置。

2.如遇传送通道故障或其它原因导致调度计划曲线无法在规定时间内传送到发电侧并网主体指定接收装置上的，电力调度机构应通过调度电话或符合安全要求的通信手段将调度计划指令下达至并网主体。

3.电力调度机构、发电侧并网主体的有关人员应积极配合，相互协作，以确保调度计划曲线的正确传送。

第二十八条 值班调度员有权按规定修改日调度计划曲线，修改后的日调度计划曲线应提前 30 分钟下达给发电侧并网主体，不足 30 分钟下达的负荷曲线，自下达时刻起 30 分钟内免除调度计划曲线考核。根据调度自动化系统所采集的每时段并网主体实际发电量与下达的对应时段计划发电量进行比较，统计偏差电量和电量偏差率。对电量偏差率超出允许正偏差率或负偏差率

的，按附录 1 标准计算考核电量。

第二十九条 电力调度机构按厂级或机组对发电侧并网主体电量偏差率开展考核。常规火电、水电，核电、抽水蓄能电站允许电量偏差率为 $\pm 2.5\%$ ；热电联产、循环流化床、燃-蒸联合循环、煤矸石发电机组及单机容量 4 万千瓦及以下水电机组允许电量偏差率为 $\pm 3\%$ ；水煤浆机组允许电量偏差率为 $\pm 6\%$ ；同时符合上述多种技术特性的机组执行最大允许偏差率；自备电厂等其他机组按类型参照执行。

第三十条 发电侧并网主体如有以下情况之一的，可豁免调度计划曲线考核：

1. 机组投入 AGC 期间。
2. 一次调频正确动作导致的偏差。
3. 机组启动和停运过程中的偏差。
4. 当出现系统紧急情况，机组按照调度指令紧急调整出力时。
5. 机组发生非计划停运导致偏离调度计划曲线时，纳入机组非计划停运考核。
6. 穿越水轮机振动区造成的计划电量偏差。
7. 无调节能力水电机组、灯泡贯流式水电机组低于 70% 额定水头时。
8. 下达的调度计划曲线变动率超出机组调节能力时。
9. 燃气轮机在达到温控运行时造成的计划电量的偏差。

(五) 一次调频管理

第三十一条 发电侧并网主体应加强一次调频管理。电力调度机构对发电侧并网主体一次调频的投入情况及相关性能进行考核。

1.以一分钟为一个考核时段，系统频率超出一次调频死区期间，实际出力变化量与系统频率偏差数值的正负号相同（高频增出力或低频减出力）或一次调频实际动作的积分电量与理论动作积分电量的比值小于门槛值的计为不合格。其中，实际出力变化量是指相邻一分钟实际出力之差。燃煤、燃气机组一次调频动作合格的门槛值为 70%，即一次调频实际动作的积分电量与理论动作积分电量的比值不小于 70%，判动作合格，否则不合格。循环流化床、水煤浆、煤矸石机组适用的门槛值为 35%。风电场和光伏电站现阶段仅对功能投入进行考核，暂不进行一次调频动作性能评价，如确有需要，可向调度机构申请，经能源监管机构同意后参与一次调频动作性能评价。其它类型机组适用的门槛值为 60%。

当中东部同步电网（包含广东、广西、贵州及海南四省区）发生频率超过 $50 \pm 0.08\text{Hz}$ 大频差扰动时，对接入中东部同步电网的机组开展一次调频专项考核。大频差扰动下所有类型机组一次调频动作合格的门槛值设为 70%，即大频差扰动下机组一次调频综合性能 $I_{\text{大频差}}$ 不小于 70%，判动作合格，否则不合格。

定义大频差扰动下机组一次调频综合性能 $I_{\text{大频差}}$ ，计算公式

如下：

$$I_{\text{大频差}} = (I_r + I_c) / 2$$

其中： I_r 为机组一次调频响应最大出力调整量比值，具体为在频率变化超过一次调频死区下限（或上限）开始至机组一次调频应动作时间内，机组实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比。

I_c 为机组一次调频响应贡献电量比值，具体为在频率变化超过一次调频死区下限（或上限）开始至机组一次调频应动作时间内，机组一次调频实际贡献电量占理论贡献电量的百分比。

受云南异步联网影响，为确保电网频率稳定，云南电网部分水电机组调速器参数有所调整，此类机组一次调频考核如下：

（1）根据系统频率波动频次及频差大小，分小扰动和大扰动分别进行考核，频差界限取 0.07Hz。

（2）对小扰动，在一次调频评价考核周期内，仅考核一次调频实际出力变化量与系统频率偏差数值的正负号是否匹配，若高频减出力或低频增出力，则记为合格。

（3）对大扰动，采用分段考核方式：

①以 2 分钟为一个考核时段。系统频率超出一次调频死区 30 秒内，若实际出力变化量与系统频率偏差数值的正负号相反（高频减出力或低频增出力）且一次调频实际动作的积分电量与理论动作积分电量的比值大于 30%统计为合格。

②以 2 分钟为一个考核时段。系统频率超出一次调频死区

60 秒内，若实际出力变化量与系统频率偏差数值的正负号相反（高频减出力或低频增出力）且一次调频实际动作的积分电量与理论动作积分电量的比值大于 50%统计为合格。

③以 2 分钟为一个考核时段。系统频率超出一次调频死区 120 秒内，若实际出力变化量与系统频率偏差数值的正负号相反（高频减出力或低频增出力）且一次调频实际动作的积分电量与理论动作积分电量的比值大于 80%统计为合格。

④以上三种均不满足则统计为不合格。

（4）直流孤岛运行期间，送端孤岛内机组一次调频免于考核。

2.一次调频功能投入时间与并网运行时间的百分比统计为一次调频投入率；一定时段内一次调频的动作不合格次数与应动作次数的百分比为一次调频的不合格率，一次调频合格率=1-一次调频不合格率。

3.机组一次调频月投入率不低于 90 %。每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计），每月按机组额定容量×0.5 小时的标准进行考核。

4.一次调频合格率以 100%为基准，当月合格率每降低 0.1 个百分点（不含 0.1 个百分点），每月按机组额定容量×0.25 小时的标准进行考核。接入中东部同步电网机组单次大频差一次调频专项考核不合格，每次按机组额定容量×1 小时的标准进行考核，大频差一次调频专项考核后不再重复纳入月度合格率考核。燃煤

机组一次调频动作合格的门槛值按 70%执行。

5.当月一次调频考核电量最大不超过当月装机容量 $\times 2.5$ 小时。

6.对运行时间长、自动化程度低、纳入政府关停计划或经过技改后确实达不到技术要求的机组，经能源监管机构认定后，一次调频按照以下方法进行考核：

机组当月一次调频考核金额=（上月考核总金额 $\div$ 上月参与考核总装机容量） $\times$ 机组额定容量 $\times \mu$ 。

μ 取值范围在 0.1~0.5 之间。

7.并网发电机组有以下情况之一的，一次调频可豁免考核：

（1）一次调频与 AGC 指令同时存在的。

（2）机组一次调频动作调节目标超出机组可调节出力范围的。

（3）机组退出 AGC 时，因调度计划曲线改变，机组处于加减负荷时段的；燃气轮机在达到温控运行时系统频率低需要增负荷造成的；核电机组在堆芯功率达到或超过 100%时，系统频率低需要增负荷造成的。

（4）机组因大修尚未重新开展一次调频试验，或机组因试验、稳定性等原因按计划安排申请退出一次调频的。

（5）无调节能力水电机组、灯泡贯流式水电机组低于 70% 额定水头时。

（6）非并网主体自身原因造成的一次调频不合格。

第三十二条 一次调频考核费用单独进行平衡结算，发电侧并网主体当月不具备一次调频功能或一次调频投入率低于 50% 或未参与一次调频动作性能评价则不参与当月的一次调频考核费用返还，由其他发电侧并网主体按实际上网电量比例参与返还。

(六) AGC 管理

第三十三条 发电侧并网主体提供单机自动发电控制 (AGC)，其 AGC 月可用率应达到以下标准：燃煤、水电、核电、抽水蓄能和生物质发电为 85%，燃气和燃油发电为 95%，其它机组按类型参照执行。机组 AGC 月可用率达不到标准的，每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计），每月按机组额定容量×0.1 小时的标准进行考核。

单机 AGC 月可用率= (AGC 月可用小时数/机组月并网小时数) ×100%；厂级 AGC 可用率= [AGC 月可用小时数/ (全月日历小时数-全厂停运小时数)] ×100%，厂级 AGC 月可用率按全厂统计。因系统原因，机组负荷低于机组 AGC 投入下限的时间豁免考核。

第三十四条 发电侧并网主体提供单机自动发电控制 (AGC)，其调节性能应达到以下三个标准。三个标准都满足时，合格率为 100%；其中调节速率不满足时，合格率减 50%，响应时间不满足时，合格率减 25%，调节精度不满足时，合格率减 25%。当 AGC 运行性能考核不合格时，该时段对应的 AGC 补

偿为零。发电侧并网主体 AGC 调节范围应满足并网调度协议的约定。

1.火电、核电机组 AGC 响应时间应小于 1 分钟，水电、抽水蓄能机组 AGC 的响应时间应小于 20 秒。

2.燃煤机组标准调节速率为额定容量的 1.5%/分钟，循环流化床机组标准调节速率为额定容量的 1%/分钟，燃气、燃油机组标准调节速率为额定容量的 3%/分钟，常规水电、抽水蓄能机组标准调节速率为额定容量的 20%/分钟，其它类型机组按并网调度协议规定的标准调节速率。

3.AGC 调节精度不超过 1%。

按以下标准对发电侧并网主体单机 AGC 性能进行月度考核：

单机 AGC 考核电量= $[1 - (\text{AGC 调节速率合格率} \times 0.5 + \text{调节响应时间合格率} \times 0.25 + \text{调节精度合格率} \times 0.25)] \times \text{机组额定容量} \times 0.5$ 小时。

第三十五条 发电侧并网主体提供厂级自动发电控制服务按以下标准进行考核：

厂级 AGC 控制机组按单一机组进行管理。

1.火电、核电机组 AGC 响应时间应小于 1 分钟，水电、抽水蓄能机组 AGC 的响应时间应小于 20 秒。

2.根据单台机组的 AGC 调节速率，按照单个考核指标合格的机组台数与实际投运台数之比，将考核指标分档。

厂级 AGC 标准调节速率 = $(i \times n) \times m$

其中：i 为单台的开机容量；n 为开机的台数；m 为标准调节速率的比例。

3.厂级 AGC 调节精度为 1%。

发电侧并网主体厂级 AGC 性能按以下标准进行月度考核：

厂级 AGC 考核电量 = $[1 - (\text{厂级 AGC 调节速率合格率} \times 0.5 + \text{响应时间合格率} \times 0.25 + \text{调节精度合格率} \times 0.25)] \times \text{全厂装机容量} \times 0.5 \text{ 小时}$ 。

第三十六条 发电侧并网主体有以下情况之一的，可豁免 AGC 考核：

1.AGC 执行速率及精度受一次调频动作影响，造成考核的。

2.当机组调节范围处在死区或超出调节范围时，因 AGC 调节误差达不到造成考核的。

3.机组负荷平稳时段（即无 AGC 变化指令）造成考核的，超出 12 小时部分豁免考核。

4.水电机组因水头受限或在振动区运行造成考核的。

5.混流、轴流转浆式水电机组低于额定水头 70%时，灯泡贯流式水电机组不考核调节范围。

6.燃气轮机在达到温控运行时造成考核的。

第三十七条 因发电侧并网主体自身原因导致 AGC 不能投运期间，其合格率按 0%计算，非自身原因导致 AGC 退出运行期间合格率按 100%计算。

第三十八条 对运行时间长、自动化程度低、纳入政府关停计划或经过技改后确实达不到技术要求的发电侧并网主体，经能源监管机构认定后，AGC 按照以下方法进行考核：

机组当月 AGC 考核金额=（上月考核总金额÷上月参与考核总装机容量）×机组额定容量×μ。

μ 取值范围在 0.1~0.5 之间。

（七）AVC 管理

第三十九条 电力调度机构对安装 AVC 装置的发电侧并网主体 AVC 投运率（包括 AVC 子站投运率和机组 AVC 投运率）和调节合格率进行考核，对应安装但未安装 AVC 装置的发电侧并网主体按投运率进行考核。AVC 投运率的统计按照发电侧并网主体 AVC 子站、各 AVC 机组分别统计。

1.AVC 投运率的统计按照发电侧并网主体 AVC 子站、各 AVC 机组分别统计，AVC 子站投运率不得低于 90%，各机组 AVC 投运率不低于 85%。全月投运率低于标准的，每降低一个百分点（不足一个百分点按一个百分点计）按机组额定容量×0.2 小时的标准进行考核，考核电量最大不超过 AVC 装置对应机组额定容量×2.5 小时。

投运率统计公式如下：

$$\text{AVC 子站投运率} = \left(1 - \frac{\text{AVC 子站退出总时间} - (\text{AVC 机组全停时间} + \text{免考核时间})}{\text{当月统计总时间}} \right) \times 100\%$$

$$\text{机组 AVC 投运率} = \left(1 - \frac{\text{机组 AVC 退出总时间} - (\text{机组停运时间} + \text{免考核时间})}{\text{当月统计总时间}} \right) \times 100\%$$

AVC 子站投运率免考核时间包括：

(1) 因修改定值等原因由调度下令退出的时间。

(2) 在特殊方式下，因电网需要由当值调度下令退出发电侧并网主体 AVC 子站的时间。

(3) 发电侧并网主体第一台 AVC 机组自并网至最小技术出力稳定运行的时间。

(4) 发电侧并网主体最后一台 AVC 机组自最小技术出力至解列的停机时间。

(5) AVC 达到正常闭锁条件。

机组 AVC 投运率免考核时间包括：

(1) 因修改定值等原因由调度下令退出的时间。

(2) 在特殊方式下，因电网需要由当值调度下令退出机组 AVC 功能的时间。

(3) AVC 机组并网至最小技术出力稳定运行的时间。

(4) AVC 机组自最小技术出力至解列的停机时间。

(5) AVC 达到闭锁条件时。

2.按月统计考核 AVC 装置调节合格率。电力调度机构 AVC 主站电压或无功指令下达后，AVC 装置在按指令调整到位为合格。调节合格率低于 90%的，每降低一个百分点（不足一个百分点按一个百分点计）按机组额定容量 $\times 0.2$ 小时的标准进行考核。考核电量最大不超过 AVC 装置对应机组额定容量 $\times 2.5$ 小时。调节合格率计算公式为：

$$\text{AVC 子站投运率} = \left(1 - \frac{\text{AVC 子站退出总时间} - (\text{AVC 机组全停时间} + \text{免考核时间})}{\text{当月统计总时间}} \right) \times 100\%$$

$$\text{机组AVC 投运率} = \left(1 - \frac{\text{机组 AVC 退出总时间} - (\text{机组停运时间} + \text{免考核时间})}{\text{当月统计总时间}} \right) \times 100\%$$

$$\text{AVC 子站调节合格率} = \frac{\text{子站执行合格点数}}{\text{主站下发调节指令次数}}$$

（八）电压曲线管理

第四十条 对发电侧并网主体的母线电压曲线合格率按以下条款考核：

1.发电侧并网主体的母线电压曲线越限时间，统计为不合格时间；合格时间与机组并网运行时间的百分比统计为电压合格率。发电侧并网主体母线电压曲线合格范围以电力调度机构根据国家 and 行业技术标准下达的电压曲线范围或电压值偏差的正负3%为标准。

2.电压合格率以 99.9%为基准，每降低 0.05 个百分点，按当月装机容量×0.25 小时的标准进行考核。

3.机组励磁系统性能（包括进相能力）达不到第七十三条规定的，期间所发生电压曲线考核电量按上款 2 倍计算。

4.若发电侧并网主体已经达到无功调节极限能力，但母线电压仍然不合格，该时段豁免考核。

5.全厂停电及停机期间，豁免考核。

6.非并网主体自身原因造成的母线电压不合格的，该时段豁免考核。

7.当月电压曲线考核电量最大不超过当月装机容量×2.5 小

时。

8.并网主体应具备辅机低电压穿越能力，不具备此项能力的机组，按装机容量×0.1小时的标准进行考核。

（九）调峰管理

第四十一条 调峰包括基本调峰和有偿调峰，其分类方法见《南方区域电力辅助服务管理实施细则》。发电侧并网主体应按机组能力参与系统调峰和旋转备用。各机组提供调峰和旋转备用服务，按如下标准进行考核。

1.当发电侧并网主体实际最大发电能力无法达到申报的可调出力上限，实际最小发电能力无法达到申报的可调出力下限时，抽水蓄能电站实际抽水负荷无法达到申报的最大抽水能力，应提前 1 小时向电力调度机构值班调度员申报修改可调出力的上、下限和最大抽水能力。最大发电能力和最大抽水能力缺额部分计入第四十二条规定的等效非计划停运考核。对无法达到可调出力下限的缺额部分进行考核（含抽水蓄能机组发电工况），每日按照以下标准进行考核：

$$|P_{\min} - P'_{\min}| \times 0.2(\text{小时})$$

其中： $P_{\min}$ 为机组可调出力下限； $P'_{\min}$ 为机组申报出力下限。在电力调度机构发布清洁能源弃电限发系统运行风险生效期内，按该标准 2 倍考核。

2.若发电侧并网主体未提前 1 小时向电力调度机构申报修改机组的可调出力上限、下限和最大抽水能力，且未能按调度指令

提供调峰和旋转备用服务时,即在指定时段内机组实际出力最高值低于当日调度指令最高值时,缺额部分按照第四十二条规定的等效非计划停运进行考核;或在指定时段内机组实际出力最低值高于当日调度指令所要求的出力最低值(含抽水蓄能机组发电工况),则按照以下标准进行考核:

$$|P_1 - P_1'| \times 3(\text{小时})$$

其中: P_1 为当日调度指令要求的出力最低值; P_1' 为当日机组在指定时段内的实际出力最低值。在电力调度机构发布清洁能源弃电限发系统运行风险生效期内,按该标准 2 倍考核。

3.启停调峰机组、冷备用机组未按调度指令时间并网或解列,按照第四十二条规定的非计划停运进行考核。

4.以上第 1、2 款达不到可调出力下限的考核电量总和最大不超过当月装机容量 $\times 2.5$ 小时;在电力调度机构发布清洁能源弃电限发风险生效期内超出原标准部分的考核,直接累加计算。

(十) 非计划停运管理

第四十二条 发电侧并网主体非计划停运时间为机组临时停运时间与等效停运时间之和。其中,临时停运时间为计划检修和备用之外停运时间(包括电厂一、二次设备跳闸和电厂资产的外送线路跳闸导致的机组停运,机组因自身原因紧急停运的时间,煤机因燃煤进入预警而导致的停机时间,燃气、燃油或生物质电厂机组因燃料供应不足无法按调度要求并网发电的停机时间,机组因环保排放不达标或违反政府相关规定等情况无法并网

发电的停机时间，机组因自身经济原因无法并网发电的停机时间，机组发生非计划检修的工期时间，以及备用机组未按要求并网而推延的时间)。

机组实际并网时间较调度要求时间延迟超过4小时、少于24小时的定为机组并网不及时并纳入非计划停运考核，以日前计划安排的并网时间至实际并网时间计为机组非计划停运时间。若值班调度员结合系统实际运行需要推迟机组并网，则以调整后的调度指令并网时间至实际并网时间计为机组非计划停运时间。

机组非计划检修定义及有关情况处理办法：

1.发电侧并网主体所有的计划停机检修工作均需纳入经电力调度机构批准的月度检修计划，因并网主体自身原因导致的月度计划覆盖效力范围以外的停机检修和计划检修延期一律按非计划检修处理。机组发生非计划检修的停运时间至机组检修完毕向调度报告恢复备用的时间计为非计划停运时间。

2.对于跨月的非计划停运，非计划停运次数按非计划停运起始时间所在月份计算，次月不作重复统计。

3.对于跳闸后转临修的机组，一律按非计划检修统计，计为一次非计划停运，开始时间为实际停机时间。

缺燃料停运的考核统计：

1.燃煤电厂缺燃料停运统计处于电煤红色、黄色预警生效期且因自身原因未并网发电的时段（机组检修除外）纳入非计划停运考核统计。生物质电厂因燃料供应不足无法按调度要求并网发

电的停机时间纳入非计划停运考核统计。

2.燃气、燃油电厂缺燃料停运情况根据电厂申报的缺燃料单统计，对于申报不可用且不在检修状态、或申报可用但实际未能按调度要求并网发电的时段，按照两班制运行（13小时/日）计算非计划停运时间。连续缺燃料停运记1次非计划停运。

3.对于区域大范围一次燃料供应短缺、运煤或输气通道受限、上游供气公司事故、煤矿事故等非并网主体自身原因造成可用燃料供应不足而无法按调度要求并网发电的时段，由有关发电企业提出豁免考核申请，经相关省（区）政府部门出具证明或能源监管机构同意后可豁免非计划停运考核。

燃煤、燃气、燃油、生物质、核电、水电和抽水蓄能机组等效停运时间定义：

燃煤、核电、生物质机组等效停运时间为机组处于非停运状态，但发电能力达不到额定功率所持续时间折算成机组全停的时间；

水电机组等效停运时间为机组处于非停运状态，但发电能力达不到当前水头下理论最大出力所持续时间折算成机组全停的时间；

燃气、燃油机组等效停运时间为机组处于非停运状态，但发电能力达不到当前环境温度下机组理论最大出力所持续时间折算成机组全停的时间；

抽水蓄能机组等效停运时间为机组处于非停运状态，但发电

能力或抽水负荷达不到当前上下库水位对应的理论最大发电能力或额定抽水能力所持续时间折算成机组全停的时间。

单台机组的等效停运时间计算公式为：

$$T_{D,i} = \frac{\Delta P_i}{P_{N,i}} \times t_i$$

其中， $T_{D,i}$ 为第*i*次的等效停运时间、 ΔP_i 为最大发电能力比额定功率（煤电、生物质、核电、抽水蓄能）或理论最大出力（水电、燃气、燃油）或上报发电出力减少的量（含抽水蓄能机组最大抽水能力比额定抽水能力减少的量）、 $P_{N,i}$ 为机组的额定功率、 t_i 为出力不足（含抽水能力不足）持续的时间。

第四十三条 电力调度机构按月对发电侧并网主体非计划停运情况进行考核，每月考核电量为：

$$Q = \sum_{j=1}^m (P_e \times T_j \times 0.05 \times \sum_{k=1}^j k) + (P_e \times T_2 \times 0.01)$$

其中， Q 为当月非计划停运考核电量， P_e 为被考核机组额定容量， m 为机组当月发生临时停运的次数， T_j 当月当次临时停运时间， T_2 为机组当月等效停运时间。每月机组临时停运时间在20小时（燃气、燃油机组40小时）之内的免于考核，当月当次纳入考核的实际临时停运时间（计算当月、当年累计停运次数后）和当月纳入考核的等效停运时间各以400小时封顶。

在电力供应不足风险或电网安全风险生效期间，相关发电侧并网主体出现非计划停运（含等效非计划停运），按原标准的2

倍计算非计划停运考核电量，原则上不予豁免；对核查发现存在保供不力、恶意非停、虚报瞒报机组运行信息等行为的非计划停运机组，按照原标准的 5 倍计算考核电量，且不设封顶时间上限，原则上不予豁免。

对电力调度机构下达开机计划后（含调用测试）确认无法并网，或实际并网时间较调度要求时间延迟超过 24 小时的备用状态机组纳入非计划停运考核，其中调度计划并网时间计为非计划停运开始时间、电厂向调度报告恢复备用的时间计为非计划停运结束时间，并按照上述时长的 3 倍计算考核电量。

电力调度机构对当月超出原标准部分的非计划停运考核费用（即原标准 1 倍以上的考核费用）单独进行平衡结算。按照发电侧并网主体对系统运行的贡献度确定分档奖励系数，按照发电侧并网主体当月上网电量与奖励系数的乘积为比例，返还当月加倍考核的非计划停运（含等效非计划停运）费用，其中燃煤、燃气机组非停考核返还费用由燃煤、燃气机组分享，其他类型机组非停考核返还费用由全体发电侧并网主体（不含风电、光伏发电）分享（相关计算方式见附录 2）。

第四十四条 发电侧并网主体有以下情况之一的，可豁免非计划停运考核：

1.非自身原因导致的非计划停运，包括电网设备故障导致的非计划停运、因供水或供气管道等设备被外力损坏导致的非计划停运、电网稳控装置动作切机导致的非计划停运等。

2.机组大修后调试或商运前调试期间发生的非计划停运。

3.在负荷低谷或节假日时段，经电力调度机构值班调度员批准且能按时完成的临时消缺。

4.经电力调度机构批准的或因不可抗原因造成的计划检修延期。

5.响应省级及以上政府主管部门专项或临时性安全、环保等政策要求，机组停运整改导致的非计划停运。

6.因电网原因导致机组原定计划检修推迟的，推迟期间机组发生的非计划停运。

电力调度机构应按月披露非计划停运考核豁免情况和超原标准考核费用返还情况（相关格式参见附录 3），并报能源监管机构。

（十一）黑启动管理

第四十五条 电力调度机构应加强电网黑启动工作管理，根据系统安全需要合理确定黑启动关键路径及电源点，制定年度黑启动方案并报能源监管机构备案。黑启动方案中承担黑启动（含 FCB）任务的发电侧并网主体，应具备机组黑启动功能，按照相关规定做好各项黑启动安全管理措施；黑启动电源点在电网需要提供服务时，黑启动并网主体应当及时可靠地执行黑启动预案，帮助系统恢复正常运行。

1.承担黑启动（含 FCB）任务的并网主体，应具备黑启动能力，并通过相关试验。承担黑启动（含 FCB）任务但不具备机

组黑启动能力的并网主体，在确定为黑启动并网主体的一年内，完成黑启动能力建设并通过试验，超期仍不具备黑启动能力或未通过试验的，每月按黑启动服务能力补偿标准 R_{15} 进行考核，直至具备能力为止。

2.因并网主体自身原因不具备黑启动能力或试验不合格时，应立即报告所属电力调度机构。在黑启动协议有效期内，并网主体无法提供黑启动服务期间，每月按黑启动服务能力补偿标准 $R_{15} \times 2$ 进行考核，直至通过黑启动试验并具备黑启动能力为止。

3.电力调度机构检查发现机组不具备黑启动能力，而并网主体未报告电力调度机构的，每次按黑启动服务能力补偿标准 $R_{15} \times 10$ 进行考核。在黑启动协议有效期内，并网主体不具备黑启动能力期间，每月按黑启动服务能力补偿标准 $R_{15} \times 2$ 进行考核，直至并网主体通过黑启动试验并具备黑启动能力为止。

4.并网主体应严格按照安全管理规定执行各项黑启动安全管理措施，出现以下情况的，按相应标准进行考核。

（1）未对黑启动直接相关设备进行维护的；未制定完善的黑启动事故处理预案或未及时修订黑启动事故预案或相关预案未及时报电力调度机构备案的；未按电力调度机构要求进行黑启动演习的，每次按黑启动服务能力补偿标准 $R_{15} \times 0.5$ 进行考核。

（2）未进行黑启动培训或进行培训无培训记录的，每次按黑启动服务能力补偿标准 $R_{15} \times 0.25$ 进行考核。

（3）未按时进行黑启动机组自检或未由具备国家认证资质

机构开展试验的；影响黑启动能力的检修项目，未在检修后进行相关试验的，每次按黑启动服务能力补偿标准 $R_{15} \times 2$ 进行考核。

5.因并网主体自身原因造成系统恢复供电延误，每次按黑启动服务能力补偿标准 $R_{15} \times 10$ 进行考核。

未列入黑启动方案的并网主体可自愿申请建设黑启动功能，电力调度机构应按照公平开放、安全高效原则，规范申请流程、时限要求和评估标准，定期披露纳入黑启动功能建设的并网主体清单，相关情况应及时报能源监管机构。

（十二）旋转备用管理

第四十六条 电力调度机构应合理安排旋转备用容量，按月披露系统旋转备用容量安排情况。提供旋转备用辅助服务的发电侧并网主体在电力调度机构调用其备用容量时，应按电力调度指令调整出力，对于达不到最大出力的应如实报告电力调度机构，未及时报告受限情况的，受限时间按 24 小时计算。达不到电力调度机构日前安排的最大可调容量时，根据规定的尖峰时段安排的最大可调容量与实际出力的差值，按照以下标准进行考核，考核电量=（最大可调容量-实际最大出力） $\times$ 受限时间。

（十三）功率振荡管理

第四十七条 发电侧并网主体应加强机组试验管理、参数管理及运行管理，防止同步电机（含抽水工况）功率振荡。同步电机功率振荡按以下条款考核：

1.发电侧并网主体出线功率总加振荡频率范围在 0.1-2.5Hz，

且连续 5 个周波平均峰谷差超过 30MW。每发生一次上述功率振荡事件，按装机容量×1 小时进行考核。

2.非并网主体自身原因造成的机组功率振荡豁免考核。

(十四) 燃料管理

第四十八条 并网燃煤电厂应加强燃料管理，确保电厂存煤可用天数高于预警启动天数。

1.燃煤电厂存煤可用天数

燃煤电厂存煤可用天数计算方法为：上一日存煤量除以前 30 天平均耗煤量。停机燃煤电厂存煤可用天数为上一日存煤量除以停机前 30 天平均耗煤量。

电厂存煤是指厂存煤，包括距厂较近的自用或租用堆场、专用码头存煤，不含在途煤。对于坑口电厂，以及供煤煤矿与电厂距离不大于 50 公里且有 1 年及以上长期供应合同的电厂，其供煤煤矿用于供应该电厂的存煤可计入电厂存煤。

2.电煤预警

南方区域燃煤电厂存煤预警分为白色、黄色、红色三级，存煤可用天数按旺季和淡季对应的电煤预警启动条件(相关标准见附录 4)。

3.南方区域五省（区）煤炭消费旺季、淡季划分由省级政府能源主管部门确定；地方政府有关部门未确定旺季、淡季的，可暂由省级电力调度机构根据煤炭供需形势和地区实际情况予以明确并报省级政府能源主管部门备案，同时抄报能源监管机构和

相关燃煤发电企业。

4.预警考核

当燃煤电厂存煤可用天数达到预警启动条件时，按以下标准进行考核：

$$Q=Pe \times t \times 24 \times N$$

其中，Q 为燃料预警考核电量，Pe 为被考核电厂装机容量，t 为预警天数，出现黄色预警时 N 取 0.001，出现红色预警时 N 取 0.003。

旺季时段出现黄色预警时 N 取 0.002，出现红色预警时 N 取 0.006。

（十五）水电振动区管理

第四十九条 水电机组正常出力范围应满足国家标准、行业标准，装机容量在 100MW 及以上的水电机组按以下要求管理：

1.水电机组投产后两年内应完成振动区有关试验，试验实施单位须是有试验资质的第三方机构，试验完后须将结果正式报送电力调度机构，逾期未开展振动区试验的，每月按机组装机容量×1 小时的标准进行考核，不足 10 万元的，按照 10 万元进行考核。如非电厂原因或在规定时间内由于水头未达到振动区试验条件的，可向能源监管机构申请豁免考核。

2.振动区范围不满足水轮机设计标准的须进行整改，已开展过一次水轮机组大修但未完成振动区整改的，或超过水轮机检修规程规定的一个大修周期未完成振动区整改的，次月起每月按机

组容量×1 小时的标准进行考核，不足 10 万元的，按照 10 万元进行考核。

（1）在最大和最小水头范围内，水轮机应在《水轮机基本技术条件》（GB/T 15468-2020）规定功率范围内稳定运行，该标准应用说明：（1）实际操作时，按照电站设计水头下稳定运行功率范围进行统计，按照上表最大稳定运行功率范围执行。（2）考核水轮机型式包括：混流式、定浆式、转浆式、冲击式。（3）若《水轮机基本技术条件》更新修编，参照最新标准执行。

（2）机组大修周期参照国标、行标机组检修规程规定的大修周期范围的下限执行。其中：①《立式水轮发电机检修技术规程》（DL/T 817-2014）规定，立式水轮发电机大修间隔年为 6-10 年，考核按照下限 6 年执行。②其他类型机组参照对应国标、行标执行。

（3）水轮机振动区经整改后仍不能满足国标、行标要求的，可由第三方鉴定机构或相关标准制定单位出具证明后向能源监管机构申请豁免考核。

（4）水轮机振动区不满足水轮机设计标准，但是实际运行中机组出力最大可调节范围超过国标、行标规定的机组稳定运行范围，可长时间低负荷稳定参与电网调峰，经电力调度机构确认后，可豁免考核。

三、检修管理

第五十条 电力调度机构应合理安排电网一次设备(含线路)

计划检修，电网企业应严格执行计划检修安排，如电网一次设备（含线路）检修影响发电侧并网主体运行或检修的，电力调度机构应提前通知相关并网主体。电力调度机构安排电网一次设备（含线路）检修计划应尽可能与相关并网主体设备检修配合进行。电力调度机构应向相关并网主体披露年度及月度计划检修安排和实际执行情况，并及时将相关情况报能源监管机构。因检修计划调整产生的经济责任，原则上由相应发起方承担。

第五十一条 电力调度机构应合理安排管辖范围内继电保护和安全自动装置、电力调度自动化及通信、调频、调压等二次设备的检修。发电侧并网主体中此类涉网设备（装置）检修计划，应经电力调度机构批准后执行。电力调度机构管辖范围内的二次设备检修应尽可能与一次设备的检修相配合，原则上不应影响一次设备的正常运行。

第五十二条 发电侧并网主体应根据《发电企业设备检修导则》（DL/T838-2002）、相应调度规程向电力调度机构提出设备检修计划申请，电力调度机构统筹安排调管范围内并网主体设备检修计划。

（一）检修计划确定之后，双方应严格执行。

（二）发电侧并网主体变更检修计划，应提前向电力调度机构申请并说明原因，电力调度机构视电网运行情况和其他并网主体的检修计划统筹安排；确实无法安排变更的，应及时通知该发电侧并网主体按原批复计划执行，并说明原因。

(三) 因电网原因需变更发电侧并网主体检修计划的, 包括发电厂检修计划无法按期开工、中止检修工作等, 电网应提前与并网主体协商。

第五十三条 发电侧并网主体调度管辖范围内设备检修工作由于并网主体自身原因出现以下情况之一的, 每次按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

(一) 计划检修工作不能按期完工, 且未在规定时间内办理延期手续。

(二) 设备检修期间, 办理延期申请超过 2 次。

(三) 设备检修期间现场未及时与电力调度机构沟通, 擅自增加工作内容, 造成无法按期送电。

(四) 因并网主体自身原因, 导致电力调度机构批准的计划检修工作临时取消。

第五十四条 由于发电侧并网主体自身原因造成电厂输变电设备(出线、开关、联变、母差保护等)重复性检修停电, 年度停电次数 2 次及以上, 每次按装机容量 $\times 0.2$ 小时的标准进行考核。

四、技术指导与管理

第五十五条 电力调度机构应按照能源监管机构要求和有关规定, 组织开展调管范围内并网主体技术指导和管理(技术监督)工作。

(一) 能源监管机构根据需要建立辖区内电力行业技术监督

单位名录及专家库,积极发挥相关技术监督单位和专家在安全检查和评估、技术指导和管理(技术监督)、重大问题论证方面的重要作用。

(二)省级及以上电力调度机构应每年制定调管范围内并网主体技术指导和管理(技术监督)工作方案并报能源监管机构备案后实施,年度工作方案中应明确不同类型并网主体的技术指导和管理(技术监督)指导意见和工作要求。

(三)并网主体应建立健全全过程技术监督体系,加强技术监督管理,按照国家、行业标准和所属电力调度机构年度技术指导和管理(技术监督)工作方案的要求,制定本单位年度技术监督工作计划,有序开展技术监督工作,技术监督中发现的问题或隐患应及时上报所属电力调度机构并按要求进行整改。未按要求制定年度技术监督工作计划,或未按要求开展技术监督工作,或发现问题或隐患不及时上报的,每次按装机容量 $\times 2$ 小时的标准进行考核。

(四)省级及以上电力调度机构应做好相关问题归集汇总和统计分析工作,并将本年度技术指导和管理(技术监督)工作开展情况及上一年度并网主体整改情况报能源监管机构。

(五)能源监管机构视情况需要组织对电力调度机构、并网主体、技术监督单位和有关专家的技术指导和管理(技术监督)工作情况进行评估。发现并网主体技术监督工作存在问题或相关措施未落实的,由能源监管机构责令其整改,每次按装机容量 $\times 2$

小时的标准进行考核;发现其他相关单位或专家技术监督工作存在问题的,能源监管机构将采取约谈、通报或责令整改等措施。

第五十六条 发电侧并网主体技术指导和管理的主要范围包括:继电保护和安全自动装置、调度通信设备、调度自动化设备、电力监控系统和网络安全、励磁系统和电力系统稳定器、调速系统和一次调频系统、二次调频、调压、直流系统、新能源功率预测系统、水电厂水库调度自动化系统设备、高压侧或升压站电气设备以及涉及网源协调的有关设备和参数等。并网主体涉及上述的设备应统一纳入南方区域电力系统规划、设计、建设和运行管理,其技术性能和参数应符合国家、行业标准和有关规定。

(一) 继电保护和安全自动装置

第五十七条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体继电保护和安全自动装置(包括发电机组涉及机网协调的保护)开展技术指导和管理工作。

1.发电侧并网主体涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置及其二次回路(包括保护装置、故障录波器、故障信息管理系统、故障测距装置、直流电源、断路器、保护屏柜、二次电缆、电流互感器、电压互感器等),在工程的设备选型、设计、安装、调试、验收、运行维护阶段均应遵循国家、行业标准、规程及反事故措施要求。对于不执行上述标准、规程、规定的,每条按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核;造成后果的,每条按装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

2.发电侧并网主体涉及电网安全稳定运行的继电保护和全自动装置管理（包括发电机组涉及机网协调保护的运行管理、定值管理、检验管理、装置管理），应按照所属电力调度机构的调度规程和专业管理规定、细则、准则及相关技术规范执行。对于未及时执行调度规程或专业管理规定、细则、准则、技术规范及发文要求的，每条按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核，造成后果的每条装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

3.对因发电侧并网主体继电保护和全自动装置原因造成电网事故及电网稳定性和可靠性降低等情况，电力调度机构应组织制定反事故措施，并监督实施。

4.发电侧并网主体应配合电网企业及时改造到更换年限的继电保护及全自动装置，并及时改造到更换年限的机组保护。设备更新改造应相互配合，确保双方设备协调一致。未按规定更换的，每月按装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核，直至完成更换为止。

5.发电侧并网主体应完成电力系统故障信息管理系统（含机组及系统故障录波）建设，满足所在电网统一的接口规约和数据传输模式，并通过通信网络无障碍地接入电力调度机构的故障信息系统。新建、扩建、技改工程投运前，发电侧并网主体应按照国家、行业相关规范对故障信息管理系统（含机组及系统故障录波）进行验收，并确保与工程同步投产。故障信息系统应当确保正常投运，其投退须经相应电力调度机构同意。发电侧并网主体

未按要求配置故障信息管理系统的,每月按装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。由于电厂原因造成故障信息系统无法正常运行,每次按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核;造成严重后果的,每次按装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

6.发电侧并网主体应按国家、地方、行业标准和规定开展继电保护专业技术监督工作。建立、健全技术监督体系,实行有效的技术监督管理。对技术监督中发现的重大问题及时上报所属电力调度机构并进行整改。未按要求开展技术监督工作,或发现重大问题不及时上报的,每次按装机容量 $\times 2$ 小时的标准进行考核。

7.在工程的初设审查、设备选型、设计、安装、调试、运行维护阶段,均必须实施继电保护技术监督。发电侧并网主体内的继电保护和安全自动装置应与电网的继电保护及安全自动装置相配合。

8.发电侧并网主体应按继电保护技术监督规定定期向所属电力调度机构报告本单位继电保护技术监督总结的情况,并向所属电力调度机构报告继电保护动作报表的情况。

9.发电侧并网主体的继电保护和安全自动装置属电力调度机构调度的,发电侧并网主体应按电力调度机构规定投退。未经电力调度机构同意,发电侧并网主体不得自行改变设备的运行状态、接线方式和定值;发电侧并网主体应严格按照要求执行电力调度机构下达的继电保护装置整定值,工作完成后应立即反馈定值执行情况。

10.发电侧并网主体的机组高周切机、低频解列定值由电力调度机构根据电网和机组性能情况，经与发电侧并网主体协商后，统一整定下达；由发电侧并网主体自行整定与系统有关的保护整定方案及定值，并报电力调度机构备案。

11.发电侧并网主体中涉及电网安全稳定运行的继电保护装置的选型、技改更换应征求相应电力调度机构意见，协商确定。

12.发电侧并网主体二次设备的检修应与厂内一次设备检修配合，防止因此造成一次设备的非正常退出运行。由于二次设备检修导致一次设备非正常退出的，每次按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

13.电力调度机构应指导发电侧并网主体做好继电保护和全自动装置检修现场的安全管理。

第五十八条 各省级及以上电力调度机构可根据《电力系统安全稳定导则》等有关规定，提出需电网或发电侧并网主体需采取的安全稳定措施，发电侧并网主体应配合并协助实施。发电侧并网主体执行反事故措施后 5 个工作日内将执行情况反馈所在电网的电力调度机构。由于发电侧并网主体的原因未能及时执行反措的，由电力调度机构进行通报批评。

第五十九条 发电侧并网主体应根据电力调度机构要求报送继电保护装置运行情况、检修计划、运行统计分析等报表，逾期报送或不报的，由电力调度机构通报批评，并开展考核，每次按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

第六十条 发电侧并网主体应保障电力系统安全稳定运行的继电保护和安全自动装置检修现场安全管理

第六十一条 电力调度机构按其调度管辖范围对发电侧并网主体继电保护和安全自动装置运行情况进行如下考核：

1.并网主体应及时对运行中继电保护和安全自动装置的异常信号和缺陷进行处理，若因电厂侧装置原因未及时处理，造成继电保护和安全自动装置退出运行或并网一次设备的非正常退出运行，每次按装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

2.因并网主体自身原因导致继电保护和安全自动装置不正确动作，每次按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

3.并网主体若对保护误动、拒动事故原因隐瞒不报、误报的，每次按装机容量 $\times 2$ 小时的标准进行考核。

4.并网主体若发生其主设备继电保护装置跳闸原因不明的事故，每次按装机容量 $\times 2$ 小时的标准进行考核。

5.因并网主体自身原因导致继电保护和安全自动装置误动、拒动，并造成重大电网事故的，每次按装机容量 $\times 4$ 小时的标准进行考核。造成一般电网事故的，每次按装机容量 $\times 3$ 小时的标准进行考核。

（二）通信装置

第六十二条 发电侧并网主体与电网联接的调度通信设备，应遵循国家有关技术规范、标准，并与电网侧的技术参数相匹配，满足安全要求。

第六十三条 电力调度机构应定期评估发电侧并网主体通信设备情况,及时排查并网主体通信设备影响电网安全稳定性和可靠性降低的问题。

第六十四条 未经电力调度机构同意,发电侧并网主体不得自行改变与电网联接的通信设备的运行状态、接线方式、接口参数。此类设备的改造应经电力调度机构同意后实施。

第六十五条 对发电侧并网主体通信装置进行如下考核:

1.发电侧并网主体通信装置和调度电话月度紧急重大缺陷消缺及时率 100%、调度电话月可用率 100%。以上指标(非电厂原因除外)每降低一个百分点(不足一个百分点按一个百分点计),按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

2.发电侧并网主体生产实时控制业务通信通道中断,中断故障时长小于 2 小时的,每次按装机容量 $\times 0.05$ 小时的标准进行考核;中断故障时长超过 2 小时(含 2 小时)的,每次按装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

3.发电侧并网主体通信电路非计划停用(不可抗力除外),造成远跳及过电压保护、远方切机(切负荷)装置由双通道改为单通道,且时间超过 24 小时的,每次按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

4.若因发电侧并网主体通信反措未及时执行,造成并网主体对电网通信业务中断的,每次按装机容量 $\times 0.05$ 小时的标准进行考核。

5.发电侧并网主体内通信电源全部中断（不可抗力除外），每次按装机容量 $\times 0.15$ 小时的标准进行考核。

6.发电侧并网主体通信设备故障，引起继电保护或安全自动装置误动、拒动，按第六十一条规定考核。

7.并网主体通信出现下列情形之一的（不可抗力除外），每次按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

（1）造成任何调度电话、远动信息等通信通道连续停运时间4小时以上的；

（2）造成电网与并网主体通信电路全部中断1小时以上的；

（3）并网主体通信光缆连续故障时间超过24小时的；

（4）并网主体内录音设备失灵，影响电网事故分析的。

8.本条所述上述情形，若为下列情形之一导致的，考核标准在原基础上按2倍执行。

（1）存在共模风险且发生共模故障导致的；

（2）隐患整改不及时导致故障发生的；

（3）风险管控不到位导致故障发生的；

（4）未按调度运行规程开展工作导致故障发生的。

9.发电侧并网主体通信设备的配置应满足相关规程、规定要求，并与电网侧的技术参数相匹配，满足安全要求。不满足的，并网主体应限期整改（最迟不超过12个月）。逾期未完成整改的，则每月按照额定容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

（三）调度自动化装置

第六十六条 发电侧并网主体并网前应按照国家、行业及所属调度机构颁发的有关技术规范标准配备调度自动化设备，其功能、设备信息和性能参数的设置应该满足所属调度机构调度自动化的技术要求。对于不满足上述要求的，每项每月按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核；情况严重的，每项每月按装机容量 $\times 0.2$ 小时的标准进行考核；因此造成异常事件、事故或影响电力市场运行的，每次按装机容量 $\times 1$ 小时进行考核。

第六十七条 发电侧并网主体应根据电力调度机构要求报送调度自动化运行情况、检修试验计划、运行统计分析等报表、机组并网前的相关图纸资料、检修试验的相关报告等、逾期报送或不报的，每次按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

第六十八条 发电侧并网主体调度自动化管理(包括运行维护管理、缺陷及异常管理、定值管理、试验检验管理、装置管理、专业岗位设置)，应按照所属电力调度机构的调度规程和专业管理规定、细则、准则及相关技术规范执行。对于未及时执行调度规程或专业管理规定、细则、准则、技术规范及发文要求的，每项每月按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核；因此造成异常事件或事故的，每次按装机容量 $\times 0.5$ 小时进行考核。

第六十九条 发电侧并网主体应及时改造到更换年限的调度自动化设备。对于未及时改造超期服役的，每个装置每月按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核；情况严重的，每项每月按装机容量 $\times 2$ 小时的标准进行考核；因此造成异常事件或事故的，每

次按装机容量×5 小时进行考核。

第七十条 发电侧并网主体自动化设备运行应该稳定可靠。对于因并网主体自身原因导致调度自动化设备运行异常的，进行如下考核：

1.因自身原因导致部分通道中断、部分自动化设备异常后系统失去冗余的，每小时按装置容量×0.1 小时电量的标准进行考核。如果通道完全中断、自动化设备或监控系统故障导致调度失去监视，每小时按装机容量×1 小时的标准进行考核。

2.重要数据（机组 P、Q、U、母线 U、出线 P、Q、开关及重要刀闸状态、AGC、AVC 投退状态等）异常或缺失，每个数据每小时按装机容量×0.01 小时的标准进行考核。

3.监控系统异常导致误调控事件，或因自动化设备异常导致电网事故的，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核。

4.计划曲线应该保证正常接收，如因为并网主体自身原因导致曲线功能接收异常的，每小时按装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

5.自动化设备运行异常导致其它异常事件或影响电力市场运行的，每次按装机容量×0.5 小时标准进行考核。

6.并网主体发生事故时遥信、遥测、顺序事件记录器（SOE）运行异常的，AGC 控制情况异常或调度自动化设备运行异常的，每次每项按装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

第七十一条 发电侧并网主体进行调度自动化设备的检修

或技术变更时，应严格按照相关规程和规定实施。如因发电侧并网主体人员违反规程规定、跳步、或未严格执行安全措施，导致调度自动化设备异常，每事件按装机容量×1 小时进行考核，造成电网异常或事故的按装机容量×2 小时进行考核。

(四) 励磁系统和 PSS 装置

第七十二条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体励磁系统和 PSS 装置开展技术指导和管理工作的。

1.发电侧并网主体的励磁系统和 PSS 装置的各项技术性能参数应达到《大型汽轮发电机交流励磁系统技术条件》(DL/T843-2010)、《大型汽轮机自并励静止励磁系统技术条件》(DL/T650-1998)、《大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置技术条件》(DL/T583-2006)等国家和行业标准的要求，并满足南方区域电力系统安全稳定运行的要求。

2.发电侧并网主体的励磁系统和 PSS 装置应由发电侧并网主体委托具备国家认证资质机构进行试验，电力调度机构据此下达定值。电力调度机构有责任督促并网发电厂进行试验。

3.对于已经运行的、但主要技术指标不符合国家有关技术标准或不满足电网安全稳定运行要求的发电机励磁系统，应进行技术改造，并将改造计划报送电力调度机构。

4.对于区域联网要求投入 PSS 装置的机组，其机组 PSS 参数必须满足区域联网的要求。

5.发电侧并网主体应加强励磁系统和 PSS 装置的定期检修

和运行维护，加强定值管理，确保励磁系统和 PSS 装置的安全可靠运行。

第七十三条 发电侧并网主体的机组励磁系统应满足如下技术要求：

1.励磁系统电压响应时间：5 万千瓦及以上水轮发电机和 20 万千瓦及以上汽轮发电机励磁系统标称响应不低于 2 单位 / 秒；快速励磁系统(可控硅励磁系统和高起始励磁系统)上升时间(强行励磁)不大于 0.08 秒，下降时间(快速减磁)不大于 0.15 秒。

2.自并励励磁系统的延迟时间不大于 0.03 秒。

3.自动励磁调节系统应保证发电机机端调压精度优于 1%。

4.励磁系统年强迫停运率不大于 0.5%。

5.单机容量 20 万千瓦及以上发电机组应具备进相运行能力，在额定有功出力时，功率因数可达到超前 0.97 以上。

6.水电机组 PSS 应能可靠投入，不出现反调现象。

第七十四条 10 万千瓦及以上火电、核电机组，5 万千瓦及以上水电机组的励磁系统应具备电力系统稳定器（PSS）功能，其他机组视电力调度机构要求装设；机组立项阶段，电力调度机构应根据所在电网实际情况，就机组励磁系统和 PSS 技术性能参数（包括强励水平、放大倍数、时间常数、进相深度等）提出具体要求，PSS 的投入与退出按调度命令执行。

第七十五条 对发电侧并网主体 PSS 装置进行如下考核：

1.新建机组须在整套启动试运行结束后两个月内投入 PSS

装置；机组因扩容改造、励磁改造等原因进行 PSS 改造，改造完成重新并网后两个月内须投入 PSS 装置。出现上述两种情况之一，每延期一天按机组额定容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

2.未经电力调度机构同意并网主体不得无故退出 PSS 装置。无故退出一次，且退出时间不超过 3 天，按机组额定容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。无故退出超过一次，或者退出时间超过 3 天，按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

3.按规定应配置而未配置 PSS 装置的机组，每月按机组额定容量 $\times 2$ 小时的标准进行考核。

4.非并网主体自身原因，或机组出力低于 PSS 投退门槛值导致 PSS 装置退出运行期间豁免考核。

第七十六条 新建机组并网前，发电侧并网主体应向电力调度机构提供机组励磁系统型号、传递函数模型及相关设计参数，在机组整套启动试运或连续带负荷运行前，应由具备国家认证资质机构对机组励磁系统参数进行实测，实测结果在试验完成后一个月内报送电力调度机构。

（五）调速系统以及一次调频系统

第七十七条 发电侧并网主体应具备一次调频功能。机组一次调频功能的实现如下：

1.采用电液调速系统（DEH）的机组，一次调频功能宜由 DEH 实现，宜采取将频差信号叠加在汽轮机调速汽门指令处的设计方法。如采取其它形式的设计方法，也应满足各项技术指标

要求。

2.采用分散控制系统（DCS），具有机组协调控制和自动发电控制（AGC）功能的机组，应在DCS中投入频率校正回路，即当机组工作在机组协调或AGC方式时，由DEH、DCS共同完成一次调频功能。

第七十八条 机组一次调频应满足以下技术要求：

1.机组调速系统转速不等率（速度变动率）

（1）火电、核电机组转速不等率不高于5%。

（2）水电机组转速不等率（永态转差率）不高于4%。

1.机组调速系统迟缓率

（1）机械、液压调节型：

单机容量 ≤ 10 万千瓦，迟缓率小于0.4%。

单机容量10万千瓦~20万千瓦（包括20万千瓦），迟缓率小于0.2%。

单机容量 > 20 万千瓦，迟缓率小于0.1%。

（2）电液调节型：

单机容量 ≤ 10 万千瓦，迟缓率小于0.15%。

单机容量10万千瓦~20万千瓦（包括20万千瓦），迟缓率小于0.1%。

单机容量 > 20 万千瓦，迟缓率小于0.07%。

3.机组一次调频死区

火电机组不大于 $\pm 0.033\text{Hz}$ ，水电机组不大于 $\pm 0.05\text{Hz}$ （其

中，海南省在联网情况下，不大于 $\pm 0.2\text{Hz}$ ），核电机组不大于 $\pm 0.067\text{Hz}$ 。

4. 机组一次调频响应滞后时间

煤电、燃气、核电机组应不大于 2 秒；水电机组自频差超出一次调频死区开始，至接力器变化开始变化的时间不大于 2 秒，或至有功功率开始变化的时间不大于 2 秒。

5. 机组一次调频调节时间

煤电、核电机组应不大于 45 秒，水电、燃气机组不大于 30 秒。

6. 机组一次调频的负荷变化幅度

机组参与一次调频的负荷变化幅度可加以限制，限制时应充分考虑机组及电网特点，确保机组及电网的安全，限制幅度应满足以下规定：

（1）额定有功功率 35 万千瓦以下的火电机组，限制幅度不小于机组额定有功功率的 $\pm 10\%$ 。

（2）额定有功功率 35 万千瓦及以上、50 万千瓦以下的火电机组，限制幅度不小于机组额定有功功率的 $\pm 8\%$ 。

（3）额定有功功率 50 万千瓦及以上的火电机组，限制幅度不小于机组额定有功功率的 $\pm 6\%$ 。

（4）非额定有功功率工况下，水电机组参与一次调频的调频负荷变化幅度应不设限制；超出适用条件的，应对一次调频功率进行限制，一次调频功率变化幅度应不小于 10%额定有功功

率。

(5) 核电机组一次调频功率变化幅度应不小于机组额定有功功率的 $\pm 6\%$ 。

(6) 额定有功功率运行的火电机组，应参与一次调频，增负荷方向最大调频负荷幅度不小于机组额定有功功率的 6% 。

(7) 额定有功功率运行的核电机组，应参与一次调频，增负荷方向最大调频负荷幅度不小于机组额定有功功率的 2% 。

(8) 额定有功功率运行的水电机组，应参与一次调频，增负荷方向最大调频负荷幅度不小于机组额定有功功率的 8% ；水头不足导致机组功率无法达到额定有功功率工况的，机组最大出力下增负荷方向一次调频调节幅度应不小于 8% 额定有功功率。

7.AGC 功能不得和一次调频功能相互冲突。

8.一次调频负荷响应速率

火电机组一次调频的负荷调整幅度应在 15 秒内达到目标值 75% ，燃气机组、水电机组一次调频的负荷调整幅度应在 15 秒内达到目标值 90% ，核电机组一次调频的负荷调整幅度应在 15 秒内应达到目标值 75% 。

9.其它未明确的一次调频动态性能指标参照《并网电源一次调频技术规定及试验导则》（GB/T 40595-2021）的要求执行。

第七十九条 机组投入一次调频应通过具备国家认证资质的机构的试验，确认已达到有关技术要求的，将有关资料送电力调度机构备案。

1.新建机组应在进入整套启动试运（或带负荷连续运行、可靠性运行）前完成一次调频试验，提供相关试验报告并投入运行。

2.供相关试验报告并投入运行。

3.未达到一次调频性能要求的机组应尽快完善，及时按要求投入。电力调度机构按年度梳理发生一次调频动作不合格的机组清单，组织具有相关资质的第三方试验机构进行针对性核查，相关核查结果报能源监管机构。

4.一次调频功能是常规机组的必备功能之一，机组原则上都应参与一次调频，发电侧并网主体运行人员未经调度同意不得无故退出机组一次调频功能。发电侧并网主体应建立完善的管理制度，保证机组一次调频功能按要求安全投入。

第八十条 发电侧并网主体应将机组一次调频的有关资料送电力调度机构，包括：

1.调速系统的传递函数、各环节参数及有关的试验报告。

2.液压调节型机组调速系统转速不等率、迟缓率测试报告。

3.电液调节型机组转速不等率、频率调整死区组态图及函数曲线设置参数。

机组与一次调频功能有关的设备技改或检修后，应进行相关试验，并在一个月内向电力调度机构重新报送相关资料。

（六）二次调频

第八十一条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体二次调频开展技术指导和管理工作。

1.并网主体二次调频系统的各项技术性能参数应达到国家和行业有关标准要求,技术规范应满足接入电网安全稳定运行的要求。

2.并网主体应执行二次调频有关运行管理规程、规定的情况。

3.并网主体应规范二次调频系统运行、检修等。

4.并网主体应规范二次调频系统与调度机构数据交互,以及监控系统、能量管理系统等执行所属调度机构自动化主站下发的AGC/APC指令。

5.并网主体应按相关规定规范AGC参数管理相关情况。

第八十二条 单机容量20万千瓦及以上火电机组、单机容量4万千瓦及以上非径流水电机组和全厂容量10万千瓦及以上水电机组应具有自动发电控制(AGC)功能。

第八十三条 机组投入自动发电控制功能应通过具备国家认证资质机构的试验,确认已达到有关技术要求的,将试验报告送电力调度机构备案。

(七)调压技术

第八十四条 发电侧并网主体中单机容量200MW及以上容量(海南电网为单机容量40MW及以上容量)火电、燃气和核电机组,单机容量50MW及以上容量(海南电网为单机容量20MW及以上容量)水电和抽水蓄能机组以及对电压安全调控具有重要作用的关键机组均应具备AVC功能。机组投入AVC功

能应通过具备国家认证资质机构的试验,确认已达到有关技术要求的,将试验报告送电力调度机构备案。机组与 AVC 功能有关的设备技改或检修后,应进行相关试验,并在一个月内向电力调度机构重新报送相关资料。

第八十五条 电力调度机构对安装 AVC 装置的发电侧并网主体 AVC 投运率(包括 AVC 子站投运率和机组 AVC 投运率)调节合格率和机组无功调用合格率进行考核,对应安装但未安装 AVC 装置的并网发电厂按投运率和调节合格率为 0 进行考核。

1.AVC 投运率的统计按照电厂 AVC 子站、各 AVC 机组分别统计。AVC 子站投运率不得低于 90%,各机组 AVC 投运率不低于 85%。全月投运率低于标准的,每降低一个百分点(不足一个百分点按一个百分点计)按机组额定容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核,考核电量最大不超过 AVC 装置对应机组额定容量 $\times 1$ 小时。

2.按月统计考核 AVC 装置调节合格率。电力调度机构 AVC 主站电压或无功指令下达后 2 分钟内,AVC 装置在按指令调整并稳定到死区范围内为合格。调节合格率低于 90%的,每降低一个百分点(不足一个百分点按一个百分点计)按机组额定容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。考核电量最大不超过 AVC 装置对应机组额定容量 $\times 1$ 小时。

3.按月统计考核 AVC 机组无功调用合格率。以并网发电厂最大进相能力曲线为标准,当 AVC 机组发出减磁闭锁时,机组

无功出力绝对值大于机组最大进相能力的 90%为合格，并按月计算合格率。机组无功调用合格率低于 60%的，每降低一个百分点（不足一个百分点按一个百分点计）按机组额定容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。考核电量最大不超过 AVC 装置对应机组额定容量 $\times 1$ 小时。

第八十六条 未经电力调度机构许可，不得擅自改变 AVC 有关参数。

（八）水电厂水库调度

第八十七条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体水库调度开展技术指导和管理工作的。

1.并网主体水库调度运行管理应满足国家和行业规定及电力调度机构的调度规程的要求。

2.电力调度机构及并网主体应做好水调自动化系统的建设管理工作，制定水调自动化系统管理规定，保证系统稳定、可靠运行。电力调度机构及并网主体应保证水调自动化系统维护管理范围内通信通道的畅通，负责水调自动化系统的信息维护。并网主体应按规定向电力调度机构水调自动化系统传送水情雨情信息及水务计算结果，并保证传送或转发信息的完整性、准确度和可靠性。因并网主体自身原因，未按要求传送水情雨情信息且月累计超过 5 天的，每月按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。对并网主体未能按要求建设水调自动化系统或因其他并网主体自身原因，未能向电力调度机构传送水情雨情信息，当月累计超过

5 天的，每月按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核，不足 5 万千瓦时的，按 5 万千瓦时进行考核。

3.并网主体因自然灾害出现大坝溃坝、水淹厂房、发电设备损坏和水库区域内水污染、水环境事件等异常事件，以及重大水库调度事件的，应及时报告电力调度机构。事故处理完成后，并网主体应及时提交事故处理报告，不提交报告的，每次按装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

4.对并网主体的水情数据合格率进行考核。水情数据合格率低于 95%的，每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计）按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

5.并网主体应保证其水情设备连续运行。因并网主体水调自动化系统有关设备原因导致水情信息向电力调度机构传送中断，应在 6 小时内处理完毕。持续时间超过 6 小时，每次按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

6.并网主体对来水进行预测分析并上报。300MW 及以上水电厂在汛期（6~10 月）的日来水预测准确率月平均值应大于等于 80%，每降低一个百分点（不足一个百分点的按一个百分点计）按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

（九）发电侧并网主体高压侧或升压站电气设备

第八十八条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体高压侧或升压站电气设备开展技术指导和管理工作的。

1.发电侧并网主体高压侧或升压站电气设备应根据《电力设

备预防性试验规程》（DL/T596-2021）的要求按周期进行预防性试验，及时排查消除设备的缺陷和安全隐患，确保设备的遮断容量等性能达到电力行业规程要求。若不能达到要求，并网主体应按电力调度机构的要求限期整改。未按期整改的并网主体，不允许并网运行。

2.一次系统和二次系统应相互协调配合，应同步规划、同步设计、同步建设、同步验收、同步运行。一次设备的参数设定及耐受能力应与二次设备相适应。发电侧并网主体高压侧或升压站电气设备的选型设计应满足继电保护、开关、安自装置防拒动和快速切除故障的要求。

3.发电侧并网主体要落实相关防污闪管理标准以及制度，按照要求开展防污闪管理工作。高压侧或升压站电气设备外绝缘爬距应与所在地区污秽等级相适应，不满足污秽等级要求的应予以调整，受条件限制不能调整的应采取其它的防污闪补救措施。

4.发电侧并网主体高压侧或升压站电气设备的接地装置应根据地区短路容量的变化，校核其（包括设备接地引下线）热稳定容量。对于升压站的不接地、经消弧线圈接地、经低阻或高阻接地的系统，必须按异点两相接地校核接地装置的热稳定容量。

5.发电侧并网主体升压站主变中性点接地方式应按照电力调度机构的调度命令执行。

第八十九条 电力调度机构按调度管辖范围对发电侧并网主体高压侧或升压站电气设备运行情况进行如下考核：

1.因并网主体高压侧或升压站电气设备原因引起重大电网事故或电网侧重大设备事故的，每次按装机容量×10 小时的标准进行考核。

2.因并网主体高压侧或升压站电气设备原因引起一般电网事故或电网侧一般设备事故的，每次按装机容量×5 小时的标准进行考核。

3.因并网主体高压侧或升压站电气设备原因发生电力系统安全稳定导则规定的 N-2 事件的，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核。

4.发生开关拒动的，每次按照装机容量×1 小时的标准进行考核。

5.因并网主体自身原因造成升压站电气设备主设备发生非计划停运的，每次按装机容量×0.5 小时的标准进行考核。

6.并网主体高压侧或升压站电气设备主设备发生影响设备和电网安全运行的缺陷，未按时采取措施或安排检修的，每次按装机容量×0.25 小时的标准进行考核。

7.并网主体高压侧或升压站电气设备主设备因其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的，每次按装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

（十）发电机组涉及网源协调保护

第九十条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体发电机组涉及网源协调保护的开展技术指导和管理工作的。

1.并网主体发电机定子过电压保护、转子过负荷保护、定子过负荷保护、失磁保护、失步保护、过激磁保护、频率异常保护、一类辅机保护、超速保护、顶值限制与过励限制、低励限制、过激磁限制等应满足国家、行业等有关规定和具体要求。

2.并网主体发电机组涉及网源协调保护的相关技术规范应满足接入电网安全稳定运行的要求。

第九十一条 电力调度机构按调度管辖范围对发电侧并网主体发电机组涉及网源协调保护的进行如下考核：

1.相关保护设置等不满足国家、行业等有关规定和具体要求的，每次每项按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

2.相关技术规范不满足接入电网安全稳定运行要求的，每次每项按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

（十一）发电侧并网主体设备参数管理

第九十二条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体设备参数开展技术指导和管理工作的。

1.发电侧并网主体应向电力调度机构提供发电机、变压器、励磁系统、PSS及调速系统的技术资料 and 实测模型参数。

2.发电侧并网主体励磁系统及调速系统的传递函数及各环节实际参数，发电机、变压器、升压站电气设备等设备实际参数应满足接入电网安全稳定运行要求。

第九十三条 电力调度机构按调度管辖范围对发电侧并网主体设备参数进行如下考核：

1.相关技术资料未向电力调度机构提供的，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核。

2.相关参数不满足接入电网安全稳定运行要求的，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核。

（十二）电力监控系统和网络安全

第九十四条 发电侧并网主体并网前应按照国家有关技术规范标准构建电力监控系统网络安全保护体系，配备电力监控系统网络安全设备，具备同电力调度机构协同防护、建立完备的网络安全防护体系的条件。

第九十五条 发电侧并网主体电力监控系统应满足《网络安全法》《密码法》《数据安全法》《关键信息基础设施安全保护条例》《网络安全等级保护基本要求》、电力监控系统安全防护规定》和《电力监控系统安全防护总体方案》等要求。

第九十六条 发电侧并网主体并网前应将其电力监控系统安全防护实施方案等有关资料报送电力调度机构审核，并与电力调度机构完成边界网络安全设备、态势感知系统等联调。未按要求报送或未经批准擅自实施或未按时完成联调的，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核。

第九十七条 涉及电网的电力监控系统网络安全设备的检修或技术变更应征得电力调度机构同意，并按有关规定办理。

第九十八条 发电侧并网主体应保证其涉网电力监控系统网络安全设备连续有效运行与监视到位。因并网主体自身原因导

致相关设备运行状态异常的，应在 1 小时内处理完毕；持续时间超过 1 小时的，每次按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

第九十九条 发电侧并网主体应根据网络安全等级保护制度、电力监控系统安全防护评估规范以及密码应用安全性评估等规范性文件要求，委托具备国家认证资质机构定期开展电力监控系统等级保护测评、电力监控系统安全防护评估、密码应用安全性评估等工作，并将测评报告报电力调度机构备案，确保电力监控系统安全防护各项措施落实到位。必要时，电力调度机构可对发电侧并网主体的电力监控系统安全防护落实情况进行抽查。未按要求开展相关工作的，每次每项按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

第一百条 发电侧并网主体未按要求落实涉网侧电力监控系统网络安全措施的，每项按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核；对故意不落实、刻意瞒报漏报等严重情节的，每项按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

第一百〇一条 因发电侧并网主体自身原因导致，且未按要求及时发现并处置的电力监控系统网络安全异常(黑客及恶意代码等攻击和侵害)，如影响范围未超出本厂电力监控系统范围，每次按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核，超出本厂电力监控系统范围的，每次按装机容量 $\times 2$ 小时的标准进行考核。如异常已对相关国家关键信息基础设施安全构成重大威胁的，每次按装机容量 $\times 4$ 小时的标准进行考核。

第一百〇二条 因发电侧并网主体原因导致严重后果的电力监控系统信息安全事件，如导致电力监控系统跨区互联、遭受非法访问、关键数据被篡改等的，每次按装机容量×5 小时的标准进行考核。如对国家关键信息基础设施安全运行造成影响，或产生系统失灵、电力设备误调误控等实际影响电网安全的后果等，每次按装机容量×10 小时的标准进行考核；导致电力生产安全事故的，每次按装机容量×50 小时的标准进行考核。

第三章 考核实施

第一百〇三条 电力调度机构应根据本实施细则，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。考核内容应包括安全管理、运行管理、检修管理、技术指导与管理等方面。已通过市场机制完全实现的，不得在本细则中重复考核。电力现货试点地区电力调度机构可根据当地电力系统运行和电力市场建设实际，统筹做好衔接，提出并网运行考核条款适用调整建议并报能源监管机构同意后实施。

第一百〇四条 电力调度机构负责电力并网运行管理实施细则的具体执行、考核返还、费用计算等（相关考核明细表见附录 3）。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。

第一百〇五条 发电侧并网主体运行管理考核采取收取考核费用的方式。考核费用实行专项管理，全部向相关并网主体进

行返还。其中，抽水蓄能、新型储能和直控型可调节负荷（不含其代理的电力用户）不参与电力并网运行考核费用返还。

第一百〇六条 除非计划停运、调峰等加倍考核外，同一事件同时适用不同条款的考核，考核电量不累加，取考核电量最大的一款。

第一百〇七条 电力调度机构按照调度管辖关系记录和统计并网运行考核情况，按月度统计分析，并向结算各方出具考核凭据。考核事件发生后，电力调度机构应在2日内将相关考核情况（考核项目、预计考核电量）告知被考核并网主体。

第一百〇八条 并网运行考核的数据和有效支撑材料包括：并网调度协议，有国家认证资质机构出具的试验报告，电力调度机构制定的调度计划曲线、检修计划、电压曲线，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）等调度自动化系统的实时数据，电能量遥测采集计费系统的电量数据，当值调度员的调度录音、调度日志，保护启动动作报告及故障录波报告。

第一百〇九条 发电侧并网主体的实际考核电量为以上规定的考核电量之和。开展现货结算运行区域的市场化机组非计划停运期间以所在节点非停时段实时电价的算数平均值作为考核单价，其他时段以所在结算省（区）上一年平均上网电价作为考核单价；非市场化机组或未开展现货结算运行区域的机组以所在结算省（区）上一年平均上网电价作为考核单价。发电侧并网主

体的实际考核金额计算公式如下：非停期间并网主体的实际考核金额计算公式如下：

发电侧并网主体考核金额=发电侧并网主体考核电量×考核单价+黑启动考核金额

第一百一十条 同时与多个省级电网企业有购售电合同关系的发电侧并网主体的实际考核电量按照在各省级电网落地电量的比例分摊。跨省跨区送电配套电源及其机组按调管关系参与月度南方区域受电省（区）并网运行管理考核，同时与多个省级电网企业有购售电合同关系的并网主体的实际考核电量按照在各省级电网落地电量的比例分摊。

第一百一十一条 所有项目均按月度进行考核，并按月进行统计和结算，在下一个月度电量的电费支付环节兑现，月度总考核费用单独进行平衡结算，按发电侧并网主体上网电量或落地电量比例进行返还。发电侧并网主体月度考核结算费用等于该并网主体月度考核返还费用减去月度考核费用。当出现结算费用为负数，且当期发电上网电费不足以抵扣结算费用时，不足部分在下月结算，以此类推，直至将全部结算费用结清为止。

月度考核返还费用按照以下公式计算：

$$f_i = F \times \frac{w_i}{\sum_{i=1}^n w_i}$$

式中， f_i 为返还第*i*个发电侧并网主体的费用， w_i 为第*i*个发电侧并网主体当月上网电量（其中，同时与多个省级电网企业有

购售电合同关系的发电侧并网主体为其在各省（区）落地电量）， F 为月度考核项目的考核总费用， n 为当月纳入区域内某省（区）“两个细则”管理的发电侧并网主体个数。

第一百一十二条 各电网企业代为结算，结算过程如下：

（一）并网主体与电力调度机构确认并网运行考核相关量的统计数据；电力调度机构向相应的结算各方出具考核凭据。

（二）各电网企业按照本细则相关条款规定计算发电侧并网主体考核总费用，发电侧并网主体考核返还费用以及并网主体考核结算费用。

（三）各电网企业出具结算凭据（含并网考核净收入、并网考核费用、并网考核返还费用等），发电侧并网主体按结算凭据开具发票，双方按国家有关规定结算。

第四章 信息披露

第一百一十三条 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。电网企业、电力调度机构应保存并网运行考核相关数据至少两年。

第一百一十四条 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返还结果，制定和完善信息披露标准格式，开放数据接口（相关披露内容见附录5）。

第一百一十五条 电力调度机构应于每月7日前（遇法定

节假日顺延，下同），在相关技术支持系统向调管范围内并网主体公布上月并网运行考核明细初步结果，并提供相关数据便于并网主体计算与核对。并网主体应及时开展数据核对，如存在异议，原则上应在当月 11 日前向电力调度机构提出复核（含考核豁免）申请。电力调度机构原则上应在当月 15 日前完成复核并予以答复。电力调度机构应于当月 18 日前向电力交易机构推送考核和返还公示信息，电力交易机构应于 20 日前向所有市场主体公示。并网主体对公示有异议的，应于 22 日前向电力调度机构提出复核申请，电力调度机构应于 25 日前进行核实并予以答复，电力交易机构应于 26 日前根据电力调度机构最终确认结果发布最终考核和返还结果，同步推送电网企业开展结算。

并网主体对电力交易机构发布的最终考核和返还结果仍有异议的，可向能源监管机构提出申诉，经能源监管机构认定后，相关费用在后续月份考核和返还结果中予以多退少补。

第五章 监督与管理

第一百一十六条 能源监管机构负责电力并网运行的监督与管理，监管本细则的实施，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。并网主体可通过 12398 监管热线、微信公众号和电子邮箱等多种形式向能源监管机构反馈问题和线索。

（一）建立常态化分级监督管理机制

1.南网总调、广州电力交易中心每年对上一年执行本细则情况开展自查自纠，并于 3 月底前形成自查报告报能源监管机构。

2.南网总调每年对上一年各中调执行本细则情况进行评价，并于3月底前将评价结果报能源监管机构。各中调对调管范围内各地调执行本细则情况进行评价，并于3月底前将评价结果报能源监管机构。

3.广州电力交易中心每年对各省级电力交易机构执行本细则情况进行评价，并于3月底前将评价结果报能源监管机构。

4.能源监管机构根据评价排序结果和发现的问题，对相关单位采取约谈、通报或责令整改等措施。

（二）不定期组织专项督查和监管

1.能源监管机构结合实际情况和相关问题线索，坚持问题导向和目标导向，重点围绕考核豁免、电费结算、运行管理、安全管理以及新型主体并网管理等方面，不定期组织对电网企业、电力调度机构、电力交易机构和并网主体执行本细则情况开展专项督查和监管。

2.能源监管机构视情况需要组织第三方专业机构对“两个细则”及辅助服务市场技术支持系统中有关算法、功能与本规则一致性进行核查。

第一百一十七条 建立健全电力并网运行工作管理协调机制。并网主体与电力调度机构、电网企业之间对并网运行、计量统计、考核返还、费用结算等方面存在争议的，应将争议问题提交电力调度机构、电网企业，并抄送能源监管机构；电力调度机构、电网企业应对并网主体提出的争议或问题，组织开展核查，以书面形式向并网主体反馈意见或建议；双方仍不能达成一致

的，可提交能源监管机构依法协调和裁决。并网主体与南网总调、南方电网公司之间存在争议的，由南方能源监管局会同有关单位依法协调和裁决。

第一百一十八条 健全并网调度协议和交易合同备案制度。省级及以上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 个工作日内向能源监管机构备案。与中国南方电网有限责任公司签订并网调度协议和相关交易合同的，向国家能源局备案，并抄送南方能源监管局。

第一百一十九条 建立电力调度运行管理情况书面报告制度。电力调度机构应梳理“两个细则”中各项信息报送要求，一并形成月度和季度报告。省级以上电力调度机构应于次月 10 日前向相关能源监管机构报告上月电力调度运行管理情况。南网总调应在每季度次月 20 日前向国家能源局报告电力调度运行管理情况，并同时报南方能源监管局（相关报告模板参见附录 6）。

第一百二十条 电力调度机构应按要求在电力调度交易与市场秩序厂网联席会议上通报电力调度运行管理情况。

第一百二十一条 电网企业、电力调度机构和并网主体应如实报送与监管事项相关的文件、资料，并按国家规定如实公开有关信息。电网企业应当按能源监管机构的规定将与监管相关的信息系统接入能源监管信息系统。

第一百二十二条 电网企业、电力调度机构、电力交易机

构和并网主体应明确承接本细则相关工作的部门和岗位，制定内部工作流程，按要求做好管理工作，如有问题及时上报能源监管机构。

第一百二十三条 电力调度机构应定期组织第三方专业机构评估本细则执行情况，并在征求相关并网主体意见后，向能源监管机构提出相关建议。能源监管机构根据有关建议和实际情况需要及时调整和完善有关条款及考核标准。

第六章 附则

第一百二十四条 本细则自发布之日起施行，有效期 5 年。原《关于印发<南方区域发电厂并网运行管理实施细则>及<南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则>（2020 年版）的通知》（南方监能市场〔2020〕420 号）同时废止。

第一百二十五条 本细则由南方能源监管局会同云南、贵州能源监管办负责解释。

附录 1

偏差电量、偏差率和曲线考核电量计算方法

96 点调度自动化系统关于计算发电侧并网主体的调度计划出力、调度计划电量、调度计划偏差电量、调度计划偏差率、调度计划偏差考核电量的计算方法如下：

一、调度计划出力 P_{0k}

k 时段点（对应调度自动化系统的日调度计划曲线的 96 个时刻）的调度计划出力 P_{0k} 是该点的出力，其中：

$$k = 1, 2, \dots, 96$$

二、调度计划电量 W_{0i}

日调度计划曲线第 i 个间隔的调度计划电量 W_{0i} 是第 i-1 点与第 i 点的调度计划出力点的连线在 15 分钟内的积分，用公式表示为：

$$W_{0i} = (P_{0i-1} + P_{0i})/2 \times 15/60$$

$$i = 1, 2, \dots, 96$$

注： P_{00} 是上一日第 96 点的调度计划出力。

三、调度计划偏差电量 ΔW_i

日调度计划曲线第 i 个间隔的调度计划偏差电量 ΔW_i 是该间隔遥测系统采集的实际电量 W_{1i} 与该间隔的调度计划电量 W_{0i} 的差值，实际发电量指发电侧并网主体机端关口表电量，用公式表示为：

$$\Delta W_i = W_{1i} - W_{0i}$$

$$i = 1, 2, \dots, 96$$

四、调度计划偏差率 ΔW_i %

调度计划偏差率 ΔW_i %是指调度计划偏差电量 ΔW_i 对同一时间间隔的调度计划电量 ΔW_{0i} 的比值，用公式表示为：

$$\Delta W_i \% = \frac{\Delta W_i}{\Delta W_{0i}} \times 100 \%$$

$$i = 1, 2, \dots, 96$$

五、调度计划偏差考核电量 Q_1, Q_2

$$Q_1 = (\max(\Delta W_i - W_{0i} \times m\%, 0)) \times 2$$

$$Q_2 = |\min(\Delta W_i + W_{0i} \times n\%, 0)| \times 2$$

其中， Q_1 为超出正偏差的考核电量， Q_2 为超出负偏差的考核电量， i 为超出正负偏差率的时段， $m\%$ 为允许正偏差率， $n\%$ 为允许负偏差率。

附录 2

超额部分非计划停运考核费用 返还计算标准

一、发电侧并网主体的系统运行贡献度计算方法

$$C_{i,c} = \frac{Q_{i,cn}}{P_{i,c} * (1 - d_{i,c})} = \frac{Q_{i,cs} - Q_{i,cz}}{P_{i,c} * (1 - d_{i,c})}$$

其中， $C_{i,c}$ 代表发电侧并网主体 i 的系统运行贡献度， $d_{i,c}$ 代表发电侧并网主体 i 的厂用电率（取各机组厂用电率的算术平均值）， $Q_{i,cn}$ 代表发电侧并网主体 i 的系统运行所需电量， $Q_{i,cs}$ 代表发电侧并网主体 i 的当月实际上网电量， $Q_{i,cz}$ 代表电厂 i 的当月自身原因上网电量， $P_{i,c}$ 代表发电侧并网主体 i 的装机容量。发电侧并网主体自身原因电量认定的原则为：

1.发电侧并网主体因自身原因申报调试、试验或出力限低：以机组试验单、限低单和调度日志记录为准，实际开始日期至结束日期之间的机组上网电量计为发电侧并网主体自身原因电量，日内实际试验或限低不足 3 小时的情况不纳入统计。

2.热电联产机组“以热定电”：实测流量对应的出力下限曲线积分电量。

3.发电侧并网主体特殊需求：发电侧并网主体存在设备、人身安全等问题需申请特殊开机时，由发电侧并网主体向调

度机构提交盖章版书面申请，经安全校核通过后批准安排，经批复的实际开始日期至结束日期之间的机组上网电量（按天统计，取快报数）计为发电侧并网主体自身原因电量。

4.其他原因：根据政府文件等要求或经认定的其他情况安排，实际开始日期至结束日期之间的机组上网电量计为发电侧并网主体自身原因电量。

若同一自然日内存在上述多个因素的影响电量，取其中的最大值作为该日的自身原因电量。

二、分档确定奖励系数

将 $C_{i,c}$ 分别在同类型的燃煤燃气机组中从大到小进行排序，各取前 25%（只取整数位，下同）第一档，对应发电侧并网主体的奖励系数 RC_i 取 4.0；各取前 25%至 50%为第二档，对应发电侧并网主体的奖励系数 RC_i 取 2.0；各取前 50%至 75%为第三档，对应发电侧并网主体的奖励系数 RC_i 取 1.0；其余为第四档，对应发电侧并网主体的奖励系数 RC_i 取 0.5。

三、考核费用返还

$$R_{i,c} = R_{all} * \frac{Q_{i,cs} * RC_i}{\sum Q_{i,cs} * RC_i}$$

其中， $R_{i,c}$ 代表发电侧并网主体 i 的当月考核返还费用， R_{all} 代表所有在运发电侧并网主体当月超出原标准部分的非计划停运（含等效非计划停运）考核费用（燃煤燃气机组非

停考核返还时, R_{all} 代表燃煤燃气机组当月加倍考核的非计划停运费用)。

电力调度机构应按月披露超出原标准部分的非计划停运考核费用返还情况, 包括但不限于具体返还对象、费用、电量及计算参数。

附录 3

南方区域电力并网运行考核相关表格
(模板)

电力调度机构应按常规电源（含火电、核电和）、风电、光伏、储能和可调节负荷分别制定并网运行考核与返还、辅助服务补偿与分摊结果表，并将一次调频、非计划停运等考核与返还单独列支，并提供相关参数，便于并网主体自主核对，具体表格参考如下。

表 1. 20XX 年 X 月 XX 发电侧并网主体并网运行考核结果表

并网主体名称	区域	安全管理考核电量 (兆瓦时)	信息报送管理考核电量 (兆瓦时)	调度纪律考核电量 (兆瓦时)	调度计划曲线考核电量 (兆瓦时)	AGC考核电量 (兆瓦时)	AVC考核电量 (兆瓦时)	电压曲线合格率考核电量 (兆瓦时)	调峰考核电量 (兆瓦时)	黑启动考核电量 (兆瓦时)	旋转备用考核电量 (兆瓦时)	功率振荡考核电量 (兆瓦时)	燃料管理考核电量 (兆瓦时)	水电振动区考核电量 (兆瓦时)	检修管理考核电量 (兆瓦时)	技术监督考核电量 (兆瓦时)	考核合计 (兆瓦时)	上网电量 (兆瓦时)
合计																		

表 2. 20XX 年 X 月 XX 发电侧并网主体一次调频考核返还结果表

并网主体名称	区域	小频差考核电量 (兆瓦时)	大频差考核电量 (兆瓦时)	考核合计 (兆瓦时)	上网电量 (兆瓦时)	小频差返还金额 (元)	大频差反馈金额 (元)	是否参与返还	备注
风电场汇总								否	详见专项报表
光伏电站汇总								否	详见专项报表
储能电站								否	详见专项报表
XX 电厂								是	
...									
合计									

备注：一次调频的考核分为小频差、大频差两种类型，一次调频的考核与返款单独核算。

附录 4

南方区域燃煤电厂电煤预警启动条件

淡旺季	预警等级	运距不大于 50 公里 电厂	运距大于 50 公里小于 100 公里 汽车运输电厂	运距大于 50 公里小于 100 公里 铁路运输电厂	运距大于 100 公里 电厂	海陆联运 电厂	褐煤电厂
旺季	白色	15	15	15	15	15	15
	黄色	12	12	12	12	12	10
	红色	7	7	7	7	7	5
淡季	白色	15	15	15	20	25	15
	黄色	12	12	12	15	20	10
	红色	7	7	7	7	10	5

备注：褐煤电厂是指机组设计煤种为褐煤，或者前一年实际燃用褐煤占总电煤比例 50%以上。

附录 5

20XX 年 X 月南方区域（XX 省/区） 月度信息披露报告

（模板）

一、并网运行管理基本情况

（一）基本情况

- 1.电源情况：各类电源成分、装机容量及有效装机容量。
- 2.电力电量情况：负荷情况，统调购电成分及购电量。
- 3.电力供应情况：包括错峰限电、有序用电、需求响应缺燃料停机情况；以清单形式填报断面受限情况，包括存在时间、影响电源等；以清单形式填报长期顶峰断面和电源情况，包括顶峰断面、对应顶峰电源、顶峰时长等；以清单形式填报进相运行电源情况，包括电源、进相运行存在时间等。
- 4.西电情况：以清单形式填报西电各通道（含省外或区外电源）情况，包括上月电力电量实际执行情况、次月电力电量计划执行情况、执行偏差率、偏差原因等。

（二）安全管理情况

- 1.系统运行风险期发布情况等。

（三）运行管理情况

- 1.各类电源参与一次调频和二次调频情况，一次调频部分包括小扰动和大扰动下考核与返还情况，各类电源一次调频动作性能等情况；二次调频部分包括各类电源收益等情况。

2.各类电源参与启停调峰、深度调峰情况，考核与返还情况等。

3.以清单模式填报各类电源非计划停运情况，非计划停运考核费用超原标准部分返还情况等。

4.以图表形式填报日前旋转备用计划预留情况和日内旋转备用实际预留情况。

5.以图表形式填报日前负荷预测情况和当日实际情况。

6.燃煤燃气机组燃料管理情况，包括存量、价格、受限原因和主要影响等。

7.黑启动、AGC、AVC、电压曲线、功率振荡和水电振动区管理基本情况。

8.以清单形式填报清洁能源弃风限电情况，包括弃电量、弃电原因、影响机组等。

（四）检修管理情况

1.电源检修情况

以清单模式填报各类电源机组上月计划检修执行情况和次月计划检修情况，包括检修机组、装机容量、检修起止时间、当月有效装机容量、检修原因、检修提前或推迟原因等。

2.电网检修情况

以清单模式填报电网 110kV 及以上线路上月检修实际执行情况和次月计划情况，包括线路名称、线路容量、检修起止时间、影响电源情况、检修原因、检修提前或推迟原因等。

（四）考核与返还报表

二、辅助服务管理情况

（一）基本情况

1. 总体分析各类并网主体及市场化用户参与不同辅助服务的情况（含已进入市场的品种），包括市场化用户度电分摊情况。

2. 当月差额资金使用情况。

（二）不同品种运行情况

1. 按辅助服务品种划分，以报表形式填报，不同并网主体的提供与调用情况。

2. 按辅助服务品种划分，以报表形式填报，不同并网主体和市场化用户的补偿与分摊情况。

3. 分析抽水蓄能电站优先调用情况，以清单形式填报机组抽水和发电利用小时、效率等。

（三）补偿与分摊报表

附录 6

20XX 年 X 月南方区域（XX 省（区）） 电力调度运行管理情况报告 (模板)

一、调度运行基本情况

(一) 基本情况

- 1.电源情况：各类电源成分、装机容量及有效装机容量。
- 2.电力电量情况：负荷情况，统调购电成分及购电量。
- 3.电力供应情况：包括错峰限电、有序用电、需求响应，一次能源供应及价格情况，缺燃料停机情况；以清单形式填报断面受限情况，包括存在时间、影响电源、计划恢复时间等；以清单形式填报长期顶峰断面和电源情况，包括顶峰断面、对应顶峰电源、顶峰时长、计划缓解措施、计划恢复时间等；以清单形式填报进相运行电源情况，包括电源、进相运行存在时间、计划缓解措施、计划恢复时间等。
- 4.西电情况：以清单形式填报西电各通道（含省外或区外电源）情况，包括上月电力电量实际执行情况、次月电力电量计划执行情况、执行偏差率、偏差原因、造成影响等。

(二) 安全管理情况

- 1.辖区内涉网安全及试验、反事故措施、应急预案、安全事故、安全评价等情况。
- 2.系统运行风险期发布情况。

(三) 运行管理

1.各类电源参与一次调频和二次调频情况，一次调频部分包括小扰动和大扰动下考核与返还情况，各类电源一次调频动作性能等情况；二次调频部分包括各类电源收益等情况。

2.各类电源参与启停调峰、深度调峰情况，考核与返还情况。

3.以清单模式填报各类电源非计划停运情况，非计划停运考核费用超原标准部分返还情况，争议及争议处理情况。

4.黑启动试验、考核与返还情况。

5.以图表形式填报日前旋转备用计划预留情况和日内旋转备用实际预留情况。

6.以图表形式填报日前负荷预测情况和当日实际情况。

7.燃煤燃气机组燃料管理情况，包括存量、价格，受限原因，主要影响等。

8.AGC、AVC、电压曲线、功率振荡和水电振动区管理基本情况。

9.以清单形式填报清洁能源弃风限电情况，包括弃电量、弃电原因、影响机组、涉及经济损失等。

（四）检修管理情况

1. 电源检修情况

以清单模式填报各类电源机组上月计划检修执行情况和次月计划检修情况，包括检修机组、装机容量、检修起止时间、当月有效装机容量、检修原因、检修提前或推迟原因等。

2. 电网检修情况

以清单模式填报电网 110kV 及以上线路上月检修实际执行情况和次月计划情况，包括线路名称、线路容量、检修起止时间、影响电源情况、检修原因、检修提前或推迟原因等。

3. 其他情况

因电网原因临时变更检修计划造成相关并网主体经济损失的，详细阐述事件原因、经过、责任认定等。

（五）技术指导与管理情况

按技术类型和电源类型分别填报技术指导与管理相关工作开展情况。

二、电力辅助服务情况

（一）基本情况

1. 总体分析各类并网主体及市场化用户参与不同辅助服务的情况（含已进入市场的品种），包括市场化用户度电分摊情况。

2. 当月差额资金使用情况。

（二）不同品种运行情况

1. 按辅助服务品种划分，以报表形式填报，不同并网主体的提供与调用情况。

2. 按辅助服务品种划分，以报表形式填报，不同并网主体和市场化用户的补偿与分摊情况。

3. 分析抽水蓄能电站优先调用情况，以清单形式填报机组抽水和发电利用小时、效率等。