南方区域电力并网运行管理实施细则

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》《电网运行规则（试行）》《电力并网运行管理规定》等法律法规、规章制度及技术标准，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 10 兆瓦及以上火电、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，具备响应调度指令对聚合范围内各类负荷侧资源进行统一控制和运营的能力，包括直控型负荷聚合商、直控型虚拟电厂等。

新型储能是指电化学、压缩空气和飞轮储能等。

第四条 本细则适用于南方区域电力并网运行管理，风电、光伏发电、新型储能和可调节负荷等专项实施细则中未明确的按照本细则执行。并入南方电网运行的电源纳入电力并网运行管理范围，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后开展并网运行

考核，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所属电力调度机构，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；电网企业负责对经营范围内并网主体考核与返还结果开展结算。

第二章 并网运行管理

第一节 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，按照有关规定组织制定电力调度管理规程和涉及电网运行的接口技术规范，并报能源监管机构备案后施行。并网主体、电网企业均应严格遵守有关法律法规、规章制度、技术标准规范以及电力调度管理规程、电气设备运行规程，相互配合，共同维

护电力系统安全稳定运行。能源监管机构视情况需要组织对并网主体、电网企业及其电力调度机构开展或参与涉网安全（含涉网电力监控系统网络安全，下同）管理相关情况进行评估、检查。发现并网主体存在拒不配合涉网安全检查、涉网安全管理存在漏洞、不遵守涉网安全管理规定、虚报瞒报相关问题或风险隐患、未按要求落实相关措施要求等违法违规行为的，能源监管机构对其采取约谈通报、责令整改、行政处罚等措施，每次按装机容量（新型储能按最大功率、可调节负荷按当月申报最大调节能力计算，下同） $\times 2$ 小时的标准进行考核，造成涉网安全事件（含涉网网络安全事件，下同）的，每次按装机容量 $\times 5$ 小时的标准进行考核；发现电网企业及其电力调度机构开展涉网安全管理工作中存在违法违规问题的，能源监管机构对其采取约谈通报、责令整改、行政处罚等措施。

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、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，发现不满足相关要求的，每次按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。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，发现不满足相关要求的，每次按装机容量×1小时的标准进行考核。

负荷侧并网主体和新型储能的规划、设计、建设和运行管理应满足国家法律法规、国家和行业标准及电网稳定性要求，发现不满足相关要求的，每次按装机容量×1小时的标准进行考核。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国家、行业标准的要求，发现不满足相关要求的，每次按装机容量×1小时的标准进行考核。

第十条 电力调度机构应加强并网主体涉网安全管理工作，按照监管要求常态化组织开展并网主体涉网安全检查，在一定周期内实现检查对象、检查内容等全覆盖，同时加大对影响电力系统安全稳定运行的重大、共性问题的检查力度和频次。

（一）电力调度机构应按照监管要求建立涉网安全管理专家库，并报能源监管机构备案后施行，做好专家库日常管理和使用工作，积极发挥专家在涉网安全检查核查、技术监督、安全评估评价、重大问题论证研究等方面作用，可由电力调度机构、电网企业、并网主体以及第三方机构专业人员组成。

（二）电力调度机构应每年制定并网主体涉网安全检查工作方案，结合电网安全风险管控重点，明确涉网安全检查对象、内容、方式、时间安排以及相关要求等，检查方式包括组织并网主体自查和现场检查，现场检查人员从专家库中以分类、随机抽取方式确定。电力调度机构应按要求归集汇总和分析涉网安全检查

中发现的问题或风险隐患，针对性提出整改意见及措施，跟踪并督促相关并网主体落实整改意见及措施，及时将有关情况报能源监管机构。

（三）并网主体应做好涉网安全管理，主动配合涉网安全检查，落实电力调度机构提出的整改意见及措施，制定整改计划，明确完成期限，并及时将整改计划、完成期限及发现的问题和风险隐患报所属电力调度机构。未按要求报送整改计划、完成期限或自身原因导致未按计划时限完成整改的，每月按装机容量×1小时的标准进行考核，直至整改完成。电网企业应积极配合并网主体落实相关整改意见及措施。未按计划完成整改且对电力系统运行构成重特大风险隐患的并网主体，不允许并网运行。电网企业应积极配合并网主体落实相关整改意见及措施。

第十一条 电网企业及其电力调度机构应针对电力系统运行中存在的安全问题、薄弱环节等，及时制定和落实反事故措施；涉及并网主体的，并网主体应制定整改计划并予以落实。发现并网主体未按要求落实反事故措施或未制定整改计划的，每次按装机容量×1小时的标准进行考核；造成事故事件后果的，每次按装机容量×5小时的标准进行考核。当发生电力安全事故（事件）时，在未获得电力调度机构允许前，有关并网主体不得并网运行。

第十二条 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。发现并网主体未

按要求制定相关预案的，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核；不参加电网联合反事故演练的，每次按装机容量×5 小时的标准进行考核。

第十三条 电网企业及其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。并网主体应向电力调度机构通报涉及电网安全稳定运行的有关设备事故（事件）情况，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，并网主体拒绝配合调查、未及时通报有关事故事件情况或未按要求落实防范措施的，每次按装机容量×2 小时的标准进行考核。

第十四条 电网企业及其电力调度机构应规范发布系统运行风险预警，加强系统运行风险预警精细化管理（相关模板见附录 1），每月评估和披露系统运行风险预警实际执行情况，相关风险预警应及时报能源监管机构和省级政府电力管理部门。

（一）明确风险预警生效期，生效期应明确起止日期且不超过一个月。

（二）明确风险预警类型，包括但不限于电力供应不足风险预警、电网安全风险预警和清洁能源弃电限发风险预警等。

（三）明确风险预警适用的地域范围、并网主体范围和相关考核条款。

第十五条 重大政治活动、台风强降雨等极端天气或节假日

等特殊保供电时期，电网企业及其电力调度机构应制定保供电方案，提出安全保障措施。并网主体应落实相关措施要求，按规定时间向电网企业及其电力调度机构报告相关工作准备情况；发现未落实相关要求或未按时报送有关情况的，每次按装机容量×1小时的标准进行考核。

第十六条 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。

第十七条 发电侧并网主体应加强并网运行安全技术管理，保证机组并网运行满足《发电机组并网安全条件及评价》（GB/T28566-2012）等相关国家、行业标准要求。发现不满足要求且未按要求整改的，每月按装机容量×1小时的标准进行考核，直至整改完成。

第十八条 电网企业及其电力调度机构、并网主体应按照《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步加强电力安全风险分级管控和隐患排查治理工作的通知》（发改办能源〔2021〕641号）《转发国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步加强电力安全风险分级管控和隐患排查治理工作的通知》（南方监能安全〔2021〕153号）有关规定和相关法律法规要求，进一步强化涉网安全风险分级管控和隐患排查治理

双重预防机制建设，科学、规范开展涉网电力安全风险分级管控和隐患排查治理工作。

（一）电网企业及其电力调度机构、并网主体承担涉网安全风险分级管控和隐患排查治理工作主体责任，应相互配合，形成合力。发现未建立涉网电力安全风险分级管控和隐患排查治理制度、推进双重预防机制建设不力、未针对风险隐患制定管控或治理方案、拒不落实管控或治理措施、一般及以上风险隐患不报、迟报、谎报、拒不配合相关工作、风险管控或隐患查治存在管理漏洞短板等违法违规问题的，能源监管机构会同有关部门对其采取约谈通报、责令整改、行政处罚等措施，并网主体每次每项按装机容量×1小时的标准进行考核。

（二）并网主体因自身原因导致涉网安全事故的，能源监管机构会同有关部门全面倒查风险分级管控和隐患排查治理工作存在的问题，对其采取约谈主要负责人、行政处罚、联合惩戒等措施，并按每次按装机容量×5小时的标准进行考核。

（三）发现相关单位存在重大及以上风险不管控、重大及以上隐患不治理及相关问题拒不整改等情形的，能源监管机构会同有关部门依据安全生产法等法律法规对其实施顶格处罚，并网主体每次按装机容量×5小时的标准进行考核。

第十九条 电网企业及其电力调度机构应按照有关要求组织做好电网安全风险识别、分级、监视、控制及检查评估等动态闭环管控工作，制定风险控制方案，提出需并网主体配合落实的风

险管控要求。并网主体应落实相关风险管控措施，对未按要求落实相关措施的，每月按装机容量×1 小时的标准进行考核，直至整改完成。电网企业应配合并网主体落实电网安全风险管控措施。

第二十条 电网企业、并网主体应按照《电力可靠性管理办法（暂行）》（国家发展改革委令第 50 号）有关规定做好电力可靠性管理工作。能源监管机构对电网企业、并网主体执行电力可靠性管理规章制度的情况进行监督管理，发现并网主体未按规定落实相关措施要求的，能源监管机构对其采取约谈通报、责令整改、行政处罚等措施，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核，造成事故事件的，每次按装机容量×5 小时的标准进行考核；发现电网企业未按要求落实相关措施要求的，能源监管机构对其采取约谈通报、责令整改、行政处罚等措施。

第二节 运行管理

第二十一条 并网主体应与电网企业及其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。电网企业及其电力调度机构应按监管要求每年 12 月 30 日前更新和汇总有关协议（合同），并及时报能源监管机构。

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，以书面形式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，相关考核金额在机组投产当月开始结算。

第二十三条 电力调度机构应建立健全信息报送工作机制，加强并网主体信息报送管理，简化流程、规范工作。并网主体应按电力调度机构的要求及时报送有关信息，未按要求报送信息的，每次按装机容量×1 小时的标准进行考核。

第二十四条 电力调度机构应严肃调度纪律管理，对违反调度纪律的行为按照有关规定进行处理，并及时报能源监管机构和省级政府电力管理部门。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：

（一）不执行或无故拖延执行调度指令，每次按装机容量×1 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 $\times 2$ 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 $\times 1$ 小时的标准进行考核;造成后果的,每次按装机容量 $\times 5$ 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,未造成后果的,每次按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核;造成后果的,每次按装机容量 $\times 5$ 小时的标准进行考核。

第二十五条 电力调度机构应合理制定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。并网主体应严格执行电力调度机构下达的调度计划曲线。

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00:00)”,终止为“96(对应时刻为23:45)”。

每一分钟计划出力由日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 日调度计划曲线应按以下要求传送：

(一)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。

(二)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。

(三)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 分钟下达的调度计划曲线，自下达时刻起 30 分钟内免除日调度计划曲线考核。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 2 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对应类型参照执行。

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：

- （一）机组投入 AGC 期间发生的。
- （二）机组启动或停运期间发生的。
- （三）经电力调度机构同意开展试验，试验期间发生的。
- （四）一次调频正确动作导致的。
- （五）下达的调度计划曲线变动率超出机组调节能力导致的。
- （六）机组按照调度指令紧急调整出力导致的。
- （七）水电机组因穿越水轮机振动区导致的。
- （八）燃气轮机在达到温控运行期间产生的。
- （九）生物质机组因燃料原因导致工况不稳定产生的。
- （十）无调节能力水电机组和灯泡贯流式水电机组低于70%额定水头期间的。
- （十一）水电机组在最小生态流量下或保供水期间，因执行

政府部门水量调度计划的。

(十二) 其他非并网主体自身原因导致的偏差。

(十三) 机组发生非计划停运导致的考核，不纳入调度计划曲线考核，纳入机组非计划停运考核。

小水电站、生物质电厂、分布式电源等不具备跟踪调度计划曲线的，不参与调度计划曲线考核与返还。

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。

(一) 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，可向所属电力调度机构申请，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)

发生频差超过 0.08 赫兹的大频差扰动时，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. 当频差大于 0.07 赫兹时，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。

2. 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 = $1 - \text{一次调频不合格率}$ 。

（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。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 $\times 1$ 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。

(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。

第三十二条 发电侧并网主体如有以下情况之一的，可豁免一次调频考核：

(一) 一次调频与 AGC 指令同时存在导致的。

(二) 机组一次调频动作调节目标超出机组可调节出力范围的；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；机组因大修尚未重新开展一次调频试验，或机组因试验、启停、稳定性等原因按计划安排申请退出一次调频的。

(三) 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；燃-蒸联合循环机组的汽机与燃机不同轴的；无调节能力水电机组、灯泡贯流式水电机组低于 70% 额定水头期间的；异步联网机组按电力调度机构值班调度员要求修改相关定值导致的。

(四) 其他非并网主体自身原因导致的。

小水电站、生物质电厂、分布式电源等不具备一次调频能力的，不参与一次调频考核与返还。

第三十三条 一次调频考核费用单独进行平衡结算，并网主体出现以下情况之一的，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。

- (一) 当月不具备一次调频功能。
- (二) 当月一次调频投入率低于 50%。
- (三) 当月未参与一次调频动作响应或性能评价。
- (四) 当月一次调频动作性能评价全部为不合格。

第三十四条 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。其中，核电机组暂不执行 AGC 月可用率考核，也不参与相关考核费用的返还。

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= $(\text{AGC 月可用小时数} / \text{机组月并网小时数}) \times 100\%$ ；厂级 AGC 可用率= $[\text{AGC 月可用小时数} / (\text{全月日历小时数} - \text{全厂停运小时数})] \times 100\%$ ，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 投入下限的时间豁免考核。

第三十五条 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。

（一）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。

（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、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。

（三）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。

第三十六条 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：

（一）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%。

(二) 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 = $[1 - (\text{厂级 AGC 调节速率合格率} \times 0.5 + \text{响应时间合格率} \times 0.25 + \text{调节精度合格率} \times 0.25)] \times \text{月度等效开机容量} \times 0.5 \text{ 小时}$ 。月度等效全厂开机容量 = $\Sigma \text{ 单机容量} \times (\text{并网运行小时} \div \text{全月小时})$

第三十七条 发电侧并网主体如有以下情况之一的，可豁免 AGC 考核：

(一) AGC 执行速率及精度受一次调频动作影响的。

(二) 当机组调节范围处在死区或超出调节范围时，因 AGC 调节误差达不到导致的。

(三) 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。

(四) 水电机组因水头受限或在振动区运行导致的。

(五) 燃气轮机在达到温控运行期间导致的。

(六) 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。

(七) 其他非并网主体自身原因导致的。

第三十八条 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。

第三十九条 小水电站、生物质电厂、分布式电源等不具备 AGC 能力的，不参与 AGC 考核与返还。

第四十条 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。

第四十一条 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。

(一) 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 × 0.1

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×1 小时。

投运率统计公式如下：

AVC 子站投运率=（1-（AVC 子站退出总时间-AVC 机组全停时间-免考核时间）÷当月统计总时间）×100%

机组 AVC 投运率=（1-（机组 AVC 退出总时间-机组停运时间-免考核时间）÷当月统计总时间）×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。

(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×0.1 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×1 小时。调节合格率计算公式为:

AVC 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

第四十二条 电力调度机构应合理制定电压控制曲线, 并及时下达至相关并网主体; 并网主体应严格执行电力调度机构下达的电压控制曲线。

(一)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和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)达不到本细则励磁系

统相关技术要求的,期间所发生电压曲线考核电量按上款 2 倍计算。

4.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。

5.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,每月按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

(二)发电侧并网主体如有以下情况之一的,可豁免 AVC 考核:

- 1.达到发电侧并网主体无功调节极限能力的。
- 2.全厂停电及停机期间的。
- 3.其他非并网主体自身原因导致的。

第四十三条 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》。电力调度机构应根据监管要求和国家、行业标准完善系统调峰管理制度规范,科学、合理、精细安排系统调峰容量,按月披露调峰安排情况。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。

(一)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,抽水蓄能机组实际抽水能力无法达到申报的最大抽水能力时,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

部分计入本细则非计划停运相关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。

(二)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发电出力或抽水能力最高值低于当日调度指令最大值时，缺额部分按照本细则非计划停运相关规定的等效非计划停运进行考核。

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：

$$|P_l - P'_l| \times 3(\text{小时})$$

其中： P_l 为当日调度指令要求的出力最低值； P'_l 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，按照本细则非计划停运相关规定的非计划停运进行考核。

(四)地调调管35kV以下电压等级的并网主体，以及小水电站、生物质电厂、分布式电源等不具备调峰能力的，暂不参与系统调峰考核与返还。后续视情况需要纳入考核。

(五)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×2.5小时。

第四十四条 电力调度机构应加强发电侧并网主体非计划停运(含等效非计划停运,下同)管理,以年度、月度为周期(能源保供时期可以周、日为周期)汇总分析和评估机组非计划停运或出力受阻对电力供应或电网安全的影响,并及时报能源监管机构和省级政府电力管理部门。

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,纳入非计划停运考核并统计考核次数,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。

(一) 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要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原则上按非计划检修处理。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。

(二) 缺燃料停运的考核统计办法:

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受天气、季节等外部因素影响无法按调度要求并网发电的,不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。当月多次缺燃料停运记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。

(三) 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:

1. 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, 但实际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。

2. 水电机组等效停运时间为机组处于非停运状态, 但实际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。

3. 燃气、燃油机组等效停运时间为机组处于非停运状态, 但实际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。

4. 抽水蓄能机组等效停运时间为机组处于非停运状态, 但实际发电能力或抽水能力达不到当前上下库水位对应的理论最大发电能力或最大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) 或理论最大发电出力 (抽水蓄能、水电、燃气、燃油) 或上报发电出力减少的量 (含抽水蓄能机组实际抽水能力比理论最大抽水能力减少的量)、 $P_{N,i}$ 为机

组的额定功率、 t_i 为发电出力不足（含抽水能力不足）持续的时间。

第四十五条 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。每月机组非计划停运时间（含等效非计划停运时间）在20小时（燃气、燃油机组40小时）之内的免于考核，当月纳入考核的非计划停运时间（含等效非计划停运时间）以300小时封顶。

电力调度机构应按监管要求规范开展机组非计划停运考核返还、统计分析及相关核查评价工作。在电力供应不足风险预警或电网安全风险预警生效期间，相关发电侧并网主体出现非计划停运，按原标准的 K_1 倍计算非计划停运考核电量，原则上不予豁免；对涉嫌存在保供不力、恶意或虚假非停、虚报瞒报机组运行状态信息等问题的非计划停运机组，经所属电力调度机构核查属实并报能源监管机构同意后，按照原标准的 K_2 倍计算考核电量，相关考核电量不受封顶小时数限制，直接累加，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 K_1 倍计算考核电量。

燃煤、燃气机组原标准 1 倍以内部分非计划停运考核费用按上网电量等比例返还给全体发电侧并网主体（不含风电、光伏发电和抽水蓄能）；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，并实施差异化奖励返还，根据其对系统运行的贡献度确定分档奖励系数，以其当月上网电量与奖励系数的乘积为比例，返还当月超出原标准部分的非计划停运考核费用（计算方式见附录 3）。

其他类型机组非计划停运考核费用（含超出原标准部分）按上网电量等比例返还给全体发电侧并网主体（不含风电、光伏发电和抽水蓄能）。

第四十六条 发电侧并网主体如有以下情况之一的，可豁免非计划停运考核：

（一）非自身原因导致的非计划停运，包括电网设备故障或系统异常扰动、因供水或供气管道等设备被外力损坏、电网稳控装置动作切机等导致的。

（二）配合省级政府主管部门专项或临时性安全、环保等政策要求，停运机组整改导致的。

（三）机组大修后调试期间或商运前调试期间产生的非计划

停运。

（四）经电力调度机构值班调度员批准，利用负荷低谷或节假日时段，且能按时完成的临时消缺（若工期超出批准期限，全部消缺时间计入非计划停运）；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；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。

（五）在防洪、抗旱的汛期调度或保供水期间或最小生态流量下，因响应省级政府相关部门流量要求，水电机组处于非设计工况运行导致的非计划停运。

（六）其他非并网主体自身原因导致的。

生物质机组因燃料供应不稳定或燃料品质差等原因不具备长期连续稳定运行条件的，不参与非计划停运考核与返还。

电力调度机构应按月向相关发电侧并网主体披露非计划停运考核和豁免情况，以及超出原标准部分的考核费用返还情况，并报能源监管机构。

第四十七条 电力调度机构应加强电网黑启动工作管理，按照政府主管部门和监管要求，结合系统安全需要，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政府主管部门和能源监管机构。黑启动方案中承担黑启动（含 FCB，下同）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。

(一) 承担黑启动任务的并网主体, 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_{16} 进行考核, 直至具备能力为止。提供黑启动服务的机组每半年自检一次黑启动试验, 每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)。电力调度机构应每年将相关情况报能源监管机构备案。

(二) 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 $2 \times R_{16}$ 进行考核, 直至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 $5 \times R_{16}$ 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 $2 \times R_{16}$ 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。

(四) 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 $0.5 \times R_{16}$ 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 $0.25 \times R_{16}$ 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 $2 \times R_{16}$ 进行考核。

（五）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 $5 \times R_{16}$ 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，按月披露纳入黑启动功能建设的并网主体清单，相关情况同时报能源监管机构。

第四十八条 电力调度机构应根据监管要求和国家、行业标准健全完善备用管理制度，科学、合理、精细安排旋转备用容量，按月明确并公布系统备用安排情况。

第四十九条 电力调度机构应指导调管范围内发电侧并网主体加强机组试验管理、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：

（一）发电侧并网主体出线功率总加振荡频率范围在

0.1~2.5 赫兹，且连续 5 个周波平均峰谷差超过 30 兆瓦的，记为一次功率振荡事件，每次按装机容量×1 小时进行考核。

(二) 非并网主体自身原因导致的功率振荡事件可豁免考核。

第五十条 电力调度机构应加强调管范围内一次燃料供应和电力供需监测预警。并网燃煤、燃气（油）电厂应加强一次燃料供应管理，按照省级政府能源主管部门和能源监管机构要求，配合做好相关供应保障工作。

并网燃煤电厂应加强电煤管理，确保电厂存煤可用天数高于预警启动天数，具体考核要求如下：

(一) 燃煤电厂存煤定义及可用天数计算方法按照国家电煤管理有关规定执行。

(二) 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，相关要求由省级政府能源主管部门确定；省级政府能源主管部门尚未明确的，可暂由省级电力调度机构根据一次燃料供应、电力供需形势和地区实际情况报省级政府能源主管部门备案后试行，同时抄报能源监管机构和相关燃煤发电企业。

(三) 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。

第五十一条 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燃料预警考核。

第五十二条 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 100 兆瓦及以上的水电机组按以下要求管理：

（一）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，水电机组可向电力调度机构提出豁免考核申请。

（二）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：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，按照最小稳定运行功率范围执行；考核水轮机型式包括：混流式、定浆式、转浆式、冲击式；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执行。按照《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8年执行；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，可低负荷稳定参与电网调峰，水电机组可向电力调度机构提出豁免考核申请。

第五十三条 抽水蓄能电站、电网企业及其电力调度机构要着眼保障电力供应、确保电网安全、促进新能源消纳等系统需要，合理安排抽水蓄能电站运行，签订年度调度运行协议并通过电力交易机构信息披露平台对外公示，充分发挥抽水蓄能电站综合效益。电力调度机构应按月披露抽水蓄能电站综合利用和优先调用情况，并报能源监管机构备案。

能源监管机构加强对抽水蓄能电站综合利用和运行情况的监管和考核,不定期组织对抽水蓄能电站综合利用和运行情况进行检查。发现存在电站综合效益或提供辅助服务能力发挥不充分、虚报瞒报运行信息、未公平合理调用机组等问题,属于抽蓄电站自身原因的,能源监管机构对其采取约谈通报、责令整改、行政处罚等措施,每次按全站装机容量 $\times 2$ 小时的标准进行考核;属于电网企业或电力调度机构原因的,能源监管机构对其采取约谈通报、责令整改、行政处罚等措施。

第三节 检修管理

第五十四条 电力调度机构应合理安排调管范围内电网一次设备计划检修,相关电网企业应严格执行计划检修安排。电网一次设备检修安排影响发电侧并网主体运行、检修或提供辅助服务的,要尽可能与相关发电侧并网主体设备检修配合进行,提前通知相关并网主体并说明原因。

第五十五条 电力调度机构应合理安排调管范围内继电保护和自动装置、电力调度自动化及通信、调频、调压等二次设备的检修。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。电力调度机构调管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。

第五十六条 发电侧并网主体应根据有关设备检修标准、规定、规程和设备实际状况,向电力调度机构提出设备检修计划申

请。电力调度机构应统筹考虑电网安全、供应安全及设备安全等因素，合理安排调管范围内发电侧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，电网企业和并网主体应按照事前约定或事后协商的方式解决。

（四）电力调度机构、电力交易机构应按照职责分工和监管要求，及时向相关并网主体提供系统运行信息，定期披露年度、月度计划检修安排、实际执行情况及计划调整原因（相关要求见附录4），并报能源监管机构，同时抄送省级政府电力管理部门。

（五）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。

第五十七条 发电侧并网主体对调度管辖范围内设备开展检修工作，并网主体自身原因出现以下情况之一的，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。

（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，导致月度计划检修工作临时取消。

第五十八条 发电侧并网主体自身原因造成电厂输变电设备（出线、开关、母线、联变及相应二次设备等）重复性检修停电，年度停电次数 2 次及以上的，每次按装机容量×0.2 小时的标准进行考核。

第四节 技术指导与管理

第五十九条 电力调度机构应按照能源监管机构要求和有关规定，常态化开展并网主体技术指导和管理工作的，并建立健全相关工作机制。

（一）省级及以上电力调度机构应结合电力系统安全稳定运行需要和涉网安全检查发现的突出问题，明确不同类型并网主体涉网安全技术指导意见、技术监督重点以及相关管理要求。地市级电力调度机构按照上级调度机构有关工作要求开展技术指导和管理工作的。电力调度机构及相关人员不得利用职权便利向并网主体指定或推荐第三方技术监督机构或人员。

（二）并网主体应建立健全全过程涉网安全管理技术监督体系，规范、有序开展涉网技术监督工作，按照国家、行业标准和所属电力调度机构技术指导与管理要求，制定本单位年度涉网安全管理技术监督工作计划并报所属电力调度机构备案。并网主体在开展技术监督过程中发现的问题或风险隐患应及时报送所属

电力调度机构并按要求进行整改,电网企业应配合并网主体进行整改。发现存在未制定或报送年度技术监督工作计划、未按所属电力调度机构技术指导与管理要求或年度工作计划开展技术监督工作、发现问题或风险隐患不报、迟报、未及时落实相关整改措施等情形的并网主体,电力调度机构应予以督促改正,报能源监管机构同意后,每次按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

(三)省级及以上电力调度机构应做好发现问题或风险隐患归集汇总和统计分析工作,跟踪并督促相关并网主体做好整改工作,并及时将有关情况报送能源监管机构。能源监管机构视情况需要组织对并网主体、电力调度机构、第三方技术监督机构开展涉网技术指导和管理工作或技术监督工作情况进行评估。发现并网主体开展涉网技术监督工作中存在违法违规问题、拒不落实相关措施要求的,能源监管机构对其采取约谈通报、责令整改、行政处罚等措施,每次按装机容量 $\times 2$ 小时的标准进行考核;造成事故事件的,每次按装机容量 $\times 5$ 小时的标准进行考核;发现电力调度机构开展涉网安全技术指导和管理工作中存在违法违规问题、向并网主体指定或推荐第三方技术监督机构或个人的,能源监管机构对其采取约谈通报、责令整改、行政处罚等措施;发现第三方技术监督机构承接并网主体涉网安全技术监督工作中存在违法违规问题的,能源监管机构对其采取约谈警告、通报批评、责令整改等措施。

第六十条 发电侧并网主体技术指导和管理的主要包

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、涉及网源协调的有关设备和参数以及电力监控系统网络安全相关设备和系统等。

并网主体涉及电网安全稳定运行的相关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、行业标准和有关监管要求。

第六十一条 电力调度机构按其调管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。

（一）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、同步相量测量装置、稳控装置、失步解列装置、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。发现不满足相关标准、规程、规定的，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×5 小时的标准进行考核。

（二）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×5 小时的标准进行考核。

（三）对因发电侧并网主体继电保护和安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。

（四）发电侧并网主体应配合电网企业及时改造到更换年限或存在涉网安全隐患的继电保护及安全自动装置，并及时改造到更换年限或存在涉网安全隐患的机组保护。设备更新改造应相互配合，确保双方设备协调一致。未按规定及时更换的，每月按装机容量×0.5 小时的标准进行考核，直至完成更换为止。

（五）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×1

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×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×1小时的标准进行考核。

（六）发电侧并网主体应按国家、行业标准和规定开展继电保护专业技术监督工作。

（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。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。

（八）发电侧并网主体应按继电保护技术监督规定按月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）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。

（十）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。

(十一)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配置、技改更换应满足国家、行业的网源协调标准和规范要求,并满足调度机构相关管理规定及反事故措施的有关要求。

(十二)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。

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

第六十二条 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。

第六十三条 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。

第六十四条 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自动装置检修现场安全管理。

第六十五条 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：

（一）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×0.5小时的标准进行考核。

（二）并网主体因自身原因导致继电保护和安全自动装置不正确动作、发生其主设备继电保护装置事故且跳闸原因不明的、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×1小时的标准进行考核。

（三）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，造成一般电网事故的，每次按装机容量×2小时的标准进行考核；较大及以上电网事故的，每次按装机容量×5小时的标准进行考核。

第六十六条 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。

第六十七条 电力调度机构应每年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性和可靠性降低的问题。

第六十八条 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。

第六十九条 对发电侧并网主体通信装置进行如下考核：

（一）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。

（二）发电侧并网主体生产实时控制业务通信通道中断（不可抗力除外），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。

（三）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。

（四）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 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

（五）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 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

（六）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，按本细则继电保护和安全自动装置相关规定考核。

(七)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。

(九)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,每月按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

第七十条 发电侧并网主体并网前应按国家、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,每月按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核;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 $\times 2$ 小时进行考核。

第七十一条 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。

第七十二条 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, 每月按装机容量 $\times 1$ 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 $\times 2$ 小时进行考核。

第七十三条 发电侧并网主体应及时对超过设计年限或存在涉网安全隐患的调度自动化设备改造更换。对于未及时改造的, 每个装置每月按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核; 造成异常事件或事故的, 每次按装机容量 $\times 5$ 小时进行考核。

第七十四条 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:

(一) 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, 每次按装置容量 $\times 0.1$ 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, 每次按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

(二) 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 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

(三) 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, 每次按装机容量 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

(四)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 $\times 0.5$ 小时标准进行考核。

(五)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,每次按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

第七十五条 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事件的,每次按装机容量 $\times 1$ 小时进行考核,造成电网异常或事故的,每次按装机容量 $\times 2$ 小时进行考核。

第七十六条 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电力系统稳定器开展技术指导和管理工作的。

(一)发电侧并网主体的励磁系统和电力系统稳定器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)发电侧并网主体的励磁系统和电力系统稳定器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发电侧并网主体进行试验。

(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电力系统稳定器的机组,其机组相关参数必须满足区域联网的要求。

(五)发电侧并网主体应加强励磁系统和电力系统稳定器的检修和运行维护,加强定值管理,确保励磁系统和电力系统稳定器的安全可靠运行。

第七十七条 发电侧并网主体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。

第七十八条 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，就机组励磁系统和相关技术性能参数（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，电力系统稳定器的投入与退出按调度命令执行。

第七十九条 发电侧并网主体电力系统稳定器考核要求如下。

（一）新建机组在整套启动试运行结束后应立即投入电力系统稳定器；机组因扩容改造、励磁改造等原因进行电力系统稳定器改造，改造完成重新并网后立即投入电力系统稳定器。出现上述两种情况之一的，每月按机组额定容量×1小时的标准进行考核。

（二）未经电力调度机构同意并网主体不得无故退出电力系统稳定器。无故退出一次，且退出时间不超过3天的，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天的，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×1小时的标准进行考核。

（四）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。

第八十条 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。

第八十一条 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：

（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。

第八十二条 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±0.067 赫兹。

（四）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 4 秒，或至有功功率开始变化的时间不大于 4 秒。

（五）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。

（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±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。

（七）AGC 功能不得和一次调频功能相互冲突。

（八）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%。

(九)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。

第八十三条 机组投入一次调频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。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。

(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,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。

第八十四条 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:

(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。

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。

第八十五条 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。

(一)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。

(二)并网主体应执行二次调频有关运行管理规程、规定的情况。

(三)并网主体应规范二次调频系统运行、检修等。

(四)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。

(五)并网主体应按相关规定规范 AGC 参数管理相关情况。

第八十六条 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。

第八十七条 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。

第八十八条 发电侧并网主体中单机容量 200 兆瓦及以上容量（海南电网为单机容量 40 兆瓦及以上容量）火电、燃气和核电机组，单机容量 50 兆瓦及以上容量（海南电网为单机容量 20 兆瓦及以上容量）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）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 装置的发电侧并网主体按投运率和调节合格率为 0 进行考核。

（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 $\times 0.1$ 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。

(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 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。

(三) 按月统计考核 AVC 机组无功调用合格率。以发电侧并网主体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。

第九十条 未经电力调度机构许可, 不得擅自改变 AVC 有关参数。

第九十一条 电力调度机构按其调管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。

(一) 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。

(二) 电力调度机构应充分考虑水电厂流域最小生态流量需求和地方保供水需要, 合理安排水电厂水库调度。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。

（三）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。

（四）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。

（五）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×0.1 小时的标准进行考核。

（六）并网主体对来水进行预测分析并上报。300 兆瓦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。

（七）并网主体收到流域管理机构水量调度计划时，应及时向电力调度机构报告，并提出发电建议，电力调度机构统筹考虑电网安全、水量调度计划等因素，合理安排并网主体的发电计划。

第九十二条 电力调度机构按其调管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。

（一）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。

（二）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。

(三) 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。

(四) 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。

(五) 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高压侧或升压站电气设备运行情况进行如下考核:

(一) 因并网主体高压侧或升压站电气设备原因引起重特大电网事故或电网侧重特大设备事故的, 每次按装机容量 $\times 5$ 小时的标准进行考核。

(二) 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 $\times 2$ 小时的标准进行考核。

(三) 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 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

标准进行考核。

(四)发生开关拒动的,每次按照装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

(五)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 $\times 0.5$ 小时的标准进行考核。

(六)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 $\times 0.1$ 小时的标准进行考核。

第九十四条 电力调度机构按其调管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。

(一)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。

(二)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。

第九十五条 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:

(一)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,每次按装机容量 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

(二)相关技术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 $\times 1$ 小时的标准进行考核。

第九十六条 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。

(一)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。

(二)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。

第九十七条 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：

(一)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。

(二)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。

第九十八条 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。电力调度机构应当加强对调管范围内的发电侧并网主体涉网部分电力监控系统网络安全防护的技术监督。

第九十九条 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》《电力监控系统安全防护总体方案》等要求。

第一百条 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。

第一百〇一条 涉网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。未经同意擅自实施,经责令改正后拒不落实的,每次按装机容量×1小时的标准进行考核。

第一百〇二条 发电侧并网主体应根据《网络安全法》《电力监控系统安全防护总体方案》相关文件要求,保障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×0.1小时的标准进行考核。

第一百〇三条 发电侧并网主体应对涉网电力监控系统的计算机、网络及安全设备运行状态进行实时监视,对网络运行日志、操作系统运行日志、数据库重要操作日志、业务应用系统运行日志、安全设施运行日志等进行集中收集与自动分析,并实时上送至调度机构技术系统。监视覆盖不完整,经责令改正后拒不落实,或导致网络安全异常事件漏监视的,每次按装机容量×0.1小时的标准进行考核。

第一百〇四条 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按要求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,每次按装机容量×1 小时的标准进行考核。

第一百〇五条 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,每次按装机容量×1 小时的标准进行考核;对故意不落实、刻意瞒报等严重情节的,每次按装机容量×2 小时的标准进行考核。

第一百〇六条 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×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。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×5 小时的标准进行考核。

第一百〇七条 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×1 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×2 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×5 小时的标准进行考核。

第三章 考核实施

第一百〇八条 电力调度机构应根据本细则及监管要求，按照专门记账、收支平衡原则，负责电力并网运行管理的具体实施工作，对并网主体运行情况考核。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市场建设实际，统筹做好衔接，提出现货市场环境下并网运行考核条款调整建议，并报能源监管机构同意后施行。

第一百〇九条 电力调度机构根据本细则及监管要求，负责电力并网运行管理的具体实施、考核返还、费用计算等。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。

第一百一十条 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奖励。其中，抽水蓄能、新型储能和可调节负荷按相关要求参与电力并网运行考核，不参与考核费用返还。

第一百一十一条 除非计划停运等加倍考核电量以及被能源监管机构采取措施产生的考核电量外，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。

第一百一十二条 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，以月度统计分析，并通过信息披露平台向结算各方公示考核和返还信息。考核事件发生后，电力调度机构应在2日内将相关考核明细情况（包括但不限于考核项目、预计考核电量、考核价格、考核原因、考核电量计算方法等）告知被考核并网主体。被能源监管机构采取措施产生的考核电量计算统计以相关监管文书为准。

第一百一十三条 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。

第一百一十四条 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。电力调度机构应每月披露上一月考核单价。

发电侧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

第一百一十五条 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。

第一百一十六条 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 为月度所有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。

小水电站、生物质电厂、分布式电源等不具备性能考核条件的，暂不纳入调度计划曲线、一次调频、AGC、调峰等考核管理，不参与相应品种的考核与返还。

第一百一十七条 由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数据。

（二）电网企业、电力调度机构和电力交易机构根据职责提供相关考核单价等数据。

（三）电力调度机构依据经确认的考核数据和考核单价，形成最终考核返还汇总表，报能源监管机构同意后，同步向电力交易机构、电网企业提供考核返还汇总表。电力交易机构应及时对外披露，电网企业应及时据此结算。

（四）各电网企业出具结算凭据（包括但不限于并网考核净收入、并网考核费用、并网考核返还费用等），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

第一百一十八条 信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，披露内容应包括但不限于考核/返还、

考核种类、调度单元等信息类型。信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。电网企业、电力调度机构、电力交易机构应保存并网运行考核相关数据至少两年。

第一百一十九条 电力调度机构应简化内部流程，规范信息披露要求，及时按本细则及能源监管机构要求做好信息披露数据整理和归集，并及时推送给电力交易机构。电力交易机构应将相关数据及时通过信息披露平台向相关市场主体披露，向相关并网主体开放数据接口。电力调度机构会同电力交易机构制定和完善信息披露标准格式及相关明细表格模板，报能源监管机构审定后实施。电力调度机构应按照本细则有关规定及附录 4 相关内容及时对外披露。

第一百二十条 电力调度机构应于每月 8 日前（遇法定节假日顺延，下同）向电力交易机构按信息类型推送上一月考核和返还公示信息，由电力交易机构于当月 9 日前向所有市场主体公示；同时，由电力调度机构于当月 9 日前通过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，并提供相关数据供计算核对。并网主体对公示或明细有异议的，应于当月 14 日前向电力调度机构提出复核（含豁免考核）申请，电力调度机构应于当月 20 日前进行核实处理并予以答复。电力调度机构会同电力交易机构于 22 日前汇总考核和返还结果，报能源监管机构同意后推送电网企业开展结算，并由电力交易机构将最终考核返还结果对外披露。

并网主体对已结算的相关考核和返还结果仍有异议的，可及时向能源监管机构提出申诉，经能源监管机构组织认定后，相关费用在后续月份考核和返还结果中予以多退少补。原则上申诉有效期不超过 1 个自然年。

第五章 监督管理

第一百二十一条 能源监管机构负责电力并网运行的监督与管理，监管本细则及相关市场规则的实施，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、APP 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及相关规则情况开展自查自纠，并将有关情况及时报所在地能源监管机构。

2.南网总调每年对上一年各中调执行本细则及相关规则情况进行评价，并于 3 月底前将评价排序结果和存在的问题报能源监管机构。各中调对调管范围内各地调执行本细则及相关规则情况进行评价，并于 3 月底前将评价排序结果和存在的问题报能源监管机构。

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及相关规则情况进行评价，并于 3 月底前将评价排序结果和存在的问题报能源监管机构。

4.能源监管机构视情况需要对相关单位采取约谈通报、责令整改、行政处罚等监管措施。

（二）不定期组织专项督查核查和重点监管

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、费用结算、涉网安全管理、调度运行管理、检修管理、技术指导与管理、新型主体并网运行管理以及信息披露报送等方面，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重点监管。

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。

第一百二十二条 能源监管机构建立健全电力并网工作管理协调机制，组织调解辖区内电力并网运行管理争议。

（一）并网主体与电网企业、电力调度机构或电力交易机构对涉网安全管理、运行管理、检修管理、技术指导与管理、计量统计、考核豁免、费用结算、信息披露报送等方面存在争议的，可将争议或诉求提交至相应电网企业、电力调度机构或电力交易机构，并抄报能源监管机构。

（二）收到并网主体提出的争议或诉求后，电网企业、电力调度机构或电力交易机构应于 30 日内给予书面答复，并抄报能源监管机构。

（三）电网企业、电力调度机构或电力交易机构书面答复后，

双方仍不能达成一致的，并网主体可提交至能源监管机构依法组织协调或作出裁决。

（四）并网主体与南方电网公司、南网总调或广州电力交易中心存在争议的，可参照上述程序由南方能源监管局会同有关单位依法组织协调或作出裁决。

第一百二十三条 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按要求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 个工作日内以清单形式书面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，并抄报南方能源监管局。

第一百二十四条 建立电力调度运行管理情况书面报告制度。省级及以上电力调度机构应于每月 25 日前向相关能源监管机构提交上一月电力调度运行管理情况月度报告，并于次年 1 月 25 日前提交年度报告。南网总调应在每季度首月 25 日前向国家能源局提交电力调度运行管理情况季度报告，并于次年 1 月 25 日前提交年度报告，同时抄报南方能源监管局（相关要求参见附录 5）。

第一百二十五条 电力调度机构应按监管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并网运行管理情况。

第一百二十六条 电网企业、电力调度机构、电力交易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、电力调度机构、电力交易机构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。

第一百二十七条 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,规范内部工作和管理流程,如有问题及时上报能源监管机构。

第一百二十八条 电力调度机构应每年组织评估本细则执行情况,征求并网主体意见后,向能源监管机构提交相关分析报告或规则调整建议。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。经能源监管机构审核同意,电力调度机构可在电力调度交易与市场秩序厂网联席会议上通报相关分析报告内容。

第一百二十九条 电网企业、发电侧并网主体违反本细则相关规定的,不遵守发电厂并网、电网互联有关规章、规则的,由能源监管机构责令限期改正;拒不改正的,按照《电力监管条例》第三十一条的规定进行处罚,并可对直接负责的主管人员和其他直接责任人员提出处理建议。

第一百三十条 电力企业、电力调度交易机构有下列情形之一的,由能源监管机构责令限期改正;拒不改正的,按照《电力监管条例》第三十四条的规定进行处罚,并可对直接负责的主管人员和其他直接责任人员提出处理建议。

(一)拒绝或者阻碍国家能源局及其派出机构从事电力并网

运行监管工作的人员依法履行监管职责的。

(二)提供虚假或者隐瞒重要事实的电力并网运行管理信息的。

(三)违反本细则相关规定，未按要求公开有关信息。

第六章 附则

第一百三十一条 本细则自发布之日起施行，有效期5年。《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）《关于“两个细则”非计划停运加倍考核费用奖励返还建议机制请示的复函》（南方监能市场函〔2021〕58号）《关于“两个细则”非计划停运加倍考核请示的复函》（南方监能市场函〔2021〕71号）自正式运行后同时废止。

第一百三十二条 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

XX 省/区系统运行风险预警

签发人：

预警编号：20XX 年第 X 号

风险预警名称：XX 省/区系统运行风险预警

风险预警类型：电力供应不足风险\电网安全风险\清洁能源弃电限发风险

风险预警生效期：20XX 年 X 月 X 日-20XX 年 X 月 X 日

风险预警适用地域范围：（部分地域或全省）

风险预警适用并网主体：（区分并网主体类型，可含清单）

风险预警适用考核条款：

抄送：XXX

编制人：

审核人：

发布日期：20XX 年 X 月 X 日

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_{Ok}

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_{Ok} 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 $\Delta W_i\%$

调度计划偏差率 $\Delta W_i\%$ 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。

超出原标准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：

（一）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。

（二）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。

（三）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。

（四）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

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

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。

南方区域（XX 省/区）月度信息披露 相关要求

电网企业、电力调度机构和电力交易机构应遵循全面、真实、及时、准确、完整、易于使用的原则，加强和完善信息披露工作，不断丰富信息披露内容，并对信息披露的真实性、准确性、完整性、有效期负责。信息披露平台原则上以电力交易机构现有信息平台为基础，未设置信息披露平台的电力交易机构，应当尽快设置。

本细则规定的信息披露内容主要包括并网运行基本情况和辅助服务管理情况，后续视情况需要进一步完善，包括但不限于以下内容：

一、并网运行管理基本情况

（一）基本情况（每月 12 日前披露）

- 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、缺燃料停机情况及影响；断面受限情况及影响；进相运行电源情况等。
- 4.西电情况：西电执行情况、偏差及影响等。

（二）安全管理情况（每月 12 日前披露）

- 1.系统运行风险期发布情况。

2.其他影响系统安全情况。

(三) 运行管理情况 (每月 12 日前披露)

1.旋转备用、事故备用、省间备用等计划预留情况和实际预留情况。

2.全月日前负荷预测情况和实际负荷情况。

3.清洁能源弃风限电情况。

(四) 检修管理情况

1.每月 12 日前披露上月检修完成情况。

(1) XX 月线路实际检修与投产信息

XX 月 220kV 以上输变电检修 XX 项, 实际执行 XXX 项, 执行率 XX%; 实际投产线路情况。附未按计划检修和投产清单。

(2) XX 月电源实际检修与投产信息

XX 月 XX 中调调管的发电设备计划检修 XX 项, 实际检修 XX 项, 计划检修执行率 XX%; 实际投产电源情况。附未按计划检修和投产清单。

2. 每月 22 日前披露次月检修计划情况。

(1) XX 月线路计划检修与投产信息

XX 月 220kV 以上输变电计划检修 XX 项, 附计划检修清单。

(2) XX 月电源计划检修与投产信息

XX 月 XX 中调调管的发电设备计划检修 XX 项, 总检修容量多少, 火电、核电、水电检修容量多少; 计划投产电源情况。

二、辅助服务管理情况

（一）基本情况（每月 30 日前披露）

1. 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。（每月 30 日前披露）

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。
- 5.考核电价情况。

（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.系统运行风险预警发布情况及实际执行情况。

（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，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.每月披露上月检修完成情况。

（1）XX月线路实际检修与投产信息

XX月220kV以上输变电检修XX项，实际执行XXX项，执行率XX%；实际投产线路情况。附未按计划检修和投产清单，并详细分析原因及影响。

(2) XX月电源实际检修与投产信息

XX月XX中调调管的发电设备计划检修XX项，实际检修XX项，计划检修执行率XX%；实际投产电源情况。附未按计划检修和投产清单，并详细分析原因及影响。

2. 每月披露次月检修计划情况。

(1) XX月线路计划检修与投产信息

XX月220kV以上输变电计划检修XX项，附计划检修清单。

(2) XX月电源计划检修与投产信息

XX月XX中调调管的发电设备计划检修XX项，总检修容量多少，火电、核电、水电检修容量多少；计划投产电源情况。

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

按技术管理类别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.分析抽水蓄能电站综合利用和优先调用情况，以清单形式填报机组抽水和发电利用小时、效率等。

附表 1

南方区域电力并网运行考核参数表

参数类型	细则中对应的符号	广东省	广西区	云南省	贵州省	海南省
非计划停运考核倍数 1	K_1	2	2	2	2	2
非计划停运考核倍数 2	K_2	5	5	5	5	5