附件1

并网主体并网运行管理规定

（征求意见稿）

1. 总 则
2. 为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，落实碳达峰、碳中和目标，构建以新能源为主体的新型电力系统，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，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》《电网调度管理条例》《电网调度管理条例实施办法》《电网运行规则（试行）》等有关法律、法规、部门规章、规范性文件、标准等，制定本规定。
3. 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、抽水蓄能、新型储能等并网主体，能够响应省级及以上电力调度机构指令的可调节负荷（包括通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合的可调节负荷）、自备电厂，以及可通过市级及以下电力调度机构间接调度的有条件参与的并网主体（以下统称并网主体）。
4. 并网主体并网运行遵循电力系统客观规律和电力商品经济特征以及国家能源发展战略的要求，实行统一调度、分级管理，坚持以保障安全为底线，坚持公开、公平、公正的原则。
5. 运行管理
6. 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、电网企业均应当严格遵守国家有关法律法规、标准以及所在电网的电力调度管理规程，共同维护电力系统安全稳定运行。
7. 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PSS装置、调速系统、直流系统、调频、调压、网络安全、新能源功率预测系统、高压侧或升压站电气设备，应纳入电力系统统一规划、设计、建设和运行管理，满足国家有关规定和安全性评价要求。有关运行和检修安全管理制度、操作票和工作票制度等，应符合国家能源局派出机构及所在电网有关安全管理的规定。其他并网主体在规划、设计、建设和运行管理中涉及电网安全稳定运行的，应满足国家有关规定要求。
8. 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。
9. 发电侧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《并网调度协议（示范文本）》和《购售电合同（示范文本）》及时签订并网调度协议和购售电合同，不得无协议并网运行。其他并网主体按照有关规定签订相关协议和合同。
10. 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落实。当发生电网事故或网络安全事件时，发电侧并网主体在未查明原因前不得并网，其他并网主体在未查明原因前不得参与电网调节。
11. 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，参加电网反事故演练。并网主体应切实落实调度机构的反事故措施安排。
12. 电力调度机构应及时向并网主体通报电力系统事故情况、原因及影响分析。并网主体应按照有关规定配合相关机构进行事故调查，落实防范措施。
13. 并网主体应严格执行电力调度机构制定的运行方式和发电调度计划曲线。并网主体运行必须严格服从电力调度机构指挥，并迅速、准确执行调度指令，不得以任何借口拒绝或者拖延执行。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值班调度员报告并说明理由，由电力调度机构值班调度员决定是否继续执行。
14. 并网主体应在电力调度机构的统一调度下，落实调频、调压的有关措施，保证电能质量符合国家标准。
15. 发电侧并网主体应根据国家能源局派出机构的有关规定要求，具备相应的自动发电控制（AGC）和自动电压控制（AVC）功能。
16. 发电侧并网主体的调频调压能力和具体指标应满足国家能源局派出机构的有关规定要求。

对发电侧并网主体一次调频的考核内容，包括投入情况及相关性能。对发电侧并网主体提供AGC服务的考核内容，包括AGC机组的可用率、调节容量、调节速率、调节精度和响应时间。

AGC机组的可用率必须达到规定要求，达不到要求的按照其可用率的缺额进行考核。

AGC机组的调节容量必须达到额定容量的一定比例，达不到要求的按照调节容量缺额进行考核。

AGC机组的调节速率必须达到规定要求，达不到要求的运行机组在其投入运行的时段按照其调节速率的缺额进行考核。

AGC机组的调节精度必须达到规定要求，达不到要求的运行机组，按照投入运行时段的调节精度缺额进行考核。

AGC机组的响应时间必须达到规定要求，达不到要求的按未达到要求的次数进行考核。

对发电侧并网主体无功服务的考核内容，包括投运情况和调节性能。

无功补偿装置或AVC装置的投运率必须达到规定要求，达不到要求的按照其投运率的缺额进行考核。

AVC调节合格率必须达到规定要求，达不到要求的按照其合格率的缺额进行考核。

发电侧并网主体母线电压合格率必须达到规定要求，达不到要求的按照其合格率的缺额进行考核。

（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国家能源局派出机构的具体要求。

1. 发电侧并网主体应根据国家有关规定和自身能力参与电力系统调峰，调峰能力应达到所在地区的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所在地区的国家能源局派出机构及所在电网的要求。
2. 电力调度机构依据所在地区的国家能源局派出机构制定的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、调度指令执行偏差以及新能源场站新能源功率预测偏差等运行情况进行考核。
3. 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，黑启动并网主体必须及时可靠地执行黑启动预案，帮助系统恢复正常运行。由于并网主体自身原因未能完成黑启动任务的，应进行考核。
4. 发电侧并网主体应根据有关设备检修规定、规程等和设备健康状况，提出设备检修计划申请，并按电力调度机构的要求提交。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。
5. 检修计划确定之后，双方应严格执行。
6. 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；确实无法安排变更时，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时，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。
7. 电网一、二次设备检修如影响发电侧并网主体发电或提供辅助服务能力等，应尽可能与发电侧并网主体设备检修配合进行。
8. 电力调度机构应合理安排调度管辖范围内继电保护及安全自动装置、电力调度自动化及通信、网络安全、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发电侧并网主体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。
9. 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应按照电力调度机构下达的整定值和运行管理规定执行。并网主体改变其状态和参数前，应当经电力调度机构批准。
10. 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。技术指导和管理的范围主要包括：发电侧并网主体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PSS装置、调速系统和一次调频系统、二次调频、调压、直流系统、网络安全、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机网协调的有关设备和参数等。
11. 继电保护和安全自动装置技术指导和管理内容包括继电保护和安全自动装置检验、反事故措施执行、软件版本、缺陷处理等情况：
12. 装置和参数是否满足电力系统安全运行要求。
13. 重大问题按期整改情况。
14. 因发电侧并网主体原因造成接入电网事故情况。
15. 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造成电网安全稳定性和可靠性降低的情况。
16. 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。
17. 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技术监督总结的情况。按评价规程定期向电力调度机构报告继电保护动作报表的情况。
18. 保证电力系统安全稳定运行的继电保护管理要求。
19. 保证电力系统安全稳定运行的继电保护检修现场安全管理情况。
20. 调度通信技术指导和管理内容包括：
21. 设备和参数是否满足调度通信要求。
22. 重大问题按期整改情况。
23. 因发电侧并网主体原因造成通信事故情况。
24. 因发电侧并网主体通信责任造成电网继电保护、安全自动装置、调度自动化通道及调度电话中断情况。
25. 调度电话通道中断情况。
26. 因发电侧并网主体原因通信异常造成电网安全稳定性和可靠性降低的情况。
27. 调度自动化技术指导和管理内容包括：
28. 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。
29. 发电侧并网主体调度自动化设备重大问题按期整改情况。
30. 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。
31. 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/APC控制情况以及调度自动化设备运行情况。
32. 发电侧并网主体网络安全防护措施落实情况和网络安全风险评估的开展情况。
33. 励磁系统和PSS装置技术指导和管理内容包括：
34. 励磁系统和PSS装置强励水平、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。
35. 未经电力调度机构许可，不得擅自改变励磁系统和PSS装置有关技术性能参数。
36. 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。
37. 调速系统和一次调频系统技术指导和管理内容包括：
38. 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。
39. 一次调频功能及参数是否满足国家能源局派出机构及所在电网的要求。
40. 未经电力调度机构许可，不得擅自改变调速系统和一次调频系统有关技术性能参数。
41. 发电侧并网主体应按照国家和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。
42. 二次调频技术指导和管理内容包括：
43. 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。
44. 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。
45. 发电侧并网主体二次调频系统运行、检修和网络安全防护等情况。
46. 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、能量管理系统或DCS等系统执行所属调度机构自动化主站下发的AGC/APC指令情况。
47. 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。
48. 调压技术指导和管理内容包括：
49. AVC功能及参数应满足国家能源局派出机构及所在电网的要求。
50. 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。
51. 未经电力调度机构许可，不得擅自改变AVC有关参数。
52. 新能源场站技术指导和管理内容包括：
53. 新能源场站短路比应达到合理水平。
54. 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。
55. 应满足网源协调有关标准要求，应具备一次调频、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。
56. 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。
57. 新能源场站应具备有功功率调节能力，应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。
58. 应提供可用于电磁和机电暂态仿真的技术资料和实测模型参数，用于电力系统稳定计算。
59. 应按国家和行业有关标准要求开展涉网试验。
60. 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。
61. 发生发电机组大面积脱网，新能源场站应及时报告有关电力调度机构，未经允许不得擅自并网。
62. 水电厂水库调度技术指导和管理内容包括：
63. 水电厂水库调度专业管理有关规程、规定的执行情况。
64. 水电厂重大水库调度事件的报告和处理情况。
65. 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。
66. 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）。
67. 水电厂水库流域水雨情信息和水库运行信息的报送情况。
68. 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：
69. 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。
70. 绝缘是否达到所在地区污秽等级的要求。
71. 接地网是否满足规程要求。
72. 发电机组涉及机网协调保护的技术指导和管理内容包括：
73. 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。
74. 技术规范是否满足接入电网安全稳定运行要求。
75. 发电侧并网主体设备参数管理内容包括：
76. 发电侧并网主体应向电力调度机构提供发电机、变压器、励磁系统和PSS装置及调速系统的技术资料和实测模型参数。
77. 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。
78. 新型储能和负荷侧并网主体涉及的技术指导和管理工作，按照有关规定参照发电侧并网主体技术指导和管理相关要求执行。技术指导和管理的范围可包括：继电保护、调度通信设备、调度自动化设备、调频、调压等。
79. 新型储能调度技术指导和管理内容可包括：
80. 储能装置应向电力调度机构提供充放电时间、充放电速率、最大可调节能力等涉网参数。
81. 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。
82. 调度通信设备和参数是否满足调度通信要求。
83. 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。
84. 网络安全防护措施落实情况和网络安全风险评估的开展情况。
85. 未经电力调度机构许可，不得擅自改变有关技术性能参数。
86. 负荷侧并网主体参数管理内容可包括：
87. 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。
88. 调度通信设备和参数是否满足调度通信要求。
89. 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。

4.网络安全防护措施落实情况和网络安全风险评估的开展情况。

1. 考核实施
2. 国家能源局派出机构组织电力调度机构、并网主体依据本规定制定具体实施细则，电力调度机构负责并网运行管理考核的具体实施工作。
3. 按照专门记账、收支平衡原则，电力调度机构对并网主体运行情况进行考核，考核结果报国家能源局派出机构备案，由国家能源局派出机构审核并定期公示，无异议后执行。考核内容应包括安全、运行、检修、技术指导和管理等方面。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，已通过市场机制实现的不在实施细则中再次考核。
4. 电力调度机构负责并网运行管理考核费用的计算以及考核条款执行情况的解释。电力交易机构负责向国家能源局及其派出机构报送考核情况并披露有关信息。电网企业负责向各并网主体按照规则开展考核费用结算。
5. 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，费用返还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。
6. 监督管理
7. 国家能源局派出机构对辖区内并网主体并网运行管理实施细则执行情况实施监管，调解辖区内并网运行管理争议。
8. 建立并网调度协议和购售电合同备案制度。合同（协议）双方应定期签订并网调度协议和购售电合同，并按照在合同（协议）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购售电合同的，双方直接向国家能源局备案。
9. 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，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国家能源局南方监管局。相关电力调度运行管理情况按有关规定，在电力调度交易与市场秩序厂网联席会议上通报。
10. 附 则
11. 国家能源局各区域监管局根据本规定，商相关省监管办、电网企业、并网主体等修订本区域并网主体并网运行管理实施细则，报国家能源局备案后施行。各省监管办在本区域实施细则的基础上修订辖区内实施细则。工作中发现的重大问题应及时向国家能源局报告。
12. 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。
13. 本规定自发布之日起施行，有效期5年。原《发电厂并网运行管理规定》(电监市场〔2006〕42号)同时废止。