

国家能源局南方监管局文件

南方监能市场〔2020〕420号

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

云南、贵州能源监管办，中国南方电网有限责任公司，广东、广西、云南、贵州、海南电网有限责任公司，深圳供电局有限公司，各有关单位：

《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》（以下简称“两个细则”）自实施以来，为优化电力资源配置，保障电力系统安全稳定运行发挥了积极作用，成效显著。为进一步提升“两个细则”科学性和公平性，结合南方区域实际，我局组织对南方区域“两个细则”（2017

版)进行了修订,并对社会公开征求意见。修订内容涉及黑启动管理、非计划停运考核、燃料管理、一次调频考核等 11 个方面内容,共形成修订意见 30 条,并根据上述修订意见形成了南方区域“两个细则”(2020 版)(见附件 1)。现予印发,并提出以下要求,请认真贯彻执行。

一、各有关单位要认真学习“两个细则”(2020 年版)内容,进一步提高认识,优化机组性能,提高运行管理水平,做好执行前期准备工作。

二、南方电网电力调度控制中心及各省级调度机构(含按省级电力调度机构管理的地级市电力调度机构)要进一步加强“两个细则”执行管理,规范信息披露、复核申请及答复、结果报送等流程,抓紧完成技术支持系统改造,并及时将有关情况报送能源监管机构,2021 年 4 月 1 日起正式执行“两个细则”(2020 年版)。

三、在正式执行前,仍按照原有“两个细则”(南方监能市场〔2017〕440 号)对应条款进行考核和补偿。

各单位在执行中遇到问题,请及时向我局反映。

联系人:左琦

联系电话:020-85125221

附件:1.南方区域“两个细则”(2020版)

- 1-1.南方区域发电厂并网运行管理实施细则（2020年版）
- 1-2.南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则（2020年版）
- 1-3.南方区域风力发电场并网运行及辅助服务管理实施细则（2020年版）
- 1-4.南方区域光伏电站并网运行及辅助服务管理实施细则（2020年版）
- 1-5.南方区域电化学储能电站并网运行管理及辅助服务管理实施细则（试行）
- 2.南方区域“两个细则”修订内容

南方能源监管局

2020年12月16日

南方区域发电厂并网运行管理实施细则 (2020 年版)

第一章 总则

第一条 为保障广东、广西、云南、贵州、海南五省（区）（以下简称“南方区域”）电力系统的安全、优质、经济运行，促进厂网协调，维护电力企业合法权益，根据《发电厂并网运行管理规定》（电监市场〔2006〕42号）以及国家有关法律法规和电力行业相关标准，制定本细则。

第二条 发电厂并网运行应遵循电力系统客观规律，贯彻安全第一的方针，实行统一调度，坚持公开、公平、公正的原则。

第三条 本细则适用于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）直接调度的发电厂，地市级电力调度机构调度的容量为 30MW 及以上风力发电场、10kV 及以上并网的集中式光伏电站，容量为 2MW/0.5 小时及以上的电化学储能电站，自备电厂。其余并网发电厂（含地方电网并网发电厂）参照执行。

本细则所称发电厂包括火力发电厂（含燃煤电厂、燃气电厂、燃油电厂、生物质电厂等电厂，其中生物质发电类型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)、水力发电厂、核电厂、风力发电场、光伏电站等。向南方区域售电的区域外电源(以下简称区外电源)纳入并网运行管理范围,条件具备时启动考核工作。抽水蓄能电站的实施细则根据有关政策另行制定。

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。

第四条 新建发电机组完成以下工作之后开展并网运行考核及结算。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)要求完成分部试运、整套启动试运;新建水力发电机组按《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。风力发电场、光伏电站、电化学储能电站完成并网调试后的当月即开展并网运行考核及结算。

第五条 南方区域能源监管机构依法对区域内并网发电厂运行管理及考核情况实施监管。依据本细则和能源监管机构授权,电力调度机构负责对所辖电网内并网发电厂运行考核管理,定期向电网企业和并网发电厂公布考核结果。电网企业根据考核结果,负责对所辖电网内并网运行发电厂考核与补偿结果进行结算。并入地方电网的并网发电厂和自备电厂的考核与补偿结算有关规定另行制定。

第六条 并入地方电网运行、符合本细则规定的并网发电厂和自备电厂应按照要求,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。地方电网应配合电力调度机构做好考核及结算工作。

第二章 运行管理

一、安全管理

第七条 电力调度机构负责电力系统运行的组织、指挥、指导和协调。电网企业、并网发电厂、电力用户有义务共同维护电力系统安全稳定运行。

第八条 并网发电厂应严格遵守国家法律法规、国家标准、电力行业标准、电力调度规程及相应电力调度机构的专业管理规程规定。

第九条 并网发电厂涉及电网安全稳定运行的继电保护和自动装置、调度通信、调度自动化、电力监控系统网络安全、励磁系统及电力系统稳定器（PSS）装置、调速系统、高压侧或升压站电气设备等运行和检修安全管理制度、操作票和工作票制度等，应符合所在电网有关安全管理的规定。

第十条 电力调度机构应针对电力系统运行中存在的安全问题，及时商并网发电厂制定反事故措施；并网发电厂应落实电力调度机构制定的反事故措施。对并网发电厂一、二次设备中存在影响系统安全运行的问题，并网发电厂应与电力调度机构共同制定相应整改计划，并确保计划按期完成。

对于延期执行反事故措施或整改计划，每项按装机容量×0.2

小时的标准进行考核；造成后果的，每项按装机容量×1小时的标准进行考核。

第十一条 并网发电厂应按《电力企业应急预案管理办法》（国能安全〔2014〕508号）的规定，编制（修订）应急预案，落实相应措施，按要求参加联合反事故演习。对于未制定事故处理预案的并网发电厂，每次按装机容量×1小时的标准进行考核；对于不参加电网联合反事故演习的并网发电厂，每次按装机容量×2小时的标准进行考核。

第十二条 电力调度机构应及时向并网发电厂通报影响该电厂的电力系统事故情况、原因及影响。并网发电厂应按照《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（国务院令 第599号）的规定配合相关电网企业进行事故调查，并提供事故调查所需资料。并网发电厂拒绝配合的，按装机容量×2小时的标准进行考核。

第十三条 电力调度机构应根据系统运行风险提出发电厂侧风险防控措施要求；并网发电厂应组织落实相关风险防范措施，对于未严格执行措施导致相应设备不能正确动作的，按装机容量×1.5小时的标准进行考核。

第十四条 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，并网发电厂应贯彻落实，按规定时间向电网企业或电力调度机构报告各项工作准备情况。未按时报送措施落实情况的，每

次按装机容量×1 小时的标准进行考核。

第十五条 并网发电厂应按电力调度机构涉网安全检查提出的整改措施，制定整改方案和计划，落实整改措施，将整改计划及结果报电力调度机构。电网企业应配合并网发电厂落实整改措施。未按要求时限完成整改、且对电力系统运行构成重大安全隐患的发电机组，不允许并网运行。因并网发电厂原因未按计划完成整改的，每项按装机容量×1 小时的标准进行考核。

第十六条 并网运行发电厂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。

第十七条 并网运行机组大修、控制系统变更后应按照相关规定或者电力调度机构的要求重新进行相关涉网试验，提交相关试验报告。并网发电厂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。

第十八条 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、调度运行管理

第十九条 并网发电厂和电力调度机构应根据平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则，签订并网调度协议。无并网调度协议，发电厂不得并网运行。

第二十条 并网发电厂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。

第二十一条 并网发电厂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。

出现下列情况之一者，按以下标准对并网发电厂进行考核。

（一）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。

（二）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。

（三）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。

（四）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。

(五) 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。

(六) 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。

第二十二条 电力调度机构应根据系统安全需要制定黑启动方案, 合理确定关键路径黑启动电源。黑启动方案中承担黑启动(含 FCB)任务的发电厂, 应具备机组黑启动功能, 做好黑启动机组维护, 保障系统快速恢复能力。黑启动方案没有明确承担黑启动任务的的机组可自愿申请建设黑启动功能。

(一) 承担黑启动(含 FCB)任务的发电厂, 应具备机组黑启动功能, 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功能的机组, 在确定为黑启动任务机组的一年内, 完成黑启动机组功能建设并通过试验, 超期仍不具备机组黑启动功能或未通过试验的, 每月按黑启动服务能力补偿标准 R_6 进行考核, 直至具备功能为止。

(二) 因电厂自身原因不具备黑启动能力或试验不合格时, 发电厂应立即报告所属电力调度机构。在黑启动协议有效期内, 机组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

$R_6 \times 2$ 进行考核，直至机组通过黑启动试验并具备黑启动能力为止。

(三) 电力调度机构检查发现机组不具备黑启动能力，而发电厂未报告电力调度机构的，每次按黑启动服务能力补偿标准 $R_6 \times 10$ 对发电厂进行考核。在黑启动协议有效期内，机组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 $R_6 \times 2$ 对发电厂进行考核，直至机组通过黑启动试验并具备黑启动能力为止。

(四) 发电厂必须严格按照安全管理规定执行各项黑启动安全管理措施。出现下列情况之一者，对发电厂按以下标准进行考核。

1. 未对黑启动直接相关设备进行维护，每次按黑启动服务能力补偿标准 $R_6 \times 0.5$ 进行考核。

2. 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，相关预案未及时报电力调度机构备案，每次按黑启动服务能力补偿标准 $R_6 \times 0.5$ 进行考核。

3. 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 $R_6 \times 0.5$ 进行考核。

4. 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 $R_6 \times 0.25$ 进行考核。

5. 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，每次按黑启动服务能力补偿标准 $R_6 \times 2$ 进行考核。

6.影响黑启动功能的检修项目，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 $R_6 \times 2$ 进行考核。

(五)因电厂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 $R_6 \times 10$ 进行考核。

第二十三条 电力调度机构对并网发电厂（机组）日发电计划曲线执行偏差进行统计和考核。电力调度机构编制次日的发电计划曲线，并下达至各发电厂。并网发电厂（机组）日发电计划曲线为下一日机组计划发电出力对时间的函数，其横坐标为时间，纵坐标为机组计划发电出力，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）”。

每一分钟发电计划出力由发电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分钟整点的发电出力、 P_{n+1} 为96点计划曲线上的下一15分钟整点发电出力、*i*取值为0~14。

第二十四条 发电计划曲线应按以下要求传送：

(一)并网发电厂于当日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，将下一日的发电计划曲线送达并网发电厂指定的接收装置。

(二)如遇传送通道故障或其它原因导致发电计划曲线无法在规定的时间内传送到并网发电厂指定的接收装置上,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发电计划指令下达至并网发电厂。

(三)电力调度机构、并网发电厂的有关人员应积极配合,相互协作,以确保发电计划曲线的正确传送。

第二十五条 值班调度员有权按规定修改日发电计划曲线,修改后的日发电计划曲线应提前 30 分钟下达给并网发电厂,不足 30 分钟下达的负荷曲线,自下达时刻起 30 分钟内免除发电计划曲线考核。

第二十六条 根据调度自动化系统所采集的每时段发电机组发电量与下达的对应时段发电机组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 的标准进行考核。

第二十七条 常规并网发电厂(机组)、核电厂(机组)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。

第二十八条 并网发电厂有如下情况之一,可免于发电计划曲线考核:

(一) 机组投入 AGC 期间。

(二) 一次调频正确动作导致的偏差。

(三) 机组启动和停运过程中的偏差。

(四) 当出现系统紧急情况，机组按照调度指令紧急调整出力时。

(五) 机组发生非计划停运导致偏离发电计划曲线时，纳入机组非计划停运考核。

(六) 穿越水轮机振动区造成的计划电量偏差。

(七) 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。

(八) 下达的发电计划曲线变动率超出机组调节能力时。

(九) 燃气轮机在达到温控运行时造成的计划电量的偏差。

第二十九条 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，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：

（一）发电企业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电网月度检修计划，因电厂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。

（二）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。

（三）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：

（一）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。

（二）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。

(三) 对于区域刚性缺煤、运煤或输气通道受限、上游供气公司事故、煤矿事故等非电厂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免考申请，相关省（区）政府部门或能源监管机构出具审核意见后，可免于非计划停运考核。

煤电、生物质、核电、水电及燃气、燃油机组等效停运时间定义：

煤电、生物质、核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。

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）或理论最大出力（水电、燃气、燃油）或上报发电出力减少的量、 $P_{N,i}$ 为机组的额定功率、 t_i 为

出力不足持续的时间。

第三十条 电力调度机构按月对并网发电厂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和当月纳入考核的等效停运时间各以300小时封顶。对于恶意非计划停运情况，经查实每次额外考核100万千瓦时电量。

在电网发布的系统运行风险生效期内，相关电厂未严格执行风险防范措施，导致出现非计划停运的，按上述标准的2倍计算考核风险生效期内的非计划停运电量。

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倍计算非计划停运电量。

第三十一条 并网发电厂有以下情况之一的，可免于非计划停运考核：

(一)非电厂原因导致的非计划停运,包括电网设备故障导致的机组非计划停运、因供水或供气管道等设备被外力损坏导致机组非计划停运。

(二)机组调试期间发生的非计划停运。

(三)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。

(四)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。

第三十二条 对并网发电机组一次调频的投入情况及相关性能进行考核。

(一)以一分钟为一个时段,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规定值的计为不合格。循环流化床、水煤浆、煤矸石机组一次调频动作合格的门槛值,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大于 35%,判动作合格,否则不合格。其他类型机组适用的比值为 50%。其中,实际出力变化量是指相邻一分钟实际出力之差。

受云南异步联网影响,为确保电网频率稳定,云南电网内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 0.06Hz。

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1分钟内，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。

(二)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。

(三) 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 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

(四) 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 $\times 0.25$ 小时的标准进行考核。

(五) 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。

(六) 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。

(七) 并网发电机组有以下情况之一的, 一次调频可免于考核:

1. 机组一次调频动作调节目标超出机组可调节出力范围的。
2. 同时存在 AGC 指令的。
3. 机组退出 AGC 时, 因发电计划改变, 机组处于加减负荷时段的。
4. 机组大修后一次调频功能退出做试验, 未超过 24 小时的。
5. 核电机组大修后启动未超过 10 天的。

6.燃—蒸联合循环机组的汽机与燃机不同轴的。

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.非电厂原因造成一次调频不合格。

9.供热机组由于当前供热量发生正负 15%及以上突变导致的考核。

10.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考核。

11.因电网运行要求需电厂退出一次调频运行的时段。

12.经电力调度机构值班调度员同意退出一次调频进行试验期间。

13.为保系统安全，按电力调度机构值班调度员要求修改相关定值导致一次调频不满足要求的。

14.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考核。

第三十三条 并网发电机组提供单机自动发电控制（AGC），其 AGC 月可用率应达到以下标准：煤电、生物质和水电为 85%，燃气和燃油机组为 95%。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)] $\times 100\%$ ，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 投入下限的时间免于考核。

第三十四条 并网发电机组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。并网发电机组 AGC 调节范围应满足并网调度协议的约定。

(一) 火电机组 AGC 响应时间应小于 1 分钟，水电机组 AGC 的响应时间应小于 20 秒。

(二) 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。

(三) AGC 调节精度不超过 1%。

按以下标准对并网发电机组单机 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 对并网发电机组提供厂级自动发电控制服务采用以下考核方式：

厂级 AGC 控制机组按单一机组进行管理。

（一）火电机组 AGC 响应时间应小于 1 分钟，水电机组 AGC 的响应时间应小于 20 秒。

（二）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。

（三）厂级 AGC 调节精度为 1%。

按以下标准对并网发电机组厂级 AGC 性能进行月度考核：

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

第三十六条 并网发电机组有以下情况之一的，可免于 AGC 考核：

（一）AGC 的执行速率及精度受一次调频动作影响，造成考核时。

（二）当机组调节范围处在死区或超出调节范围时，由于 AGC 调节误差达不到造成考核时。

(三) 机组负荷平稳时段(即无 AGC 变化指令)造成考核时,超出 12 小时部分免于考核。

(四) 水电机组因水头受限或在振动区运行造成考核时。

(五) 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。

(六) 燃气轮机在达到温控运行时造成的考核。

第三十七条 因电厂原因导致 AGC 不能投运期间,其合格率按 0%计算,非电厂原因导致 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机组,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。

第三十九条 对并网发电厂的母线电压曲线合格率按以下条款考核:

(一) 并网发电厂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。

发电厂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。

(二) 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 $\times 0.25$ 小时的标准进行考核。

(三) 机组励磁系统性能（包括进相能力）达不到第六十九条规定的，期间所发生电压曲线考核电量按上款 2 倍计算。

(四) 若并网发电厂已经达到无功调节极限能力，但母线电压仍然不合格，该时段免于考核。

(五) 全厂停电及停机期间，免于考核。

(六) 非电厂原因造成的母线电压不合格的，该时段免于考核。

(七) 当月电压曲线考核电量最大不超过当月装机容量 $\times 2.5$ 小时。

(八) 并网发电厂发电机组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 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

第四十条 调峰包括基本调峰和有偿调峰，其分类方法见《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》。并网发电厂应按机组能力参与电力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。

(一) 当并网发电厂机组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，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。最大发电能力缺额部分计入第二十九条规定的等效

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，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} 为机组调峰能力下限； P'_{\min} 为机组申报出力下限。

(二)若并网电厂未在1小时内向电力调度机构申报修改机组的可调出力上限或下限，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，缺额部分按照第二十九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，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。

(三)启停调峰机组、冷备用机组未按调度指令时间并网或解列，按照第二十九条规定的非计划停运进行考核。

(四)以上第(一)、(二)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。

第四十一条 提供旋转备用辅助服务的发电厂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，不按时间报送的，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）×受限时间。

第四十二条 电力调度机构对安装 AVC 装置的并网发电厂 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 装置的并网发电厂按投运率进行考核。AVC 投运率的统计按照电厂 AVC 子站、各 AVC 机组分别统计。

（一）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×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电厂 AVC 子站的时间。
- 3.电厂第一台 AVC 机组自并网至最小技术出力稳定运行的

时间。

4.电厂最后一台 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。

（二）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×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。调节合格率计算公式为：

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

第四十三条 并网发电厂应加强机组试验管理、参数管理及运行管理，防止机组功率振荡。机组功率振荡按以下条款考核：

（一）电厂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。每发生上述一次功率振荡事件，按装机容量×1 小时进行考核。

（二）非电厂原因造成的机组功率振荡免于考核。

第四十四条 并网火电厂要加强燃料管理，确保可用燃料储量满足相关规定。当可用燃料低于规定要求时，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。

对于区域刚性缺煤、运煤通道受限、煤矿事故等非电厂自身原因造成可用燃料低于规定要求，由有关发电企业在停机后或未停机次月 10 个工作日内提出免考申请，相关省（区）政府部门或能源监管机构出具审核意见后免于燃料考核。

第四十五条 水电机组正常运行出力范围应满足国标、行标要求，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，每月按当月装机容量×0.25 小时的标准进行考核，不足 10 万元的，按照 10 万元进行考核。如非电厂原因和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。振动区范围不满足水轮机设计标准的须进行整改，超过水轮机检修规程规定的一个

大修周期内未完成整改的，每月按当月装机容量×0.25 小时的标准进行考核，不足 10 万元的，按照 10 万元进行考核。

《水轮机基本技术条件》（GB/T15468-2006）对水轮机振动区标准规定如下：

1.在空载情况下应能稳定地运行。

2.在规定的最大和最小水头范围内，水轮机应在下表所列功率范围内稳定运行。对于混流式水轮机，在保证运行范围内出现强振，应采取相应措施或避振运行。

水轮机形式	相应水头下的机组保证功率范围/%
混流式	45-100
定浆式	75-100
转浆式	35-100
冲击式	25-100

该标准适用于符合下列条件之一的水轮机产品：

1.功率为 10MW 及以上。

2.混流式、冲击式水轮机，转轮公称直径 1.0m 及以上。

3.轴流式、贯流式水轮机，转轮公称直径 3.3m 及以上。

水轮机振动区因不满足水轮机设计标准进行整改后，仍不能满足国标、行标要求的，可由第三方鉴定机构出具证明后向能源监管机构申请豁免考核。

三、检修管理

第四十六条 并网发电厂应根据《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管辖范围内并网发电厂设备检修计划。检修计划确定之后，厂网双方应严格执行。

第四十七条 电网设备检修如影响并网发电厂送出能力，应尽可能与发电厂设备检修配合进行。

第四十八条 并网发电厂由于自身原因变更检修计划，包括无法按时开工、延长检修工期、增加检修工作项目等，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它并网发电厂的检修计划统筹安排；确实无法安排变更时，应及时通知该并网发电厂按原批复计划执行，并说明原因。

第四十九条 因电网原因需变更并网发电厂检修计划时，包括发电厂检修计划无法按期开工、中止检修工作等，电网应提前与并网发电厂协商。

第五十条 电力调度机构应合理安排调度管辖范围内继电保护及安全自动装置、电力调度自动化、电力监控系统网络安全及电力调度通信相关等二次设备的检修。并网发电厂此类涉网设备（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并网发电厂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。

第五十一条 并网发电厂调度管辖范围内设备检修工作由于并网发电厂自身原因出现以下情况之一者，每次按装机容量×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(不含 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) 因并网发电厂自身原因, 导致电力调度机构批准的计划检修工作临时取消。

第五十二条 由于电厂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 次以上(含 2 次), 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

第五十三条 电力调度机构按照能源监管机构的要求, 对并网发电厂开展技术指导和管理工作的。

第五十四条 电力调度机构技术指导和管理的主要范围包括: 并网发电厂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、励磁系统和电力系统稳定器(PSS)装置、调速系统和一次调频系统、直流系统、高压侧或升压站电气设备以及涉及机网协调的相关设备和参数等。

第五十五条 并网发电厂涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置、通信设备、自动化设备、电力监控系统网络安全设备、励磁系统及 PSS 装置、调速系统、直流系统、高压侧或升压站电气设备等应纳入南方区域电力系统统一规划、设

计、建设和运行管理,其技术性能和参数应达到国家及行业规定。

(一) 一次调频和自动发电控制

第五十六条 并网发电厂的机组必须具备投入一次调频功能。

第五十七条 机组一次调频功能的实现:

(一) 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。

(二) 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。

第五十八条 机组一次调频应满足以下技术要求:

(一) 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%。

(二) 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% 。

(三) 机组一次调频死区

火电机组不大于 ± 0.033 赫兹,水电机组不大于 ± 0.05 赫兹(其中,海南省在联网情况下,不大于 ± 0.2 赫兹),核电机组不大于 ± 0.066 赫兹。

(四) 机组一次调频响应滞后时间

当电网频率变化达到一次调频动作值到机组负荷开始变化所需的时间为一次调频的响应滞后时间,应小于或等于 3 秒。

(五) 机组一次调频稳定时间

机组参与一次调频过程中,在电网频率稳定后,机组负荷达到稳定所需的时间为一次调频稳定时间,应小于 60 秒。

(六) 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.额定负荷 20 万千瓦及以下的火电机组,限制幅度不小于机组额定负荷的 $\pm 10\%$;

2.额定负荷 20 万千瓦 ~ 50 万千瓦的火电机组，限制幅度不小于机组额定负荷的 $\pm 8\%$ ；

3.额定负荷 50 万千瓦及以上的火电机组，限制幅度不小于机组额定负荷的 $\pm 6\%$ ；

4.水电机组参与一次调频的负荷变化幅度不加以限制（轴流转浆式机组负荷变化幅度可根据机组特性适当限制）。

5.额定负荷 50 万千瓦及以上的核电机组，限制幅度不小于机组额定负荷的 $\pm 5\%$ ；

（七）AGC 功能不得和一次调频功能相互冲突。

第五十九条 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。

（一）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。

（二）已投运机组应在规定时间内，完成一次调频功能试验，提供相关试验报告并投入运行。

（三）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。

（四）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，并网发电厂运行人员未经调度同意不得无故退出机组一次调频功能。并网发电厂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。

第六十条 各并网发电厂应将机组一次调频的有关资料送电力调度机构，包括：

（一）调速系统的传递函数、各环节参数及有关的试验报告。

（二）液压调节型机组调速系统转速不等率、迟缓率测试报告。

（三）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。

第六十一条 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。

第六十二条 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。

第六十三条 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。

（二）继电保护和安全自动装置

第六十四条 电力调度机构按其管辖范围对并网发电厂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的。

（一）并网发电厂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。

（二）并网发电厂涉及电网安全稳定运行的继电保护和自动装置管理（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。

（三）对因并网发电厂继电保护和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。

（四）并网发电厂应配合电网企业及时改造到更换年限的继电保护及安全自动装置，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。

(五) 并网发电厂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,并网发电厂应按照国家、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。并网发电厂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管理系统无法正常运行,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。

(六) 并网发电厂应按国家、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 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

(七) 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。并网发电厂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。

(八) 并网发电厂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。

(九)并网发电厂的继电保护和安全自动装置属电力调度机构调度的，并网发电厂应按电力调度机构规定投退。未经电力调度机构同意，并网发电厂不得自行改变设备的运行状态、接线方式和定值；并网发电厂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。

(十)并网发电厂的机组高周切机、低频解列定值由电力调度机构根据电网和机组性能情况，经与并网发电厂协商后，统一整定下达；由并网发电厂自行整定与系统有关的保护整定方案及定值，应送电力调度机构备案。

(十一)并网发电厂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。

(十二)并网发电厂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×1小时的标准进行考核。

第六十五条 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，提出电网或并网发电厂需采取的安全稳定措施，并网发电厂应配合并协助实施。并网发电厂执行反事故措施后5个工作日内将执行情况反馈所在电网的电力调度机构。由于并网发电厂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。

第六十六条 并网发电厂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。

第六十七条 电力调度机构按其调度管辖范围对并网发电厂继电保护和安全自动装置运行情况进行如下考核：

(一)并网发电厂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。

(二)由于并网发电厂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。

(三)并网发电厂若对保护误动、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。

(四)并网发电厂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。

(五)由于并网发电厂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。

(三) 励磁系统和 PSS 装置

第六十八条 电力调度机构按其管辖范围对并网发电厂励

磁系统和 PSS 装置开展技术指导和管理工作的。

(一) 并网发电厂的励磁系统和 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。

(二) 并网发电厂的励磁系统和 PSS 装置应由并网发电厂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。

(三) 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。

(四) 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。

(五) 并网电厂应加强励磁系统和 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。

第六十九条 并网发电厂的机组励磁系统应满足如下技术要求:

(一) 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。

（二）自并励励磁系统的延迟时间不大于 0.03 秒。

（三）自动励磁调节系统应保证发电机机端调压精度优于 1%。

（四）励磁系统年强迫停运率不大于 0.5%。

（五）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。

（六）水电机组 PSS 应能可靠投入，不出现反调现象。

第七十条 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。

第七十一条 对并网发电厂 PSS 装置进行如下考核：

（一）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×0.1 小时的标准进行考核。

(二) 未经电力调度机构同意电厂不得无故退出 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×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×1 小时的标准进行考核。

(三) 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×2 小时的标准进行考核。

(四) 非电厂原因，或机组出力低于 PSS 投退门槛值导致 PSS 装置退出运行期间免予考核。

第七十二条 新建机组并网前，发电厂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。

(四) 通信装置

第七十三条 电厂侧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。

第七十四条 未经电力调度机构同意，并网发电厂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。

第七十五条 对并网发电厂通信装置进行如下考核：

(一) 并网发电厂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×0.1 小时的标准进行考核。

并网发电厂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×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×0.5 小时的标准进行考核。

（二）并网发电厂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×0.1 小时的标准进行考核。

（三）若因并网发电厂侧通信反措未及时执行，造成并网发电厂对电网通信业务中断的，每次按装机容量×0.05 小时的标准进行考核。

（四）并网发电厂内通信电源全部中断（不可抗力除外），每次按装机容量×0.15 小时的标准进行考核。

（五）并网发电厂通信设备故障，引起继电保护或安全自动装置误动、拒动，按第六十七条规定考核。

（六）并网发电厂通信出现下列情形之一的（不可抗力除外），每次按装机容量×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；

- 2.造成电网与并网发电厂通信电路全部中断 1 小时以上。
- 3.并网发电厂通信光缆连续故障时间超过 24 小时。
- 4.并网发电厂内录音设备失灵，影响电网事故分析。

（五）调度自动化装置

第七十六条 发电厂并网前应按国家有关技术规范标准配备调度自动化设备，具备向电力调度机构实时传送电厂信息、接受调度控制指令的条件。

第七十七条 机组并网前应将其调度自动化设备有关图纸资料报送电力调度机构，并将其调度自动化设备接入电力调度机构的调度自动化系统，电力调度机构应予配合。

第七十八条 涉及电网的调度自动化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。

第七十九条 对并网发电厂的调度自动化设备月可用率进行考核。调度自动化设备月可用率低于 99% 时，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×0.1 小时的标准进行考核。

第八十条 并网发电厂应保证其自动化设备连续运行。电厂设备原因导致其相关信息不正确，应在 1 小时内处理完毕；持续时间超过 1 小时，每次按装机容量×0.1 小时的标准进行考核。

第八十一条 并网发电厂应委托具备国家认证资质机构每年定期检验其自动化装置，并将检验报告交电力调度机构备案，确保量测的误差在行业规定的范围内。必要时，电力调度机构可

对并网发电厂的自动化装置进行抽查。

第八十二条 若因并网发电厂侧自动化反措未及时执行，造成并网发电厂对电网的自动化业务中断的，每次按装机容量×1小时的标准进行考核。

(六) 电力监控系统安全管理

第八十三条 发电厂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，配备电力监控系统安全防护设备，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。

第八十四条 发电厂的电力监控系统应满足《网络安全法》、《电力监控系统安全防护规定》（国家发展改革委令第14号）以及《电力监控系统安全防护总体方案》（国能安全〔2015〕36号）的要求。

第八十五条 发电厂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，并完成其电力监控系统安全防护设备与电力调度机构的联调。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。

第八十六条 涉及电网的电力监控系统安全防护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。

第八十七条 并网发电厂应保证其涉网电力监控系统安全防护设备连续有效运行。电厂设备原因导致其运行状态异常，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×0.1 小时的标准进行考核。

第八十八条 并网发电厂应根据国家能源局《电力行业信息安全等级保护管理办法》（国能安全〔2014〕318 号）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，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，电力调度机构可对并网发电厂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，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核。

第八十九条 并网发电厂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×0.1 小时的标准进行考核；对于故意不落实、刻意瞒报漏报等严重情节，每项按装机容量×1 小时的标准进行考核。

第九十条 因电厂原因导致的电力监控系统网络安全异常，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×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×2 小时的标准进行考核。

第九十一条 因电厂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遭受非法访问、关键数据被篡改等，每次按装机容量×5 小时的标准进行考核。如产生系统失灵、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。

(七) 并网发电厂高压侧或升压站电气设备

第九十二条 电力调度机构按其管辖范围对并网发电厂高压侧或升压站电气设备开展技术指导和管理工作的。

(一) 并网发电厂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/T596-1996)的要求按周期进行预防性试验,及时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,并网发电厂应按电力调度机构的要求限期整改。未按期整改的并网发电厂,不允许并网运行。

(二) 并网发电厂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。

(三) 并网发电厂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。

(四) 并网发电厂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。

第九十三条 电力调度机构按调度管辖范围对并网发电厂高压侧或升压站电气设备运行情况进行如下考核:

(一) 由于并网发电厂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，每次按装机容量×10小时的标准进行考核。

(二)由于并网发电厂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，每次按装机容量×5小时的标准进行考核。

(三)由于并网发电厂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，每次按装机容量×1小时的标准进行考核。

(四)发生开关拒动，每次按照装机容量×1小时的标准进行考核。

(五)由于电厂自身原因造成升压站电气设备主设备发生非计划停运的，每次按照装机容量×0.5小时的标准进行考核。

(六)电厂高压侧或升压站电气设备主设备发生影响设备安全运行的缺陷，未按时采取措施或安排检修的，每次按照装机容量×0.25小时的标准进行考核。

(七)电厂高压侧或升压站电气设备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，每次按照装机容量×0.1小时的标准进行考核。

(八) 水库调度运行

第九十四条 电力调度机构按其管辖范围对并网水电厂水库调度开展技术指导和管理工作。

(一)并网水电厂的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。

(二)电力调度机构及并网水电厂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水电厂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。并网发电厂应按规定向电力调度机构水调自动化系统传送水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。因并网发电厂原因，未按要求传送水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。对并网发电厂未能按要求建设水调自动化系统或因其他水电厂自身原因，未能向电力调度机构传送水情信息，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。

(三)并网水电厂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，并网发电厂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。

(四)对并网发电厂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。

(五)并网发电厂应保证其水情设备连续运行。因水电厂水

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×0.1 小时的标准进行考核。

（六）并网水电厂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×0.1 小时的标准进行考核。

第三章 考核实施

第九十五条 发电厂并网运行考核统一标准，分省（区）实施，考核费用全部返还并网发电厂。

第九十六条 除非计划停运考核外，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。

第九十七条 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）告知被考核并网发电厂。

第九十八条 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发电计划曲线、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。

第九十九条 并网发电厂的实际考核电量为以上规定的考核电量之和。并网发电厂的实际考核电量分别按所在结算省(区)上一年平均上网电价计算得出考核金额。计算公式如下：

并网发电厂考核金额=并网发电厂考核电量×所在结算省(区)上一年平均上网电价+黑启动考核金额

第一百条 同时与多个省级电网企业有购售电合同关系的并网发电厂的实际考核电量按照在各省级电网落地电量的比例分摊。

第一百〇一条 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，按并网发电厂上网电量或落地电量比例进行返还。并网发电厂月度考核结算费用等于该电厂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*个并网发电厂的费用， w_i 为第*i*个并网发电厂当月上网电量(其中，同时与多个省级电网企业有购售电合

同关系的并网发电厂为其在各省（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”管理的并网发电厂个数。

第一百〇二条 各电网企业代为结算，结算过程如下：

（一）并网发电厂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）各电网企业按照第九十九条、第一百条规定计算并网发电厂考核总费用，按照第一百零一条的规定计算各并网发电厂考核返还费用以及考核结算费用。

（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），并网发电厂按结算凭据开具发票，厂网间按国家有关规定结算。

第四章 监督与管理

第一百〇三条 电力调度机构、电网企业、并网发电厂应具备相应技术条件，满足本细则实施发电厂并网运行管理的需要。

第一百〇四条 能源监管机构根据履行监管职责的需要，可以要求电力调度机构、电网企业和并网发电厂报送与监管事项相关的文件、资料，并责令按照国家规定如实公开有关信息。电网企业应当按照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。

第一百〇五条 电力调度机构应于每月 8 日前，在“两个细则”技术支持系统向所属调管并网发电厂披露上月并网运行考核的明细结果。电厂登录系统进行核对，如存在异议，原则上应在当月 11 日前（遇法定节假日顺延）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 20 日前完成复核并予以答复。电力调度机构应确保数据真实、准确和及时，应保存并网运行考核数据至少两年。

第一百〇六条 电力调度机构应于每月 23 日前（遇法定节假日顺延）向所有并网电厂（含其他调度机构委托披露的电厂）披露所有机组上月并网运行管理的统计数据（含考核电量和分摊金额）。并网发电厂对电力调度机构披露的上月考核电量和分摊金额计算结果有异议的，应在每月信息披露之日起 2 个工作日内向所属电力调度机构提出复核。电力调度机构应在 2 个工作日内完成复核并予以答复。并网发电厂经与电力调度机构协商后仍有争议，可以向能源监管机构提出申诉。

第一百〇七条 电网企业和电力调度机构应于每月最后一个工作日前（遇法定节假日顺延），将并网运行考核情况明细清单（含争议情况）报送能源监管机构，经能源监管机构审核同意后 2 个工作日内，由电网企业向各结算方出具结算凭据。

第一百〇八条 电力调度机构应于每年 3 月 31 日前向能源监管机构按相关要求书面报送上一年度并网运行管理开展情况总结分析报告（含电子版）。

第一百〇九条 能源监管机构负责组织或委托具备国家认证资质机构审核并网发电机组性能参数及相关发电能力。

第五章 申诉与争议处理

第一百一十条 电力调度机构应根据本细则规定实施并网发电厂运行考核，做到公开、公平、公正。

第一百一十一条 并网发电厂应重视考核管理，并按照规定的时间内提出申诉及说明，原则上逾期申诉将不予受理。

第一百一十二条 并网发电厂与电力调度机构、电网企业之间因并网运行考核统计及结算等情况存在争议的，由能源监管机构依法协调和裁决。并网发电厂与区域电力调度机构之间存在争议的，由区域能源监管机构依法协调和裁决。

第一百一十三条 并网发电厂与对并网运行考核结果有异议的，必须在结算考核费用前提出，对于已经结算考核费用后提出的异议不予受理。

第一百一十四条 电网企业、电力调度机构、发电企业要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，按照要求做好管理工作，如有问题及时向能源监管机构报告。

第六章 附则

第一百一十五条 国家能源局授权南方能源监管局解释和修改本细则。

第一百一十六条 本细则自 2021 年 4 月 1 日起施行，有效期 5 年。

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并网发电机组的计划上网出力、计划上网电量、上网电量偏差电量、上网电量偏差率、违规电量、考核电量的计算方法如下：

一、计划上网出力 P_{0k}

k 时段点（对应调度自动化系统的日发电计划曲线的 96 个时刻）的计划上网出力 P_{0k} 是该点的计划发电出力 P_{1k} 减去厂用电后的出力，用公式表示为：

$$P_{0k} = P_{1k} \times (1 - k\%)$$

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

其中， $k\%$ 为平均厂用电率。

二、计划上网电量 W_{0i}

日发电计划曲线第 i 个间隔的计划上网电量 W_{0i} 是第 $i-1$ 点与第 i 点的计划上网出力点的连线在 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 点的计划上网出力。

三、上网电量偏差电量 ΔW_i

日发电计划曲线第 i 个间隔的上网电量偏差电量 ΔW_i 是该间隔的遥测系统采集电量 W_{1i} 与该间隔的计划上网电量 W_{0i} 的差值，用公式表示为：

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

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

四、上网电量偏差率 $\Delta W_i \%$

上网电量偏差率 $\Delta W_i \%$ 是指上网电量偏差电量 ΔW_i 对同一时间间隔的计划上网电量 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、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。

南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则 (2020 年版)

第一章 总则

第一条 为保障广东、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，贯彻电力体制改革有关文件精神，发挥市场在资源配置中的决定性作用，规范南方区域电力市场辅助服务管理，促进风电、光伏等清洁能源消纳，根据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其相关配套文件、《电力监管条例》（国务院令 第432号）、《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》（国能发监管〔2017〕67号）、《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）以及国家有关法律法规和电力行业相关标准，制定本细则。

第二条 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，由发电企业、电网企业和电力用户提供的服务，包括：一次调频、自动发电控制（AGC）、调峰、无功调节、备用、自动电压控制（AVC）、黑启动等。本细则所称辅助服务是指由并网发电厂、电力用户提供的辅助服务。

第三条 本细则适用于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）直接调度的发电厂；地市级电力调度机构调度的容量为 30MW 及以上风力发电场、10kV 及以上并网的集中式光伏电站，容量为 2MW/0.5 小时及以上的电化学储能电站，自备电厂。其余并网发电厂（含地方电网并网发电厂）参照执行。

本细则所称发电厂包括火力发电厂（含燃煤电厂、燃气电厂、燃油电厂、生物质电厂等电厂，其中生物质发电类型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、沼气发电等）、水力发电厂、核电厂、风力发电场、光伏电站等。向南方区域售电的区域外电源（以下简称区外电源）纳入辅助服务管理范围，条件具备时启动补偿工作。抽水蓄能电站的实施细则根据有关政策另行制定。

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。

第四条 新建发电机组完成以下工作之后开展辅助服务管理。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）要求完成分部试运、整套启动试运；新建水力发电机组按《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。风力发电场、光伏电站、电化学储能电站完成并网调试后的当月即开展辅助服务管理。

第五条 南方区域内能源监管机构依法对区域内并网发电厂辅助服务调用、考核与补偿等情况进行监管。依据本细则和能源监管机构授权,电力调度机构负责对所辖电网内提供辅助服务主体进行管理与考核。电网企业根据考核结果,负责对所辖电源的辅助服务考核与补偿结果进行结算。并入地方电网的并网发电厂和自备电厂的考核与补偿结算有关规定另行制定。

第六条 为建立辅助服务分担共享新机制,推进南方区域辅助服务市场建设,鼓励采用市场机制提供辅助服务,发挥市场在资源配置中的决定性作用,保障南方区域电力系统安全、优质、经济运行。

第七条 南方区域辅助服务市场化启动前,按本细则及并网运行管理实施细则有关规定执行;辅助服务市场启动后,按照相关市场交易规则执行,有关辅助服务品种不在本细则进行重复补偿。如该品种辅助服务市场因故暂停交易,则仍按本细则执行,直到市场化交易重启。

第八条 鼓励储能设备、电力用户等需求侧资源参与提供辅助服务,允许第三方辅助服务提供者与上述市场主体联合或者独立提供辅助服务。独立提供辅助服务的第三方暂定为地市级及以上电力调度机构调管的对象。在具备条件时,按照谁受益、谁承担的原则,建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制。电力用户可按以下方式参与:直接参与缴纳辅助服务费用、经发电企业间接承担、购买发电企业辅助服务、自行提供辅助服务。电力用户参与补偿规定具体实施细则另行制定。

第二章 定义与分类

第九条 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。

第十条 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、基本无功调节等。

（一）一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，发电机组通过调速系统的自动反应，调整有功出力以减少频率偏差所提供的服务。

（二）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率调节发电机组出力所提供的服务。燃煤、生物质机组基本调峰范围为100%至50%的额定容量，燃气、燃油机组以及水电机组基本调峰范围为100%至0额定容量。核电机组基本调峰范围为额定容量至并网调度协议规定的最小技术出力。风电、光伏、生物质发电等可再生能源机组及核电机组在电网安全受到影响时，应根据调度指令参与系统调峰。燃煤机组进行扩容改造、环保改造、灵活性改造及供热改造等改造后，不应降低原有调峰能力。

（三）基本无功调节是指发电机组迟相功率因数在0.9至1范围内向电力系统注入无功功率，或进相功率因数在0.97至1范围内从电力系统吸收无功功率所提供的服务。

第十一条 有偿辅助服务是指并网发电厂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）、有偿调峰、

旋转备用、有偿无功调节、黑启动、冷备用、自动电压控制(AVC)等。

(一) 自动发电控制(AGC)是指发电机组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,以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服

(二) 有偿调峰分为深度调峰和启停调峰。燃煤和生物质机组深度调峰指有功出力在其额定容量 50% 以下的调峰运行方式,核电机组深度调峰指有功功率在并网调度协议规定的最小技术出力以下的调峰运行方式。燃煤机组、生物质机组、燃气机组、燃油机组启停调峰指由于调峰需要而停运后(由于电厂原因停机除外)并在 72 小时内再次启动本机组或同一电厂内其他机组的调峰方式。对于因自身原因影响出力至有偿调峰基准以下的不作为有偿调峰。

(三) 旋转备用是指为了保证可靠供电、可再生能源消纳,电力调度机构指定的并网机组(燃煤、生物质、燃气、燃油、核电、水电机组)通过预留发电容量所提供的服务,旋转备用必须在 10 分钟内能够调用。

(四) 有偿无功调节是指根据电力调度运行需要,发电机组迟相功率因数低于 0.90 向电力系统注入无功功率或进相功率因数低于 0.97 从电力系统吸收无功功率所提供的服务。

(五) 黑启动是指电力系统区域大面积停电后,在无外界电源支持情况下,由具备自启动、自维持或快速切负荷(FCB)能

力的发电机组所提供的恢复系统供电的服务。电网黑启动方案明确的关键路径中黑启动电源必须按照本细则规定开展机组黑启动功能建设。

FCB 是指并网机组在高于某一负荷定值运行时，因内部或外部电网故障与电网解列，瞬间甩掉全部对外供电负荷，但未发生锅炉主燃料跳闸（MFT）的情况下，用以维持发电机解列带厂用电或停机不停炉的自动控制功能。

（六）冷备用指并网火力发电机组、核电机组由于电网运行安排、可再生能源消纳等需要，按电力调度指令停运，到接到电力调度指令再次启动前的备用状态，备用时间需大于 72 小时，由于电厂自身原因停机不作为备用时间统计，但经检修后报备用开始算冷备用时间。

（七）自动电压控制（AVC）服务是指在自动装置的作用下，发电机组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。

第三章 提供与调用

第十二条 并网发电厂有义务提供辅助服务，且所提供的辅助服务应达到规定标准。并网发电厂应履行以下职责：

（一）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辅助服务的能力。

(二)向电力调度机构提供辅助服务能力的基础技术参数及有相应国家认证资质机构出具的辅助服务能力测试报告。

(三)具备相应技术条件,满足本细则实施辅助服务管理的需要。

(四)根据电力调度指令提供辅助服务,或者按照辅助服务市场交易规则提供辅助服务。

(五)根据本细则接受辅助服务的考核,缴纳辅助服务费用。

(六)参与辅助服务市场交易的市场主体,按照市场价格及辅助服务提供量进行辅助服务结算。

第十三条 电力调度机构应根据系统需要统一调用辅助服务或按照市场需求组织辅助服务市场交易,并履行以下职责:

(一)负责按照本细则实施辅助服务管理,负责组织南方区域电力辅助服务市场。

(二)建立、维护相应的技术支持平台,满足辅助服务管理以及辅助服务市场交易的需要。

(三)根据发电机组特性和电网实际情况,预测辅助服务需求,并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;依据市场规则组织交易,按照交易结果进行调用,并提供结算依据。

(四)对辅助服务调用、提供和交易情况进行记录和统计,发布补偿及市场信息,及时答复发电厂提出的异议。

(五)评估辅助服务管理及市场运行状态,对辅助服务管理

细则及市场规则提出修改意见。

(六) 紧急情况下中止市场交易，保障系统安全运行。

(七) 向相关能源监管机构提交相关数据及市场信息，接受监管。

第四章 考核与补偿

第十四条 对基本辅助服务不进行补偿，当并网发电厂因自身原因不能提供基本辅助服务时须接受考核，具体考核标准和办法见《南方区域发电厂并网运行管理实施细则》。

第十五条 对有偿辅助服务进行补偿。承担电力调度机构指定的 AGC、旋转备用、有偿调峰、黑启动、冷备用和自动电压控制（AVC）等辅助服务的并网发电厂，当因自身原因达不到预定调用标准时须接受考核，具体考核标准和办法见《南方区域发电厂并网运行管理实施细则》。

第十六条 将跨省区交易电量纳入辅助服务补偿机制范畴，送出端发电企业（点对网）纳入受端省（区）辅助服务管理范围，并根据提供的辅助服务获得或者支付补偿费用。跨省区交易电量（非点对网）辅助服务补偿根据国家有关政策另行制定。

第十七条 根据调节容量、调节电量，对并网发电机组提供的 AGC 服务实施补偿。

(一) 调节容量补偿费用 = 调节容量服务供应量 × R_1 （元/兆瓦时），各种 AGC 控制模式均可获得容量补偿费用。

其中，调节容量服务供应量为每日 AGC 容量服务供应量的月度累计之和，每日 AGC 容量服务供应量为当日每个调度时段的容量服务供应量之和，未投入 AGC 的调度时段，其容量服务供应量为 0。

调度时段的容量服务供应量=调度时段征用的机组 AGC 调节容量（兆瓦）×调度时段的长度（小时）

AGC 调节容量为机组当前出力点在 5 分钟内向上可调容量与向下可调容量之和。

在 96 点系统中，一个调度时段长度为 0.25 小时（15 分钟）。

（二）AGC 投调频控制模式的，调节电量补偿费用=AGC 实际调节电量（兆瓦时）× R_2 （元/兆瓦时）。AGC 投其它控制模式的，不对调节电量进行补偿。

其中，AGC 实际调节电量为机组根据 AGC 调度指令要求比计划发电曲线增发、减发电量绝对值之和。

第十八条 燃煤机组、生物质机组启停调峰的，每次按每万千瓦装机容量 R_3 万元的标准补偿。燃气、燃油发电机组启停调峰的，每次按每万千瓦装机容量 $0.05 \times R_3$ 万元的标准补偿。

第十九条 燃煤机组、生物质机组深度调峰服务供应量定义为机组额定容量的 50% 减去机组实际出力的差值在深度调峰时间内的积分电量。核机组深度调峰服务供应量定义为并网调度协议约定的正常调节出力下限减去实际出力的差值在深度调峰时间内的积分电量。

第二十条 燃煤机组、生物质机组深度调峰出力在额定容量40%-50%之间的，按照 $3 \times R_4$ （元/兆瓦时）的标准补偿；深度调峰出力在额定容量40%以下的，按照 $6 \times R_4$ （元/兆瓦时）的标准补偿。核电机组深度调峰出力在额定容量50%至并网调度协议约定的正常调节出力下限之间的，按照 $3 \times R_4$ （元/兆瓦时）的标准补偿；深度调峰出力在额定容量50%以下的，按照 $6 \times R_4$ （元/兆瓦时）的标准补偿。

第二十一条 除燃煤、生物质、核电机组按时段缴纳深度调峰辅助服务费以外，其余机组按其上网电量缴纳深度调峰辅助服务费。燃煤机组、生物质机组、核电机组在低谷时段外，按该时段的积分电量缴纳深度调峰辅助服务费。燃煤机组、生物质机组、核电机组低谷时段深度调峰辅助服务费按以下标准缴纳：

（一）燃煤机组、生物质机组按阶梯缴纳：第一阶梯，负荷率低于或等于50%的，按该时段的积分电量缴纳；第二阶梯，负荷率在50-60%的，按照实际负荷与50%额定容量之差在该时段的积分电量1.5倍加上第一阶梯电量缴纳；第三阶梯，负荷率在60-80%的，按照实际负荷与60%额定容量之差在该时段的积分电量的2倍加上第二阶梯的电量缴纳；第四阶梯，负荷率在80%及以上的，按照实际负荷与80%额定容量之差在该时段的积分电量的2.5倍加上第三阶梯电量缴纳。

（二）核电机组出力在并网调度协议约定的正常调节出力下限部分，按实际负荷出力在该时段积分电量缴纳；超过部分按实

际出力与并网调度协议约定的正常调节出力下限之差在该时段积分电量 1.5 倍缴纳。

第二十二条 火力发电机组及核电机组旋转备用服务供应量定义为：当发电机组实际出力低于发电厂申报的最高可调出力时，最高可调出力减去机组实际出力的差值在旋转备用时段内的积分。实际有偿旋转备用补偿总金额根据电力调度机构每个时段安排的系统旋转备用下限和补偿标准 R_4 （元/兆瓦时）计算得到，再按各电厂旋转备用服务供应量等比例分配。

当燃煤、生物质机组实际出力低于额定功率的 50% 时，额定功率 50% 以下的出力区间，纳入深度调峰补偿，额定功率 50% 至最高可调出力的出力区间，纳入旋转备用补偿；核电机组实际出力低于并网调度协议约定的正常调节出力下限时，并网调度协议约定值以下的出力区间，纳入深度调峰补偿的出力区间，并网调度协议约定值至最高可调出力的区间，纳入旋转备用补偿，两者不叠加计算。非电厂原因造成机组最高可调出力下降的，其最高可调出力按额定功率计算。

第二十三条 水力发电机组有偿旋转备用服务供应量定义为：当发电机组预留发电容量超出 60% 额定容量时，额定容量的 40% 减去机组实际出力的差值在旋转备用时间内的积分，高峰时段按照 R_4 （元/兆瓦时）的标准补偿，低谷时段按照 $0.5 \times R_4$ （元/兆瓦时）的标准补偿。

第二十四条 并网发电机组在运行当日由于电厂原因无法

按调度需要达到申报的最高可调出力时,当日旋转备用容量不予补偿。

第二十五条 对并网发电机组迟相运行注入无功服务供应量按照 R_5 (元/兆乏小时) 的标准补偿;对并网发电机组进相运行吸收无功服务供应量按照 $3 \times R_5$ (元/兆乏小时) 的标准补偿。

迟相运行注入无功服务供应量为:并网发电机组按照电力调度机构下发的电压曲线或指令,迟相功率因数低于 0.90 时多注入系统的无功电量。

进相运行吸收无功服务供应量定义为:并网发电机组按照电力调度机构下发的电压曲线或指令,进相功率因数低于 0.97 时多吸收系统的无功电量。

发电机组实际吸收或注入的无功电量由调度自动化系统有功、无功电力采集量积分得出。

第二十六条 电力调度机构应根据系统安全需要,制定黑启动方案,合理确定关键路径黑启动电源,并与黑启动机组所在并网发电厂签订黑启动技术协议(协议应约定黑启动技术性能指标要求,包括黑启动机组的设备配置、机组响应时间等)。签订协议后,并网发电厂须委托具备国家认证资质机构开展黑启动试验且试验合格并经电力调度机构认可,将黑启动协议和黑启动试验合格报告报能源监管机构备案。不在黑启动方案中关键路径点的机组可自愿申请建设黑启动功能。

提供黑启动服务的机组每半年自检一次黑启动试验,广东每

年、其他四省区每两年委托具备国家认证资质机构进行一次黑启动试验（大修后必须进行一次黑启动试验），并经电力调度机构认可，报能源监管机构备案；对具有 FCB 功能的火电机组，每 6 年或每次 A 类检修期间应至少完成一次 100% 额定容量的 FCB 功能试验，并经电力调度机构认可，报能源监管机构备案。

第二十七条 黑启动（含 FCB）服务费用分为能力费和使用费。对符合规定的黑启动机组，从试验合格次月开始按照每月 R_6 （万元/台，万元/万千瓦）的标准补偿黑启动能力费。机组处于计划检修、非计划停运等无法提供黑启动辅助服务时，对相应时段（以小时为单位）的黑启动补偿费用予以减扣。

黑启动（含 FCB）使用费的补偿标准为 R_7 （万元/台次）。

第二十八条 当指定提供黑启动（含 FCB）服务的并网发电机组无法满足技术协议约定指标要求、未按时进行黑启动机组自检、未由具备国家认证资质机构开展试验或黑启动试验不合格的，当月黑启动服务不予补偿，直至条件具备后的次月恢复补偿。

第二十九条 火力发电机组、核电机组冷备用服务补偿定义为：因电网安排需要，当火力发电机组、核电机组根据电力调度指令停机，按照机组额定容量与冷备用时间及 R_8 （元/兆瓦时）的乘积进行补偿。对燃气和燃油机组在前款补偿的基础上加上启停调峰补偿。

冷备用时间为并网机组解列至再次并网的时间减去 72 小时。（燃气和燃油机组前 72 小时按启停调峰的标准补偿，72 小

时之后按冷备用标准补偿)。对于参与发电权交易的火力发电机组计算冷备用时间时,应按其被替代电量与机组额定容量的比值扣除被替代小时数。

第三十条 对经电力调度机构验收合格,并投入AVC闭环运行的机组进行容量补偿和效果补偿,容量补偿标准为R₉万元/每月/每台,效果补偿按以下规则进行评价。

(一)自动电压控制(AVC)服务按机组计量。

(二)装设AVC装置的机组,AVC投运率、AVC调节合格率均在98%以上的,按机组容量和投用时间进行补偿,低于上述指标的不进行补偿:

$$\text{AVC效果补偿费用} = (\lambda \text{调节} - 98\%) \times \text{PN} \times \text{R}_{10} \times \text{TAVC} / (100\% - 98\%)$$

式中, λ 调节为机组AVC调节合格率;

PN为机组容量(MW);

R₁₀为AVC效果补偿标准;

TAVC为机组AVC投用时间,单位为小时。

第五章 统计与结算

第三十一条 电力调度机构按要求统计辅助服务提供和使用情况。辅助服务考核与补偿数据以辅助服务能力测试报告及调度自动化系统、电力需求侧系统记录为准。辅助服务考核与补偿数据包括发电侧和需求侧电能量计量装置的数据、调度自动化系

统记录的发电负荷指令、实际有功（无功）出力，日发电计划曲线、电网频率、省际联络线实际交换功率曲线、电压曲线等。

第三十二条 并网发电厂应建设辅助服务考核与补偿以及市场市场化交易配套系统和通讯系统等厂内配套装置，电力调度机构应予以指导。

第三十三条 按照分省区平衡、专门记账、收支平衡的原则，在各省（区）单独建立辅助服务补偿台账，实行专项管理，台账内资金全部用于支付并网发电厂提供辅助服务的补偿费用。

第三十四条 电网企业应在辅助服务考核与补偿费用、辅助服务市场交易费用结算等过程中履行以下职责。电网企业是指与并网发电厂有购售电合同关系的电网企业。

（一）建立和管理辅助服务补偿台账，保证台账记录真实、准确和完整；

（二）按照本细则规定，根据电力调度机构出具的辅助服务补偿凭据、辅助服务市场交易凭据和能源监管机构审核的结果，向并网发电厂出具辅助服务费用的结算凭据，在电量电费结算环节代为结算；

（三）定期公布台账的记录信息；

（四）及时答复发电厂提出的相关异议；

（五）定期对辅助服务补偿、辅助服务市场交易结算情况进行统计，并报能源监管机构审核；

（六）具备相应技术条件，满足本细则实施辅助服务管理的

需要。

第三十五条 同时与多个省级电网企业有购售电合同关系的并网发电厂所提供的有偿辅助服务供应量按其在各省级电网落地电量的比例分摊，按落地省份的标准补偿或缴纳费用，分别与各相关省级电网企业结算。

第三十六条 对省（区）内并网发电厂辅助服务的补偿，由购电省份的电网企业与并网发电厂进行结算。对区外电源辅助服务的补偿，由购电省份的电网企业与区外售电主体进行结算。

第三十七条 自动发电控制（AGC）、有偿调峰、旋转备用、有偿无功调节、黑启动、冷备用、自动电压控制（AVC）等辅助服务品种单独进行平衡，各品种平衡后的费用之和作为各发电厂辅助服务结算费用。

第三十八条 辅助服务补偿台账资金来源包括：新建发电机组调试运行期差额资金的 50%，符合国家以及地方有关法律、法规以及规范性文件规定的其他资金。不足部分按照省（区）内收支平衡的原则由并网发电厂缴纳。

第三十九条 差额资金使用原则如下：当年新建发电机组调试运行期差额资金的 50% 用作次年的辅助服务补偿资金。电网企业应按年度做好差额资金的统计工作，于次年 1 月开始，按当月实际发生的辅助服务补偿费用进行逐月滚动分配，直至该项资金分配完毕为止。如年末差额资金仍有剩余，则滚动到下一年度继续使用。差额资金使用情况应及时报能源监管机构备案。

第四十条 各辅助服务品种单独进行平衡,除有偿调峰品种外,按并网发电厂上网电量比例进行缴纳。其中:省(区)内并网发电厂按其当月上网电量缴纳;同时与多个省级电网企业有购售电合同关系的并网发电厂按其在各省级电网当月落地电量缴纳。并网发电厂当月各辅助服务品种结算费用等于该电厂当月该辅助服务品种补偿费用减去该辅助服务品种应缴纳的辅助服务费用。

除有偿调峰外,各辅助服务品种月度应缴纳的辅助服务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 为第 i 个并网发电厂应缴纳的辅助服务费用, w_i 为第 i 个并网发电厂当月上网电量(其中,同时与多个省级电网企业有购售电合同关系的并网发电厂为其在各省(区)落地电量), F 为并网发电厂月度该辅助服务品种总费用, n 为当月纳入区域内某省(区)“两个细则”管理的并网发电厂个数。

有偿调峰按照第二十条计算补偿费用,按照第二十一条规定计算并网发电厂当月缴纳费用。

并网发电厂辅助服务结算费用为各辅助服务品种结算费用之和。

第四十一条 有偿辅助服务按月统计和结算,与下一个月电量的电费结算同步完成。区外电源的辅助服务补偿费用与应缴

纳辅助服务费用的结算与跨区域电能交易电费结算同步完成。

第四十二条 电力调度机构按照调度管辖关系记录和统计辅助服务考核与补偿情况、辅助服务市场交易情况，按月度统计分析，并向结算各方出具补偿凭据。各省级电网企业代为结算。结算过程如下：

（一）并网发电厂与电力调度机构确认辅助服务相关量的统计数据；电力调度机构向相应的结算各方出具补偿凭据。

（二）各省级电网企业按照第四十条和第二十一条规定计算并网发电厂应缴纳的辅助服务费用，按照第二十条、第三十八条和第三十九条规定使用辅助服务费用，按本细则有关条款补偿相关并网发电厂，按照第四十一条计算各并网发电厂辅助服务结算费用。

（三）各省（区）电网企业出具结算凭据（含辅助服务净收入、辅助服务补偿费用、缴纳辅助服务费用），并网发电厂按结算凭据开具发票，厂网间按国家有关规定结算。

第六章 监督与管理

第四十三条 能源监管机构可以根据履行监管职责的需要，要求电力调度机构、电网企业和并网发电厂报送与监管事项相关的文件、资料，并责令按照国家规定如实公开有关信息。电网企业和电力调度机构应当按照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。

第四十四条 电力调度机构应于每月 8 日前,在“两个细则”技术支持系统向所属调管并网发电厂披露上月辅助服务调用、交易、考核及补偿的明细结果。电厂登录系统进行核对,如存在异议,原则上应在当月 11 日前(遇法定节假日顺延)向电力调度机构提出复核(含补偿追加)申请。电力调度机构原则上应在当月 20 日前完成复核并予以答复。电力调度机构应确保数据真实、准确和及时,应保存辅助服务补偿数据至少两年。

第四十五条 电力调度机构应于每月 23 日前(遇法定节假日顺延)向所有并网电厂(含其他调度机构委托披露的电厂)披露所有机组上月辅助服务管理的统计数据(含补偿费用和分摊金额)。并网发电厂对电力调度机构披露的上月补偿费用和分摊金额计算结果有异议的,应在每月信息披露之日起 2 个工作日内向所属电力调度机构提出复核申请。电力调度机构应在 2 个工作日内完成复核并予以答复。并网发电厂经与电力调度机构协商后仍有争议,可以向能源监管机构提出申诉。

第四十六条 电网企业和电力调度机构应于每月最后一个工作日前(遇法定节假日顺延),将并网运行考核情况明细清单(含争议情况)报送能源监管机构,经能源监管机构审核同意后 2 个工作日内,由电网企业向各结算方出具结算凭据。

第四十七条 电力调度机构应于每年 3 月 31 日前按相关要求书面向能源监管机构报送上一年度辅助服务执行情况总结分析报告(含电子版)。

第四十八条 能源监管机构负责组织或委托具备国家认证资质机构审核并网发电机组性能参数和提供辅助服务的能力。

第七章 申诉与争议处理

第四十九条 电力调度机构应根据本细则规定实施并网发电厂辅助服务补偿及考核工作，做到公开、公平、公正。

第五十条 并网发电厂要重视辅助服务管理，并按照规定的时间范围内提出申诉及说明，超时提出申诉的，电力调度机构原则上不予受理。

第五十一条 并网发电厂与电力调度机构、电网企业之间因辅助服务调用、考核、补偿统计及结算等情况存在争议的，由能源监管机构依法协调和裁决。其中，并网发电厂与区域电力调度机构之间存在争议的，由区域能源监管机构依法协调和裁决。

第五十二条 并网发电厂对辅助服务补偿或考核费用结果有异议的，必须在考核费用结算前提出，对于已经结算辅助服务补偿或考核费用后提出的异议不予受理。

第五十三条 电网企业、电力调度机构、发电企业等相关单位要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，按照要求做好管理工作，如有问题及时向能源监管机构报告。

第八章 附则

第五十四条 本细则各项有偿辅助服务补偿标准见附表：

《南方区域辅助服务补偿标准表》，补偿标准由能源监管机构根据实际运行情况适时调整。

第五十五条 国家能源局授权南方能源监管局解释和修改本细则。

第五十六条 本细则自 2021 年 4 月 1 日起施行，有效期 5 年。

附表

南方区域辅助服务补偿标准表

辅助服务补偿标准类型	细则中对应的符号	单位	广东省	广西区	云南省	贵州省	海南省
AGC 服务调节容量补偿标准	R1	元/兆瓦时	12	5	5	10	10
AGC 服务调节电量补偿标准	R2	元/兆瓦时	80	20	40	80	80
启停调峰补偿标准	R3	万元/万千瓦	2.5	2	2	2.5	2
旋转备用补偿标准	R4	元/兆瓦时	22	11	18.4（火电） /44.35（水电）	6.6	16.5
深度调峰补偿标准	3×R4	元/兆瓦时	66	33	26.4	19.8	49.5
迟相运行无功调节补偿标准	R5	元/兆乏小时	1	1	1	1	1
进相运行无功调节补偿标准	3×R5	元/兆乏小时	3	3	3	3	3
黑启动服务能力补偿标准	R6-1	非 FCB 机组：万元/月/台	30（火电）/6 （水电）	30（火电）/3 （水电）	30（火电）/3 （水电）	30（火电）/3 （水电）	30（火电）/3 （水电）
	R6-2	FCB 机组：万元/万千瓦/月	1	1	1	1	1
黑启动服务使用补偿标准	R7	万元/台次	480	360	300	300	150
冷备用补偿标准	R8	元/兆瓦时	12.5	15	2.5	5	25
自动电压控制（AVC）容量补偿标准	R9	万元/每月/每台	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
自动电压控制（AVC）效果补偿标准	R10	元/兆瓦时	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

南方区域风力发电场并网运行及辅助服务管理 实施细则（2020 年版）

第一章 总则

第一条 为保障广东、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，规范风电并网调度运行管理，依据《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国可再生能源法》《电力监管条例》《电网调度管理条例》《风电场接入电力系统技术规定》（GB/T 19963-2011）、《风电场功率预测预报管理暂行办法》（国能新能〔2011〕177号）以及国家有关法律法规和电力行业相关标准，制定本细则。

第二条 本细则适用于南方区域地市级及以上电力调度机构直接调度的容量在 30MW 及以上的风力发电场（以下简称风电场），以及并入地方电网运行的容量在 30MW 及以上的风电场，其他风电场参照执行。

第三条 电力调度机构应按国家有关法律及技术标准的要求，为风电场接入电网提供必要的服务，并加强风电场调度管理。

第四条 风电企业应严格遵守调度纪律，做好风电场并网运行管理工作。风电场应具备相应技术条件，满足本细则的要求。

第五条 风电场应在并网前签订购售电合同和并网调度协

议,以并网调度协议中约定的调度对象为基本结算单元参与并网运行考核及辅助服务补偿。

第六条 南方区域能源监管机构依法对风电场并网运行考核及辅助服务补偿管理实施监管。依据有关规定和能源监管机构授权,电力调度机构负责对所辖电网内并网风电场运行考核及补偿管理,电网企业负责根据考核与补偿结果开展结算等工作。

第二章 调度运行管理

第七条 电网企业、并网发电厂、电力用户有义务共同维护电力系统安全稳定运行。电力调度机构负责电力系统运行的组织、指挥、指导和协调。风电场应严格遵守国家法律法规、国家标准、电力行业标准、电力调度规程及相应电力调度机构的专业管理规程规定。

第八条 新建风电场自连续试运行结束次日(正式投运)起即按照本细则开展考核与补偿。并网风电场因扩建机组原因,导致被考核的,由风电场申诉并经电力调度机构确认的,可豁免考核。

第九条 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或风险防控措施。风电场应及时落实电力调度机构制定的反事故措施或风险防控措施。对于不满足要求的,应制定整改计划,并确保计划按期完成。对于未及时执行反事故措施、风险防控措施或整改计划的,每条按考核当月装机

容量×4 小时的标准进行考核；对造成后果的，每条按考核当月装机容量×20 小时的标准进行考核。

第十条 风电场应落实电力调度机构开展涉网安全检查提出的各项整改措施，将整改计划及结果报电力调度机构，电网企业应配合风电场落实各项整改措施。对于因风电场原因未按计划完成整改的，每项按考核当月装机容量×4 小时的标准进行考核；对造成后果的，每项按考核当月装机容量×20 小时的标准进行考核。

第十一条 风电企业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）的要求。发现不满足标准要求的，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。

第十二条 风电场应严格服从电力调度机构的指挥，要严格遵守调度纪律，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。接受调度指令的风电场值班人员认为执行调度指令将危及人身、设备或系统安全的，应立即向发布调度指令的电力调度机构值班调度人员报告并说明理由，由电力调度机构值班调度人员决定该指令的执行或者撤销。

出现以下情况之一者，每次按当月装机容量×12 小时的标准进行考核。

- （一）不执行或无故拖延执行调度指令。
- （二）未如实向电力调度机构报告调度指令执行情况。

(三) 未如实或未及时向电力调度机构反映设备运行、异常情况或向电力调度机构错误传送设备实时信息。

(四) 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。

(五) 未及时或错误向电力调度机构报告继电保护、安全自动装置动作情况，延误事故处理。

(六) 在调度管辖设备上发生误操作。

(七) 不满足调度规程规定具备联系调度业务资格要求。

(八) 其他依据有关法律、法规及规定认定属于违反调度纪律的事项。

第十三条 风电场因继电保护或安全自动装置动作导致风电机组解列，风电场应查明原因，且不得自启动并网。风电机组重新并网须向值班调度员提出申请，征得值班调度员同意后方可并网。违反上述规定的，每次按当月装机容量×8小时的标准进行考核；在与主网解列的孤网上违反上述规定的，每次按当月装机容量×16小时的标准进行考核。

第十四条 风电场应按规定配置有功功率控制系统，按有关要求控制有功功率变化值（含正常停机过程）。风电场装机容量在30~150MW（含）时，10分钟有功功率变化最大限值为该风电场装机容量的1/3，1分钟有功功率变化最大限值为该风电场装机容量的1/10；风电场装机容量大于150MW时，10分钟有功功率变化最大限值为50MW，1分钟有功功率变化最大限值为15MW。

(一) 风电场有功功率变化按日进行考核, 取 10 分钟内每分钟功率变化差的平均值计算考核量, 滚动计算, 此项按日进行考核。变化率超出限值按以下公式计算考核电量:

$$W_{\text{功率变化率}} = \sum_{j=1}^{1440} \max(P_i - P_{lim}, 0) \times 10 \times 1\text{分钟} / 60$$

其中 P_i 为第 i 分钟的功率变化值, P_{lim} 为功率变化极限值。

$$P_i = \sum_{j=i-1}^{i+1} \frac{|P_{i+j-1} - P_{i+j}|}{10}$$

(二) 以下情况可对风电场有功功率变化值免于考核:

1. 根据电力调度机构的指令调整有功功率时段。
2. 因风速超出切出风速或因风速骤降而引起的。
3. 因电网安全运行需要而进行的有功功率调整。
4. 因自然灾害等不可抗力原因导致风机故障停机而引起的。

第十五条 因风电场自身原因造成风机大面积脱网, 且脱网风机总容量超过风电场装机容量的 30%, 每次按当月装机容量 × 12 小时的标准进行考核。

第十六条 电力调度机构在不可抗力或有危及电网安全稳定的情况下需要限制风电场出力的, 应对限制出力原因做详细记录。风电场应严格执行电力调度机构下达的调度计划曲线 (含实时调度曲线), 在限制出力时段内, 对风电场有功出力值 (含储能装置实发电力) 与调度计划曲线的偏差超过 ±1% (因风速超出切出风速, 或风速骤降引起偏差超过 -1% 的除外) 的部分按积分电量的 2 倍考核。

第十七条 风电场应按照相关规范合理选择样板风机, 及时

做好弃风电量统计管理，在 24 小时内及时向电力调度机构报告弃风统计电量和计算依据。未按要求报告的，每次按当月装机容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

第十八条 风电场应开展风电功率预测工作，并按要求将预测结果报电力调度机构。

(一) 风电场应按要求将测风塔相关测量数据传送至电力调度机构，报送调度侧风电功率预测建模所需历史数据，并保证数据的准确性。未按要求完成数据报送或传送的，每月按当月装机容量 $\times 8$ 小时的标准进行考核。

(二) 风电企业应及时向电力调度机构报送风电场装机容量、可用容量或电力调度机构要求的其他信息，每漏报或迟报一次按装机容量 $\times 0.4$ 小时的标准进行考核。

(三) 风电企业应向电力调度机构报送风电功率预测结果。风电功率预测分日前预测和实时预测两种。

日前预测是指对次日 0 时至 24 时的风电功率预测预报，实时预测是指自上报时刻起未来 15 分钟至 4 小时的预测预报。两者时间分辨率均为 15 分钟。电力调度机构对风电场风电功率预测上报率、准确率进行考核。

1. 日预报

风电场每日中午 12 点前向电力调度机构提交次日 0 时到 24 时每 15 分钟共 96 个时间节点的风电有功功率预测预报结果和开机容量。

(1) 风电场日预报上报率应达到 100%，每少报一天按当月装机容量×1 小时的标准进行考核。风电场日预报上报率按月进行统计、考核。

(2) 风电场日预报准确率低于 80%的，按以下公式考核。风电场日预报准确率按日进行统计、考核。

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

日准确率考核电量 = (80% - 日准确率) × Cap × 1 (小时)

其中： P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率， P_{Pi} 为 i 时刻的日预报值， Cap 为风电场总装机容量， $n=96$ 为样本个数。

2. 实时预报

(1) 风电场实时预报上报率应达到 100%，每少报一次按装机容量×0.2 小时的标准进行考核。风电场实时预报上报率按日进行统计、考核。

(2) 风电场实时预报准确率低于 85%的，按以下公式考核。风电场实时预报准确率按日进行统计、考核。

$$\text{实时准确率} = \left(1 - \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (P_{Mi} - P_{Pi,t})^2}}{Cap\sqrt{n}} \right) \times 100\%$$

实时准确率考核费用 = (85% - 实时准确率) × Cap × 0.2 (小时)

其中： P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率， $P_{Pi,t}$ 为 i 时刻的实时预报值， Cap 为风电场总装机容量， $n=16$ 为样本个数。

电力调度机构每月披露上月考核的明细结果时，向各风电场

披露电力调度机构采集的功率预测考核数据（96点功率曲线）。

（四）以下情况可对风电功率预测结果免于考核：

- 1.自然灾害等不可抗力。
- 2.风电场正式投产（连续试运行结束）后6个月内。
- 3.风电受限时段及后一个小时。
- 4.非风电场自身原因。
- 5.经调度同意的风功率预测系统计划检修期间。

第十九条 风电场深度调峰服务供应量定义为：为确保系统安全运行，电力调度机构要求风电场限风时，风电场全部机组最大可调用有功出力减去实际有功出力的差值在限风时段的积分。

风电场在限风时段内深度调峰服务补偿量按60（元/兆瓦时）×深度调峰服务供应量的标准进行补偿。

第三章 技术指导与管理

第二十条 风电场新建的各类型风电机组应具备低电压穿越能力，并向电力调度机构提交具备资质的检测机构出具的能力检测证明资料，否则禁止并网。在运风电场内同一型号风机未在能源监管机构要求的期限内完成低电压穿越改造，或已完成现场改造但未在6个月内完成检测认证的风电机组视为不具备低电压穿越能力，禁止并网，直到完成改造并通过检测认证。

具备检测条件的并网风电机组现场检测不合格，或经现场抽检合格后仍在低电压穿越范围内发生脱网，自脱网时刻起该风电

场同型号机组禁止并网，直至完成低电压穿越改造，同时在该风电场同型号机组重新完成整改并提供检测认证报告前，按风电场当月不具备低电压穿越能力的风机容量×150 小时的标准进行考核。

第二十一条 风电场应按有关规定配备动态无功补偿装置（动态无功补偿装置主要包括 MCR 型、TCR 型 SVC 和 SVG），并具备自动电压调节功能。

（一）风电场未按规定配置动态无功补偿装置的，每月按装机容量×8 小时的标准进行考核。

（二）风电场动态无功补偿装置性能（包括容量配置和调节速率）不满足要求的，每月按装机容量×1 小时的标准进行考核。

（三）风电场的动态无功补偿装置应投入自动运行，按月统计各风电场动态无功补偿装置月投入自动可用率，计算公式如下：

$\lambda_{\text{可用}} = (\text{所有装置月投入自动可用小时数之和} / (\text{升压站月带电小时数} \times \text{装置台数})) \times 100\%$

动态无功补偿装置月投入自动可用率低于 95% 的，按如下标准对风电场进行考核。

考核电量 = $(95\% - \lambda_{\text{可用}}) \times \text{装机容量} \times 1 \text{ 小时}$

（四）风电场应按规规定装设自动电压控制（AVC）子站，AVC 子站各项性能应满足电网运行的需要。风电场应加强机组 AVC 子站装置维护工作。未按电力调度机构要求的期限内完成

AVC 子站装设和投运的，每月按装机容量×8 小时的标准进行考核。对已安装 AVC 子站风电场的投运率和调节合格率进行考核。

1. AVC 投运率考核

风电场 AVC 装置与电力调度机构 AVC 主站闭环运行时，按月统计风电场 AVC 投运率。AVC 投运率计算公式如下：

$$\text{AVC 投运率} = \text{AVC 子站投运时间} / \text{风电场运行时间} \times 100\%$$

因电网原因或因新设备投运期间 AVC 子站配合调试造成的 AVC 装置退出时间免于考核。

全月 AVC 投运率低于 98%的，按如下标准对风电场进行考核。

$$\text{考核电量} = (98\% - \lambda_{\text{投运}}) \times \text{装机容量} \times 0.3 \text{ 小时}$$

式中， $\lambda_{\text{投运}}$ 为风电场 AVC 投运率。

2. AVC 调节合格率考核

电力调度机构通过 AVC 系统按月统计考核风电场 AVC 装置调节合格率。电力调度机构 AVC 主站电压指令下达后，机组 AVC 装置在 2 分钟内调整到位为合格。AVC 调节合格率计算公式为：

$$\text{AVC 子站调节合格率} = (\text{子站执行合格点数} / \text{主站下发调节指令次数}) \times 100\%$$

全月 AVC 子站调节合格率低于 96%的，按如下标准对风电场进行考核。

$$\text{考核电量} = (96\% - \lambda_{\text{调节}}) \times \text{装机容量} \times 0.3 \text{ 小时}$$

式中， $\lambda_{\text{调节}}$ 为风电场 AVC 子站调节合格率。

(五) 风电场应按调度运行要求确保并网点电压（风电场升压站高压侧母线）运行在电力调度机构下发的电压曲线范围之内，按月统计各风电场电压合格率，电压合格率计算公式如下：

$$\text{电压合格率} = \text{并网点电压运行在电压曲线范围之内} / \text{升压站带电运行时间} \times 100\%$$

风电场全月电压合格率低于 100% 的，按如下标准对风电场进行考核：

$$\text{考核电量} = (100\% - \lambda_{\text{电压}}) \times \text{装机容量} \times 0.3 \text{ 小时}$$

式中， $\lambda_{\text{电压}}$ 为风电场电压合格率。

风电场 AVC 装置投入运行，并与电力调度机构主站 AVC 装置联合闭环在线运行的不参与无功管理考核。

第二十二條 风电场按规定应具备有功功率调节能力（AGC 功能）的，需配置有功功率控制系统。当风电场有功功率在装机容量的 20% 以上时，应能接收并自动执行电力调度机构的有功功率控制指令，确保风电场最大有功功率值不超过电力调度机构的给定值。不具有有功功率调节能力的风电场，每月按装机容量×1 小时的标准进行考核。早期投产的风电场，且不具备变桨调节的风机，由能源监管机构认定后免于考核。

1.风电场有功功率控制系统投运率:

风电场有功功率控制系统投运率 = 子站投入闭环运行时间/
风电场出力满足 AGC 运行时间×100%

风电场有功功率控制系统全月投运率低于 99.9%的,按如下
标准对风电场进行考核:

$$\text{考核电量} = (99.9\% - \lambda_{\text{投运}}) \times \text{装机容量} \times 0.3 \text{ 小时}$$

式中, $\lambda_{\text{投运}}$ 为风电场有功功率控制系统投运率。

2.风电场有功功率控制系统调节合格率:

子站实时跟踪调度主站下发的有功功率指令,在规定的时
间内达到规定的控制精度为合格点。计算公式:

子站调节合格率 = 子站执行合格点数/主站下发调节指令
次数×100%

全月子站调节合格率低于 99%的,按如下标准对风电场进
行考核:

$$\text{考核电量} = (99\% - \lambda_{\text{有功}}) \times \text{装机容量} \times 0.3 \text{ 小时}$$

式中, $\lambda_{\text{有功}}$ 为子站调节合格率。

第二十三条 电力调度机构按其管辖范围对风电场继电保
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:

(一)风电场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、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和行业标准以及规程。对于不执行上述标准、规程、规定的,每条按装机容量 $\times 8$ 小时的标准进行考核;造成后果的,按装机容量 $\times 20$ 小时的标准进行考核。

(二)风电场涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置管理(包括发电机组涉及机网协调的保护的运行管理、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、准则及相关技术规范的,每条按当月装机容量 $\times 8$ 小时的标准进行考核;造成后果的,按装机容量 $\times 20$ 小时的标准进行考核。

(三)对因风电场继电保护和安全自动装置原因造成电网事故或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,并监督风电场落实。对于未及时执行的,按装机容量 $\times 8$ 小时的标准进行考核。

(四)风电场应配合电网经营企业及时改造到更换年限的继电保护及安全自动装置。设备更新改造应相互配合,确保双方设备协调一致。对于未及时执行的,按装机容量 $\times 8$ 小时的标准进行考核。

(五) 风电场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,风电场应按照国家 and 行业的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。风电场未按要求配置故障信息管理系统的,每月按装机容量 $\times 8$ 小时的标准进行考核。由于风电场原因造成故障信息管理系统无法正常运行的,每次按当月装机容量 $\times 8$ 小时的标准进行考核;造成严重后果的,每次按装机容量 $\times 20$ 小时的标准进行考核。

(六) 风电场应按国家、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。对于未执行的,每项按当月装机容量 $\times 8$ 小时的标准进行考核。

(七) 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。风电场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。对于未执行的,每项按当月装机容量 $\times 8$ 小时的标准进行考核。

(八) 风电场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。对于未执行的，每次按装机容量×2 小时的标准进行考核。

(九)风电场的继电保护和安全自动装置属电力调度机构调度的，风电场应按电力调度机构规定投退。未经电力调度机构许可，风电场不得自行改变设备的运行状态、接线方式和定值。风电场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。对于未执行的，每次按当月装机容量×8 小时的标准进行考核。

(十)风电场的机组高周切机、低频解列定值由电力调度机构根据电网和机组性能情况，经与风电场协商后，统一整定下达；由风电场自行整定与系统有关的保护整定方案及定值，应送电力调度机构备案。对于未执行的，每次按当月装机容量×4 小时的标准进行考核。

(十一)风电场中涉及电网安全稳定运行的继电保护装置的选型、技改更换应征得相应电力调度机构同意。对于未执行的，每次按当月装机容量×8 小时的标准进行考核。

(十二)风电场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。出现该情况的，每次按当月装机容量×2 小时的标准进行考核。

(十三)各省级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，提出风电场需采取的安全稳定措施，风电

场应配合并协助实施。风电场执行反事故措施后五个工作日内将执行情况反馈所属电力调度机构。因风电场的原因未及时执行反措的，每项按当月装机容量×8小时的标准进行考核。

(十四)风电场应按电力调度机构要求报送继电保护装置运行情况或相关数据、报告，逾期报送或不报的，每次按当月装机容量×2小时的标准进行考核。

(十五)电力调度机构按其调度管辖范围对风电场继电保护和安全自动装置运行情况进行如下考核：

1.风电场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，若因风电场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的，每次按当月装机容量×8小时的标准进行考核。

2.因风电场原因导致继电保护和安全自动装置不正确动作，每次按当月装机容量×8小时的标准进行考核。

3.风电场对保护误动、拒动事故原因隐瞒不报、误报的，每次按当月装机容量×20小时的标准进行考核。

4.风电场发生其主设备继电保护装置跳闸原因不明事故的，每次按当月装机容量×20小时的标准进行考核。

5.因风电场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，每次按当月装机容量×40小时的标准进行考核。造成一般电网事故的，每次按当月装机容量×20小时的标准进行考核。

第二十四条 电力调度机构按其管辖范围对风电场自动化设备（包括监控系统、PMU装置、电量采集装置、时钟系统及监测装置、调度数据网等）开展技术指导和管理工作。电力调度机构对风电场自动化设备运行情况进行考核：

（一）风电场并网前应按照国家有关技术规范标准配备调度自动化设备，具备向电力调度机构实时传送风电场信息、接受调度控制指令的条件。

（二）机组并网前应将其调度自动化设备有关图纸资料报送电力调度机构，并将其调度自动化设备接入电力调度机构的调度自动化系统，电力调度机构应予配合。

（三）涉及电网的调度自动化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。不按要求办理手续的，每次按当月装机容量×8小时的标准进行考核。

（四）对风电场的调度自动化设备月可用率进行考核。调度自动化设备月可用率低于99%的，每降低1个百分点（不足1个百分点的按1个百分点计），按当月装机容量×2小时×（99%-可用率）×100的标准进行考核。

（五）风电场应保证其自动化设备连续运行。电厂设备原因导致其相关信息不正确，应在1小时内处理完毕；持续时间超过1小时的，每次按当月装机容量×1小时的标准进行考核。

（六）风电场应委托具备国家认证资质的机构每年定期检验其自动化装置并将检验报告报电力调度机构备案，确保量测的误

差在行业规定的范围内。必要时，电力调度机构可对风电场的自动化装置进行抽查。抽查结果不满足要求的，每次按当月装机容量×8 小时的标准进行考核。

（七）因风电场侧自动化反措未及时执行，造成风电场对电网的自动化业务中断的，每次按当月装机容量×20 小时的标准进行考核。

第二十五条 风电场应按国家有关技术规范标准配备电力监控系统网络安全防护设备，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。

（一）风电场的电力监控系统应满足《网络安全法》、《电力监控系统安全防护规定》（国家发展改革委令 14 号）以及《电力监控系统安全防护总体方案》（国能安全〔2015〕36 号文）的要求。

（二）风电场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备案，并完成其电力监控系统安全防护设备与电力调度机构的联调。未按要求上报、未经批准擅自实施或未按时完成联调的，每次按当月装机容量×2 小时的标准进行考核。

（三）风电场应根据国家能源局《电力行业信息安全等级保护管理办法》（国能安全〔2014〕318 号）文件要求，委托具备国家认证资质的机构定期开展电力监控系统等级保护测评，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。未按要求开展相关工作的，每次按当月装机容量×2小时的标准进行考核。

（四）在运行过程中，涉及电网的电力监控系统安全防护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。

（五）风电场二次系统违规外联或使用无线网络设备的，每次按当月装机容量×2小时的标准进行考核。

（六）风电场二次设备配置、运行、管理不符合安全防护相关规定（包括硬件设备闲置端口未进行封闭处理、未采用正版安全操作系统、安全防护策略配置不合理、发生安全异常告警、使用弱口令等行为）的，每次按当月装机容量×2小时的标准进行考核。

（七）风电场应保证其涉网电力监控系统安全防护设备连续运行。因风电场设备原因导致其运行状态异常，应在1小时内处理完毕；持续时间超过1小时，每次按当月装机容量×4小时的标准进行考核。

第二十六条 电力调度机构按其管辖范围对风电场通信设备开展技术指导和管理工作的。

（一）风电场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，风电场应限期整改（最迟不超过12个月）。逾期未完成整改的，则每月按照装机容量×1小时的标准进行考核。

(二)因风电场原因造成通信发生下列情形的,按以下标准对风电场进行考核。若有重复的,按最严重的一条进行考核。

1.造成任何一条调度电话通信通道、继电保护或安稳装置通信通道、远动信息通信通道连续停运时间超过4小时的,每次按当月装机容量 $\times 0.8$ 小时的标准进行考核。

2.风电场任一通信设备故障停运,时间超过24小时的,每次按当月装机容量 $\times 2$ 小时的标准进行考核。

3.因风电场自身原因造成风电场与电力调度机构通信电路全部中断的,每次按装机容量 $\times 4$ 小时的标准进行考核。

4.风电场内录音设备失灵,影响电网事故分析的,每次按当月装机容量 $\times 2$ 小时的标准进行考核。

5.风电场通信设备故障,引起继电保护或安全自动装置误动、拒动的,每次按当月装机容量 $\times 4$ 小时的标准进行考核。

第二十七条 风电场应按电力调度机构要求报送相关运行数据、分析报告以及试验报告,未及时报送和误报的,每次按当月装机容量 $\times 2$ 小时的标准进行考核。

第四章 计量与结算

第二十八条 风电场参与本省区常规发电厂考核、补偿费用平衡。

第二十九条 同一事件适用于不同条款的,取考核电量最大的一款执行。

第三十条 电力调度机构按调度管辖关系记录和统计并网运行考核及辅助服务补偿情况，按月度统计分析，并向结算各方出具考核补偿凭据。各电网经营企业出具结算凭据，并网发电厂按结算凭据开具发票，按国家有关规定结算。

第三十一条 风电场考核与补偿电量的电价按所在结算省（区）上一年平均上网电价执行。

第三十二条 本细则执行的数据和有效支撑材料包括：并网调度协议，有国家认证资质的机构出具的试验报告，电力调度机构制定的发电计划曲线、检修计划、电压曲线，能量管理系统、发电机组调节系统运行工况在线上传系统、广域测量系统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。

第三十三条 风电场月度总考核费用等于各项考核费用的累计。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，月度总考核费用参与所在省（区）并网发电厂考核费用平衡结算，按风电场上网电量比例进行返还。

风电场月度考核结算费用等于该风电场月度考核返还费用减去月度考核费用。

返还第*i*个风电场的费用计算公式为：

$$R_{w\text{返还}}^i = R_{w\text{总返还}} \times \frac{w_i}{\sum_{i=1}^n w_i}$$

式中, $R_{w\text{返还}}^i$ 为返还第 i 个风电场的费用, $R_{w\text{总返还}}$ 为按照“两个细则”有关规定产生的月度总考核费用 (元); w_i 为第 i 个风电场月度上网电量; n 为当月参与考核的发电厂的总数。

第三十四条 风电场按本细则及《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》缴纳有偿辅助服务费用。有偿辅助服务补偿费用由电厂 (含光伏电站) 按上网电量比例缴纳。

第 i 个电厂 (风电场) 需要承担的缴纳费用计算公式为:

$$R_{w\text{缴纳}}^i = R_{w\text{总缴纳}} \times \frac{w_i}{\sum_{i=1}^n w_i}$$

式中, $R_{w\text{缴纳}}^i$ 为第 i 个风电场缴纳的费用, $R_{w\text{总缴纳}}$ 为按照“两个细则”有关规定产生的有偿辅助服务费用; w_i 为第 i 个电厂 (风电场) 月度上网电量; n 为当月参与费用分摊的发电厂 (含风电场) 的总数。

第三十五条 风电场按本细则所产生的费用采用电费结算, 与下一个月电费结算同步完成。风电场在该月电费总额基础上加 (减) 应获得 (支付) 的参与本细则所产生费用, 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。

南方区域光伏电站并网运行及辅助服务 管理实施细则（2020 年版）

第一章 总则

第一条 为保障广东、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，规范光伏发电并网调度管理，依据《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国可再生能源法》《电网调度管理条例》《电力监管条例》《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源〔2016〕625号）、《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB/T 19964）以及国家有关法律法规和电力行业相关标准，制定本细则。

第二条 本细则适用于南方区域地市级及以上电力调度机构直接调度的 10kV 及以上并网的集中式光伏电站（以下简称光伏电站）的运行管理，其他光伏电站参照执行。

第三条 电力调度机构应按国家有关法律及技术标准的要求，为光伏电站接入电网提供必要的服务，加强光伏电站调度管理。

第四条 光伏发电企业应严格遵守调度纪律，做好光伏电站的并网运行管理工作。光伏电站应具备相应技术条件，满足本细则要求。

第五条 光伏电站应在并网前签订购售电合同和并网调度协议，以并网调度协议中约定的调度对象为基本结算单元参与并网运行考核及辅助服务补偿。

第六条 南方区域能源监管机构依法对光伏电站并网运行考核及辅助服务补偿管理实施监管。依据有关规定和能源监管机构授权，电力调度机构负责光伏电站运行考核及补偿管理，电网企业负责根据考核与补偿结果开展结算和分析等工作。

第二章 调度运行管理

第七条 电网企业、并网发电厂、电力用户有义务共同维护电力系统安全稳定运行。电力调度机构负责电力系统运行的组织、指挥、指导和协调。光伏电站应严格遵守国家法律法规、国家标准、电力行业标准、电力调度规程及相应电力调度机构的专业管理规程规定。

第八条 新建光伏电站自连续试运行结束日（正式投运）次日起按照本细则进行考核；并网光伏电站因扩建机组原因，导致被考核的，由光伏电站申诉并经电力调度机构确认的，可豁免考核。

第九条 光伏电站应按要求做好弃光电量统计管理，在 24 小时内及时向电力调度机构报告弃光统计电量和计算依据。未按要求报告的，按当月全站额定容量×0.5 小时的标准进行考核。

第十条 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或风险防控措施。光伏电站应及时落实电力调度机构制定的反事故措施或风险防控措施，对不满足要求的应制定整改计划，并确保计划按期完成。对未按时执行反事故措施、风险防控措施或整改计划的，每条按全站额定容量×2.5小时的标准进行考核；对造成后果的，每条按当月全站额定容量×12小时的标准进行考核。

第十一条 光伏电站应落实电力调度机构开展涉网安全检查提出的各项整改措施，将整改计划及结果报电力调度机构，电网公司应配合光伏电站落实各项整改措施。因光伏电站原因未按计划完成整改的，每项按当月全站额定容量×2.5小时的标准进行考核；对造成后果的，每项按当月全站额定容量×5小时的标准进行考核。

第十二条 光伏发电企业应加强并网运行安全技术管理，保证光伏电站满足《发电机组并网安全条件及评价》（GB/T28566-2012）的要求。发现不满足标准要求的，每项按当月全站额定容量×1小时的标准进行考核，直至整改结束。

第十三条 光伏发电企业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。接受调度指令的光伏电站值班人员认为执行调度指令将危及人身、设备或系统安全的，应立即向发布调度指令的电力调度机构值班调度人员报告并说明理由，由电力调度机构值班调度人员决定该指令的执行或者撤销。

出现下列情况之一者，每次按当月全站额定容量×5 小时的标准进行考核。

（一）不执行或无故拖延执行调度指令。

（二）未如实向电力调度机构报告调度指令执行情况。

（三）未如实或未及时向电力调度机构反映设备运行、异常情况或向电力调度机构错误传送设备实时信息。

（四）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。

（五）未及时或错误向电力调度机构报告继电保护、安全自动装置动作情况，延误事故处理。

（六）在调度管辖设备上发生误操作。

（七）不满足调度规程规定具备联系调度业务资格要求的。

（八）其他依据有关法律、法规及规定认定属于违反调度纪律的事项。

第十四条 光伏电站因频率、电压、电流等电气保护及继电保护装置、安自装置动作导致光伏发电单元解列的，不允许自行并网，光伏发电单元再次并网须向值班调度员提出申请，经值班调度员同意并网后，光伏发电单元方可并网。违反上述规定的，每次按当月全站额定容量×5 小时的标准进行考核。在与主网解列的孤网上违反上述规定的，每次按当月全站额定容量×10 小时的标准进行考核。

第十五条 光伏电站应按照有关要求控制有功功率变化值。光伏电站有功功率变化速率应不超过每分钟 10%额定容量。取 5 分钟内每分钟功率变化差的平均值计算考核量，滚动计算，此项按日进行考核。因太阳能辐照度降低而引起的光伏电站有功功率变化超出变化最大限值的免于考核。变化率超出限值的，按以下标准对光伏电站进行考核：

$$W_{\text{功率变化率}} = \sum_{i=1}^{1440} \max(P_i - P_{lim}, 0) \times 10 \times 1\text{分钟} / 60$$

其中 P_i 为第 i 分钟功率变化值， P_{lim} 为功率变化极限值。

$$P_i = \sum_{j=1}^5 \frac{|P_{i+j-1} - P_{i+j}|}{5}$$

以下情况可对光伏电站有功功率变化值免于考核：

1. 根据电力调度机构的指令调整有功功率时段。
2. 因电网安全运行需要而进行的。
3. 因自然灾害等不可抗力原因导致光伏组件受损而引起的。

第十六条 因光伏电站自身原因造成光伏发电单元大面积脱网，一次脱网总容量超过光伏电站全站额定容量 30% 的，每次按当月全站额定容量 $\times 7.5$ 小时的标准进行考核。

第十七条 电力调度机构应对限制光伏电站出力原因做详细记录。光伏电站应严格执行调度机构下达的调度计划曲线（含实时调度曲线）。在限制出力时段内，光伏电站有功出力值与调度计划曲线的偏差不超过 1% 的，免于考核，对超出部分按积分

电量的 2 倍考核。

第十八条 光伏电站应开展光功率预测工作，并按电力调度机构要求将预报结果报电力调度机构。

(一)光伏电站应在能够准确反映站内辐照情况的位置装设足够的太阳辐射测试仪及附属设备，并将太阳辐射测试仪相关测量数据传送至电力调度机构。光伏电站应按要求报送调度侧光伏发电功率预测建模所需的历史数据，并保证数据的准确性。未按电力调度机构要求完成太阳辐射测试仪数据上传或历史数据报送工作的，每月按当月全站额定容量 $\times 2.5$ 小时的标准进行考核。

(二)光伏发电企业应及时向电力调度机构报送光伏电站额定容量、可用容量或电力调度机构要求的其他信息，每漏报或迟报一次按当月全站额定容量 $\times 0.25$ 小时的标准进行考核。

(三)光伏电站应向电力调度机构报送光功率预测结果，光功率预测分日预测和短期预测两种。

日预测是指对次日 0 时至 24 时的光功率预测，短期预测是指自上报时刻起未来 15 分钟至 4 小时的预测。两者时间分辨率均为 15 分钟。电力调度机构对光功率预测上报率、准确率进行考核。

1.日预测

光伏电站每日中午 12 点前向电力调度机构提交次日 0 时至 24 时每 15 分钟共 96 个时间节点功率预测数据和可用容量。

(1)日预测日上报率未达 100%的，每天按当月全站额定容量 $\times 0.25$ 小时的标准进行考核。

(2) 日预测准确率小于 85%的, 按以下公式考核。日预测准确率按日统计, 按月考核。

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

日预测准确率考核电量 = (85% - 日准确率) × Cap × 1 (小时)

其中, P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率, P_{Pi} 为 i 时刻的日预测值, Cap 为光伏电站额定容量, $n=96$ 为样本个数。

2. 短期预测

(1) 短期光功率预测上报率应达到 100%, 每少报一次按当月全站额定容量 × 0.04 小时的标准进行考核。

(2) 短期预测准确率小于 90%的, 按以下公式进行考核。超短期功率预测准确率按日统计, 按月考核。

$$\text{短期准确率} = \left(1 - \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (P_{Mi} - P_{Pi,t})^2}}{\text{Cap}\sqrt{n}} \right) \times 100\%$$

短期准确率考核电量 = (90% - 短期准确率) × Cap × 1 (小时)

其中: P_{Mi} 为 i 时刻的实际功率, $P_{Pi,t}$ 为短期功率预测的 i 时刻功率值, Cap 为光伏电站额定容量, $n=16$ 为样本个数。

(四) 以下情况可对光功率预测结果免于考核:

1. 光伏发电受限时段。
2. 自然灾害等不可抗力。
3. 经调度同意的预测光功率相关系统检修期间。
4. 非光伏电站自身原因。

第三章 技术指导与管理

第十九条 光伏电站频率适应性应满足《光伏电站接入电力系统技术规定》(GB/T 19964-2012)有关要求,不满足要求的禁止并网,直至整改合格后方可并网发电。光伏电站运行过程中出现频率适应性不满足要求的,按当月全站额定容量×5小时的标准进行考核。

第二十条 光伏发电单元应具备零电压穿越能力。在光伏电站内同一型号光伏发电单元未在期限内完成零电压穿越改造的,或已完成现场改造计划但未在6个月内完成检测认证的,视为不具备零电压穿越能力,禁止并网。

具备检测条件的光伏电站现场检测不合格,或经现场抽检合格后仍在低电压穿越范围内发生脱网,自脱网时刻起该光伏电站同型单元禁止并网,直至完成低电压穿越改造。在该光伏电站同型单元重新完成整改并提供检测认证报告前,当月按以下公式考核:

考核电量=所有不合格的光伏发电单元容量之和×20小时

第二十一条 光伏电站应按有关规定配备动态无功补偿装置(动态无功补偿装置主要包括MCR型、TCR型SVC和SVG),并具备自动电压调节功能。

(一)光伏电站未按要求配置动态无功补偿装置,每月按当月全站额定容量×5小时的标准进行考核。

(二)光伏电站动态无功补偿装置性能(包括容量配置和调

节速率)不满足要求的,每月按当月全站额定容量×5小时的标准进行考核。

(三)光伏电站的动态无功补偿装置应投入自动运行,按月统计各光伏电站动态无功补偿装置月投入自动可用率,计算公式如下:

$$\lambda_{\text{可用}} = \text{所有装置月投入自动可用小时数之和} / (\text{升压站月带电小时数} \times \text{装置台数})$$

动态无功补偿装置月投入自动可用率低于95%的,每降低1个百分点(不足1个百分点的按1个百分点计),每月按当月全站额定容量×1.25小时的标准进行考核。

(四)光伏电站应按规定装设自动电压控制(AVC)子站,AVC子站各项性能应满足电网运行的需要。未按期完成AVC子站的装设和投运工作的,每月按当月全站额定容量×2小时的标准进行考核。

对光伏电站AVC子站投运率和合格率进行考核。

1. AVC投运率考核

在光伏电站AVC装置与所属电力调度机构主站AVC闭环运行时,电力调度机构按月统计光伏电站AVC投运率。AVC投运率计算公式如下:

$$\text{AVC投运率} = \text{AVC子站投运时间} / \text{光伏电站运行时间} \times 100\%$$

因电网原因或因新设备投运期间AVC子站配合调试原因造成的AVC装置退出时间免于考核。

AVC投运率以98%为合格标准,投运率每降低1个百分点

(不足 1 个百分点的按 1 个百分点计), 每月按当月全站额定容量×1.25 小时的标准进行考核。

2. AVC 调节合格率考核

电力调度机构通过 AVC 系统按月统计考核光伏电站 AVC 装置调节合格率。电力调度机构 AVC 主站电压命令下达后, AVC 装置在规定时间内调整到位为合格。AVC 调节合格率计算公式为:

$$\text{AVC 调节合格率} = \text{执行合格点数} / \text{电力调度机构发令次数} \times 100\%$$

AVC 合格率以 96% 为合格标准, 合格率每降低 1 个百分点(不足 1 个百分点的按 1 个百分点计), 每月按当月全站额定容量×2.5 小时的标准进行考核。

(五) 光伏电站应按照调度运行要求确保并网点电压(光伏电站升压站高压侧母线)运行在合格范围内, 以电力调度机下达的电压曲线为基准, 偏差不超过正负 3% 为合格范围。

光伏电站的母线电压越限时间统计为不合格时间。合格时间与光伏电站并网运行时间的百分比为电压合格率。电压合格率按月进行统计。电压合格率以 100% 为基准, 每降低 0.05 个百分点, 按当月全站额定容量×1.25 小时的标准进行考核。

光伏电站 AVC 装置投入运行, 并与电力调度机构主站 AVC 装置联合闭环在线运行的, 不参与无功管理考核。光伏电站已经达到无功调节极限能力, 母线电压仍然不合格, 该时段免于考核。非光伏电站原因造成母线电压不合格的, 免于考核。

第二十二条 光伏电站应按规定配置有功功率控制系统，具备有功功率调节能力，接收并自动执行电力调度机构的有功功率控制信号（AGC功能），确保光伏电站最大有功功率值不超过电力调度机构下达的给定值。光伏电站有功功率控制子站上行信息应包含可用容量、短期预测等关键数据。

光伏电站未在规定期限内完成有功功率控制子站的装设和投运工作的，每月按当月全站额定容量×2.5小时的标准进行考核。

对已安装有功功率控制子站的光伏电站开展投运率考核。在光伏电站有功功率控制子站闭环运行时，按月统计投运率，计算公式如下：

$$\text{投运率} = \text{子站投运时间} / \text{光伏电站运行时间} \times 100\%$$

因电网原因或因新设备投运期间子站配合调试原因造成的退出时间免于考核。投运率以98%为合格标准，投运率每降低1个百分点（不足1个百分点的按1个百分点计），每月按当月全站额定容量×1小时的标准进行考核。

第二十三条 对光伏电站违反继电保护及安全自动装置管理规定进行考核。

（一）光伏电站线路、变压器、母线、光伏发电单元、变频器所配置继电保护和安全自动装置不正确动作，每次按当月全站额定容量×1小时的标准进行考核；造成电网事故的，每次按当月全站额定容量×5小时的标准进行考核。导致电网继电保护和

安全自动装置越级动作或导致电网事故扩大的，每次按当月全站额定容量×10 小时的标准进行考核。

(二)光伏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、规定要求，且必须与系统保护配合。系统状态改变时，应按要求按时修改所辖保护的定值及运行状态。不符合要求的，每次按当月全站额定容量×2.5 小时的标准进行考核。逾期未完成整改的，每月按当月全站额定容量×2.5 小时的标准进行考核，直到整改完毕。

(三)光伏电站故障录波器时钟不准确，装置及接入量命名不规范，故障录波器及电力调度机构主站数据连接中断，不能提供完整的故障录波数据、继电保护和安全自动装置动作情况，影响电网故障分析的，每次按当月全站额定容量×2.5 小时的标准进行考核。

(四)光伏电站集电线系统单相故障应能快速切除，不符合要求的，每次按照当月全站额定容量×2.5 小时的标准进行考核。逾期未完成整改的，每月按当月全站额定容量×2.5 小时的标准进行考核，直到整改完毕。

(五)光伏电站在 24 小时内未消除继电保护和安全自动装置设备缺陷的，每次按当月全站额定容量×0.6 小时的标准进行考核。超过 24 小时的，每天按当月全站额定容量×2.5 小时的标准进行考核。

(六)光伏电站应按继电保护管理要求及时上报设备基础数

据。

1.光伏电站应在继电保护或安全自动装置缺陷或异常处理完毕后3个工作日内上报处理情况。未及时上报的，每次按当月全站额定容量×1.25小时的标准进行考核。

2.光伏电站继电保护和安全自动装置动作后，应立即按照规程进行故障分析和处理，并在故障发生1个工作日内上报故障情况。未及时报送的，每次按当月全站额定容量×1.25小时的标准进行考核。

3.光伏电站新投运的继电保护设备，应在投运后5个工作日内完成设备台账上报工作，未及时、准确、完整报送的，每次按当月全站额定容量×1.25小时的标准进行考核。

(七)光伏电站应按规程、规定对所属继电保护和安全自动装置进行调试、巡视、定期校验和维护，使其满足装置原定的技术要求，装置定值符合整定要求，并保存完整的调试报告和记录。不满足要求的，按当月全站额定容量×2.5小时的标准进行考核。

(八)对光伏电站继电保护和安全自动装置运行指标进行考核，未达以下要求的，每项按当月全站额定容量×1.25小时的标准进行考核。

1.继电保护主保护月投运率>99.5%

继电保护主保护月投运率计算公式为： $Y_1 = (T_1 / T_2) \times 100\%$

其中 Y_1 为主保护月投运率； T_1 为主保护装置该月处于运行状态的时间； T_2 为主保护装置该月应运行时间。

2.安全自动装置月投运率>99.5%

安全自动装置月投运率计算公式为： $Y_2 = (T_3 / T_4) \times 100\%$

其中 Y_2 为安全自动装置月投运率； T_3 为安全自动装置该月处于运行状态时间； T_4 为安全自动装置该月应运行时间。

3.故障录波月完好率>99.5%

故障录波月完好率计算公式为： $W = (N1 / N2) \times 100\%$

其中 W 为故障录波月完好率； $N1$ 为该月故障录波完好次数； $N2$ 为该月故障录波应评价次数。

第二十四条 电力调度机构按其管辖范围对光伏电站自动化设备（包括监控系统、PMU装置、电量采集装置、时钟系统及监测装置、调度数据网、电力监控系统网络安全设备、UPS电源等）开展技术指导和管理工作的。

（一）光伏电站自动化设备（包括监控系统、PMU装置、电量采集装置、时钟系统及监测装置、调度数据网、电力监控系统网络安全设备、UPS电源等）应配备而未配备、或设备性能指标不满足要求、以及自动化设备供电系统不满足规范的，应限期整改。逾期未完成整改的，每项按光伏电站当月全站额定容量×1.25小时的标准进行考核。多项自动化设备未配置的，或性能指标不满足要求或供电系统不满足规范的，按项数进行累加考核。

（二）光伏电站应按电力调度机构要求上传光伏发电单元运行信息，运行信息包括有功、无功、状态变量三个遥测（信）量，根据上传情况统计遥测（信）量的数据正确率，其计算公式如下：

$$\text{正确率} = [(1 - M / (96 \times N \times 3))] \times 100\%$$

其中 N 为光伏电站光伏发电单元数量；M 为异常数据点个数。

遥测（信）量的正确率按日进行统计，按月求平均值进行考核。正确率达不到 98% 的，按当月全站额定容量×1.25 小时的标准进行考核。

（三）光伏电站远动信息（包括：事故总信息、开关分相信息等）、PMU 信息、电能量信息、时钟监测信息、电力监控系统网络安全设备信息、二次设备管理信息、报警信息等未按规范完整接入（或填报、分类）的，每类信息按当月全站额定容量×1.25 小时的标准进行考核。多类信息（或填报、分类）不满足的，按类数进行累加。

（四）光伏电站应配合电力调度机构进行遥测、遥信新增加或修改等工作，在电力调度机构指定的时间内完成工作。如未按期完成的，按当月全站额定容量×1.25 小时的标准进行考核。

（五）对光伏电站自动化设备（包括监控系统远动工作站、PMU 装置、电量采集装置、时钟系统及监测装置、调度数据网、电力监控系统网络安全设备、UPS 电源等）月可用率进行考核。

可用率低于 99.5% 的，每降低 1 个百分点（不足 1 个百分点的按 1 个百分点计），按当月全站额定容量×0.25 小时的标准进行考核。多类设备不满足可用率要求的，按类数进行累加。

$$\text{可用率} = \text{正常运行小时数} / \text{该月总小时数}$$

（六）光伏电站自动化设备发生连续故障（导致数据中断）

次数超过两次的，每次按当月全站额定容量×0.5 小时的标准进行考核。如设备故障长期未处理解决，每超过 8 小时计为一次延时处理，每次延时处理按当月全站额定容量×0.25 小时的标准进行考核。自动化设备故障计算时间以电力调度机构发出故障通知时刻起至电力调度机构主站系统接收到正确信息时刻止。

（七）光伏电站发生设备跳闸事故时，遥信信号（开关变位信号、全站事故总信号、SOE 信息等）拒动或未正确动作上送信号的，每个信号每次按当月全站额定容量×1.25 小时的标准进行考核。多个遥信信号未正确上送，按个数进行累加。

（八）光伏电站在正常运行时，遥信信号每漏发或误发的，每个信号每次按当月全站额定容量×0.5 小时的标准进行考核。多个遥信信号未正确上送的，按个数进行累加。

（九）光伏电站遥测量（包含 PMU 量测）应及时、准确上送，要求数据实时刷新、无跳变点，误差率不超过 1.5%（以调度机构主站系统状态估计计算结果为准）。发生遥测量（包含 PMU 量测）数据不刷新、超差（误差>1.5%）、跳变等异常的，每信号每次按当月额定容量×0.5 小时的标准进行考核。如故障或超差超过 8 小时仍未处理解决的，每超过 8 小时计为一次延时处理，每次延时处理按当月全站额定容量×0.25 小时的标准进行考核。

（十）光伏电站统一对时设备运行故障、导致对时误差超差持续超过 4 小时 10 毫秒的，每次按当月全站额定容量×0.5 小时的标准进行考核。故障时间超过 8 小时仍未及时排除故障的，每

超过 8 小时计为一次延时处理，每次延时处理按当月全站额定容量×1.25 小时的标准进行考核。

（十一）光伏电站开展涉及调度自动化子站设备的工作，或对调度自动化信息有影响的检修、维护、消缺等工作，应按电力调度机构的相关规定办理相关手续。工作前未按要求办理相关手续的，每次按当月全站额定容量×0.5 小时的标准进行考核。开工前或进行重要操作前以及完工后未通知电力调度机构自动化值班人员的，每次按当月全站额定容量×0.25 小时的标准进行考核。因上述行为对电力调度机构自动化系统安全运行考核指标造成严重影响的，每次按当月全站额定容量×1.25 小时的标准进行考核。

（十二）光伏电站自动化设备发生变动的，应及时上报相关设备台帐变更信息，自动化设备出现故障或缺陷后，应及时上报缺陷信息。自动化设备台帐（缺陷）信息上报不及时、不完整、不准确的，每类自动化设备（每次缺陷）按当月全站额定容量×0.25 小时的标准进行考核。多类自动化设备（多次缺陷）信息上报不及时、不完整、不准确的，按设备类数及缺陷次数进行累加。

第二十五条 光伏电站应按国家有关技术规范标准配备电力监控系统网络安全防护设备，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。

（一）光伏电站的电力监控系统应满足《网络安全法》、《电力监控系统安全防护规定》（国家发展改革委令 14 号）以及《电

力监控系统安全防护总体方案》（国能安全〔2015〕36号文）的要求。

（二）光伏电站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备案，并完成其电力监控系统安全防护设备与电力调度机构的联调。未按要求上报、未经批准擅自实施、未按时完成联调的，每次按当月全站额定容量 $\times 1.25$ 小时的标准进行考核。

（三）光伏电站应根据国家能源局《电力行业信息安全等级保护管理办法》（国能安全〔2014〕318号）文件要求，委托具备国家认证资质的机构定期开展电力监控系统等级保护测评，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。未按要求开展相关工作的，每次按当月额定容量 $\times 2$ 小时的标准进行考核。

（四）在运行过程中，涉及电网的电力监控系统安全防护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。

（五）光伏电站二次系统违规外联或使用无线网络设备，每次按当月全站额定容量 $\times 1.25$ 小时的标准进行考核。

（六）光伏电站二次设备配置、运行、管理不符合安全防护相关规定（包括硬件设备闲置端口未进行封闭处理、未采用正版安全操作系统、安全防护策略配置不合理、发生安全异常告警、使用弱口令等行为）的，每次按当月全站额定容量 $\times 1.25$ 小时的标准进行考核。

(七)光伏电站应保证其涉网电力监控系统安全防护设备连续运行。光伏电站设备原因导致其运行状态异常的,应在1小时内处理完毕。持续时间超过1小时的,每次按当月全站额定容量 $\times 2.5$ 小时的标准进行考核。

第二十六条 电力调度机构按其管辖范围对光伏电站通信设备开展技术指导和管理工作的。

(一)光伏电站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,应限期整改(最迟不超过12个月)。逾期未完成整改的,每月按考核当月额定容量 $\times 1.25$ 小时的标准进行考核。

(二)因光伏电站原因发生下列情形的,按以下标准进行考核,若有重复的,按最严重的一条进行考核。

1.造成任何一条调度电话通信通道、继电保护或安稳装置通信通道、远动信息通信通道连续停运时间4小时以上的,每次按当月全站额定容量 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

2.光伏电站任一通信设备故障停运,时间超过24小时的,每次按当月全站额定容量 $\times 1.25$ 小时的标准进行考核。

3.因光伏电站自身原因造成电站与电力调度机构通信电路全部中断的,每次按当月全站额定容量 $\times 2.5$ 小时的标准进行考核。

4.光伏电站内录音设备失灵,影响电网事故分析的,每次按当月全站额定容量 $\times 1.25$ 小时的标准进行考核。

5.光伏电站通信设备故障,引起继电保护或安全自动装置误

动、拒动的，每次按当月全站额定容量×2.5 小时的标准进行考核。

第二十七条 光伏电站应按照电力调度机构要求报送相关运行数据、分析报告以及试验报告。未及时报送或误报的，每次按当月全站额定容量×1.25 小时的标准进行考核。

第二十八条 光伏电站限光量指为确保系统运行安全，电力调度机构要求限光时，光伏电站最大可调用有功出力减去实际有功出力的差值，在限光时段的积分。在限光时段内，对光伏电站限光量进行补偿，补偿量为 60（元/兆瓦时）×限光量。

第二十九条 电力调度机构按调度管辖范围对并网发电厂高压侧或升压站电气设备运行情况进行如下考核：

（一）因光伏电站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，每次按当月全站额定容量×50 小时的标准进行考核。

（二）因光伏电站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，每次按当月全站额定容量×25 小时的标准进行考核。

（三）发生开关拒动的，每次按当月全站额定容量×25 小时的标准进行考核。

第四章 考核与补偿实施

第三十条 光伏电站参与本省区常规发电厂考核、补偿费用平衡。

第三十一条 同一事件适用于不同条款的，取考核电量最大的一款执行。

第三十二条 电力调度机构应按调度管辖关系按月度统计、分析、记录并网运行考核及辅助服务补偿情况，向结算各方出具考核补偿凭据。电网企业应根据考核补偿凭据出具结算凭据，并网发电厂按结算凭据开具发票，按国家有关规定结算。

第三十三条 光伏电站考核与补偿电量的电价按所在结算省（区）上一年平均上网电价执行。

第三十四条 本细则执行的数据和有效支撑材料包括：并网调度协议，国家认证资质的机构出具的试验报告，电力调度机构制定的发电计划曲线、检修计划、电压曲线，能量管理系统、发电机组调节系统运行工况在线上传系统、广域测量系统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。

第三十五条 光伏电站月度总考核费用等于各项考核费用的累计。考核的项目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。月度总考核费用参与所在省（区）并网发电厂考核费用平衡结算，按光伏电站上网电量比例进行返还。

光伏电站月度考核结算费用等于该光伏电站月度考核返还费用减去月度考核费用。

返还第*i*个光伏电站的费用计算公式为：

$$R_{w\text{返还}}^i = R_{w\text{总返还}} \times \frac{w_i}{\sum_{i=1}^n w_i}$$

式中， $R_{w\text{返还}}^i$ 为返还第 i 个光伏电站的费用， $R_{w\text{总返还}}$ 按照“两个细则”有关规定产生的月度总考核费用（元）； w_i 为第 i 个光伏电站月度上网电量； n 为当月参与考核的发电厂的总数。

第三十六条 光伏电站按本细则及《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》缴纳有偿辅助服务费用。有偿辅助服务补偿费用由电厂（含光伏电站）按上网电量比例缴纳。

第 i 个电厂（含光伏电站）需要承担的缴纳费用计算公式为：

$$R_{w\text{缴纳}}^i = R_{w\text{总缴纳}} \times \frac{w_i}{\sum_{i=1}^n w_i}$$

式中， $R_{w\text{缴纳}}^i$ 为第 i 个光伏电站缴纳的费用， $R_{w\text{总缴纳}}$ 为按照“两个细则”有关规定产生的有偿辅助服务费用； w_i 为第 i 个光伏电站月度上网电量； n 为当月参与费用分摊的发电厂（含光伏电站）的总数。

第三十七条 并网光伏电站参与本细则所产生的费用采用电费结算方式，与下一个月电费结算同步完成。并网光伏电站在该月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的参与本细则所产生费用，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。

南方区域电化学储能电站并网运行管理及辅助 服务管理实施细则（试行）

为保障广东、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，落实国家促进储能技术发展政策，规范储能电站并网调度管理，依据《中华人民共和国电力法》《电网调度管理条例》《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）、《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》（国能监管〔2016〕164号）、《电化学储能系统接入电网技术规定》（GB/T 36547-2018）以及国家有关法律法规和电力行业相关标准，制定本细则。

第一条 鼓励发电企业、售电企业、电力用户、储能企业或其他市场主体投资建设储能设施，促进储能电站为电力系统运行提供调频、调峰、调压、黑启动等辅助服务。

第二条 电化学储能电站是指采用电化学电池作为储能元件，可进行电能存储、转换及释放的并网电站（以下简称“储能电站”）。

第三条 本细则适用于南方区域地市级及以上电力调度机构直接调度的并与电力调度机构签订并网调度协议的容量为

2MW/0.5 小时及以上的储能电站。其他类型储能电站参照执行。

第四条 电力调度机构应按国家有关法律法规及技术标准的要求，为储能电站接入电网提供必要的服务，加强储能电站调度管理。电力调度机构负责监测、记录储能电站实施充放电状态。储能电站充放电状态接受电力调度机构统一调度指挥。

第五条 储能电站经营运行单位要加强设备运行和维护工作，提高储能电站安全可靠。储能电站应与电力调度机构签订并网调度协议，实时充放电等相关信息应接入电力调度机构技术系统。储能电站应严格遵守调度纪律，做好储能电站并网运行管理工作。储能电站不得在尖峰时段充电，不得在低谷时段放电。

第六条 因继电保护或安全自动装置动作导致储能电站解列，储能电站在查明解列原因前不得自行并网；储能电站重新并网，须向值班调度员提出申请，并征得值班调度员同意后方可并网。违反上述规定的，每次按全站额定容量×15 小时的标准进行考核；在与主网解列的孤网上违反上述规定的，每次按全站额定容量×30 小时的标准进行考核。

第七条 储能电站应满足电网频率异常响应的要求。储能电站的频率异常响应特性要求应符合表 1 的规定，并满足并网调度协议的要求。不满足要求的，按全站额定容量×22.5 小时的标准进行考核。

表 1 储能电站的频率异常响应特性要求

电网频率范围 $f(\text{Hz})$	要求
$f < 48$	储能电站不应处于充电状态。储能电站应根据允许运行的最低频率或电力调度机构要求确定是否与电网脱离。
$48 \leq f < 49.5$	宜具备自动频率调节或按照调度指令进行频率调节的功能。 在其额定功率和当前剩余电量允许的运行范围内，处于充电状态的储能电站应在 0.2s 内转为放电状态，对于不具备放电条件或其他特殊情况，应在 0.2s 内与电网脱离。 处于放电状态的储能电站应能连续运行。
$49.5 \leq f \leq 50.2$	正常运行。
$50.2 < f \leq 50.5$	在其额定功率和当前剩余电量允许的运行范围内，处于放电状态的储能电站应在 0.2s 内转为充电状态，对于不具备充电条件或其他特殊情况，应在 0.2s 内与电网脱离。 处于充电状态的储能电站应能连续运行。
$f > 50.5$	储能电站不应处于放电状态，储能电站应根据允许运行的最高频率或电力调度机构要求确定是否与电网脱离。
注 f 为储能电站并网点电网频率	

第八条 储能电站应满足电网电压异常响应的要求。储能电站电压异常响应的运行要求应符合表 2 的规定。不满足要求的，每次按全站额定容量×22.5 小时的标准进行考核。

表 2 储能电站电压异常响应的运行要求

电压范围	运行要求
$U < 0.85 \text{ p.u.}$	应符合低电压穿越的要求
$0.85 \text{ p.u.} \leq U \leq 1.1 \text{ p.u.}$	应正常运行
$U > 1.1 \text{ p.u.}$	应符合高电压穿越的要求
注：U 为储能电站交流侧实际电压与额定电压的比值。	

第九条 储能电站应具备低电压穿越功能。当并网点电压在额定电压的 85% 以下时，储能电站应具备如图 1 所示的低电压穿越能力。不满足要求的，每次按全站额定容量×22.5 小时的标准进行考核。

(一) 并网点电压在图 1 中曲线 1 轮廓线及以上区域时, 储能电站(储能系统)应不脱网连续运行; 否则, 允许储能电站(储能系统)脱网。

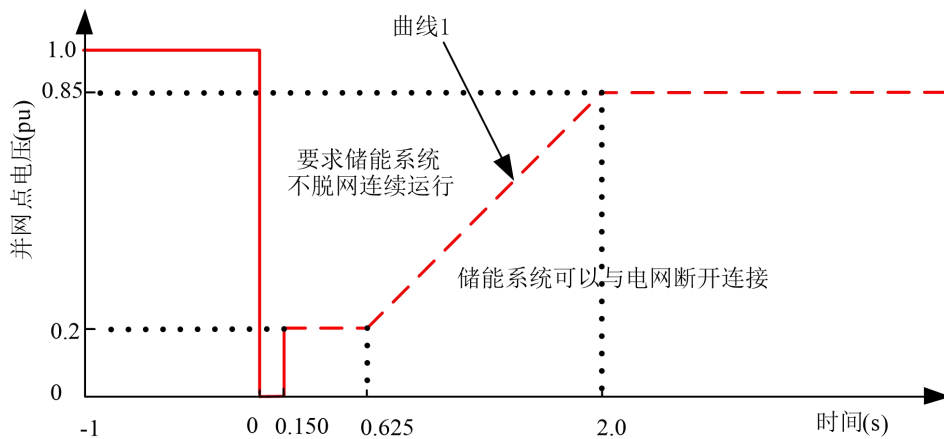


图 1 储能电站低电压穿越要求

(二) 各种故障类型下的并网点考核电压如表 3 所示。

表 3 储能电站低电压穿越考核电压

故障类型	考核电压
三相短路故障	并网点线电压
两相短路故障	并网点线电压
单相接地短路故障	并网点相电压

第十条 储能电站应具备高电压穿越功能。当并网点电压在额定电压的 110% 以上时, 储能电站宜具备如图 2 所示的高电压穿越能力。

(一) 并网点电压在图 2 中曲线 2 轮廓线及以下区域时, 储能电站(储能系统)宜不脱网连续运行; 并网点电压在图 2 中曲线 2 轮廓线以上区域时, 允许储能电站(储能系统)脱网。

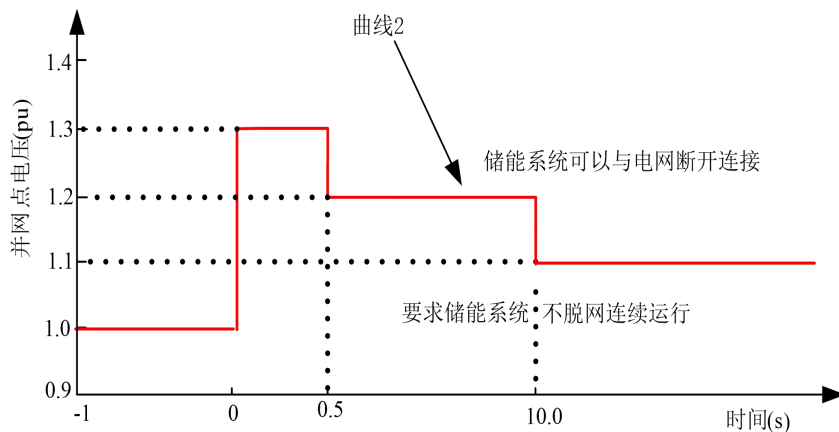


图 2 电化学储能系统高电压穿越要求

(二) 并网点考核故障类型为三相电压升高。

第十一条 储能电站应具备有功功率调节能力。储能电站应同时具备就地和远程充放电功率控制和频率调节功能。在充放电功率大于 120%额定功率时，其控制精度为 $\pm 5\%$ ；在充放电功率为额定功率时，其控制精度为 $\pm 1\%$ 。充电响应时间应不大于 200ms；充电调节时间应不大于 1s；放电响应时间应不大于 200ms，放电调节时间应不大于 1s；充电到放电转换时间应不大于 200ms，放电到充电转换时间应不大于 200ms。不满足上述任何一项要求的，按全站额定容量 $\times 22.5$ 小时的标准进行考核。

第十二条 电力调度机构对所辖范围储能电站母线电压曲线合格率进行考核：

(一) 储能电站的母线电压越限时间统计为不合格时间；合格时间与储能电站并网运行时间的百分比为电压合格率。储能电站母线电压合格范围以电力调度机构根据国家和行业技术标准

下达的电压曲线范围，或电压值的偏差不超过正负 3%为合格。

（二）电压合格率以 99.9%为基准，每降低 0.05 个百分点，按当月额定容量×0.375 小时的标准进行考核。

（三）储能系统已经达到无功调节极限能力，但母线电压仍然不合格，该时段免于考核。

（四）全站停电期间，免于考核。

（五）非储能电站原因造成的母线电压不合格的，该时段免于考核。

第十三条 储能电站违反调度纪律的，电力调度机构按照《南方区域发电厂并网运行管理实施细则》相关条款进行考核，每次按额定容量×37.5 小时的标准进行考核。

第十四条 电力调度机构按照《南方区域发电厂并网运行管理实施细则》相关条款对储能电站继电保护和安全自动装置运行情况进行管理。储能电站违反规定的，每次按额定容量×22.5 小时的标准进行考核。

第十五条 电力调度机构按照《南方区域发电厂并网运行管理实施细则》相关条款对储能电站通信装置运行情况进行管理。储能电站违反规定的，每次按额定容量×22.5 小时的标准进行考核。

第十六条 电力调度机构按照《南方区域发电厂并网运行管理实施细则》相关条款对储能电站自动化装置（包括监控系统、PMU 装置、电量采集装置、时钟系统及监测装置、调度数据网、

电力监控系统网络安全设备等)运行情况进行管理。储能电站违反规定的,每次按额定容量×22.5小时的标准进行考核。

第十七条 储能电站可按《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》参与辅助服务外,还可按以下模式提供辅助服务:独立参与自动发电控制(AGC)调频辅助服务市场;与风电、光伏配套建设,促进可再生能源消纳;与用户配套建设,平滑用户用电曲线,减少用电偏差;联合火电等发电企业共同参与辅助服务,提高发电企业AGC调节性能。

第十八条 储能电站独立参与辅助服务市场的,按照市场规则开展,对应的品种不再按本细则进行补偿。储能电站与其他主体联合参与的,其考核和补偿比例自行协商确定。

第十九条 储能电站应具备自动发电控制(AGC)功能,其性能指标包括调节速率、调节范围、响应时间和调节精度。调节速率指储能单元响应AGC指令的速率;调节范围是指储能单元AGC最大可调出力与最小可调出力之差;调节精度是指储能单元响应出力与其控制要求之间的差值。

(一)调节速率为额定容量的100%/分钟。

(二)调节范围为额定容量的100%。

(三)调节精度不超过额定出力的1.5%。

(四)三项性能指标都满足时,AGC合格率为100%;其中调节速率不满足的,合格率减50%,调节范围不满足的,合格率减25%,调节精度不满足的,合格率减25%。

当 AGC 性能考核不合格时，该时段对应的 AGC 补偿为零。储能电站 AGC 考核电量按以下公式计算：AGC 考核电量 = [1 - (调节速率合格率 × 0.5 + 调节范围合格率 × 0.25 + 调节误差合格率 × 0.25)] × 考核时段内储能电站上网电量之和 × 0.1%。

第二十条 根据调节容量、调节电量，对储能电站提供的 AGC 服务实施补偿。具体补偿标准按照《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》。

第二十一条 储能电站根据电力调度机构指令进入充电状态的，按其提供充电调峰服务统计，对充电电量进行补偿，具体补偿标准为 0.05 万元/兆瓦时。

南方区域“两个细则”修订内容

对南方区域“两个细则”（2017版）（含《南方区域发电厂并网运行管理实施细则》《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》《南方区域风力发电场并网运行及辅助服务管理实施细则》《南方区域光伏电站并网运行及辅助服务管理实施细则》《南方区域电化学储能电站并网运行管理及辅助服务管理实施细则》）作如下修改：

一、《南方区域发电厂并网运行管理实施细则》

第二十二条款第（二）、（三）款修改为：

“（二）因电厂自身原因不具备黑启动能力或试验不合格时，发电厂应立即报告所属电力调度机构。在黑启动协议有效期内，机组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 $R_6 \times 2$ 进行考核，直至机组通过黑启动试验并具备黑启动能力为止。

（三）电力调度机构检查发现机组不具备黑启动能力，而发电厂未报告电力调度机构的，每次按黑启动服务能力补偿标准 $R_6 \times 10$ 对发电厂进行考核。在黑启动协议有效期内，机组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 $R_6 \times 2$ 对发电厂进行考核，直至机组通过黑启动试验并具备黑启动能力为

止。”

第二十九条第一段后增加：“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：

（一）发电企业所有的计划停机检修工作均需要纳入经电力调度机构批准的电网月度检修计划，因电厂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。

（二）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。

（三）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：

（一）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。

(二) 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。

(三) 对于区域刚性缺煤、运煤或输气通道受限、上游供气公司事故、煤矿事故等非电厂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免考申请, 相关省(区)政府部门或能源监管机构出具审核意见后, 可免于非计划停运考核。”

第三十条中非计划停运每月考核电量计算公式修改为:

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

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和当月纳入考核的等效停运时间各以300小时封顶。对于恶意非计划停运情况, 经查实每次额外考核100万千瓦时电量。”

第三十条最后增加: “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倍计算非计划停运电量。”

第三十一条最后增加:“(四)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。”

第三十二条中第(一)款最后增加:

“受云南异步联网影响,为确保电网频率稳定,云南电网内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0.06Hz。

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1分钟内,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。”

第三十二条中第（七）款最后增加：“14.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考核。”

第四十四条最后增加：“对于区域刚性缺煤、运煤通道受限、煤矿事故等非电厂自身原因造成可用燃料低于规定要求，由有关发电企业在停机后或未停机次月 10 个工作日内提出免考申请，相关省（区）政府部门或能源监管机构出具审核意见后免于燃料考核。”

第四十五条最后增加：“水轮机振动区因不满足水轮机设计标准进行整改后，仍不能满足国标、行标要求的，可由第三方鉴定机构出具证明后向能源监管机构申请豁免考核。”

第一百零五条修改为：“电力调度机构应于每月8日前，在“两个细则”技术支持系统向所属调管并网发电厂披露上月并网运行考核的明细结果。电厂登录系统进行核对，如存在异议，原则上应在当月11日前（遇法定节假日顺延）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20日前完成复核并予以答复。电力调度机构应确保数据真实、准确和及时,应保存并网运行考核数据至少两年。”

第一百零六条修改为:“电力调度机构应于每月23日前(遇法定节假日顺延)向所有并网电厂(含其他调度机构委托披露的电厂)披露所有机组上月并网运行管理的统计数据(含考核电量和分摊金额)。并网发电厂对电力调度机构披露的上月考核电量和分摊金额计算结果有异议的,应在每月信息披露之日起2个工作日内向所属电力调度机构提出复核申请。电力调度机构应在2个工作日内完成复核并予以答复。并网发电厂经与电力调度机构协商后仍有争议,可以向能源监管机构提出申诉。”

第一百零七条修改为:“电网企业和电力调度机构应于每月最后一个工作日前(遇法定节假日顺延),将并网运行考核情况明细清单(含争议情况)报送能源监管机构,经能源监管机构审核同意后2个工作日内,由电网企业向各结算方出具结算凭据。”

二、《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》

第二十二條修改为:“火力发电机组及核电机组旋转备用服务供应量定义为:当发电机组实际出力低于发电厂申报的最高可调出力时,最高可调出力减去机组实际出力的差值在旋转备用时段内的积分。实际有偿旋转备用补偿总金额根据电力调度机构每个时段安排的系统旋转备用下限和补偿标准 R_4 (元/兆瓦时) 计算得到,再按各电厂旋转备用服务供应量等比例分配。

当燃煤、生物质机组实际出力低于额定功率的 50%时，额定功率 50%以下的出力区间，纳入深度调峰补偿，额定功率 50%至最高可调出力的出力区间，纳入旋转备用补偿；核电机组实际出力低于并网调度协议约定的正常调节出力下限时，并网调度协议约定值以下的出力区间，纳入深度调峰补偿的出力区间，并网调度协议约定值至最高可调出力的区间，纳入旋转备用补偿，两者不叠加计算。非电厂原因造成机组最高可调出力下降的，其最高可调出力按额定功率计算。”

第二十七条最后增加：“机组处于计划检修、非计划停运等无法提供黑启动辅助服务时，对相应时段（以小时为单位）的黑启动补偿费用予以减扣。”

第二十八条修改为：“当指定提供黑启动（含FCB）服务的并网发电机组无法满足技术协议约定指标要求、未按时进行黑启动机组自检、未由具备国家认证资质机构开展试验或黑启动试验不合格的，当月黑启动服务不予补偿，直至条件具备后的次月恢复补偿。”

第四十四条修改为：“电力调度机构应于每月8日前，在“两个细则”技术支持系统向所属调管并网发电厂披露上月辅助服务调用、交易、考核及补偿的明细结果。电厂登录系统进行核对，如存在异议，原则上应在当月11日前（遇法定节假日顺延）向电力调度机构提出复核（含补偿追加）申请。电力调度机构原则上应在当月20日前完成复核并予以答复。电力调度机构应确保数据

真实、准确和及时，应保存辅助服务补偿数据至少两年。”

第四十五条修改为：“电力调度机构应于每月23日前（遇法定节假日顺延）向所有并网电厂（含其他调度机构委托披露的电厂）披露所有机组上月辅助服务管理的统计数据（含补偿费用和分摊金额）。并网发电厂对电力调度机构披露的上月补偿费用和分摊金额计算结果有异议的，应在每月信息披露之日起2个工作日内向所属电力调度机构提出复核申请。电力调度机构应在2个工作日内完成复核并予以答复。并网发电厂经与电力调度机构协商后仍有争议，可以向能源监管机构提出申诉。”

第四十六条修改为：“电网企业和电力调度机构应于每月最后一个工作日前（遇法定节假日顺延），将并网运行考核情况明细清单（含争议情况）报送能源监管机构，经能源监管机构审核同意后2个工作日内，由电网企业向各结算方出具结算凭据。”

附件1调整广东省、广西区、云南省、贵州省、海南省旋转备用、黑启动、冷备用补偿标准。具体调整标准见下表。

表 1 南方区域辅助服务补偿调整表

辅助服务补偿标准类型	细则中对应的符号	单位	广东区	广西区	云南省	贵州省	海南省
旋转备用补偿标准	R ₄	元/兆瓦时		11		6.6	16.5
深度调峰补偿标准	3×R ₄	元/兆瓦时		33	26.4	19.8	49.5
黑启动服务能力补偿标准	R ₆₋₁	非 FCB 机组： 万元/月/台	30(火电) /6(水电)	30(火电) /3(水电)	30(火电) /3(水电)	30(火电) /3(水电)	30(火电) /3(水电)
	R ₆₋₂	FCB 机组：万 元/万千瓦/月		1	1	1	1
冷备用补偿标准	R ₈	元/兆瓦时				5	

备注：其他未调整的按照原标准执行。

三、《南方区域风力发电场并网运行及辅助服务管理实施细则》

第十四条第（二）款修改为：

“以下情况可对风电场有功功率变化值免于考核：

- 1.根据电力调度机构的指令调整有功功率时段。
- 2.因风速超出切出风速或因风速骤降而引起的。
- 3.因电网安全运行需要而进行的有功功率调整。
- 4.因自然灾害等不可抗力原因导致风机故障停机而引起的。”

第十六条修改为：“电力调度机构在不可抗力或有危及电网安全稳定的情况下需要限制风电场出力的，应对限制出力原因做详细记录。风电场应严格执行电力调度机构下达的调度计划曲线（含实时调度曲线），在限制出力时段内，对风电场有功出力值（含储能装置实发电力）与调度计划曲线的偏差超过±1%（因风速超出切出风速，或风速骤降引起偏差超过-1%的除外）的部分按积分电量的2倍考核。”

第十八条第（三）款第1条第（2）点改为：“风电场日预报准确率低于80%的，按以下公式考核。风电场日预报准确率按日进行统计、考核。

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

日准确率考核电量 = (80% - 日准确率) × Cap × 1 (小时)

其中： P_{Mi} 为*i*时刻的实际功率， P_{Pi} 为*i*时刻的日预报值，

Cap 为风电场总装机容量， $n=96$ 为样本个数。”

第十八条第（三）款最后增加：“电力调度机构每月披露上月考核的明细结果时，向各风电场披露电力调度机构采集的功率预测考核数据（96点功率曲线）。”

四、《南方区域光伏电站并网运行及辅助服务管理实施细则（试行）》

第十五条最后增加：

“以下情况可对光伏电站有功功率变化值免予考核：

- 1.根据电力调度机构的指令调整有功功率时段。
- 2.因电网安全运行需要而进行的。
- 3.因自然灾害等不可抗力原因导致光伏组件受损而引起的。”

抄送：国家能源局市场监管司

南方能源监管局综合处

2020年12月16日印发
