

国家能源局关于印发《电力并网运行管理规定》的通知

国能发监管规〔2021〕60号

各派出机构，中国核工业集团有限公司、国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司、华润（集团）有限公司、中国广核集团有限公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，北京电力交易中心有限公司、广州电力交易中心有限责任公司：

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，推动构建新型电力系统，规范电力系统并网运行管理，国家能源局对《发电厂并网运行管理规定》（电监市场〔2006〕42号）进行了修订，并将名称修改为《电力并网运行管理规定》（以下简称《规定》），现将《规定》印发给你们，请遵照执行。

国家能源局各派出机构要根据《规定》要求，组织相关部门和单位制修订各地现行管理实施细则，并报国家能源局备案。

国家能源局
2021年12月21日

电力并网运行管理规定

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》等有关法律法规，制定本规定。

第二条 本规定适用于省级及以上电力调度机构直接调度的火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等发电侧并网主体，以及电化学、压缩空气、飞轮等新型储能。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）等负荷侧并网主体，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参照本规定执行。

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。

第二章 运行管理

第四条 电力调度机构负责电力系统运行的组织、指挥、指导和协调。并网主体、电网企业均应严格遵守国家有关法律法规、

标准以及电力调度管理规程、电气设备运行规程，共同维护电力系统安全稳定运行。

第五条 发电侧并网主体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、调速系统和一次调频系统、二次调频、调压、直流系统、新能源功率预测系统、水电厂水库调度自动化系统设备、高压侧或升压站电气设备以及涉及网源协调的有关设备和参数等，规划、设计、建设和运行管理应满足国家法律法规、行业标准及电网稳定性要求。有关运行和检修管理、操作票和工作票等制度，应符合国家、行业等有关规定和具体要求。其他并网主体的规划、设计、建设和运行管理应满足国家法律法规、行业标准及电网稳定性要求。

第六条 并网主体应确保涉网一、二次设备满足电力系统安全稳定运行及有关标准的要求。

第七条 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订的《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）不得并网运行。

第八条 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，在未获得调度机构允许前，有关并网主体不得并网运行。

第九条 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。

第十一条 并网主体应严格执行电力调度机构制定或市场出清的运行方式和发电调度计划曲线。并网主体运行应严格服从电力调度机构指挥，并迅速、准确执行调度指令。若并网主体值班人员认为执行调度指令可能危及人身、设备或系统安全，应立即向电力调度机构报告并说明理由，由电力调度机构决定是否继续执行。

第十二条 并网主体应在电力调度机构的统一调度下，考虑机组运行特点，落实调频、调压有关措施，保证电能质量符合国家标准。

（一）发电侧并网主体应根据国家能源局派出机构有关规定要求，具备相应的一次调频、自动发电控制（AGC）和无功服务能力。

（二）发电侧并网主体的调频、调压能力和具体指标应满足有关规定和具体要求。

对发电侧并网主体一次调频的考核内容，包括一次调频可用率、调节容量、调节速率、调节精度、响应时间及相关性能等。

对发电侧并网主体提供 AGC 服务的考核内容，包括 AGC 可用率、调节容量、调节速率、调节精度和响应时间等。

对发电侧并网主体提供无功服务的考核内容，包括无功补偿装置或自动电压控制（AVC）装置投运率、调节合格率、母线电压合格率等。受所并入电网系统电压影响，经过调整仍无法达到

电压目标的不予考核。

（三）提供调频、调压的其他并网主体，调频、调压能力和具体指标应满足国家有关规定和具体要求。

第十三条 发电侧并网主体调峰能力应达到国家能源局派出机构有关规定要求，达不到要求的按照其调峰能力的缺额进行考核。并网主体参与电力系统调峰时，调频、调压等涉网性能应满足相关规定和具体要求。

第十四条 电力调度机构依据所在地电力并网运行管理实施细则对发电侧并网主体非计划停运/脱网、调度指令执行偏差和新能源功率预测偏差等情况进行考核。

第十五条 黑启动电源点由电力调度机构控制区电网的黑启动预案确定。作为黑启动电源的并网主体，应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。对并网主体由于自身原因未能完成黑启动任务的，应进行考核。

第十六条 发电侧并网主体应根据有关设备检修规定、规程和设备实际状况，提出设备检修计划申请，并按电力调度机构要求提交。电力调度机构统筹安排管辖范围内发电侧并网主体的设备检修计划。

（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发电侧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。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。电力调度机构和电力交易机构应按照职责分工，按要求披露相关检修计划及原因，因检修计划调整产生的经济责任，原则上由相应发起主体承担。

（三）电网一次设备检修如影响发电侧并网主体发电或提供辅助服务的，应尽可能与发电侧并网主体设备检修配合进行。

第十七条 电力调度机构应合理安排管辖范围内继电保护和安全自动装置、电力调度自动化及通信、调频、调压等二次设备的检修。发电侧并网主体中此类涉网设备（装置）的检修计划，应经电力调度机构批准后执行。电力调度机构管辖范围内的二次设备检修应尽可能与一次设备检修相配合，原则上不得影响一次设备的正常运行。

第十八条 电力调度机构管辖范围内的设备（装置）参数整定值和保护压板投退应按照电力调度机构下达的整定值和运行管理规定执行。接入电网运行的并网主体二次系统应符合《电力监控系统安全防护规定》和网络与信息安全其他有关规定。并网主体改变其状态和参数前，应经电力调度机构批准。未经电力调度机构许可，不得擅自改变有关技术性能参数。

第十九条 电力调度机构应根据国家能源局及其派出机构的要求和有关规定，开展发电侧并网主体技术指导和管理工作的要求。技术指导和管理范围主要包括：继电保护和安全自动装置、调度通信设备、调度自动化设备、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。

（一）继电保护和安全自动装置技术指导和管理内容包括：

1. 装置和参数是否满足电力系统安全运行要求。
2. 重大问题按期整改情况。
3. 因发电侧并网主体原因造成电力安全事故（事件）情况。
4. 因发电侧并网主体原因造成继电保护和安全自动装置不能正常投入导致电网安全稳定性和可靠性降低的情况。
5. 到更换年限的设备配合电网企业改造计划按期更换的情况。
6. 按继电保护技术监督规定定期向电力调度机构报告本单位继电保护和安全自动装置技术监督总结情况。按评价规程定期向电力调度机构报告继电保护动作报表情况。
7. 保证电力系统安全稳定运行的继电保护和安全自动装置管理要求。
8. 保证电力系统安全稳定运行的继电保护和安全自动装置检修现场安全管理情况。

（二）调度通信技术指导和管理内容包括：

1. 设备和参数是否满足调度通信要求。
2. 重大问题按期整改情况。
3. 因发电侧并网主体原因造成通信事故情况。
4. 因发电侧并网主体通信责任造成电网继电保护和安全自动装置、调度自动化通道中断情况。
5. 调度电话通道中断情况。

6. 因发电侧并网主体通信异常造成电网安全性和可靠性降低的情况。

（三）调度自动化技术指导和管理内容包括：

1. 发电侧并网主体调度自动化设备的功能、性能参数和运行是否满足国家和行业有关标准、规定的要求。

2. 发电侧并网主体调度自动化设备重大问题按期整改情况。

3. 发电侧并网主体执行调度自动化有关运行管理规程、规定的情况。

4. 发电侧并网主体发生事故时遥信、遥测、顺序事件记录器（SOE）反应情况，AGC或自动功率控制（APC）控制情况和调度自动化设备运行情况。

（四）励磁系统以及电力系统稳定器技术指导和管理内容包括：

1. 励磁系统以及电力系统稳定器强励水平、放大倍数、时间常数等技术性能参数是否达到国家和行业有关标准要求。

2. 未经电力调度机构许可，不得擅自改变励磁系统以及电力系统稳定器有关技术性能参数。

3. 发电侧并网主体按照国家和行业有关标准要求开展涉网试验。

（五）调速系统以及一次调频系统技术指导和管理内容包括：

1. 调速系统的各项技术性能参数是否达到国家和行业有关标准要求，技术规范是否满足接入电网安全稳定运行的要求。

2. 一次调频功能及参数是否满足国家有关规定和具体要求。

3. 未经电力调度机构许可，不得擅自改变调速系统以及一

次调频系统有关技术性能参数。

4. 发电侧并网主体应按照国家 and 行业有关标准要求开展涉网试验。

5. 发电侧并网主体应编制一次调频系统运行管理规程，制订电网大频差动作应急预案。

（六）二次调频技术指导和管理内容包括：

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

2. 发电侧并网主体执行二次调频有关运行管理规程、规定的情况。

3. 发电侧并网主体二次调频系统运行、检修等情况。

4. 发电侧并网主体二次调频系统与调度机构数据交互情况，以及发电侧并网主体监控系统、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 指令情况。

5. 发电侧并网主体二次调频有关设备重大问题按期整改情况。

6. 发电侧并网主体执行有关规定，规范 AGC 参数管理相关情况。

（七）调压技术指导和管理内容包括：

1. AVC 功能及参数应满足国家有关规定和具体要求。

2. 发电侧并网主体按照国家 and 行业有关标准要求开展涉网试验以及电力调度机构认为保障电力系统安全所必须的其他试验。

3. 未经电力调度机构许可，不得擅自改变 AVC 有关参数。

（八）新能源场站技术指导和管理内容包括：

1. 新能源场站短路比应达到合理水平。

2. 新能源场站风机过电压保护、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等涉网保护应满足国家和行业有关标准要求。

3. 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，电压和频率耐受能力原则上与同步发电机组耐受能力一致。

4. 新能源场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。

5. 新能源场站应具备有功功率调节能力，配置有功功率控制系统，接收并执行电力调度机构发送的有功功率控制信号。

6. 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。

7. 应按国家和行业有关标准要求开展涉网试验。

8. 应开展功率预测工作，并按照有关规定报送功率预测、单机文件、气象信息、装机容量、可用容量、理论功率、可用功率等，功率预测准确性和各类数据完整性应满足国家和行业有关标准要求。

9. 发电机组发生大面积脱网，新能源场站应及时报告电力

调度机构和国家能源局派出机构，未经允许不得擅自并网。

10. 新能源场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。

（九）水电厂水库调度技术指导和管理内容包括：

1. 水电厂水库调度专业管理有关规程、规定的执行情况。
2. 水电厂重大水库调度事件的报告和处理情况。
3. 水电厂水库调度自动化系统（水情自动测报系统）有关运行管理规定的执行情况。
4. 水电厂水库调度自动化系统（水情自动测报系统）运行情况（运行参数和指标）。
5. 水电厂水库流域水雨情信息和水库运行信息的报送情况。

（十）发电侧并网主体高压侧或升压站电气设备的技术指导和管理内容包括：

1. 发电侧并网主体高压侧或升压站电气设备遮断容量、额定参数、电气主接线是否满足要求。
2. 绝缘是否达到所在地区污秽等级的要求。
3. 接地网是否满足规程要求。

（十一）发电机组涉及网源协调保护的技术指导和管理内容包括：

1. 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、过激磁限制等是否达到国家和行业有关标准要求。
2. 技术规范是否满足接入电网安全稳定运行要求。

(十二) 发电侧并网主体设备参数管理内容包括：

1. 发电侧并网主体应向电力调度机构提供发电机、变压器、励磁系统、PSS 及调速系统的技术资料 and 实测模型参数。
2. 励磁系统及调速系统的传递函数及各环节实际参数要求，发电机、变压器、升压站电气设备等设备实际参数是否满足接入电网安全稳定运行要求。

第二十条 新型储能和负荷侧并网主体涉及的技术指导和管理工作，参照发电侧并网主体技术指导和管理相关要求执行。技术指导和管理范围可包括：继电保护、调度通信设备、调度自动化设备、调频、调压等。

(一) 新型储能调度技术指导和管理内容可包括：

1. 储能装置应向电力调度机构提供充放电时间、充放电速率、可调容量范围、最大可调节能力等涉网参数。
2. 继电保护、调频、调压等性能参数是否达到国家和行业有关标准要求，技术规范是否满足接入电网安全稳定运行的要求。
3. 调度通信设备和参数是否满足调度通信要求，调度电话通道中断情况。
4. 调度自动化设备的功能、性能参数和运行是否达到国家和行业有关标准、规定的要求。
5. 由于电池寿命衰减、意外事故等造成的技术性能参数变化，应及时上报电力调度机构。

(二) 负荷侧并网主体参数管理内容可包括：

1. 继电保护、调频等涉网性能参数是否满足接入电网安全稳定运行要求。

2. 调度通信设备和参数是否满足调度通信要求。
3. 调度自动化设备的功能、性能参数和运行是否达到国家和行业有关标准、规定要求。

第三章 考核实施

第二十一条 国家能源局各区域监管局依据本规定，商相关省监管办、电网企业、并网主体等修订本区域电力并网运行管理实施细则，报国家能源局备案后施行。各省监管办可在所在区域实施细则的基础上，根据当地实际情况约定不同考核及返还标准，修订辖区内实施细则，保持实施细则在区域内的基本统一和相互协调。

第二十二条 电力调度机构根据实施细则，按照专门记账、收支平衡原则，负责并网运行管理的具体实施工作，对并网主体运行情况进行考核。考核内容应包括运行、检修、技术指导和 management 等方面。电力现货试点地区应根据当地电力系统运行和电力市场建设实际，统筹做好衔接，已通过市场机制完全实现的，不得在实施细则中重复考核。

第二十三条 电力调度机构负责电力并网运行管理实施细则的执行、考核费用的计算。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。

第二十四条 并网主体运行管理考核原则上采取收取考核费用的方式。考核费用实行专项管理，费用可全部用于考核返还奖励或按辅助服务补偿贡献量大小向有关并网主体进行返还。

第四章 信息披露

第二十五条 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。

第二十六条 电力交易机构负责通过信息披露平台向所有市场主体披露相关考核和返还结果，制定信息披露标准格式，开放数据接口。

第二十七条 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，由电力交易机构于次月 10 日之前向所有市场主体公示。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，可向国家能源局派出机构提出申诉。无异议后，由电力调度机构执行，并将结果报国家能源局派出机构。

第五章 监督管理

第二十八条 国家能源局及其派出机构负责电力并网运行的监督与管理，监管本办法及相关规则的实施。国家能源局派出机构负责建立健全并网工作管理协调机制，调解辖区内并网运行管理争议，可根据实际需要，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。工作中发现的重大问题应及时向国家能源局报告。

第二十九条 健全并网调度协议和交易合同备案制度。省级

及以上电力调度机构直接调度的并网主体与电网企业应定期签订并网调度协议和相关交易合同，并在协议（合同）签订后 10 个工作日内向国家能源局相关派出机构备案。与国家电网有限公司、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，直接向国家能源局备案。

第三十条 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按月向国家能源局相关派出机构报告电力调度运行管理情况，并在电力调度交易与市场秩序厂网联席会议上通报。国家电力调控中心和南方电网电力调控中心按季度向国家能源局报告电力调度运行管理情况，南方电网电力调控中心同时报告所在地国家能源局派出机构。

第六章 附 则

第三十一条 本规定自发布之日起施行，有效期 5 年。原国家电力监管委员会《发电厂并网运行管理规定》（电监市场〔2006〕42 号）同时废止。

第三十二条 本规定由国家能源局负责解释，国家能源局其他有关文件与本规定不一致的，以本规定为准。