

国家能源局东北监管局文件

东北监能市场〔2024〕41号

关于印发《东北区域电力并网运行管理实施细则》 《东北区域电力辅助服务管理实施细则》的通知

国网公司东北分部，辽宁、吉林、黑龙江省电力有限公司，内蒙古东部电力有限公司，北京电力交易中心有限公司市场交易五部，辽宁、吉林、黑龙江省电力交易中心有限公司，内蒙古东部电力交易中心有限公司，各有关发电、新型储能企业：

为推动东北区域电力高质量发展，适应构建新型电力系统要求，进一步做好电力系统并网运行管理和辅助服务管理，按照《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》等法律法规，根据《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》等政策文件，我局组织对《东北区域发电厂并网运行管理实施细则》《东北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》（简称现行“两个细则”）

进行了修订，形成《东北区域电力并网运行管理实施细则》《东北区域电力辅助服务管理实施细则》（简称新版“两个细则”），对执行落实提出以下要求。

一、东北区域新版“两个细则”自印发之日起开展试运行，2024年10月1日起正式施行。试运行期间仍按照现行“两个细则”开展并网运行考核返还和辅助服务补偿分摊，同步按照新版“两个细则”开展并网运行和辅助服务数据统计、信息披露和报送。

二、试运行期间，各省（区）调度机构要认真评估试运行情况并及时向我局报告，要会同电力交易中心持续加强“两个细则”执行管理，做好考核返还、补偿分摊、费用结算以及信息披露等工作。国网东北分部要组织各省（区）调度机构于9月20日前完成考核上限等相关参数测算报备。

三、各省（区）调度机构要组织开展培训宣贯，提高并网主体认识和理解。并网主体要加强学习，严格执行“两个细则”标准和要求。

各单位在执行中遇到问题，请及时向我局报告。

联系人：张月明 024-23148967

附件：1. 东北区域电力并网运行管理实施细则
2. 东北区域电力辅助服务管理实施细则



东北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，保障辽宁、吉林、黑龙江、蒙东地区（以下简称东北区域）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，进一步规范东北区域电力并网运行管理，根据《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电力并网运行管理规定》等有关法律法规，结合东北电力系统实际情况，制定本细则。

第二条 本细则适用于东北区域省级及以上电力调度机构直接调度的发电侧并网主体、新型储能电站、可调节负荷等。省级以下电力调度机构调度管辖范围内的，视其对电力系统运行的影响参照本细则执行。

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

第四条 并网主体包括发电侧并网主体、新型储能电站和可调节负荷等。

（一）发电侧并网主体为东北区域省级及以上电力调度机构调度管辖范围内的火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、自备电厂等。

发电侧并网主体中风电场、光伏电站自首次并网发电之日起纳入，其他发电侧并网主体原则上自完成整套启动试运行时间点起纳入。

（二）新型储能电站为东北区域省级及以上电力调度机构调度管辖范围内的接入公共电网的电化学、压缩空气、飞轮和热储能（抽汽储能）等独立新型储能电站。

新型储能电站原则上自并网发电之日起纳入。

（三）可调节负荷主要为能够直接响应省级及以上电力调度机构调度指令的可调节负荷，如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、负荷聚合商、虚拟电厂等。

可调节负荷原则上自完成调试、具备响应调度指令之日起纳入。

第五条 国家能源局东北监管局（以下简称东北能源监管局）依法对辖区内电网企业、电力调度机构、电力交易中心（以下简称电力交易机构）和并网主体执行本细则情况实施监管。

第六条 电力调度机构负责对并网主体开展考核管理，负责计算并向电力交易机构提供考核与返还结果。电力交易机构负责通过信息披露平台向所有市场主体披露相关考核和返还情况。电网企业、电力调度机构、电力交易机构按照有关规定职责，负责与相关并网主体结算费用。

第七条 并网主体、电网企业均应严格遵守国家有关法律法规、标准以及电力调度相关规程及规定。东北能源监管局结合实际情况和发现问题对违反上述规定的并网主体、电网企业开展监督管理，维护东北电力系统安全稳定运行。

第二章 运行管理

第八条 电力调度机构按其调度管辖范围负责电力系统运行的组织、指挥、指导和协调。

第九条 并网主体应严格执行相关运行管理制度，确保电力生产和供应安全。

第十条 并网主体在规划、设计、建设和运行管理中，应确保一、二次设备满足国家法律法规、行业标准及东北电力系统安全稳定运行及有关标准的要求，并网前应按国家有关标准组织完成并网安全评价，符合并网条件。

第十一条 并网主体应加强涉网设备的运行、检修和维护管理，确保上报涉网设备参数的真实、准确，接受电力调度机构和相关技术监督机构的指导和管理。涉网设备指影响电网安全稳定运行及网源协调的有关设备，包括但不限于继

电保护和安全自动装置、调度通信设备、调度自动化设备、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、自动发电控制系统（AGC）、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、发电机、高压侧或升压站电气设备。

第十二条 电力调度机构针对电力系统运行中存在的安全问题，应及时制定反事故措施。涉及并网主体的，并网主体应制定整改计划并予以落实。当发生电力安全事故（事件）时，未经电力调度机构允许前，有关并网主体不得并网运行。

第十三条 并网主体按照所在电网防止大面积停电预案的统一部署，落实相应措施，编制停电事故处理预案及其他反事故预案，参加反事故演练。

第十四条 电力调度机构应及时向有关并网主体通报电力安全事故（事件）情况、原因及影响分析。并网主体应按照规定配合相关机构进行事故调查，落实防范措施。

第十五条 并网主体应与电网企业根据平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则，参照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，并在协议（合同）签订后 10 个工作日内向东北能源监管局备案，无协议（合同）不得并网运行。

第十六条 并网主体应严格服从所属电力调度机构的指

挥，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。接受调度指令的并网主体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。

对于无故延缓执行调度指令、违背或拒不执行调度指令的并网主体，每次按其额定容量 $\times 1$ 分/万千瓦考核。此外，还将根据实际损失情况，追究有关单位和人员的法律和经济责任。

第十七条 电力调度机构管辖范围内的设备（装置）参数整定值应按照电力调度机构下达的整定值执行。并网主体改变其状态或参数前，应当经电力调度机构批准。

对于擅自改变设备（装置）状态或参数的并网主体，按其额定容量 $\times 0.4$ 分/万千瓦考核。

第十八条 发电侧并网主体应严格执行所属电力调度机构下达的发电计划曲线（或实时调度曲线）和运行方式安排。发电计划曲线应参考发电侧并网主体中长期交易合同及相关合同签订情况，经安全校核后安排确定。电力调度机构根据电网情况需要修改发电侧并网主体的发电计划曲线时，应提前 30 分钟通知发电侧并网主体。对于现货市场运行省区，实时出清结果即发电计划曲线。具体技术指标要求及考核规定见附件 1。

第十九条 发电侧并网主体（风电、光伏除外）发电机组非计划停运时，该机组按非计划停运进行统计和考核，该发电侧并网主体的其他发电机组按调整后的发电曲线进行发电曲线考核。

第二十条 电力调度机构对发电侧并网主体、新型储能电站非计划停运情况进行统计和考核。具体技术指标要求及考核规定见附件 2。

第二十一条 燃煤发电企业要重视电煤库存管理工作，落实主体责任，严格执行安全库存制度，按期向电力调度机构报送电煤库存、可用天数等相关情况，并确保提供信息数据真实、准确、与实际情况一致。

第二十二条 风电场、光伏电站应具备中期、短期和超短期功率预测功能，并能够按要求将预测曲线报送至电力调度机构，同时报送场站风光资源监测数据、气象预测信息、开机容量和可用功率。以下情况可对功率预测和信息报送结果免考核：

1. 台风、洪水、地震等自然灾害不可抗力。
2. 风电场、光伏电站并网 90 日内。
3. 经调度机构同意的功率预测系统计划检修。
4. 其他非风电场、光伏电站自身原因。

电力调度机构负责对风电场、光伏电站的功率预测准确性进行考核，并将考核结果按时发布。具体技术指标要求及

考核规定见附件 3。

第二十三条 运行管理计量数据包括电能量计量装置的数据、电力调度机构的调度自动化系统数据及调度计划等。

第二十四条 单机 20 万千瓦（2015 年后新建 10 万千瓦）及以上火电机组（不含背压式热电机组）和单机 4 万千瓦及以上非灯泡贯流式水电机组，省级及以上电力调度机构管辖范围内的风电场、光伏电站、新型储能电站应具备 AGC 功能，保证其正常运行，不得擅自退出。新建的应具备 AGC 功能的发电侧并网主体、新型储能电站，在投入商业运营前应 与电力调度机构的主站系统进行联调，满足电网调整要求。具体技术指标要求及考核规定见附件 4。

第二十五条 发电侧并网主体、新型储能电站应具备一次调频功能，保证其正常运行，不得擅自退出。一次调频死区、一次调频转速不等率、一次调频限幅、一次调频动态性能应满足《并网电源一次调频技术规定及试验导则》（GB/T 40595-2021）等标准及细则要求。一次调频指标计算所需信号应按电力调度机构要求接入调度主站。火电、水电、核电、光热等发电侧并网主体一次调频技术指标及考核规定见附件 5.1。风电场、光伏电站、新型储能电站等并网主体一次调频技术指标及考核规定见附件 5.2。

考虑存量风电场、光伏电站需开展技术改造满足一次调频技术指标要求，风电场、光伏电站、新型储能电站自本细

则正式执行 6 个月后开展一次调频考核。

电力调度机构要加强一次调频考核和辅助服务执行情况的评估总结，发现问题及时报告。风电场、光伏电站、新型储能等并网主体一次调频技术指标结合实际运行情况，适时进行调整。

第二十六条 电力调度机构按季度向发电侧并网主体、新型储能电站下发母线电压曲线，并作为无功辅助服务考核的依据。当母线电压不合格时，执行以下考核：

1.因发电侧并网主体、新型储能电站自身原因，不具备发出或吸入无功功率能力的，每天按其额定容量×1 分/万千瓦考核，以月为单位进行统计。

2.具备无功功率发出与吸入能力的发电侧并网主体、新型储能电站，电力调度机构按照其发出与吸入无功功率的能力开展考核。无法达到核定吸入无功能力时，按照与核定能力差额的无功电量缺额进行考核，每万千乏时考核 1 分；无法达到核定发出无功能力时，按照与核定能力差额的无功电量缺额进行考核，每万千乏时考核 1 分，以月为单位进行统计。

3.若发电侧并网主体、新型储能电站已经按照其最大无功功率发出或吸入能力参与无功电压调节，但母线电压仍然不合格，该时段免于考核。AVC 主站闭环调节控制的发电侧并网主体、新型储能电站免于考核。

第二十七条 电力调度机构按其管辖范围对风电场、光伏电站动态无功补偿装置（SVG、SVC 及调相机）开展技术指导和管理工作。

1. 风电场、光伏电站动态无功补偿装置应投入自动运行。动态无功补偿装置投入自动可用率以 99%为合格标准，达不到要求的按每降低 1 个百分点，每月考核其额定容量×0.1 分/万千瓦。动态无功补偿装置投入自动可用率按以下公式计算：

动态无功补偿装置投入自动可用率=每台装置投入自动可用小时数之和/每台装置所在升压变带电小时数之和×100%。

2. 风电场、光伏电站动态无功补偿装置调节速率应满足电网运行要求，否则每天按其额定容量×0.1 分/万千瓦考核。

3. 风电场、光伏电站动态无功补偿装置实际输出无功能力应与铭牌相符，否则每天按其额定容量×0.1 分/万千瓦考核。

4. 风电场、光伏电站上述各项考核分数之和上限不超过其额定容量×5 分/万千瓦。

考虑存量风电场、光伏电站需开展技术改造满足动态无功补偿装置技术指标要求，风电场、光伏电站自本细则正式执行 6 个月后开展动态无功补偿装置考核。

第二十八条 发电侧并网主体、新型储能电站应按照调度运行要求装设自动电压控制（AVC）装置，并应加强 AVC 装置的维护，使 AVC 装置各项性能满足电网运行的需要。

电力调度机构对已安装 AVC 装置的发电侧并网主体的 AVC 装置投运率和调节合格率进行考核。AVC 装置技术指标要求及考核规定见附件 6。

考虑存量风电场、光伏电站需开展技术改造满足 AVC 装置技术指标要求，风电场、光伏电站自本细则正式执行 6 个月开展 AVC 装置考核。

第二十九条 电力调度机构根据黑启动预案确定黑启动电源点。作为黑启动电源的发电侧并网主体、新型储能电站，应做好各项黑启动安全管理措施。对承担黑启动任务的发电侧并网主体、新型储能电站，采用如下考核方式：

1.因发电侧并网主体、新型储能电站自身原因不能提供黑启动服务时，发电侧并网主体、新型储能电站应及时汇报所属电力调度机构。无法提供黑启动服务期间，按每天 1 万元考核。

2.发电侧并网主体、新型储能电站须严格按照安全管理规定执行各项黑启动安全管理措施。未按电力调度机构要求进行黑启动演习，或因发电侧并网主体、新型储能电站自身原因黑启动演习失败，每次扣罚 30 万元。

3.当电网发生故障，发电侧并网主体、新型储能电站应及时可靠执行黑启动预案，帮助系统恢复正常运行。若由于发电侧并网主体、新型储能电站自身原因黑启动机组未能完成黑启动任务，每次扣罚 1000 万元。

第三十条 发电侧并网主体、新型储能电站应根据设备检修导则等要求，结合设备健康状况，按照所属电力调度机构的调度规程及相关规定，向所属电力调度机构提出设备的年度、月度、周、日检修计划申请。电力调度机构统筹安排管辖范围内发电侧并网主体、新型储能电站设备检修计划。

第三十一条 未经电力调度机构批准擅自对站内一、二次设备检修的发电侧并网主体、新型储能电站，每次按其额定容量 $\times 0.4$ 分/万千瓦考核。

第三十二条 发电侧并网主体、新型储能电站变更检修计划，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，确实无法安排变更时，应及时通知该并网主体按原批复计划执行，并说明原因。

发电侧并网主体、新型储能电站检修工作由于自身原因出现以下情况之一，每次按其额定容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核：

1.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。

2.设备检修期间，办理延期申请超过二次。

3.擅自增加工作内容而未办理申请手续的。

4.计划检修工作临时取消。（如地震、雷暴、台风、暴雨等不可抗力原因临时取消的，免于考核。）

第三十三条 电网一次设备检修如影响发电侧并网主体、

新型储能电站送出能力，应尽可能与发电侧并网主体、新型储能电站设备检修配合进行。继电保护及安全自动装置、电力调度自动化及电力调度通信等二次设备的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。

第三十四条 发电侧并网主体、新型储能电站中涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置、调度通信设备、调度自动化设备、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、自动发电控制系统（AGC）、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、行业标准和所属电力调度机构有关规定。选择、配置和定值等应满足电网安全稳定运行的要求，并经所属电力调度机构审核批准。

新投产机组、在役机组在设备大修和技术改进后，应按相关规程要求在 30 个工作日内，委托有资质的试验单位对涉网设备进行参数实测，并及时向电力调度机构报送设备试验报告及技术资料。当参数发生变化时，应及时报送相关电力调度机构重新进行备案。

第三十五条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体、新型储能电站涉网试验开展技术指导与管理工作。发电侧并网主体、新型储能电站应按照《电力系统网源协调技术导

则》（GB/T 40594-2021）开展相关涉网试验，并按要求及时、准确地将试验结果报送所属电力调度机构。

第三十六条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体、新型储能电站的继电保护和安全自动装置，包括机组涉及机网协调的保护开展技术指导和管理工作。具体技术指标要求及考核规定见附件 7。

第三十七条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体、新型储能电站的通信设备、光缆、通信电源等设施运维开展技术指导和管理工作。具体技术指标要求及考核规定见附件 8。

第三十八条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体、新型储能电站的自动化设备开展技术指导和管理工作。具体技术指标要求及考核规定见附件 9。

第三十九条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体的励磁系统、电力系统稳定器（PSS 装置）及调速系统开展技术指导和管理工作。具体技术指标要求及考核规定见附件 10。

第四十条 电力调度机构按其管辖范围对发电侧并网主体、新型储能电站的高压侧或升压站电气设备开展技术指导和管理工作。具体技术指标要求及考核规定见附件 11。

第四十一条 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。具体技术指标要求及考核

规定见附件 12。

第四十二条 电力调度机构按其管辖范围对风电场、光伏电站、新型储能电站开展技术指导和管理工作。具体技术指标要求见附件 13。

第四十三条 可调节负荷涉及的技术指导和管理工作，参照发电侧并网主体、新型储能电站技术指导和管理相关要求执行。技术指导和管理范围包括但不限于：涉网参数、继电保护和自动装置、调度通信设备、调度自动化设备等。

第三章 考核实施

第四十四条 电力调度机构负责并网主体运行管理的具体实施工作。

第四十五条 考核实施的基本原则是：东北区域统一考核标准，按调度管辖范围分别考核；同一事件适用于不同条款的考核时，取考核分数最大的一款进行考核；考核费用按月结算。

第四十六条 每分对应的考核费用为人民币 1000 元。

第四十七条 并网主体考核分数为并网主体每项考核分数之和。

第四十八条 并网主体考核费用=并网主体考核分数×1000 元。

第四十九条 考核结算采取电费结算方式，与当月电费结算同步完成。

第五十条 考核费用按收支平衡原则当月结零，各项考核

费用按参与该项考核的并网主体月度上网电量比例进行返还。火电厂（核电厂与火电厂共同考核返还）、水电厂、风电场、光伏电站、新型储能电站、可调节负荷分别进行并网运行管理考核和费用返还。若当月无上网电量或上网电量不足以完成考核结算的并网主体，将相应考核延期至次月执行，若次月仍无上网电量或上网电量不足以完成考核结算，以此类推，直至上网电量满足考核结算为止。

对于考核范围内的并网主体：

火电厂（水电厂、风电场、光伏电站）返还费用=火电厂（水电厂、风电场、光伏电站）考核费用×该火电厂（水电厂、风电场、光伏电站）当月上网电量/考核范围内火电厂（水电厂、风电场、光伏电站）当月上网总电量。

新型储能电站返还费用=新型储能电站考核费用×该新型储能电站当月上网电量与用电量之和/考核范围内新型储能电站当月上网总电量与总用电量之和。

可调节负荷返还费用=可调节负荷考核费用×可调节负荷当月用电量/考核范围内可调节负荷当月总用电量之和。

并网主体总返还费用为该并网主体各单项返还费用之和。

并网主体在当月电费总额基础上减（加）应支付（获得）考核（返还）费用额度，向所属电网公司开具增值税发票，与当月电费一并结算。

第四章 信息披露

第五十一条 信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，披露内容应包括但不限于考核、返还、考核种类、调度单元等信息类型。信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

第五十二条 电力调度机构应及时向电力交易机构按信息类型推送考核和返还公示信息，电力交易机构于每月 10 日之前向所有市场主体公示。

第五十三条 并网主体对公示有异议的，应在 3 个工作日内提出复核。电力调度机构在接到并网主体问询的 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向东北能源监管局提出申诉。无异议后，由电力调度机构执行，并将结果报东北能源监管局。

第五章 监督管理

第五十四条 东北能源监管局按照国家能源局《电力并网运行管理规定》对辖区内电力运行开展监督和管理。

第五十五条 电力调度机构每月 25 日前将上月并网运行考核返还情况统计结果，随同辅助服务补偿分摊情况报送东北能源监管局。每年 8 月底前向东北能源监管局报送本年度上半年并网运行管理考核运行情况半年报告。每年 2 月底前向东北能源监管局报送上年并网运行管理考核运行情况年度报告。

第五十六条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构违反本细则相关规定，如提供虚假或隐瞒信息、未按要求公开有

关信息等，由东北能源监管局按照《电力监管条例》《电力企业信息披露规定》等相关规定进行处罚。

第六章 附则

第五十七条 本细则自 2024 年 10 月 1 日起正式施行。原《东北区域发电厂并网运行管理实施细则》（东北监能市场〔2020〕113 号）同时废止。

第五十八条 本细则由东北能源监管局制订、修改并负责解释。

第五十九条 东北能源监管局根据东北电网实际运行情况适时修订，履行相关程序后印发执行。

发电侧并网主体发电（上网）计划曲线 考核规定

发电侧并网主体（风电场、光伏电站除外）发电（上网）计划曲线考核按照偏离计划曲线的考核电量 $\times 2$ 分/万千瓦时进行考核：

一、发电侧并网主体（风电场、光伏电站除外）应执行电力调度机构下达的发电（上网）计划曲线，当出现由于自身原因，造成实际发电（上网）曲线偏离电力调度机构下达的发电（上网）计划曲线，且偏离量超过允许偏差时，对发电侧并网主体（风电场、光伏电站除外）进行考核。值班调度员因系统需要修改发电（上网）计划曲线，以修改后的发电（上网）计划曲线为基准。

二、每时段考核电量计算公式为：

当“计划发电（上网）电量 $\times(1-k)\leq$ 实际发电（上网）电量 \leq 计划发电（上网）电量 $\times(1+k)$ ”时，每时段考核电量 = 0。

当“实际发电(上网)电量 $<$ 计划发电(上网)电量 $\times(1-k)$ ”时，每时段考核电量 = 计划发电（上网）电量 $\times(1-k)$ - 实际发电（上网）电量。

当“实际发电(上网)电量 $>$ 计划发电(上网)电量 $\times(1+k)$ ”时，每时段考核电量 = 实际发电（上网）电量 - 计划发电（上

网) 电量 $\times(1+k)$ 。

其中： k 为偏差允许范围，可再生能源、生物质及综合利用机组为5%，其他机组为2%。各省（区）调度机构可根据具体情况设置每日时段数，报东北能源监管局备案后执行。

三、下列情况下应免于考核：

1.根据调度指令，发电侧并网主体（风电场、光伏电站除外）提供AGC辅助服务期间。

2.发电侧并网主体（风电场、光伏电站除外）临时被指定提供调频（ACE曲线）、调峰和调压服务而不能按计划曲线运行时。

3.当出现系统事故、机组跳闸等紧急情况，发电机组按照调度指令紧急调整出力或自动调整出力时。

4.发电机组启动过程中，从并网至首次达到机组额定容量的40%后2小时之内；发电机组停机过程中，从开始滑停操作至解列。

5.新建发电机组调试运行期间。

6.当ACE曲线超过允许值上限时，发电机组电量低于曲线考核下限免考核；当ACE曲线超过允许值下限时，发电机组电量高于曲线考核上限免考核。

附件 2

发电侧并网主体、新型储能电站非计划停运 (无法按时启停机、缺煤停机) 考核规定

一、并网火电、核电机组因自身原因，发生下列情况之一者，纳入非计划停运（无法按时启停机、缺煤停机）考核范围：

1.正常运行的机组发生跳闸或被迫停运（含缺煤停机、事故停机），按其额定容量 $\times 8$ 分/万千瓦 \times 修正系数 K_1 \times 修正系数 K_2 考核。

2.机组发生临检，按其额定容量 $\times 5$ 分/万千瓦 \times 修正系数 K_1 \times 修正系数 K_2 考核。

3.备用机组不能按调度指令前后 2 小时内并网发电，按其额定容量 $\times 1$ 分/万千瓦 \times 逾期时间 \times 修正系数 K_1 考核；逾期时间以小时为单位统计，不足 1 小时按 1 小时统计，逾期时间上限为 5 小时，逾期时间超过 5 小时，机组按临检进行考核。

4.在运发电机组不能按调度指令前后 3 小时内完成机组解列，按其额定容量 $\times 1$ 分/万千瓦 \times 逾期时间 \times 修正系数 K_1 考核。

其中，非保供期间 $K_1=1$ ；保供期间且未发生有序用电 $K_1=2$ ；发生有序用电期间 $K_1=4$ ；发生拉闸限电期间 $K_1=5$ 。

停运天数、临检天数均以自然日为单位统计，若当天停运时长达到或超出 12 小时，按一天计。非计划停运时间小于等于 3 天时， $K_2=1$ ，非计划停运时间大于 3 天后，每增加一天， K_2 值增加 0.1， K_2 值不大于 5。

二、风电场、光伏电站因自身设备及人为原因造成大面积脱网，一次脱网容量超过其额定容量 30%的，纳入风电场、光伏电站非计划停运考核范围，每次按其额定容量×5 分/万千瓦考核。

三、新型储能电站因自身原因（如电池原因、储能变流器、电池管理系统、能量控制系统、升压站设施、网络通讯故障等）及人为原因，发生下列情况之一者，纳入非计划停运考核范围：

1.正常运行的储能电站发生跳闸（部分跳闸），每次按储能电站停运部分的额定容量×2 分/万千瓦考核。

2.储能电站发生临检，每次按储能电站临检部分的额定容量×1 分/万千瓦考核。

3.备用的储能电站无法按调度指令在 5 分钟内开始充放电，每次按其额定容量×1 分/万千瓦考核。

四、下列情况不纳入发电侧并网主体、新型储能电站非计划停运考核：

1.进入商业运营前并网试运期间发生非计划停运。

2.稳控装置正确动作导致的切机。

3.其他非自身原因导致的非计划停运。

五、电力调度机构按其调度管辖范围可以批准发电侧并网主体、新型储能电站利用负荷低谷或电力供应充裕时段进行消缺。停机消缺不计作非计划停运考核，但超过批准消缺工期时长（原则上不大于8小时），仍计作机组、新型储能电站非计划停运，按照备用机组、新型储能电站不能按调度指令并网发电考核，超出计划消缺时间计入非计划停运时间。电力调度机构要规范机组、新型储能电站低谷消缺管理，明确申请和受理流程，做好相关记录和统计工作。

附件 3

风电场、光伏电站功率预测技术指标要求 及考核规定

一、风电场、光伏电站应向电力调度机构上报中期功率预测（次日零时至 240 小时）、短期功率预测（次日零时至 72 小时）和超短期功率预测（未来 15 分钟至 4 小时），时间分辨率为 15 分钟。遇节假日，应在节前最后一个工作日上报节假日期间及节后第一个工作日的预测功率。风电场、光伏电站的中期、短期、超短期预测月度数据报送率应达到 100%，场站自身原因达不到要求按报送率缺额考核，每降低 1 个百分点，按其额定容量 × 0.1 分/万千瓦进行考核。

中期、短期、超短期预测月度数据报送率 C 定义为：

$$C = \frac{n}{N} \times 100\%$$

式中： n 为当月风电场或光伏电站实际完成预测报送次数；

N 为当月风电场或光伏电站应报送预测次数。

二、中期功率预测

风电场、光伏电站上报次日零时至 240 小时功率预测曲线，要求报送率不低于 100%；逐日预测准确率、合格率要求呈现依次递减趋势，要求第十日（第 217 小时-240 小时）的月平均准确率应不低于 70%；第十日月平均合格率应不低于 70%。

第十日的月平均准确率、月平均合格率每降低 1 个百分点，分别按额定容量 × 0.02 分/万千瓦进行考核。

日准确率 C_R 公式定义为：

$$C_R = 1 - \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_{Pi} - P_{Mi}}{C_i} \right)^2}$$

式中：

P_{Pi} 为 i 时刻的实际功率；

P_{Mi} 为 i 时刻的预测功率；

C_i 为 i 时刻的开机容量；

n 为所有样本个数。

月平均准确率定义为：

$$C = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n C_{Ri}$$

式中：

C_{Ri} 为当月第 i 天的准确率；

n 为当月天数。

日合格率 Q_R 公式定义为：

$$Q_R = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n B_i \times 100\%$$
$$B_i = \begin{cases} 1, & \frac{|P_{Pi} - P_{Mi}|}{C_i} < 0.25 \\ 0, & \frac{|P_{Pi} - P_{Mi}|}{C_i} \geq 0.25 \end{cases}$$

式中：

B_i 为 i 时刻的预测合格率判定结果；

n 为当日预测总点数。

月平均合格率定义为：

$$Q = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{Ri}$$

式中：

Q_{Ri} 为当月第 i 天的准确率；

n 为当月天数。

三、短期功率预测

风电场、光伏电站上报次日零时至 72 小时功率预测曲线，采用误差带方式进行考核，带宽根据预测技术的提高而逐步调整。运行初期，考虑预测精度随预测时长增加会发生降低，规定风电场短期功率预测曲线中第一、二、三日的误差带宽分别为 $\pm 25\%$ 、 $\pm 27\%$ 、 $\pm 30\%$ ，光伏电站短期功率预测曲线中第一、二、三日的误差带宽分别为 $\pm 20\%$ 、 $\pm 22\%$ 、 $\pm 25\%$ ，误差带以外的偏差电量为考核电量。

风电场、光伏电站短期功率预测误差带以外平均偏差电量按日计算，按照 0.02 分/万千瓦时进行月度考核。误差带以外平均偏差电量为前三日每日预测中当日误差带以外偏差电量的平均值。

短期功率预测曲线的单侧误差带宽 p_{e-i} 公式定义为：

$$p_{e-i} = \left| \frac{p_i^f - p_i^t}{p_i^f} \right| \times 100 \%$$

误差带以外偏差电量 Q_{devi} 公式定义为：

$$Q_{\text{devi}} = \int |p_i^t - (1 \pm p_{e-i(0)}) p_i^f| dt$$

式中：

$p_{e-i(0)}$ 为短期功率预测曲线单侧误差带宽的初值，风电场短期功率预测曲线中第一、二、三日的误差带宽初值分别为 $\pm 25\%$ 、 $\pm 27\%$ 、 $\pm 30\%$ ，光伏电站短期功率预测曲线中第一、二、三日的误差带宽初值分别为 $\pm 20\%$ 、 $\pm 22\%$ 、 $\pm 25\%$ ；若风电场、光伏电站实际出力（限电时段为可用功率）同时率超过 90% 时，误差带宽初值为 10%。

“ \pm ” 中 “+” 表示正偏差，即实发功率超出预测曲线的上带宽，“-” 表示负偏差，即实发功率超出预测曲线的下带宽；

i 是日预测点数， $i=1, 2, 3, \dots, 96$ ；

p_i^f 是风电场、光伏电站的预测功率；

p_i^t 在非弃电时段采用风电场、光伏电站实发功率，限电时段采用风电场、光伏电站可用发电功率。

四、超短期功率预测

风电场、光伏电站滚动上报未来 15 分钟至 4 小时功率预测曲线，时间分辨率为 15 分钟。超短期功率预测单点重复预报 16 次，单点预测平均功率 p_i^s 计算公式为：

$$p_i^s = \frac{1}{16} \sum_{j=1}^{16} p_j^f$$

评价时段内准确率 A 为：

$$A = (1 - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n p'_{e-i}) \times 100\%$$

$$p'_{e-i} = \left| \frac{p_i^s - p_i^t}{p_i^s} \right|$$

式中：

p'_{e-i} 为超短期单点预测误差；如果 $p'_{e-i} \geq 1$ ，则取 $p'_{e-i} = 1$ ；此时，单点超短期预测准确率 $A=0$ ， n 为预报时段内预报点数。当预测功率、可用功率和实发功率都小于额定容量的 10% 时，不予考核。

风电场、光伏电站的超短期功率预测月度准确率分别不应低于 80%、85%，每降低 1 个百分点，按额定容量 $\times 0.02$ 分/万千瓦进行考核。

五、风电场、光伏电站功率预测月度各项考核分数之和上限不超过其额定容量 $\times 10$ 分/万千瓦。

AGC 技术指标要求及考核规定

发电侧并网主体、新型储能电站应实时将 AGC 运行参数传输到所属电力调度机构的主站系统。运行参数包括：机组调整限值、调节速率、AGC 指令反馈值、允许 AGC 运行、AGC 投退的状态信号等。

对发电侧并网主体、新型储能电站提供 AGC 服务的考核内容，包括调度管理考核、投运率考核、调节性能考核三部分，其中调节性能考核包括调节速率考核、调节精度考核、响应时间考核三部分。

一、调度管理考核

发电侧并网主体、新型储能电站均需投入 AGC 功能，水电机组实际运行中应避免调节范围内的振动区和空蚀区。

发电侧并网主体、新型储能电站未经调度允许擅自退出 AGC 功能的，每次按其额定容量×0.2 分/万千瓦考核。

二、投运率考核

发电侧并网主体、新型储能电站 AGC 月投运率应达到 98%，达不到要求按月投运率缺额考核，每降低 1 个百分点，按其额定容量×1 分/万千瓦考核。

发电侧并网主体、新型储能电站 AGC 月投运率=（AGC

月投运时间/月并网时间) ×100%。

其中，AGC 月投运时间指月并网时间减去因发电侧并网主体、新型储能电站自身原因导致 AGC 不能投运的时间，自身原因不包括电网调整需要、AGC 主站停运、发电侧并网主体、新型储能电站启停过程中超过调节上下限时段、调度批准的各项试验等。

当发电侧并网主体、新型储能电站 AGC 装置发生异常而导致 AGC 无法正常投入时，隐瞒不报的，一经发现，将从上次 AGC 装置停用时间起，均按照 AGC 装置未投运统计。

电网出现异常或由于安全约束限制发电侧并网主体、新型储能电站出力导致 AGC 功能达不到投入条件时，不考核 AGC 服务。

当全月发电侧并网主体、新型储能电站 AGC 可用率为 0 时（即全月未投入 AGC），调节性能指标不进行重复考核。全月 AGC 调节性能考核分数不应高于当月发电侧并网主体、新型储能电站 AGC 可用率为 0 时的考核分数。

三、调节性能考核

1. 调节速率考核

发电侧并网主体、新型储能电站 AGC 的调节速率应达到规定要求，达不到要求的，按其投入运行时段的月平均调节速率缺额考核，每降低 0.1 个百分点，按其额定容量×1 分/万千瓦考核。

2.调节精度考核

发电侧并网主体、新型储能电站 AGC 的调节精度应达到规定要求，达不到要求的，按其投入运行时段的月平均调节精度缺额考核，每降低 1 个百分点，按其额定容量×1 分/万千瓦考核。

3.响应时间考核

发电侧并网主体、新型储能电站 AGC 的响应时间月合格率应不低于 98%，达不到要求的，按其投入运行时段的响应时间月合格率缺额考核，每降低 1 个百分点，按其额定容量×0.5 分/万千瓦考核。

响应时间为 AGC 指令开始变化时刻与实际负荷变化幅度超过调节死区且趋势上不再反向时刻的时间差。

4.调节性能参数

发电侧并网主体、新型储能电站 AGC 的调节速率、调节精度和响应时间要求如下：

类型	调节速率 (以额定容量为基准)		调节精度 (以额定容量为基准)	响应时间
	/分钟	/10 分钟		
直吹式制粉系统的火电机组	≥ 1%	-	≤ ± 2%	≤ 60 秒
中储式制粉系统的火电机组	≥ 2%	-	≤ ± 2%	≤ 40 秒
循环流化床机组和煤矸石机组	≥ 0.8%	-	≤ ± 2%	≤ 60 秒
水电机组	≥ 20%	-	≤ ± 2%	≤ 20 秒
风电场 (<3 万千瓦)	≥ 2% 且 ≤ 0.3 万千瓦	≤ 1 万千瓦	≤ ± 5%	≤ 20 秒
风电场 (3~15 万千瓦)	≥ 2% 且 ≤ 10%	≤ 33%		
风电场 (>15 万千瓦)	≥ 2% 且 ≤ 1.5 万千瓦	≤ 5 万千瓦		
光伏电站	≥ 2% 且 ≤ 10%	-	≤ ± 5%	≤ 20 秒
新型储能电站	≥ 2% 且 ≤ 4%	-	≤ ± 2%	≤ 20 秒
光热发电	≥ 2%	-	≤ ± 1%	≤ 60 秒

各省（区）可根据实际运行情况，设置发电侧并网主体、新型储能电站 AGC 月度考核上限，报东北能源监管局备案后执行，上限标准不超过发电侧并网主体、新型储能电站额定容量×20 分/万千瓦。

附件 5.1

火电、水电、核电、光热等发电侧并网主体 一次调频技术指标及考核规定

一、火电、水电、核电、光热电站等发电侧并网主体一次调频月投运率应达到 100%，达不到要求按月投运率缺额考核，每降低 1 个百分点，每月按其额定容量 × 0.3 分/万千瓦考核。

一次调频月投运率 = 一次调频月投运时间 / 月并网时间 × 100%。（一次调频月投运率最低为 0。）

对未经所属电力调度机构批准停用一次调频功能的发电侧并网主体，每次按其额定容量 × 2 分/万千瓦考核。经电力调度机构同意退出一次调频期间，不纳入考核；由于发电侧并网主体自身原因导致电力调度机构不能采集一次调频投入信号、动作信号或动作过程，视为一次调频未投运。

二、一次调频技术指标

（一）一次调频死区：

调速系统类型	一次调频死区
火电、燃气、燃油、光热机组	不大于±0.033 赫兹（±2 转/分钟）
水电机组	不大于±0.05 赫兹
核电机组	不大于±0.067 赫兹

（二）一次调频转速不等率：

火电、燃气、燃油、光热机组：4%~5%；水电机组：不大于 4%；核电机组：4%~5%。

(三) 一次调频限幅:

类型	一次调频限幅
火电、燃气、燃油、光热机组	<ol style="list-style-type: none"> 1. 额定有功功率 < 35 万千瓦的发电机组，一次调频功率变化幅度应不小于 10% 额定有功功率。 2. 35 万千瓦 ≤ 额定有功功率 < 50 万千瓦的发电机组，一次调频功率变化幅度应不小于 8% 额定有功功率。 3. 额定有功功率 ≥ 50 万千瓦的发电机组，一次调频功率变化幅度应不小于 6% 额定有功功率。 4. 机组额定有功功率运行时应参与一次调频，增负荷方向一次调频功率变化幅度应不小于 6% 额定有功功率，减负荷方向一次调频功率变化幅度按照第 1、2、3 条执行。 5. 机组参与一次调频的负荷下限应大于机组最低稳定负荷。
水电机组	<ol style="list-style-type: none"> 1. 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。 2. 机组额定有功功率运行时应参与一次调频，增负荷方向一次调频功率变化幅度应不小于 8% 额定有功功率，减负荷方向一次调频功率变化幅度应不设限制。 3. 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。
核电机组	<ol style="list-style-type: none"> 1. 一次调频功率变化幅度应不小于 6% 额定有功功率。 2. 机组额定有功功率运行时应参与一次调频，增负荷方向一次调频功率变化幅度为 2%~6% 额定有功功率，减负荷方向一次调频功率变化幅度应不小于 6% 额定有功功率。

(四) 一次调频动态性能:

一次调频理论调整负荷 $\Delta P_{(t)} = \frac{1}{\delta\%} \times \frac{\Delta f_{(t)}}{50} \times P_N$ ($\delta\%$ 为转速不等率， $\Delta f_{(t)}$ 为 t 时刻频率相对频率死区的差值。对于火电、燃气、燃油、光热、水电、核电等机组， P_N 为机组额定容量。)

根据《并网电源一次调频技术规定及试验导则》(GB/T 40595-2021) 要求，发电侧并网主体一次调频动态性能应满足如下规定:

1. 负荷响应滞后时间 (β_l):

一次调频的负荷响应滞后时间指运行发电侧并网主体从电网频率越过该发电侧并网主体的一次调频死区开始，到该发电侧并网主体的负荷开始变化所需的时间。

火电、燃气、燃油、光热机组：应不大于 2 秒；

水电机组：应不大于 2 秒；

核电机组：应不大于 2 秒；

负荷响应滞后时间 β_1 满足规定时取值为 1，否则取值为 0。

2. 负荷调整幅度 (β_2) :

发电侧并网主体负荷调整幅度应在规定时间内达到频率极值点对应的一次调频理论调整负荷的 90%，其中：

火电、光热机组：应不大于 30 秒；

燃气、燃油机组：应不大于 15 秒；

水电机组：应不大于 15 秒；

核电机组：应不大于 30 秒。

3. 调整幅度偏差 (β_3) :

在电网频率变化超过机组一次调频死区开始至 60 秒或至频率变化回到一次调频死区时止，发电侧并网主体实际与理论调整负荷之差绝对值的平均值应在理论调整负荷最大值的 $\pm 25\%$ 内。

4. 电量贡献指数 (Bu) :

电量贡献指数 Bu 指发电侧并网主体在单次一次调频动作周期内，一次调频实际贡献电量占理论贡献电量的百分比。其中，额定容量 20 万千瓦及以上火电、燃气、燃油、光热、核电机组、额定容量 10 万千瓦及以上水电机组电量贡献指数应不小于 0.9；额定容量 20 万千瓦以下火电、燃气、燃油、光热、核电机组、额定容量 10 万千瓦以下水电机组电量贡献指数应

不小于 0.7。

$$Bu = \frac{\Delta Q_S}{\Delta Q_E}$$

式中：

Bu 为一次调频电量贡献指数；

ΔQ_S 为一次调频实际贡献电量；

ΔQ_E 为一次调频理论贡献电量。

(1) 实际贡献电量 ΔQ_S ：

在单次一次调频动作周期内，发电侧并网主体实际的有功发电量比一次调频动作前状态的发电量增加(或减少)的部分，即发电侧并网主体一次调频实际补偿电量。高频少发或低频多发发电量为正，高频多发或低频少发电量为负。

$$\Delta Q_S = \pm \int_{A_0}^{B_0} (P_{s(t)} - P_0) dt$$

式中：

ΔQ_S 为一次调频实际贡献电量；

A_0 为发生一次调频扰动时频率偏差越过一次调频死区的时刻；

B_0 为单次一次调频动作结束时刻；

P_0 为评价起始出力；

$P_s(t)$ 为一次调频动作时段内，发电侧并网主体在 t 时刻的实际出力。

(2) 理论贡献电量 ΔQ_E ：

在单次一次调频动作周期内，考虑一次调频限幅，发电侧

并网主体的一次调频理论贡献电量。

$$\Delta Q_E = \pm \int_{A_0}^{B_0} \Delta P_E(t) dt$$

式中：

ΔQ_E 为一次调频理论贡献电量，始终为正；

A_0 为发生一次调频扰动时频率偏差越过机组一次调频死区的时刻；

B_0 为单次一次调频动作结束时刻；

$\Delta P_E(t)$ 为一次调频动作时段内，发电侧并网主体在 t 时刻的理论调整量，按照 $\Delta P_E = -\frac{\Delta f \times P_N}{f_N \times \delta\%}$ 且 $|\Delta P_E| \leq (K_P \times P_N)$ 计算得出；

P_N 为额定有功容量；

K_P 为一次调频限幅；

Δf 为一次调频动作时段内，实际频率与调频死区的频率偏差；

f_N 为额定频率（50 赫兹）；

$\delta\%$ 为一次调频转速不等率。

三、一次调频考核规定

（一）对一次调频死区、一次调频转速不等率、一次调频限幅，电力调度机构负责组织具有试验资质的机构对发电侧并网主体进行检查，任意一条规定不能满足，扣减当月月投运率的 3%，且下月将再次进行检查。

（二）额定容量 20 万千瓦及以上火电、燃气、燃油、光热、核电机组和额定容量 10 万千瓦及以上水电机组，若 β_1 、

β_2 、 β_3 及 Bu 任一项不合格，扣减其一次调频月投运时间，从而间接扣减月投运率；当 $0.9 > Bu \geq 0.5$ 时，扣减其一次调频月投运时间 $10/Bu$ 分钟；当 $Bu < 0.5$ 时，按 $Bu=0.5$ 执行；若一月内 β_1 、 β_2 、 β_3 及 Bu 平均值满足 $\overline{\beta_1} \geq 0.5$ 、 $\overline{\beta_2} \geq 0.9$ 、 $\overline{\beta_3} \leq 0.3$ 及 $\overline{Bu} \geq 0.8$ ，则该机组本月可以不扣除月投运时间。

额定容量 20 万千瓦以下火电、燃气、燃油、光热、核电机组和额定容量 10 万千瓦以下水电机组，若 β_2 、 Bu 任一项不合格，扣减其一次调频月投运时间，从而间接扣减月投运率；当 $0.7 > Bu \geq 0.6$ 时，扣减其一次调频月投运时间 $10/Bu$ 分钟；当 $Bu < 0.6$ 时，按 $Bu=0.6$ 执行；若一月内 β_2 、 Bu 平均值满足 $\overline{\beta_2} \geq 0.8$ 及 $\overline{Bu} \geq 0.6$ ，则该机组本月可以不扣除月投运时间。

各省（区）可根据实际运行情况，设置火电、水电、核电、光热电站等发电侧并网主体一次调频月度考核上限，报东北能源监管局备案后执行，上限标准不超过发电侧并网主体额定容量 $\times 20$ 分/万千瓦。

风电场、光伏电站、新型储能电站一次调频技术指标及考核规定

一、风电场、光伏电站一次调频性能要求及考核方法

(一) 风电场、光伏电站一次调频性能要求

1. 风电场一次调频死区设置在 ± 0.03 赫兹 ~ ± 0.1 赫兹内；光伏电站一次调频死区设置在 ± 0.02 赫兹 ~ ± 0.06 赫兹内。该参数由东北区域省级及以上电力调度机构和并网主体根据电网实际运行需求和并网主体设备客观条件确定，报东北能源监管局备案后执行。

2. 风电场、光伏电站一次调频的功率调节限幅：场站一次调频功率下调调节范围应不低于 10% 实时有功出力，上调调节范围应不低于 6% 实时有功出力。场站一次调频期间应维持风电机组、光伏逆变器正常运行，避免脱网或停机。

3. 风电场、光伏电站一次调频调差率为 2% ~ 10%。该参数由东北区域省级及以上电力调度机构和并网主体根据电网实际运行需求和发电侧并网主体设备客观条件确定，报东北能源监管局备案后执行。

4. 在频率阶跃扰动试验中，一次调频动态性能应满足如下要求：

(1) 一次调频有功功率滞后时间风电场应不大于 2 秒、光伏电站应不大于 1 秒。

(2) 一次调频有功功率上升时间风电场应不大于 9 秒、光伏电站应不大于 5 秒。

(3) 一次调频有功功率调节时间风电场、光伏电站应不大于 15 秒。

一次调频达到稳定时的有功功率调节偏差, 应不超过风电场、光伏电站额定有功功率的 $\pm 1\%$ 。

一次调频响应与 AGC 控制相协调, 风电场、光伏电站有功功率的控制目标应为 AGC 指令值与一次调频响应调节量代数和。当电网频率超出一次调频死区时, 风电场、光伏电站一次调频功能应闭锁 AGC 反向调节指令。

(二) 风电场、光伏电站一次调频考核方法

1. 投运率考核

一次调频月投运率 = 一次调频月投运时间 / 月并网时间 $\times 100\%$ 。

(1) 一次调频月投运率应达到 100%, 不满足要求的, 一次调频月投运率每降低 1 个百分点, 每月按其额定容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。一次调频月投运率最低为 0。

(2) 未经电力调度机构批准停用一次调频功能的, 每日按其额定容量 $\times 1$ 分/万千瓦考核。

2. 性能考核

每月当电网频率发生扰动时，以风电场、光伏电站实际动作评价一次调频性能指标。一次调频性能考核包括出力响应指数考核、电量贡献指数考核。

(1) 出力响应指数考核:

出力响应指数是指从频率偏差超出死区开始，风电场、光伏电站理论一次调频有功功率上升时间内（风电场 9 秒、光伏电站 5 秒）实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比；若频率事件从开始到结束小于理论上升时间，则计算频率事件过程中风电场和光伏电站实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比。

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P_E}{\Delta P_S} \times 100\%$$

式中:

$\Delta P\%$ 为一次调频出力响应指数;

ΔP_E 为一次调频实际最大出力调整幅度;

ΔP_S 为一次调频理论最大出力调整幅度。

对风电场、光伏电站，出力响应指数 $\Delta P\%$ 小于 90% 为动作不合格，月出力响应指数动作合格率应达到 100%，每降低 1 个百分点，按其额定容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

(2) 电量贡献指数考核:

电量贡献指数是指在一次调频动作时段内，风电场、光伏电站一次调频实际贡献电量占理论贡献电量的百分比。

$$\Delta Q\% = \frac{\Delta Q_E}{\Delta Q_S} \times 100\%$$

式中：

$\Delta Q\%$ 为一次调频电量贡献指数；

ΔQ_E 为一次调频实际贡献电量；

ΔQ_S 为一次调频理论积分电量。

对风电场、光伏电站，电量贡献指数 $\Delta Q\%$ 小于 70% 为动作不合格，月电量贡献指数动作合格率以 100% 为基准，每降低 1 个百分点，按其额定容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

3. 一次调频动作引起的风电场、光伏电站出力调整量不计入 AGC 性能的考核和补偿计算结果中。

4. 由于站内风资源或光资源不足，导致风电场、光伏电站在未限制出力期间或出力限制较小期间产生的一次调频性能考核（出力响应指数考核和电量贡献指数考核），免于考核。

二、新型储能电站一次调频性能要求及考核方法

（一）新型储能电站一次调频性能要求

1. 新型储能电站一次调频死区设置在 ± 0.03 赫兹 $\sim \pm 0.05$ 赫兹内。该参数由东北区域省级及以上电力调度机构和并网主体根据电网实际运行需求和并网主体设备客观条件确定，报东北能源监管局备案后执行。

2. 新型储能电站一次调频的功率调节限幅：新型储能电站一次调频功率调整范围原则上不设置限幅，必要时限幅应不小于 20% 额定有功功率；新型储能电站一次调频期间应维持新型

储能电站变流器正常运行，避免脱网或停机。

3.新型储能电站一次调频调差率为 0.5%~3%。该参数由东北区域省级及以上电力调度机构和并网主体根据电网实际运行需求和并网主体设备客观条件确定，报东北能源监管局备案后执行。

4.新型储能电站一次调频动态性能：响应滞后时间应不大于 1 秒，上升时间应不大于 3 秒，调节时间应不大于 4 秒。

5.新型储能电站一次调频调节精度：达到稳定时的有功功率允许偏差应不超过±1%额定有功功率。

6.新型储能电站一次调频响应与 AGC 控制相协调，有功功率的控制目标应为 AGC 指令值与一次调频响应调节量代数和。当电网频率超出一次调频死区时，新型储能电站一次调频功能应闭锁 AGC 反向调节指令。

（二）新型储能电站一次调频考核方法

1.投运率考核

一次调频月投运率=一次调频月投运时间/月并网时间×100%。

新型储能电站一次调频月可用率应达到 100%，不满足要求的，一次调频月可用率每降低 1 个百分点，每月按其额定容量×0.1 分/万千瓦考核。一次调频月投运率最低为 0。

2.性能考核

每月当电网频率超过新型储能电站一次调频死区，以新型

储能电站实际动作评价一次调频性能指标。一次调频性能考核包括出力响应指数考核、电量贡献指数考核。

(1) 出力响应指数考核:

出力响应指数是指从频率偏差超出死区开始, 3 秒内新型储能电站实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比; 若频率事件从开始到结束小于 3 秒, 则计算频率事件过程中新型储能电站实际最大出力调整量占理论最大出力调整量的百分比。

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P_E}{\Delta P_S} \times 100\%$$

式中:

$\Delta P\%$ 为一次调频出力响应指数;

ΔP_E 为一次调频实际最大出力调整幅度;

ΔP_S 为一次调频理论最大出力调整幅度。

对于新型储能电站, 出力响应指数 $\Delta P\%$ 小于 90% 为动作不合格, 月出力响应指数动作合格率以 100% 为基准, 每降低 1 个百分点, 按其额定容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

(2) 电量贡献指数考核:

电量贡献指数是指在一次调频动作时段内, 新型储能电站一次调频实际贡献电量占理论贡献电量的百分比。

$$\Delta Q\% = \frac{\Delta Q_E}{\Delta Q_S} \times 100\%$$

式中:

$\Delta Q\%$ 为一次调频电量贡献指数;

ΔQ_E 为一次调频实际贡献电量;

ΔQ_S 为一次调频理论积分电量。

对于新型储能电站, 电量贡献指数 $\Delta Q\%$ 小于 70% 为动作不合格, 月电量贡献指数动作合格率以 100% 为基准, 每降低 1 个百分点, 按其额定容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

3. 一次调频动作引起的新型储能电站出力调整量不计入机组 AGC 性能的考核和补偿计算结果中。

4. 因新型储能电站荷电状态过高或过低导致的一次调频性能考核, 免于考核。

各省(区)可根据实际运行情况设置风电场、光伏电站、新型储能电站一次调频月度考核上限, 报东北能源监管局备案后执行, 上限标准不超过并网主体额定容量 $\times 20$ 分/万千瓦。

附件 6

AVC 装置技术指标要求及考核规定

一、在发电侧并网主体、新型储能电站 AVC 装置同所属电力调度机构主站 AVC 装置闭环运行时，电力调度机构按月统计 AVC 装置投运率。

AVC 装置投运率计算公式如下：

AVC 装置投运率=AVC 装置投运时间/发电侧并网主体、新型储能电站并网运行时间×100%，在计算 AVC 装置投运率时，扣除因电网原因造成的 AVC 装置退出时间。

AVC 投运率以 99%为合格标准，达不到要求的，根据投运率缺额，每个百分点按其额定容量×0.02 分/万千瓦考核。

二、电力调度机构通过 AVC 系统按月统计考核 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，厂（场、站）AVC 装置在 1 分钟内调整到合格区间。

AVC 装置合格率计算公式为：

AVC 装置合格率=执行合格点数/电力调度机构发令次数×100%

AVC 装置调节合格率以 100%为合格标准，达不到要求的，根据调节合格率缺额，每个百分点按其额定容量×0.02 分/万千瓦考核。

500 千伏电压调整允许偏差为 ± 1.5 千伏，220 千伏电压调整允许偏差为 ± 1 千伏或单台机组（水电、火电、核电机组）无功调整偏差 ± 1 万千乏，风电场、光伏电站、新型储能电站无功调整偏差 ± 0.5 万千乏。

66 千伏及以下电压调整允许偏差为 $\pm 1\%$ 额定电压或单台机组（风电场、光伏电站、新型储能电站）无功调整偏差 ± 0.4 万千乏。

三、若发电侧并网主体、新型储能电站已经将纳入 AVC 闭环控制的全部无功设备，按照其最大无功功率发出或吸收能力参与无功电压调节，但仍不满足 AVC 合格标准，该时段免于考核。

涉网继电保护和安全自动装置技术指标 要求及考核规定

一、发电侧并网主体、新型储能电站涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置,包括机组涉及机网协调的保护的设计选型应符合国家、行业的标准和有关规程、规定,并报所属电力调度机构备案,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执行。

二、发电侧并网主体、新型储能电站应按国家、地方、行业标准和有关规定开展继电保护专业技术监督工作。对发现的重大问题及时上报所属电力调度机构并进行整改。

三、发电侧并网主体、新型储能电站应配合电网企业及时消除设备缺陷,定期开展继电保护及安全自动装置检修工作,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。

四、发电侧并网主体、新型储能电站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继电保护技术监督总结的情况,并按评价规程按期向所属电力调度机构报告继电保护动作的情况。

五、发电侧并网主体、新型储能电站应定期开展定值校核,

周期不应超过3年；当运行方式或系统等值阻抗等发生变化时，应根据电力调度机构要求及时校核定值，校核后的定值（包括整定方案）应及时在电力调度机构审查备案。

六、对因发电侧并网主体、新型储能电站继电保护和全自动装置原因造成电网事故及电网稳定性和可靠性降低等情况，电力调度机构应按调度管辖范围组织有关单位进行调查分析，制定反事故措施，并监督实施。发电侧并网主体、新型储能电站应提供完整的保护动作报告和故障录波数据。

发电侧并网主体、新型储能电站继电保护和全自动装置误动、拒动，未造成电网事故的，每次按其额定容量 $\times 0.2$ 分/万千瓦考核；造成电网事故的，每次按其额定容量 $\times 0.2$ 分/万千瓦追加考核。

发电侧并网主体、新型储能电站继电保护和全自动装置未投运，导致电网事故扩大或造成电网继电保护和全自动装置越级动作，每次按其额定容量 $\times 0.4$ 分/万千瓦考核。经调度同意退出期间，不进行考核。

发电侧并网主体、新型储能电站不能提供完整的故障录波数据影响电网事故调查，每次按其额定容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

发电侧并网主体、新型储能电站在24小时内，未消除继电保护和全自动装置设备危急缺陷，每逾期一天按其额定容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

发电侧并网主体、新型储能电站通信设施 技术指标要求及考核规定

一、发电侧并网主体、新型储能电站通信设施的配置及运行管理应符合国家、行业有关标准和规程规定，通信专业属地化运维管理工作标准要同发电侧并网主体、新型储能电站各专业保持一致，明确通信专业管理及运维人员职责，落实通信运行安全责任，并将相应管理制度及人员结构提报所属电力调度机构备案；应建立常态化专业技能培训体系，确保通信运维人员具备相应的能力水平。

二、发电侧并网主体、新型储能电站应严格执行国家及电网经营企业颁布的电力通信网反事故措施，并按照电力调度机构所下达的缺陷隐患整改通知单相关要求完成整改。

三、因发电侧并网主体、新型储能电站自身原因造成通信故障，并导致电网继电保护、安全自动装置、系统保护、自动化和调度电话等生产业务中断时，电力调度机构应按照通信系统应急处置预案，指挥发电侧并网主体、新型储能电站进行处理和抢修。处理完成后，发电侧并网主体、新型储能电站应在 24 小时内提交故障处理报告。

四、发电侧并网主体、新型储能电站通信专业管理及运维

人员应负责本单位并网通信设施的检修计划申报及实施、故障消缺、通信项目管理等工作，并负责与其他专业及部门沟通协调相关通信运维工作。

五、发电侧并网主体、新型储能电站通信系统因自身原因出现下列情形的（不可抗力除外），每次按其额定容量×0.2分/万千瓦考核：

（一）发电侧并网主体、新型储能电站对接入电力调度机构所管辖的骨干通信网的通信设施进行操作时，未经许可擅自开展，并造成继电保护、安全自动装置、系统保护装置、自动化、调度电话通道中断。

（二）因发电侧并网主体、新型储能电站通信设施故障，造成与电力调度机构通信业务全部中断，影响电网调度和供电设备运行操作。

（三）发电侧并网主体、新型储能电站通信设施故障，引起继电保护、安全自动装置、系统保护装置误动、拒动、失效，造成电网事故，或造成电网事故处理时间延长、事故范围扩大。

六、发电侧并网主体、新型储能电站通信系统因自身原因出现下列情形的（不可抗力除外），每次按其额定容量×0.2分/万千瓦考核：

（一）造成 220 千伏及以上线路一套主保护或一套安全自动装置、系统保护的通信通道全部不可用，且持续 72 小时无法恢复。

(二) 220 千伏及以上发电侧并网主体、新型储能电站与电力调度机构调度电话业务、调度数据网业务全部中断。

(三) 承载 220 千伏及以上线路保护、安全自动装置或省级及以上电力调度机构调度电话业务、调度数据网业务的通信光缆故障且持续时间 8 小时以上。

七、发电侧并网主体、新型储能电站通信系统因自身原因出现下列情形的（不可抗力除外），每次按其额定容量×0.1 分/万千瓦考核：

(一) 影响电网调度和发供电设备运行操作。

(二) 造成继电保护和安全自动装置、系统保护装置误动、拒动、失效，但未造成电网事故或未影响电网事故处理。

(三) 220 千伏及以上线路一套主保护的通信通道全部不可用，且持续时间 2 小时以上。

(四) 通信光缆故障时间超过 24 小时。

(五) 与系统相连的通信交换机故障全停超过 20 分钟。

(六) 通信设施缺陷造成系统可靠性降低，在 48 小时内未完成消缺。

(七) 调度录音设备失灵或录音数据缺失，影响电网事故分析。

(八) 接收到所属电力调度机构下达的通信运行方式单后，因执行不及时而造成业务投、退运时间滞后超过 24 小时。

(九) 未按照要求或不及时向所属电力调度机构报送信息、

资料。

发电侧并网主体、新型储能电站自动化设备 技术指标要求及考核规定

一、发电侧并网主体、新型储能电站自动化设备的设计、选型应符合所属电力调度机构有关规程规定，采用成熟可靠的产品，并报所属电力调度机构备案。

二、发电侧并网主体、新型储能电站自动化设备的运行应遵循所属电力调度机构调度规程和自动化系统运行管理规程等规程、规定的要求。发电侧并网主体、新型储能电站自动化设备应能及时、准确、可靠地反映发电侧并网主体、新型储能电站的运行状态和运行工况。

三、发电侧并网主体、新型储能电站自动化设备事故或故障时，应按所属电力调度机构自动化设备运行管理规程进行处理和抢修。事故处理完成后，发电侧并网主体、新型储能电站应及时提交事故处理报告。

四、发电侧并网主体、新型储能电站监控系统应及时、可靠地执行所属电力调度机构自动化主站下发 AGC/AVC 指令，同时应具有可靠的技术措施，对接收的 AGC/AVC 指令进行安全校核，拒绝执行超出发电侧并网主体、新型储能电站规定范围等异常指令。

五、电力调度机构按其调度管辖范围对发电侧并网主体、新型储能电站进行如下考核：

（一）发电侧并网主体、新型储能电站应按调度管理权限，接入并通过两级调度数据网向所属电力调度机构（含备调）实时传送远动信息，并确保远动数据量传送完整，传输方式及规约、可靠性和冗余机制满足规程、规范要求。

（二）发电侧并网主体、新型储能电站未经许可，擅自退出或检修电力调度机构管辖的自动化设备的，每次按其额定容量 $\times 0.2$ 分/万千瓦考核。

（三）发电侧并网主体、新型储能电站的远程终端装置、计算机监控系统、关口计量装置的考核：

1.事故时遥信误动、拒动，每次按其额定容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

2.遥测、遥信月合格率低于 99%时，每降低 1 个百分点按其额定容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

3.电量计量装置月运行合格率低于 100%时，每降低 1 个百分点（含不足 1 个百分点）按其额定容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

发电侧并网主体的励磁系统、PSS 装置和调速系统技术指标要求及考核规定

一、发电侧并网主体的励磁系统、PSS 装置和调速系统的各项技术性能和配置应达到国家和行业有关标准的要求，并满足电网安全稳定运行的要求。对不满足要求的技术性能每项按其额定容量 $\times 0.2$ 分/万千瓦考核。

二、发电侧并网主体在申报的机组深调最低出力至额定功率之间运行时，PSS 投入率应不小于 100%，每降低 1 个百分点按其额定容量 $\times 0.1$ 分/万千瓦考核。

三、强励倍数要求不小于 1.8 倍。达不到要求，按其额定容量 $\times 0.2$ 分/万千瓦考核。

发电侧并网主体、新型储能电站高压侧或升压站电气设备技术指标要求及考核规定

一、发电侧并网主体、新型储能电站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/T 596-2021）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，发电侧并网主体、新型储能电站应按所属电力调度机构的要求限期整改。

二、发电侧并网主体、新型储能电站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他的防污闪补救措施。

三、发电侧并网主体、新型储能电站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。对于升压站中的不接地、经消弧线圈接地、经低阻或高阻接地的系统，应按异点两相接地校核接地装置的热稳定容量。

四、发电侧并网主体、新型储能电站升压站主变中性点接地方式应满足所属电力调度机构的要求。

五、电力调度机构按其调度管辖范围对发电侧并网主体、新型储能电站进行如下考核：

（一）发电侧并网主体、新型储能电站高压侧或升压站电气设备发生 I 类障碍，每次按其额定容量×0.1 分/万千瓦考核。

I 类障碍：35 千伏及以上主设备被迫停运，非计划检修或停止备用且影响电厂自发电，或影响电网安全稳定运行（含备用容量减少）或正常供电，未构成设备事故者，定为设备 I 类障碍。

（二）发电侧并网主体、新型储能电站高压侧或升压站电气设备主设备可用率不小于 99%，预试完成率为 100%，影响设备正常运行的重大缺陷的消缺率为 100%。若以上指标每降低 1 个百分点，按其额定容量×0.1 分/万千瓦考核。

并网水电厂技术指标要求及考核规定

一、并网水电厂的水库调度运行管理应满足国家和行业有关规定和所属电力调度机构的调度规程的要求。电力调度机构按照调度管辖范围负责水库调度运行管理和考核工作。

二、电力调度机构及并网水电厂应做好水库调度自动化系统的建设管理工作，制定水库调度自动化系统管理规定，保证系统稳定、可靠运行，并按国家能源局印发的《电力监控系统安全防护总体方案》要求做好安全防护工作。电力调度机构及水电厂应保证水库调度自动化系统维护管理范围内通信通道的畅通，负责水库调度自动化系统的信息维护。发电侧并网主体应按规定向所属电力调度机构水调自动化系统传送水库运行相关信息，并保证传送或转发信息的完整性、准确度和可靠性，达不到要求的每次按其额定容量×0.1分/万千瓦考核。

三、电力调度机构应合理利用水力资源，充分发挥水库的综合效益和水电厂在电网运行中的调峰、调频和事故备用等作用，并负责开展水库群优化调度工作等。并网水电厂发生重大水库调度事件后，应及时汇报所属电力调度机构，并按所属电力调度机构事故处理预案进行处理。事故处理完成后，发电侧并网主体应及时提交事故处理报告。

风电场、光伏电站、新型储能电站并网技术指标要求及考核规定

一、风电场、光伏电站短路比应满足相关文件和标准要求。

二、风电场、光伏电站风机过电压保护、风机低电压保护、风机频率异常保护、光伏逆变器过电压保护、光伏逆变器低电压保护、光伏逆变器频率异常保护，以及新型储能电站变流器频率电压异常保护等涉网保护应满足国家和行业有关标准要求。

三、风电场、光伏电站、新型储能电站应满足网源协调有关标准要求，具备一次调频、快速调压、低电压/高电压穿越能力，性能指标和技术参数应满足相关文件和标准要求。

四、风电场、光伏电站、新型储能电站应具备无功功率调节能力和自动电压控制功能，按照电力调度机构要求装设自动电压控制子站，必要时应配置调相机、静止同步补偿器、静止无功补偿器等动态无功调节设备，并保持设备运行的稳定性。

五、风电场、光伏电站、新型储能电站应具备有功功率调节能力，配置有功功率控制系统，自动接收并执行电力调度机构发送的有功功率控制信号。

六、风电场、光伏电站、新型储能电站应提供可用于电磁

和机电暂态仿真的技术资料 and 实测模型参数，用于电力系统稳定计算。

七、风电场、光伏电站、新型储能电站应按 GB/T 19963、GB/T 19964、GB/T 36547、GB/T 40594 等国家和行业有关标准要求开展涉网试验，应包括电能质量测试、有功功率控制能力测试、无功、电压控制能力测试、无功补偿装置并网性能测试、惯量响应和一次调频测试、场站建模与模型验证、故障穿越能力仿真验证、电压频率适应能力验证以及保障电力系统安全的其他测试。新建、扩建风电场累计并网额定容量超过 4 万千瓦或全部容量并网、光伏电站累计并网额定容量超过 1 万千瓦、新型储能电站累计并网额定容量超过 50%核准容量后 6 个月内向电力调度机构报送并网性能测试（检测）及评价报告。

八、风电场、光伏电站、新型储能电站汇集系统接地方式应满足国家和行业标准要求，汇集线路故障应能快速切除。

东北区域电力辅助服务管理实施细则

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，保障辽宁、吉林、黑龙江、蒙东地区（以下简称东北区域）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，根据《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电力辅助服务管理办法》等有关法律法规，进一步规范东北区域电力辅助服务管理，制定本细则。

第二条 电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用外，由火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、自备电厂等发电侧并网主体，电化学、压缩空气、飞轮等新型储能电站和传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）提供的服务。

第三条 本细则适用于省级及以上电力调度机构调度管辖范围内电力辅助服务的提供、调用、补偿、分摊、结算和

监督管理等。省级以下电力调度机构调度管辖范围内的并网主体视其对电力系统运行的影响，可参照本办法执行。

第四条 并网主体包括发电侧并网主体、新型储能电站和可调节负荷等。

（一）发电侧并网主体为东北区域省级及以上电力调度机构调度管辖范围内的火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、自备电厂等。

发电侧并网主体中风电场和光伏电站自首次并网发电之日起纳入，其他发电侧并网主体原则上自完成整套启动试运行时间点起纳入。

（二）新型储能电站为东北区域省级及以上电力调度机构调度管辖范围内的接入公共电网的电化学、压缩空气、飞轮和热储能（抽汽储能）等独立新型储能电站。

新型储能电站原则上自并网发电之日起纳入。

（三）可调节负荷主要为能够直接响应省级及以上电力调度机构电力调度指令的可调节负荷，如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、负荷聚合商、虚拟电厂等。

可调节负荷原则上自完成调试、具备响应电力调度指令之日起纳入。

第五条 本细则所称辅助服务是指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，由并网主体提供的除正常电能生

产外的服务，包括并不仅限于：自动发电控制（AGC）、无功调节、一次调频、黑启动等。

第六条 国家能源局东北监管局（以下简称东北能源监管局）会同省级价格主管部门，按照电力辅助服务有关规定，拟定辅助服务品种和价格标准，对并网主体辅助服务调用、补偿及分摊情况实施监管。

第七条 电力调度机构负责实施所辖电网内并网主体辅助服务的调用、补偿和分摊情况统计等工作。电力交易机构负责出具结算依据并通过信息披露平台向所有并网主体披露相关补偿和分摊情况。电网企业、电力调度机构、电力交易机构按照有关规定职责，负责与相关并网主体、售电公司、电力用户结算费用。

第二章 定义与分类

第八条 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。

第九条 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，并网主体必须提供的辅助服务。基本辅助服务为并网主体义务提供，无需补偿。包括基本一次调频、基本无功调节、基本转动惯量等。

（一）基本一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，同步机组通过调速系统的自动反应，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。

（二）基本无功调节是指发电侧并网主体、新型储能电站

在迟相功率因数不小于 0.85 的情况下向电力系统发出无功功率，或在进相功率因数不小于 0.97 的情况下从电力系统吸收无功功率。

（三）基本转动惯量是指在系统经受扰动时，发电侧并网主体利用发电所必需的旋转设备，根据自身惯量特性提供响应系统频率变化的快速正阻尼，阻止系统频率突变所提供的服务。火电、水电、核电等发电厂提供的转动惯量为基本转动惯量。

第十条 有偿辅助服务是指并网主体在基本辅助服务之外所提供的辅助服务，给予相应的补偿，包括有偿 AGC、有偿无功调节、有偿一次调频、黑启动等。

（一）有偿 AGC 是指发电侧并网主体、新型储能电站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

务。

（二）有偿无功调节是指发电侧并网主体、新型储能电站按电力调度指令在迟相功率因数小于 0.85 的情况下向电力系统发出无功功率，或在进相功率因数小于 0.97 情况下从电力系统吸收无功功率，以及发电侧并网主体、新型储能电站在调相工况运行时向电力系统发出或吸收无功功率所提供的服

务。

（三）有偿一次调频是指当系统频率偏差超过频率整定死区时，风电场、光伏电站（通过快速频率响应、快速预留功

率储备或配置储能设备等方式)或新型储能电站快速调整有功出力,减少系统的频率偏差。

(四)黑启动是指电力系统大面积停电后,在无外界电源支持的情况下,由具备自启动能力的发电侧并网主体、新型储能电站所提供的恢复系统供电的服务。

第三章 提供与调用

第十一条 辅助服务调用遵循“按需调用”的原则,由电力调度机构按照调度管辖范围,根据电网运行需要和并网主体性能,合理调度并网主体提供辅助服务,保证调度的“公开、公平、公正”。已市场化运行的辅助服务类型,按照电力辅助服务市场运营规则进行调用。

第十二条 电力调度机构调用并网主体提供辅助服务时,应履行以下职责:

(一)根据电网情况、安全导则、调度规程,遵循“按需调度”的原则,组织、安排调度管辖范围内并网主体的辅助服务。

(二)根据相关技术标准和管理办法对辅助服务执行情况进行记录和计量、补偿和分摊情况统计等工作。

(三)及时答复并网主体的问询。

第十三条 电力辅助服务提供方有义务向电力调度机构申报基础技术参数以确定电力辅助服务能力,或满足相关技术参数指标的要求。电力辅助服务提供方应履行以下职责:

(一)负责自身设备的运行维护,确保具备提供符合规定标准要求的辅助服务能力。

(二)向电力调度机构提供辅助服务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。

(五)根据本细则结算辅助服务费用。

(六)法律法规规定的其他职责。

第四章 补偿和分摊

第十四条 并网主体提供的基本辅助服务不予补偿。并网主体因自身原因不能提供基本辅助服务或者提供的基本辅助服务不达标需接受相应考核。具体考核办法见《东北区域电力并网运行管理实施细则》。

并网主体提供的有偿辅助服务给予补偿。并网主体因自身原因,有偿辅助服务不能被调用或者达不到预定调用标准时需接受相应考核。具体考核办法见《东北区域电力并网运行管理实施细则》。

按照“谁提供、谁获利;谁受益、谁承担”的原则,结合东北区域电网运行需求和特性,对有偿辅助服务进行补偿和分摊。根据辅助服务价格相关规定,按照补偿成本和合理收益的原则,结合电网实际需求对补偿标准进行动态调整。

现阶段，有偿服务的补偿费用主要由发电侧并网主体、新型储能电站分摊。

第十五条 有偿 AGC 调用及补偿

（一）补偿条件

具备 AGC 功能且投运，能够实时调整发电出力，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的 service。风电场、光伏电站 AGC 若仅能单向减出力调节，不予补偿。

（二）补偿费用计算

发电侧并网主体、新型储能电站提供 AGC 服务，按可用时间及 AGC 服务贡献分别进行补偿：

1. AGC 可用时间补偿

装设 AGC 装置的发电侧并网主体、新型储能电站，如果 AGC 可用率达到 98% 以上，按 AGC 可用时间每台次（电站）每小时 20 元补偿。AGC 可用时间补偿费用按月统计。

2. AGC 服务贡献补偿

装设 AGC 装置并且由相关电力调度机构 AGC 主站控制的发电侧并网主体、新型储能电站，在投入调频模式期间，对参与系统频率调整和 ACE 控制的进行补偿，根据 AGC 调整电量，按每万千瓦时 1200 元补偿。

（三）服务按机组（电站）计量，AGC 调整电量为发电侧并网主体、新型储能电站根据 AGC 调度指令要求增发、减发电量绝对值之和（与 AGC 调度指令调整方向相反的电量不

纳入计算)，由调度自动化系统电力采集量积分得出。

第十六条 有偿无功调节调用及补偿

(一) 电力调度机构按照无功就地平衡的原则，确定进相或迟相运行机组，发电机组在并网运行中均应按照规定的功率因数运行。

(二) 发电侧并网主体按照电力调度指令要求，在迟相功率因数小于 0.85 的情况下向电力系统发出的无功电量和进相功率因数小于 0.97 的情况下向电力系统吸收的无功电量，按每万千乏时 300 元进行补偿。

(三) 发电侧并网主体迟相或进相实际发出或吸收的无功电量由调度自动化系统电力采集量积分得出。

第十七条 有偿一次调频调用及补偿

(一) 补偿条件

1. 一次调频有功功率调节量

一次调频有功功率调节量通过频率与有功功率下垂曲线函数实现，即：

$$\Delta P_t = -\frac{1}{\delta\%} \times \frac{\Delta f}{f_N} \times P$$

式中：

ΔP_t 为有功功率变化量，MW；

$\delta\%$ 为一次调频调差率；

Δf 为电力系统频率与系统额定频率的偏差，Hz；

f_N 为系统额定频率，50Hz;

P 为风电场、光伏电站场站实时有功功率，新型储能调频电站为场站额定有功功率，MW。

一次调频死区、调差率等技术参数按《东北区域电力并网运行管理实施细则》中附件 5.2 要求执行。

2. 实际贡献电量 ΔQ_S

从频率偏差超出有偿一次调频动作死区开始（即自 A_0 时刻起），直至频率偏差恢复到死区范围结束（到 B_0 时刻，如果 $A_0 \sim B_0$ 时间超过 30 秒，则按 30 秒计算）。风电场、光伏电站、新型储能电站实际的有功发电量比一次调频动作前状态的发电量增加（或减少）的部分，即有偿一次调频实际补偿电量。高频少发或低频多发电量为正，高频多发或低频少发电量为负。实际贡献电量超过理论贡献电量时，实际贡献电量取理论贡献电量。

$$\Delta Q_S = \pm \int_{A_0}^{B_0} (P_S(t) - P_0) dt / 3600$$

式中：

ΔQ_S 为风电场、光伏电站、新型储能电站一次调频实际贡献电量；

A_0 为发生一次调频扰动时频率偏差越过风电场、光伏电站、新型储能电站一次调频死区的时刻；

B_0 为系统频率回到一次调频死区的时刻；

P_0 为 A_0 时刻起始出力;

$P_s(t)$ 为风电场、光伏电站、新型储能电站有偿一次调频动作时段内, 场站在 t 时刻的实际出力。

3.理论贡献电量 ΔQ_E

从频率偏差超出一次调频动作死区开始(即自 A_0 时刻起), 直至频率偏差恢复到死区范围结束(到 B_0 时刻, 如果 $A_0 \sim B_0$ 时间超过 30 秒, 则按 30 秒计算), 风电场、光伏电站、新型储能电站一次调频理论补偿电量。

$$\Delta Q_E = \pm \int_{A_0}^{B_0} \Delta P_E(t) dt / 3600$$

式中:

ΔQ_E 为风电场、光伏电站、新型储能电站一次调频理论贡献电量, 始终为正;

A_0 为发生一次调频扰动时频率偏差越过风电场、光伏电站、新型储能电站一次调频死区的时刻;

B_0 为系统频率回到一次调频死区的时刻;

$\Delta P_E(t)$ 为风电场、光伏电站、新型储能电站一次调频动作时段内, t 时刻场站理论出力对应的有功功率调节量, 根据一次调频有功功率调节量公式计算。

4.风电场、光伏电站、新型储能电站一次调频功能月度投入时间与月度并网运行时间的百分比统计为有偿一次调频投入率。一次调频实际动作的积分电量与理论贡献电量的比值大

于 70%，判动作合格，否则不合格。月度有偿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。

（二）补偿费用计算

1. 有偿一次调频投入率和月度合格率均达到 90% 以上的风电场、光伏电站、新型储能电站，可以通过有偿一次调频实际贡献电量获得补偿。

2. 可获得有偿一次调频补偿的风电场、光伏电站、新型储能电站的月度有偿一次调频补偿金额为：

$$R_{\text{月度有偿一次调频补偿}} = \lambda \times C \times \sum_{i=1}^n \Delta Q_{si}$$

其中 λ 为该风电场、光伏电站、新型储能电站的有偿一次调频投入率； C 为有偿一次调频补偿单价，取 1 万元/MWh； n 为该风电场、光伏电站、新型储能电站动作合格的有偿一次调频动作次数； ΔQ_{si} 为第 i 次动作合格的有偿一次调频实际贡献电量。

考虑存量风电场、光伏电站需开展技术改造满足一次调频技术指标要求，自本细则正式执行 6 个月后开展风电场、光伏电站、新型储能电站一次调频辅助服务补偿。

第十八条 黑启动补偿

（一）电力调度机构应根据系统运行需要，以正式文件的形式确定黑启动机组，并与相关并网主体签订黑启动技术协议，

约定黑启动技术性能指标要求，包括黑启动的设备配置、响应时间等。

（二）提供黑启动服务的并网主体，在电网需要时，通过自身黑启动能力，完成并网发电。并网主体开展年度黑启动试验，按照 30 万元/次进行补偿；因电网故障提供实际黑启动服务，按照 600 万元/次进行补偿。

（三）电力调度机构每年需将黑启动机组名单报东北能源监管局备案。

第五章 计量与结算

第十九条 电力调度机构按照调度管辖范围记录所辖并网主体辅助服务调用、补偿和分摊等情况。

第二十条 辅助服务计量的依据为：电力调度指令、能量管理系统(EMS)、发电机组调节系统运行工况在线上传系统、广域测量系统(WAMS)等调度自动化系统采集的实时数据、电能量采集计费系统的电量数据等。

分摊原则及公式

（一）通过市场化方式执行提供和调用的辅助服务品种，按照相应电力辅助服务市场规则进行补偿和分摊，不再按本细则重复补偿。

（二）各辅助服务品种单独进行平衡，自动发电控制（AGC）、有偿无功调节补偿费用在接受该项有偿辅助服务的同类型并网主体之间分摊。风电场、光伏电站或新型储能电

站提供的一次调频由风电场、光伏电站和新型储能电站按上网电量的比例共同分摊。黑启动辅助服务补偿费用由所有发电侧并网主体、新型储能电站等按上网电量的比例共同分摊。

各并网主体分摊费用计算公式：

并网主体某项辅助服务分摊费用=月度该项辅助服务总补偿费用×并网主体月度上网电量/各并网主体月度总上网电量

(三) 并网主体某项辅助服务结算费用=并网主体该项辅助服务补偿费用-并网主体该项辅助服务分摊费用

第二十一条 各并网主体辅助服务结算费用计算公式：

各并网主体辅助服务结算费用= \sum 并网主体各项辅助服务结算费用

第二十二条 辅助服务补偿和分摊费用按月结算。采取电费结算方式，与当月电费结算同步完成。

(一) 电网企业向发电侧并网主体、新型储能电站等收取或者支付辅助服务净结算费用，在每月收取或者支付电费时一起结算或者单独结算。

(二) 发电侧并网主体、新型储能电站的辅助服务净结算费用按月据实收付。电力交易机构根据电力调度机构提供的辅助服务净结算费用结果出具结算依据。电网企业、并网主体按结算依据结算电费。

第六章 信息披露

第二十三条 信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，披露内容应包括但不限于补偿/分摊、辅助服务品种、调度单元等信息类型。信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

第二十四条 电力调度机构应及时向电力交易机构按信息类型推送考核和返还公示信息，电力交易机构于每月 10 日之前向所有市场主体公示。

第二十五条 并网主体对公示有异议的，应在 3 个工作日内提出复核。电力调度机构在接到并网主体问询的 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向东北能源监管局提出申诉。无异议后，由电力调度机构执行，并将结果报东北能源监管局。

第七章 监督管理

第二十六条 东北能源监管局按照国家能源局《电力辅助服务管理办法》对辖区内电力辅助服务开展监督和管理。

第二十七条 建立电力调度运行管理情况书面报告制度。电力调度机构于每月 25 日前、每年 8 月底前、每年 2 月底前分别将上月辅助服务补偿分摊情况统计结果、本年度上半年辅助服务补偿分摊情况半年报告、上年辅助服务补偿分摊情况年度报告报送东北能源监管局、省级价格主管部门。

第二十八条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构违反本细则相关规定，如提供虚假或隐瞒信息、未按要求公开有

关信息等，由东北能源监管局按照《电力监管条例》《电力企业信息披露规定》等相关规定进行处罚。

第八章 附则

第二十九条 本细则自 2024 年 10 月 1 日起正式施行。原《东北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》（东北监能市场〔2020〕113 号）同时废止。

第三十条 本细则由东北能源监管局按照国家有关规定牵头制订、修改并负责解释。

第三十一条 东北能源监管局根据东北电网实际运行情况适时修订，履行相关程序后印发执行。

抄送：国家能源局市场监管司，辽宁省发展和改革委员会，辽宁省工业和信息化厅，吉林省能源局，黑龙江省发展和改革委员会，内蒙古自治区能源局。

国家能源局东北监管局

2024年8月21日印发
