



中国
电力企业
联合会

CHINA
ELECTRICITY
COUNCIL

电力行业政策法规汇编

(2024 年修订版)

中国电力企业联合会法律分会

二〇二四年十二月

前言

能源是人类生产生活赖以生存的基础，也是经济社会发展的重要支柱。电力作为最重要的能源，关系着国民经济命脉和国家能源安全。电力政策法规对保障电力体制改革成果，规范电力事业稳定健康发展，推动电力企业依法合规经营具有重要意义。为了更好地学习、研究和使用电力行业政策法规，中国电力企业联合会法律分会组织相关专家对近年来的常用政策法规进行整理、汇编和更新。

梳理电力行业全部的政策法规难以达到穷尽，也不好突出重点，故汇编对截至 2024 年 12 月的常用政策法规进行整理，并按照基本法律、电力建设与保护、电力生产运行、电力供应与使用、电价管理、电力市场建设、新能源、电力安全、电力监管与信息公开等 9 个领域进行划分，形成有体系、有支撑、实用管用的政策法规汇编。

本汇编资料由中国电力企业联合会法律分会组织编纂，仅供各相关企业参考！感谢北京市兰台律师事务所、北京市中闻律师事务所、国网重庆市电力公司提供的帮助。由于时间仓促、编者水平有限，不当之处，敬请批评指正！

《电力行业政策法规汇编》编纂组

2024 年 12 月

目 录

前言	I
一、基本法规	1
中华人民共和国能源法	1
中华人民共和国电力法（2018 修正）	5
中华人民共和国节约能源法（2018 修正）	26
中华人民共和国可再生能源法（2009 修正）	39
中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见	46
国家发展改革委、国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知	56
中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见 ...	91
国务院关于印发《2030 年前碳达峰行动方案》的通知	101
国资委关于印发《关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰碳中和工作的指导意见》的 通知	118
国家能源局关于印发《电力规划管理办法》的通知	127
二、电力建设与保护	135
电力设施保护条例（2011 修订）	135
电力设施保护条例实施细则（2024 修改）	142
国务院办公厅关于加强电力设施保护工作的通知	147
最高人民法院关于审理破坏电力设备刑事案件具体应用法律若干问题的解释	150
国家发展改革委、国家能源局关于加强和规范电网规划投资管理工作的通知	152
国家能源局关于印发《国家电力示范项目管理办​​法》的通知	155
铺设海底电缆管道管理规定	158
铺设海底电缆管道管理规定实施办法（1992）	162
全国人大常委会法制工作委员会对黑龙江省人大法工委关于地方性法规中规定架空输 电线路走廊不实行征地是否违法请示的答复意见	169
国家经贸委关于建设 500kV 架空送电线路拆除建筑物有关问题的复函	170
环境保护部办公厅关于印发《输变电建设项目重大变动清单（试行）》的通知	171
国家能源局关于进一步明确电力建设工程质量监督机构业务工作的通知	173
电力工程勘察设计单位资质管理办法（暂行）	175
水电工程勘察设计管理办法	181
水电工程设计变更管理办法	181

国家能源局关于印发《进一步加强电力建设工程质量监督管理工作意见》的通知 ...	189
承装（修、试）电力设施许可证管理办法（2020）	193
国家能源局关于修改《出租出借承装（修、试）电力设施许可证等违法行为认定查处规范（试行）》的通知	203
国家能源局关于印发《承装（修、试）电力设施许可证注销管理办法》的通知	204
国家能源局关于印发《水电工程验收管理办法》（2015年修订版）的通知	208
水电工程质量监督管理规定	215
国家发展改革委、国家能源局、国家乡村振兴局关于实施农村电网巩固提升工程的指导意见	223
国家能源局关于印发《电力建设工程质量监督管理暂行规定》的通知	229
国家能源局关于印发《光伏电站开发建设管理办法》的通知	235
国家能源局关于印发《农村电网巩固提升工程中央预算内投资项目可行性研究报告编制和审查指南》的通知（2023修订）	242
国家能源局关于印发《农村电网巩固提升工程中央预算内投资项目验收指南》的通知（2023修订）	257
火力发电建设工程质量监督检查大纲	263
输变电建设工程质量监督检查大纲	267
陆上风力发电建设工程质量监督检查大纲	271
光伏发电建设工程质量监督检查大纲	275
国家能源局关于印发《电力建设工程质量监督机构考核管理办法》的通知	279
国家能源局关于印发《核电厂消防站建设暂行规定》的通知	285
三、电力生产运行	293
电网调度管理条例（2011修订）	293
电网调度管理条例实施办法	298
国家能源局关于进一步完善电力调度交易与市场秩序厂网联席会议制度的通知	310
国家发展改革委、国家能源局关于改善电力运行调节促进清洁能源多发满发的指导意见	313
国家能源局关于印发《电力并网运行管理规定》的通知（2021修订）	318
电力并网互联争议处理规定（2024修订）	330
国家能源局关于印发《国家能源局电力并网互联争议处理工作程序规则》的通知（2020修订）	334

电力工业部关于印发《加强电网调度管理工作的若干规定》的通知	339
电网调度信息披露实施细则（暂行）	344
国家发展改革委、国家能源局关于加强新形势下电力系统稳定工作的指导意见	347
国家能源局综合司关于进一步加强电压合格率数据统计分析工作的通知	355
国家发展改革委 国家能源局 国家数据局关于印发《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》的通知	357
国家发展改革委 国家能源局关于新形势下配电网高质量发展的指导意见	363
国家能源局关于印发《配电网高质量发展行动实施方案（2024—2027年）》的通知	370
四、电力供应与使用	375
电力供应与使用条例（2019修订）	375
供电营业规则	382
供电营业区划分及管理办法	409
国家发展改革委、国家能源局关于印发《售电公司管理办法》的通知	414
节约用电管理办法	427
国家发展改革委、国家能源局关于印发《电力负荷管理办法（2023年版）》的通知	432
国家发展改革委、工业和信息化部、财政部、住房城乡建设部、国务院国资委、国家能源局关于印发《电力需求侧管理办法（2023年版）》的通知	440
国家工商行政管理局关于对供电企业限制竞争行为定性处罚问题的答复	449
国家工商行政管理局关于电力公司强制用户接受其不合理条件的行为定性处理问题的答复	450
最高人民法院行政审判庭关于对违法收取电费的行为应由物价行政管理部门监督管理的答复	451
国务院法制办公室对黑龙江省人民政府法制办《关于电力企业在电费电度表保证金被取消前收取该项保证金的行为是否应当给予行政处罚问题的请示》的复函	452
最高人民法院研究室关于对《关于查处窃电行为有关问题的请示》答复意见的函 ..	454
国家工商行政管理局关于电业局在农网改造中滥收费用定性处理问题的答复	456
国家工商行政管理总局对供电部门强行收取不该收取的费用行为定性处罚问题的答复	457
国家工商行政管理总局关于电力局在农网改造中实施限制竞争行为及被指定的经营者借此滥收费的问题的答复	458

国家发展改革委、国家电监会加强电力需求侧管理工作的指导意见	459
能源部、公安部关于严禁窃电的通告	464
五、电价管理	465
国家发展改革委办公厅关于优化电价政策发布机制的通知	465
国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知	466
国家发展改革委关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知	469
国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知	470
国家发展改革委关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知	472
国家发展改革委关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知	474
国家发展改革委关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见	476
国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知	481
财政部、生态环境部关于核减环境违法等农林生物质发电项目可再生能源电价附加补助资金的通知	484
国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于公布 2020 年生物质发电中央补贴项目申报结果的通知	487
国家发展改革委、财政部、国家能源局关于印发《完善生物质发电项目建设运行的实施方案》的通知	489
财政部、国家发展改革委、国家能源局、国务院扶贫办关于调整可再生能源电价附加资金补助目录（光伏扶贫项目）的通知	494
财政部、国家发展改革委、国家能源局关于印发《可再生能源电价附加补助资金管理办法》的通知（2020 修订）	495
国家发展改革委关于印发《省级电网输配电价定价办法》的通知（2020 修订）	500
国家发展改革委关于印发《区域电网输电价格定价办法》的通知（2020 修订）	509
国家发展改革委关于印发《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》的通知（2021 修订）	514
国家发展改革委、国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知	521
功率因数调整电费办法	525
国家发展改革委办公厅关于功率因素调整电费办法有关问题的复函	527
关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见	528
国家发展改革委办公厅关于取消临时接电费和明确自备电厂有关收费政策的通知	533
电力产品增值税征收管理办法（2018 修正）	535

财政部 国家发展改革委 国家能源局关于印发《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》的通知	540
财政部关于印发农网还贷资金征收使用管理办法的通知	545
六、电力市场建设	548
国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见	548
电力市场运行基本规则	555
国家能源局印发《关于加强电力中长期交易监管的意见》的通知	561
国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力中长期交易基本规则》的通知（2020 修订）	567
国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司印发《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》的通知	593
国家发展改革委 国家能源局关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知	600
国家发展改革委 国家能源局关于推进电力交易机构规范化建设的通知	608
国家发展改革委 国家能源局印发《关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见》的通知	610
国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知	616
国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知	620
国家能源局关于印发《电力辅助服务管理办法》的通知（2021 修订）	625
国务院办公厅关于深化电煤市场化改革的指导意见	634
国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知	637
国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力现货市场基本规则（试行）》的通知	639
国家能源局关于进一步加强电力市场管理委员会规范运作的指导意见	672
国家发展改革委 国家能源局关于做好 2023 年电力中长期合同签订履约工作的通知	677
国家能源局关于印发《发电机组进入及退出商业运营办法》的通知（2023 修订） ..	683
国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知	689
国家能源局综合司 关于开展跨省跨区电力交易与市场秩序专项监管工作的通知	694
自然资源部、国家能源局关于印发矿产资源和电力市场化交易专项整治工作方案的通知	

.....	697
电力市场注册基本规则	702
国家能源局综合司关于进一步规范电力市场交易行为有关事项的通知	711
国家能源局关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见	714
七、新能源	717
国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于 2023 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知	717
国家发展改革委、财政部、中国人民银行、银保监会、国家能源局关于引导加大金融支持力度 促进风电和光伏发电等行业健康有序发展的通知	719
国家发展改革委、国家能源局关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见	722
国务院关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见	728
国家发展改革委、国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见	736
国家发展改革委关于印发《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》的通知	750
碳排放权交易管理办法（试行）	756
生态环境部关于发布《碳排放权登记管理规则（试行）》《碳排放权交易管理规则（试行）》和《碳排放权结算管理规则（试行）》的公告	764
国务院办公厅转发国家发展改革委、国家能源局《关于促进新时代新能源高质量发展实施方案》的通知	778
国家能源局综合司关于积极推动新能源发电项目能并尽并、多发满发有关工作的通知	783
国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于做好新能源配套送出工程投资建设有关事项的通知	784
国家发展改革委、国家能源局、财政部、自然资源部、生态环境部、住房和城乡建设部、农业农村部、中国气象局、国家林业和草原局关于印发《“十四五”可再生能源发展规划》的通知	787
国家发展改革委、国家能源局关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知	820
国家发展改革委关于印发《分布式发电管理暂行办法》的通知	826
国家发展改革委、财政部、国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促	

进可再生能源电力消费的通知	832
国家能源局关于进一步规范可再生能源发电项目电力业务许可管理的通知	837
国家能源局关于印发《风电开发建设管理暂行办法》的通知	840
国家能源局、国家海洋局关于印发《海上风电开发建设管理办法》的通知	846
国家能源局关于印发《风电场利用率监测统计管理办法》的通知	852
国家林业和草原局关于规范风电场项目建设使用林地的通知	855
国家能源局关于印发《光伏电站开发建设管理办法》的通知	859
国家能源局关于印发《分布式光伏发电项目管理暂行办法》的通知	866
国家能源局、国务院扶贫办关于印发《光伏扶贫电站管理办法》的通知	871
国家能源局关于印发《光伏电站消纳监测统计管理办法》的通知	874
国家能源局综合司关于按月公布和报送户用光伏项目信息有关事项的通知	876
自然资源部办公厅、国家林业和草原局办公室、国家能源局综合司关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知	879
国家发展改革委、国家能源局关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知	883
国家发展改革委等部门关于促进退役风电、光伏设备循环利用的指导意见	887
财政部、国家发展改革委、国家能源局关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见	892
财政部、国家发展改革委、国家能源局关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知	895
国家发展改革委、国家能源局关于印发《可再生能源调峰机组优先发电试行办法》的通知	898
国家发展改革委关于印发《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》的通知	903
国家发展改革委、国家能源局、工业和信息化部、财政部、自然资源部、住房城乡建设部、交通运输部、农业农村部、应急部、市场监管总局关于进一步提升电动汽车充电基础设施服务保障能力的实施意见	909
国家发展改革委、国家能源局关于开展全国煤电机组改造升级的通知	915
国家能源局综合司关于开展可再生能源发电项目开发建设按月调度的通知	924
国家能源局关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知	926
国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于公布 2020 年风电、光伏发电平价上网项目的通知	930

国家能源局关于印发《风电场改造升级和退役管理办法》的通知	932
国家能源局关于印发加快油气勘探开发与新能源融合发展行动方案（2023-2025 年）的通知	937
国家能源局综合司关于进一步做好抽水蓄能规划建设工作有关事项的通知	942
国家能源局关于进一步规范可再生能源发电项目电力业务许可管理的通知	945
全额保障性收购可再生能源电量监管办法	948
国家能源局关于印发《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》的通知	953
国家能源局综合司 生态环境部办公厅关于做好可再生能源绿色电力证书与自愿减排市场衔接工作的通知	960
国家发展改革委 国家能源局 自然资源部 生态环境部 中国气象局 国家林草局关于开展风电和光伏发电资源普查试点工作的通知	962
国家能源局关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知	967
国家能源局关于促进新型储能并网和调度运用的通知	972
八、电力安全	976
电力安全生产监督管理办法	976
国家能源局关于印发《电力安全生产“十四五”行动计划》的通知	983
国家能源局关于加强电力企业安全风险预控体系建设的指导意见	1011
电力建设工程施工安全监督管理办法	1015
国家能源局关于印发《电网安全风险管控办法》的通知	1027
国家能源局关于印发《电力企业应急预案管理办法》的通知（2014 修订）	1033
国家能源局关于印发《电力企业应急能力建设评估管理办法》的通知	1040
国家能源局关于印发《电力安全隐患治理监督管理规定》的通知（2022 修订）	1044
国家能源局关于印发《电力安全事故调查程序规定》的通知	1048
电力安全事故应急处置和调查处理条例	1055
核电厂核事故应急管理条例（2011 修订）	1064
国务院办公厅关于印发《国家大面积停电事件应急预案》的通知	1072
电力可靠性管理办法（暂行）	1085
电力生产事故调查暂行规定	1096
水电站大坝运行安全监督管理规定	1104
电力监控系统安全防护规定	1113
国家能源局关于印发《电力安全事件监督管理规定》的通知	1121

国家能源局关于印发《重大活动电力安全保障工作规定》的通知（2020 修订）	1124
国家能源局关于印发《燃煤发电厂贮灰场安全监督管理规定》的通知（2022 修订）	1135
国家能源局综合司关于做好重要电力设施森林草原火灾防范工作的通知	1143
国家能源局综合司关于进一步加强电力行业地质和地震灾害防范应对工作的通知 .	1145
国务院办公厅关于加强电力安全工作的通知	1150
国家能源局综合司关于进一步加强发电安全生产工作的通知（2023）	1153
国家能源局综合司关于进一步加强发电安全生产工作的通知	1155
国家能源局综合司关于进一步做好发电安全生产工作的通知	1158
国家能源局综合司关于印发《重大电力安全隐患判定标准（试行）》的通知	1161
国家能源局综合司关于进一步加强发电机组检修安全监督管理的通知	1163
国家能源局关于加强电力可靠性管理工作的意见	1166
国家能源局关于加强电力可靠性数据治理 深化可靠性数据应用发展的通知	1171
国家能源局关于印发《水电站大坝安全提升专项行动方案》的通知	1176
国家能源局关于印发《水电站大坝工程隐患治理监督管理办法》的通知（2022 修订）	1188
国家能源局关于印发《水电站大坝运行安全应急管理办法》的通知	1193
国家能源局关于印发《电力行业网络安全管理办法》的通知（2022 修订）	1200
国家能源局关于印发《电力行业网络安全等级保护管理办法》的通知（2022 修订）	1207
国家能源局综合司关于持续推进电力行业危险化学品安全风险集中治理工作的通知	1215
国家能源局综合司关于加强发电侧电网侧电化学储能电站安全运行风险监测的通知	1217
国家能源局关于印发《电力二次系统安全管理若干规定》的通知（2022 修订）	1220
国家能源局关于印发《电力网络安全事件应急预案》的通知	1226
国家能源局关于加强电力安全治理 以高水平安全保障新型电力系统高质量发展的意见	1236
国家能源局综合司关于加强发电机组检修安全管理的通知	1245
国家能源局综合司关于进一步加强水电站安全生产工作的通知	1247
九、电力监管与信息公开	1249
电力监管条例	1249
电力市场监管办法（2024）	1255

电力企业信息报送规定（2024）	1263
供电监管办法（2024 修订）	1269
国家能源局关于印发《电网公平开放监管办法》的通知	1277
国家能源局关于印发《供电企业信息公开实施办法》的通知（2021 修订）	1288
电力企业信息披露规定（2024 修订）	1294
国家能源局关于印发《电力市场信息披露基本规则》的通知	1298
国家能源局印发《关于加强电力中长期交易监管的意见》的通知	1311
国家能源局关于印发《发电企业与电网企业电费结算办法》的通知（2020 修订）	1318
国家能源局关于印发《国家能源局用户受电工程“三指定”行为认定指引》的通知（2020 修订）	1323
电力业务许可证管理规定（2024 修正）	1328
国家能源局关于印发《电力业务许可证注销管理办法》的通知（2021 修订）	1337
国家能源局关于印发《电力业务许可证监督管理办法》的通知（2020 修订）	1342
供用电监督管理办法（2024 修订）	1349
电能质量管理办法（暂行）	1353
国家能源局关于进一步规范用户受电工程市场的通知	1359
国家能源局关于对拥有配电网运营权的售电公司颁发管理电力业务许可证（供电类）有关事项的通知	1363
国家能源局能源争议纠纷调解规定	1368
国家能源局综合司关于简化优化许可条件、加快推进增量配电项目电力业务许可工作的通知	1372
国家能源局关于开展电力领域综合监管工作的通知	1375
国家能源局关于开展电力系统调节性电源建设运营综合监管工作的通知	1381
国家能源局关于印发《电力行业公共信用综合评价标准（试行）》的通知	1386
国家能源局关于印发《能源行业信用信息应用清单（2023 年版）》的通知	1392
国家认监委关于变更成套电力开关和控制设备强制性产品认证依据标准的公告	1393
国家发展改革委 国家能源局关于印发《增量配电业务配电区域划分实施办法》的通知	1394
国家能源局关于印发《12398 能源监管热线投诉处理办法》的通知	1399
国家能源局关于印发《12398 能源监管热线举报处理办法》的通知	1404
国家能源局关于印发《国家能源局行政处罚案件案由规定》的通知	1407

一、基本法律

中华人民共和国能源法

(主席令第三十七号)

《中华人民共和国能源法》已由中华人民共和国第十四届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议于2024年11月8日通过，现予公布，自2025年1月1日起施行。

中华人民共和国主席 习近平

2024年11月8日

第一章 总 则

第一条 为了推动能源高质量发展，保障国家能源安全，促进经济社会绿色低碳转型和可持续发展，积极稳妥推进碳达峰碳中和，适应全面建设社会主义现代化国家需要，根据宪法，制定本法。

第二条 本法所称能源，是指直接或者通过加工、转换而取得有用能的各种资源，包括煤炭、石油、天然气、核能、水能、风能、太阳能、生物质能、地热能、海洋能以及电力、热力、氢能等。

第三条 能源工作应当坚持中国共产党的领导，贯彻新发展理念和总体国家安全观，统筹发展和安全，实施推动能源消费革命、能源供给革命、能源技术革命、能源体制革命和全方位加强国际合作的能源安全新战略，坚持立足国内、多元保障、节约优先、绿色发展，加快构建清洁低碳、安全高效的新型能源体系。

第四条 国家坚持多措并举、精准施策、科学管理、社会共治的原则，完善节约能源政策，加强节约能源管理，综合采取经济、技术、宣传教育等措施，促进经济社会发展全过程和各领域全面降低能源消耗，防止能源浪费。

第五条 国家完善能源开发利用政策，优化能源供应结构和消费结构，积极

推动能源清洁低碳发展，提高能源利用效率。

国家建立能源消耗总量和强度双控向碳排放总量和强度双控全面转型新机制，加快构建碳排放总量和强度双控制度体系。

第六条 国家加快建立主体多元、统一开放、竞争有序、监管有效的能源市场体系，依法规范能源市场秩序，平等保护能源市场各类主体的合法权益。

第七条 国家完善能源产供储销体系，健全能源储备制度和能源应急机制，提升能源供给能力，保障能源安全、稳定、可靠、有效供给。

第八条 国家建立健全能源标准体系，保障能源安全和绿色低碳转型，促进能源新技术、新产业、新业态发展。

第九条 国家加强能源科技创新能力建设，支持能源开发利用的科技研究、应用示范和产业化发展，为能源高质量发展提供科技支撑。

第十条 国家坚持平等互利、合作共赢的方针，积极促进能源国际合作。

第十一条 县级以上人民政府应当加强对能源工作的组织领导和统筹协调，及时研究解决能源工作中的重大问题。

县级以上人民政府应当将能源工作纳入国民经济和社会发展规划、年度计划。

第十二条 国务院能源主管部门负责全国能源工作。国务院其他有关部门在各自职责范围内负责相关的能源工作。

县级以上地方人民政府能源主管部门负责本行政区域能源工作。县级以上地方人民政府其他有关部门在各自职责范围内负责本行政区域相关的能源工作。

第十三条 县级以上人民政府及其有关部门应当采取多种形式，加强对节约能源、能源安全和能源绿色低碳发展的宣传教育，增强全社会的节约能源意识、能源安全意识，促进形成绿色低碳的生产生活方式。

新闻媒体应当开展节约能源、能源安全和能源绿色低碳发展公益宣传。

第十四条 对在能源工作中做出突出贡献的单位和个人，按照国家有关规定给予表彰、奖励。

第二章 能源规划

第十五条 国家制定和完善能源规划，发挥能源规划对能源发展的引领、指导和规范作用。

能源规划包括全国综合能源规划、全国分领域能源规划、区域能源规划和省、自治区、直辖市能源规划等。

第十六条 全国综合能源规划由国务院能源主管部门会同国务院有关部门组织编制。全国综合能源规划应当依据国民经济和社会发展规划编制，并与国土空间规划等相关规划衔接。

全国分领域能源规划由国务院能源主管部门会同国务院有关部门依据全国综合能源规划组织编制。

国务院能源主管部门会同国务院有关部门和有关省、自治区、直辖市人民政府，根据区域经济社会发展需要和能源资源禀赋情况、能源生产消费特点、生态环境保护要求等，可以编制跨省、自治区、直辖市的区域能源规划。区域能源规划应当符合全国综合能源规划，并与相关全国分领域能源规划衔接。

第十七条 省、自治区、直辖市人民政府能源主管部门会同有关部门，依据全国综合能源规划、相关全国分领域能源规划、相关区域能源规划，组织编制本省、自治区、直辖市的能源规划。

设区的市级人民政府、县级人民政府需要编制能源规划的，按照省、自治区、直辖市人民政府的有关规定执行。

第十八条 编制能源规划，应当遵循能源发展规律，坚持统筹兼顾，强化科学论证。组织编制能源规划的部门应当征求有关部门、相关企业和行业组织以及有关专家等方面的意见。

能源规划应当明确规划期内能源发展的目标、主要任务、区域布局、重点项目、保障措施等内容。

第十九条 能源规划按照规定的权限和程序报经批准后实施。

经批准的能源规划应当按照规定予以公布。

第二十条 组织编制能源规划的部门应当就能源规划实施情况组织开展评估。根据评估结果确需对能源规划进行调整的，应当报经原批准机关同意，国家

另有规定的除外。

第三章 能源开发利用

第二十一条 国家根据能源资源禀赋情况和经济社会可持续发展的需要，统筹保障能源安全、优化能源结构、促进能源转型和节约能源、保护生态环境等因素，分类制定和完善能源开发利用政策。

第二十二条 国家支持优先开发利用可再生能源，合理开发和清洁高效利用化石能源，推进非化石能源安全可靠有序替代化石能源，提高非化石能源消费比重。

国务院能源主管部门会同国务院有关部门制定非化石能源开发利用中长期发展目标，按年度监测非化石能源开发利用情况，并向社会公布。

第二十三条 国务院能源主管部门会同国务院有关部门制定并组织实施可再生能源在能源消费中的最低比重目标。

国家完善可再生能源电力消纳保障机制。供电企业、售电企业、相关电力用户和使用自备电厂供电的企业等应当按照国家有关规定，承担消纳可再生能源发电量的责任。

国务院能源主管部门会同国务院有关部门对可再生能源在能源消费中的最低比重目标以及可再生能源电力消纳责任的实施情况进行监测、考核。

第二十四条 国家统筹水电开发和生态保护，严格控制开发建设小型水电站。

开发建设和更新改造水电站，应当符合流域相关规划，统筹兼顾防洪、生态、供水、灌溉、航运等方面的需要。

第二十五条 国家推进风能、太阳能开发利用，坚持集中式与分布式并举，加快风电和光伏发电基地建设，支持分布式风电和光伏发电就近开发利用，合理有序开发海上风电，积极发展光热发电。

第二十六条 国家鼓励合理开发利用生物质能，因地制宜发展生物质发电、生物质能清洁供暖和生物液体燃料、生物天然气。

国家促进海洋能规模化开发利用，因地制宜发展地热能。

第二十七条 国家积极安全有序发展核电。

国务院能源主管部门会同国务院有关部门统筹协调全国核电发展和布局，依据职责加强对核电站规划、选址、设计、建造、运行等环节的管理和监督。

第二十八条 国家优化煤炭开发布局和产业结构，鼓励发展煤矿矿区循环经济，优化煤炭消费结构，促进煤炭清洁高效利用，发挥煤炭在能源供应体系中的基础保障和系统调节作用。

第二十九条 国家采取多种措施，加大石油、天然气资源勘探开发力度，增强石油、天然气国内供应保障能力。

石油、天然气开发坚持陆上与海上并重，鼓励规模化开发致密油气、页岩油、页岩气、煤层气等非常规油气资源。

国家优化石油加工转换产业布局和结构，鼓励采用先进、集约的加工转换方式。

国家支持合理开发利用可替代石油、天然气的新型燃料和工业原料。

第三十条 国家推动燃煤发电清洁高效发展，根据电力系统稳定运行和电力供应保障的需要，合理布局燃煤发电建设，提高燃煤发电的调节能力。

第三十一条 国家加快构建新型电力系统，加强电源电网协同建设，推进电网基础设施智能化改造和智能微电网建设，提高电网对可再生能源的接纳、配置和调控能力。

第三十二条 国家合理布局、积极有序开发建设抽水蓄能电站，推进新型储能高质量发展，发挥各类储能在电力系统中的调节作用。

第三十三条 国家积极有序推进氢能开发利用，促进氢能产业高质量发展。

第三十四条 国家推动提高能源利用效率，鼓励发展分布式能源和多能互补、多能联供综合能源服务，积极推广合同能源管理等市场化节约能源服务，提高终端能源消费清洁化、低碳化、高效化、智能化水平。

国家通过实施可再生能源绿色电力证书等制度建立绿色能源消费促进机制，鼓励能源用户优先使用可再生能源等清洁低碳能源。

公共机构应当优先采购、使用可再生能源等清洁低碳能源以及节约能源的产

品和服务。

第三十五条 能源企业、能源用户应当按照国家有关规定配备、使用能源和碳排放计量器具。

能源用户应当按照安全使用规范和有关节约能源的规定合理使用能源，依法履行节约能源的义务，积极参与能源需求响应，扩大绿色能源消费，自觉践行绿色低碳的生产生活方式。

国家加强能源需求侧管理，通过完善阶梯价格、分时价格等制度，引导能源用户合理调整用能方式、时间、数量等，促进节约能源和提高能源利用效率。

第三十六条 承担电力、燃气、热力等能源供应的企业，应当依照法律、法规和国家有关规定，保障营业区域内的能源用户获得安全、持续、可靠的能源供应服务，没有法定或者约定事由不得拒绝或者中断能源供应服务，不得擅自提高价格、违法收取费用、减少供应数量或者限制购买数量。

前款规定的企业应当公示服务规范、收费标准和投诉渠道等，并为能源用户提供公共查询服务。

第三十七条 国家加强能源基础设施建设和保护。任何单位或者个人不得从事危及能源基础设施安全的活动。

国务院能源主管部门会同国务院有关部门协调跨省、自治区、直辖市的石油、天然气和电力输送管网等能源基础设施建设；省、自治区、直辖市人民政府应当按照能源规划，预留能源基础设施建设用地、用海，并纳入国土空间规划。

石油、天然气、电力等能源输送管网设施运营企业应当提高能源输送管网的运行安全水平，保障能源输送管网系统运行安全。接入能源输送管网的设施设备和产品应当符合管网系统安全运行的要求。

第三十八条 国家按照城乡融合、因地制宜、多能互补、综合利用、提升服务的原则，鼓励和扶持农村的能源发展，重点支持革命老区、民族地区、边疆地区、欠发达地区农村的能源发展，提高农村的能源供应能力和服务水平。

县级以上地方人民政府应当统筹城乡能源基础设施和公共服务体系建设，推动城乡能源基础设施互联互通。

农村地区发生临时性能源供应短缺时，有关地方人民政府应当采取措施，优先保障农村生活用能和农业生产用能。

第三十九条 从事能源开发利用活动，应当遵守有关生态环境保护、安全生产和职业病防治等法律、法规的规定，减少污染物和温室气体排放，防止对生态环境的破坏，预防、减少生产安全事故和职业病危害。

第四章 能源市场体系

第四十条 国家鼓励、引导各类经营主体依法投资能源开发利用、能源基础设施建设等，促进能源市场发展。

第四十一条 国家推动能源领域自然垄断环节独立运营和竞争性环节市场化改革，依法加强对能源领域自然垄断性业务的监管和调控，支持各类经营主体依法按照市场规则公平参与能源领域竞争性业务。

第四十二条 国务院能源主管部门会同国务院有关部门协调推动全国统一的煤炭、电力、石油、天然气等能源交易市场建设，推动建立功能完善、运营规范的市场交易机构或者交易平台，依法拓展交易方式和交易产品范围，完善交易机制和交易规则。

第四十三条 县级以上人民政府及其有关部门应当强化统筹调度组织，保障能源运输畅通。

能源输送管网设施运营企业应当完善公平接入和使用机制，按照规定公开能源输送管网设施接入和输送能力以及运行情况的信息，向符合条件的企业等经营主体公平、无歧视开放并提供能源输送服务。

第四十四条 国家鼓励能源领域上下游企业通过订立长期协议等方式，依法按照市场化方式加强合作、协同发展，提升能源市场风险应对能力。

国家协同推进能源资源勘探、设计施工、装备制造、项目融资、流通贸易、资讯服务等高质量发展，提升能源领域上下游全链条服务支撑能力。

第四十五条 国家推动建立与社会主义市场经济体制相适应，主要由能源资源状况、产品和服务成本、市场供求状况、可持续发展状况等因素决定的能源价

格形成机制。

依法实行政府定价或者政府指导价的能源价格，定价权限和具体适用范围以中央和地方的定价目录为依据。制定、调整实行政府定价或者政府指导价的能源价格，应当遵守《中华人民共和国价格法》等法律、行政法规和国家有关规定。能源企业应当按照规定及时、真实、准确提供价格成本等相关数据。

国家完善能源价格调控制度，提升能源价格调控效能，构建防范和应对能源市场价格异常波动风险机制。

第四十六条 国家积极促进能源领域国际投资和贸易合作，有效防范和应对国际能源市场风险。

第五章 能源储备和应急

第四十七条 国家按照政府主导、社会共建、多元互补的原则，建立健全高效协同的能源储备体系，科学合理确定能源储备的种类、规模和方式，发挥能源储备的战略保障、宏观调控和应对急需等功能。

第四十八条 能源储备实行政府储备和企业储备相结合，实物储备和产能储备、矿产地储备相统筹。

政府储备包括中央政府储备和地方政府储备，企业储备包括企业社会责任储备和企业其他生产经营库存。

能源储备的收储、轮换、动用，依照法律、行政法规和国家有关规定执行。

国家完善政府储备市场调节机制，采取有效措施应对市场大幅波动等风险。

第四十九条 政府储备承储运营机构应当依照法律、行政法规和国家有关规定，建立健全内部管理制度，加强储备管理，确保政府储备安全。

企业社会责任储备按照企业所有、政策引导、监管有效的原则建立。承担社会责任储备的能源企业应当按照规定的种类、数量等落实储备责任，并接受政府有关部门的监督管理。

能源产能储备的具体办法，由国务院能源主管部门会同国务院财政部门和其他有关部门制定。

能源矿产地储备的具体办法，由国务院自然资源主管部门会同国务院能源主管部门、国务院财政部门和其他有关部门制定。

第五十条 国家完善能源储备监管体制，加快能源储备设施建设，提高能源储备运营主体专业化水平，加强能源储备信息化建设，持续提升能源储备综合效能。

第五十一条 国家建立和完善能源预测预警体系，提高能源预测预警能力和水平，及时有效对能源供求变化、能源价格波动以及能源安全风险状况等进行预测预警。

能源预测预警信息由国务院能源主管部门发布。

第五十二条 国家建立统一领导、分级负责、协调联动的能源应急管理体制。

县级以上人民政府应当采取有效措施，加强能源应急体系建设，定期开展能源应急演练和培训，提高能源应急能力。

第五十三条 国务院能源主管部门会同国务院有关部门拟定全国的能源应急预案，报国务院批准后实施。

国务院能源主管部门会同国务院有关部门加强对跨省、自治区、直辖市能源应急工作的指导协调。

省、自治区、直辖市人民政府根据本行政区域的实际情况，制定本行政区域的能源应急预案。

设区的市级人民政府、县级人民政府能源应急预案的制定，由省、自治区、直辖市人民政府决定。

规模较大的能源企业和用能单位应当按照国家规定编制本单位能源应急预案。

第五十四条 出现能源供应严重短缺、供应中断等能源应急状态时，有关人民政府应当按照权限及时启动应急响应，根据实际情况和需要，可以依法采取下列应急处置措施：

（一）发布能源供求等相关信息；

（二）实施能源生产、运输、供应紧急调度或者直接组织能源生产、运输、

供应；

（三）征用相关能源产品、能源储备设施、运输工具以及保障能源供应的其他物资；

（四）实施价格干预措施和价格紧急措施；

（五）按照规定组织投放能源储备；

（六）按照能源供应保障顺序组织实施能源供应；

（七）其他必要措施。

能源应急状态消除后，有关人民政府应当及时终止实施应急处置措施。

第五十五条 出现本法第五十四条规定的能源应急状态时，能源企业、能源用户以及其他有关单位和个人应当服从有关人民政府的统一指挥和安排，按照规定承担相应的能源应急义务，配合采取应急处置措施，协助维护能源市场秩序。

因执行能源应急处置措施给有关单位、个人造成损失的，有关人民政府应当依法予以补偿。

第六章 能源科技创新

第五十六条 国家制定鼓励和支持能源科技创新的政策措施，推动建立以国家战略科技力量为引领、企业为主体、市场为导向、产学研深度融合的能源科技创新体系。

第五十七条 国家鼓励和支持能源资源勘探开发、化石能源清洁高效利用、可再生能源开发利用、核能安全利用、氢能开发利用以及储能、节约能源等领域基础性、关键性和前沿性重大技术、装备及相关新材料的研究、开发、示范、推广应用和产业化发展。

能源科技创新应当纳入国家科技发展和高技术产业发展相关规划的重点支持领域。

第五十八条 国家制定和完善产业、金融、政府采购等政策，鼓励、引导社会资金投入能源科技创新。

第五十九条 国家建立重大能源科技创新平台，支持重大能源科技基础设施

和能源技术研发、试验、检测、认证等公共服务平台建设，提高能源科技创新能力和服务能力。

第六十条 国家支持依托重大能源工程集中开展科技攻关和集成应用示范，推动产学研以及能源上下游产业链、供应链协同创新。

第六十一条 国家支持先进信息技术在能源领域的应用，推动能源生产和供应的数字化、智能化发展，以及多种能源协同转换与集成互补。

第六十二条 国家加大能源科技专业人才培养力度，鼓励、支持教育机构、科研机构与企业合作培养能源科技高素质专业人才。

第七章 监督管理

第六十三条 县级以上人民政府能源主管部门和其他有关部门应当按照职责分工，加强对有关能源工作的监督检查，及时查处违法行为。

第六十四条 县级以上人民政府能源主管部门和其他有关部门按照职责分工依法履行监督检查职责，可以采取下列措施：

（一）进入能源企业、调度机构、能源市场交易机构、能源用户等单位实施现场检查；

（二）询问与检查事项有关的人员，要求其对有关事项作出说明；

（三）查阅、复制与检查事项有关的文件、资料、电子数据；

（四）法律、法规规定的其他措施。

对能源主管部门和其他有关部门依法实施的监督检查，被检查单位及其有关人员应当予以配合，不得拒绝、阻碍。

能源主管部门和其他有关部门及其工作人员对监督检查过程中知悉的国家秘密、商业秘密、个人隐私和个人信息依法负有保密义务。

第六十五条 县级以上人民政府能源主管部门和其他有关部门应当加强能源监管协同，提升监管效能，并可以根据工作需要建立能源监管信息系统。

有关单位应当按照规定向能源主管部门和其他有关部门报送相关信息。

第六十六条 国务院能源主管部门会同国务院有关部门加强能源行业信用体

系建设，按照国家有关规定建立信用记录制度。

第六十七条 因能源输送管网设施的接入、使用发生的争议，可以由省级以上人民政府能源主管部门进行协调，协调不成的，当事人可以向人民法院提起诉讼；当事人也可以直接向人民法院提起诉讼。

第六十八条 任何单位和个人对违反本法和其他有关能源的法律、法规的行为，有权向县级以上人民政府能源主管部门或者其他有关部门举报。接到举报的部门应当及时依法处理。

第八章 法律责任

第六十九条 县级以上人民政府能源主管部门或者其他有关部门的工作人员违反本法规定，滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊的，依法给予处分。

第七十条 违反本法规定，承担电力、燃气、热力等能源供应的企业没有法定或者约定事由拒绝或者中断对营业区域内能源用户的能源供应服务，或者擅自提高价格、违法收取费用、减少供应数量、限制购买数量的，由县级以上人民政府能源主管部门或者其他有关部门按照职责分工责令改正，依法给予行政处罚；情节严重的，对有关主管人员和直接责任人员依法给予处分。

第七十一条 违反本法规定，能源输送管网设施运营企业未向符合条件的企业等经营主体公平、无歧视开放并提供能源输送服务的，由省级以上人民政府能源主管部门或者其他有关部门按照职责分工责令改正，给予警告或者通报批评；拒不改正的，处相关经营主体经济损失额二倍以下的罚款；情节严重的，对有关主管人员和直接责任人员依法给予处分。

第七十二条 违反本法规定，有下列情形之一的，由县级以上人民政府能源主管部门或者其他有关部门按照职责分工责令改正，给予警告或者通报批评；拒不改正的，处十万元以上二十万元以下的罚款：

（一）承担电力、燃气、热力等能源供应的企业未公示服务规范、收费标准和投诉渠道等，或者未为能源用户提供公共查询服务；

（二）能源输送管网设施运营企业未按照规定公开能源输送管网设施接入和输送能力以及运行情况信息；

(三) 能源企业未按照规定提供价格成本等相关数据;

(四) 有关单位未按照规定向能源主管部门或者其他有关部门报送相关信息。

第七十三条 违反本法规定, 能源企业、能源用户以及其他有关单位或者个人在能源应急状态时不服从有关人民政府的统一指挥和安排、未按照规定承担能源应急义务或者不配合采取应急处置措施的, 由县级以上人民政府能源主管部门或者其他有关部门按照职责分工责令改正, 给予警告或者通报批评; 拒不改正的, 对个人处一万元以上五万元以下的罚款, 对单位处十万元以上五十万元以下的罚款, 并可以根据情节轻重责令停业整顿或者依法吊销相关许可证件。

第七十四条 违反本法规定, 造成财产损失或者其他损害的, 依法承担民事责任; 构成违反治安管理行为的, 依法给予治安管理处罚; 构成犯罪的, 依法追究刑事责任。

第九章 附 则

第七十五条 本法中下列用语的含义:

(一) 化石能源, 是指由远古动植物化石经地质作用演变成的能源, 包括煤炭、石油和天然气等。

(二) 可再生能源, 是指能够在较短时间内通过自然过程不断补充和再生的能源, 包括水能、风能、太阳能、生物质能、地热能、海洋能等。

(三) 非化石能源, 是指不依赖化石燃料而获得的能源, 包括可再生能源和核能。

(四) 生物质能, 是指利用自然界的植物和城乡有机废物通过生物、化学或者物理过程转化成的能源。

(五) 氢能, 是指氢作为能量载体进行化学反应释放出的能源。

第七十六条 军队的能源开发利用管理, 按照国家和军队有关规定执行。

国家对核能开发利用另有规定的, 适用其规定。

第七十七条 中华人民共和国缔结或者参加的涉及能源的国际条约与本法有不同规定的, 适用国际条约的规定, 但中华人民共和国声明保留的条款除外。

第七十八条 任何国家或者地区在可再生能源产业或者其他能源领域对中华人民共和国采取歧视性的禁止、限制或者其他类似措施的，中华人民共和国可以根据实际情况对该国家或者该地区采取相应的措施。

第七十九条 中华人民共和国境外的组织和个人实施危害中华人民共和国国家能源安全行为的，依法追究法律责任。

第八十条 本法自 2025 年 1 月 1 日起施行。

中华人民共和国电力法（2018年修正）

（1995年12月28日第八届全国人民代表大会常务委员会第十七次会议通过 根据2009年8月27日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改部分法律的决定》第一次修正 根据2015年4月24日第十二届全国人民代表大会常务委员会第十四次会议《关于修改〈中华人民共和国电力法〉等六部法律的决定》第二次修正 根据2018年12月29日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议《关于修改〈中华人民共和国电力法〉等四部法律的决定》第三次修正）

第一章 总 则

第一条 为了保障和促进电力事业的发展，维护电力投资者、经营者和使用者的合法权益，保障电力安全运行，制定本法。

第二条 本法适用于中华人民共和国境内的电力建设、生产、供应和使用活动。

第三条 电力事业应当适应国民经济和社会发展的需要，适当超前发展。国家鼓励、引导国内外的经济组织和个人依法投资开发电源，兴办电力生产企业。

电力事业投资，实行谁投资、谁收益的原则。

第四条 电力设施受国家保护。

禁止任何单位和个人危害电力设施安全或者非法侵占、使用电能。

第五条 电力建设、生产、供应和使用应当依法保护环境，采用新技术，减少有害物质排放，防治污染和其他公害。

国家鼓励和支持利用可再生能源和清洁能源发电。

第六条 国务院电力管理部门负责全国电力事业的监督管理。国务院有关部门在各自的职责范围内负责电力事业的监督管理。

县级以上地方人民政府经济综合主管部门是本行政区域内的电力管理部门，负责电力事业的监督管理。县级以上地方人民政府有关部门在各自的职责范围内负责电力事业的监督管理。

第七条 电力建设企业、电力生产企业、电网经营企业依法实行自主经营、自负盈亏，并接受电力管理部门的监督。

第八条 国家帮助和扶持少数民族地区、边远地区和贫困地区发展电力事业。

第九条 国家鼓励在电力建设、生产、供应和使用过程中，采用先进的科学技术和管理方法，对在研究、开发、采用先进的科学技术和方法等方面作出显著成绩的单位和个人给予奖励。

第二章 电力建设

第十条 电力发展规划应当根据国民经济和社会发展的需要制定，并纳入国民经济和社会发展规划。

电力发展规划，应当体现合理利用能源、电源与电网配套发展、提高经济效益和有利于环境保护的原则。

第十一条 城市电网的建设与改造规划，应当纳入城市总体规划。城市人民政府应当按照规划，安排变电设施用地、输电线路走廊和电缆通道。

任何单位和个人不得非法占用变电设施用地、输电线路走廊和电缆通道。

第十二条 国家通过制定有关政策，支持、促进电力建设。

地方人民政府应当根据电力发展规划，因地制宜，采取多种措施开发电源，发展电力建设。

第十三条 电力投资者对其投资形成的电力，享有法定权益。并网运行的，电力投资者有优先使用权；未并网的自备电厂，电力投资者自行支配使用。

第十四条 电力建设项目应当符合电力发展规划，符合国家电力产业政策。

电力建设项目不得使用国家明令淘汰的电力设备和技术。

第十五条 输变电工程、调度通信自动化工程等电网配套工程和环境保护工程，应当与发电工程项目同时设计、同时建设、同时验收、同时投入使用。

第十六条 电力建设项目使用土地，应当依照有关法律、行政法规的规定办理；依法征收土地的，应当依法支付土地补偿费和安置补偿费，做好迁移居民的安置工作。

电力建设应当贯彻切实保护耕地、节约利用土地的原则。

地方人民政府对电力事业依法使用土地和迁移居民，应当予以支持和协助。

第十七条 地方人民政府应当支持电力企业为发电工程建设勘探水源和依法取水、用水。电力企业应当节约用水。

第三章 电力生产与电网管理

第十八条 电力生产与电网运行应当遵循安全、优质、经济的原则。

电网运行应当连续、稳定，保证供电可靠性。

第十九条 电力企业应当加强安全生产管理，坚持安全第一、预防为主的方针，建立、健全安全生产责任制度。

电力企业应当对电力设施定期进行检修和维护，保证其正常运行。

第二十条 发电燃料供应企业、运输企业和电力生产企业应当依照国务院有关规定或者合同约定供应、运输和接卸燃料。

第二十一条 电网运行实行统一调度、分级管理。任何单位和个人不得非法干预电网调度。

第二十二条 国家提倡电力生产企业与电网、电网与电网并网运行。具有独立法人资格的电力生产企业要求将生产的电力并网运行的，电网经营企业应当接受。

并网运行必须符合国家标准或者电力行业标准。

并网双方应当按照统一调度、分级管理和平等互利、协商一致的原则，签订并网协议，确定双方的权利和义务；并网双方达不成协议的，由省级以上电力管理部门协调决定。

第二十三条 电网调度管理办法，由国务院依照本法的规定制定。

第四章 电力供应与使用

第二十四条 国家对电力供应和使用，实行安全用电、节约用电、计划用电的管理原则。

电力供应与使用办法由国务院依照本法的规定制定。

第二十五条 供电企业在批准的供电营业区内向用户供电。

供电营业区的划分，应当考虑电网的结构和供电合理性等因素。一个供电营业区内只设立一个供电营业机构。

供电营业区的设立、变更，由供电企业提出申请，电力管理部门依据职责和管理权限，会同同级有关部门审查批准后，发给《电力业务许可证》。供电营业区设立、变更的具体办法，由国务院电力管理部门制定。

第二十六条 供电营业区内的供电营业机构，对本营业区内的用户有按照国家规定供电的义务；不得违反国家规定对其营业区内申请用电的单位和个人拒绝供电。

申请新装用电、临时用电、增加用电容量、变更用电和终止用电，应当依照规定的程序办理手续。

供电企业应当在其营业场所公告用电的程序、制度和收费标准，并提供用户须知资料。

第二十七条 电力供应与使用双方应当根据平等自愿、协商一致的原则，按照国务院制定的电力供应与使用办法签订供用电合同，确定双方的权利和义务。

第二十八条 供电企业应当保证供给用户的供电质量符合国家标准。对公用供电设施引起的供电质量问题，应当及时处理。

用户对供电质量有特殊要求的，供电企业应当根据其必要性和电网的可能，提供相应的电力。

第二十九条 供电企业在发电、供电系统正常的情况下，应当连续向用户供电，不得中断。因供电设施检修、依法限电或者用户违法用电等原因，需要中断供电时，供电企业应当按照国家有关规定事先通知用户。

用户对供电企业中断供电有异议的，可以向电力管理部门投诉；受理投诉的电力管理部门应当依法处理。

第三十条 因抢险救灾需要紧急供电时，供电企业必须尽速安排供电，所需供电工程费用和应付电费依照国家有关规定执行。

第三十一条 用户应当安装用电计量装置。用户使用的电力电量，以计量检定机构依法认可的用电计量装置的记录为准。

用户受电装置的设计、施工安装和运行管理，应当符合国家标准或者电力行业标准。

第三十二条 用户用电不得危害供电、用电安全和扰乱供电、用电秩序。

对危害供电、用电安全和扰乱供电、用电秩序的，供电企业有权制止。

第三十三条 供电企业应当按照国家核准的电价和用电计量装置的记录，向用户计收电费。

供电企业查电人员和抄表收费人员进入用户，进行用电安全检查或者抄表收费时，应当出示有关证件。

用户应当按照国家核准的电价和用电计量装置的记录，按时交纳电费；对供电企业查电人员和抄表收费人员依法履行职责，应当提供方便。

第三十四条 供电企业和用户应当遵守国家有关规定，采取有效措施，做好安全用电、节约用电和计划用电工作。

第五章 电价与电费

第三十五条 本法所称电价，是指电力生产企业的上网电价、电网间的互供电价、电网销售电价。

电价实行统一政策，统一定价原则，分级管理。

第三十六条 制定电价，应当合理补偿成本，合理确定收益，依法计入税金，坚持公平负担，促进电力建设。

第三十七条 上网电价实行同网同质同价。具体办法和实施步骤由国务院规定。

电力生产企业有特殊情况需另行制定上网电价的，具体办法由国务院规定。

第三十八条 跨省、自治区、直辖市电网和省级电网内的上网电价，由电力生产企业和电网经营企业协商提出方案，报国务院物价行政主管部门核准。

独立电网内的上网电价，由电力生产企业和电网经营企业协商提出方案，报

有管理权的物价行政主管部门核准。

地方投资的电力生产企业所生产的电力，属于在省内各地区形成独立电网的或者自发自用的，其电价可以由省、自治区、直辖市人民政府管理。

第三十九条 跨省、自治区、直辖市电网和独立电网之间、省级电网和独立电网之间的互供电价，由双方协商提出方案，报国务院物价行政主管部门或者其授权的部门核准。

独立电网与独立电网之间的互供电价，由双方协商提出方案，报有管理权的物价行政主管部门核准。

第四十条 跨省、自治区、直辖市电网和省级电网的销售电价，由电网经营企业提出方案，报国务院物价行政主管部门或者其授权的部门核准。

独立电网的销售电价，由电网经营企业提出方案，报有管理权的物价行政主管部门核准。

第四十一条 国家实行分类电价和分时电价。分类标准和分时办法由国务院确定。

对同一电网内的同一电压等级、同一用电类别的用户，执行相同的电价标准。

第四十二条 用户用电增容收费标准，由国务院物价行政主管部门会同国务院电力管理部门制定。

第四十三条 任何单位不得超越电价管理权限制定电价。供电企业不得擅自变更电价。

第四十四条 禁止任何单位和个人在电费中加收其他费用；但是，法律、行政法规另有规定的，按照规定执行。

地方集资办电在电费中加收费用的，由省、自治区、直辖市人民政府依照国务院有关规定制定办法。

禁止供电企业在收取电费时，代收其他费用。

第四十五条 电价的管理办法，由国务院依照本法的规定制定。

第六章 农村电力建设和农业用电

第四十六条 省、自治区、直辖市人民政府应当制定农村电气化发展规划，并将其纳入当地电力发展规划及国民经济和社会发展规划。

第四十七条 国家对农村电气化实行优惠政策，对少数民族地区、边远地区和贫困地区的农村电力建设给予重点扶持。

第四十八条 国家提倡农村开发水能资源，建设中、小型水电站，促进农村电气化。

国家鼓励和支持农村利用太阳能、风能、地热能、生物质能和其他能源进行农村电源建设，增加农村电力供应。

第四十九条 县级以上地方人民政府及其经济综合主管部门在安排用电指标时，应当保证农业和农村用电的适当比例，优先保证农村排涝、抗旱和农业季节性生产用电。

电力企业应当执行前款的用电安排，不得减少农业和农村用电指标。

第五十条 农业用电价格按照保本、微利的原则确定。

农民生活用电与当地城镇居民生活用电应当逐步实行相同的电价。

第五十一条 农业和农村用电管理办法，由国务院依照本法的规定制定。

第七章 电力设施保护

第五十二条 任何单位和个人不得危害发电设施、变电设施和电力线路设施及其有关辅助设施。

在电力设施周围进行爆破及其他可能危及电力设施安全的作业的，应当按照国务院有关电力设施保护的规定，经批准并采取确保电力设施安全的措施后，方可进行作业。

第五十三条 电力管理部门应当按照国务院有关电力设施保护的规定，对电力设施保护区设立标志。

任何单位和个人不得在依法划定的电力设施保护区内修建可能危及电力设施安全的建筑物、构筑物，不得种植可能危及电力设施安全的植物，不得堆放可能危及电力设施安全的物品。

在依法划定电力设施保护区前已经种植的植物妨碍电力设施安全的，应当修剪或者砍伐。

第五十四条 任何单位和个人需要在依法划定的电力设施保护区内进行可能危及电力设施安全的作业时，应当经电力管理部门批准并采取安全措施后，方可进行作业。

第五十五条 电力设施与公用工程、绿化工程和其他工程在新建、改建或者扩建中相互妨碍时，有关单位应当按照国家有关规定协商，达成协议后方可施工。

第八章 监督检查

第五十六条 电力管理部门依法对电力企业和用户执行电力法律、行政法规的情况进行监督检查。

第五十七条 电力管理部门根据工作需要，可以配备电力监督检查人员。

电力监督检查人员应当公正廉洁，秉公执法，熟悉电力法律、法规，掌握有关电力专业技术。

第五十八条 电力监督检查人员进行监督检查时，有权向电力企业或者用户了解有关执行电力法律、行政法规的情况，查阅有关资料，并有权进入现场进行检查。

电力企业和用户对执行监督检查任务的电力监督检查人员应当提供方便。

电力监督检查人员进行监督检查时，应当出示证件。

第九章 法律责任

第五十九条 电力企业或者用户违反供用电合同，给对方造成损失的，应当依法承担赔偿责任。

电力企业违反本法第二十八条、第二十九条第一款的规定，未保证供电质量或者未事先通知用户中断供电，给用户造成损失的，应当依法承担赔偿责任。

第六十条 因电力运行事故给用户或者第三人造成损害的，电力企业应当依法承担赔偿责任。

电力运行事故由下列原因之一造成的，电力企业不承担赔偿责任：

- （一）不可抗力；
- （二）用户自身的过错。

因用户或者第三人的过错给电力企业或者其他用户造成损害的，该用户或者第三人应当依法承担赔偿责任。

第六十一条 违反本法第十一条第二款的规定，非法占用变电设施用地、输电线路走廊或者电缆通道的，由县级以上地方人民政府责令限期改正；逾期不改正的，强制清除障碍。

第六十二条 违反本法第十四条规定，电力建设项目不符合电力发展规划、产业政策的，由电力管理部门责令停止建设。

违反本法第十四条规定，电力建设项目使用国家明令淘汰的电力设备和技术，由电力管理部门责令停止使用，没收国家明令淘汰的电力设备，并处五万元以下的罚款。

第六十三条 违反本法第二十五条规定，未经许可，从事供电或者变更供电营业区的，由电力管理部门责令改正，没收违法所得，可以并处违法所得五倍以下的罚款。

第六十四条 违反本法第二十六条、第二十九条规定，拒绝供电或者中断供电的，由电力管理部门责令改正，给予警告；情节严重的，对有关主管人员和直接责任人员给予行政处分。

第六十五条 违反本法第三十二条规定，危害供电、用电安全或者扰乱供电、用电秩序的，由电力管理部门责令改正，给予警告；情节严重或者拒绝改正的，可以中止供电，可以并处五万元以下的罚款。

第六十六条 违反本法第三十三条、第四十三条、第四十四条规定，未按照国家核准的电价和用电计量装置的记录向用户计收电费、超越权限制定电价或者在电费中加收其他费用的，由物价行政主管部门给予警告，责令退还违法收取的费用，可以并处违法收取费用五倍以下的罚款；情节严重的，对有关主管人员和直接责任人员给予行政处分。

第六十七条 违反本法第四十九条第二款规定，减少农业和农村用电指标的，由电力管理部门责令改正；情节严重的，对有关主管人员和直接责任人员给予行政处分；造成损失的，责令赔偿损失。

第六十八条 违反本法第五十二条第二款和第五十四条规定，未经批准或者未采取安全措施在电力设施周围或者在依法划定的电力设施保护区内进行作业，危及电力设施安全的，由电力管理部门责令停止作业、恢复原状并赔偿损失。

第六十九条 违反本法第五十三条规定，在依法划定的电力设施保护区内修建建筑物、构筑物或者种植植物、堆放物品，危及电力设施安全的，由当地人民政府责令强制拆除、砍伐或者清除。

第七十条 有下列行为之一，应当给予治安管理处罚的，由公安机关依照治安管理处罚法的有关规定予以处罚；构成犯罪的，依法追究刑事责任：

（一）阻碍电力建设或者电力设施抢修，致使电力建设或者电力设施抢修不能正常进行的；

（二）扰乱电力生产企业、变电所、电力调度机构和供电企业的秩序，致使生产、工作和营业不能正常进行的；

（三）殴打、公然侮辱履行职务的查电人员或者抄表收费人员的；

（四）拒绝、阻碍电力监督检查人员依法执行职务的。

第七十一条 盗窃电能的，由电力管理部门责令停止违法行为，追缴电费并处应交电费五倍以下的罚款；构成犯罪的，依照刑法有关规定追究刑事责任。

第七十二条 盗窃电力设施或者以其他方法破坏电力设施，危害公共安全的，依照刑法有关规定追究刑事责任。

第七十三条 电力管理部门的工作人员滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊，构成犯罪的，依法追究刑事责任；尚不构成犯罪的，依法给予行政处分。

第七十四条 电力企业职工违反规章制度、违章调度或者不服从调度指令，造成重大事故的，依照刑法有关规定追究刑事责任。

电力企业职工故意延误电力设施抢修或者抢险救灾供电，造成严重后果的，依照刑法有关规定追究刑事责任。

电力企业的管理人员和查电人员、抄表收费人员勒索用户、以电谋私，构成犯罪的，依法追究刑事责任；尚不构成犯罪的，依法给予行政处分。

第十章 附则

第七十五条 本法自 1996 年 4 月 1 日起施行。

中华人民共和国节约能源法（2018修正）

（1997年11月1日第八届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议通过 2007年10月28日第十届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议修订 根据2016年7月2日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议《关于修改〈中华人民共和国节约能源法〉等六部法律的决定》第一次修正 根据2018年10月26日第十三届全国人民代表大会常务委员会第六次会议《关于修改〈中华人民共和国野生动物保护法〉等十五部法律的决定》第二次修正）

第一章 总 则

第一条 为了推动全社会节约能源，提高能源利用效率，保护和改善环境，促进经济社会全面协调可持续发展，制定本法。

第二条 本法所称能源，是指煤炭、石油、天然气、生物质能和电力、热力以及其他直接或者通过加工、转换而取得有用能的各种资源。

第三条 本法所称节约能源（以下简称节能），是指加强用能管理，采取技术上可行、经济上合理以及环境和社会可以承受的措施，从能源生产到消费的各个环节，降低消耗、减少损失和污染物排放、制止浪费，有效、合理地利用能源。

第四条 节约资源是我国的基本国策。国家实施节约与开发并举、把节约放在首位的能源发展战略。

第五条 国务院和县级以上地方各级人民政府应当将节能工作纳入国民经济和社会发展规划、年度计划，并组织编制和实施节能中长期专项规划、年度节能计划。

国务院和县级以上地方各级人民政府每年向本级人民代表大会或者其常务委员会报告节能工作。

第六条 国家实行节能目标责任制和节能考核评价制度，将节能目标完成情况作为对地方人民政府及其负责人考核评价的内容。

省、自治区、直辖市人民政府每年向国务院报告节能目标责任的履行情况。

第七条 国家实行有利于节能和环境保护的产业政策，限制发展高耗能、高

污染行业，发展节能环保型产业。

国务院和省、自治区、直辖市人民政府应当加强节能工作，合理调整产业结构、企业结构、产品结构和能源消费结构，推动企业降低单位产值能耗和单位产品能耗，淘汰落后的生产能力，改进能源的开发、加工、转换、输送、储存和供应，提高能源利用效率。

国家鼓励、支持开发和利用新能源、可再生能源。

第八条 国家鼓励、支持节能科学技术的研究、开发、示范和推广，促进节能技术创新与进步。

国家开展节能宣传和教育，将节能知识纳入国民教育和培训体系，普及节能科学知识，增强全民的节能意识，提倡节约型的消费方式。

第九条 任何单位和个人都应当依法履行节能义务，有权检举浪费能源的行为。

新闻媒体应当宣传节能法律、法规和政策，发挥舆论监督作用。

第十条 国务院管理节能工作的部门主管全国的节能监督管理工作。国务院有关部门在各自的职责范围内负责节能监督管理工作，并接受国务院管理节能工作的部门的指导。

县级以上地方各级人民政府管理节能工作的部门负责本行政区域内的节能监督管理工作。县级以上地方各级人民政府有关部门在各自的职责范围内负责节能监督管理工作，并接受同级管理节能工作的部门的指导。

第二章 节能管理

第十一条 国务院和县级以上地方各级人民政府应当加强对节能工作的领导，部署、协调、监督、检查、推动节能工作。

第十二条 县级以上人民政府管理节能工作的部门和有关部门应当在各自的职责范围内，加强对节能法律、法规和节能标准执行情况的监督检查，依法查处违法用能行为。

履行节能监督管理职责不得向监督管理对象收取费用。

第十三条 国务院标准化主管部门和国务院有关部门依法组织制定并适时修订有关节能的国家标准、行业标准，建立健全节能标准体系。

国务院标准化主管部门会同国务院管理节能工作的部门和国务院有关部门制定强制性的用能产品、设备能源效率标准和生产过程中耗能高的产品的单位产品能耗限额标准。

国家鼓励企业制定严于国家标准、行业标准的企业节能标准。

省、自治区、直辖市制定严于强制性国家标准、行业标准的地方节能标准，由省、自治区、直辖市人民政府报经国务院批准；本法另有规定的除外。

第十四条 建筑节能的国家标准、行业标准由国务院建设主管部门组织制定，并依照法定程序发布。

省、自治区、直辖市人民政府建设主管部门可以根据本地实际情况，制定严于国家标准或者行业标准的地方建筑节能标准，并报国务院标准化主管部门和国务院建设主管部门备案。

第十五条 国家实行固定资产投资项目节能评估和审查制度。不符合强制性节能标准的项目，建设单位不得开工建设；已经建成的，不得投入生产、使用。政府投资项目不符合强制性节能标准的，依法负责项目审批的机关不得批准建设。具体办法由国务院管理节能工作的部门会同国务院有关部门制定。

第十六条 国家对落后的耗能过高的用能产品、设备和生产工艺实行淘汰制度。淘汰的用能产品、设备、生产工艺的目录和实施办法，由国务院管理节能工作的部门会同国务院有关部门制定并公布。

生产过程中耗能高的产品的生产单位，应当执行单位产品能耗限额标准。对超过单位产品能耗限额标准用能的生产单位，由管理节能工作的部门按照国务院规定的权限责令限期治理。

对高耗能的特种设备，按照国务院的规定实行节能审查和监管。

第十七条 禁止生产、进口、销售国家明令淘汰或者不符合强制性能能源效率标准的用能产品、设备；禁止使用国家明令淘汰的用能设备、生产工艺。

第十八条 国家对家用电器等使用面广、耗能量大的用能产品，实行能源效

率标识管理。实行能源效率标识管理的产品目录和实施办法，由国务院管理节能工作的部门会同国务院市场监督管理部门制定并公布。

第十九条 生产者和进口商应当对列入国家能源效率标识管理产品目录的用能产品标注能源效率标识，在产品包装物上或者说明书中予以说明，并按照规定报国务院市场监督管理部门和国务院管理节能工作的部门共同授权的机构备案。

生产者和进口商应当对其标注的能源效率标识及相关信息的准确性负责。禁止销售应当标注而未标注能源效率标识的产品。

禁止伪造、冒用能源效率标识或者利用能源效率标识进行虚假宣传。

第二十条 用能产品的生产者、销售者，可以根据自愿原则，按照国家有关节能产品认证的规定，向经国务院认证认可监督管理部门认可的从事节能产品认证的机构提出节能产品认证申请；经认证合格后，取得节能产品认证证书，可以在用能产品或者其包装物上使用节能产品认证标志。

禁止使用伪造的节能产品认证标志或者冒用节能产品认证标志。

第二十一条 县级以上各级人民政府统计部门应当会同同级有关部门，建立健全能源统计制度，完善能源统计指标体系，改进和规范能源统计方法，确保能源统计数据真实、完整。

国务院统计部门会同国务院管理节能工作的部门，定期向社会公布各省、自治区、直辖市以及主要耗能行业的能源消费和节能情况等信息。

第二十二条 国家鼓励节能服务机构的发展，支持节能服务机构开展节能咨询、设计、评估、检测、审计、认证等服务。

国家支持节能服务机构开展节能知识宣传和节能技术培训，提供节能信息、节能示范和其他公益性节能服务。

第二十三条 国家鼓励行业协会在行业节能规划、节能标准的制定和实施、节能技术推广、能源消费统计、节能宣传培训和信息咨询等方面发挥作用。

第三章 合理使用与节约能源

第一节 一般规定

第二十四条 用能单位应当按照合理用能的原则，加强节能管理，制定并实施节能计划和节能技术措施，降低能源消耗。

第二十五条 用能单位应当建立节能目标责任制，对节能工作取得成绩的集体、个人给予奖励。

第二十六条 用能单位应当定期开展节能教育和岗位节能培训。

第二十七条 用能单位应当加强能源计量管理，按照规定配备和使用经依法检定合格的能源计量器具。

用能单位应当建立能源消费统计和能源利用状况分析制度，对各类能源的消费实行分类计量和统计，并确保能源消费统计数据真实、完整。

第二十八条 能源生产经营单位不得向本单位职工无偿提供能源。任何单位不得对能源消费实行包费制。

第二节 工业节能

第二十九条 国务院和省、自治区、直辖市人民政府推进能源资源优化开发利用和合理配置，推进有利于节能的行业结构调整，优化用能结构和企业布局。

第三十条 国务院管理节能工作的部门会同国务院有关部门制定电力、钢铁、有色金属、建材、石油加工、化工、煤炭等主要耗能行业的节能技术政策，推动企业节能技术改造。

第三十一条 国家鼓励工业企业采用高效、节能的电动机、锅炉、窑炉、风机、泵类等设备，采用热电联产、余热余压利用、洁净煤以及先进的用能监测和控制等技术。

第三十二条 电网企业应当按照国务院有关部门制定的节能发电调度管理的规定，安排清洁、高效和符合规定的热电联产、利用余热余压发电的机组以及其他符合资源综合利用规定的发电机组与电网并网运行，上网电价执行国家有关规定。

第三十三条 禁止新建不符合国家规定的燃煤发电机组、燃油发电机组和燃煤热电机组。

第三节 建筑节能

第三十四条 国务院建设主管部门负责全国建筑节能的监督管理工作。

县级以上地方各级人民政府建设主管部门负责本行政区域内建筑节能的监督管理工作。

县级以上地方各级人民政府建设主管部门会同同级管理节能工作的部门编制本行政区域内的建筑节能规划。建筑节能规划应当包括既有建筑节能改造计划。

第三十五条 建筑工程的建设、设计、施工和监理单位应当遵守建筑节能标准。

不符合建筑节能标准的建筑工程，建设主管部门不得批准开工建设；已经开工建设的，应当责令停止施工、限期改正；已经建成的，不得销售或者使用。

建设主管部门应当加强对在建建筑工程执行建筑节能标准情况的监督检查。

第三十六条 房地产开发企业在销售房屋时，应当向购买人明示所售房屋的节能措施、保温工程保修期等信息，在房屋买卖合同、质量保证书和使用说明书中载明，并对其真实性、准确性负责。

第三十七条 使用空调采暖、制冷的公共建筑应当实行室内温度控制制度。具体办法由国务院建设主管部门制定。

第三十八条 国家采取措施，对实行集中供热的建筑分步骤实行供热分户计量、按照用热量收费的制度。新建建筑或者对既有建筑进行节能改造，应当按照规定安装用热计量装置、室内温度调控装置和供热系统调控装置。具体办法由国务院建设主管部门会同国务院有关部门制定。

第三十九条 县级以上地方各级人民政府有关部门应当加强城市节约用电管理，严格控制公用设施和大型建筑物装饰性景观照明的能耗。

第四十条 国家鼓励在新建建筑和既有建筑节能改造中使用新型墙体材料等节能建筑材料和节能设备，安装和使用太阳能等可再生能源利用系统。

第四节 交通运输节能

第四十一条 国务院有关交通运输主管部门按照各自的职责负责全国交通运输相关领域的节能监督管理工作。

国务院有关交通运输主管部门会同国务院管理节能工作的部门分别制定相关领域的节能规划。

第四十二条 国务院及其有关部门指导、促进各种交通运输方式协调发展和有效衔接，优化交通运输结构，建设节能型综合交通运输体系。

第四十三条 县级以上地方各级人民政府应当优先发展公共交通，加大对公共交通的投入，完善公共交通服务体系，鼓励利用公共交通工具出行；鼓励使用非机动车工具出行。

第四十四条 国务院有关交通运输主管部门应当加强交通运输组织管理，引导道路、水路、航空运输企业提高运输组织化程度和集约化水平，提高能源利用效率。

第四十五条 国家鼓励开发、生产、使用节能环保型汽车、摩托车、铁路机车车辆、船舶和其他交通运输工具，实行老旧交通运输工具的报废、更新制度。

国家鼓励开发和推广应用交通运输工具使用的清洁燃料、石油替代燃料。

第四十六条 国务院有关部门制定交通运输营运车船的燃料消耗量限值标准；不符合标准的，不得用于营运。

国务院有关交通运输主管部门应当加强对交通运输营运车船燃料消耗检测的监督管理。

第五节 公共机构节能

第四十七条 公共机构应当厉行节约，杜绝浪费，带头使用节能产品、设备，提高能源利用效率。

本法所称公共机构，是指全部或者部分使用财政性资金的国家机关、事业单位和团体组织。

第四十八条 国务院和县级以上地方各级人民政府管理机关事务工作的机构会同同级有关部门制定和组织实施本级公共机构节能规划。公共机构节能规划应当包括公共机构既有建筑节能改造计划。

第四十九条 公共机构应当制定年度节能目标和实施方案，加强能源消费计量和监测管理，向本级人民政府管理机关事务工作的机构报送上年度的能源消费

状况报告。

国务院和县级以上地方各级人民政府管理机关事务工作的机构会同同级有关部门按照管理权限，制定本级公共机构的能源消耗定额，财政部门根据该定额制定能源消耗支出标准。

第五十条 公共机构应当加强本单位用能系统管理，保证用能系统的运行符合国家相关标准。

公共机构应当按照规定进行能源审计，并根据能源审计结果采取提高能源利用效率的措施。

第五十一条 公共机构采购用能产品、设备，应当优先采购列入节能产品、设备政府采购名录中的产品、设备。禁止采购国家明令淘汰的用能产品、设备。

节能产品、设备政府采购名录由省级以上人民政府的政府采购监督管理部门会同同级有关部门制定并公布。

第六节 重点用能单位节能

第五十二条 国家加强对重点用能单位的节能管理。

下列用能单位为重点用能单位：

（一）年综合能源消费总量一万吨标准煤以上的用能单位；

（二）国务院有关部门或者省、自治区、直辖市人民政府管理节能工作的部门指定的年综合能源消费总量五千吨以上不满一万吨标准煤的用能单位。

重点用能单位节能管理办法，由国务院管理节能工作的部门会同国务院有关部门制定。

第五十三条 重点用能单位应当每年向管理节能工作的部门报送上年度的能源利用状况报告。能源利用状况包括能源消费情况、能源利用效率、节能目标完成情况和节能效益分析、节能措施等内容。

第五十四条 管理节能工作的部门应当对重点用能单位报送的能源利用状况报告进行审查。对节能管理制度不健全、节能措施不落实、能源利用效率低的重点用能单位，管理节能工作的部门应当开展现场调查，组织实施用能设备能源效率检测，责令实施能源审计，并提出书面整改要求，限期整改。

第五十五条 重点用能单位应当设立能源管理岗位，在具有节能专业知识、实际经验以及中级以上技术职称的人员中聘任能源管理负责人，并报管理节能工作的部门和有关部门备案。

能源管理负责人负责组织对本单位用能状况进行分析、评价，组织编写本单位能源利用状况报告，提出本单位节能工作的改进措施并组织实施。

能源管理负责人应当接受节能培训。

第四章 节能技术进步

第五十六条 国务院管理节能工作的部门会同国务院科技主管部门发布节能技术政策大纲，指导节能技术研究、开发和推广应用。

第五十七条 县级以上各级人民政府应当把节能技术研究开发作为政府科技投入的重点领域，支持科研单位和企业开展节能技术应用研究，制定节能标准，开发节能共性和关键技术，促进节能技术创新与成果转化。

第五十八条 国务院管理节能工作的部门会同国务院有关部门制定并公布节能技术、节能产品的推广目录，引导用能单位和个人使用先进的节能技术、节能产品。

国务院管理节能工作的部门会同国务院有关部门组织实施重大节能科研项目、节能示范项目、重点节能工程。

第五十九条 县级以上各级人民政府应当按照因地制宜、多能互补、综合利用、讲求效益的原则，加强农业和农村节能工作，增加对农业和农村节能技术、节能产品推广应用的资金投入。

农业、科技等有关主管部门应当支持、推广在农业生产、农产品加工储运等方面应用节能技术和节能产品，鼓励更新和淘汰高耗能的农业机械和渔业船舶。

国家鼓励、支持在农村大力发展沼气，推广生物质能、太阳能和风能等可再生能源利用技术，按照科学规划、有序开发的原则发展小型水力发电，推广节能型的农村住宅和炉灶等，鼓励利用非耕地种植能源植物，大力发展薪炭林等能源林。

第五章 激励措施

第六十条 中央财政和省级地方财政安排节能专项资金，支持节能技术研究开发、节能技术和产品的示范与推广、重点节能工程的实施、节能宣传培训、信息服务和表彰奖励等。

第六十一条 国家对生产、使用列入本法第五十八条规定的推广目录的需要支持的节能技术、节能产品，实行税收优惠等扶持政策。

国家通过财政补贴支持节能照明器具等节能产品的推广和使用。

第六十二条 国家实行有利于节约能源资源的税收政策，健全能源矿产资源有偿使用制度，促进能源资源的节约及其开采利用水平的提高。

第六十三条 国家运用税收等政策，鼓励先进节能技术、设备的进口，控制在生产过程中耗能高、污染重的产品的出口。

第六十四条 政府采购监督管理部门会同有关部门制定节能产品、设备政府采购名录，应当优先列入取得节能产品认证证书的产品、设备。

第六十五条 国家引导金融机构增加对节能项目的信贷支持，为符合条件的节能技术研究开发、节能产品生产以及节能技术改造等项目提供优惠贷款。

国家推动和引导社会有关方面加大对节能的资金投入，加快节能技术改造。

第六十六条 国家实行有利于节能的价格政策，引导用能单位和个人节能。

国家运用财税、价格等政策，支持推广电力需求侧管理、合同能源管理、节能自愿协议等节能办法。

国家实行峰谷分时电价、季节性电价、可中断负荷电价制度，鼓励电力用户合理调整用电负荷；对钢铁、有色金属、建材、化工和其他主要耗能行业的企业，分淘汰、限制、允许和鼓励类实行差别电价政策。

第六十七条 各级人民政府对在节能管理、节能科学研究和推广应用中有显著成绩以及检举严重浪费能源行为的单位和个人，给予表彰和奖励。

第六章 法律责任

第六十八条 负责审批政府投资项目的机关违反本法规定，对不符合强制性

节能标准的项目予以批准建设的，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员依法给予处分。

固定资产投资项目建设单位开工建设不符合强制性节能标准的项目或者将该项目投入生产、使用的，由管理节能工作的部门责令停止建设或者停止生产、使用，限期改造；不能改造或者逾期不改造的生产性项目，由管理节能工作的部门报请本级人民政府按照国务院规定的权限责令关闭。

第六十九条 生产、进口、销售国家明令淘汰的用能产品、设备的，使用伪造的节能产品认证标志或者冒用节能产品认证标志的，依照《中华人民共和国产品质量法》的规定处罚。

第七十条 生产、进口、销售不符合强制性能源效率标准的用能产品、设备的，由市场监督管理部门责令停止生产、进口、销售，没收违法生产、进口、销售的用能产品、设备和违法所得，并处违法所得一倍以上五倍以下罚款；情节严重的，吊销营业执照。

第七十一条 使用国家明令淘汰的用能设备或者生产工艺的，由管理节能工作的部门责令停止使用，没收国家明令淘汰的用能设备；情节严重的，可以由管理节能工作的部门提出意见，报请本级人民政府按照国务院规定的权限责令停业整顿或者关闭。

第七十二条 生产单位超过单位产品能耗限额标准用能，情节严重，经限期治理逾期不治理或者没有达到治理要求的，可以由管理节能工作的部门提出意见，报请本级人民政府按照国务院规定的权限责令停业整顿或者关闭。

第七十三条 违反本法规定，应当标注能源效率标识而未标注的，由市场监督管理部门责令改正，处三万元以上五万元以下罚款。

违反本法规定，未办理能源效率标识备案，或者使用的能源效率标识不符合规定的，由市场监督管理部门责令限期改正；逾期不改正的，处一万元以上三万元以下罚款。

伪造、冒用能源效率标识或者利用能源效率标识进行虚假宣传的，由市场监督管理部门责令改正，处五万元以上十万元以下罚款；情节严重的，吊销营业执

照。

第七十四条 用能单位未按照规定配备、使用能源计量器具的，由市场监督管理部门责令限期改正；逾期不改正的，处一万元以上五万元以下罚款。

第七十五条 瞒报、伪造、篡改能源统计资料或者编造虚假能源统计数据的，依照《中华人民共和国统计法》的规定处罚。

第七十六条 从事节能咨询、设计、评估、检测、审计、认证等服务的机构提供虚假信息的，由管理节能工作的部门责令改正，没收违法所得，并处五万元以上十万元以下罚款。

第七十七条 违反本法规定，无偿向本单位职工提供能源或者对能源消费实行包费制的，由管理节能工作的部门责令限期改正；逾期不改正的，处五万元以上二十万元以下罚款。

第七十八条 电网企业未按照本法规定安排符合规定的热电联产和利用余热余压发电的机组与电网并网运行，或者未执行国家有关上网电价规定的，由国家电力监管机构责令改正；造成发电企业经济损失的，依法承担赔偿责任。

第七十九条 建设单位违反建筑节能标准的，由建设主管部门责令改正，处二十万元以上五十万元以下罚款。

设计单位、施工单位、监理单位违反建筑节能标准的，由建设主管部门责令改正，处十万元以上五十万元以下罚款；情节严重的，由颁发资质证书的部门降低资质等级或者吊销资质证书；造成损失的，依法承担赔偿责任。

第八十条 房地产开发企业违反本法规定，在销售房屋时未向购买人明示所售房屋的节能措施、保温工程保修期等信息的，由建设主管部门责令限期改正，逾期不改正的，处三万元以上五万元以下罚款；对以上信息作虚假宣传的，由建设主管部门责令改正，处五万元以上二十万元以下罚款。

第八十一条 公共机构采购用能产品、设备，未优先采购列入节能产品、设备政府采购名录中的产品、设备，或者采购国家明令淘汰的用能产品、设备的，由政府采购监督管理部门给予警告，可以并处罚款；对直接负责的主管人员和其他直接责任人员依法给予处分，并予通报。

第八十二条 重点用能单位未按照本法规定报送能源利用状况报告或者报告内容不实的，由管理节能工作的部门责令限期改正；逾期不改正的，处一万元以上五万元以下罚款。

第八十三条 重点用能单位无正当理由拒不落实本法第五十四条规定的整改要求或者整改没有达到要求的，由管理节能工作的部门处十万元以上三十万元以下罚款。

第八十四条 重点用能单位未按照本法规定设立能源管理岗位，聘任能源管理负责人，并报管理节能工作的部门和有关部门备案的，由管理节能工作的部门责令改正；拒不改正的，处一万元以上三万元以下罚款。

第八十五条 违反本法规定，构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第八十六条 国家工作人员在节能管理工作中滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊，构成犯罪的，依法追究刑事责任；尚不构成犯罪的，依法给予处分。

第七章 附 则

第八十七条 本法自 2008 年 4 月 1 日起施行。

中华人民共和国可再生能源法（2009 修正）

（2005 年 2 月 28 日第十届全国人民代表大会常务委员会第十四次会议通过
根据 2009 年 12 月 26 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议《关于修改〈中华人民共和国可再生能源法〉的决定》修正）

第一章 总 则

第一条 为了促进可再生能源的开发利用，增加能源供应，改善能源结构，保障能源安全，保护环境，实现经济社会的可持续发展，制定本法。

第二条 本法所称可再生能源，是指风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源。

水力发电对本法的适用，由国务院能源主管部门规定，报国务院批准。

通过低效率炉灶直接燃烧方式利用秸秆、薪柴、粪便等，不适用本法。

第三条 本法适用于中华人民共和国领域和管辖的其他海域。

第四条 国家将可再生能源的开发利用列为能源发展的优先领域，通过制定可再生能源开发利用总量目标和采取相应措施，推动可再生能源市场的建立和发展。

国家鼓励各种所有制经济主体参与可再生能源的开发利用，依法保护可再生能源开发利用者的合法权益。

第五条 国务院能源主管部门对全国可再生能源的开发利用实施统一管理。国务院有关部门在各自的职责范围内负责有关的可再生能源开发利用管理工作。

县级以上地方人民政府管理能源工作的部门负责本行政区域内可再生能源开发利用的管理工作。县级以上地方人民政府有关部门在各自的职责范围内负责有关的可再生能源开发利用管理工作。

第二章 资源调查与发展规划

第六条 国务院能源主管部门负责组织和协调全国可再生能源资源的调查，

并会同国务院有关部门组织制定资源调查的技术规范。

国务院有关部门在各自的职责范围内负责相关可再生能源资源的调查，调查结果报国务院能源主管部门汇总。

可再生能源资源的调查结果应当公布；但是，国家规定需要保密的内容除外。

第七条 国务院能源主管部门根据全国能源需求与可再生能源资源实际状况，制定全国可再生能源开发利用中长期总量目标，报国务院批准后执行，并予公布。

国务院能源主管部门根据前款规定的总量目标和省、自治区、直辖市经济发展与可再生能源资源实际状况，会同省、自治区、直辖市人民政府确定各行政区域可再生能源开发利用中长期目标，并予公布。

第八条 国务院能源主管部门会同国务院有关部门，根据全国可再生能源开发利用中长期总量目标和可再生能源技术发展状况，编制全国可再生能源开发利用规划，报国务院批准后实施。

国务院有关部门应当制定有利于促进全国可再生能源开发利用中长期总量目标实现的相关规划。

省、自治区、直辖市人民政府管理能源工作的部门会同本级人民政府有关部门，依据全国可再生能源开发利用规划和本行政区域可再生能源开发利用中长期目标，编制本行政区域可再生能源开发利用规划，经本级人民政府批准后，报国务院能源主管部门和国家电力监管机构备案，并组织实施。

经批准的规划应当公布；但是，国家规定需要保密的内容除外。

经批准的规划需要修改的，须经原批准机关批准。

第九条 编制可再生能源开发利用规划，应当遵循因地制宜、统筹兼顾、合理布局、有序发展的原则，对风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等可再生能源的开发利用作出统筹安排。规划内容应当包括发展目标、主要任务、区域布局、重点项目、实施进度、配套电网建设、服务体系和保障措施等。

组织编制机关应当征求有关单位、专家和公众的意见，进行科学论证。

第三章 产业指导与技术支持

第十条 国务院能源主管部门根据全国可再生能源开发利用规划，制定、公布可再生能源产业发展指导目录。

第十一条 国务院标准化行政主管部门应当制定、公布国家可再生能源电力的并网技术标准和其他需要在全国范围内统一技术要求的有关可再生能源技术和产品的国家标准。

对前款规定的国家标准中未作规定的技术要求，国务院有关部门可以制定相关的行业标准，并报国务院标准化行政主管部门备案。

第十二条 国家将可再生能源开发利用的科学研究和产业化发展列为科技发展与高技术产业发展的优先领域，纳入国家科技发展规划和高技术产业发展规划，并安排资金支持可再生能源开发利用的科学研究、应用示范和产业化发展，促进可再生能源开发利用的技术进步，降低可再生能源产品的生产成本，提高产品质量。

国务院教育行政部门应当将可再生能源知识和技术纳入普通教育、职业教育课程。

第四章 推广与应用

第十三条 国家鼓励和支持可再生能源并网发电。

建设可再生能源并网发电项目，应当依照法律和国务院的规定取得行政许可或者报送备案。

建设应当取得行政许可的可再生能源并网发电项目，有多人申请同一项目许可的，应当依法通过招标确定被许可人。

第十四条 国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度。

国务院能源主管部门会同国家电力监管机构和国务院财政部门，按照全国可再生能源开发利用规划，确定在规划期内应当达到的可再生能源发电量占全部发电量的比重，制定电网企业优先调度和全额收购可再生能源发电的具体办法，并由国务院能源主管部门会同国家电力监管机构在年度中督促落实。

电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设，依法取得行政许可或者

报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量。发电企业有义务配合电网企业保障电网安全。

电网企业应当加强电网建设，扩大可再生能源电力配置范围，发展和应用智能电网、储能等技术，完善电网运行管理，提高吸纳可再生能源电力的能力，为可再生能源发电提供上网服务。

第十五条 国家扶持在电网未覆盖的地区建设可再生能源独立电力系统，为当地生产和生活提供电力服务。

第十六条 国家鼓励清洁、高效地开发利用生物质燃料，鼓励发展能源作物。

利用生物质资源生产的燃气和热力，符合城市燃气管网、热力管网的入网技术标准的，经营燃气管网、热力管网的企业应当接收其入网。

国家鼓励生产和利用生物液体燃料。石油销售企业应当按照国务院能源主管部门或者省级人民政府的规定，将符合国家标准的生物液体燃料纳入其燃料销售体系。

第十七条 国家鼓励单位和个人安装和使用太阳能热水系统、太阳能供热采暖和制冷系统、太阳能光伏发电系统等太阳能利用系统。

国务院建设行政主管部门会同国务院有关部门制定太阳能利用系统与建筑结合的技术经济政策和技术规范。

房地产开发企业应当根据前款规定的技术规范，在建筑物的设计和施工中，为太阳能利用提供必备条件。

对已建成的建筑物，住户可以在不影响其质量与安全的前提下安装符合技术规范和产品标准的太阳能利用系统；但是，当事人另有约定的除外。

第十八条 国家鼓励和支持农村地区的可再生能源开发利用。

县级以上地方人民政府管理能源工作的部门会同有关部门，根据当地经济社会发展、生态保护和卫生综合治理需要等实际情况，制定农村地区可再生能源发展规划，因地制宜地推广应用沼气等生物质资源转化、户用太阳能、小型风能、小型水能等技术。

县级以上人民政府应当对农村地区的可再生能源利用项目提供财政支持。

第五章 价格管理与费用补偿

第十九条 可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整。上网电价应当公布。

依照本法第十三条第三款规定实行招标的可再生能源发电项目的上网电价，按照中标确定的价格执行；但是，不得高于依照前款规定确定的同类可再生能源发电项目的上网电价水平。

第二十条 电网企业依照本法第十九条规定确定的上网电价收购可再生能源电量所发生的费用，高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额，由在全国范围对销售电量征收可再生能源电价附加补偿。

第二十一条 电网企业为收购可再生能源电量而支付的合理的接网费用以及其他合理的相关费用，可以计入电网企业输电成本，并从销售电价中回收。

第二十二条 国家投资或者补贴建设的公共可再生能源独立电力系统的销售电价，执行同一地区分类销售电价，其合理的运行和管理费用超出销售电价的部分，依照本法第二十条的规定补偿。

第二十三条 进入城市管网的可再生能源热力和燃气的价格，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则，根据价格管理权限确定。

第六章 经济激励与监督措施

第二十四条 国家财政设立可再生能源发展基金，资金来源包括国家财政年度安排的专项资金和依法征收的可再生能源电价附加收入等。

可再生能源发展基金用于补偿本法第二十条、第二十二条规定的差额费用，并用于支持以下事项：

- (一) 可再生能源开发利用的科学技术研究、标准制定和示范工程；

- （二）农村、牧区的可再生能源利用项目；
- （三）偏远地区和海岛可再生能源独立电力系统建设；
- （四）可再生能源的资源勘查、评价和相关信息系统建设；
- （五）促进可再生能源开发利用设备的本地化生产。

本法第二十一条规定的接网费用以及其他相关费用，电网企业不能通过销售电价回收的，可以申请可再生能源发展基金补助。

可再生能源发展基金征收使用管理的具体办法，由国务院财政部门会同国务院能源、价格主管部门制定。

第二十五条 对列入国家可再生能源产业发展指导目录、符合信贷条件的可再生能源开发利用项目，金融机构可以提供有财政贴息的优惠贷款。

第二十六条 国家对列入可再生能源产业发展指导目录的项目给予税收优惠。具体办法由国务院规定。

第二十七条 电力企业应当真实、完整地记载和保存可再生能源发电的有关资料，并接受电力监管机构的检查和监督。

电力监管机构进行检查时，应当依照规定的程序进行，并为被检查单位保守商业秘密和其他秘密。

第七章 法律责任

第二十八条 国务院能源主管部门和县级以上地方人民政府管理能源工作的部门和其他有关部门在可再生能源开发利用监督管理工作中，违反本法规定，有下列行为之一的，由本级人民政府或者上级人民政府有关部门责令改正，对负有责任的主管人员和其他直接责任人员依法给予行政处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任：

- （一）不依法作出行政许可决定的；
- （二）发现违法行为不予查处的；
- （三）有不依法，履行监督管理职责的其他行为的。

第二十九条 违反本法第十四条规定，电网企业未按照规定完成收购可再生

能源电量，造成可再生能源发电企业经济损失的，应当承担赔偿责任，并由国家电力监管机构责令限期改正；拒不改正的，处以可再生能源发电企业经济损失额一倍以下的罚款。

第三十条 违反本法第十六条第二款规定，经营燃气管网、热力管网，的企业不准许符合入网技术标准的燃气、热力入网，造成燃气、热力生产企业经济损失的，应当承担赔偿责任，并由省级人民政府管理能源工作的部门责令限期改正；拒不改正的，处以燃气、热力生产企业经济损失额一倍以下的罚款。

第三十一条 违反本法第十六条第三款规定，石油销售企业未按照规定将符合国家标准的生物液体燃料纳入其燃料销售体系，造成生物液体燃料生产企业经济损失的，应当承担赔偿责任，并由国务院能源主管部门或者省级人民政府管理能源工作的部门责令限期改正；拒不改正的，处以生物液体燃料生产企业经济损失额一倍以下的罚款。

第八章 附 则

第三十二条 本法中下列用语的含义：

（一）生物质能，是指利用自然界的植物、粪便以及城乡有机废物转化成的能源。

（二）可再生能源独立电力系统，是指不与电网连接的单独运行的可再生能源电力系统。

（三）能源作物，是指经专门种植，用以提供能源原料的草本和木本植物。

（四）生物液体燃料，是指利用生物质资源生产的甲醇、乙醇和生物柴油等液体燃料。

第三十三条 本法自 2006 年 1 月 1 日起施行。

中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见

（中发〔2015〕9号 2015年3月15日）

为贯彻落实党的十八大和十八届三中、四中全会精神及中央财经领导小组第六次会议，国家能源委员会第一次会议精神，进一步深化电力体制改革，解决制约电力行业科学发展的突出矛盾和深层次问题，促进电力行业又好又快发展，推动结构转型和产业升级，现提出以下意见。

一、电力体制改革的重要性和紧迫性

自2002年电力体制改革实施以来，在党中央、国务院领导下，电力行业突破了独家办电的体制束缚，从根本上改变了指令性计划体制和政企不分、厂网不分等问题，初步形成了电力市场主体多元化竞争格局。

一是促进了电力行业快速发展。2014年全国发电装机容量达到13.6亿千瓦，发电量达到5.5万亿千瓦时，电网220千伏及以上线路回路长度达到57.2万千米，220千伏及以上变电容量达到30.3亿千伏安，电网规模和发电能力位列世界第一。二是提高了电力普遍服务水平。通过农网改造和农电管理体制等工作，农村电力供应能力和管理水平明显提升，农村供电可靠性显著增强，基本实现城乡用电同网同价，无电人口用电问题基本得到了解决。三是初步形成了多元化市场体系。在发电方面，组建了多层面、多种所有制、多区域的发电企业；在电网方面，除国家电网和南方电网，组建了内蒙古电网等地方电网企业；在辅业方面，组建了中国电建、中国能建两家设计施工一体化的企业。四是电价形成机制逐步完善。在发电环节实现了发电上网标杆价，在输配环节逐步核定了大部分省的输配电价，在销售环节相继出台差别电价和惩罚性电价、居民阶梯电价等政策。五是积极探索了电力市场化交易和监管。相继开展了竞价上网、大用户与发电企业直接交易、发电权交易、跨省区电能交易等方面的试点和探索，电力市场化交易取得重要进展，电力监管积累了重要经验。

同时，电力行业发展还面临一些亟需通过改革解决的问题，主要有：

一是交易机制缺失，资源利用效率不高。售电侧有效竞争机制尚未建立，发电企业和用户之间市场交易有限，市场配置资源的决定性作用难以发挥。节能高效环保机组不能充分利用，弃水、弃风、弃光现象时有发生，个别地区窝电和缺电并存。二是价格关系没有理顺，市场化定价机制尚未完全形成。现行电价管理仍以政府定价为主，电价调整往往滞后成本变化，难以及时并合理反映用电成本、市场供求状况、资源稀缺程度和环境保护支出。三是政府职能转变不到位，各类规划协调机制不完善。各类专项发展规划之间、电力规划的实际执行与规划偏差过大。四是发展机制不健全，新能源和可再生能源开发利用面临困难。光伏发电等新能源产业设备制造产能和建设、运营、消费需求不匹配，没有形成研发、生产、利用相互促进的良性循环，可再生能源和可再生能源发电无歧视、无障碍上网问题未得到有效解决。五是立法修法工作相对滞后，制约电力市场化和健康发展。现有的一些电力法律法规已经不能适应发展的现实需要，有的配套改革政策迟迟不能出台，亟待修订有关法律、法规、政策、标准，为电力行业发展提供依据。

深化电力体制改革是一项紧迫的任务，事关我国能源安全和社会经济发展全局。党的十八届三中全会提出，国有资本继续控股经营的垄断行业，实行以政企分开、政资分开、特许经营、政府监管为主要内容的改革。《中央全面深化改革领导小组 2014 年工作要点》《国务院转批发展改革委关于 2014 年深化经济体制改革重点任务意见的通知》对深化电力体制改革提出了新使命、新要求。社会各界对加快电力体制改革的呼声也越来越高，推进改革的社会诉求和共识都在增加，具备了宽松的外部环境和扎实的工作基础。

二、深化电力体制改革的总体思路和基本原则

（一）总体思路

深化电力体制改革的指导思想和总体目标是：坚持社会主义市场经济改革方向，从我国国情出发，坚持清洁、高效、安全、可持续发展，全面实施国家能源战略，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，形成主要由市场决定能源价格的机制，转变政府对能源的监管方式，建立健全能源法制体系，为建立现代能源

体系、保障国家能源安全营造良好的制度环境，充分考虑各方面诉求和电力工业发展规律，兼顾改到位和保稳定。通过改革，建立健全电力行业“有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、价格合理、监管有效”的市场体制，努力降低电力成本、理顺价格形成机制，逐步打破垄断、有序放开竞争性业务，实现供应多元化，调整产业结构，提升技术水平、控制能源消费总量，提高能源利用效率、提高安全可靠，促进公平竞争、促进节能环保。

深化电力体制改革的重点和路径是：在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本开放配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；推进交易机构相对独立，规范运行；继续深化对区域电网建设和适合我国国情的输配体制研究；进一步强化政府监管，进一步强化电力统筹规划，进一步强化电力安全高效运行和可靠供应。

（二）基本原则

坚持安全可靠。体制机制设计要遵循电力商品的实时性、无形性、供求波动性和同质化等技术经济规律，保障电能的生产、输送和使用动态平衡，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，提高电力安全可靠水平。

坚持市场化改革。区分竞争性和垄断性环节，在发电侧和售电侧开展有效竞争，培育独立的市场主体，着力构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，形成适应市场要求的电价机制，激发企业内在活力，使市场在资源配置中起决定性作用。

坚持保障民生。结合我国国情和电力行业发展现状，充分考虑企业和社会承受能力，保障基本公共服务的供给。妥善处理交叉补贴问题，完善阶梯价格机制，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电价格相对平稳，切实保障民生。

坚持节能减排。从实施国家安全战略全局出发，积极开展电力需求侧管理和能效管理，完善有序用电和节约用电制度，促进经济结构调整、节能减排和产业升级。强化能源领域科技创新，推动电力行业发展方式转变和能源结构优化，提

高发展质量和效率，提高可再生能源发电和分布式能源系统发电在电力供应中的比例。

坚持科学监管。更好发挥政府作用，政府管理重点放在加强发展战略、规划、政策、标准等的制定实施，加强市场监管。完善电力监管机构、措施和手段，改进政府监管方法，提高对技术、安全、交易、运行等的科学监管水平。

三、近期推进电力体制改革的重点任务

（一）有序推进电价改革，理顺电价形成机制

1. 单独核定输配电价。政府定价的范围主要限定在重要公用事业、公益性服务和网络自然垄断环节。政府主要核定输配电价，并向社会公布，接受社会监督。输配电价逐步过渡到按“准许成本加合理收益”原则，分电压等级核定。用户或售电主体按照其接入的电网电压等级所对应的输配电价支付费用。

2. 分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成。放开竞争性环节电力价格，把输配电价与发售电价在形成机制上分开。合理确定生物质发电补贴标准。参与电力市场交易的发电企业上网电价由用户或售电主体与发电企业通过协商、市场竞价等方式自主确定。参与电力市场交易的用户购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损）、政府性基金三部分组成。其他没有参与直接交易和竞价交易的上网电量，以及居民、农业、重要公用事业和公益性服务用电，继续执行政府定价。

3. 妥善处理电价交叉补贴。结合电价改革进程，配套改革不同种类电价之间的交叉补贴。过渡期间，由电网企业申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，通过输配电价回收。

（二）推进电力交易体制改革，完善市场化交易机制

4. 规范市场主体准入标准。按照接入电压等级，能耗水平、排放水平、产业政策以及区域差别化政策等确定并公布可参与直接交易的发电企业、售电主体和用户准入标准。按电压等级分期分批放开用户参与直接交易，参与直接交易企业的单位能耗、环保排放均应达到国家标准，不符合国家产业政策以及产品和工艺属于淘汰类的企业不得参与直接交易。进一步完善和创新制度，支持环保高效

特别是超低排放机组通过直接交易和科学调度多发电。准入标准确定后，升级政府按年公布当地符合标准的发电企业和售电主体目录，对用户目录实施动态监管，进入目录的发电企业、售电主体和用户可自愿到交易机构注册成为市场主体。

5. 引导市场主体开展多方直接交易。有序探索对符合标准的发电企业、售电主体和用户赋予自主选择权，确定交易对象、电量和价格，按照国家规定的输配电价向电网企业支付相应的过网费，直接洽谈合同，实现多方直接交易，短期和即时交易通过调度和交易机构实现，为工商业企业等各类用户提供更加经济、优质的电力保障。

6. 鼓励建立长期稳定的交易机制。构建体现市场主体意愿、长期稳定的双边市场模式，任何部门和单位不得干预市场主体的合法交易行为。直接交易双方通过自主协商决定交易事项，依法依规签订电网企业参与的三方合同。鼓励用户与发电企业之间签订长期稳定的合同，建立并完善实现合同调整及偏差电量处理的交易平衡机制。

7. 建立辅助服务分担共享新机制。适应电网调峰、调频、调压和用户可中断负荷等辅助服务新要求，完善并网发电企业辅助服务考核新机制和补偿机制。根据电网可靠性和服务质量，按照谁受益、谁承担的原则，建立用户参与的服务分担共享机制。用户可以结合自身负荷特性，自愿选择与发电企业或电网企业签订保供电协议、可中断负荷协议等合同，约定各自的服务权利与义务，承担必要的辅助服务费用，或按照贡献获得相应的经济补偿。

8. 完善跨省跨区电力交易机制。按照国家能源战略和经济、节能、环保、安全的原则，采取中长期交易为主、临时交易为补充的交易模式，推进跨省跨区电力市场化交易，促进电力资源在更大范围优化配置。鼓励具备条件的区域在政府指导下建立规范的跨省跨区电力市场交易机制，促使电力富余地区更好地向缺电地区输送电力，充分发挥市场配置资源、调剂余缺的作用。积极开展跨省跨区辅助服务交易。待时机成熟时，探索开展电力期货和电力场外衍生品交易，为发电企业、售电主体和用户提供远期价格基准和风险管理手段。

（三）建立相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台

9. 遵循市场经济规律和电力技术特性定位电网企业功能。改变电网企业集电力输送、电力统购统销、调度交易为一体的状况，电网企业主要从事电网投资运行、电力传输配送，负责电网系统安全，保障电网公平无歧视开放，按国家规定履行电力普遍服务义务。继续完善主辅分离。

10. 改革和规范电网企业运营模式。电网企业不再以上网电价和销售电价价差作为收入来源，按照政府核定的输配电价收取过网费。确保电网企业稳定的收入来源和收益水平。规范电网企业投资和资产管理行为。

11. 组建和规范运行电力交易机构。将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，实现交易机构相对独立运行。电力交易机构按照政府批准的章程和规则为电力市场交易提供服务。相关政府部门依据职责对电力交易机构实施有效监管。

12. 完善电力交易机构的市场功能。电力交易机构主要负责市场交易平台的建设、运营和管理，负责市场交易组织，提供结算依据和服务，汇总用户与发电企业自主签订的双边合同，负责市场主体的注册和相应管理，披露和发布市场信息等。

（四）推进发用电计划改革，更多发挥市场机制的作用

13. 有序缩减发用电计划。根据市场发育程度，直接交易的电量和容量不再纳入发用电计划。鼓励新增工业用户和新核准的发电机组积极参与电力市场交易，其电量尽快实现以市场交易为主。

14. 完善政府公益性调节性服务功能。政府保留必要的公益性调节性发用电计划，以确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电，确保维护电网调峰调频和安全运行，确保可再生能源发电依照规划保障性收购。积极开展电力需求侧管理和能效管理，通过运用现代信息技术、培育电能服务、实施需求响应等，促进供需平衡和节能减排。加强老少边穷地区电力供应保障，确保无电人口用电全覆盖。

15. 进一步提升以需求侧管理为主的供需平衡保障水平。政府有关部门要按照市场化的方向，从需求侧和供应侧两方面入手，搞好电力电量整体平衡。提高

电力供应的安全可靠水平。常态化、精细化开展有序用电工作，有效保障供需紧张下居民等重点用电需求不受影响。加强电力应急能力建设，提升应急响应水平，确保紧急状态下社会秩序稳定。

（五）稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开售电业务

16. 鼓励社会资本投资配电业务。按照有利于促进配电网建设发展和提高配电运营效率的要求，探索社会资本投资配电业务的有效途径。逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。

17. 建立市场主体准入和退出机制。根据开放售电侧市场的要求和各地实际情况，科学界定符合技术、安全、环保、节能和社会责任要求的售电主体条件。明确售电主体的市场准入、退出规则，加强监管，切实保障各相关方的合法权益。电网企业应无歧视地向售电主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务，按约定履行保底供应商义务，确保无议价能力用户也有电可用。

18. 多途径培育市场主体。允许符合条件的高新产业园区或经济技术开发区，组建售电主体直接购电；鼓励社会资本投资成立售电主体，允许其从发电企业购买电量向用户销售；允许拥有分布式电源的用户或微网系统参与电力交易；鼓励供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务；允许符合条件的发电企业投资和组建售电主体进入售电市场，从事售电业务。

19. 赋予市场主体相应的权责。售电主体可以采取多种方式通过电力市场购电，包括向发电企业购电、通过集中竞价购电、向其他售电商购电等。售电主体、用户、其他相关方依法签订合同，明确相应的权利义务，约定交易、服务、收费、结算等事项。鼓励售电主体创新服务，向用户提供包括合同能源管理、综合节能和用能咨询等增值服务。各种电力生产方式都要严格按照国家有关规定承担电力基金、政策性交叉补贴、普遍服务、社会责任等义务。

（六）开放电网公平接入，建立分布式电源发展新机制

20. 积极发展分布式电源。分布式电源主要采用“自发自用、余量上网、电网调节”的运营模式，在确保安全的前提下，积极发展融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术，提高系统消纳能力和能源利用效率。

21. 完善并网运行服务。加快修订和完善接入电网的技术标准、工程规范和相关管理办法，支持新能源、可再生能源、节能降耗和资源综合利用机组上网，积极推进新能源和可再生能源发电与其他电源、电网的有效衔接，依照规划认真落实可再生能源发电保障性收购制度，解决好无歧视、无障碍上网问题。加快制定完善新能源和可再生能源研发、制造、组装、并网、维护、改造等环节的国家技术标准。

22. 加强和规范自备电厂监督管理。规范自备电厂准入标准，自备电厂的建设和运行应符合国家能源产业政策和电力规划布局要求，严格执行国家节能和环保排放标准，公平承担社会责任，履行相应的调峰义务。拥有自备电厂的企业应按规定承担与自备电厂产业政策相符合的政府性基金、政策性交叉补贴和系统备用费。完善和规范余热、余压、余气、瓦斯抽排等资源综合利用类自备电厂支持政策。规范现有自备电厂成为合格市场主体，允许在公平承担发电企业社会责任的条件下参与电力市场交易。

23. 全面放开用户侧分布式电源市场。积极开展分布式电源项目的各类试点和示范。放开用户侧分布式电源建设，支持企业、机构、社区和家庭根据各自条件，因地制宜投资建设太阳能、风能、生物质能发电以及燃气“热电冷”联产等各类分布式电源，准许接入各电压等级的配电网络和终端用电系统。鼓励专业化能源服务公司与用户合作或以“合同能源管理”模式建设分布式电源。

（七）加强电力统筹规划和科学监管，提高电力安全可靠水平

24. 切实加强电力行业特别是电网的统筹规划。政府有关部门要认真履行电力规划职责，优化电源与电网布局，加强电力规划与电源等规划之间、全国电力规划与地方性电力规划之间的有效衔接。提升规划的覆盖面、权威性和科学性，增强规划的透明度和公众参与度，各种电源建设和电网布局要严格规划有序组织实施。电力规划应充分考虑资源环境承载力，依法开展规划的环境影响评价。规划经法定程序审核后，要向社会公开。建立规划实施检查、监督、评估、考核工作机制，保障电力规划的有效执行。

25. 切实加强电力行业及相关领域科学监督。完善电力监管组织体系，创新

监管措施和手段，有效开展电力交易、调度、供电服务和安全监管，加强电网公平接入、电网投资行为、成本及投资运行效率监管，切实保障新能源并网接入，促进节能减排，保障居民供电和电网安全可靠运行。加强和完善行业协会自律、协调、监督、服务的功能，充分发挥其在政府、用户和企业之间的桥梁纽带作用。

26. 减少和规范电力行业的行政审批。进一步转变政府职能、简政放权，取消、下放电力项目审批权限，有效落实规划，明确审核条件和标准，规范简化审批程序，完善市场规划，保障电力发展战略、政策和标准有效落实。

27. 建立健全市场主体信用体系。加强市场主体诚信建设，规范市场秩序。有关部门要建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录，将其纳入统一的信用信息平台，使各类企业的信用状况透明、可追溯、可核查。加大监管力度，对企业和个人的违法失信行为予以公开，违法失信行为严重且影响电力安全的，要实行严格的行业禁入措施。

28. 抓紧修订电力法律法规。根据改革总体要求和进程，抓紧完成电力法的修订及相关行政法规的研究起草工作，充分发挥立法对改革的引导、推动、规范、保障作用。加强电力依法行政。加大可再生能源法的实施力度。加快能源监管法规制定工作，适应依法监管、有效监管的要求，及时制定和修订其他相关法律、法规、规章。

四、加强电力体制改革工作的组织实施

电力体制改革工作关系经济发展、群众生活和社会稳定，要加强组织领导，按照整体设计、重点突破、分步实施、有序推进、试点先行的要求，调动各方面的积极性，确保改革规范有序、稳妥推进。

（一）加强组织协调。完善电力体制改革工作小组机制，制定切实可行的专项改革工作方案及相关配套措施，进一步明确职责分工，明确中央、地方、企业的责任，确保电力体制改革工作顺利推进。

（二）积极营造氛围。加强与新闻媒体的沟通协调，加大对电力体制改革的宣传报道，在全社会形成推进电力体制改革的浓厚氛围，加强改革工作的沟通协调，充分调动各方积极性，凝聚共识、形成工作合力。

（三）稳妥有序推进。电力体制改革是一项系统性工程，要在各方共识的基础上有序、有效、稳妥推进。逐步扩大输配电价改革试点范围。对售电侧改革、组建相对独立运行的电力交易机构等重大改革事项，可以先进行试点，在总结试点经验和修改完善相关法律法规的基础上再全面推开。

国家发展改革委、国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知

（发改经体〔2015〕2752号）

各省、自治区、直辖市人民政府，新疆生产建设兵团：

为贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号），推进电力体制改革实施工作，经报请国务院同意，现将国家发展改革委、国家能源局和中央编办、工业和信息化部、财政部、环境保护部、水利部、国资委、法制办等部门制定，并经经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）审议通过的6个电力体制改革配套文件，印发给你们，请按照执行。

- 附件：1.《关于推进输配电价改革的实施意见》
2.《关于推进电力市场建设的实施意见》
3.《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》
4.《关于有序放开发用电计划的实施意见》
5.《关于推进售电侧改革的实施意见》
6.《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》

国家发展改革委

国家能源局

2015年11月26日

附件 1

关于推进输配电价改革的实施意见

为贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）有关要求，理顺电价形成机制，现就推进输配电价改革提出以下意见。

一、总体目标

建立规则明晰、水平合理、监管有力、科学透明的独立输配电价体系，形成保障电网安全运行、满足电力市场需要的输配电价形成机制。还原电力商品属性，按照“准许成本加合理收益”原则，核定电网企业准许总收入和分电压等级输配电价，明确政府性基金和交叉补贴，并向社会公布，接受社会监督。健全对电网企业的约束和激励机制，促进电网企业改进管理，降低成本，提高效率。

二、基本原则

试点先行，积极稳妥。输配电资产庞大，关系复杂，历史遗留的问题很多，各地情况千差万别，要坚持试点先行、积极稳妥的原则，在条件相对较好、矛盾相对较小、地方政府支持的地区先行开展试点，认真总结试点经验，逐步扩大试点范围，确保改革平稳推进。

统一原则，因地制宜。输配电价改革要遵循中发〔2015〕9号文件要求，在国家统一指导下进行，按照“准许成本加合理收益”原则，核定电网企业准许总收入和各电压等级输配电价，改变对电网企业的监管方式。同时，考虑到各地区实际情况，允许在输配电价核定的相关参数、总收入监管方式等方面适当体现地区特点。

完善制度，健全机制。电价改革，要制度先行。需要制订和完善输配电成本监审、价格管理办法，建立健全对电网企业的激励和约束机制，制度和办法要明确、具体、可操作。

突出重点，着眼长远。输配电价改革的重点是改革和规范电网企业运营模式。电网企业按照政府核定的输配电价收取过网费，不再以上网电价和销售电价价差作为主要收入来源。在输配电价核定过程中，既要满足电网正常合理的投资需要，保证电网企业稳定的收入来源和收益水平，又要加强成本约束，对输配电成本进行严格监审，促进企业加强管理，降低成本，提高效率。在研究制定具体试点方案时，要着眼长远，为未来解决问题适当留有余地。

三、主要措施

（一）逐步扩大输配电价改革试点范围。在深圳市、内蒙古西部率先开展

输配电价改革试点的基础上，将安徽、湖北、宁夏、云南、贵州省（区）列入先期输配电价改革试点范围，按“准许成本加合理收益”原则核定电网企业准许总收入和输配电价。凡开展电力体制改革综合试点的地区，直接列入输配电价改革试点范围。鼓励具备条件的其他地区开展试点，尽快覆盖到全国。

输配电价改革试点工作主要可分为调研摸底、制定试点方案、开展成本监审、核定电网准许收入和输配电价四个阶段。鼓励试点地区在遵循中发〔2015〕9号文件明确的基本原则基础上，根据本地实际情况和市场需求，积极探索，勇于创新，提出针对性强、可操作性强的试点方案。试点方案不搞一刀切，允许在输配电价核定的相关参数、价格调整周期、总收入监管方式等方面适当体现地区特点。

（二）认真开展输配电价测算工作。各地要按照国家发展改革委和国家能源局联合下发的《输配电定价成本监审办法》（发改价格〔2015〕1347号），扎实做好成本监审和成本调查工作。

其中，国家发展改革委统一组织对各试点地区开展输配电定价成本监审。各试点地区要配合做好成本监审具体工作，严格核减不相关、不合理的投资和成本费用。非试点地区同步开展成本调查，全面调查摸清电网输配电资产、成本和企业效益情况。在此基础上，以有效资产为基础测算电网准许总收入和分电压等级输配电价。试点地区建立平衡账户，实施总收入监管与价格水平监管。

非试点地区研究测算电网各电压等级输配电价，为全面推进电价改革做好前期准备工作。

（三）分类推进交叉补贴改革。结合电价改革进程，配套改革不同类型电价之间的交叉补贴，逐步减少工商业内部交叉补贴，妥善处理居民、农业用户交叉补贴。过渡期间，由电网企业申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，经政府价格主管部门审核后通过输配电价回收；输配电价改革后，根据电网各电压等级的资产、费用、电量、线损率等情况核定分电压等级输配电价，测算并单列居民、农业等享受的交叉补贴以及工商业用户承担的交叉补贴。鼓励试点地区积极探索，采取多种措施保障交叉补贴资金来源。各地全部完成交叉补贴测算和核定工

作后，统一研究提出妥善处理交叉补贴的政策措施。

（四）明确过渡时期电力直接交易的输配电价政策。已制定输配电价的地区，电力直接交易按照核定的输配电价执行；暂未单独核定输配电价的地区，可采取保持电网购销差价不变的方式，即发电企业上网电价调整多少，销售电价调整多少，差价不变。

四、组织实施

（一）建立输配电价改革协调工作机制。国家发展改革委同财政部、国资委、能源局等有关部门和单位成立输配电价改革专项工作组。专项工作组要定期沟通情况，对改革涉及的重点难点问题充分讨论，提出措施建议。

（二）加强培训指导。国家发展改革委加强对各地输配电价改革的指导，统一组织成本监审，审核试点方案和输配电准许收入、水平，对试点效果及时总结，完善政策。同时，组织集中培训、调研交流，提高各地价格主管部门业务能力，为顺利推进改革奠定基础。

（三）正确引导舆论。根据党中央、国务院确定的改革方向，在中发〔2015〕9号文件框架内加强输配电价改革宣传和政策解释工作，灵活采取多种方式进行宣传，正确引导社会舆论，凝聚共识，稳定预期，在全社会形成推进改革的浓厚氛围。

（四）夯实工作基础。各地价格主管部门要加强与电力投资、运行及国家能源局派出机构等部门的合作，充分听取各方意见，集中力量做好改革试点工作。加强上下沟通，健全信息沟通机制，对在方案研究、成本监审、电价测算等过程中遇到的重要情况和问题，及时向国家发展改革委反映。电网企业要积极配合输配电价改革工作，客观真实提供输配电成本监审和价格核定所需的各种财务报表、资产清单等，主动适应输配电价改革要求，改进核算方式，接受政府有关部门监督。

附件 2

关于推进电力市场建设的实施意见

为贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）有关要求，推动电力供应使用从传统方式向现代交易模式转变，现就推进电力市场建设提出以下意见。

一、总体要求和实施路径

（一）总体要求。

遵循市场经济基本规律和电力工业运行客观规律，积极培育市场主体，坚持节能减排，建立公平、规范、高效的电力交易平台，引入市场竞争，打破市场壁垒，无歧视开放电网。具备条件的地区逐步建立以中长期交易为主、现货交易为补充的市场化电力电量平衡机制；逐步建立以中长期交易规避风险，以现货市场发现价格，交易品种齐全、功能完善的电力市场。在全国范围内逐步形成竞争充分、开放有序、健康发展的市场体系。

（二）实施路径。

有序放开发用电计划、竞争性环节电价，不断扩大参与直接交易的市场主体范围和电量规模，逐步建立市场化的跨省跨区电力交易机制。选择具备条件地区开展试点，建成包括中长期和现货市场等较为完整的电力市场；总结经验、完善机制、丰富品种，视情况扩大试点范围；逐步建立符合国情的电力市场体系。

非试点地区按照《关于有序放开发用电计划的实施意见》开展市场化交易。试点地区可根据本地实际情况，另行制定有序放开发用电计划的路径。零售市场按照《关于推进售电侧改革的实施意见》开展市场化交易。

二、建设目标

（一）电力市场构成。

主要由中长期市场和现货市场构成。中长期市场主要开展多年、年、季、月、周等日以上电能量交易和可中断负荷、调压等辅助服务交易。现货市场主要开展日前、日内、实时电能量交易和备用、调频等辅助服务交易。条件成熟时，探索开展容量市场、电力期货和衍生品等交易。

（二）市场模式分类。

主要分为分散式和集中式两种模式。其中，分散式是主要以中长期实物合同为基础，发用双方在日前阶段自行确定日发用电曲线，偏差电量通过日前、实时平衡交易进行调节的电力市场模式；集中式是主要以中长期差价合同管理市场风险，配合现货交易采用全电量集中竞价的电力市场模式。

各地应根据地区电力资源、负荷特性、电网结构等因素，结合经济社会发展实际选择电力市场建设模式。为保障市场健康发展和有效融合，电力市场建设应在市场总体框架、交易基本规则等方面保持基本一致。

（三）电力市场体系。

分为区域和省（区、市）电力市场，市场之间不分级别。区域电力市场包括在全国较大范围内和一定范围内资源优化配置的电力市场两类。其中，在全国较大范围内资源优化配置的功能主要通过北京电力交易中心（依托国家电网公司组建）、广州电力交易中心（依托南方电网公司组建）实现，负责落实国家计划、地方政府协议，促进市场化跨省跨区交易；一定范围内资源优化配置的功能主要通过中长期交易、现货交易，在相应区域电力市场实现。省（区、市）电力市场主要开展省（区、市）内中长期交易、现货交易。同一地域内不重复设置开展现货交易的电力市场。

三、主要任务

（一）组建相对独立的电力交易机构。按照政府批准的章程和规则，组建电力交易机构，为电力交易提供服务。

（二）搭建电力市场交易技术支持系统。满足中长期、现货市场运行和市场监管要求，遵循国家明确的基本交易规则和主要技术标准，实行统一标准、统一接口。

（三）建立优先购电、优先发电制度。保障公益性、调节性发用电优先购电、优先发电，坚持清洁能源优先上网，加大节能减排力度，并在保障供需平衡的前提下，逐步形成以市场为主的电力电量平衡机制。

（四）建立相对稳定的中长期交易机制。鼓励市场主体间开展直接交易，自

行协商签订合同，或通过交易机构组织的集中竞价交易平台签订合同。优先购电和优先发电视为年度电能量交易签订合同。可中断负荷、调压等辅助服务可签订中长期交易合同。允许按照市场规则转让或者调整交易合同。

（五）完善跨省跨区电力交易机制。以中长期交易为主、临时交易为补充，鼓励发电企业、电力用户、售电主体等通过竞争方式进行跨省跨区买卖电。跨省跨区送受电中的国家计划、地方政府协议送电量优先发电，承担相应辅助服务义务，其他跨省跨区送受电参与电力市场。

（六）建立有效竞争的现货交易机制。不同电力市场模式下，均应在保证安全、高效、环保的基础上，按成本最小原则建立现货交易机制，发现价格，引导用户合理用电，促进发电机组最大限度提供调节能力。

（七）建立辅助服务交易机制。按照“谁受益、谁承担”的原则，建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制，积极开展跨省跨区辅助服务交易。在现货市场开展备用、调频等辅助服务交易，中长期市场开展可中断负荷、调压等辅助服务交易。用户可以结合自身负荷特性，自愿选择与发电企业或电网企业签订保供电协议、可中断负荷协议等合同，约定各自的辅助服务权利与义务。

（八）形成促进可再生能源利用的市场机制。规划内的可再生能源优先发电，优先发电合同可转让，鼓励可再生能源参与电力市场，鼓励跨省跨区消纳可再生能源。

（九）建立市场风险防范机制。不断完善市场操纵力评价标准，加强对市场操纵力的预防与监管。加强调度管理，提高电力设备管理水平，确保市场在电力电量平衡基础上正常运行。

四、市场主体

（一）市场主体的范围。

市场主体包括各类发电企业、供电企业（含地方电网、趸售县、高新产业园区和经济技术开发区等，下同）、售电企业和电力用户等。各类市场主体均应满足国家节能减排和环保要求，符合产业政策要求，并在交易机构注册。参与跨省跨区交易时，可在任何一方所在地交易平台参与交易，也可委托第三方代理。现

货市场启动前，电网企业可参加跨省跨区交易。

（二）发电企业和用户的基本条件。

1.参与市场交易的发电企业，其项目应符合国家规定，单位能耗、环保排放、并网安全应达到国家和行业标准。新核准的发电机组原则上参与电力市场交易。

2.参与市场交易的用户应为接入电压在一定电压等级以上，容量和用电量较大的电力用户。新增工业用户原则上应进入市场交易。符合准入条件的用户，选择进入市场后，应全部电量参与市场交易，不再按政府定价购电。对于符合准入条件但未选择参与直接交易或向售电企业购电的用户，由所在地供电企业提供保底服务并按政府定价购电。用户选择进入市场后，在一定周期内不可退出。适时取消目录电价中相应用户类别的政府定价。

五、市场运行

（一）交易组织实施。电力交易、调度机构负责市场运行组织工作，及时发布市场信息，组织市场交易，根据交易结果制定交易计划。

（二）中长期交易电能量合同的形成。交易各方根据优先购电发电、直接交易（双边或集中撮合）等交易结果，签订中长期交易合同。其中，分散式市场以签订实物合同为主，集中式市场以签订差价合同为主。

（三）日前发电计划。分散式市场，次日发电计划由交易双方约定的次日发用电曲线、优先购电发电合同分解发用电曲线和现货市场形成的偏差调整曲线叠加形成。集中式市场，次日发电计划由发电企业、用户和售电主体通过现货市场竞争确定次日全部发用电量和发用电曲线形成。日前发电计划编制过程中，应考虑辅助服务与电能量统一出清、统一安排。

（四）日内发电计划。分散式市场以 5—15 分钟为周期开展偏差调整竞价，竞价模式为部分电量竞价，优化结果为竞价周期内的发电偏差调整曲线、电量调整结算价格、辅助服务容量、辅助服务价格等。集中式市场以 5—15 分钟为周期开展竞价，竞价模式为全电量竞价，优化结果为竞价周期内的发电曲线、结算价格、辅助服务容量、辅助服务价格等。

（五）竞争性环节电价形成。初期主要实行单一电量电价。现货市场电价由

市场主体竞价形成分时电价，根据地区实际可采用区域电价或节点边际电价。为有效规避市场风险，对现货市场以及集中撮合的中长期交易实施最高限价和最低限价。

（六）市场结算。交易机构根据市场主体签订的交易合同及现货平台集中交易结果和执行结果，出具电量电费、辅助服务费及输电服务等结算依据。建立保障电费结算的风险防范机制。

（七）安全校核。市场出清应考虑全网安全约束。电力调度机构负责安全校核，并按时向规定机构提供市场所需的安全校核数据。

（八）阻塞管理。电力调度机构应按规定公布电网输送能力及相关信息，负责预测和检测可能出现的阻塞问题，并通过市场机制进行必要的阻塞管理。因阻塞管理产生的盈利或费用按责任分担。

（九）应急处置。当系统发生紧急事故时，电力调度机构应按安全第一的原则处理事故，无需考虑经济性。由此带来的成本由相关责任主体承担，责任主体不明的由市场主体共同分担。当面临严重供不应求情况时，政府有关部门可依照相关规定和程序暂停市场交易，组织实施有序用电方案。当出现重大自然灾害、突发事件时，政府有关部门、国家能源局及其派出机构可依照相关规定和程序暂停市场交易，临时实施发用电计划管理。当市场运营规则不适应电力市场交易需要，电力市场运营所必须的软硬件条件发生重大故障导致交易长时间无法进行，以及电力市场交易发生恶意串通操纵行为并严重影响交易结果等情况时，国家能源局及其派出机构可依照相关规定和程序暂停市场交易。

（十）市场监管。切实加强电力行业及相关领域科学监管，完善电力监管组织体系，创新监管措施和手段。充分发挥和加强国家能源局及其派出机构在电力市场监管方面的作用。国家能源局依法组织制定电力市场规划、市场规则、市场监管办法，会同地方政府对区域电力市场及区域电力交易机构实施监管；国家能源局派出机构和地方政府电力管理部门根据职能依法履行省（区、市）电力监管职责，对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。

六、信用体系建设

(一) 建立完善市场主体信用评价制度。开展电力市场交易信用信息系统和信用评价体系建设。针对发电企业、供电企业、售电企业和电力用户等不同市场主体建立信用评价指标体系。建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录, 将其纳入统一的信息平台, 使各类企业的信用状况透明, 可追溯、可核查。

(二) 建立完善市场主体年度信息公示制度。推动市场主体信息披露规范化、制度化、程序化, 在指定网站按照指定格式定期发布信息, 接受市场主体的监督和政府部门的监管。

(三) 建立健全守信激励和失信惩戒机制。加大监管力度, 对于不履约、欠费、滥用市场操纵力、不良交易行为、电网歧视、未按规定披露信息等失信行为, 要进行市场内部曝光, 对有不守信行为的市场主体, 要予以警告。建立并完善黑名单制度, 严重失信行为直接纳入不良信用记录, 并向社会公示; 严重失信且拒不整改、影响电力安全的, 必要时可实施限制交易行为或强制性退出, 并纳入国家联合惩戒体系。

七、组织实施

在电力体制改革工作小组的领导下, 国家发展改革委、工业和信息化部、财政部、国务院国资委、国家能源局等有关部门, 充分发挥部门联合工作机制作用, 组织协调发电企业、电网企业和电力用户, 通过联合工作组等方式, 切实做好电力市场建设试点工作。

(一) 市场筹建。由电力体制改革工作小组根据电力体制改革的精神, 制定区域交易机构设置的有关原则, 由国家发展改革委、国家能源局会同有关省(区、市), 拟定区域市场试点方案; 省级人民政府确定牵头部门并提出省(区、市)市场试点方案。试点方案经国家发展改革委、国家能源局组织专家论证后, 修改完善并组织实施。

试点地区应建立领导小组和专项工作组, 做好试点准备工作。根据实际情况选择市场模式, 选取组建区域交易机构或省(区、市)交易机构, 完成电力市

场（含中长期市场和现货市场，下同）框架方案设计、交易规则和技术支持系统基本规范制定，电力市场技术支持系统建设，并探索通过电力市场落实优先购电、优先发电的途径。适时启动电力市场试点模拟运行和试运行，开展输电阻塞管理。加强对市场运行情况的跟踪了解和分析，及时修订完善有关规则、技术规范。

（二）规范完善。一是对比分析不同试点面临的问题和取得的经验，对不同市场模式进行评估，分析适用性及资源配置效率，

完善电力市场。二是继续放开发用电计划，进一步放开跨省跨区送受电，发挥市场机制自我调节资源配置的作用。三是视情况扩大试点范围，逐步开放融合。满足条件的地区，可试点输电权交易。长期发电容量存在短缺风险的地区，可探索建设容量市场。

（三）推广融合。一是在试点地区建立规范、健全的电力市场体系，在其他具备条件的地区，完善推广电力市场体系。进一步放开竞争性环节电价，在具备条件的地区取消销售电价和上网电价的政府定价；进一步放开发用电计划，并完善应急保障机制。二是研究提出促进全国范围内市场融合实施方案并推动实施，实现不同市场互联互通，在全国范围内形成竞争充分、开放有序、健康发展的市场体系。三是探索在全国建立统一的电力期货、衍生品市场。

附件 3

关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见

为贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）有关要求，推进构建有效竞争的市场结构和市场体系，建立相对独立、规范运行的电力交易机构（以下简称交易机构），现就电力交易机构组建和规范运行提出以下意见。

一、总体要求

（一）指导思想。

坚持市场化改革方向，适应电力工业发展客观要求，以构建统一开放、竞争

有序的电力市场体系为目标，组建相对独立的电力交易机构，搭建公开透明、功能完善的电力交易平台，依法依规提供规范、可靠、高效、优质的电力交易服务，形成公平公正、有效竞争的市场格局，促进市场在能源资源优化配置中发挥决定性作用和更好发挥政府作用。

（二）基本原则。

平稳起步，有序推进。根据目前及今后一段时期我国电力市场建设目标、进程及重点任务，立足于我国现有网架结构、电源和负荷分布及其未来发展，着眼于更大范围内资源优化配置，统筹规划、有序推进交易机构组建工作，建立规范运行的全国电力交易机构体系。

相对独立，依规运行。将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，实现交易机构管理运营与各类市场主体相对独立。依托电网企业现有基础条件，发挥各类市场主体积极性，鼓励具有相应技术与业务专长的第三方参与，建立健全科学的治理结构。各交易机构依规自主运行。

依法监管，保障公平。交易机构按照政府批准的章程和规则，构建保障交易公平的机制，为各类市场主体提供公平优质的交易服务，确保信息公开透明，促进交易规则完善和市场公平。政府有关部门依法对交易机构实施监管。

二、组建相对独立的交易机构

（一）职能定位。

交易机构不以营利为目的，在政府监管下为市场主体提供规范公开透明的电力交易服务。交易机构主要负责市场交易平台的建设、运营和管理；负责市场交易组织，提供结算依据和相关服务，汇总电力用户与发电企业自主签订的双边合同；负责市场主体注册和相应管理，披露和发布市场信息等。

（二）组织形式。

将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，按照政府批准的章程和规则组建交易机构。交易机构可以采取电网企业相对控股的公司制、电网企业子公司制、会员制等组织形式。其中，电网企业相对控股的公司制交易机构，由电网企业相对控股，第三方机构及发电企业、售电企业、电力用户等市场主体参

股。会员制交易机构由市场主体按照相关规则组建。

（三）市场管理委员会。

为维护市场的公平、公正、公开，保障市场主体的合法权益，充分体现各方意愿，可建立由电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等组成的市场管理委员会。按类别选派代表组成，负责研究讨论交易机构章程、交易和运营规则，协调电力市场相关事项等。市场管理委员会实行按市场主体类别投票表决等合理议事机制，国家能源局及其派出机构和政府有关部门可以派员参加市场管理委员会有关会议。市场管理委员会审议结果经审定后执行，国家能源局及其派出机构和政府有关部门可以行使否决权。

（四）体系框架。

有序组建相对独立的区域和省（区、市）交易机构。区域交易机构包括北京电力交易中心（依托国家电网公司组建）、广州电力交易中心（依托南方电网公司组建）和其它服务于有关区域电力市场的交易机构。鼓励交易机构不断扩大交易服务范围，推动市场间相互融合。

（五）人员和收入来源。

交易机构应具有与履行交易职责相适应的人、财、物，日常管理运营不受市场主体干预，接受政府监管。交易机构人员可以电网企业现有人员为基础，根据业务发展需要，公开选聘，择优选取，不断充实；高级管理人员由市场管理委员会推荐，依法按组织程序聘任。交易机构可向市场主体合理收费，主要包括注册费、年费、交易手续费。

（六）与调度机构的关系。

交易机构主要负责市场交易组织，调度机构主要负责实时平衡和系统安全。日以内即时交易和实时平衡由调度机构负责。日前交易要区别不同情形，根据实践运行的情况和经验，逐步明确、规范交易机构和调度机构的职能边界。

交易机构按照市场规则，基于安全约束，编制交易计划，用于结算并提供调度机构。调度机构向交易机构提供安全约束条件和基础数据，进行安全校核，形成调度计划并执行，公布实际执行结果，并向市场主体说明实际执行与交易计划

产生偏差的原因。交易机构根据市场规则确定的激励约束机制要求，通过事后结算实现经济责任分担。

三、形成规范运行的交易平台

（一）拟定交易规则。

根据市场建设目标和市场发展情况，设计市场交易品种。编制市场准入、市场注册、市场交易、交易合同、交易结算、信息披露等规则。

（二）交易平台建设与运维。

逐步提高交易平台自动化、信息化水平，根据市场交易实际需要，规划、建设功能健全、运行可靠的电力交易技术支持系统。加强技术支持系统的运维，支撑市场主体接入和各类交易开展。

（三）市场成员注册管理。

省级政府或由省级政府授权的部门，按年度公布当地符合标准的发电企业和售电主体，对用户目录实施动态监管。进入目录的发电企业、售电主体和用户可自愿到交易机构注册成为市场交易主体。交易机构按照电力市场准入规定，受理市场成员递交的入市申请，与市场成员签订入市协议和交易平台使用协议，办理交易平台使用账号和数字证书，管理市场成员注册信息和档案资料。注册的市场成员可通过交易平台在线参与各类电力交易，签订电子合同，查阅交易信息等。

（四）交易组织。

发布交易信息，提供平台供市场成员开展双边、集中等交易。按照交易规则，完成交易组织准备，发布电力交易公告，通过交易平台组织市场交易，发布交易结果。

（五）交易计划编制与跟踪。

根据各类交易合同编制日交易等交易计划，告知市场成员，并提交调度机构执行，跟踪交易计划执行情况，确保交易合同和优先发用电合同得到有效执行。

（六）交易结算。

根据市场交易发展情况及市场主体意愿，逐步细化完善交易结算相关办法，规范交易结算职能。

交易机构根据交易结果和执行结果，出具电量电费、辅助服务费及输电服务费等结算凭证。交易机构组建初期，可在交易机构出具结算凭证的基础上，保持电网企业提供电费结算服务的方式不变。

（七）信息发布。

按照信息披露规则，及时汇总、整理、分析和发布电力交易相关数据及信息。

（八）风险防控。

采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，当市场出现重大异常时，按规则采取相应的市场干预措施，并及时报告。

四、加强对交易机构的监管

（一）市场监管。

切实加强电力行业及相关领域科学监管，完善电力监管组织体系，创新监管措施和手段。充分发挥和加强国家能源局及其派出机构在电力市场监管方面的作用。国家能源局依法组织制定电力市场规划、市场规则、市场监管办法，会同地方政府对区域电力市场及区域电力交易机构实施监管；国家能源局派出机构和地方政府电力管理部门根据职能依法履行省（区、市）电力监管职责，对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。

（二）外部审计。

试点交易机构应依法依规建立完善的财务管理制度，按年度经具有证券、期货相关业务资格的会计师事务所进行外部财务审计，财务审计报告应向社会发布。

（三）业务稽核。

可根据实际需要，聘请第三方机构对交易开展情况进行业务稽核，并提出完善规则等相关建议。

五、组织实施

（一）加强领导。

为促进不同电力市场的有机融合，逐步形成全国电力市场体系，在电力体制

改革工作小组的领导下，国家发展改革委、工业和信息化部、财政部、国务院国资委、国家能源局等有关部门和企业，发挥好部门联合工作机制作用，切实做好交易机构组建试点工作。

（二）试点先行。

在试点地区，结合试点工作，组建相对独立的交易机构，明确试点交易机构发起人及筹备组班子人选。筹备组参与拟定交易机构组建方案，试点方案经国家发展改革委、国家能源局组织论证后组织实施。

（三）组织推广。

总结交易机构组建试点经验，根据各地市场建设实际进展，有序推动其它交易机构相对独立、规范运行相关工作。

附件 4

关于有序放开发用电计划的实施意见

为贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）有关要求，推进发用电计划改革，更多发挥市场机制的作用，逐步建立竞争有序、保障有力的电力运行机制，现就有序放开发用电计划提出以下意见。

一、总体思路和主要原则

（一）总体思路。

通过建立优先购电制度保障无议价能力的用户用电，通过建立优先发电制度保障清洁能源发电、调节性电源发电优先上网，通过直接交易、电力市场等市场化交易方式，逐步放开其他的发用电计划。在保证电力供需平衡、保障社会秩序的前提下，实现电力电量平衡从以计划手段为主平稳过渡到以市场手段为主，并促进节能减排。

（二）主要原则。

坚持市场化。在保证电力安全可靠供应的前提下，通过有序缩减发用电计划、

开展发电企业与用户直接交易，逐步扩大市场化电量的比例，加快电力电量平衡从以计划手段为主向以市场手段为主转变，为建设电力市场提供空间。

坚持保障民生。政府保留必要的公益性、调节性发用电计划，以确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电。在有序放开发用电计划的过程中，充分考虑企业和社会的承受能力，保障基本公共服务的供给。常态化、精细化开展有序用电工作，有效保障供需紧张情况下居民等重点用电需求不受影响。

坚持节能减排和清洁能源优先上网。在确保供电安全的前提下，优先保障水电和规划内的风能、太阳能、生物质能等清洁能源发电上网，促进清洁能源多发满发。

坚持电力系统安全和供需平衡。按照市场化方向，改善电力运行调节，统筹市场与计划两种手段，引导供应侧、需求侧资源积极参与调峰调频，保障电力电量平衡，提高电力供应的安全可靠水平，确保社会生产生活秩序。

坚持有序推进。各地要综合考虑经济结构、电源结构、电价水平、送受电规模、市场基础等因素，结合本地实际情况，制定发用电计划改革实施方案，分步实施、有序推进。

二、建立优先购电制度

（一）优先购电基本内容。优先购电是指按照政府定价优先购买电力电量，并获得优先用电保障。优先购电用户在编制有序用电方案时列入优先保障序列，原则上不参与限电，初期不参与市场竞争。

（二）优先购电适用范围。一产用电，三产中的重要公用事业、公益性服务行业用电，以及居民生活用电优先购电。重要公用事业、公益性服务包括党政军机关、学校、医院、公共交通、金融、通信、邮政、供水、供气等涉及社会生活基本需求，或提供公共产品和服务的部门和单位。

（三）优先购电保障措施。一是发电机组共同承担。优先购电对应的电力电量由所有公用发电机组共同承担，相应的销售电价、上网电价均执行政府定价。二是加强需求侧管理。在负荷控制系统、用电信息采集系统基础上，推广用电用能在线监测和需求侧管理评价，积极培育电能服务，建立完善国家电力需求侧管

理平台。在前期试点基础上，推广需求响应，参与市场竞争，逐步形成占最大用电负荷 3%左右的需求侧机动调峰能力，保障轻微缺电情况下的电力供需平衡。三是实施有序用电。常态化、精细化开展有序用电工作。制定有序用电方案，进行必要演练，增强操作能力。出现电力缺口或重大突发事件时，对优先购电用户保障供电，其他用户按照有序用电方案确定的顺序及相应比例分担限电义务。通过实施有序用电方案，保障严重缺电情况下的社会秩序稳定。四是加强老少边穷地区电力供应保障。加大相关投入，确保无电人口用电全覆盖。

三、建立优先发电制度

（一）优先发电基本内容。优先发电是指按照政府定价或同等优先原则，优先出售电力电量。优先发电容量通过充分安排发电量计划并严格执行予以保障，拥有分布式风电、太阳能发电的用户通过供电企业足额收购予以保障，目前不参与市场竞争。

（二）优先发电适用范围。为便于依照规划认真落实可再生能源发电保障性收购制度，纳入规划的风能、太阳能、生物质能等可再生能源发电优先发电；为满足调峰调频和电网安全需要，调峰调频电量优先发电；为保障供热需要，热电联产机组实行“以热定电”，供热方式合理、实现在线监测并符合环保要求的在采暖期优先发电，以上原则上列为一类优先保障。为落实国家能源战略、确保清洁能源送出，跨省跨区送受电中的国家计划、地方政府协议送电量优先发电；为减少煤炭消耗和污染物排放，水电、核电、余热余压余气发电、超低排放燃煤机组优先发电，以上原则上列为二类优先保障。各省（区、市）可根据本地区实际情况，按照确保安全、兼顾经济性和调节性的原则，合理确定优先顺序。

（三）优先发电保障措施。一是留足计划空间。各地安排年度发电计划时，充分预留发电空间。其中，风电、太阳能发电、生物质发电、余热余压余气发电按照资源条件全额安排发电，水电兼顾资源条件、历史均值和综合利用要求确定发电量，核电在保证安全的情况下兼顾调峰需要安排发电。二是加强电力外送和消纳。跨省跨区送受电中原则上应明确可再生能源发电量的比例。三是统一预测出力。调度机构统一负责调度范围内风电、太阳能发电出力预测，并充分利用水

电预报调度成果，做好电力电量平衡工作，科学安排机组组合，充分挖掘系统调峰潜力，合理调整旋转备用容量，在保证电网安全运行的前提下，促进清洁能源优先上网；面临弃水弃风弃光情况时，及时预告有关情况，及时公开相关调度和机组运行信息。可再生能源发电企业应加强出力预测工作，并将预测结果报相应调度机构。四是组织实施替代，同时实现优先发电可交易。修订火电运行技术规范，提高调峰灵活性，为消纳可再生能源腾出调峰空间。鼓励开展替代发电、调峰辅助服务交易。

四、切实保障电力电量平衡未建立现货市场的地区，应以现有发用电计划工作为基础，坚持公开、公平、公正，参照以下步骤做好年度电力电量平衡工作。

（一）做好供需平衡预测。每年年底，各地预测来年本地区电力供需平衡情况，预测总发用电量，测算跨省跨区送受电量（含优先发电部分、市场交易部分），测算本地区平均发电利用小时数，点对网发电机组视同为受电地区发电企业。

（二）安排优先发电。优先安排风能、太阳能、生物质能等可再生能源保障性发电；根据电网调峰调频需要，合理安排调峰调频电量；按照以热定电原则安排热电联产机组发电；兼顾资源条件、系统需要，合理安排水电发电；兼顾调峰需要，合理安排核电发电；安排余热余压余气发电；考虑节能环保水平，安排高效节能、超低排放的燃煤机组发电。

（三）组织直接交易。组织符合条件的电力用户和发电企业，通过双边交易或多边交易等方式，确定交易电量和交易价格；尽可能确保用户用电负荷特性不得恶化，避免加大电网调峰压力；尽可能避免非理性竞争，保障可持续发展。其中，供热比重大的地区，直接交易不得影响低谷电力平衡和保障供热需要；水电比重大的地区，直接交易应区分丰水期、枯水期电量。

（四）扣除相应容量。为促进直接交易价格合理反映电力资源产品价值，在安排计划电量时，原则上应根据直接交易情况，相应扣除发电容量。为调动发电企业参与积极性，直接交易电量折算发电容量时，可根据对应用户最大负荷利用

小时数、本地工业用户平均利用小时数或一定上限等方式折算。

（五）安排好年度电力电量平衡方案。扣除直接交易的发电量、发电容量后，剩余发电量、发电容量可以按照现行的差别电量计划制定规则，考虑年度检修计划后，确定发电计划。计划电量执行政府定价。电力企业应根据年度电力电量平衡方案协商签订购售电合同。

（六）实施替代发电。发电计划确定后，在满足安全和供热等约束条件下，组织发电企业通过自主协商或集中撮合等方式实施替代发电，促进节能减排。计划电量和直接交易电量，均可按照有关规定实施替代发电。

（七）保障电力平衡。所有统调发电机组均承担电力平衡和调峰调频任务，对应的电量为调峰调频电量，计入计划电量，原调度方式不变。

（八）适时调整年度电力电量平衡方案。通过调整方案，确保交易电量得以执行。可于四季度，根据直接交易电量变化、用电增速变化，以及有关奖惩因素等，按照上述规则调整年度电力电量平衡方案，并签订调整补充协议。

五、积极推进直接交易通过建立、规范和完善直接交易机制，促进中长期电力交易的发展，加快市场化改革进程。

（一）用户准入范围。允许一定电压等级或容量的用户参与直接交易；允许售电公司参与；允许地方电网和趸售县参与；允许产业园区和经济技术开发区等整体参与。落后产能、违规建设和违法排污项目不得参与。各地可结合本地区实际情况、产业政策，以及能耗、环保水平等完善准入条件，并尽可能采用负面清单、注册制方式。选择直接交易的用户，原则上应全部电量参与市场交易，不再按政府定价购电。

（二）发电准入范围。允许火电、水电参与直接交易；鼓励核电、风电、太阳能发电等尝试参与；火电机组中，超低排放的燃煤发电机组优先参与。不符合国家产业政策、节能节水指标未完成、污染物排放未达到排放标准和总量控制要求、违规建设等电源项目不得参与。各地可结合本地区实际情况、发电产业政策，以及发电机组容量、能耗、环保水平等完善准入条件，并尽可能采用负面清单方式。发电机组参与直接交易的容量应保持合理比例，以便保持调峰调频能力、避

免影响供需平衡。

（三）交易方式和期限。符合条件的发电企业、售电企业和用户可以自愿参与直接交易，协商确定多年、年度、季度、月度、周交易量和交易价格。既可以通过双边交易，也可以通过多边撮合交易实现；一旦参与，不得随意退出。年度交易量确定后，可以根据实际情况进行月度电量调整。直接交易合同原则上至少为期一年，双方必须约定违约责任，否则合同不得中途中止。具备条件的，允许部分或全部转让合同，即卖电方可以买电、买电方也可以卖电，以降低参与方的违约风险。

（四）直接交易价格。对于发电企业与用户、售电企业直接交易的电量，上网电价和销售电价初步实现由市场形成，即通过自愿协商、市场竞价等方式自主确定上网电价，按照用户、售电主体接入电网的电压等级支付输配电价（含线损、交叉补贴）、政府性基金等。暂未单独核定输配电价的地区、扩大电力直接交易参与范围的地区，可采取保持电网购销差价不变的方式，即发

电企业上网电价调整多少，销售电价调整多少，差价不变。

（五）保持用电负荷特性。为保持用户用电特性，避免加大系统调峰压力，初期，直接交易电量应区分峰谷电量，实行峰谷电价，峰谷电价比值应不低于所在省份峰谷电价比值；有条件的地区，鼓励发用电双方提供负荷曲线。中期，在直接交易中努力实现电力基本匹配，发用电双方均需提供负荷曲线，但不严格要求兑现。后期，所有卖电方均需提供预计出力曲线；所有买电方均需提供预计用电曲线。

（六）避免非理性竞争。为了建立长期稳定的交易关系，促进可持续发展，参与直接交易的发电能力和用电量应保持合理比例、基本匹配，避免出现非理性竞争，影响市场化改革进程。具体比例可参考本地区可供电量与用电量的比值确定。

六、有序放开发用电计划

根据实际需要，在不影响电力系统安全、供需平衡和保障优先购电、优先发电的前提下，全国各地逐步放开一定比例的发用电计划，参与直接交易，促进电

力市场建设。

（一）逐步放大直接交易比例。

用电逐步放开。现阶段可以放开 110 千伏（66 千伏）及以上电压等级工商业用户、部分 35 千伏电压等级工商业用户参与直接交易。下一步可以放开全部 35 千伏及以上电压等级工商业用户，甚至部分 10 千伏及以上电压等级工商业用户参与；允许部分优先购电的企业和用户自愿进入市场。具备条件时，可以放开全部 10 千伏及以上电压等级用户，甚至允许所有优先购电的企业和用户自愿进入市场；也可以通过保留一定交叉补贴，使得

无议价能力用户价格比较合理，在市场上具有一定竞争力，通过市场解决；供电企业仍承担保底供电责任，确保市场失灵时的基本保障。

发电相应放开。随着用电逐步放开，相应放开一定比例的发电容量参与直接交易。目前保留各类优先发电，鼓励优先发电的企业和用户自愿进入市场。具备条件时，调峰调频电量、供热发电、核电、余热余压余气发电等优先发电尽可能进入电力市场。

跨省跨区送受电逐步放开。现阶段，国家计划、地方政府协议送电量优先发电；其他跨省跨区送受电可给予一定过渡期，在历史均值基础上，年电量变化幅度应控制在一定比例范围内，或可通过跨省跨区替代发电实现利益调节。下一步，鼓励将国家计划、地方政府协议送电量转变为中长期合同；其他跨省跨区送受电由送受电各方自行协商确定，鼓励签订中长期合同。逐步过渡到主要通过中长期交易、临时交易实现；既可以是政府间中长期交易，电力企业、用户间中长期交易，也可以是电力企业、用户间临时交易。

（二）促进建立电力市场体系。

通过建立、规范和完善直接交易机制，促进电力中长期交易的发展。首先，选取试点地区开展现货市场试点，探索建立电力电量平衡新机制。然后，在现货市场试点基础上，丰富完善市场品种，探索实施途径、积累经验、完善规则，尝试建立比较完整的电力市场体系，为全国范围推广奠定基础。鼓励需求侧资源参与各类市场竞争，促进分布式发电、电动汽车、需求响应等的发展。后期，进一

步完善各类电力市场和交易品种，并逐步在全国范围推广、建立比较完善的电力市场体系，使得电力电量平衡能够主要依靠电力市场实现，市场在配置资源中发挥决定性作用。

结合直接交易用户的放开，适时取消相应类别用户目录电价，即用户必须自行参与市场或通过售电公司购电。逐步取消部分上网电量的政府定价。除优先发电、优先购电对应的电量外，发电企业其他上网电量价格主要由用户、售电主体与发电企业通过自主协商、市场竞价等方式确定。在电力市场体系比较健全的前提下，全部放开上网电价和销售电价。

（三）不断完善应急保障机制。

通过实施需求响应和有序用电方案，完善电力电量平衡的应急保障机制和体系。在面临重大自然灾害和突发事件时，省级以上人民政府依法宣布进入应急状态或紧急状态，暂停市场交易，全部或部分免除市场主体的违约责任，发电全部或部分执行指令性交易，包括电量、电价，用电执行有序用电方案。

七、因地制宜组织实施

（一）切实加强组织领导。各地区要建立工作机制，有关部门要分工协作、相互配合，结合本地区实际情况，制定实施方案并报国家发展改革委和国家能源局；对于过渡时期可能出现的各种问题，早做考虑、早做预案；认真落实本指导意见提出的各项任务，遇有重大问题及时反映。国家发展改革委和国家能源局将会同有关部门加强对各地区实施方案制定和具体工作推进的指导和监督；适时组织评估有序放开发用电计划工作，总结经验、分析问题、完善政策。

（二）因地制宜开展工作。鉴于我国不同地区间电源电网结构、实际运行特点以及经济结构等均存在较大差异，改革过程中面临的困难各不相同、同步实施难度较大，各地可根据工作基础、实施难度和实际进展等因素，在本地区实施方案中确定主要时间节点，并制定不同阶段的放开比例和具体工作方案。建立现货市场的试点地区，可以根据需要另行设计发用电计划改革路径。

（三）充分发挥市场作用。无论是制定、实施本地区实施方案，还是组织开展试点工作，各地都要坚持发挥市场的作用，注重制定完善规则，按规则办事，

避免自由裁量空间过大。特别是在直接交易等实施过程中，不得指定交易对象、交易电量、交易价格。国家能源局派出机构应加强对此类情况的监督检查。如经核实出现类似情况，将暂停该地区试点工作或改革推进工作，待整改完毕后再行推进。

附件 5

关于推进售电侧改革的实施意见

为认真贯彻《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）精神，现就推进售电侧改革提出以下意见。

一、指导思想和基本原则、工作目标

（一）指导思想

向社会资本开放售电业务，多途径培育售电侧市场竞争主体，有利于更多的用户拥有选择权，提升售电服务质量和用户用能水平。售电侧改革与电价改革、交易体制改革、发用电计划改革等协调推进，形成有效竞争的市场结构和市场体系，促进能源资源优化配置，提高能源利用效率和清洁能源消纳水平，提高供电安全可靠。

（二）基本原则

坚持市场方向。通过逐步放开售电业务，进一步引入竞争，完善电力市场运行机制，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，鼓励越来越多的市场主体参与售电市场。

坚持安全高效。售电侧改革应满足供电安全和节能减排要求，优先开放能效高、排放低、节水型的发电企业，以及单位能耗、环保排放符合国家标准、产业政策的用户参与交易。

鼓励改革创新。参与交易的市场主体采用公示和信用承诺制度，不实行行政审批。整合互联网、分布式发电、智能电网等新兴技术，促进电力生产者和消费者互动，向用户提供智能综合能源服务，提高服务质量和水平。

完善监管机制。保证电力市场公平开放，建立规范的购售电交易机制，在改进政府定价机制、放开发电侧和售电侧两端后，对电网输配等自然垄断环节和市场其他主体严格监管，进一步强化政府监管。

二、售电侧市场主体及相关业务

（一）电网企业

电网企业是指拥有输电网、配电网运营权（包括地方电力公司、趸售县供电公司），承担其供电营业区保底供电服务的企业履行确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电的基本责任。当售电公司终止经营或无力提供售电服务时，电网企业在保障电网安全和不影响其他用户正常供电的前提下，按照规定的程序、内容和质量要求向相关用户供电，并向不参与市场交易的工商业用户和无议价能力用户供电，按照政府规定收费。若营业区内社会资本投资的配电公司无法履行责任时，由政府指定其他电网企业代为履行。

电网企业对供电营业区内的各类用户提供电力普遍服务，保障基本供电；无歧视地向市场主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修、收费等各类供电服务；保障电网公平无歧视开放，向市场主体提供输配电服务，公开输配电网络的可用容量和实际使用容量等信息；在保证电网安全运行的前提下，按照有关规定收购分布式电源发电；受委托承担供电营业区内的有关电力统计工作。

电网企业按规定向交易主体收取输配电费用（含线损和交叉补贴），代国家收取政府性基金；按照交易中心出具的结算依据，承担市场主体的电费结算责任，保障交易电费资金安全。

鼓励以混合所有制方式发展配电业务。向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务。社会资本投资增量配电网绝对控股的，即拥有配电网运营权，同时拥有供电营业区内与电网企业相同的权利，并切实履行相同的责任和义务。

（二）售电公司

售电公司分三类，第一类是电网企业的售电公司。第二类是社会资本投资增量配电网，拥有配电网运营权的售电公司。第三类是独立的售电公司，不拥有配电网运营权，不承担保底供电服务。

售电公司以服务用户为核心，以经济、优质、安全、环保为经营原则，实行自主经营，自担风险，自负盈亏，自我约束。鼓励售电公司提供合同能源管理、综合节能和用电咨询等增值服务。同一供电营业区内可以有多个售电公司，但只能有一家公司拥有该配电网经营权，并提供保底供电服务。同一售电公司可在多个供电营业区内售电。

发电公司及其他社会资本均可投资成立售电公司。拥有分布式电源的用户，供水、供气、供热等公共服务行业，节能服务公司等均可从事市场化售电业务。

（三）用户

符合市场准入条件的电力用户，可以直接与发电公司交易，也可以自主选择与售电公司交易，或选择不参与市场交易。

三、售电侧市场主体准入与退出

（一）售电公司准入条件

1. 按照《中华人民共和国公司法》，进行工商注册，具有独立法人资格。
2. 资产要求。

（1）资产总额在 2 千万元至 1 亿元人民币的，可以从事年售电量不超过 6 至 30 亿千瓦时的售电业务。

（2）资产总额在 1 亿元至 2 亿元人民币的，可以从事年售电量不超过 30 至 60 亿千瓦时的售电业务。

（3）资产总额在 2 亿元人民币以上的，不限制其售电量。

（4）拥有配电网经营权的售电公司其注册资本不低于其总资产的 20%。

3. 拥有与申请的售电规模和业务范围相适应的设备、经营场所，以及具有掌握电力系统基本技术经济特征的相关专职专业人员，有关要求另行制定。

4. 拥有配电网经营权的售电公司应取得电力业务许可证（供电类）。

（二）直接交易用户准入条件

1. 符合国家产业政策，单位能耗、环保排放均应达到国家标准。

2. 拥有自备电源的用户应按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴和系统备用费。

3. 微电网用户应满足微电网接入系统的条件。

（三）市场主体准入。

1. 符合准入条件的市场主体应向省级政府或由省级政府授权的部门申请，并提交相关资料。

2. 省级政府或由省级政府授权的部门通过政府网站等媒体将市场主体是否满足准入条件的信息及相关资料向社会公示。

3. 省级政府或由省级政府授权的部门将公示期满无异议的市场主体纳入年度公布的市场主体目录，并实行动态管理。

4. 列入目录的市场主体可在组织交易的交易机构注册，获准参与交易。在新的交易机构组建前，市场主体可先行在省级政府或由省级政府授权的部门登记。有关市场主体准入、退出办法另行制定。

（四）市场主体退出。

1. 市场主体违反国家有关法律法规、严重违反交易规则和破产倒闭的须强制退出市场，列入黑名单，不得再进入市场。退出市场的主体由省级政府或由省级政府授权的部门在目录中删除，交易机构取消注册，向社会公示。

2. 市场主体退出之前应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

四、市场化交易

（一）交易方式

市场交易包括批发和零售交易。在交易机构注册的发电公司、售电公司、用户等市场主体可以自主双边交易，也可以通过交易中心集中交易。拥有分布式电源或微网的用户可以委托售电公司代理购售电业务。有关交易方式另行制定。

（二）交易要求

参与交易的有关各方应符合电力市场建设的有关规定，到交易机构注册成为市场交易主体。市场有关各方应依法依规签订合同，明确相应的权利义务关系，约定交易、服务等事项。参与双边交易的买卖双方应符合交易的有关规定，交易结果应报有关交易机构备案。

（三）交易价格

放开的发用电计划部分通过市场交易形成价格，未放开的发用电计划部分执行政府规定的电价。市场交易价格可以通过双方自主协商确定或通过集中撮合、市场竞价的方式确定。参与市场交易的用户购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损和交叉补贴）、政府性基金三部分组成。

输配电价由政府核定，暂未单独核定输配电价的地区，可按现行电网购销价差作为电力市场交易输配电价。

（四）结算方式

发电公司、电网企业、售电公司和用户应根据有关电力交易规则，按照自愿原则签订三方合同。电力交易机构负责提供结算依据，电网企业负责收费、结算，负责归集交叉补贴，代收政府性基金，并按规定及时向有关发电公司和售电公司支付电费。

五、信用体系建设与风险防范

（一）信息披露

建立信息公开机制，省级政府或由省级政府授权的部门定期公布市场准入退出标准、交易主体目录、负面清单、黑名单、监管报告等信息。市场主体在省级政府指定网站和“信用中国”网站上公示公司有关情况和信用承诺，对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

（二）信用评价

建立市场主体信用评价机制，省级政府或由省级政府授权的部门依据企业市场履约情况等市场行为建立市场主体信用评价制度，评价结果应向社会公示。建立黑名单制度，对严重违法、违规的市场主体，提出警告，勒令整改。拒不整改的列入黑名单，不得再进入市场。

（三）风险防范

强化信用评价结果应用，加强交易监管等综合措施，努力防范售电业务违约风险。市场发生严重异常情况时，政府可对市场进行强制干预。

（四）强化监管

国家能源局和省级政府应加强市场主体和交易机构的市场行为的监管，建立完善的监管组织体系，及时研究、分析交易情况和信息以及公布违反规则的行为。

六、组织实施

（一）分步推进

在已核定输配电价的地区，鼓励社会资本组建售电公司，开展试点工作。在未核定输配电价的地区，因地制宜放开售电业务，可采取电网购销差价不变的方式开展用户直接交易。在及时对改革试点工作进行总结的基础上，逐步在全国范围内放开所有售电业务。

（二）加强组织指导

国家发展改革委、工业和信息化部、财政部、环境保护部、国家能源局等有关部门加强与试点地区的联系与沟通，通力合作、密切配合，切实做好售电侧改革试点相关工作。各省级政府要高度重视，加强领导，建立健全工作机制，全面负责本地区改革试点工作，协调解决改革工作中的重大问题。

试点地区要按照电力体制改革总体部署，编制工作方案、配套细则，报国家发展改革委、国家能源局备案。要对改革试点情况定期总结，及时上报，推动改革不断深入。国家发展改革委会同国家能源局要对全国试点地区改革工作总体情况进行及时总结，宣传典型做法，推广改革成功经验。

（三）强化监督检查

国家发展改革委、国家能源局会同有关部门及时掌握试点地区改革动态，加强指导、协调和督促检查，依据相关法律法规和监管要求对售电市场公平竞争、信息公开、合同履行、合同结算及信用情况实施监管。对改革不到位或政策执行有偏差的及时进行纠正，防止供应侧和需求侧能耗、排放双增高。

试点地区要及时检查指导各项试点探索工作。对在改革过程中出现的新情况、新问题，要积极研究探索解决的办法和途径，重大问题及时报告，确保改革的顺利进行。

建立电力交易督查机制，对各类准入交易企业的能耗、电耗、环保排污水平定期开展专项督查，及时查处违规交易行为，情节严重的要追究相关责任。

国家能源局派出机构和省级有关部门依据相关法律法规，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管，依法查处违法违规行为。

附件 6

关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见

为贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）精神，加强和规范燃煤自备电厂监督管理，现提出如下意见：

一、重要意义

燃煤自备电厂（以下简称“自备电厂”）是我国火电行业的重要组成部分，在为工业企业生产运营提供动力供应、降低企业生产成本的同时，还可兼顾周边企业和居民用电用热需求。随着自备电厂装机规模持续扩大和火电行业能效、环保标准不断提高，进一步加强和规范自备电厂监督管理，逐步推进自备电厂与公用电厂同等管理，有利于加强电力统筹规划，推动自备电厂有序发展；有利于促进清洁能源消纳，提升电力系统安全运行水平；有利于提高能源利用效率，降低大气污染物排放；有利于维护市场公平竞争，实现资源优化配置。

二、基本原则

坚持统筹规划的原则。强化电力发展规划的引领约束作用，统筹能源资源和市场需求，科学规划建设自备电厂。

坚持安全可靠的原则。严格执行电力行业相关规章，提升自备电厂运行水平，维护电力系统安全稳定运行。

坚持节能减排的原则。严格新建机组能效、环保准入门槛，落实水资源管理“三条红线”控制指标。持续升级改造和淘汰落后火电机组，切实提升自备电厂能效、环保水平。

坚持公平竞争的原则。执行统一的产业政策和市场规则，推动自备电厂成为合格市场主体，公平参与市场交易。

坚持科学监管的原则。构建“规划、政策、规则、监管”协调一致的监管体系，强化对自备电厂的监督管理，维护电力建设运行秩序。

三、强化规划引导，科学规范建设

（一）统筹纳入规划。新（扩）建燃煤自备电厂项目（除背压机组和余热、余压、余气利用机组外）要统筹纳入国家依据总量控制制定的火电建设规划，由地方政府依据《政府核准的投资项目目录》核准，禁止以各种名义在总量控制规模外核准。

（二）公平参与优选。新（扩）建燃煤自备电厂要符合国家能源产业政策和电力规划布局要求，与公用火电项目同等条件参与优选。京津冀、长三角、珠三角等区域禁止新建燃煤自备电厂。

装机明显冗余、火电利用小时数偏低地区，除以热定电的热电联产项目外，原则上不再新（扩）建自备电厂项目。

（三）科学规范建设。自备电厂要按照以热定电、自发自用为主的原则合理选择机型和装机规模。开工建设前要按规定取得核准文件和必要的支持性文件，建设过程中要严格执行火电建设相关产业政策和能效、水效、环保、安全质量等各项标准。严禁未批先建、批建不符及以余热、余压、余气名义建设常规燃煤机组等违规行为。禁止公用电厂违规转为企业自备电厂。

（四）做好电网接入。电网企业应对符合规定的自备电厂无歧视开放电网，做好系统接入服务。并网自备电厂应按要求配置必要的继电保护与安全自动装置以及调度自动化、通信和电量计量等设备，切实做好并网安全等相关工作。鼓励有条件并网的自备电厂按自愿原则并网运行。

四、加强运行管理，参与辅助服务

（一）加强运行管理。并网自备电厂要严格执行调度纪律，服从电力调度机构的运行安排，合理组织设备检修和机组启停。全面落实电力行业相关规章和标

准，进一步加强设备维护，做好人员培训，主动承担维护电力系统安全稳定运行的责任和义务。

（二）参与辅助服务。并网自备电厂要按照“两个细则”参与电网辅助服务考核与补偿，根据自身负荷和机组特性提供调峰等辅助服务，并按照相关规定参与分摊，获得收益。

五、承担社会责任，缴纳各项费用

（一）承担社会责任。企业自备电厂自发自用电量应承担并足额缴纳国家重大水利工程建设基金、农网还贷资金、可再生能源发展基金、大中型水库移民后期扶持基金和城市公用事业附加等依法合规设立的政府性基金以及政策性交叉补贴，各级地方政府均不得随意减免或选择性征收。

（二）合理缴纳备用费。拥有并网自备电厂的企业应与电网企业协商确定备用容量，并按约定的备用容量向电网企业支付系统备用费。备用费标准分省统一制定，由省级价格主管部门按合理补偿的原则制定，报国家发展改革委备案。向企业自备电厂收取的系统备用费计入电网企业收入，并由政府价格主管部门在核定电网企业准许收入和输配电价水平时统筹平衡。随着电力市场化改革逐步推进，探索取消系统备用费，以市场化机制代替。

六、加强综合利用，推动燃煤消减

（一）加强综合利用。鼓励企业回收利用工业生产过程中产生可利用的热能、压差以及余气等建设相应规模的余热、余压、余气自备电厂。此类项目不占用当地火电建设规模，可按有关规定减免政策性交叉补贴和系统备用费。

（二）鼓励对外供热供电。余热、余压、余气自备电厂生产的电力、热力，在满足所属企业自身需求的基础上，鼓励其按有关规定参与电力交易并向周边地区供热。

（三）推动燃煤消减。推动可再生能源替代燃煤自备电厂发电。在风、光、水等资源富集地区，采用市场化机制引导拥有燃煤自备电厂的企业减少自发自用电量，增加市场购电量，逐步实现可再生能源替代燃煤发电。

七、推进升级改造，淘汰落后机组

（一）推进环保改造。自备电厂应安装脱硫、脱硝、除尘等环保设施，确保满足大气污染物排放标准和总量控制要求，并安装污染物自动监控设备，与当地环保、监管和电网企业等部门联网。污染物排放不符合环保要求的自备电厂要采取限制生产、停产改造等措施，限期完成环保设施升级改造。对于国家要求实施超低排放改造的自备燃煤机组，要在规定期限内完成相关改造工作。鼓励其他有条件的自备电厂实施超低排放改造。

（二）提高能效水平。自备电厂运行要符合相关产业政策规定的能效标准要求。供电煤耗、水耗高于本省同类型机组平均水平 5 克/千瓦时、0.5 千克/千瓦时及以上的自备燃煤发电机组，要因厂制宜，实施节能节水升级改造。

（三）淘汰落后机组。对机组类型属于《产业结构调整目录》等相关产业政策规定淘汰类的，由地方政府明确时间表，予以强制淘汰关停。能耗和污染物排放不符合国家和地方最新标准的自备电厂应实施升级改造，拒不改造或不具备改造条件的由地方政府逐步淘汰关停。淘汰关停后的机组不得转供电或解列运行，不得易地建设。主动提前淘汰自备机组的企业，淘汰机组容量和电量可按有关规定参与市场化交易。

八、确定市场主体，参与市场交易

（一）确定市场主体。满足下列条件的拥有并网自备电厂的企业，可成为合格发电市场主体。

1. 符合国家产业政策，达到能效、环保要求；
2. 按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴；
3. 公平承担发电企业社会责任；
4. 进入各级政府公布的交易主体目录并在交易机构注册；
5. 满足自备电厂参与市场交易的其他相关规定。

（二）有序参与市场交易。拥有自备电厂的企业成为合格发电市场主体后，

有序推进其自发自用以外电量按交易规则与售电主体、电力用户直接交易，或通过交易机构进行交易。

（三）平等参与购电。拥有自备电厂但无法满足自身用电需求的企业，按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴后，可视为普通电力用户，平等参与市场购电。

九、落实责任主体，加强监督管理

（一）明确主体责任。拥有自备电厂的企业，要承担加强和规范自备电厂管理的主体责任，强化自备电厂内部管理，严格执行能效、环保标准，切实维护电力系统安全稳定运行，公平承担社会责任。

（二）加强组织协调。各省级发改（能源）、经信（工信）、价格、环保等相关部门以及国家能源局派出机构要进一步明确责任分工，加强协调，齐抓共管，形成工作合力，确保自备电厂规范有序发展。

（三）开展专项监管。国家能源局会同有关部门按规定开展自备电厂专项监管和现场检查，形成监管报告，对存在的问题要求限期整改，将拒不整改的企业纳入黑名单，并向社会公布。

（四）强化项目管理。各省级能源主管部门要进一步加强对本地区新（扩）建自备电厂项目的管理。国家能源局及其派出机构要加强对未核先建、批建不符、越权审批等违规建设项目及以余热、余压、余气名义建设常规燃煤机组等问题的监管，一经发现，交由地方能源主管部门责令其停止建设，并会同相关部门依法依规予以处理。

（五）规范运行改造。各省级发改（能源）、经信（工信）、环保等主管部门会同国家能源局派出机构，按照职责分工对燃煤自备电厂安全生产运行、节能减排、淘汰落后产能等工作以及余热、余压、余气自备电厂运行中的弄虚作假行为开展有效监管。

对安全生产运行不合规，能效、环保指标不达标，未按期开展升级改造和淘汰落后等工作的自备电厂，要依法依规予以严肃处理，并视情况限批其所属企业新建项目。

（六）加强监督检查。财政部驻各省（区、市）监察专员办事处加强对拥有自备电厂企业缴纳政府性基金情况的监督检查。

各省级价格、能源主管部门及国家能源局派出机构加强对拥有自备电厂缴纳政策性交叉补贴情况的监督检查。对存在欠缴、拒缴问题的，要通报批评、限期整改，并依法依规予以处理。

中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见

(2021年9月22日)

实现碳达峰、碳中和，是以习近平同志为核心的党中央统筹国内国际两个大局作出的重大战略决策，是着力解决资源环境约束突出问题、实现中华民族永续发展的必然选择，是构建人类命运共同体的庄严承诺。为完整、准确、全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，现提出如下意见。

一、总体要求

(一) 指导思想。以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，深入贯彻习近平生态文明思想，立足新发展阶段，贯彻新发展理念，构建新发展格局，坚持系统观念，处理好发展和减排、整体和局部、短期和中长期的关系，把碳达峰、碳中和纳入经济社会发展全局，以经济社会发展全面绿色转型为引领，以能源绿色低碳发展是关键，加快形成节约资源和保护环境产业结构、生产方式、生活方式、空间格局，坚定不移走生态优先、绿色低碳的高质量发展道路，确保如期实现碳达峰、碳中和。

(二) 工作原则

实现碳达峰、碳中和目标，要坚持“全国统筹、节约优先、双轮驱动、内外畅通、防范风险”原则。

——全国统筹。全国一盘棋，强化顶层设计，发挥制度优势，实行党政同责，压实各方责任。根据各地实际分类施策，鼓励主动作为、率先达峰。

——节约优先。把节约能源资源放在首位，实行全面节约战略，持续降低单位产出能源资源消耗和碳排放，提高投入产出效率，倡导简约适度、绿色低碳生活方式，从源头和入口形成有效的碳排放控制阀门。

——双轮驱动。政府和市场两手发力，构建新型举国体制，强化科技和制度创新，加快绿色低碳科技革命。深化能源和相关领域改革，发挥市场机制作用，

形成有效激励约束机制。

——内外畅通。立足国情实际，统筹国内国际能源资源，推广先进绿色低碳技术和经验。统筹做好应对气候变化对外斗争与合作，不断增强国际影响力和话语权，坚决维护我国发展权益。

——防范风险。处理好减污降碳和能源安全、产业链供应链安全、粮食安全、群众正常生活的关系，有效应对绿色低碳转型可能伴随的经济、金融、社会风险，防止过度反应，确保安全降碳。

二、主要目标

到2025年，绿色低碳循环发展的经济体系初步形成，重点行业能源利用效率大幅提升。单位国内生产总值能耗比2020年下降13.5%；单位国内生产总值二氧化碳排放比2020年下降18%；非化石能源消费比重达到20%左右；森林覆盖率达到24.1%，森林蓄积量达到180亿立方米，为实现碳达峰、碳中和奠定坚实基础。

到2030年，经济社会发展全面绿色转型取得显著成效，重点耗能行业能源利用效率达到国际先进水平。单位国内生产总值能耗大幅下降；单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降65%以上；非化石能源消费比重达到25%左右，风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上；森林覆盖率达到25%左右，森林蓄积量达到190亿立方米，二氧化碳排放量达到峰值并实现稳中有降。

到2060年，绿色低碳循环发展的经济体系和清洁低碳安全高效的能源体系全面建立，能源利用效率达到国际先进水平，非化石能源消费比重达到80%以上，碳中和目标顺利实现，生态文明建设取得丰硕成果，开创人与自然和谐共生新境界。

三、推进经济社会发展全面绿色转型

（三）强化绿色低碳发展规划引领。将碳达峰、碳中和目标要求全面融入经济社会发展中长期规划，强化国家发展规划、国土空间规划、专项规划、区域规划和地方各级规划的支撑保障。加强各级各类规划间衔接协调，确保各地区各领

域落实碳达峰、碳中和的主要目标、发展方向、重大政策、重大工程等协调一致。

（四）优化绿色低碳发展区域布局。持续优化重大基础设施、重大生产力和公共资源布局，构建有利于碳达峰、碳中和的国土空间开发保护新格局。在京津冀协同发展、长江经济带发展、粤港澳大湾区建设、长三角一体化发展、黄河流域生态保护和高质量发展等区域重大战略实施中，强化绿色低碳发展导向和任务要求。

（五）加快形成绿色生产生活方式。大力推动节能减排，全面推进清洁生产，加快发展循环经济，加强资源综合利用，不断提升绿色低碳发展水平。扩大绿色低碳产品供给和消费，倡导绿色低碳生活方式。把绿色低碳发展纳入国民教育体系。开展绿色低碳社会行动示范创建。凝聚全社会共识，加快形成全民参与的良好格局。

四、深度调整产业结构

（六）推动产业结构优化升级。加快推进农业绿色发展，促进农业固碳增效。制定能源、钢铁、有色金属、石化化工、建材、交通、建筑等行业和领域碳达峰实施方案。以节能降碳为导向，修订产业结构调整指导目录。开展钢铁、煤炭去产能“回头看”，巩固去产能成果。加快推进工业领域低碳工艺革新和数字化转型。开展碳达峰试点园区建设。加快商贸流通、信息服务等绿色转型，提升服务业低碳发展水平。

（七）坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展。新建、扩建钢铁、水泥、平板玻璃、电解铝等高耗能高排放项目严格落实产能等量或减量置换，出台煤电、石化、煤化工等产能控制政策。未纳入国家有关领域产业规划的，一律不得新建改扩建炼油和新建乙烯、对二甲苯、煤制烯烃项目。合理控制煤制油气产能规模。提升高耗能高排放项目能耗准入标准。加强产能过剩分析预警和窗口指导。

（八）大力发展绿色低碳产业。加快发展新一代信息技术、生物技术、新能源、新材料、高端装备、新能源汽车、绿色环保以及航空航天、海洋装备等战略性新兴产业。建设绿色制造体系。推动互联网、大数据、人工智能、第五代移动通信（5G）等新兴技术与绿色低碳产业深度融合。

五、加快构建清洁低碳安全高效能源体系

（九）强化能源消费强度和总量双控。坚持节能优先的能源发展战略，严格控制能耗和二氧化碳排放强度，合理控制能源消费总量，统筹建立二氧化碳排放总量控制制度。做好产业布局、结构调整、节能审查与能耗双控的衔接，对能耗强度下降目标完成形势严峻的地区实行项目缓批限批、能耗等量或减量替代。强化节能监察和执法，加强能耗及二氧化碳排放控制目标分析预警，严格责任落实和评价考核。加强甲烷等非二氧化碳温室气体管控。

（十）大幅提升能源利用效率。把节能贯穿于经济社会发展全过程和各领域，持续深化工业、建筑、交通运输、公共机构等重点领域节能，提升数据中心、新型通信等信息化基础设施能效水平。健全能源管理体系，强化重点用能单位节能管理和目标责任。瞄准国际先进水平，加快实施节能降碳改造升级，打造能效“领跑者”。

（十一）严格控制化石能源消费。加快煤炭减量步伐，“十四五”时期严控煤炭消费增长，“十五五”时期逐步减少。石油消费“十五五”时期进入峰值平台期。统筹煤电发展和保供调峰，严控煤电装机规模，加快现役煤电机组节能升级和灵活性改造。逐步减少直至禁止煤炭散烧。加快推进页岩气、煤层气、致密油气等非常规油气资源规模化开发。强化风险管控，确保能源安全稳定供应和平稳过渡。

（十二）积极发展非化石能源。实施可再生能源替代行动，大力发展风能、太阳能、生物质能、海洋能、地热能等，不断提高非化石能源消费比重。坚持集中式与分布式并举，优先推动风能、太阳能就地就近开发利用。因地制宜开发水能。积极安全有序发展核电。合理利用生物质能。加快推进抽水蓄能和新型储能规模化应用。统筹推进氢能“制储输用”全链条发展。构建以新能源为主体的新型电力系统，提高电网对高比例可再生能源的消纳和调控能力。

（十三）深化能源体制改革。全面推进电力市场化改革，加快培育发展配售电环节独立市场主体，完善中长期市场、现货市场和辅助服务市场衔接机制，扩大市场化交易规模。推进电网体制改革，明确以消纳可再生能源为主的增量配电网、微电网和分布式电源的市场主体地位。加快形成以储能和调峰能力为基础

支撑的新增电力装机发展机制。完善电力等能源品种价格市场化形成机制。从有利于节能的角度深化电价改革，理顺输配电价结构，全面放开竞争性环节电价。推进煤炭、油气等市场化改革，加快完善能源统一市场。

六、加快推进低碳交通运输体系建设

（十四）优化交通运输结构。加快建设综合立体交通网，大力发展多式联运，提高铁路、水路在综合运输中的承运比重，持续降低运输能耗和二氧化碳排放强度。优化客运组织，引导客运企业规模化、集约化经营。加快发展绿色物流，整合运输资源，提高利用效率。

（十五）推广节能低碳型交通工具。加快发展新能源和清洁能源车船，推广智能交通，推进铁路电气化改造，推动加氢站建设，促进船舶靠港使用岸电常态化。加快构建便利高效、适度超前的充换电网络体系。提高燃油车船能效标准，健全交通运输装备能效标识制度，加快淘汰高耗能高排放老旧车船。

（十六）积极引导低碳出行。加快城市轨道交通、公交专用道、快速公交系统等大容量公共交通基础设施建设，加强自行车专用道和行人步道等城市慢行系统建设。综合运用法律、经济、技术、行政等多种手段，加大城市交通拥堵治理力度。

七、提升城乡建设绿色低碳发展质量

（十七）推进城乡建设和管理模式低碳转型。在城乡规划建设管理各环节全面落实绿色低碳要求。推动城市组团式发展，建设城市生态和通风廊道，提升城市绿化水平。合理规划城镇建筑面积发展目标，严格管控高能耗公共建筑建设。实施工程建设全过程绿色建造，健全建筑拆除管理制度，杜绝大拆大建。加快推进绿色社区建设。结合实施乡村建设行动，推进县城和农村绿色低碳发展。

（十八）大力发展节能低碳建筑。持续提高新建建筑节能标准，加快推进超低能耗、近零能耗、低碳建筑规模化发展。大力推进城镇既有建筑和市政基础设施节能改造，提升建筑节能低碳水平。逐步开展建筑能耗限额管理，推行建筑能效测评标识，开展建筑领域低碳发展绩效评估。全面推广绿色低碳建材，推动建

筑材料循环利用。发展绿色农房。

（十九）加快优化建筑用能结构。深化可再生能源建筑应用，加快推动建筑用能电气化和低碳化。开展建筑屋顶光伏行动，大幅提高建筑采暖、生活热水、炊事等电气化普及率。在北方城镇加快推进热电联产集中供暖，加快工业余热供暖规模化发展，积极稳妥推进核电余热供暖，因地制宜推进热泵、燃气、生物质能、地热能等清洁低碳供暖。

八、加强绿色低碳重大科技攻关和推广应用

（二十）强化基础研究和前沿技术布局。制定科技支撑碳达峰、碳中和行动方案，编制碳中和技术发展路线图。采用“揭榜挂帅”机制，开展低碳零碳负碳和储能新材料、新技术、新装备攻关。加强气候变化成因及影响、生态系统碳汇等基础理论和方法研究。推进高效率太阳能电池、可再生能源制氢、可控核聚变、零碳工业流程再造等低碳前沿技术攻关。培育一批节能降碳和新能源技术产品研发国家重点实验室、国家技术创新中心、重大科技创新平台。建设碳达峰、碳中和人才体系，鼓励高等学校增设碳达峰、碳中和相关学科专业。

（二十一）加快先进适用技术研发和推广。深入研究支撑风电、太阳能发电大规模友好并网的智能电网技术。加强电化学、压缩空气等新型储能技术攻关、示范和产业化应用。加强氢能生产、储存、应用关键技术研发、示范和规模化应用。推广园区能源梯级利用等节能低碳技术。推动气凝胶等新型材料研发应用。推进规模化碳捕集利用与封存技术研发、示范和产业化应用。建立完善绿色低碳技术评估、交易体系和科技创新服务平台。

九、持续巩固提升碳汇能力

（二十二）巩固生态系统碳汇能力。强化国土空间规划和用途管控，严守生态保护红线，严控生态空间占用，稳定现有森林、草原、湿地、海洋、土壤、冻土、岩溶等固碳作用。严格控制新增建设用地规模，推动城乡存量建设用地盘活利用。严格执行土地使用标准，加强节约集约用地评价，推广节地技术和节地模式。

（二十三）提升生态系统碳汇增量。实施生态保护修复重大工程，开展山水林田湖草沙一体化保护和修复。深入推进大规模国土绿化行动，巩固退耕还林还草成果，实施森林质量精准提升工程，持续增加森林面积和蓄积量。加强草原生态保护修复。强化湿地保护。整体推进海洋生态系统保护和修复，提升红树林、海草床、盐沼等固碳能力。开展耕地质量提升行动，实施国家黑土地保护工程，提升生态农业碳汇。积极推动岩溶碳汇开发利用。

十、提高对外开放绿色低碳发展水平

（二十四）加快建立绿色贸易体系。持续优化贸易结构，大力发展高质量、高技术、高附加值绿色产品贸易。完善出口政策，严格管理高耗能高排放产品出口。积极扩大绿色低碳产品、节能环保服务、环境服务等进口。

（二十五）推进绿色“一带一路”建设。加快“一带一路”投资合作绿色转型。支持共建“一带一路”国家开展清洁能源开发利用。大力推动南南合作，帮助发展中国家提高应对气候变化能力。深化与各国在绿色技术、绿色装备、绿色服务、绿色基础设施建设等方面的交流与合作，积极推动我国新能源等绿色低碳技术和产品走出去，让绿色成为共建“一带一路”的底色。

（二十六）加强国际交流与合作。积极参与应对气候变化国际谈判，坚持我国发展中国家定位，坚持共同但有区别的责任原则、公平原则和各自能力原则，维护我国发展权益。履行《联合国气候变化框架公约》及其《巴黎协定》，发布我国长期温室气体低排放发展战略，积极参与国际规则和标准制定，推动建立公平合理、合作共赢的全球气候治理体系。加强应对气候变化国际交流合作，统筹国内外工作，主动参与全球气候和环境治理。

十一、健全法律法规标准和统计监测体系

（二十七）健全法律法规。全面清理现行法律法规中与碳达峰、碳中和工作不相适应的内容，加强法律法规间的衔接协调。研究制定碳中和专项法律，抓紧修订节约能源法、电力法、煤炭法、可再生能源法、循环经济促进法等，增强相关法律法规的针对性和有效性。

（二十八）完善标准计量体系。建立健全碳达峰、碳中和标准计量体系。加快节能标准更新升级，抓紧修订一批能耗限额、产品设备能效强制性国家标准和工程建设标准，提升重点产品能耗限额要求，扩大能耗限额标准覆盖范围，完善能源核算、检测认证、评估、审计等配套标准。加快完善地区、行业、企业、产品等碳排放核查核算报告标准，建立统一规范的碳核算体系。制定重点行业和产品温室气体排放标准，完善低碳产品标准标识制度。积极参与相关国际标准制定，加强标准国际衔接。

（二十九）提升统计监测能力。健全电力、钢铁、建筑等行业领域能耗统计监测和计量体系，加强重点用能单位能耗在线监测系统建设。加强二氧化碳排放统计核算能力建设，提升信息化实测水平。依托和拓展自然资源调查监测体系，建立生态系统碳汇监测核算体系，开展森林、草原、湿地、海洋、土壤、冻土、岩溶等碳汇本底调查和碳储量评估，实施生态保护修复碳汇成效监测评估。

十二、完善政策机制

（三十）完善投资政策。充分发挥政府投资引导作用，构建与碳达峰、碳中和相适应的投融资体系，严控煤电、钢铁、电解铝、水泥、石化等高碳项目投资，加大对节能环保、新能源、低碳交通运输装备和组织方式、碳捕集利用与封存等项目的支持力度。完善支持社会资本参与政策，激发市场主体绿色低碳投资活力。国有企业要加大绿色低碳投资，积极开展低碳零碳负碳技术研发应用。

（三十一）积极发展绿色金融。有序推进绿色低碳金融产品和服务开发，设立碳减排货币政策工具，将绿色信贷纳入宏观审慎评估框架，引导银行等金融机构为绿色低碳项目提供长周期、低成本资金。鼓励开发性政策性金融机构按照市场化法治化原则为实现碳达峰、碳中和提供长期稳定融资支持。支持符合条件的企业上市融资和再融资用于绿色低碳项目建设运营，扩大绿色债券规模。研究设立国家低碳转型基金。鼓励社会资本设立绿色低碳产业投资基金。建立健全绿色金融标准体系。

（三十二）完善财税价格政策。各级财政要加大对绿色低碳产业发展、技术研发等的支持力度。完善政府绿色采购标准，加大绿色低碳产品采购力度。落实

环境保护、节能节水、新能源和清洁能源车船税收优惠。研究碳减排相关税收政策。建立健全促进可再生能源规模化发展的价格机制。完善差别化电价、分时电价和居民阶梯电价政策。严禁对高耗能、高排放、资源型行业实施电价优惠。加快推进供热计量改革和按供热量收费。加快形成具有合理约束力的碳价机制。

（三十三）推进市场化机制建设。依托公共资源交易平台，加快建设完善全国碳排放权交易市场，逐步扩大市场覆盖范围，丰富交易品种和交易方式，完善配额分配管理。将碳汇交易纳入全国碳排放权交易市场，建立健全能够体现碳汇价值的生态保护补偿机制。健全企业、金融机构等碳排放报告和信息披露制度。完善用能权有偿使用和交易制度，加快建设全国用能权交易市场。加强电力交易、用能权交易和碳排放权交易的统筹衔接。发展市场化节能方式，推行合同能源管理，推广节能综合服务。

十三、切实加强组织实施

（三十四）加强组织领导。加强党中央对碳达峰、碳中和工作的集中统一领导，碳达峰碳中和工作领导小组指导和统筹做好碳达峰、碳中和工作。支持有条件的地方和重点行业、重点企业率先实现碳达峰，组织开展碳达峰、碳中和先行示范，探索有效模式和有益经验。将碳达峰、碳中和作为干部教育培训体系重要内容，增强各级领导干部推动绿色低碳发展的本领。

（三十五）强化统筹协调。国家发展改革委要加强统筹，组织落实 2030 年前碳达峰行动方案，加强碳中和工作谋划，定期调度各地区各有关部门落实碳达峰、碳中和目标任务进展情况，加强跟踪评估和督促检查，协调解决实施中遇到的重大问题。各有关部门要加强协调配合，形成工作合力，确保政策取向一致、步骤力度衔接。

（三十六）压实地方责任。落实领导干部生态文明建设责任制，地方各级党委和政府要坚决扛起碳达峰、碳中和责任，明确目标任务，制定落实举措，自觉为实现碳达峰、碳中和作出贡献。

（三十七）严格监督考核。各地区要将碳达峰、碳中和相关指标纳入经济社会发展综合评价体系，增加考核权重，加强指标约束。强化碳达峰、碳中和目标

任务落实情况考核，对工作突出的地区、单位和个人按规定给予表彰奖励，对未完成目标任务的地区、部门依规依法实行通报批评和约谈问责，有关落实情况纳入中央生态环境保护督察。各地区各有关部门贯彻落实情况每年向党中央、国务院报告。

国务院关于印发《2030年前碳达峰行动方案》的通知

（国发〔2021〕23号）

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

现将《2030年前碳达峰行动方案》印发给你们，请认真贯彻执行。

国务院

2021年10月24日

（本文有删减）

2030年前碳达峰行动方案

为深入贯彻落实党中央、国务院关于碳达峰、碳中和的重大战略决策，扎实推进碳达峰行动，制定本方案。

一、总体要求

（一）指导思想。以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，深入贯彻习近平生态文明思想，立足新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，坚持系统观念，处理好发展和减排、整体和局部、短期和中长期的关系，统筹稳增长和调结构，把碳达峰、碳中和纳入经济社会发展全局，坚持“全国统筹、节约优先、双轮驱动、内外畅通、防范风险”的总方针，有力有序有效做好碳达峰工作，明确各地区、各领域、各行业目标任务，加快实现生产生活方式绿色变革，推动经济社会发展建立在资源高效利用和绿色低碳发展的基础之上，确保如期实现2030年前碳达峰目标。

（二）工作原则。

——总体部署、分类施策。坚持全国一盘棋，强化顶层设计和各方统筹。各地区、各领域、各行业因地制宜、分类施策，明确既符合自身实际又满足总体要求的目标任务。

——系统推进、重点突破。全面准确认识碳达峰行动对经济社会发展的深远影响，加强政策的系统性、协同性。抓住主要矛盾和矛盾的主要方面，推动重点领域、重点行业和有条件的地方率先达峰。

——双轮驱动、两手发力。更好发挥政府作用，构建新型举国体制，充分发挥市场机制作用，大力推进绿色低碳科技创新，深化能源和相关领域改革，形成有效激励约束机制。

——稳妥有序、安全降碳。立足我国富煤贫油少气的能源资源禀赋，坚持先立后破，稳住存量，拓展增量，以保障国家能源安全和经济发展为底线，争取时间实现新能源的逐渐替代，推动能源低碳转型平稳过渡，切实保障国家能源安全、产业链供应链安全、粮食安全和群众正常生产生活，着力化解各类风险隐患，防止过度反应，稳妥有序、循序渐进推进碳达峰行动，确保安全降碳。

二、主要目标

“十四五”期间，产业结构和能源结构调整优化取得明显进展，重点行业能源利用效率大幅提升，煤炭消费增长得到严格控制，新型电力系统加快构建，绿色低碳技术研发和推广应用取得新进展，绿色生产生活方式得到普遍推行，有利于绿色低碳循环发展的政策体系进一步完善。到2025年，非化石能源消费比重达到20%左右，单位国内生产总值能源消耗比2020年下降13.5%，单位国内生产总值二氧化碳排放比2020年下降18%，为实现碳达峰奠定坚实基础。

“十五五”期间，产业结构调整取得重大进展，清洁低碳安全高效的能源体系初步建立，重点领域低碳发展模式基本形成，重点耗能行业能源利用效率达到国际先进水平，非化石能源消费比重进一步提高，煤炭消费逐步减少，绿色低碳技术取得关键突破，绿色生活方式成为公众自觉选择，绿色低碳循环发展政策体系基本健全。到2030年，非化石能源消费比重达到25%左右，单位国内生产总值二氧化碳排放比2005年下降65%以上，顺利实现2030年前碳达峰目标。

三、重点任务

将碳达峰贯穿于经济社会发展全过程和各方面，重点实施能源绿色低碳转型

行动、节能降碳增效行动、工业领域碳达峰行动、城乡建设碳达峰行动、交通运输绿色低碳行动、循环经济助力降碳行动、绿色低碳科技创新行动、碳汇能力巩固提升行动、绿色低碳全民行动、各地区梯次有序碳达峰行动等“碳达峰十大行动”。

（一）能源绿色低碳转型行动

能源是经济社会发展的重要物质基础，也是碳排放的最主要来源。要坚持安全降碳，在保障能源安全的前提下，大力实施可再生能源替代，加快构建清洁低碳安全高效的能源体系。

1. 推进煤炭消费替代和转型升级。加快煤炭减量步伐，“十四五”时期严格控制煤炭消费增长，“十五五”时期逐步减少。严格控制新增煤电项目，新建机组煤耗标准达到国际先进水平，有序淘汰煤电落后产能，加快现役机组节能升级和灵活性改造，积极推进供热改造，推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。严控跨区外送可再生能源电力配套煤电规模，新建通道可再生能源电量比例原则上不低于 50%。推动重点用煤行业减煤限煤。大力推动煤炭清洁利用，合理划定禁止散烧区域，多措并举、积极有序推进散煤替代，逐步减少直至禁止煤炭散烧。

2. 大力发展新能源。全面推进风电、太阳能发电大规模开发和高质量发展，坚持集中式与分布式并举，加快建设风电和光伏发电基地。加快智能光伏产业创新升级和特色应用，创新“光伏+”模式，推进光伏发电多元布局。坚持陆海并重，推动风电协调快速发展，完善海上风电产业链，鼓励建设海上风电基地。积极发展太阳能光热发电，推动建立光热发电与光伏发电、风电互补调节的风光热综合可再生能源发电基地。因地制宜发展生物质发电、生物质能清洁供暖和生物天然气。探索深化地热能以及波浪能、潮流能、温差能等海洋新能源开发利用。进一步完善可再生能源电力消纳保障机制。到 2030 年，风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上。

3. 因地制宜开发水电。积极推进水电基地建设，推动金沙江上游、澜沧江上游、雅砻江中游、黄河上游等已纳入规划、符合生态保护要求的水电项目开工

建设，推进雅鲁藏布江下游水电开发，推动小水电绿色发展。推动西南地区水电与风电、太阳能发电协同互补。统筹水电开发和生态保护，探索建立水能资源开发生态保护补偿机制。“十四五”“十五五”期间分别新增水电装机容量4000万千瓦左右，西南地区以水电为主的可再生能源体系基本建立。

4. 积极安全有序发展核电。合理确定核电站布局和开发时序，在确保安全的前提下有序发展核电，保持平稳建设节奏。积极推动高温气冷堆、快堆、模块化小型堆、海上浮动堆等先进堆型示范工程，开展核能综合利用示范。加大核电标准化、自主化力度，加快关键技术装备攻关，培育高端核电装备制造产业集群。实行最严格的安全标准和最严格的监管，持续提升核安全监管能力。

5. 合理调控油气消费。保持石油消费处于合理区间，逐步调整汽油消费规模，大力推进先进生物液体燃料、可持续航空燃料等替代传统燃油，提升终端燃油产品能效。加快推进页岩气、煤层气、致密油（气）等非常规油气资源规模化开发。有序引导天然气消费，优化利用结构，优先保障民生用气，大力推动天然气与多种能源融合发展，因地制宜建设天然气调峰电站，合理引导工业用气和化工原料用气。支持车船使用液化天然气作为燃料。

6. 加快建设新型电力系统。构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统，推动清洁电力资源大范围优化配置。大力提升电力系统综合调节能力，加快灵活调节电源建设，引导自备电厂、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、虚拟电厂等参与系统调节，建设坚强智能电网，提升电网安全保障水平。积极发展“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补，支持分布式新能源合理配置储能系统。制定新一轮抽水蓄能电站中长期发展规划，完善促进抽水蓄能发展的政策机制。加快新型储能示范推广应用。深化电力体制改革，加快构建全国统一电力市场体系。到2025年，新型储能装机容量达到3000万千瓦以上。到2030年，抽水蓄能电站装机容量达到1.2亿千瓦左右，省级电网基本具备5%以上的尖峰负荷响应能力。

（二）节能降碳增效行动

落实节约优先方针，完善能源消费强度和总量双控制度，严格控制能耗强度，

合理控制能源消费总量，推动能源消费革命，建设能源节约型社会。

1. 全面提升节能管理能力。推行用能预算管理，强化固定资产投资项目节能审查，对项目用能和碳排放情况进行综合评价，从源头推进节能降碳。提高节能管理信息化水平，完善重点用能单位能耗在线监测系统，建立全国性、行业性节能技术推广服务平台，推动高耗能企业建立能源管理中心。完善能源计量体系，鼓励采用认证手段提升节能管理水平。加强节能监察能力建设，健全省、市、县三级节能监察体系，建立跨部门联动机制，综合运用行政处罚、信用监管、绿色电价等手段，增强节能监察约束力。

2. 实施节能降碳重点工程。实施城市节能降碳工程，开展建筑、交通、照明、供热等基础设施节能升级改造，推进先进绿色建筑技术示范应用，推动城市综合能效提升。实施园区节能降碳工程，以高耗能高排放项目（以下称“两高”项目）集聚度高的园区为重点，推动能源系统优化和梯级利用，打造一批达到国际先进水平的节能低碳园区。实施重点行业节能降碳工程，推动电力、钢铁、有色金属、建材、石化化工等行业开展节能降碳改造，提升能源资源利用效率。实施重大节能降碳技术示范工程，支持已取得突破的绿色低碳关键技术开展产业化示范应用。

3. 推进重点用能设备节能增效。以电机、风机、泵、压缩机、变压器、换热器、工业锅炉等设备为重点，全面提升能效标准。建立以能效为导向的激励约束机制，推广先进高效产品设备，加快淘汰落后低效设备。加强重点用能设备节能审查和日常监管，强化生产、经营、销售、使用、报废全链条管理，严厉打击违法违规行为，确保能效标准和节能要求全面落实。

4. 加强新型基础设施节能降碳。优化新型基础设施空间布局，统筹谋划、科学配置数据中心等新型基础设施，避免低水平重复建设。优化新型基础设施用能结构，采用直流供电、分布式储能、“光伏+储能”等模式，探索多样化能源供应，提高非化石能源消费比重。对标国际先进水平，加快完善通信、运算、存储、传输等设备能效标准，提升准入门槛，淘汰落后设备和技术。加强新型基础设施用能管理，将年综合能耗超过1万吨标准煤的数据中心全部纳入重点用能单位能

耗在线监测系统，开展能源计量审查。推动既有设施绿色升级改造，积极推广使用高效制冷、先进通风、余热利用、智能化用能控制等技术，提高设施能效水平。

（三）工业领域碳达峰行动

工业是产生碳排放的主要领域之一，对全国整体实现碳达峰具有重要影响。工业领域要加快绿色低碳转型和高质量发展，力争率先实现碳达峰。

1. 推动工业领域绿色低碳发展。优化产业结构，加快退出落后产能，大力发展战略性新兴产业，加快传统产业绿色低碳改造。促进工业能源消费低碳化，推动化石能源清洁高效利用，提高可再生能源应用比重，加强电力需求侧管理，提升工业电气化水平。深入实施绿色制造工程，大力推行绿色设计，完善绿色制造体系，建设绿色工厂和绿色工业园区。推进工业领域数字化智能化绿色化融合发展，加强重点行业和领域技术改造。

2. 推动钢铁行业碳达峰。深化钢铁行业供给侧结构性改革，严格执行产能置换，严禁新增产能，推进存量优化，淘汰落后产能。推进钢铁企业跨地区、跨所有制兼并重组，提高行业集中度。优化生产力布局，以京津冀及周边地区为重点，继续压减钢铁产能。促进钢铁行业结构优化和清洁能源替代，大力推进非高炉炼铁技术示范，提升废钢资源回收利用水平，推行全废钢电炉工艺。推广先进适用技术，深挖节能降碳潜力，鼓励钢化联产，探索开展氢冶金、二氧化碳捕集利用一体化等试点示范，推动低品位余热供暖发展。

3. 推动有色金属行业碳达峰。巩固化解电解铝过剩产能成果，严格执行产能置换，严控新增产能。推进清洁能源替代，提高水电、风电、太阳能发电等应用比重。加快再生有色金属产业发展，完善废弃有色金属资源回收、分选和加工网络，提高再生有色金属产量。加快推广应用先进适用绿色低碳技术，提升有色金属生产过程余热回收水平，推动单位产品能耗持续下降。

4. 推动建材行业碳达峰。加强产能置换监管，加快低效产能退出，严禁新增水泥熟料、平板玻璃产能，引导建材行业向轻型化、集约化、制品化转型。推动水泥错峰生产常态化，合理缩短水泥熟料装置运转时间。因地制宜利用风能、太阳能等可再生能源，逐步提高电力、天然气应用比重。鼓励建材企业使用粉煤

灰、工业废渣、尾矿渣等作为原料或水泥混合材。加快推进绿色建材产品认证和应用推广，加强新型胶凝材料、低碳混凝土、木竹建材等低碳建材产品研发应用。推广节能技术设备，开展能源管理体系建设，实现节能增效。

5. 推动石化化工行业碳达峰。优化产能规模和布局，加大落后产能淘汰力度，有效化解结构性过剩矛盾。严格项目准入，合理安排建设时序，严控新增炼油和传统煤化工生产能力，稳妥有序发展现代煤化工。引导企业转变用能方式，鼓励以电力、天然气等替代煤炭。调整原料结构，控制新增原料用煤，拓展富氢原料进口来源，推动石化化工原料轻质化。优化产品结构，促进石化化工与煤炭开采、冶金、建材、化纤等产业协同发展，加强炼厂干气、液化气等副产气体高效利用。鼓励企业节能升级改造，推动能量梯级利用、物料循环利用。到 2025 年，国内原油一次加工能力控制在 10 亿吨以内，主要产品产能利用率提升至 80% 以上。

6. 坚决遏制“两高”项目盲目发展。采取强有力措施，对“两高”项目实行清单管理、分类处置、动态监控。全面排查在建项目，对能效水平低于本行业能耗限额准入值的，按有关规定停工整改，推动能效水平应提尽提，力争全面达到国内乃至国际先进水平。科学评估拟建项目，对产能已饱和的行业，按照“减量替代”原则压减产能；对产能尚未饱和的行业，按照国家布局和审批备案等要求，对标国际先进水平提高准入门槛；对能耗量较大的新兴产业，支持引导企业应用绿色低碳技术，提高能效水平。深入挖潜存量项目，加快淘汰落后产能，通过改造升级挖掘节能减排潜力。强化常态化监管，坚决拿下不符合要求的“两高”项目。

（四）城乡建设碳达峰行动

加快推进城乡建设绿色低碳发展，城市更新和乡村振兴都要落实绿色低碳要求。

1. 推进城乡建设绿色低碳转型。推动城市组团式发展，科学确定建设规模，控制新增建设用地过快增长。倡导绿色低碳规划设计理念，增强城乡气候韧性，建设海绵城市。推广绿色低碳建材和绿色建造方式，加快推进新型建筑工业化，大力发展装配式建筑，推广钢结构住宅，推动建材循环利用，强化绿色设计和绿

色施工管理。加强县城绿色低碳建设。推动建立以绿色低碳为导向的城乡规划建设管理机制，制定建筑拆除管理办法，杜绝大拆大建。建设绿色城镇、绿色社区。

2. 加快提升建筑能效水平。加快更新建筑节能、市政基础设施等标准，提高节能降碳要求。加强适用于不同气候区、不同建筑类型的节能低碳技术研发和推广，推动超低能耗建筑、低碳建筑规模化发展。加快推进居住建筑和公共建筑节能改造，持续推动老旧供热管网等市政基础设施节能降碳改造。提升城镇建筑和基础设施运行管理智能化水平，加快推广供热计量收费和合同能源管理，逐步开展公共建筑能耗限额管理。到 2025 年，城镇新建建筑全面执行绿色建筑标准。

3. 加快优化建筑用能结构。深化可再生能源建筑应用，推广光伏发电与建筑一体化应用。积极推动严寒、寒冷地区清洁取暖，推进热电联产集中供暖，加快工业余热供暖规模化应用，积极稳妥开展核能供热示范，因地制宜推行热泵、生物质能、地热能、太阳能等清洁低碳供暖。引导夏热冬冷地区科学取暖，因地制宜采用清洁高效取暖方式。提高建筑终端电气化水平，建设集光伏发电、储能、直流配电、柔性用电于一体的“光储直柔”建筑。到 2025 年，城镇建筑可再生能源替代率达到 8%，新建公共机构建筑、新建厂房屋顶光伏覆盖率力争达到 50%。

4. 推进农村建设和用能低碳转型。推进绿色农房建设，加快农房节能改造。持续推进农村地区清洁取暖，因地制宜选择适宜取暖方式。发展节能低碳农业大棚。推广节能环保灶具、电动农用车辆、节能环保农机和渔船。加快生物质能、太阳能等可再生能源在农业生产和农村生活中的应用。加强农村电网建设，提升农村用能电气化水平。

（五）交通运输绿色低碳行动

加快形成绿色低碳运输方式，确保交通运输领域碳排放增长保持在合理区间。

1. 推动运输工具装备低碳转型。积极扩大电力、氢能、天然气、先进生物液体燃料等新能源、清洁能源在交通运输领域应用。大力推广新能源汽车，逐步降低传统燃油汽车在新车产销和汽车保有量中的占比，推动城市公共服务车辆电动化替代，推广电力、氢燃料、液化天然气动力重型货运车辆。提升铁路系统电

气化水平。加快老旧船舶更新改造，发展电动、液化天然气动力船舶，深入推进船舶靠港使用岸电，因地制宜开展沿海、内河绿色智能船舶示范应用。提升机场运行电动化智能化水平，发展新能源航空器。到 2030 年，当年新增新能源、清洁能源动力的交通工具比例达到 40%左右，营运交通工具单位换算周转量碳排放强度比 2020 年下降 9.5%左右，国家铁路单位换算周转量综合能耗比 2020 年下降 10%。陆路交通运输石油消费力争 2030 年前达到峰值。

2. 构建绿色高效交通运输体系。发展智能交通，推动不同运输方式合理分工、有效衔接，降低空载率和不合理客货运周转量。大力发展以铁路、水路为骨干的多式联运，推进工矿企业、港口、物流园区等铁路专用线建设，加快内河高等级航道网建设，加快大宗货物和中长距离货物运输“公转铁”“公转水”。加快先进适用技术应用，提升民航运行管理效率，引导航空企业加强智慧运行，实现系统化节能降碳。加快城乡物流配送体系建设，创新绿色低碳、集约高效的配送模式。打造高效衔接、快捷舒适的公共交通服务体系，积极引导公众选择绿色低碳交通方式。“十四五”期间，集装箱铁水联运量年均增长 15%以上。到 2030 年，城区常住人口 100 万以上的城市绿色出行比例不低于 70%。

3. 加快绿色交通基础设施建设。将绿色低碳理念贯穿于交通基础设施规划、建设、运营和维护全过程，降低全生命周期能耗和碳排放。开展交通基础设施绿色化提升改造，统筹利用综合运输通道线位、土地、空域等资源，加大岸线、锚地等资源整合力度，提高利用效率。有序推进充电桩、配套电网、加注（气）站、加氢站等基础设施建设，提升城市公共交通基础设施水平。到 2030 年，民用运输机场场内车辆装备等力争全面实现电动化。

（六）循环经济助力降碳行动

抓住资源利用这个源头，大力发展循环经济，全面提高资源利用效率，充分发挥减少资源消耗和降碳的协同作用。

1. 推进产业园区循环化发展。以提升资源产出率和循环利用率为目标，优化园区空间布局，开展园区循环化改造。推动园区企业循环式生产、产业循环式组合，组织企业实施清洁生产改造，促进废物综合利用、能量梯级利用、水资源

循环利用，推进工业余压余热、废气废液废渣资源化利用，积极推广集中供气供热。搭建基础设施和公共服务共享平台，加强园区物质流管理。到 2030 年，省级以上重点产业园区全部实施循环化改造。

2. 加强大宗固废综合利用。提高矿产资源综合开发利用水平和综合利用率，以煤矸石、粉煤灰、尾矿、共伴生矿、冶炼渣、工业副产石膏、建筑垃圾、农作物秸秆等大宗固废为重点，支持大掺量、规模化、高值化利用，鼓励应用于替代原生非金属矿、砂石等资源。在确保安全环保前提下，探索将磷石膏应用于土壤改良、井下充填、路基修筑等。推动建筑垃圾资源化利用，推广废弃路面材料原地再生利用。加快推进秸秆高值化利用，完善收储运体系，严格禁烧管控。加快大宗固废综合利用示范建设。到 2025 年，大宗固废年利用量达到 40 亿吨左右；到 2030 年，年利用量达到 45 亿吨左右。

3. 健全资源循环利用体系。完善废旧物资回收网络，推行“互联网+”回收模式，实现再生资源应收尽收。加强再生资源综合利用行业规范管理，促进产业集聚发展。高水平建设现代化“城市矿产”基地，推动再生资源规范化、规模化、清洁化利用。推进退役动力电池、光伏组件、风电机组叶片等新兴产业废物循环利用。促进汽车零部件、工程机械、文办设备等再制造产业高质量发展。加强资源再生产品和再制造产品推广应用。到 2025 年，废钢铁、废铜、废铝、废铅、废锌、废纸、废塑料、废橡胶、废玻璃等 9 种主要再生资源循环利用量达到 4.5 亿吨，到 2030 年达到 5.1 亿吨。

4. 大力推进生活垃圾减量化资源化。扎实推进生活垃圾分类，加快建立覆盖全社会的生活垃圾收运处置体系，全面实现分类投放、分类收集、分类运输、分类处理。加强塑料污染全链条治理，整治过度包装，推动生活垃圾源头减量。推进生活垃圾焚烧处理，降低填埋比例，探索适合我国厨余垃圾特性的资源化利用技术。推进污水资源化利用。到 2025 年，城市生活垃圾分类体系基本健全，生活垃圾资源化利用比例提升至 60%左右。到 2030 年，城市生活垃圾分类实现全覆盖，生活垃圾资源化利用比例提升至 65%。

（七）绿色低碳科技创新行动

发挥科技创新的支撑引领作用，完善科技创新体制机制，强化创新能力，加快绿色低碳科技革命。

1. 完善创新体制机制。制定科技支撑碳达峰碳中和行动方案，在国家重点研发计划中设立碳达峰碳中和关键技术与示范等重点专项，采取“揭榜挂帅”机制，开展低碳零碳负碳关键核心技术攻关。将绿色低碳技术创新成果纳入高等学校、科研单位、国有企业有关绩效考核。强化企业创新主体地位，支持企业承担国家绿色低碳重大科技项目，鼓励设施、数据等资源开放共享。推进国家绿色技术交易中心建设，加快创新成果转化。加强绿色低碳技术和产品知识产权保护。完善绿色低碳技术和产品检测、评估、认证体系。

2. 加强创新能力建设和人才培养。组建碳达峰碳中和相关国家实验室、国家重点实验室和国家技术创新中心，适度超前布局国家重大科技基础设施，引导企业、高等学校、科研单位共建一批国家绿色低碳产业创新中心。创新人才培养模式，鼓励高等学校加快新能源、储能、氢能、碳减排、碳汇、碳排放权交易等学科建设和人才培养，建设一批绿色低碳领域未来技术学院、现代产业学院和示范性能源学院。深化产教融合，鼓励校企联合开展产学研合作协同育人项目，组建碳达峰碳中和产教融合发展联盟，建设一批国家储能技术产教融合创新平台。

3. 强化应用基础研究。实施一批具有前瞻性、战略性的国家重大前沿科技项目，推动低碳零碳负碳技术装备研发取得突破性进展。聚焦化石能源绿色智能开发和清洁低碳利用、可再生能源大规模利用、新型电力系统、节能、氢能、储能、动力电池、二氧化碳捕集利用与封存等重点，深化应用基础研究。积极研发先进核电技术，加强可控核聚变等前沿颠覆性技术研究。

4. 加快先进适用技术研发和推广应用。集中力量开展复杂大电网安全稳定运行和控制、大容量风电、高效光伏、大功率液化天然气发动机、大容量储能、低成本可再生能源制氢、低成本二氧化碳捕集利用与封存等技术创新，加快碳纤维、气凝胶、特种钢材等基础材料研发，补齐关键零部件、元器件、软件等短板。推广先进成熟绿色低碳技术，开展示范应用。建设全流程、集成化、规模化二氧化碳捕集利用与封存示范项目。推进熔盐储能供热和发电示范应用。加快氢能技

术研发和示范应用，探索在工业、交通运输、建筑等领域规模化应用。

（八）碳汇能力巩固提升行动

坚持系统观念，推进山水林田湖草沙一体化保护和修复，提高生态系统质量和稳定性，提升生态系统碳汇增量。

1. 巩固生态系统固碳作用。结合国土空间规划编制和实施，构建有利于碳达峰、碳中和的国土空间开发保护格局。严守生态保护红线，严控生态空间占用，建立以国家公园为主体的自然保护地体系，稳定现有森林、草原、湿地、海洋、土壤、冻土、岩溶等固碳作用。严格执行土地使用标准，加强节约集约用地评价，推广节地技术和节地模式。

2. 提升生态系统碳汇能力。实施生态保护修复重大工程。深入推进大规模国土绿化行动，巩固退耕还林还草成果，扩大林草资源总量。强化森林资源保护，实施森林质量精准提升工程，提高森林质量和稳定性。加强草原生态保护修复，提高草原综合植被盖度。加强河湖、湿地保护修复。整体推进海洋生态系统保护和修复，提升红树林、海草床、盐沼等固碳能力。加强退化土地修复治理，开展荒漠化、石漠化、水土流失综合治理，实施历史遗留矿山生态修复工程。到2030年，全国森林覆盖率达到25%左右，森林蓄积量达到190亿立方米。

3. 加强生态系统碳汇基础支撑。依托和拓展自然资源调查监测体系，利用好国家林草生态综合监测评价成果，建立生态系统碳汇监测核算体系，开展森林、草原、湿地、海洋、土壤、冻土、岩溶等碳汇本底调查、碳储量评估、潜力分析，实施生态保护修复碳汇成效监测评估。加强陆地和海洋生态系统碳汇基础理论、基础方法、前沿颠覆性技术研究。建立健全能够体现碳汇价值的生态保护补偿机制，研究制定碳汇项目参与全国碳排放权交易相关规则。

4. 推进农业农村减排固碳。大力发展绿色低碳循环农业，推进农光互补、“光伏+设施农业”“海上风电+海洋牧场”等低碳农业模式。研发应用增汇型农业技术。开展耕地质量提升行动，实施国家黑土地保护工程，提升土壤有机碳储量。合理控制化肥、农药、地膜使用量，实施化肥农药减量替代计划，加强农作物秸秆综合利用和畜禽粪污资源化利用。

（九）绿色低碳全民行动

增强全民节约意识、环保意识、生态意识，倡导简约适度、绿色低碳、文明健康的生活方式，把绿色理念转化为全体人民的自觉行动。

1. 加强生态文明宣传教育。将生态文明教育纳入国民教育体系，开展多种形式的资源环境国情教育，普及碳达峰、碳中和基础知识。加强对公众的生态文明科普教育，将绿色低碳理念有机融入文艺作品，制作文创产品和公益广告，持续开展世界地球日、世界环境日、全国节能宣传周、全国低碳日等主题宣传活动，增强社会公众绿色低碳意识，推动生态文明理念更加深入人心。

2. 推广绿色低碳生活方式。坚决遏制奢侈浪费和不合理消费，着力破除奢靡铺张的歪风陋习，坚决制止餐饮浪费行为。在全社会倡导节约用能，开展绿色低碳社会行动示范创建，深入推进绿色生活创建行动，评选宣传一批优秀示范典型，营造绿色低碳生活新风尚。大力发展绿色消费，推广绿色低碳产品，完善绿色产品认证与标识制度。提升绿色产品在政府采购中的比例。

3. 引导企业履行社会责任。引导企业主动适应绿色低碳发展要求，强化环境责任意识，加强能源资源节约，提升绿色创新水平。重点领域国有企业特别是中央企业要制定实施企业碳达峰行动方案，发挥示范引领作用。重点用能单位要梳理核算自身碳排放情况，深入研究碳减排路径，“一企一策”制定专项工作方案，推进节能降碳。相关上市公司和发债企业要按照环境信息依法披露要求，定期公布企业碳排放信息。充分发挥行业协会等社会团体作用，督促企业自觉履行社会责任。

4. 强化领导干部培训。将学习贯彻习近平生态文明思想作为干部教育培训的重要内容，各级党校（行政学院）要把碳达峰、碳中和相关内容列入教学计划，分阶段、多层次对各级领导干部开展培训，普及科学知识，宣讲政策要点，强化法治意识，深化各级领导干部对碳达峰、碳中和工作重要性、紧迫性、科学性、系统性的认识。从事绿色低碳发展相关工作的领导干部要尽快提升专业素养和业务能力，切实增强推动绿色低碳发展的本领。

（十）各地区梯次有序碳达峰行动

各地区要准确把握自身发展定位，结合本地区经济社会发展实际和资源环境禀赋，坚持分类施策、因地制宜、上下联动，梯次有序推进碳达峰。

1. 科学合理确定有序达峰目标。碳排放已经基本稳定的地区要巩固减排成果，在率先实现碳达峰的基础上进一步降低碳排放。产业结构较轻、能源结构较优的地区要坚持绿色低碳发展，坚决不走依靠“两高”项目拉动经济增长的老路，力争率先实现碳达峰。产业结构偏重、能源结构偏煤的地区和资源型地区要把节能降碳摆在突出位置，大力优化调整产业结构和能源结构，逐步实现碳排放增长与经济增长脱钩，力争与全国同步实现碳达峰。

2. 因地制宜推进绿色低碳发展。各地区要结合区域重大战略、区域协调发展战略和主体功能区战略，从实际出发推进本地区绿色低碳发展。京津冀、长三角、粤港澳大湾区等区域要发挥高质量发展动力源和增长极作用，率先推动经济社会发展全面绿色转型。长江经济带、黄河流域和国家生态文明试验区要严格落实生态优先、绿色发展战略导向，在绿色低碳发展方面走在全国前列。中西部和东北地区要着力优化能源结构，按照产业政策和能耗双控要求，有序推动高耗能行业向清洁能源优势地区集中，积极培育绿色发展动能。

3. 上下联动制定地方达峰方案。各省、自治区、直辖市人民政府要按照国家总体部署，结合本地区资源环境禀赋、产业布局、发展阶段等，坚持全国一盘棋，不抢跑，科学制定本地区碳达峰行动方案，提出符合实际、切实可行的碳达峰时间表、路线图、施工图，避免“一刀切”限电限产或运动式“减碳”。各地区碳达峰行动方案经碳达峰碳中和工作领导小组综合平衡、审核通过后，由地方自行印发实施。

4. 组织开展碳达峰试点建设。加大中央对地方推进碳达峰的支持力度，选择100个具有典型代表性的城市和园区开展碳达峰试点建设，在政策、资金、技术等方面对试点城市和园区给予支持，加快实现绿色低碳转型，为全国提供可操作、可复制、可推广的经验做法。

四、国际合作

（一）深度参与全球气候治理。大力宣传习近平生态文明思想，分享中国生

态文明、绿色发展理念与实践经验，为建设清洁美丽世界贡献中国智慧、中国方案、中国力量，共同构建人与自然生命共同体。主动参与全球绿色治理体系建设，坚持共同但有区别的责任原则、公平原则和各自能力原则，坚持多边主义，维护以联合国为核心的国际体系，推动各方全面履行《联合国气候变化框架公约》及其《巴黎协定》。积极参与国际航运、航空减排谈判。

（二）开展绿色经贸、技术与金融合作。优化贸易结构，大力发展高质量、高技术、高附加值绿色产品贸易。加强绿色标准国际合作，推动落实合格评定合作和互认机制，做好绿色贸易规则与进出口政策的衔接。加强节能环保产品和服务进出口。加大绿色技术合作力度，推动开展可再生能源、储能、氢能、二氧化碳捕集利用与封存等领域科研合作和技术交流，积极参与国际热核聚变实验堆计划等国际大科学工程。深化绿色金融国际合作，积极参与碳定价机制和绿色金融标准体系国际宏观协调，与有关各方共同推动绿色低碳转型。

（三）推进绿色“一带一路”建设。秉持共商共建共享原则，弘扬开放、绿色、廉洁理念，加强与共建“一带一路”国家的绿色基建、绿色能源、绿色金融等领域合作，提高境外项目环境可持续性，打造绿色、包容的“一带一路”能源合作伙伴关系，扩大新能源技术和产品出口。发挥“一带一路”绿色发展国际联盟等合作平台作用，推动实施《“一带一路”绿色投资原则》，推进“一带一路”应对气候变化南南合作计划和“一带一路”科技创新行动计划。

五、政策保障

（一）建立统一规范的碳排放统计核算体系。加强碳排放统计核算能力建设，深化核算方法研究，加快建立统一规范的碳排放统计核算体系。支持行业、企业依据自身特点开展碳排放核算方法学研究，建立健全碳排放计量体系。推进碳排放实测技术发展，加快遥感测量、大数据、云计算等新兴技术在碳排放实测技术领域的应用，提高统计核算水平。积极参与国际碳排放核算方法研究，推动建立更为公平合理的碳排放核算方法体系。

（二）健全法律法规标准。构建有利于绿色低碳发展的法律体系，推动能源法、节约能源法、电力法、煤炭法、可再生能源法、循环经济促进法、清洁生产

促进法等制定修订。加快节能标准更新，修订一批能耗限额、产品设备能效强制性国家标准和工程建设标准，提高节能降碳要求。健全可再生能源标准体系，加快相关领域标准制定修订。建立健全氢制、储、输、用标准。完善工业绿色低碳标准体系。建立重点企业碳排放核算、报告、核查等标准，探索建立重点产品全生命周期碳足迹标准。积极参与国际能效、低碳等标准制定修订，加强国际标准协调。

（三）完善经济政策。各级人民政府要加大对碳达峰、碳中和工作的支持力度。建立健全有利于绿色低碳发展的税收政策体系，落实和完善节能节水、资源综合利用等税收优惠政策，更好发挥税收对市场主体绿色低碳发展的促进作用。完善绿色电价政策，健全居民阶梯电价制度和分时电价政策，探索建立分时电价动态调整机制。完善绿色金融评价机制，建立健全绿色金融标准体系。大力发展绿色贷款、绿色股权、绿色债券、绿色保险、绿色基金等金融工具，设立碳减排支持工具，引导金融机构为绿色低碳项目提供长周期、低成本资金，鼓励开发性政策性金融机构按照市场化法治化原则为碳达峰行动提供长期稳定融资支持。拓展绿色债券市场的深度和广度，支持符合条件的绿色企业上市融资、挂牌融资和再融资。研究设立国家低碳转型基金，支持传统产业和资源富集地区绿色转型。鼓励社会资本以市场化方式设立绿色低碳产业投资基金。

（四）建立健全市场化机制。发挥全国碳排放权交易市场作用，进一步完善配套制度，逐步扩大交易行业范围。建设全国用能权交易市场，完善用能权有偿使用和交易制度，做好与能耗双控制度的衔接。统筹推进碳排放权、用能权、电力交易等市场建设，加强市场机制间的衔接与协调，将碳排放权、用能权交易纳入公共资源交易平台。积极推行合同能源管理，推广节能咨询、诊断、设计、融资、改造、托管等“一站式”综合服务模式。

六、组织实施

（一）加强统筹协调。加强党中央对碳达峰、碳中和工作的集中统一领导，碳达峰碳中和工作领导小组对碳达峰相关工作进行整体部署和系统推进，统筹研究重要事项、制定重大政策。碳达峰碳中和工作领导小组成员单位要按照党中央、

国务院决策部署和领导小组工作要求，扎实推进相关工作。碳达峰碳中和工作领导小组办公室要加强统筹协调，定期对各地区和重点领域、重点行业工作进展情况进行调度，科学提出碳达峰分步骤的时间表、路线图，督促将各项目标任务落实落细。

（二）强化责任落实。各地区各有关部门要深刻认识碳达峰、碳中和工作的重要性、紧迫性、复杂性，切实扛起责任，按照《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》和本方案确定的主要目标和重点任务，着力抓好各项任务落实，确保政策到位、措施到位、成效到位，落实情况纳入中央和省级生态环境保护督察。各相关单位、人民团体、社会组织要按照国家有关部署，积极发挥自身作用，推进绿色低碳发展。

（三）严格监督考核。实施以碳强度控制为主、碳排放总量控制为辅的制度，对能源消费和碳排放指标实行协同管理、协同分解、协同考核，逐步建立系统完善的碳达峰碳中和综合评价考核制度。加强监督考核结果应用，对碳达峰工作成效突出的地区、单位和个人按规定给予表彰奖励，对未完成目标任务的地区、部门依规依法实行通报批评和约谈问责。各省、自治区、直辖市人民政府要组织开展碳达峰目标任务年度评估，有关工作进展和重大问题要及时向碳达峰碳中和工作领导小组报告。

国资委关于印发《关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰碳中和工作的指导意见》的通知

（国资发科创〔2021〕93号）

各中央企业，驻委纪检监察组，委内各厅局，各直属单位、直管协会：

现将《关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰碳中和工作的指导意见》印发给你们，请结合实际认真贯彻落实。

国资委

2021年11月27日

附件

关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰碳中和工作的指导意见

实现碳达峰、碳中和，是以习近平同志为核心的党中央统筹国内国际两个大局作出的重大战略决策，对我国实现高质量发展、全面建设社会主义现代化强国具有重要意义。中央企业在关系国家安全与国民经济命脉的重要行业和关键领域占据重要地位，同时也是我国碳排放的重点单位，应当在推进国家碳达峰、碳中和中发挥示范引领作用。为深入贯彻落实党中央、国务院关于碳达峰、碳中和的决策部署，指导中央企业做好碳达峰、碳中和工作，现提出如下意见：

一、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中、六中全会精神，深入贯彻习近平生态文明思想，立足新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，坚持系统观念，处理好发展和减排、整体和局部、短期和中长期的关系，把碳达峰、碳中和纳入国资央企发展全局，着力布局优化和结构调整，着力深化供给侧结构性改革，着力降强度控总量，着力科技和制度创新，加快中央企业绿色低碳转型和高

质量发展，有力支撑国家如期实现碳达峰、碳中和。

（二）基本原则

坚持系统谋划、统筹推进。加强统筹协调，健全激励约束机制，明确总体目标和实施路径，贯穿到企业生产经营全过程和各环节，加快构建有利于碳达峰、碳中和的国有经济布局 and 结构。鼓励有条件的中央企业率先达峰。

坚持节约优先、源头减碳。把节约能源资源放在首位，提升利用效率，优化能源结构，供给侧和需求侧两端同时发力，大力推进绿色低碳转型升级，持续降低单位产出能源资源消耗和碳排放，从源头减少二氧化碳排放。

坚持创新驱动、科技引领。充分发挥中央企业创新主体作用，强化科技创新和制度创新，突破绿色低碳关键核心技术，提升高质量绿色产品服务供给能力，加速绿色低碳关键技术产品推广应用。

坚持立足实际、稳妥有序。统筹发展与安全，立足我国能源资源禀赋和企业实际，以保障国家能源安全和经济发展为底线，加强风险研判和应对，着力化解各类风险隐患，确保安全降碳。

二、主要目标

到 2025 年，中央企业产业结构和能源结构调整优化取得明显进展，重点行业能源利用效率大幅提升，新型电力系统加快构建，绿色低碳技术研发和推广应用取得积极进展；中央企业万元产值综合能耗比 2020 年下降 15%，万元产值二氧化碳排放比 2020 年下降 18%，可再生能源发电装机比重达到 50% 以上，战略性新兴产业营收比重不低于 30%，为实现碳达峰奠定坚实基础。

到 2030 年，中央企业全面绿色低碳转型取得显著成效，产业结构和能源结构调整取得重大进展，重点行业企业能源利用效率接近世界一流企业先进水平，绿色低碳技术取得重大突破，绿色低碳产业规模与比重明显提升，中央企业万元产值综合能耗大幅下降，万元产值二氧化碳排放比 2005 年下降 65% 以上，中央企业二氧化碳排放量整体达到峰值并实现稳中有降，有条件的中央企业力争碳排放率先达峰。

到 2060 年，中央企业绿色低碳循环发展的产业体系和清洁低碳安全高效的

能源体系全面建立，能源利用效率达到世界一流企业先进水平，形成绿色低碳核心竞争优势，为国家顺利实现碳中和目标作出积极贡献。

三、推动绿色低碳转型发展

（一）强化国有资本绿色低碳布局。服务国家绿色低碳发展战略，把绿色低碳发展理念完整、准确、全面贯彻到国资国企改革发展全过程和各领域，深入推进供给侧结构性改革，构建有利于国家实现碳达峰、碳中和的国有经济布局和结构。调整国有资本存量结构，加快清理处置不符合绿色低碳标准要求的资产和企业，深入推进战略性重组和专业化整合。优化国有资本增量投向，加大绿色低碳投资，充分发挥投资引导作用，推动国有资本增量向绿色低碳和前瞻性战略性新兴产业集中。

（二）强化绿色低碳发展规划引领。将碳达峰、碳中和目标要求全面融入中央企业中长期发展规划。加强与各级各类规划的衔接协调，确保企业落实碳达峰、碳中和的主要目标、发展方向、重大项目与各方面部署要求协调一致。中央企业根据自身情况制定碳达峰行动方案，提出符合实际、切实可行的碳达峰时间表、路线图、施工图，积极开展碳中和实施路径研究，发挥示范引领作用。

（三）加快形成绿色低碳生产方式。大力推动中央企业节能减排，建立资源循环型产业体系，全面提高能源资源利用效率。推进工业绿色升级，全面实施重点行业清洁生产提升改造、绿色化改造，鼓励建设厂房集约化、原料无害化、生产洁净化、废物资源化、能源低碳化的绿色工厂。支持中央企业通过项目合作、产业共建、搭建联盟等市场化方式引领各类市场主体绿色低碳发展，构建绿色低碳供应链体系。鼓励节能低碳和环境服务等新业态发展和模式创新。

（四）发挥绿色低碳消费引领作用。扩大中央企业绿色低碳产品和服务的有效供给。推进产品绿色设计，强化产品全生命周期绿色管理，落实生产者责任延伸制。鼓励和推动绿色低碳产品和服务认证管理，鼓励企业发布绿色低碳产品名单。带头执行企业绿色采购指南，全面推行绿色低碳办公，倡导绿色低碳生活方式和消费模式。企业新建公共建筑要全面执行绿色低碳建筑标准，既有公共建筑要加快节能改造。

（五）积极开展绿色低碳国际交流合作。推动中央企业强化绿色低碳经贸、技术国际交流合作。中央企业大力发展高质量、高技术、高附加值的绿色产品贸易，推动绿色低碳产品、服务和标准“走出去”，严格管理高耗能高排放产品出口。服务绿色“一带一路”建设，深化与共建“一带一路”国家和地区在绿色基建、绿色能源、绿色金融、绿色技术等领域的合作，优先采用低碳、节能、环保、绿色的材料与技术工艺，提高境外项目环境可持续性，打造绿色、包容的“一带一路”合作伙伴关系。

四、建立绿色低碳循环产业体系

（一）坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展。中央企业要严控高耗能高排放项目，优化高耗能高排放项目产能规模和布局，实施台账管理、动态监控、分类处置。科学稳妥推进拟建项目，新建、扩建钢铁、水泥、平板玻璃、电解铝等高耗能高排放项目严格落实等量或减量置换，严格执行煤电、石化、煤化工等产能控制政策。深入挖掘存量项目潜力，加快实施改造升级，推动能效水平应提尽提，力争全面达到国内乃至国际先进水平。坚决关停不符合有关政策要求的高耗能高排放项目。

（二）推动传统产业转型升级。坚持化解产能与产业升级相结合，巩固钢铁、煤炭去产能成果，加快淘汰落后产能。全面建设绿色制造体系，加快推进煤电、钢铁、有色金属、建材、石化化工、造纸等工业行业低碳工艺革新和数字化转型，提高工业电气化水平，促进绿色电力消费，提高能源资源利用效率。持续推进电子材料、电子整机产品制造绿色低碳工艺创新应用，显著降低制造能耗。提升建筑行业绿色低碳发展水平，全面推行绿色建造工艺和绿色低碳建材，推动建材减量化、循环化利用，推进超低能耗、近零能耗、低碳建筑规模化发展。打造绿色低碳综合交通运输体系，调整优化运输结构，积极推动大宗货物和中长距离货物运输“公转铁”“公转水”，推动交通领域电气化、智能化，推广节能和新能源载运工具及配套设施设备。加快商贸流通、信息服务等服务业绿色低碳转型，加快绿色数据中心建设。

（三）大力发展绿色低碳产业。鼓励中央企业抢占绿色低碳发展先机，推动

战略性新兴产业融合化、集群化、生态化发展。加快发展新一代信息技术、生物技术、新能源、新材料、高端装备、新能源汽车、绿色环保以及航空航天、海洋装备等战略性新兴产业。推动互联网、大数据、人工智能、5G等新兴技术与绿色低碳产业深度融合。进一步提升绿色环保产业发展质量效益，培育具有国际竞争力的大型绿色环保企业集团，培育综合能源服务、合同能源管理、第三方环境污染治理、碳排放管理综合服务新业态新模式。

（四）加快构建循环经济体系。中央企业要以减量化、再利用、资源化为重点，着力构建资源循环型产业体系。推动企业循环式生产、产业循环式组合，促进废物综合利用、能源梯级利用、余热余压余能利用、水资源循环使用，重点拓宽大宗工业固体废物、建筑垃圾等的综合利用渠道和利用规模，开展示范工程建设。推动再制造产业高质量发展，提升汽车零部件、工程机械、机床等再制造水平，鼓励企业广泛推广应用再制造产品和服务。支持有条件的企业积极参与城市生活垃圾协同处置。提升再生资源加工利用水平，推动废钢铁、废有色金属、废塑料、废旧动力电池等再生资源规模化、规范化、清洁化利用。

五、构建清洁低碳安全高效能源体系

（一）加快提升能源节约利用水平。中央企业要统筹好“控能”和“控碳”的关系，坚持节约优先发展战略，强化能源消费总量和强度双控，严格能耗强度和碳排放强度约束性指标管理，探索增强能耗总量管理弹性，合理控制能源消费总量。健全能耗双控管理措施，严格落实建设项目节能评估审查要求，加快实施节能降碳重点工程，推进重点用能设备节能增效。加强产业规划布局、重大项目建设与能耗双控政策的有效衔接，推动能源资源配置更加合理、利用效率大幅提高。

（二）加快推进化石能源清洁高效利用。中央企业要推进煤炭消费转型升级，严格合理控制煤炭消费增长。统筹煤电发展和保供调峰，严格控制煤电装机规模，根据发展需要合理建设先进煤电，继续有序淘汰落后煤电，加快现役机组节能升级和灵活性改造，推动煤电向基础保障性和系统调节性电源转型。支持企业探索利用退役火电机组的既有厂址和相关设施建设新型储能设施。推进其他重点用煤行业减煤限煤，有序推进煤炭替代和煤炭清洁利用。严控传统煤化工产能，稳妥

有序发展现代煤化工，提高煤炭作为化工原料的综合利用效能，促进煤化工产业高端化、多元化、低碳化发展，积极发展煤基特种燃料、煤基生物可降解材料等。加快推进绿色智能煤矿建设，鼓励利用废弃矿区开展新能源及储能项目开发建设，加大对煤炭企业退出和转型发展以及从业人员的扶持力度。提升油气田清洁高效开采能力，加快页岩气、煤层气、致密油气等非常规油气资源规模化开发，鼓励油气企业利用自有建设用地发展可再生能源以及建设分布式能源设施，在油气田区域建设多能互补的区域供能系统。推动炼化企业转型升级，严控炼油产能，有序推进减油增化，优化产品结构。鼓励传统加油站、加气站建设油气电氢一体化综合交通能源服务站。

（三）加快推动非化石能源发展。优化非化石能源发展布局，不断提高非化石能源业务占比。完善清洁能源装备制造产业链，支撑清洁能源开发利用。全面推进风电、太阳能发电大规模、高质量发展，因地制宜发展生物质能，探索深化海洋能、地热能等开发利用。坚持集中式与分布式并举，优先推动风能、太阳能就地就近开发利用，加快智能光伏产业创新升级和特色应用。因地制宜开发水电，推动已纳入国家规划、符合生态环保要求的水电项目开工建设。积极安全有序发展核电，培育高端核电装备制造产业集群。稳步构建氢能产业体系，完善氢能制、储、输、用一体化布局，结合工业、交通等领域典型用能场景，积极部署产业链示范项目。加大先进储能、温差能、地热能、潮汐能等新兴能源领域前瞻性布局力度。

（四）加快构建以新能源为主体的新型电力系统。着力提升供电保障能力，提高电网对高比例可再生能源的消纳和调控能力，确保大电网安全稳定运行。加强源网荷储协同互动，着力提升电力系统灵活调节能力。加快实施煤电灵活性改造，推进自备电厂参与电力系统调节。高质量建设核心骨干网架，鼓励建设智慧能源系统和微电网。强化用电需求侧响应，推动中央企业积极参与虚拟电厂试点和实施。加快推进生态友好、条件成熟、指标优越的抽水蓄能电站建设，积极推进在建项目建设，结合地方规划积极开展中小型抽水蓄能建设，探索推进水电梯级融合改造，发展抽水蓄能现代化产业。推动高安全、低成本、高可靠、长寿命

的新型储能技术研发和规模化应用。健全源网荷储互动技术应用架构和标准规范，建设源网荷储协同互动调控平台，塑造多元主体广泛参与的共建共享共赢产业生态。

六、强化绿色低碳技术科技攻关和创新应用

（一）加强绿色低碳技术布局与攻关。充分发挥中央企业创新主体作用，支持中央企业加快绿色低碳重大科技攻关，积极承担国家绿色低碳重大科技项目，力争在低碳零碳负碳先进适用技术方面取得突破。布局化石能源绿色智能开发和清洁低碳利用、新型电力系统、零碳工业流程再造等低碳前沿技术攻关，深入开展智能电网、抽水蓄能、先进储能、高效光伏、大容量风电、绿色氢能、低碳冶金、现代煤化工、二氧化碳捕集利用与封存等关键技术攻关，鼓励加强产业共性基础技术研究，加快碳纤维、气凝胶等新型材料研发应用。加强绿色氢能示范验证和规模应用，推动建设低成本、全流程、集成化、规模化的二氧化碳捕集利用与封存示范项目。

（二）打造绿色低碳科技创新平台。聚焦先进核能、绿色低碳电力装备、新型电力系统、新能源汽车及智能（网联）汽车等重点领域，推动中央企业布局建设一批原创技术策源地，强化原创技术供给，加速创新要素集聚。推进创新主体协同，鼓励中央企业积极承建或参与绿色低碳技术领域国家重点实验室、国家技术创新中心等平台建设，加强行业共性技术问题的应用研究，发挥行业引领示范作用。支持中央企业整合企业、高校、科研院所、产业园区等力量，在绿色低碳技术领域建立体系化、任务型创新联合体，整合创新资源，加强创新合作，打造绿色低碳产业技术协同创新平台。

（三）强化绿色低碳技术成果应用。支持中央企业加快绿色低碳新技术、新工艺、新装备应用，有效支撑中央企业“碳达峰、碳中和”目标实现。研究实施绿色低碳技术重大创新成果考核奖励，激励中央企业扩大绿色低碳首台（套）装备和首批次新材料应用。推动中央企业实施绿色低碳领域重大科技成果产业化示范工程，发挥重大工程牵引带动作用，与有条件的地方和科技园区协同联动，推动绿色低碳重大先进技术成果示范应用，带动产业链上下游各类企业推广应用先进

成熟技术。

七、建立完善碳排放管理机制

（一）提升碳排放管理能力。推动中央企业建立健全碳排放统计、监测、核查、报告、披露等体系。提高统计监测能力，加强重点单位能耗在线监测系统建设。加强二氧化碳排放统计核算能力建设，提升信息化实测水平。科学开展碳排放盘查工作，建立健全碳足迹评估体系，强化产品全生命周期碳排放精细化管理，重点排放单位严格落实温室气体排放报告编制及上报要求。创新人才培养机制，组织开展碳减排、碳管理、碳交易等专业化、系统化培训，打造一支高水平的专业人才队伍。

（二）提升碳交易管理能力。鼓励中央企业加快建立完善碳交易管理机制，严格落实碳排放权交易有关会计处理规定，加强对购入碳排放配额的资产管理。支持有条件的企业设立专业碳交易管理机构，建立企业碳交易管理信息系统，强化碳市场分析、碳配额管理、排放报告编制、碳交易运作等工作。积极参加全国和区域碳排放权交易，严格执行碳排放权交易有关管理规定，按要求开展排放权交易及配额清缴。积极培育新产品与新业务，开发碳汇项目与国家核证自愿减排量（CCER）项目。完善国有资产监管信息平台，建立中央企业碳交易信息共享共用机制，发挥协同效应。

（三）提升绿色金融支撑能力。积极发展绿色金融，有序推进绿色低碳金融产品和服务开发，拓展绿色信贷、绿色债券、绿色基金、绿色保险业务范围，积极探索碳排放权抵押贷款等绿色信贷业务。支持符合条件的绿色低碳产业企业上市融资和再融资。鼓励有条件的企业发起设立低碳基金，推动绿色低碳产业项目落实。

八、切实加强组织实施

（一）加强组织领导。国资委成立碳达峰、碳中和工作领导小组，全面统筹推进中央企业碳达峰、碳中和工作。中央企业建立相应领导机构，企业主要负责同志是本企业碳达峰、碳中和工作第一责任人，其他有关负责同志在职责范围内

承担相应责任。将碳达峰、碳中和作为干部教育培训体系重要内容，增强各级领导干部抓好绿色低碳发展的本领。

（二）加强统筹协调。国资委加强对企业落实进展情况的跟踪评估和督促检查，统筹各方面资源，充分发挥行业协会作用，协调解决企业实施工作中遇到的重大问题。各中央企业集团公司要结合实际制定具体实施方案，明确工作目标，分解具体任务，压实工作责任，坚决杜绝“运动式”减碳，确保如期高质量完成目标任务。

（三）加强考核约束。国资委将碳达峰、碳中和工作纳入中央企业考核评价体系，对工作成效突出的企业予以表彰奖励。对落实党中央、国务院决策部署不力、未完成目标的企业实行通报批评和约谈，对造成严重不良影响的，严肃追责问责。中央企业要建立健全企业内部碳达峰、碳中和工作监督考核机制，有关贯彻落实情况每年向国资委报告。

（四）加强重点推动。以煤电、钢铁、有色金属、建材、石化化工等排放量大的行业企业为重点，加强政策指导，加大推动力度，支持有条件的中央企业率先实现碳达峰。鼓励企业积极开展绿色低碳先行示范，培育示范企业，打造示范园区，探索并推广有效模式和有益经验。

（五）加强宣传引导。及时总结提炼促进碳减排的先进做法、成功经验、典型模式并加以推广，积极宣传中央企业应对气候变化的举措、成效，善于用案例讲好应对气候变化的央企故事，彰显中央企业责任担当。

国家能源局关于印发《电力规划管理办法》的通知

（国能电力〔2016〕139号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局），国家能源局各派出机构，国家电网公司、南方电网公司，华能、大唐、华电、国电、国电投集团，神华集团、中煤集团、国投公司、华润集团，中国国际工程咨询公司、中国电力建设集团、中国能源建设集团：

根据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）有关要求，为指导电力规划编制工作，特制定《电力规划管理办法》。现印发你们，请遵照执行。

国家能源局

2016年5月17日

电力规划管理办法

第一章 总则

第一条 为加强电力规划管理，促进电力工业健康发展，依据《中华人民共和国电力法》等相关法律法规和《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》要求，制定本办法。

第二条 电力规划是指导电力工业发展的纲领性文件，是能源规划的重要组成部分，应纳入国民经济和社会发展规划。本办法所称电力规划指五年期规划，与国民经济和社会发展规划同步，定期编制并公开发布。研究和编制电力规划应展望十年至十五年电力发展趋势。

第三条 电力规划主要包括全国电力规划（含区域电力规划，下同）和省级电力规划。全国电力规划由国家能源局负责编制，经国家发展和改革委员会审定后，由国家能源局公开发布（保密内容除外）。省级电力规划由省级能源主管部门负责编制，报国家能源局衔接并达成一致后，由省级人民政府批准并公开发布

（保密内容除外）。全国电力规划指导省级电力规划，省级电力规划服从全国电力和能源规划及省级能源发展规划，全国电力规划和省级电力规划应做到上下衔接，协调统一。

第四条 电力规划工作可分为研究与准备、编制与衔接、审定与发布、实施与调整、评估与监督等环节。

第五条 电力规划应遵循国家法律、法规，贯彻落实国家能源发展战略和相关产业政策，满足电力行业相关规程、规范和标准的要求，同步开展环境影响评价，注重提升覆盖面、权威性和科学性，增强透明度和公众参与度。

第六条 电力规划应在能源发展总体规划框架下，统筹衔接水电、煤电，气电、核电、新能源发电以及输配电网等规划；支持非化石能源优先利用和分布式能源发展，努力实现电力系统安全可靠、经济合理、清洁环保、灵活高效；鼓励创新，促进电力产业升级，积极推动能源生产、消费、供给与科技革命，促进能源与经济社会创新、协调、绿色、开放、共享发展。

第二章 组织与职责

第七条 国家能源局是全国电力规划的责任部门，省级能源主管部门是省级电力规划的责任部门，按照“政府主导、机构研究、咨询论证、多方参与、科学决策”的原则，分别组织编制全国和省级电力规划。规划编制主要参与者包括：政府部门、研究机构、电力企业、电力行业相关单位和电力规划、环境保护专家等。

第八条 电力规划研究机构是电力规划研究工作的主要承担单位，受国家能源局、省级能源主管部门委托，开展电力规划专题研究和综合研究。

第九条 电力企业是电力规划的主要实施主体和安全责任主体，应负责提供规划基础数据，积极承担电力规划的研究课题，提出规划建议，支持和配合规划工作，并按审定的全国、省级电力规划编制企业规划。

第十条 电力企业联合会等行业协会、学会、科研机构 and 高校等相关单位，应积极参与配合电力规划工作，向能源主管部门提出研究建议。

第十一条 建立完善电力规划专家库，聘请专家参与规划研究和论证，提供技术咨询。

第三章 研究与准备

第十二条 电力规划编制应从全面、深入、专业的研究入手，并以电力规划研究成果为基础。电力规划研究包括电力规划建议、电力规划专题研究和电力规划综合研究三类。

（一）电力规划建议是电力企业立足自身主营业务研究提出的规划建议，以及电力行业协会、学会、科研机构 and 高校等自主或受托提出的规划建议，是电力规划的关键支撑和基础。

（二）电力规划专题研究是针对影响电力规划的重大问题开展的研究，主要涉及电力需求、结构与布局，系统安全、经济评价、环境评价、科技进步、体制改革等。

（三）电力规划综合研究是在规划建议、规划专题研究的基础上，通过综合比选与平衡衔接，提出全面系统的电力规划研究成果。综合研究是编制电力规划的核心技术支撑。

第十三条 国家能源局和省级能源主管部门应按照能源规划工作总体安排，提前两年开展电力规划编制，及时启动专题和综合研究工作。

第十四条 电力规划专题研究和电力规划综合研究，由能源主管部门通过招标或协商等方式，委托电力规划研究机构或有资质的研究机构承担，也可由有关单位及专家根据工作需要，自行选题组织专题研究。研究过程中，能源主管部门应通过专题调研和座谈会议等方式，重点对电力需求、规模与布局、系统安全、电力流向等内容听取地方政府、电力企业和电力用户的意见和建议。

第十五条 重要的规划专题研究完成后，应由能源主管部门组织咨询机构和专家评审，并提出评审意见。规划环境影响评价研究和水资源供应研究应征询环境和水资源主管部门意见。

第十六条 电力规划综合研究报告完成后，由国家能源局或省级能源主管部

门组织咨询机构和专家评审，并提出评审意见，作为编制全国和省级电力规划的依据。

第十七条 及时修订完善电力规划研究相关技术标准和报告内容深度规定，不断提高研究水平和报告质量。

第四章 编制与衔接

第十八条 电力规划编制要以电力规划综合研究成果为依据，充分吸收电力规划建议，全面落实国家和地方经济社会发展目标要求，深入分析电力工业现状、面临的形势以及政策、资源和生态环境等约束性因素，提出电力发展的指导思想、基本原则、发展目标、重点任务及保障措施。

第十九条 全国电力规划应重点提出五年规划期内大型水电（含抽水蓄能）、核电规模及项目建设安排（含投产与开工），风电、光伏（光热）等新能源发电建设规模，煤电基地开发规模，跨省跨区电网项目建设安排（含投产与开工），省内 500 千伏及以上电网项目建设安排（含投产与开工），以及省内自用煤电、气电规模。

第二十条 省级电力规划应重点明确所属地区的大中型水电（含抽水蓄能）、煤电、气电、核电等项目建设安排（含投产与开工），进一步明确新能源发电的建设规模和布局，提出 110 千伏（66 千伏）及以上电网项目建设安排（含投产和开工）和 35 千伏及以下电网建设规模。

第二十一条 电力规划应在建设规模、投产时序、系统接入和消纳市场等方面统筹衔接水电、煤电、气电、核电、新能源发电等各类电源专项规划，形成协调统一的电力规划。

第二十二条 电力规划编制中，应通过联席会议、调研走访、专题讨论等机制和方式，加强电力规划与土地利用、城乡建设、环境保护、水资源利用等相关规划的协调，加强电力规划与交通运输、设备制造、供气供热、城市管网等上下游行业规划的协调，加强规划环境影响评价成果与规划草案完善的互动反馈。

第二十三条 电力规划应与能源发展总体规划衔接一致，按照省级电力规划

服从全国电力规划和省级能源发展规划的原则，通过“两上两下”，对全国电力规划和省级电力规划进行衔接，对送电省电力规划和受电省电力规划进行衔接，保证上下级规划和相关省级规划之间有效衔接、协调统一。

“一上”，规划编制工作启动后，各省级能源主管部门研究提出省级电力规划初稿，提交国家能源局。

“一下”，国家能源局组织对省级规划初稿进行汇总平衡后，初步明确全国规划主要目标、总体框架和各省级规划的边界条件，并书面反馈各省级能源主管部门。

“二上”，各省级能源主管部门根据反馈意见编制省级电力规划（含规划环境影响评价），报送国家能源局。

“二下”，国家能源局对各省级电力规划综合衔接平衡，并书面反馈意见，省级能源主管部门按照反馈意见修改完善省级电力规划。

第二十四条 建立健全电力规划指标体系，加强电力规划指标的量化管理，提高规划的指导性和可操作性。

第二十五条 电力规划草案形成后，应广泛征求政府部门、电力企业、其他相关单位和专家意见。电力规划上报审定前，宜委托有资质的中介机构进行咨询并提出咨询意见。研究探索电力规划听证制度。

第五章 审定与发布

第二十六条 全国电力规划一般于五年规划第一年的五月底前由国家能源局报经国家发展改革委审定，由国家能源局公开发布。

第二十七条 省级电力规划一般于五年规划第一年的六月底前由省级能源主管部门编制完成报国家能源局衔接并达成一致后，按程序公开发布。

第六章 实施与调整

第二十八条 电力规划审定发布后，各级能源主管部门及电力企业应全面落实规划明确的各项任务。

第二十九条 已经纳入电力规划或符合规划布局的项目，业主单位可依据审定的规划向国土、城建、环保、水利等部门申请支持性文件；需要核准的，由相应主管部门按程序核准。核电项目相关规定另行制定。

第三十条 未纳入电力规划的重大项目、不符合规划布局的电力项目不予核准。特殊情况下，应先调整规划后再行核准。省级能源主管部门年度核准的新能源发电规模不应超过年度开发方案确定的当年开工规模。需要超过时，应及时调整规划并报告主管部门审定。未经核准的电力项目，不得进入电力市场交易，不得纳入电网准许成本并核定输配电价，不得享受电价补贴、税收减免等扶持政策。

第三十一条 电力企业应按照审定发布的电力规划，制定企业发展规划，积极开展规划项目前期工作，有序推进项目建设，保障规划顺利落实。

第三十二条 各级政府及能源主管部门应重视和支持电力规划的实施，注重电力规划与土地利用规划和城乡建设规划实施的协调，保障电力建设项目厂址、站址和输电走廊用地。

第三十三条 已经纳入电力规划但未按期实施的电源、电网建设项目，项目业主应及时向能源主管部门说明情况。无正当理由不按期实施、并造成严重后果的，能源主管部门应对业主通报批评；属于发电等竞争性领域的，能源主管部门可对无正当理由不按期实施的项目通过招标或协商等方式交由其他投资主体实施。

第三十四条 规划实施过程中，可根据实际情况对电力规划进行适当滚动和调整。电力规划发布两至三年后，国家能源局和省级能源主管部门可根据经济发展情况和规划实施情况对五年规划进行滚动。如遇重大变化，或应电力企业申请，也可由规划编制部门按程序组织对规划具体项目进行调整。

第三十五条 开展电力规划滚动的，应在电力规划执行第二年组织开展专题研究工作，第三年编制滚动规划，并对滚动规划进行评审、审定和发布。

第三十六条 开展电力规划调整的，应委托规划研究机构开展专题研究，经专门机构评估论证后，按程序将新增电力项目纳入规划，或将相关项目调出规划。

第三十七条 全国电力规划滚动调整由国家能源局组织，按程序公开发布（保

密内容除外)；省级电力规划滚动调整由省级能源主管部门负责，经与全国规划衔接调整后，按程序公开发布（保密内容除外）。

第三十八条 继续深化行政审批制度改革，逐步推行政府规划指导、企业自主决策的电力项目建设新机制。积极探索电源项目前期工作市场化和业主招标制。

第七章 评估与监督

第三十九条 国家能源局及派出机构和省级能源主管部门应加强对电力规划实施情况的评估和监督。

第四十条 建立电力规划定期评估机制。规划实施两年后，国家能源局应委托中介机构开展全国电力规划中期评估咨询，省级能源主管部门应委托中介机构开展省级电力规划中期评估咨询，分别形成《电力规划实施中期评估报告》；五年规划结束后，形成《电力规划实施评估报告》。国家能源局派出机构应相应编制并发布《中期电力规划实施情况监管报告》和《五年期电力规划实施情况监管报告》，作为规划编制和滚动调整的重要参考。

第四十一条 电力规划实施情况评估工作应对电力规划成功的经验进行总结，对暴露的问题进行分析，并提出相关建议。

第四十二条 在规划实施过程中，能源主管部门可定期进行监督检查，发现问题及时纠正。探索建立规划审计制度。

第八章 保障措施

第四十三条 各级能源主管部门应加强对电力规划编制、实施、评估的组织领导，将规划管理工作作为推动电力发展的重要手段。做到五年规划指导年度计划。

第四十四条 健全和完善国家和省级电力规划研究机构和技术支撑体系。国家电力规划研究中心等电力规划研究机构应充分发挥研究力量的支撑作用，与相关协会、学会、科研机构、高校和企业密切协作，构建强有力的规划研究支撑体

系。重视电力规划人才储备和培养，加强电力规划模型、软件、平台等技术手段的研发，增强规划编制的技术支撑能力。各省应建立电力规划支撑体系。

第四十五条 建立健全电力规划标准体系，修订完善电力规划技术标准，推动电力规划工作标准化。

第四十六条 加快电力规划信息平台建设，推进电力规划信息共享，为规划研究和编制提供全面、准确、开放的数据支撑。地方政府相关部门、行业协会、电力企业应为信息平台建设提供必要的基础数据和信息。

第四十七条 规划研究、规划编制和信息平台建设及维护经费纳入国家和各级地方政府财政预算。合理确定规划编制经费水平，保障规划编制工作经费需要。

第九章 附则

第四十八条 本办法由国家能源局负责解释。

第四十九条 全国和省级电力规划工作应当遵循本办法，地级市及以下能源主管部门参照执行。

第五十条 本办法自公布之日起实施。

二、电力建设与保护

电力设施保护条例（2011 修订）

（1987 年 9 月 15 日国务院发布 根据 1998 年 1 月 7 日《国务院关于修改〈电力设施保护条例〉的决定》第一次修订 根据 2011 年 1 月 8 日国务院令 第 588 号《国务院关于废止和修改部分行政法规的决定》第二次修订）

第一章 总 则

第一条 为保障电力生产和建设的顺利进行，维护公共安全，特制定本条例。

第二条 本条例适用于中华人民共和国境内已建或在建的电力设施（包括发电设施、变电设施和电力线路设施及其有关辅助设施，下同）。

第三条 电力设施的保护，实行电力管理部门、公安部门、电力企业和人民群众相结合的原则。

第四条 电力设施受国家法律保护，禁止任何单位或个人从事危害电力设施的行为。任何单位和个人都有保护电力设施的义务，对危害电力设施的行为，有权制止并向电力管理部门、公安部门报告。

电力企业应加强对电力设施的保护工作，对危害电力设施安全的行为，应采取适当措施，予以制止。

第五条 国务院电力管理部门对电力设施的保护负责监督、检查、指导和协调。

第六条 县级以上地方各级电力管理部门保护电力设施的职责是：

- （一）监督、检查本条例及根据本条例制定的规章的贯彻执行；
- （二）开展保护电力设施的宣传教育工作；
- （三）会同有关部门及沿电力线路各单位，建立群众护线组织并健全责任制；
- （四）会同当地公安部门，负责所辖地区电力设施的安全保卫工作。

第七条 各级公安部门负责依法查处破坏电力设施或哄抢、盗窃电力设施器材的案件。

第二章 电力设施的保护范围和保护区

第八条 发电设施、变电设施的保护范围：

- （一）发电厂、变电站、换流站、开关站等厂、站内的设施；
- （二）发电厂、变电站外各种专用的管道（沟）、储灰场、水井、泵站、冷却水塔、油库、堤坝、铁路、道路、桥梁、码头、燃料装卸设施、避雷装置、消防设施及其有关辅助设施；
- （三）水力发电厂使用的水库、大坝、取水口、引水隧洞（含支洞口）、引水渠道、调压井（塔）、露天高压管道、厂房、尾水渠、厂房与大坝间的通信设施及其有关辅助设施。

第九条 电力线路设施的保护范围：

- （一）架空电力线路：杆塔、基础、拉线、接地装置、导线、避雷线、金具、绝缘子、登杆塔的爬梯和脚钉，导线跨越航道的保护设施，巡（保）线站，巡视检修专用道路、船舶和桥梁，标志牌及其有关辅助设施；
- （二）电力电缆线路：架空、地下、水底电力电缆和电缆联结装置，电缆管道、电缆隧道、电缆沟、电缆桥，电缆井、盖板、入孔、标石、水线标志牌及其有关辅助设施；
- （三）电力线路上的变压器、电容器、电抗器、断路器、隔离开关、避雷器、互感器、熔断器、计量仪表装置、配电室、箱式变电站及其有关辅助设施；
- （四）电力调度设施：电力调度场所、电力调度通信设施、电网调度自动化设施、电网运行控制设施。

第十条 电力线路保护区：

- （一）架空电力线路保护区：导线边线向外侧水平延伸并垂直于地面所形成的两平行面内的区域，在一般地区各级电压导线的边线延伸距离如下：

1-10 千伏	5 米
35-110 千伏	10 米
154-330 千伏	15 米
500 千伏	20 米

在厂矿、城镇等人口密集地区，架空电力线路保护区的区域可略小于上述规定。但各级电压导线边线延伸的距离，不应小于导线边线在最大计算弧垂及最大计算风偏后的水平距离和风偏后距建筑物的安全距离之和。

（二）电力电缆线路保护区：地下电缆为电缆线路地面标桩两侧各 0.75 米所形成的两平行线内的区域；海底电缆一般为线路两侧各 2 海里（港内为两侧各 100 米），江河电缆一般不小于线路两侧各 100 米（中、小河流一般不小于各 50 米）所形成的两平行线内的水域。

第三章 电力设施的保护

第十一条 县级以上地方各级电力管理部门应采取以下措施，保护电力设施：

（一）在必要的架空电力线路保护区的区界上，应设立标志，并标明保护区的宽度和保护规定；

（二）在架空电力线路导线跨越重要公路和航道的区段，应设立标志，并标明导线距穿越物体之间的安全距离；

（三）地下电缆铺设后，应设立永久性标志，并将地下电缆所在位置书面通知有关部门；

（四）水底电缆敷设后，应设立永久性标志，并将水底电缆所在位置书面通知有关部门。

第十二条 任何单位或个人在电力设施周围进行爆破作业，必须按照国家有关规定，确保电力设施的安全。

第十三条 任何单位或个人不得从事下列危害发电设施、变电设施的行为：

（一）闯入发电厂、变电站内扰乱生产和工作秩序，移动、损害标志物；

（二）危及输水、输油、供热、排灰等管道（沟）的安全运行；

（三）影响专用铁路、公路、桥梁、码头的使用；

（四）在用于水力发电的水库内，进入距水工建筑物 300 米区域内炸鱼、捕鱼、游泳、划船及其他可能危及水工建筑物安全的行为；

（五）其他危害发电、变电设施的行为。

第十四条 任何单位或个人，不得从事下列危害电力线路设施的行为：

- （一）向电力线路设施射击；
- （二）向导线抛掷物体；
- （三）在架空电力线路导线两侧各 300 米的区域内放风筝；
- （四）擅自在导线上接用电器设备；
- （五）擅自攀登杆塔或在杆塔上架设电力线、通信线、广播线，安装广播喇叭；
- （六）利用杆塔、拉线作起重牵引地锚；
- （七）在杆塔、拉线上拴牲畜、悬挂物体、攀附农作物；
- （八）在杆塔、拉线基础的规定范围内取土、打桩、钻探、开挖或倾倒酸、碱、盐及其他有害化学物品；
- （九）在杆塔内（不含杆塔与杆塔之间）或杆塔与拉线之间修筑道路；
- （十）拆卸杆塔或拉线上的器材，移动、损坏永久性标志或标志牌；
- （十一）其他危害电力线路设施的行为。

第十五条 任何单位或个人在架空电力线路保护区内，必须遵守下列规定：

- （一）不得堆放谷物、草料、垃圾、矿渣、易燃物、易爆物及其他影响安全供电的物品；
- （二）不得烧窑、烧荒；
- （三）不得兴建建筑物、构筑物；
- （四）不得种植可能危及电力设施安全的植物。

第十六条 任何单位或个人在电力电缆线路保护区内，必须遵守下列规定：

- （一）不得在地下电缆保护区内堆放垃圾、矿渣、易燃物、易爆物，倾倒酸、碱、盐及其他有害化学物品，兴建建筑物、构筑物或种植树木、竹子；
- （二）不得在海底电缆保护区内抛锚、拖锚；
- （三）不得在江河电缆保护区内抛锚、拖锚、炸鱼、挖沙。

第十七条 任何单位或个人必须经县级以上地方电力管理部门批准，并采取安全措施后，方可进行下列作业或活动：

(一) 在架空电力线路保护区内进行农田水利基本建设工程及打桩、钻探、开挖等作业；

(二) 起重机械的任何部位进入架空电力线路保护区进行施工；

(三) 小于导线距穿越物体之间的安全距离，通过架空电力线路保护区；

(四) 在电力电缆线路保护区内进行作业。

第十八条 任何单位或个人不得从事下列危害电力设施建设的行为：

(一) 非法侵占电力设施建设项目依法征收的土地；

(二) 涂改、移动、损害、拔除电力设施建设的测量标桩和标记；

(三) 破坏、封堵施工道路，截断施工水源或电源。

第十九条 未经有关部门依照国家有关规定批准，任何单位和个人不得收购电力设施器材。

第四章 对电力设施与其他设施互相妨碍的处理

第二十条 电力设施的建设和保护应尽量避免或减少给国家、集体和个人造成的损失。

第二十一条 新建架空电力线路不得跨越储存易燃、易爆物品仓库的区域；一般不得跨越房屋，特殊情况需要跨越房屋时，电力建设企业应采取安全措施，并与有关单位达成协议。

第二十二条 公用工程、城市绿化和其他工程在新建、改建或扩建中妨碍电力设施时，或电力设施在新建、改建或扩建中妨碍公用工程、城市绿化和其他工程时，双方有关单位必须按照本条例和国家有关规定协商，就迁移、采取必要的防护措施和补偿等问题达成协议后方可施工。

第二十三条 电力管理部门应将经批准的电力设施新建、改建或扩建的规划和计划通知城乡建设规划主管部门，并划定保护区域。

城乡建设规划主管部门应将电力设施的新建、改建或扩建的规划和计划纳入城乡建设规划。

第二十四条 新建、改建或扩建电力设施，需要损害农作物，砍伐树木、竹

子，或拆迁建筑物及其他设施的，电力建设企业应按照国家有关规定给予一次性补偿。

在依法划定的电力设施保护区内种植的或自然生长的可能危及电力设施安全的树木、竹子，电力企业应依法予以修剪或砍伐。

第五章 奖励与惩罚

第二十五条 任何单位或个人有下列行为之一，电力管理部门应给予表彰或一次性物质奖励：

- （一）对破坏电力设施或哄抢、盗窃电力设施器材的行为检举、揭发有功；
- （二）对破坏电力设施或哄抢、盗窃电力设施器材的行为进行斗争，有效地防止事故发生；
- （三）为保护电力设施而同自然灾害作斗争，成绩突出；
- （四）为维护电力设施安全，做出显著成绩。

第二十六条 违反本条例规定，未经批准或未采取安全措施，在电力设施周围或在依法划定的电力设施保护区内进行爆破或其他作业，危及电力设施安全的，由电力管理部门责令停止作业、恢复原状并赔偿损失。

第二十七条 违反本条例规定，危害发电设施、变电设施和电力线路设施的，由电力管理部门责令改正；拒不改正的，处1万元以下的罚款。

第二十八条 违反本条例规定，在依法划定的电力设施保护区内进行烧窑、烧荒、抛锚、拖锚、炸鱼、挖沙作业，危及电力设施安全的，由电力管理部门责令停止作业、恢复原状并赔偿损失。

第二十九条 违反本条例规定，危害电力设施建设的，由电力管理部门责令改正、恢复原状并赔偿损失。

第三十条 凡违反本条例规定而构成违反治安管理行为的单位或个人，由公安部门根据《中华人民共和国治安管理处罚法》予以处罚；构成犯罪的，由司法机关依法追究刑事责任。

第六章 附 则

第三十一条 国务院电力管理部门可以会同国务院有关部门制定本条例的实施细则。

第三十二条 本条例自发布之日起施行。

电力设施保护条例实施细则（2024 修订）

（1999年3月18日国家经济贸易委员会、公安部令第8号发布 根据2011年6月30日国家发展和改革委员会令第10号第一次修改，根据2024年1月4日国家发展和改革委员会令第11号第二次修订）

第一条 根据《电力设施保护条例》（以下简称《条例》）第三十一条规定，制定本实施细则。

第二条 本细则适用于中华人民共和国境内国有、集体、外资、合资、个人已建或在建的电力设施。

第三条 电力管理部门、公安部门、电力企业和人民群众都有保护电力设施的义务。各级地方人民政府设立的由同级人民政府所属有关部门和电力企业（包括：电网经营企业、供电企业、发电企业）负责人组成的电力设施保护领导小组，负责领导所辖行政区域内电力设施的保护工作，其办事机构设在相应的电网经营企业，负责电力设施保护的日常工作。

电力设施保护领导小组，应当在有关电力线路沿线组织群众护线，群众护线组织成员由相应的电力设施保护领导小组发给护线证件。

各省（自治区、直辖市）电力管理部门可制定办法，规定群众护线组织形式、权利、义务、责任等。

第四条 电力企业必须加强对电力设施的保护工作。对危害电力设施安全的行为，电力企业有权制止并可以劝其改正、责其恢复原状、强行排除妨害，责令赔偿损失、请求有关行政主管部门和司法机关处理，以及采取法律、法规或政府授权的其他必要手段。

第五条 架空电力线路保护区，是为了保证已建架空电力线路的安全运行和保障人民生活的正常供电而必须设置的安全区域。在厂矿、城镇、集镇、村庄等人口密集地区，架空电力线路保护区为导线边线在最大计算风偏后的水平距离和风偏后距建筑物的水平安全距离之和所形成的两平行线内的区域。各级电压导线边线在计算导线最大风偏情况下，距建筑物的水平安全距离如下：

1 千伏以下 1.0 米

1—10 千伏 1.5 米

35 千伏 3.0 米

66—110 千伏 4.0 米

154—220 千伏 5.0 米

330 千伏 6.0 米

500 千伏 8.5 米

第六条 江河电缆保护区的宽度为：

（一）敷设于二级及以上航道时，为线路两侧各 100 米所形成的两平行线内的水域；

（二）敷设于三级及以下航道时，为线路两侧各 50 米所形成的两平行线内的水域。

第七条 地下电力电缆保护区的宽度为地下电力电缆线路地面标桩两侧各 0.75 米所形成两平行线内区域。

发电设施附属的输油、输灰、输水管线的保护区依本条规定确定。

在保护区内禁止使用机械掘土、种植林木；禁止挖坑、取土、兴建建筑物和构筑物；不得堆放杂物或倾倒酸、碱、盐及其他有害化学物品。

第八条 禁止在电力电缆沟内同时埋设其他管道。未经电力企业同意，不准在地下电力电缆沟内埋设输油、输气等易燃易爆管道。管道交叉通过时，有关单位应当协商，并采取安全措施，达成协议后方可施工。

第九条 电力管理部门应指导电力设施产权单位在下列地点设置安全标志。

- （一）架空电力线路穿越的人口密集地段；
- （二）架空电力线路穿越的人员活动频繁的地区；
- （三）车辆、机械频繁穿越架空电力线路的地段；
- （四）电力线路上的变压器平台。

第十条 任何单位和个人不得在距电力设施周围五百米范围内（指水平距离）进行爆破作业。因工作需要必须进行爆破作业时，应当按国家颁发的有关爆破作

业的法律法规，采取可靠的安全防范措施，确保电力设施安全，并征得当地电力设施产权单位或管理部门的书面同意，报经政府有关管理部门批准。

在规定范围外进行的爆破作业必须确保电力设施的安全。

第十一条 任何单位或个人不得冲击、扰乱发电、供电企业的生产和工作秩序，不得移动、损害生产场所的生产设施及标志物。

第十二条 任何单位或个人不得在距架空电力线路杆塔、拉线基础外缘的下列范围内进行取土、打桩、钻探、开挖或倾倒酸、碱、盐及其他有害化学物品的活动：

（一）35千伏及以下电力线路杆塔、拉线周围5米的区域；

（二）66千伏及以上电力线路杆塔、拉线周围10米的区域。

在杆塔、拉线基础的上述距离范围外进行取土、堆物、打桩、钻探、开挖活动时，必须遵守下列要求：

（一）预留出通往杆塔、拉线基础供巡视和检修人员、车辆通行的道路；

（二）不得影响基础的稳定，如可能引起基础周围土壤、砂石滑坡，进行上述活动的单位或个人应当负责修筑护坡加固；

（三）不得损坏电力设施接地装置或改变其埋设深度。

第十三条 在架空电力线路保护区内，任何单位或个人不得种植可能危及电力设施和供电安全的树木、竹子等高杆植物。

第十四条 超过4米高度的车辆或机械通过架空电力线路时，必须采取安全措施，并经县级以上的电力管理部门批准。

第十五条 架空电力线路一般不得跨越房屋。对架空电力线路通道内的原有房屋，架空电力线路建设单位应当与房屋产权所有者协商搬迁，拆迁费不得超出国家规定标准；特殊情况需要跨越房屋时，设计建设单位应当采取增加杆塔高度、缩短档距等安全措施，以保证被跨越房屋的安全。被跨越房屋不得再行增加高度。超越房屋的物体高度或房屋周边延伸出的物体长度必须符合安全距离的要求。

第十六条 架空电力线路建设项目和公用工程、城市绿化及其他工程之间发生妨碍时，按下述原则处理：

(一) 新建架空电力线路建设工程、项目需穿过林区时，应当按国家有关电力设计的规程砍伐出通道，通道内不得再种植树木；对需砍伐的树木由架空电力线路建设单位按国家的规定办理手续和付给树木所有者一次性补偿费用，并与其签定不再在通道内种植树木的协议。

(二) 架空电力线路建设项目、计划已经当地城市规划主管部门批准的，园林部门对影响架空电力线路安全运行的树木，应当负责修剪，并保持今后树木自然生长最终高度和架空电力线路导线之间的距离符合安全距离的要求。

(三) 根据城市绿化规划的要求，必须在已建架空电力线路保护区内种植树木时，园林部门需与电力管理部门协商，征得同意后，可种植低矮树种，并由园林部门负责修剪以保持树木自然生长最终高度和架空电力线路导线之间的距离符合安全距离的要求。

(四) 架空电力线路导线在最大弧垂或最大风偏后与树木之间的安全距离为：

电压等级 最大风偏距离 最大垂直距离

35—110 千伏 3.5 米 4.0 米

154—220 千伏 4.0 米 4.5 米

330 千伏 5.0 米 5.5 米

500 千伏 7.0 米 7.0 米

对不符合上述要求的树木应当依法进行修剪或砍伐，所需费用由树木所有者负担。

第十七条 城乡建设规划主管部门审批或规划已建电力设施（或已经批准新建、改建、扩建、规划的电力设施）两侧的新建建筑物时，应当会同当地电力管理部门审查后批准。

第十八条 在依法划定的电力设施保护区内，任何单位和个人不得种植危及电力设施安全的树木、竹子或高杆植物。

电力企业对已划定的电力设施保护区域内新种植或自然生长的可能危及电力设施安全的树木、竹子，应当予以砍伐，并不予支付林木补偿费、林地补偿费、

植被恢复费等任何费用。

第十九条 电力管理部门对发生下列行为的单位或个人，根据贡献大小，给予相应物质奖励。（一）检举、揭发破坏电力设施或哄抢、盗窃电力设施器材的行为符合事实的；（二）同破坏电力设施或哄抢、盗窃电力设施器材的行为进行斗争并防止事故发生的；（三）为保护电力设施与自然灾害作斗争，成绩突出或者为维护电力设施安全做出显著成绩的。对维护、保护电力设施作出重大贡献的单位或个人，除按以上规定给予物质奖励外，还可由电力管理部门、公安部门或当地人民政府根据各自的权限给予表彰或荣誉奖励。

第二十条 下列危害电力设施的行为，情节显著轻微的，由电力管理部门责令改正；拒不改正的，处1000元以上10000元以下罚款：

- （一）损坏使用中的杆塔基础的；
- （二）损坏、拆卸、盗窃使用中或备用塔材、导线等电力设施的；
- （三）拆卸、盗窃使用中或备用变压器等电力设备的。破坏电力设备、危害公共安全构成犯罪的，依法追究其刑事责任。

第二十一条 下列违反《电力设施保护条例》和本细则的行为，尚不构成犯罪的，由公安机关依据《中华人民共和国治安管理处罚法》予以处理：

- （一）盗窃、哄抢库存或者已废弃停止使用的电力设施器材的；
- （二）盗窃、哄抢尚未安装完毕或尚未交付使用单位验收的电力设施的；
- （三）其他违反治安管理的行为。

第二十二条 电力管理部门为保护电力设施安全，对违法行为予以行政处罚，应当依照法定程序进行。

第二十三条 本实施细则自发布之日起施行，原能源部、公安部1992年12月2日发布的《电力设施保护条例实施细则》同时废止。

国务院办公厅关于加强电力设施保护工作的通知

（国办发〔2006〕10号）

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

电力工业是国民经济的重要基础产业，电力设施是电能生产、输送、供应的载体，是重要的社会公用设施，电力设施安全保护是保障供用电安全和维护社会公共安全的重要内容。近年来，我国电力需求持续增长，电力设施满负荷运行，电力生产安全形势总体平稳。但是，盗窃、破坏电力设施的违法犯罪行为以及人为损坏电力设施的情况仍时有发生，严重危害电力系统的安全可靠运行，同时造成了重大经济损失。为加强电力设施保护工作，切实保障电力安全，经国务院同意，现就有关事项通知如下：

一、高度重视电力设施保护工作

保护电力设施安全是保证电力系统安全稳定运行和电力可靠供应的基础和关键环节，事关经济发展和社会稳定大局。各地区、各有关部门要进一步提高认识，高度重视电力设施保护工作。要将电力设施保护工作纳入社会治安综合治理范围，依法打击和防范盗窃、破坏电力设施等危害电力生产安全的违法犯罪行为，对可能影响电力设施安全的作业和施工实施严格的监督管理。电力企业要进一步提高电力设施保护意识，加强生产安全管理和电力设施的保养维护。要坚持“打防并举，以防为主”的方针，构建政府统一领导，企业依法保护，群众参与监督，全社会大力支持的电力设施保护工作格局，努力形成各地区、各有关部门和电力企业齐抓共管的合力，确保电力设施安全和电力可靠供应。

二、建立健全电力设施保护工作的长效机制

地方各级人民政府要切实负起责任，加强电力设施保护工作的组织领导，成立由政府分管领导任组长，发展改革、电力监管、公安、工商、林业、土地、建设等相关部门以及电力企业负责人参加的电力设施保护工作领导小组，落实职责

分工，统筹研究保障措施，加强信息通报和交流，及时协调解决电力设施保护工作中的重大问题。要建立和完善省、市、县三级公安等部门和电力企业紧密合作的政企长效机制，依法有效打击和防范盗窃、破坏电力设施的违法犯罪活动。有关部门和地方各级人民政府要加强统筹协调和工作指导，建立和完善联合执法机制，提高行政执法水平和执法效率。要加大电力设施保护经费的投入，建立健全以技防、物防、人防和其他有效防范保护措施组成的内部安全防范网络，普及和推广应用电力设施安全防范的新技术和新成果，提高整体防控水平。

三、严厉打击破坏电力设施的违法犯罪行为

各地公安机关要严厉打击盗窃、破坏电力设施的违法犯罪行为。对辖区内发生的危害性大、影响恶劣的盗窃、破坏电力设施重点案件，要集中力量，加大侦办力度，尽快破获；对已经抓获、定案的犯罪分子，要依法尽快处理。地方各级人民政府有关部门对违章施工、违法乱建等损坏电力设施、危及电网安全运行的行为要及时制止，依法实施处罚或依法采取强制措施。要进一步加强对废旧金属流通环节的监督管理，全面清理整顿物资回收、废品收购站点，打击收赃、销赃行为，堵塞销赃渠道。对非法收购电力专用器材和物资的要加大查处力度，依法实施行政处罚直至追究刑事责任。要调动各方积极性，实施群防群治，公布涉电违法犯罪的举报电话，建立健全维护电力设施安全的奖励制度，对破获涉电重大案件提供重要线索或举报有功、有立功表现的要给予一定的物质奖励。

四、加强电力设施日常管理和维护

电力企业要加大贯彻执行《中华人民共和国电力法》《电力设施保护条例》和《企业事业单位内部治安保卫条例》等法律法规的力度，制订切实有效的管理措施，强化电力设施的日常运行维护和管理，落实专业巡线岗位责任制，提高专业巡线到位率和缺陷消除率。要进一步加强内部治安保卫工作，落实内部治安保卫责任制。电力系统治安保卫重点单位要设立专门机构，配备专职人员，强化治安保卫，严防危及电力设施安全的违法犯罪行为发生。要严格执行电力设施保护区内的施工许可制度，对需要爆破、开挖、取土的各类建设项目，要加强全过程

的监督管理。地方各级人民政府要积极指导企业建立健全电力生产安全突发事件的应急处置预案并定期演练，完善预警机制。在破坏、盗窃电力设施违法犯罪行为发生后，要指导和协调电力企业尽快修复损毁设施和线路，确保电力安全和可靠供应。

五、进一步加大宣传和教育力度

各地区、各有关部门和电力企业要大力宣传保护电力设施安全的重要意义，教育和引导人民群众踊跃参与巡线护线活动，提高社会公众维护电力设施安全的自觉性和主动性。要进一步加强舆论引导，充分发挥新闻媒体和网络的作用，对盗窃、破坏电力设施等危害电力设施安全的典型案件进行曝光，震慑违法犯罪分子，遏制违法犯罪行为。要通过组织和开展形式多样的宣传教育活动，营造保护电力设施人人有责的良好氛围，进一步加强电力设施保护，切实保障电力安全和社会稳定。

国务院办公厅

二〇〇六年二月十七日

最高人民法院关于审理破坏电力设备刑事案件具体 应用法律若干问题的解释

（2007年8月13日最高人民法院审判委员会第1435次会议通过 法释〔2007〕15号）

为维护公共安全，依法惩治破坏电力设备等犯罪活动，根据刑法有关规定，现就审理这类刑事案件具体应用法律的若干问题解释如下：

第一条 破坏电力设备，具有下列情形之一的，属于刑法第一百一十九条第一款规定的“造成严重后果”，以破坏电力设备罪判处十年以上有期徒刑、无期徒刑或者死刑：

（一）造成一人以上死亡、三人以上重伤或者十人以上轻伤的；

（二）造成一万以上用户电力供应中断六小时以上，致使生产、生活受到严重影响；

（三）造成直接经济损失一百万元以上的；

（四）造成其他危害公共安全严重后果的。

第二条 过失损坏电力设备，造成本解释第一条规定的严重后果的，依照刑法第一百一十九条第二款的规定，以过失损坏电力设备罪判处三年以上七年以下有期徒刑；情节较轻的，处三年以下有期徒刑或者拘役。

第三条 盗窃电力设备，危害公共安全，但不构成盗窃罪的，以破坏电力设备罪定罪处罚；同时构成盗窃罪和破坏电力设备罪的，依照刑法处罚较重的规定定罪处罚。

盗窃电力设备，没有危及公共安全，但应当追究刑事责任的，可以根据案件的不同情况，按照盗窃罪等犯罪处理。

第四条 本解释所称电力设备，是指处于运行、应急等使用中的电力设备；已经通电使用，只是由于枯水季节或电力不足等原因暂停使用的电力设备；已经交付使用但尚未通电的电力设备。不包括尚未安装完毕，或者已经安装完毕但尚未交付使用的电力设备。

本解释中直接经济损失的计算范围，包括电量损失金额，被毁损设备材料的购置、更换、修复费用，以及因停电给用户造成的直接经济损失等。

国家发展改革委、国家能源局关于加强和规范电网规划 投资管理工作的通知

（发改能源规〔2020〕816 号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司、中国国际工程咨询有限公司、电力规划设计总院、国核电力规划设计研究院有限公司、中国电力企业联合会：

为深入贯彻落实习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略，推进电力体制改革，加强电力统筹规划，强化电网投资监管，国家发展改革委、国家能源局依据能源电力规划等相关规定，对电网规划投资管理工作进行了明确和规范，现将有关要求通知如下：

一、切实加强电网规划统筹协调与实施

（一）深化电网规划编制内容要求

电网规划是电力规划的重要组成部分，电网规划应实现对输配电服务所需各类电网项目的合理覆盖，包括电网基建项目和技术改造项目。基建项目是指为提供输配电服务而实施的新建（含扩建）资产类项目，技术改造项目是指对原有输配电服务资产的技术改造类项目。电网基建和技术改造项目均包含输变电工程项目（跨省跨区输电通道、区域和省级主网架、配电网等）、电网安全与服务项目（通信、信息化、智能化、客户服务等）、电网生产辅助设施项目（运营场所、生产工器具等）。

（二）深化电网规划编制的技术经济论证要求

规划编制过程中，应测算规划总投资和新增输配电量，评估规划实施后对输配电价格的影响。原则上，对于 110 千伏（66 千伏）及以上的输变电工程基建项目，规划应明确项目建设安排，对于 35 千伏及以下输变电工程等其余基建项目，应明确建设规模。对于各类技术改造项目，规划应明确技术改造目标和改造

规模。省级能源主管部门可在此基础上，进一步研究提高本省电网规划编制的深度要求。

（三）更加注重电网规划统筹协调

按照深化电力体制改革要求，电网规划应切实加强与社会发展规划统筹，有效衔接社会资本投资需求，遵循市场主体选择，合理涵盖包括增量配电网在内的各类主体电网投资项目，满足符合条件的市场主体在增量配电领域投资业务需求。电网规划要按照市场化原则，与相关市场主体充分衔接，合理安排跨省跨区输电通道等重大项目。

二、规范纳入规划的电网项目投资管理

（一）推进分级分类管理

纳入规划的电网项目应根据《政府投资条例》（国务院令 第 712 号）、《企业投资项目核准和备案管理条例》（国务院令 第 673 号）等规定履行相应程序。省级能源主管部门应会同价格主管部门加强对相关项目的监督和管理，强化定额测算核定、造价管理等工作对电网投资成本控制的作用。500 千伏及以上输变电工程基建项目应在核准文件中明确项目功能定位。

（二）推进电网项目实施与适时调整

电网企业应通过投资计划有效衔接电网规划，积极开展前期工作，合理控制工程造价，规范履行相关程序，保障电网规划项目顺利落实。根据《电力规划管理办法》（国能电力〔2016〕139 号），电力规划发布两至三年后，国家能源局和省级能源主管部门可根据经济发展和规划实施等情况按规定程序对五年规划进行中期滚动调整。在规划执行期内，如遇国家专项任务、输配电价调整、电网投资能力不足等重大变化，规划编制部门按程序对具体规划项目进行调整，相关单位应按照决策部署和实际需要及时组织实施。

三、加强电网规划及投资项目的事中事后分析评估

（一）深化电网规划定期评估

国家能源局和省级能源主管部门按照能源电力规划相关规定，加强对电网规

划实施情况的评估和监督。规划实施过程中开展中期评估，规划期结束后开展总结评估。电网规划评估结果作为规划滚动调整和下一阶段编制的重要参考。

（二）完善电网投资成效评价

国家发展改革委、国家能源局研究建立科学合理的投资成效评价标准，定期选取典型电网项目，重点围绕规划落实情况、实际运营情况、输变电工程功能定位变化情况等开展评价。对非政策性因素造成的未投入实际使用、未达到规划目标、擅自提高建设标准的输配电资产，其成本费用不得计入输配电定价成本。

四、认真履行电网规划职责

（一）强化电网规划统筹功能

国家能源局和省级能源主管部门应按照能源电力规划相关规定，在全国（含区域）和省级电力规划编制过程中，进一步加强电网规划研究，做好全国电力规划与地方性电力规划之间的有效衔接。全国电力规划应重点提出跨省跨区电网项目和省内 500 千伏及以上电网项目建设安排，省级电力规划应重点明确所属地区的 110 千伏（66 千伏）及以上电网项目和 35 千伏及以下电网建设规模。

（二）发挥电网规划引领作用

进一步强化安全性、经济性分析，考虑不同电压等级、不同类型用户的电价承载能力，论证合理投资规模，提高电网投资效率，加强与电源专项规划的衔接，提高电力安全可靠水平。电网规划应充分征求价格主管部门意见，强化规划对输配电网投资的约束作用，电力企业、研究机构及其它行业相关单位应积极参与配合。

请各有关单位按照上述要求，结合本地区实际，完善相关管理工作机制，规范高效做好电网规划投资管理工作。请国家能源局派出机构对本地区电网规划落实情况加强监管，重大情况及时报告国家能源局。

本通知由国家发展改革委、国家能源局负责解释，自印发之日起施行，有效期 5 年。

国家发展改革委

国家能源局

2020 年 5 月 28 日

国家能源局关于印发《国家电力示范项目管理办法》的通知

（国能电力〔2016〕304号）

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局），国家能源局各派出机构，国家电网公司、南方电网公司，华能、大唐、华电、国电、国电投集团公司，神华集团、国投公司、华润集团，中国国际工程咨询公司、电力规划设计总院：

为推动实施能源“四个革命、一个合作”的战略思想，充分发挥能源技术创新的引领作用，推进电力行业高效清洁、绿色低碳发展，加强电力行业发展新形势下的电力示范项目管理，特制定《国家电力示范项目管理办法》，现印发你们，请遵照执行。

特此通知。

国家能源局

2016年11月11日

国家电力示范项目管理办法

为深入贯彻落实党的十八届五中全会、中央财经领导小组第六次会议和国家“十三五”规划纲要精神，践行“创新、协调、绿色、开放、共享”发展理念，推动实施能源“四个革命、一个合作”的战略思想，充分发挥能源技术创新的引领作用，推进电力行业高效清洁、绿色低碳发展，加强电力（含火电、电网、系统储能项目，下同）示范项目管理，制定本办法。

第一条 示范项目定义与范围。本办法所称示范项目是指应用原始创新、集成创新并拥有自主知识产权，以及引进消化吸收再创新后，能够填补国内技术空白的先进电力技术和装备，对促进电力行业高效清洁、绿色低碳与可持续发展有显著效果，对电源结构调整、系统能力优化、电力产业升级和节能减排有积极带动作用，按规定履行核准或审批程序的电力工程建设项目。示范项目的方向和内容符合国家电力发展战略及规划、电力产业政策、能源科技规划等有关要求。

第二条 示范内容确定。国家能源局根据电力行业发展战略及规划、电力产业政策、能源科技规划有关要求，确定拟开展的电力示范项目内容，并向相关地方和企业征集示范意向。示范内容应确保对电力行业转型升级具有重大意义，能通过创新引领显著提升现有电力技术和装备的水平。

第三条 示范项目申请。计划单列企业集团和中央管理企业根据国家能源局确定的示范项目内容，经商项目所在地省级政府能源主管部门后，向国家能源局提出拟参与的示范项目申请。其它企业通过项目所在地省级政府能源主管部门提交示范项目申请。企业（含主机厂和设计院）联合申请的同一示范内容的项目，不得重复申报或多头申报。项目单位须提交示范项目实施方案，具体内容包括：示范项目概况、工程技术方案、示范内容研究报告、项目单位相关工作基础及业绩、项目实施方案以及知识产权管理等内容。

第四条 示范项目评估和优选。国家能源局组织专家或委托有资质的咨询机构，按照《国家能源局关于印发国家能源科技重大示范工程管理办法的通知》（国能科技[2012]130号）等有关规定，对示范项目分别进行工程技术方案论证和项目方案专题评估，除必要的条件论证外，还需从技术方案、规划布局、产业政策、行业发展等方面严格论证项目的整体可行性及示范作用，禁止借示范之名变相投资新建电力项目。多家项目单位申请同一示范内容的，专家或咨询机构经优选后提出意见，国家能源局依据专家或咨询机构的评估和优选意见，将通过评估或优选胜出的项目作为示范项目，纳入国家电力建设规划。

第五条 示范项目的审批。纳入国家电力建设规划的示范项目，由各级发改部门按照核准权限核准或审批。

示范项目核准或批复文件应明确示范内容及目标，并作为示范项目建成后评估考核的主要依据。同时应明确，示范项目在建设过程中，原则上不得调整示范方案。如需对示范方案作重大调整的，应按本办法要求，重新申报国家能源局审定，并按规定重新进行核准或审批。

第六条 示范项目的实施。项目所在地能源主管部门应协助项目单位落实好项目用地、用水、环保、电网接入等外部建设条件，监督项目单位依法依规开工

建设。项目未按示范方案实施或施工过程中有违法违规行为的，应取消其示范项目资格并予以公告。

第七条 示范项目的政策。示范项目单独纳入国家电力建设规划。火电项目优先考虑建设条件，在有利于示范项目实施的情况下，结合电力市场空间优化区域布局，建设规模纳入所在地区电力电量平衡统筹考虑，按照节能低碳调度原则优先保障，保障示范项目利用率和合理收益，更大程度发挥示范项目效用。

示范项目享有《国家能源局关于印发国家能源科技重大示范工程管理暂行办法的通知》（国能科技[2012]130号）所明确的支持政策。

第八条 示范项目后评估考核。示范项目建成后，国家能源局将组织专家或委托有资质的咨询机构，根据示范项目核准或批复内容、实施方案及运行效果，对示范项目进行后评估考核。

第九条 示范技术推广应用。国家能源局将组织专家或委托有资质的咨询机构，结合示范项目的评估考核，对示范项目所采用的示范技术进行评价鉴定。经充分评估论证，对先进可靠、成熟适用、应用前景广阔的示范技术，国家能源局将组织推广应用，并支持项目单位按照相关法律法规申请专利保护知识产权归属。

铺设海底电缆管道管理规定

中华人民共和国国务院令

（第27号）

《铺设海底电缆管道管理规定》已经1989年1月20日国务院第三十二次常务会议通过，现予发布，自1989年3月1日起施行。

总理：李鹏

1989年2月11日

第一条 为维护中华人民共和国国家主权和权益，合理开发利用海洋，有秩序地铺设和保护海底电缆、管道，制定本规定。

第二条 本规定适用于在中华人民共和国内海、领海及大陆架上铺设海底电缆、管道以及为铺设所进行的路由调查、勘测及其他有关活动。

第三条 在中华人民共和国内海、领海及大陆架上铺设海底电缆、管道以及为铺设所进行的路由调查、勘测及其他有关活动的主管机关是中华人民共和国国家海洋局（以下简称主管机关）。

第四条 中国的企业、事业单位铺设海底电缆、管道，经其上级业务主管部门审批同意后，为铺设所进行的路由调查、勘测等活动，依照本规定执行。

外国的公司、企业和其他经济组织或者个人需要在中华人民共和国内海、领海铺设海底电缆、管道以及为铺设所进行的路由调查、勘测等活动，应当依照本规定报经主管机关批准；需要在中华人民共和国大陆架上进行上述活动的，应当事先通知主管机关，但其确定的海底电缆、管道路由，需经主管机关同意。

第五条 海底电缆、管道所有者（以下简称所有者），须在为铺设所进行的路由调查、勘测实施六十天前，向主管机关提出书面申请。申请书应当包括以下内容：

- （一）所有者的名称、国籍、住所；
- （二）海底电缆、管道路由调查、勘测单位的名称、国籍、住所及主要负责

人；

(三) 海底电缆、管道路由调查、勘测的精确地理区域；

(四) 海底电缆、管道路由调查、勘测的时间、内容、方法和设备，包括所用船舶的船名、国籍、吨位及其主要装备和性能。主管机关应当自收到申请之日起三十天内作出答复。

第六条 海底电缆、管道路由调查、勘测完成后，所有者应当在计划铺设施工六十天前，将最后确定的海底电缆、管道路由报主管机关审批，并附具以下资料：

(一) 海底电缆，管道的用途、使用材料及其特性；

(二) 精确的海底电缆、管道路线图和位置表以及起止点、中继点（站）和总长度；

(三) 铺设工程的施工单位、施工时间、施工计划、技术设备等；

(四) 铺设海底管道工程对海洋资源和环境影响报告书；

(五) 其他有关说明资料。

主管机关应当自收到申请之日起三十天内作出答复。

第七条 铺设施工完毕后，所有者应当将海底电缆、管道的路线图、位置表等说明资料报送主管机关备案，并抄送港监机关。

在国家进行海洋开发利用、管理需要时，所有者有义务向主管机关进一步提供海底电缆、管道的准确资料。

第八条 海底电缆、管道的铺设和为铺设所进行的路由调查、勘测活动，不得在获准作业区域以外的海域作业，也不得在获准区域内进行未经批准的作业。

第九条 获准施工的海底电缆、管道在施工前或施工中如需变动，所有者应当及时向主管机关报告。如该项变动重大，主管机关可采取相应措施，直至责令其停止施工。

第十条 海底电缆、管道的维修、改造、拆除和废弃，所有者应当提前向主管机关报告。路由变动较大的改造，依照本规定重新办理有关手续。

外国船舶需要进入中国内海、领海进行海底电缆、管道的维修、改造、拆除

活动时，除履行本条第一款规定的程序外，还应当依照中国法律的规定，报经中国有关机关批准。

铺设在中国大陆架上的海底电缆、管道遭受损害，需要紧急修理时，外国维修船可在向主管机关报告的同时进入现场作业，但不得妨害中国的主权权利和管辖权。

第十一条 海底电缆、管道的路由调查、勘测和铺设、维修、拆除等施工作业，不得妨害海上正常秩序。

海底电缆、管道的铺设或者拆除工程的遗留物，应当妥善处理，不得妨害海上正常秩序。

第十二条 铺设海底电缆、管道及其他海上作业，需要移动已铺设的海底电缆、管道时，应当先与所有者协商，并经主管机关批准后方可施工。

第十三条 从事海上各种活动的作业者，必须保护已铺设的海底电缆、管道。造成损害的应当依法赔偿。

其他海洋开发利用和已铺设的海底电缆、管道的正常使用发生纠纷时，由主管机关调解解决。

第十四条 主管机关有权对海底电缆、管道的铺设、维修、改造、拆除、废弃以及为铺设所进行的路由调查、勘测活动进行监督和检查。对违反本规定的，主管机关可处以警告、罚款直至责令其停止海上作业。

前款所列处罚的具体办法，由主管机关商国务院有关主管部门制定。

第十五条 为海洋石油开发所铺设的超出石油开发区的海底电缆、管道的路由，应当在油（气）田总体开发方案审批前报主管机关，由主管机关商国家能源主管部门批准。

在海洋石油开发区内铺设平台间或者平台与单点系泊间的海底电缆、管道，所有者应当在为铺设所进行的路由调查、勘测和施工前，分别将本规定第五条、第六条规定提供的内容，报主管机关备案。

第十六条 铺设、维修、改造、拆除、废弃海底电缆、管道以及为铺设所进行的路由调查、勘测活动，本规定未作规定的，适用国家其他有关法律、法规的

规定。

第十七条 中华人民共和国军用海底电缆、管道的铺设依照本规定执行。军队可以制定具体实施办法。

第十八条 主管机关应当收集海底地形、海上构筑物分布等方面的资料，为海底电缆、管道的铺设及其调查、勘测活动提供咨询服务。

第十九条 本规定中的“电缆”系指通信电缆及电力电缆；“管道”系指输水、输气、输油及输送其他物质的管状输送设施。

第二十条 本规定由中华人民共和国国家海洋局负责解释。

第二十一条 本规定自一九八九年三月一日起施行。

铺设海底电缆管道管理规定实施办法（1992）

（国家海洋局令第3号 1992年8月26日）

第一条 为实施《铺设海底电缆管道管理规定》（以下简称《规定》），加强对海底电缆、管道的管理和保护，制定本实施办法。

第二条 本办法适用于在中华人民共和国的内海、领海及大陆架上进行海底电缆、管道铺设以及为铺设所进行的路由调查、勘测及其他有关活动的任何法人、自然人和其他经济实体。

第三条 中华人民共和国国家海洋局是实施本办法的主管机关。

沿海省、自治区、直辖市人民政府海洋管理机构（以下简称地方海洋管理机构）依据国家海洋局的委托对海底电缆管道的铺设以及为铺设所进行的路由调查、勘测及其他活动实施审批与监督管理。

第四条 地方海洋管理机构对起点和终点均位于其行政管理辖范围内的海底电缆、管道以及位于其行政管辖范围内排放量小于二十万吨/日的排污管道的铺设以及为铺设所进行的路由调查、勘测及其他活动实施审批与监督管理。

国家海洋局负责审批路经中国管辖海域和大陆架的外国海底电缆、管道，由中国铺向其他国家和地区的国际海底电缆、管道以及污水排放量为二十万吨/日以上的海底排污管道。

管辖权不明确的由国家海洋局负责审批。

第五条 海底电缆、管道的路由调查、勘测，所有者应依照《规定》第五条，将《路由调查、勘测申请书》一式五份按本办法第四条报相应的审批机关审批。

外国的公司、企业和其他经济组织或个人在中国大陆架上进行上述活动的，所有者应在实施作业六十天前，将《规定》第五条要求提供的资料一式五份按本办法第四条报相应的审批机关，其确定的调查、勘测路由需经主管机关同意。

《路由调查、勘测申请书》应附具以下资料：

- 一、调查、勘测路由选择依据的详细说明；
- 二、调查、勘测单位的基本情况；

三、《铺设海底管道工程对海洋资源和环境影响报告书》的编写大纲和评价单位的基本情况；

四、《污水排海工程可行性研究报告》；

五、其他有关说明资料。

第六条 海底电缆、管道的铺设施工，所有者应依照《规定》第六条，将所确定的路由及《路由调查、勘测报告》等有关资料一式五份，按本办法第四条报相应的审批机关审批。审批机关审批后发给铺设施工许可证。

外国的公司、企业和其他经济组织或个人在中国大陆架上进行上述活动的，所有者应在实施作业六十天前，将《规定》第六条要求提供的资料一式五份按本办法第四条报相应的审批机关，其确定的路由需经主管机关同意。

第七条 所有者在选择海底电缆、管道路由时，应顾及及其他海洋开发利用，当路由需穿越重要渔捞作业区、海洋油气开采区、军事区、锚地和海底电缆、管道等并发生矛盾时，所有者应与有关当事方协商或报请主管机关协调解决。

设置海底排污管道应充分考虑排放海域的使用功能，排污口的位置应选择在远离海洋自然保护区、重要渔业水域、海水浴场、海滨风景游览区等区域的具有足够水深、海面宽阔、水体交换能力强等条件适当的场点，并符合国家的有关规定和标准。

第八条 《路由调查、勘测报告》应包括以下内容：

- 一、调查概况；
- 二、路由海区的气象与水文动力状况；
- 三、路由海区的工程地质条件；
- 四、与该海底电缆、管道工程建设和维护有关的其他海洋开发活动和海底设施；
- 五、有关政府机构在路由海区的开发利用规划；
- 六、路由条件的综合评价及其结论；
- 七、有关图件及其他调查资料。

第九条 《铺设海底管道工程对海洋资源和环境影响报告书》的内容应包括：

一、海底管道途径海域海洋资源和环境的状况；

二、海底管道海上铺设施工作业阶段及其正常使用阶段对周围海域海洋资源和生态环境及其他海洋开发利用活动影响的综合评价及对上述影响的解决办法；

三、海底管道事故状态对海洋资源和环境产生影响的评价及其应急措施。

第十条 获准的海底电缆、管道路由调查、勘测和铺设施工，在实施作业前或实施作业中如需变动（包括：路由、作业时间、作业计划、作业方式等变动），所有者应及时报告主管机关，如路由等变动较大，应报经主管机关批准。

海上作业者应持有主管机关签发的铺设施工许可证。

第十一条 铺设海底电缆、管道及其他海上作业，需要移动、切断已铺设的海底电缆、管道时，应当先与所有者协商，就交越施工的技术处理及损失赔偿等问题达成协议，并报经主管机关批准后方可施工。在协商和执行过程中，双方如有纠纷，可由主管机关协调解决。

第十二条 海底电缆、管道铺设施工完毕后九十天内，所有者应将海底电缆、管道准确路线图、位置表等说明资料一式五份报送主管机关备案，并抄送有关港务监督机关。

第十三条 海底电缆、管道的维修、改造、拆除，所有者应在实施作业三十天前，将作业内容、原因、时间、海区及作业船只等情况书面报告主管机关。海底电缆、管道的紧急修理，所有者可在维修船进入现场作业的同时，按上述内容向主管机关报告并说明紧急修理的理由。

外国船舶需要在中国内海、领海进行前款所述作业的，应经主管机关批准。

海底电缆、管道路由变动较大的改造，所有者事先应报经主管机关批准。

上述作业完毕后三十天内，所有者应将作业结果报告主管机关。

第十四条 海底电缆、管道的废弃，所有者应当在六十天前向主管机关书面报告，内容应包括：废弃的原因、废弃的准确时间、废弃部分的准确位置及处置办法，废弃部分对其他海洋开发利用可能产生的影响及采取的防治措施。

废弃的海底电缆、管道应当妥善处理，不得对正常海洋开发利用活动构成威胁或妨碍。

第十五条 海底电缆、管道的铺设、维修、拆除等海上施工作业，应兼顾其他海上正常开发利用活动，当两者在作业时间和作业海区等方面发生矛盾时，所有者应当与有关当事方协商解决或报主管机关协调解决。

第十六条 主管机关应将所辖海区已铺设或废弃的海底电缆、管道的路由情况定期予以公告。

第十七条 从事海上各种活动的作业者，应了解作业海区海底电缆、管道的布设情况。凡需在海底电缆、管道路由两侧各两海里（港内为两侧一百米）范围内从事可能危及海底电缆、管道安全和使用效能的作业的，应事先与所有者协商并报经主管机关批准。

第十八条 主管机关可对进行海底电缆、管道路由调查、勘测和铺设、维修、改造、拆除等活动的船舶进行监视或检查，进行上述活动的船舶应为主管机关海洋监察人员执行公务提供方便。

外国籍船舶在中国大陆架上进行前款所述的活动期间（包括作业、锚泊、检修、漂泊等），应于每天 02 时（格林威治时间）向主管机关报告船位；在中国的内海、领海进行前款所述的活动期间（包括作业、锚泊、检修、漂泊等），应于每天 00、08 时（格林威治时间）向主管机关报告船位。

第十九条 为海洋石油开发所铺设的海底电缆、管道，按下列要求报主管机关审批或备案：

一、对包含在油（气）田总体开发方案中的路由超出石油开发区的海底电缆、管道，所有者应在该方案审批前，将初选路由等资料一式五份按本办法第四条报相应的审批机关，由审批机关商国家能源部门审定。在实施上述路由调查、勘测六十天前，所有者应将《规定》第五条要求提供的资料报主管机关备案。在实施铺设施工六十天前，所有者应将最后确定的路由等资料一式五份，依照《规定》第六条的有关要求报主管机关批准，由主管机关发给铺设施工许可证；

二、对在石油开发区内铺设平台间或者平台与单点系泊间的海底电缆、管道，在实施路由调查、勘测和铺设施工六十天前，所有者应分别将《规定》第五条、第六条要求提供的资料报主管机关备案。

《规定》第十五条未作规定的情况，所有者应按《规定》和本办法的其他有关条款执行。

第二十条 对违反《规定》及本办法的，主管机关有权依其情节轻重，给予下列一种或几种处罚：警告、罚款和责令停止海上作业。

罚款分为以下几种：

一、凡有下列行为之一者，罚款最高额为人民币五千元：

- （一）海上作业者未携带主管机关签发的铺设施工许可证的；
- （二）未按本办法第十二条、第十九条的规定备案的；
- （三）阻挠或妨碍主管机关海洋监察人员执行公务的。

二、凡有下列行为之一者，罚款最高额为人民币三万元：

（一）获准的路由调查、勘测或铺设施工发生变动，未按本办法第十条执行的；

（二）海底电缆、管道的铺设、维修、改造、拆除和废弃，未按本办法第十三条、第十四条、第十五条执行的；

（三）海底电缆、管道的铺设或者拆除等工程的遗留物未妥善处理，对正常的海洋开发利用活动构成威胁或妨碍的；

（四）违反本办法第十一条，移动已铺设的海底电缆、管道的；

（五）违反本办法第十七条，从事可能危及海底电缆、管道的安全和使用效能的作业的；

（六）外国籍船舶未按本办法的要求报告船位的。

三、凡有下列行为之一者，罚款最高额为人民币五万元：

（一）外国籍船舶在未经批准的海域作业或在获准的海域进行未经批准的作业的；

（二）未按《规定》和本办法报经主管机关批准，擅自进行海底电缆、管道路由调查、勘测的。

四、未按《规定》和本办法报经主管机关批准，擅自进行海底电缆、管道铺设施工的，罚款最高额为人民币十万元。

第二十一条 当事人对处罚决定不服的，可以在接到处罚通知之日起 15 日内，向作出处罚决定的机关的上一级机关申请复议；对复议决定不服的，可以在接到复议决定书之日起 15 日内，向人民法院起诉。当事人也可以在接到处罚通知之日起 15 日内直接向人民法院起诉。当事人逾期不申请复议，也不向人民法院起诉，又不履行处罚决定的，由作出处罚决定的机关申请人民法院强制执行。

第二十二条 违反《规定》和本办法，造成海洋资源、环境或海底电缆、管道等公私财产损害和海上正常秩序危害的，肇事者应承担赔偿责任。赔偿责任包括：

- 一、受害方经济收入的损失金额及被破坏海底电缆、管道的修复、更新费用；
 - 二、清除、治理由于海底管道遭受损害而引起的污染所支付的费用和由于污染而引起的海洋资源的损失金额及为防止损害所采取的应急措施所支付的费用；
 - 三、调查、处理损害事件的费用。
- 第二十三条** 赔偿责任和赔偿金额的纠纷，当事人可请求主管机关进行调解处理。当事人也可依照民事诉讼程序向人民法院提起诉讼。涉外案件可以按仲裁程序解决。

第二十三条 赔偿责任和赔偿金额的纠纷，当事人可请求主管机关进行调解处理。当事人也可依照民事诉讼程序向人民法院提起诉讼。涉外案件可以按仲裁程序解决。

第二十四条 请求赔偿的诉讼时效期间为二年，从受害方知道或应当知道受损害之日开始计算。

赔偿纠纷处理结束后，受害方不得就同一损害事件再次提出索赔要求。

第二十五条 由于不可抗拒的自然灾害或仅为了保全人命或船舶的正当目的，在采取避免破坏或损害的一切必要预防措施后，仍然发生了任何海底电缆、管道损坏的，可减轻或免除赔偿责任。

请求免于承担或减轻赔偿责任的作业者，可向主管机关提交报告。主管机关对免除或减轻责任的条件调查属实后，可作出免除或减轻赔偿责任的决定。

完全是由于第三者的故意或过失造成海底电缆、管道破坏或损害的，由第三者承担责任。

第二十六条 中国军用海底电缆、管道的铺设依照《规定》执行，具体实施办法由中国人民解放军根据《规定》和本办法制定。

第二十七条 《规定》及本办法下列用语的含义是：

一、“海底电缆、管道”系指位于大潮高潮线以下的军用和民用的海底通信电缆（含光缆）和电力电缆及输水（含工业废水、城市污水等）、输气、输油和输送其他物质的管状设施。

二、“内海”系指领海基线内侧的全部海域（包括海湾、海峡、海港、河口湾）。

三、“所有者”系指对海底电缆、管道拥有产权和所有权的法人和其他经济实体。

四、“路由变动较大”系指出于主观要求而非定位误差和施工技术手段的原因，而改变批准的或原有的路由，暂定为：在潮间带五百米以上、领海线以内一公里以上、领海线以外五公里以上。

五、“移动”系指海底电缆、管道的水平移位或垂直移位。

第二十八条 本办法由国家海洋局负责解释。

第二十九条 本办法自颁布之日起施行。

全国人大常委会法制工作委员会
对黑龙江省人大法工委关于地方性法规
中规定架空输电线路走廊不实行征地
是否违法请示的答复意见

（2011年6月3日 法工办发〔2011〕128号）

黑龙江省人大常委会法制工作委员会：

你委2011年4月20日关于地方性法规中规定架空输电线路走廊不实行征地是否违法的请示（黑人大法工委函〔2011〕19号）收悉。经研究认为，地方性法规根据土地管理法、森林法等相关法律规定，可以规定架空输电线路走廊不实行征地；对因保护架空输电线路走廊，给有关当事人合法权益造成损失的，应当依法给予补偿。

全国人大常委会法制工作委员会办公室

2011年6月3日

国家经贸委关于建设 500kV 架空送电线路 拆除建筑物有关问题的复函

（2001年12月3日 国经贸厅电力函〔2001〕842号）

浙江省电力公司：

你公司《关于要求对〈电力设施保护条例〉第十条及〈实施细则〉第五条作出解释的请求》（浙电总〔2001〕1032号）收悉。经研究，现函复如下：

根据《电力设施保护条例》第一条、第十五条和《电力设施保护条例实施细则》第五条的规定，设置架空电力线路保护区的目的，是为了保证已建架空电力线路的安全运行和保障人民生活的正常供电；任何单位或个人在架空电力线路保护区内，必须遵守“不得兴建建筑物、构筑物”等规定。建设 500 千伏架空送电线路时拆除建筑物的要求及范围，按照《110~500kV 架空送电线路设计技术规程》（DL/T5092—1999）第 16.0.4 条和第 16.0.5 条规定的标准执行。

国家经贸委办公厅

2001年12月3日

环境保护部办公厅关于印发《输变电建设项目重大变动清单（试行）》的通知

（环办辐射〔2016〕84号）

各省、自治区、直辖市环境保护厅（局）：

为进一步规范输变电建设项目环境管理，根据《环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》有关规定，我部制订了《输变电建设项目重大变动清单（试行）》（以下简称清单）。输变电建设项目发生清单中一项或一项以上，且可能导致不利环境影响显著加重的，界定为重大变动，其他变更界定为一般变动。

一、建设单位在项目开工建设前应当对工程最终设计方案与环评方案进行梳理对比，构成重大变动的应当对变动内容进行环境影响评价并重新报批，一般变动只需备案。

二、项目建设过程中如发生重大变动，应当在实施前对变动内容进行环境影响评价并重新报批。

三、建设单位应对照清单对在建且尚未通过竣工环保验收的输变电建设项目及时梳理，并按现行分级审批规定，于2016年12月31日前将变动情况报有审批权的环境保护主管部门。

四、环评阶段，环境影响评价范围内明确属于工程拆迁的建筑物不列为环境敏感目标，不进行环境影响评价。竣工环保验收阶段，验收调查范围内有公众居住、工作或学习的建筑物都应列为环境敏感目标，确保满足有关环境标准要求。

五、各级环境保护主管部门在清单试行过程中如发现新问题、新情况，请以书面形式反馈意见和建议，我部将根据实际情况进一步补充、调整和完善清单。

附件：输变电建设项目重大变动清单（试行）

环境保护部办公厅

2016年8月8日

附件

输变电建设项目重大变动清单（试行）

1. 电压等级升高。
2. 主变压器、换流变压器、高压电抗器等主要设备总数量增加超过原数量的 30%。
3. 输电线路路径长度增加超过原路径长度的 30%。
4. 变电站、换流站、开关站、串补站站址位移超过 500 米。
5. 输电线路横向位移超出 500 米的累计长度超过原路径长度的 30%。
6. 因输变电工程路径、站址等发生变化，导致进入新的自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等生态敏感区。
7. 因输变电工程路径、站址等发生变化，导致新增的电磁和声环境敏感目标超过原数量的 30%。
8. 变电站由户内布置变为户外布置。
9. 输电线路由地下电缆改为架空线路。
10. 输电线路同塔多回架设改为多条线路架设累计长度超过原路径长度的 30%。

国家能源局关于进一步明确电力建设工程质量监督机构业务工作的通知

各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位，水电水利规划设计总院，中国电力企业联合会，各电力建设工程质量监督机构，各有关单位：

为进一步完善电力建设工程质量监督体系，保证电力工程质量，我局对各电力建设工程质量监督机构（以下简称电力质监机构）业务范围进行了优化调整，有关事项通知如下。

一、电力质监机构业务范围

建立“专业质监站+质监中心站”的电力质监机构体系。国家能源局电力可靠性管理和工程质量监督中心（以下简称可靠性和质监中心）受国家能源局委托，负责全国电力质监机构业务指导和监督工作。

（一）专业质监站

1. 电力工程质量监督站。设在中国电力企业联合会，负责国家电力试验示范工程、跨区域电网工程质监工作，兜底负责全国火电工程、农林生物质发电工程、太阳能热发电工程质监工作（内蒙古区域和中国华能投资的工程除外）。

2. 可再生能源发电工程质量监督站。设在水电水利规划设计总院，负责国务院或国务院投资主管部门审批、核准的水电工程质监工作，兜底负责全国水电工程质监工作，兜底负责风力、光伏发电工程和电源、电网侧储能电站质监工作（内蒙古区域和中国华能投资的工程除外），可承担农林生物质、太阳能热发电工程质监工作。

3. 核电中心站更名为核电常规岛工程质量监督站。设在中国核工业集团有限公司，负责全国核电（核岛除外）工程质监工作。

（二）质监中心站

1. 南方电力建设工程质量监督中心站。设在中国南方电网有限责任公司，负责南方电网区域内跨省电网工程质监工作。

2. 省电力建设工程质量监督中心站。设在国家电网有限公司各省级电力公司和中国南方电网有限责任公司各省级电力公司，负责辖区内电网工程质监工

作，可承担火力发电工程和风力、光伏、农林生物质、太阳能热发电等可再生能源工程质监工作。

3. 内蒙古电力建设工程质量监督中心站。设在内蒙古电力（集团）有限责任公司，负责蒙西区域内电网工程和内蒙古区域内电源工程质监工作（水电、核电工程和中国华能投资的工程除外）。

4. 华能电力建设工程质量监督中心站。设在中国华能集团有限公司，负责中国华能投资的电源工程质监工作（水电、核电工程除外）。

5. 贵州水电工程质量监督站。设在中国电建集团贵阳勘测设计研究院有限公司，受贵州省能源局委托，负责贵州省能源局审批、核准或备案的水电等工程质监工作。

二、有关要求

（一）各电力质监机构应加强能力建设，保证质监工作的正常开展，不得拒绝本机构业务范围内符合质监条件的电力建设工程质监申请，不得将质监工作委托给其他质监机构实施，开展质监工作不得收取质监费用。未经核准（审批、备案）的电力建设工程，电力质监机构不得受理其质监申请。未通过电力质监机构监督检查的电力建设工程，不得投入运行。

（二）2020年7月1日至2020年12月31日为过渡期。过渡期内，对于实施质监工作确有困难的电力建设工程，专业质监站可申请并经可靠性和质监中心审核同意后，由原业务范围确定的质监中心站实施质监工作。过渡期后，各电力质监机构严格按本通知明确的业务范围实施质监工作。

（三）本通知自2020年7月1日起执行，已完成质监注册的电力建设工程仍由受理质监注册的原电力质监机构负责质监工作。

（四）2020年7月1日前，各电力质监机构将举办单位名称和本单位名称、主要负责人、法定代表人、当前业务范围、专职质监管理人员数量等信息书面报送国家能源局电力安全监管司。

国家能源局

2020年6月15日

电力工程勘察设计单位资质管理办法（暂行）

（1995年8月21日 电建〔1995〕504号）

第一章 总则

第一条 为加强电力行业工程勘察设计单位的资质管理，保证勘察设计质量，保证国家财产和人身安全，促进技术进步，提高工程的经济效益和社会效益，根据国家有关规定，结合电力行业特点，制定本办法。

第二条 本办法适用于电力行业和其它行业从事电力（火电、送变电、核电常规岛及新能源发电）工程勘察设计的单位。

第三条 凡从事电力工程勘察设计的单位，必须按规定申请资质审查，经审查合格并取得工程设计（含勘察）证书后，方可承担电力工程勘察设计任务。

第二章 资质证书和资质标准

第四条 工程勘察设计资质证书分为工程勘察证书和工程设计证书两种；工程勘察证书和工程设计证书由建设部统一印制。

电力勘察是工程勘察和工程设计合一的行业，电力工程勘察设计资质证书采用建设部统一印的工程设计证书（包括勘察）。

第五条 工程勘察设计单位的资质等级根据其技术力量、技术水平、装备水平、管理水平以及勘察设计资历划分。分级标准由建设部统一颁发。

电力行业工程勘察设计资质的分级标准执行建设部建设〔1992〕434号文颁发的《电力行业工程勘察设计资格分级标准》。

电力工程勘察设计单位如跨行业申请建筑、通信等其它行业的工程设计证书以及申请通用的工程勘察证书，执行建设部颁发的相应行业的分级标准。

第六条 电力工程勘察设计资质按发电、送变电两个专业划分为甲、乙、丙、丁四个等级。

甲级单位可以承担各类发电工程或送变电工程勘察设计，发电工程按承担机

组的高限划分为 200MW、300MW、和 600MW 及以上三档；

乙级单位可以承担单机容量 50MW 及以下机组发电工程或 220k(330k) 以下电压等级的送变电工程勘察设计。

丙级单位可以承担单机容量 12MW 及以下机组发电工程 110k 及以下电压等级的送变电工程勘察设计。

丁级单位可以承担 35KV 电压等级的送变电工程勘察设计。

首次承担证书允许的高限工程勘察设计时，要请有相应资格的勘察设计单位进行技术咨询。

第三章 勘察设计资质审批

第七条 申请工程设计证书（包含勘察）的单位，必须具备下列基本条件：

（一）有符合国家规定，依照法定程序批准成立机构的文件；

（二）有明确的名称、组织机构和固定的工作场所；有专业配套、固定从事工程勘察设计工作的技术人员和必要的计划、经营、财务、技术、质量管理人员；有为完成勘察设计任务必备的标准、规程、规范、定额等资料；有健全的质量保证体系；有相应的从事电力工程勘察设计的资历和业绩，完成的设计成品和工作成果符合国家和电力部规定的深度和质量要求。

（三）达到所申请的工程勘察设计单位资质的等级标准。

第八条 集体所有制的单位，除应具备第七条规定的基本条件外，还必须具有与其承担任务相适应的注册资金（甲级 100 万元、乙级 50 万元、丙级 30 万元、丁级 20 万元）及章程。

第九条 对勘察设计单位的分支机构一般不单独核发工程勘察设计证书。确需单独领证者，视同独立的机构对待，并需具备下列条件：

（一）具备企业法人条件；

（二）70%的技术骨干必须是有当地户口的固定人员，轮换人员仅作为补充力量；

（三）有当地银行账号，财务上独立核算，单独纳税。

第十条 对党政机关、民主党派、学会或协会等群众团体、私营企业、个体劳动者和直接从事产品生产的单位，不发给工程勘察设计证书。

第十一条 甲、乙级设计单位组织离退休工程技术人员成立的集体设计事务所，由设计单位负技术经济责任的，可以不另申请设计证书，而使用该单位的证书。如单独申请证书，其技术骨干必须配备 30% 以上的中青年。

第十二条 电力工程勘察设计资质实行分级审批制度。甲级由电力行业勘察设计主管部门审核后上报全国工程勘察设计资格审定委员会审批；乙级由电力部电力勘察设计资格审查委员会审批；丙、丁级经省电力局初审通过后，由地方省级资格审定委员会（或省级主管勘察设计工作的综合部门）进行审批。

甲、乙级由建设部盖章发证。

丙、丁级由省级勘察设计主管部门盖章发证。

第十三条 电力勘察设计单位申请甲、乙级资质的申请表，按隶属关系上报并逐级审查签署意见后由电力部办理审批发证手续。网局或直属省电力局所属单位由网局或直属省电力局签署意见，部直属企业、事业单位由部归口管理的司局签署意见。审查意见应明确申请单位的证书等级和承担任务范围。

第十四条 电力勘察设计单位申请其它行业甲、乙级资质的，由电力部送交建设部转交有关行业主管部门签署行业资质审查意见后，按规定统一办理审批发证手续。

第十五条 工程勘察证书和工程设计证书包括证书和副本。在副本中由发证单位写明承担工程勘察、设计任务的具体范围。

第十六条 新设立的工程勘察设计单位申请资质，其等级为暂定级，有效期 2 年，由发证部门在证书上注明。有效期满后，由原发证部门进行复查，复查合格的，换发正式定级证书，复查不合格的，由原发证部门提出处理意见或收回其证书。

第四章 收费资格的申报与核定

第十七条 持有工程勘察证书和工程设计证书的单位，必须经过收费资格认

证，符合收费条件的，才能取得工程勘察、设计收费资格证书，经办理工商登记后，方可对外收取工程勘察设计费。否则，均属非法经营。

第十八条 收费资格证书分工程勘察收费资格证书和工程设计收费资格证书两种，均采用建设部统一印制的证书。电力行业工程勘察设计合一的单位仅颁发工程设计收费资格证书（包括勘察）。

第十九条 大专院校、科研院（所）等事业单位所属勘察设计单位申请收费资格证书，必须做到人、财、物与主管单位划开，不再领取事业费，经济上独立核算、自收自支，照章纳税，并有财政、税务部门的证明文件。

第二十条 勘察设计单位申请收费资格证书必须具备以下四个条件：

- （一）持有建设部统一印制的工程勘察证书或工程设计证书；
- （二）按照国家计委、财政部、劳动人事部计设[1993]122号文件实行了技术经济责任制，经济上独立核算，自负盈亏；
- （三）不再享有国家核拨的事业费；
- （四）按照财政、税务部门的规定纳税。

第二十一条 企业所属勘察设计单位申请收费资格证书，需具有企业上级行政主管部门批准成立勘察设计机构并允许对外承担任务和收费的文件，经济上独立核算、自负盈亏、单独照章纳税，并有财政、税务部门的证明文件。

第二十二条 申请收费资格的单位，需填写收费资格申请表一式四份，并附必要的文件和证明。收费资格随勘察设计资质同时申报和审定，按勘察设计证书管理权限，分别核发收费资格证书。

第五章 管理和监督

第二十三条 电力行业勘察设计资质的管理由电力部归口，委托电力规划设计总院负责电力行业工程勘察设计单位的资质审查、管理和监督等日常工作。各持证单位应定期向电力规划设计总院报送统计报表，报表内容包括人员情况，勘察设计任务完成情况及经济收支情况等。

第二十四条 电力部每年对持证单位的资质进行一次检查或复查。对其中确

实具备升级条件的，可按本办法办理升级手续，对不具备所持证书等级条件的，重新核定其等级。发现不具备收费条件或违反收费规定的，要及时处理。

第二十五条 工程勘察设计单位要求升级或扩大勘察设计范围时，应先就一项工程提出升级申请报告，经上级主管部门签署意见后，报电力规划设计总院审批，发给临时升级通知书。丙、丁级单位申请升级的要经省电力局初审后，报省级资格审定委员会。其中，承担大型工程勘察设计工作，必须由有相应资质的勘察设计单位进行咨询，主要设计原则要双方共同商定，初步设计文件要经咨询单位审核盖章，施工图一级图纸要有咨询单位的工程技术负责人员签字。当临时升级承担的工程项目经实践考证实已合格，再按本办法第三章的规定，正式办理升级手续。临时升级申请报告内容应包括要求承担的工程项目名称、规模、设计条件落实情况、发证后设计力量变更情况等。

获得国家优秀勘察、设计奖和连续两年获得省、部级优秀勘察、设计奖的单位，可以优先办理升级手续。

第二十六条 工程勘察、设计证书和收费资格证书，是从事勘察设计的资质凭证和收取费用的合法凭证，只限持证单位使用，不得转让；不得为其它单位或个人提供图章、图签；不得私拉外单位人员为其搞勘察设计；未经批准不得越级或超越证书规定范围承担任务。

第二十七条 两个或几个持有工程勘察设计资质证书和工程勘察设计收费资格证书的单位，可以联合承担勘察设计任务，当证书级别不同时，应以级别高的一方为主，并由其对勘察设计质量负责。不能与无勘察设计证书和无收费资格证书的单位联合承担勘察设计任务。

第二十八条 违反本章第二十六条、第二十七条规定，申请资质证书时隐瞒真实情况，弄虚作假，内部管理混乱，经营作风不正，勘察设计质量长期低劣或因勘察设计原因造成重大工程质量事故的单位，除按国家规定处理外，视其情节轻重给予通报批评、停业整顿、罚款、降级、直至吊销证书的处理。

第二十九条 工程勘察设计单位提交的勘察、设计文件，必须在封面上注明资质证书的行业、等级和证书编号，审查勘察设计文件的部门，首先要核实工程

勘察设计单位的资质。

第三十条 工程勘察设计单位如发生分立、合并、撤销，应在上级主管部门批准后 30 日内向原发证部门办理证书的注销手续。如需申请资格证书，按本办法的规定重新上报。

第三十一条 仅持有工程勘察、设计证书，没有工程勘察、设计收费资格证书的单位，只能承担本单位内部的勘察、设计任务，不予办理工商登记，更不得进入工程勘察设计市场。对违反规定收取的勘察设计的费用，应全部没收。

第三十二条 各级审查及发证部门，要根据行业发展规划，本办法的规定和行业分级标准，坚持原则，认真审查，严格把关。对在工作中严重失职和索贿、受贿的人员，由其所在单位给予行政处分；情节严重构成犯罪的，交由司法机关追究刑事责任。

非发证部门不得变更证书内容，否则证书无效。

第三十三条 各级勘察设计主管部门发现有违反本办法的行为，应立即制止；对违反本办法完成的勘察、设计成果，审查部门不予审查，施工单位不得施工，银行不予付款。

第六章 附则

第三十四条 本办法由电力工业部负责解释。

第三十五条 本办法自发布之日起施行。

水电工程勘察设计管理办法

（2011年11月3日国家能源局发布 根据2018年5月16日《国家能源局关于修改水电领域6件规范性文件的通知》修正）

第一章 总则

第一条 为加强水电工程勘察设计管理，保证勘察设计质量和工程安全，根据《中华人民共和国可再生能源法》《建设工程勘察设计管理条例》和《建设工程质量管理条例》等法律法规，制定本办法。

第二条 本办法适用于国家核准（审批）的水电站项目和抽水蓄能电站项目（以下简称水电工程）。其他水电工程可参照执行。

第三条 本办法所称水电工程勘察设计是指根据水电工程建设要求，查明、分析和评价工程场地地质条件，分析论证技术、经济、资源和环境相关情况，确定工程设计方案，编制勘察设计文件的活动。

第四条 水电工程建设应坚持“先勘察、后设计、再施工”的原则。

水电工程勘察设计应与社会经济发展水平相适应，做到安全可靠、技术先进、经济合理、资源节约和环境友好，实现水电开发的经济效益、社会效益和环境效益相统一。

第五条 水电工程勘察设计阶段分为河流水电规划（或抽水蓄能电站选点规划）、预可行性研究、可行性研究、招标设计及施工详图设计等五个阶段。勘察设计单位应分阶段开展工作，提出符合相应阶段规程规范要求的勘察设计文件。

第六条 勘察设计单位应依法进行工程勘察设计，严格执行工程建设强制性标准，确保勘察设计文件的完整性、真实性和准确性，并对勘察设计的成果质量负责。

第七条 国家能源局负责水电工程勘察设计活动的监督管理。

各级地方能源主管部门按规定权限负责和参与本行政区域水电工程勘察设计活动的监督管理。

第八条 发挥设计咨询的作用，鼓励在大型水电工程勘察设计工作中开展工程设计咨询，提高设计水平，优化设计方案，保证设计质量。

第二章 资质与合同

第九条 从事水电工程勘察设计活动的单位应具有国家规定的相应资质。勘察设计单位应在其资质等级许可的范围内承揽工程勘察设计业务。

禁止勘察设计单位超越其资质等级许可的范围或者以其他勘察设计单位的名义承揽工程勘察设计业务。禁止勘察设计单位允许其他单位或者个人以本单位的名义承揽勘察设计业务。

第十条 勘察设计单位从事大型水电工程勘察设计应具有工程勘察和工程设计甲级资质（水力发电）；承担坝高 200 米及以上水电工程和地震基本烈度 VIII 度及以上高坝水电工程的勘察设计单位应具有大（1）型水电工程勘察设计业绩。

第十一条 水电工程勘察设计依法实行招标发包或直接发包。发包工作一般在河流水电规划或抽水蓄能电站选点规划批准后进行。

第十二条 建设单位不得将工程勘察设计业务发包给不具有相应资质和业绩的勘察设计单位。勘察设计单位不得将所承揽的勘察设计业务转包或违法分包。

第十三条 建设单位应依法与勘察设计单位签订勘察设计公司，对勘察设计工作范围、内容、深度、进度、质量及服务进行约定，保证合理的勘察设计周期，执行国家有关勘察设计收费标准。

建设单位不得强迫或暗示勘察设计单位违反工程建设强制性标准，降低工程质量。

第十四条 两个及以上单位承担同一工程勘察设计的，合同中应明确主体勘察设计单位。主体勘察设计单位负责总体策划、组织协调和设计集成。其他勘察设计单位负责向主体勘察设计单位提供资料和成果，并对其成果质量负责。

第三章 技术要求

第十五条 勘察设计单位应做好勘察设计公司策划，确定勘察设计的重点以

及相关技术路线，编制勘察设计科研工作大纲，合理配置与勘察设计任务相适应的资源和专业技术人员。

第十六条 勘察设计公司应收集并分析勘察工作所需的地形地质、水文气象、生态环境、移民安置、经济社会发展等基础资料，所采用资料应真实、有效。

第十七条 工程地质勘察应涵盖枢纽工程建设区、水库淹没影响区和移民安置区。勘察设计公司应重视对断层、滑坡体、堆积体、泥石流、岩溶、崩塌等不良地质现象的调查分析，保证选址的合理性和建筑物地基的安全性。

第十八条 勘察设计公司应根据工程需要，组织开展重大技术问题和科技攻关工作，科学论证工程设计方案，确保工程安全可靠。

第十九条 勘察设计公司应会同地方政府按阶段要求开展移民安置规划设计工作。移民安置规划设计应以资源环境承载力为基础，与当地国民经济和社会发展规划以及土地利用总体规划、城市总体规划、村庄和集镇规划等相适应，听取移民和安置区居民以及建设单位的意见。

可行性研究阶段，移民安置规划设计文件应达到枢纽工程同等设计深度。

第二十条 勘察设计公司应依据批复的项目环境影响评价报告、水土保持方案报告和安全预评价报告，开展环境保护措施设计、水土保持措施设计和劳动安全与工业卫生设计。

第二十一条 勘察设计公司应以审定的可行性研究报告为依据开展招标设计，复核、深化和细化设计方案，满足招标文件编制的要求。

第二十二条 勘察设计公司负责编制施工详图阶段设计文件，满足工程施工要求。施工图设计文件应对涉及工程质量和施工安全的重点部位注明有关安全质量方面的提示信息，对防范工程安全质量风险提出指导意见。

第二十三条 勘察设计公司应建立健全技术质量管理体系，落实技术质量责任制，对勘察设计产品进行分级管理，按规定履行勘察设计文件校审制度，并做好勘察设计文件的归档工作。

第四章 现场服务

第二十四条 工程施工阶段，勘察设计单位应设立现场设计代表机构，及时派驻相应的技术人员，制定相关工作制度，提供现场技术服务，满足工程建设要求。

第二十五条 现场设计代表应做好技术交底；跟踪现场施工情况，研究并及时解决工程建设有关技术问题；参与隐蔽工程和关键部位的检查验收；配合工程质量检查、质量监督、安全鉴定和工程验收等工作。

第二十六条 现场设计代表应按照有关要求，开展地质编录和工程地质条件预测预报；根据开挖揭露的地质条件和工程其他实际情况，加强工程重大技术问题解决方案的复核，及时完善设计方案和施工技术要求。

第二十七条 现场设计代表发现不按设计文件要求施工、野蛮施工、弄虚作假或偷工减料等情况，应及时以书面形式向建设单位反映。必要时，应报告质量监督机构和国家能源局。

第五章 设计变更

第二十八条 招标设计和施工详图设计阶段，对审定的工程特征参数、工程设计方案和移民安置方案进行的调整、补充和优化均属设计变更。

第二十九条 工程设计变更分为一般设计变更和重大设计变更。一般设计变更由设计单位负责编制设计变更文件。重大设计变更由建设单位组织设计单位编制专题报告。

水电工程设计变更管理办法另行制定。

第六章 设计回访

第三十条 勘察设计单位应定期开展枢纽工程设计回访，检查评价枢纽建筑物和主要设施设备的安全性、适用性。根据工程实际需要，开展必要的设计复核，总结勘察设计经验，并为工程安全运行提供技术支持。

第三十一条 枢纽工程设计回访分为全面设计回访和专项设计回访。全面设计回访至少每 10 年一次。首次全面设计回访，应在工程投入运行后的 5 年之内

进行。专项设计回访视需要进行。

建设单位或运行管理单位应为设计回访提供必要的工作条件。勘察设计单位应向建设单位或运行单位提交设计回访报告。

第七章 附 则

第三十二条 本办法由国家能源局负责解释，自发布之日起施行。

水电工程设计变更管理办法

（2011年11月3日国家能源局发布 根据2018年5月16日《国家能源局关于修改水电领域6件规范性文件的通知》修正）

第一条 为加强水电工程设计和建设管理，规范设计变更行为，保证工程安全 and 质量，依据《建设工程勘察设计管理条例》和《水电工程勘察设计管理办法》，制定本办法。

第二条 本办法适用于国家核准（审批）的水电站项目和抽水蓄能电站项目（以下简称水电工程）。其他水电工程可参照执行。

第三条 设计变更是指在招标设计阶段和施工详图阶段，对审定的工程主要特征参数、工程设计方案和移民安置方案等所进行的改变，包括调整、补充和优化。

第四条 设计变更应坚持科学求实的原则，符合国家有关法律法规和工程建设强制性标准的规定，做到先论证、后审查（或审核）、再实施。

第五条 设计变更分为一般设计变更和重大设计变更。重大设计变更是指涉及工程安全、质量、功能、规模、概算，以及对环境、社会有重大影响的设计变更。除此之外的其他设计变更为一般设计变更。

水电工程重大设计变更的界定见附件。

第六条 设计单位应结合工程建设实际，复核工程设计方案和主要参数，及时提出必要的设计变更文件。建设单位、监理单位和施工单位可以提出变更设计的建议，设计单位应考虑施工水平和管理水平的影响，对变更设计的建议进行技术、经济论证。确需变更的，由设计单位编制设计变更文件。

第七条 重大设计变更文件应达到或超过可行性研究阶段的深度要求。内容主要包括：

（一）工程概况；

（二）重大设计变更的缘由和必要性、变更的项目和内容、与设计变更相关的基础资料及试验数据；

(三) 设计变更与原勘察设计文件的对比分析;

(四) 变更设计方案及原设计方案在工程量、工程进度、造价或费用等方面的对照清单和相应的单项设计概算文件;

(五) 必要时, 还应包含设计变更方案的施工图设计及其施工技术要求。

第八条 工程建设过程中, 因抢险救援或应急处置导致的设计变更, 应由参建各方代表签字确认。属于重大设计变更的, 建设单位应及时组织设计单位编制设计变更文件, 并按规定程序报审。

第九条 审查单位在收到建设单位重大设计变更审查申请后, 负责组织开展审查工作, 提出审查意见, 报送国家能源局。

第十条 本办法由国家能源局负责解释, 自发布之日起施行。

附:

水电工程重大设计变更范围目录

(一) 设计条件和安全标准

1. 工程开发方式、开发任务及工程规模的变化;
2. 水库特征水位、水库调度运行方式重大改变;
3. 工程等别及主要建筑物设计安全标准的变化。

(二) 工程布置及主要建筑物

1. 坝、厂址及其主要建筑物场址的变化;
2. 主要建筑物的布置或结构方案的改变;
3. 增加或取消重要的单体水工建筑物;
4. 主要筑坝材料料源方案的改变;
5. 施工导流方式或导流建筑物方案的变化;
6. 工程总进度及主要控制进度的变化。

(三) 机电及金属结构设备

1. 电站接入系统方式和电气主接线方案的变化;
2. 机组型式、单机容量和重要技术参数的变化;

3. 高压配电装置和高压引出线设计方案的变化；
4. 电站控制运行方式及继电保护方案的重大变化；
5. 金属结构设备布置方案及设备型式的重大变化。

（四）环境保护和水土保持

1. 环境保护和水土保持工程措施的重大变化；
2. 环境保护和水土保持工程项目的增加或取消。

（五）移民安置

1. 征地范围调整及重要实物指标的较大变化；
2. 移民安置方案与移民安置进度的重大变化；
3. 城（集）镇迁建和专项处理方案重大变化。

国家能源局关于印发《进一步加强电力建设工程质量 监督管理工作意见》的通知

（国能发安全〔2018〕21号）

各省（自治区、直辖市）、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、经信委（工信委），北京市城市管理委员会，各派出能源监管机构，中国电力企业联合会，水电水利规划设计总院，全国电力安委会各企业成员单位，各电力建设工程质量监督机构，各有关单位：

为深入学习贯彻党的十九大精神，严格落实《建设工程质量管理条例》《中共中央国务院关于开展质量提升行动的指导意见》（中发〔2017〕24号）、《国家发展改革委 国家能源局关于推进电力安全生产领域改革发展的实施意见》（发改能源规〔2017〕1986号）等规定，我局制定了《关于进一步加强电力建设工程质量监督工作的意见》，现印发你们，请遵照执行。工作中的重大问题，请及时向国家能源局报告。

附件：关于进一步加强电力建设工程质量监督工作的意见

国家能源局

2018年2月14日

关于进一步加强电力建设工程质量监督工作的意见

为深入学习贯彻党的十九大精神，严格落实《建设工程质量管理条例》《中共中央国务院关于开展质量提升行动的指导意见》（中发〔2017〕24号）、《国家发展改革委 国家能源局关于推进电力安全生产领域改革发展的实施意见》（发改能源规〔2017〕1986号）等规定，现就进一步加强电力建设工程质量监督工作提出如下意见。

一、国家能源局依法依规对全国电力建设工程质量实施统一监督管理。贯彻执行国家关于电力建设工程质量监督的法律法规和方针政策，不断完善电力

建设工程质量监督管理规章制度和标准规范体系，组织、指导和协调全国电力建设工程质量监督管理工作，组织开展全国电力建设工程质量监督管理巡查督查和专项检查，监督指导地方政府电力管理等有关部门和各派出能源监管机构的电力建设工程质量监督管理工作。

国家能源局电力安全监管司归口全国电力建设工程质量监督管理工作，其他有关司和单位依其职责做好相关工作。国家能源局各派出能源监管机构按照国家能源局授权承担所辖区域内除核安全外的电力建设工程质量安全的监督管理，对电力建设工程质量监督机构（以下简称质监机构）进行业务监督指导，依法组织或参与电力事故调查处理。

二、地方各级政府电力管理等有关部门依法依规履行地方电力建设工程质量监督管理责任，按照国家能源局有关规定，继续做好可再生能源发电工程的质量监督管理，并积极配合派出能源监管机构，做好其他电力建设工程质量监督管理相关工作；对质监机构进行业务监督指导。

三、国家能源局电力可靠性管理和工程质量监督中心（以下简称可靠性和质监中心）受国家能源局委托，研究拟定电力建设工程质量监督政策措施、规章制度及监督检查大纲并组织实施相关工作，协调解决质量监督工作存在的突出问题；对质监机构进行业务监督指导；参与涉及电力建设工程质量重大争议处理、重大事故调查及相关专项检查；负责全国电力建设工程质量监督信息管理工作。

四、电力工程质量监督总站更名为电力工程质量监督站；水电工程质量监督总站和国家可再生能源发电工程质量监督总站合并，更名为可再生能源发电工程质量监督站。

质监机构要继续按照国家能源局现行文件规定的业务范围开展工程质量监督，其中各电力建设工程质量监督中心站（以下简称中心站）可开展可再生能源发电工程质量监督。根据工作需要，各监督站、中心站可设立项目站。

质监机构要规范设置，持续加强机构建设和队伍建设，制定本机构各项工作管理制度，配备专职工作人员，配置必要的检测仪器和设备，建立与质量监督任

务相适应的组织体系和保障体系；要充分发挥专家和第三方检测机构作用，严禁工程建设项目参建单位人员作为质监机构专家或工作人员参加本项目的质量监督。

质监机构对各级政府部门审批、核准、备案的电力建设工程按照职责分工同步开展质量监督，要加强对有关电力建设工程质量的法律、法规和强制性标准执行情况的监督检查；要按照依法依规、严谨务实、清正廉洁、优质高效的原则，独立、规范、公正、公开开展工作。

质监机构要认真履职，采取措施确保工作不断、秩序不乱、队伍不散、质量不降。凡因机构职能弱化、履职不力等造成工程质量事故或重大质量隐患的，将依法依规严肃追究责任。

五、质量监督不代替建设、监理、设计、施工等单位的质量管理工作。未经审批、核准、备案的电力建设工程，质监机构不得受理其质量监督注册申请。未通过质监机构监督检查的电力工程，不得投入运行。

六、质监机构要按规定将年度和阶段性质监工作计划等信息，及时向地方政府电力管理等有关部门、国家能源局电力安全监管司、各派出能源监管机构、可靠性和质监中心报送。报送信息的内容、程序及时限等要求另行发文规定。

各监督站、中心站要及时将主要负责人名单、项目站设置情况及工作联系方式报告所在地省级政府电力管理等有关部门、派出能源监管机构、可靠性和质监中心。

七、各企业要进一步健全电力建设工程质量管控体系，明确具体部门负责工程质量监督对口联系；要全面落实各参建单位的工程质量责任，特别要强化建设单位的首要责任和勘察、设计、施工单位的主体责任，并充分发挥监理单位作用；要按照国家法律法规和标准规范要求，加强施工现场管理，落实工程质量管控措施，坚决遏制重特大质量事故发生。

各企业要主动接受各级政府电力管理等有关部门、派出能源监管机构、质监机构开展的质量监督管理和专项检查等活动。

八、地方政府电力管理等有关部门和派出能源监管机构要按照国家有关规

定，统筹项目核准备案、市场准入、行政执法等环节力量，进一步强化电力建设工程质量监督管理，加强对质监机构的监督指导。对发现的问题责令限期整改，对整改不到位或存在重大质量隐患的电力建设工程，依法采取停止施工、停止供电等强制措施，并给予上限经济处罚。

九、各有关单位要认真落实本意见要求，确保各项工作落实到位。国家能源局将适时对执行情况开展督查。

承装（修、试）电力设施许可证管理办法（2020）

中华人民共和国国家发展和改革委员会令

（第 36 号）

《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》已经 2020 年 8 月 23 日国家发展改革委第 10 次委务会议审议通过，现予公布，自 2020 年 10 月 11 日起施行。原国家电力监管委员会于 2009 年 12 月 18 日公布的《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》（国家电力监管委员会令第 28 号）同时废止。

主任：何立峰

2020 年 9 月 11 日

第一章 总则

第一条 为了加强承装（修、试）电力设施许可管理，规范承装（修、试）电力设施许可行为，维护承装、承修、承试电力设施市场秩序，促进电力安全，根据《中华人民共和国行政许可法》《电力供应与使用条例》《电力监管条例》和国家有关规定，制定本办法。

第二条 承装（修、试）电力设施许可证（以下简称许可证）的申请、受理、审查、颁发、管理和监督，适用本办法。

第三条 国家能源局负责指导、监督全国许可证的颁发和管理。

国家能源局派出机构（以下简称派出机构）负责辖区内许可证的受理、审查、颁发和日常监督管理。

第四条 在中华人民共和国境内从事承装、承修、承试电力设施活动的，应当按照本办法的规定取得许可证。除国家能源局另有规定外，任何单位或者个人未取得许可证，不得从事承装、承修、承试电力设施活动。

本办法所称承装、承修、承试电力设施，是指对输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验。

第五条 取得许可证的单位依法开展活动，受法律保护。

第二章 分类分级与申请条件

第六条 许可证分为承装、承修、承试三个类别。

取得承装类许可证的，可以从事电力设施的安装活动。

取得承修类许可证的，可以从事电力设施的维修活动。

取得承试类许可证的，可以从事电力设施的试验活动。

第七条 许可证分为一级、二级、三级、四级和五级。

取得一级许可证的，可以从事所有电压等级电力设施的安装、维修或者试验活动。

取得二级许可证的，可以从事 330 千伏以下电压等级电力设施的安装、维修或者试验活动。

取得三级许可证的，可以从事 110 千伏以下电压等级电力设施的安装、维修或者试验活动。

取得四级许可证的，可以从事 35 千伏以下电压等级电力设施的安装、维修或者试验活动。

取得五级许可证的，可以从事 10 千伏以下电压等级电力设施的安装、维修或者试验活动。

第八条 申请许可证应当具备法人资格及健全有效的安全生产组织和制度，并符合下列条件：

（一）净资产

具有与开展承装（修、试）电力设施活动相适应的净资产，其所占总资产比例不低于 15%。

（二）技术负责人、安全负责人

1. 申请一级至三级许可证的，分别拥有 5 年以上与所申请许可证类别相适应的电力设施安装、维修或试验管理工作经历，具有电力相关专业中级以上职称；其中申请一级许可证的，应具有电力相关专业高级职称；

2. 申请四级至五级许可证的, 分别拥有 3 年以上与所申请许可证类别相适应的电力设施安装、维修或试验管理工作经历, 具有电力相关专业初级以上职称。

(三) 专业技术及技能人员

1. 申请一级至三级许可证的, 电力相关专业技术人员分别不少于 50 人、30 人和 15 人, 其中具有中级以上技术任职资格的分别不少于 30 人、15 人和 5 人; 电力相关专业技能人员分别不少于 60 人、30 人和 20 人, 其中高压电工分别不少于 30 人、15 人和 10 人;

2. 申请四级至五级许可证的, 电力相关专业技术人员分别不少于 10 人和 5 人; 电力相关专业技能人员分别不少于 15 人和 5 人, 其中高压电工分别不少于 8 人和 3 人。

前款第(二)项、第(三)项规定的各类人员均不得同时在其他单位任职; 技术负责人可由本单位专业技术人员兼任, 安全负责人应专人专岗。

第九条 申请一级至三级许可证的, 除具备本办法第八条规定的相应条件外, 还应具有下列与申请的许可证类别和等级相适应的业绩:

(一) 申请一级至三级承装类许可证的, 最近 3 年内应分别具有从事 330 (220) 千伏、110 (66) 千伏、35 千伏以下 10 千伏以上电压等级变(配)电及线路设施的安装活动业绩, 且质量合格; 在此期间从事电力设施安装业务的最高年度工程结算收入分别不少于 2 亿元、1 亿元和 3000 万元;

(二) 申请一级至三级承修类或承试类许可证的, 最近 2 年均应分别具有从事 330 (220) 千伏、110 (66) 千伏、35 千伏以下 10 千伏以上电压等级变(配)电及线路设施的维修或试验活动业绩。

第三章 申请、受理、审查与决定

第十条 申请许可证, 应当向申请人所在地的派出机构提出, 并提交申请表; 申请一级至三级许可证的, 还需要提交相关业绩材料。

第十一条 取得许可证的单位合并或分立后新设单位申请许可证的, 应当提交申请表以及合并或分立相关材料。

分立后至多一个单位可承继分立前单位从事同类活动的业绩；其他新设单位同时申请该类别许可证的，按首次申请办理。

第十二条 派出机构收到申请，应当对申请材料是否齐全、是否符合法定形式进行审查。派出机构有权要求申请人就申请事项作出解释或者说明。

第十三条 派出机构对申请人提出的申请，应当根据下列情况分别作出处理：

（一）申请材料存在可以当场更正的错误的，应当允许申请人当场更正；

（二）申请材料不齐全或者不符合法定形式的，应当当场或者五日内向申请人发出申请材料补正通知书，并一次告知需要补正的全部内容；

（三）申请材料齐全并符合法定形式的，或者申请人按照派出机构的要求提交全部补正申请材料的，应当向申请人发出受理通知书。

第十四条 派出机构应当自受理之日起十五日内完成申请审查，并按下列规定作出是否许可的决定：

（一）经审查，申请人的条件符合法定条件、标准的，派出机构应当依法作出准予许可的书面决定，并自作出决定之日起五日内向申请人颁发、送达许可证；

（二）经审查，申请人的条件不符合法定条件、标准的，派出机构应当依法作出不予许可的决定，以书面形式通知申请人，通知书中应当说明不予许可的理由。

第十五条 派出机构在审查过程中认为需要对申请材料的实质性内容进行核实的，应当指派两名以上的工作人员进行现场核查。

第十六条 派出机构自受理通知书发出之日起十五日内不能作出决定的，经派出机构负责人批准，可以延长十日，并将延长期限的理由告知申请人。

第十七条 派出机构应当按照国家有关规定建立信息公开工作制度，向社会公开承装（修、试）电力设施许可的依据、条件、程序、期限、办理情况以及申请材料目录、申请材料示范文本等信息。

第四章 变更与延续

第十八条 许可证的变更分为许可事项变更和登记事项变更。

许可事项变更是指许可证类别和等级的变更。

登记事项变更是指承装（修、试）电力设施单位名称、住所、法定代表人等事项的变更。

变更后的许可证，有效期限不变。

第十九条 申请许可事项变更，应当提交本办法第十条规定的相关材料；派出机构按照本办法第三章规定的程序予以办理。

申请增加许可证类别或者提高许可证等级的，在申请之日起前一年内未出现下列情形的，应予受理：

- （一）发生较大以上生产安全事故或者二次以上一般生产安全事故的；
- （二）发生重大质量责任事故的；
- （三）超越许可范围从事承装（修、试）电力设施活动的；
- （四）涂改、倒卖、出租、出借许可证，或者以其他形式非法转让许可证的；
- （五）违反国家有关规定将本单位承包的承装（修、试）电力设施业务转包或者分包的。

第二十条 承装（修、试）电力设施单位名称、住所或者法定代表人发生变化的，应当自市场监督管理部门依法办理变更登记之日起三十日内，提出登记事项变更申请，并提交登记事项变更申请表。

变更后的住所与原住所属于不同派出机构管辖的，应当向变更后住所地的派出机构提出登记事项变更申请。

派出机构应当自收到登记事项变更申请之日起十日内，办理变更手续。

第二十一条 许可证有效期为六年。

有效期届满需要延续的，应当在有效期届满三十日前提出申请，并提交申请表；申请一级至三级许可证有效期延续的，还应分别提供在其许可范围内的 330（220）千伏以上、110（66）千伏以上、10 千伏以上电压等级相关业绩材料。

派出机构应当在许可证有效期届满前作出是否准予延续的决定。逾期未作出决定的，视为同意延续并补办相应手续。

第二十二条 许可证损毁或遗失的，应当及时向颁发许可证的派出机构申请

补办，并提交下列材料：

- （一）许可证补办申请表；
- （二）损毁许可证原件或者许可证遗失声明。

派出机构应当自收到许可证补办申请之日起三日内补发许可证。

第五章 监督检查

第二十三条 国家能源局对派出机构实施承装（修、试）电力设施许可工作进行监督检查，及时纠正工作中的违法行为。

第二十四条 派出机构依法对辖区内从事承装（修、试）电力设施活动的单位或者个人的下列事项实施监督检查：

- （一）依法取得许可证的情况；
- （二）在许可范围内从事承装（修、试）电力设施活动的情况；
- （三）依法使用许可证的情况；
- （四）符合许可证法定条件的情况；
- （五）遵守国家有关转包或者分包承装（修、试）电力设施业务规定的情况；
- （六）遵守国家其他有关规定的情况。

第二十五条 承装（修、试）电力设施单位有下列情形之一的，应当按照规定向有关派出机构报送信息：

- （一）人员、资产等情况发生重大变化，已不符合许可证法定条件、标准的，应当自发生重大变化之日起三十日内向颁发许可证的派出机构报告；
- （二）解散、破产、倒闭、歇业、合并或者分立的，应当自市场监督管理部门办理相关手续之日起十日内向颁发许可证的派出机构报告；
- （三）发生生产安全事故的，应当按照国家有关规定向事故发生地派出机构报告；
- （四）发生重大质量责任事故的，应当自有关主管机关作出事故结论之日起十日内，向事故发生地派出机构报告。

前款第（三）项、第（四）项规定事项，事故发生地不属于颁发许可证的派

出机构管辖的，事故发生地派出机构应当及时将有关情况通报颁发许可证的派出机构。

第二十六条 派出机构对电力企业遵守承装（修、试）电力设施许可制度的情况实施监督检查。

电网企业对用户受电工程依法实施检查及竣工检验，应当查验施工企业是否具有许可证；对未经许可或者超越许可范围承揽用户受电工程的，应当立即向派出机构报告。

第二十七条 派出机构履行监督检查职责，可以采取下列措施：

- （一）进入被检查单位的生产经营场所进行检查；
- （二）询问被检查单位的工作人员，要求其对有关检查事项作出说明；
- （三）查阅、复制与检查事项有关的文件、资料，对可能被转移、隐匿、损毁的文件、资料予以封存；
- （四）对与检查事项有关的业务组织技术鉴定；
- （五）对检查中发现的违法行为，有权当场予以纠正或者要求限期改正。

派出机构实施监督检查，被检查单位应当依法予以配合。

第二十八条 国家能源局及其派出机构应按照国家关于加快构建以信用为基础的新型监管机制的要求，依法组织实施承装（修、试）电力设施单位信用监管，并与“双随机、一公开”监管相结合，采取差异化监管措施，不断提升信用监管效能。

第二十九条 承装（修、试）电力设施单位的人员、资产等情况发生重大变化，已不符合相应许可证条件、标准的，派出机构应当责令其限期整改；逾期不改或整改后仍不符合许可证条件的，派出机构应根据其实际具有的条件，重新核定许可证的类别和等级。

第三十条 有下列情形之一的，国家能源局及其派出机构可以依法撤销承装（修、试）电力设施许可：

- （一）派出机构工作人员滥用职权、玩忽职守作出准予许可决定的；
- （二）超越法定职权作出准予许可决定的；

- （三）违反法定程序作出准予许可决定的；
- （四）对不具备申请资格或者不符合法定条件的申请人准予许可的；
- （五）依法可以撤销许可的其他情形。

承装（修、试）电力设施单位以欺骗、贿赂等不正当手段取得许可的，应当予以撤销。

依照本条第一款的规定撤销许可，承装（修、试）电力设施单位的合法权益受到损害的，派出机构应当依法给予赔偿。依照本条第二款的规定撤销许可的，承装（修、试）电力设施单位基于许可取得的利益不受保护。

第三十一条 有下列情形之一的，派出机构应当依法办理承装（修、试）电力设施许可注销手续：

- （一）许可有效期届满未按照本办法规定申请延续或者延续申请未批准的；
- （二）承装（修、试）电力设施单位因解散、破产、倒闭、歇业、合并、分立等原因依法终止的；
- （三）许可依法被撤销、撤回，或者许可证被依法吊销的；
- （四）法律、法规规定的应当注销许可的其他情形。

第六章 法律责任

第三十二条 申请人隐瞒有关情况或者提供虚假申请材料申请承装（修、试）电力设施许可的，派出机构不予受理或者不予许可，并给予警告；情节严重的，一年内不再受理其许可申请。

第三十三条 承装（修、试）电力设施单位采取欺骗、贿赂等不正当手段取得许可的，由派出机构撤销许可，给予警告，处一万元以上三万元以下罚款；情节严重的，三年内不再受理其许可申请；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第三十四条 承装（修、试）电力设施单位转包或违法分包承装（修、试）电力设施业务，涂改、倒卖、出租、出借许可证，或者以其他形式非法转让许可证的，《建设工程质量管理条例》等法律法规对上述违法行为有相关行政处罚规定的，依照其规定执行；未作规定的，由派出机构责令其改正，给予警告，并处

一万元以上三万元以下罚款。

第三十五条 违反本办法规定未取得许可证或者超越许可范围，非法从事承装、承修、承试电力设施活动的，《无证无照经营查处办法》《建设工程质量管理条例》等法律法规对上述违法行为有相关行政处罚规定的，依照其规定执行；未作规定的，由派出机构责令其停止相关经营活动，给予警告，并处一万元以上三万元以下罚款。

第三十六条 承装（修、试）电力设施单位在从事承装、承修、承试电力设施活动中发生重大以上生产安全事故或者重大质量责任事故，由派出机构依法降低许可证等级；情节严重的，依法吊销许可证。

第三十七条 承装（修、试）电力设施单位未按照本办法规定办理许可证登记事项变更手续的，由派出机构责令其限期办理；逾期未办理的，处五千元以下罚款。

第三十八条 电力企业违反国家有关规定，将承装（修、试）电力设施业务发包给未取得许可证或者超越许可范围承揽工程的单位或者个人的，由派出机构责令其限期改正，给予警告，并处一万元以上三万元以下罚款。

电网企业发现未取得许可证或者超越许可范围承揽用户受电工程的单位或者个人，未按照本办法规定及时报告的，由派出机构给予警告，处一万元以上三万元以下罚款。

第三十九条 违反本办法第二十四条、第二十五条、第二十六条、第二十七条规定，向派出机构提供虚假或隐瞒重要事实的文件、资料，或者拒绝、阻碍派出机构及其从事监管工作的人员依法履行监管职责的，依照《电力监管条例》有关规定追究其责任。

第四十条 国家能源局及其派出机构工作人员玩忽职守、滥用职权、徇私舞弊、收受贿赂的，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第七章 附 则

第四十一条 本办法中所称“以上”“以下”“不低于”“不少于”均包含本数。

第四十二条 许可证由国家能源局统一印制，分为正本和副本，具有同等法律效力。

第四十三条 本办法自2020年10月11日起施行。原国家电力监管委员会于2009年12月18日公布的《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》（国家电力监管委员会令第28号）同时废止。

国家能源局关于修改《出租出借承装（修、试）电力设施许可证等 违法行为认定查处规范（试行）》的通知

（国能发资质〔2021〕20号）

各派出机构：

根据《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》（国家发展改革委令2020年第36号）、《国家能源局公告》（2020年第4号），决定对《出租出借承装（修、试）电力设施许可证等违法行为认定查处规范（试行）》（国能发资质〔2019〕74号，以下简称《规范》）中有关规定内容作如下修改，请结合许可监管工作予以执行。

一、将《规范》第十一条第（二）项修改为：“对于转包或违法分包的，由施工地派出机构依据《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》有关规定予以行政处罚”。

二、将《规范》第十一条第（三）项修改为：“对于被行政处罚的，按照能源行业市场主体信用数据清单有关规定，对相关信用信息予以记录和披露；同时，对其符合许可证法定条件情况开展重点抽查，对不符合条件要求的，依据《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》有关规定处理”。

国家能源局

2021年3月19日

国家能源局关于印发《承装（修、试）电力设施许可证 注销管理办法》的通知

（国能发资质规〔2021〕48 号）

各派出机构：

为进一步完善承装（修、试）电力设施许可管理制度，国家能源局研究制定了《承装（修、试）电力设施许可证注销管理办法》，并经 2021 年第 34 次局长办公会审议通过。现印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2021 年 9 月 26 日

承装（修、试）电力设施许可证注销管理办法

第一章 总 则

第一条 为进一步完善承装（修、试）电力设施许可管理制度，规范承装（修、试）电力设施许可证注销管理，保护被许可人合法权益，维护市场秩序，根据《中华人民共和国行政许可法》《电力供应与使用条例》《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》等法律、法规、规章，制定本办法。

第二条 承装（修、试）电力设施许可证（以下简称许可证）注销的实施，适用本办法。

本办法所称许可证注销是指被许可人已经取得的承装（修、试）电力设施许可（以下简称许可）存在被依法撤销、撤回，或许可证被依法吊销以及终止等法定情形，并依法办理注销手续的行政许可程序性行为。

第三条 国家能源局及其派出机构应当依照本办法实施撤销、撤回许可和吊销许可证，办理许可证注销手续。法律、法规另有规定的，从其规定。

国家能源局对其派出机构实施的许可证注销工作进行指导、监督。

第四条 许可证注销的实施，应当遵循依法、公开、公正的原则。

第二章 注销的适用

第五条 有下列情形之一的，国家能源局派出机构（以下简称派出机构）应当依法办理许可证注销手续：

- （一）许可依法被撤销、撤回，或者许可证被依法吊销的；
- （二）许可有效期届满未按规定申请延续，或者延续申请未批准的；
- （三）被许可人因解散、破产、倒闭、歇业、合并、分立等原因依法终止的；
- （四）法律、法规规定的应当注销许可证的其他情形。

第六条 本办法第五条中所称许可依法被撤销，包括下列情形：

- （一）派出机构工作人员滥用职权、玩忽职守作出准予许可决定的；
- （二）超越法定职权作出准予许可决定的；
- （三）违反法定程序作出准予许可决定的；
- （四）对不具备申请资格或者不符合法定条件的申请人准予许可的；
- （五）被许可人以欺骗、贿赂等不正当手段取得许可的；
- （六）依法可以撤销许可的其他情形。

第七条 本办法第五条中所称许可依法被撤回，包括下列情形：

- （一）许可依据的法律、法规、规章修改或者废止的；
- （二）准予许可所依据的客观情况发生重大变化，导致许可被终止的；
- （三）依法应当撤回许可的其他情形。

第八条 撤销许可的决定由国家能源局或颁发许可证的派出机构作出；撤回许可的决定由颁发许可证的派出机构作出。其他派出机构发现应当撤销、撤回许可情形的，可以向颁发许可证的派出机构提出处理建议。

第九条 作出撤销、撤回许可决定前，国家能源局或其派出机构应当告知被许可人撤销、撤回许可的事实、理由和处理意见，听取被许可人的陈述和申辩。如被许可人无法联系，由颁发许可证的派出机构在其网站公告撤销、撤回许可的事实、理由和处理意见等相关信息，公告期为 30 日。

对被许可人提出的陈述和申辩，国家能源局或其派出机构应当进行核实；被许可人提出的陈述和申辩成立的，应当予以采纳。

第十条 本办法第五条中所称许可证被依法吊销，包括下列情形：

（一）违反《建设工程质量管理条例》《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》等有关规定，存在转包、违法分包、出租出借许可证、超越许可范围从事承装（修、试）电力设施活动等违法违规行为，情节严重的；

（二）被许可人在从事承装（修、试）电力设施活动中发生重大以上安全生产事故或者重大质量事故，情节严重的；

（三）依法可以吊销许可证的其他情形。

第十一条 吊销许可证的行政处罚，由相关违法违规行为发生地的派出机构按规定程序实施，并将违法违规事实、行政处罚决定抄告颁发许可证的派出机构；颁发许可证的派出机构依据行政处罚决定办理许可证注销手续。

第十二条 作出吊销许可证的行政处罚决定前，被许可人有陈述、申辩和要求举行听证的权利；被许可人在规定期限内要求听证的，由相关派出机构组织听证。

在听取被许可人陈述、申辩或者听证活动结束后，相关派出机构认为被许可人违法事实清楚、证据确凿的，应当作出吊销许可证的决定。

第三章 许可证的注销程序

第十三条 发生本办法第五条第（一）项、第（二）项情形的，由颁发许可证的派出机构在撤销、撤回、吊销决定生效之日或许可证有效期届满次日起10个工作日内办理注销手续。被许可人应当积极配合并在规定时限内交回许可证正本、副本。

第十四条 发生本办法第五条第（三）项、第（四）项情形的，被许可人应当在相关事项发生之日起30日内向颁发许可证的派出机构提出注销申请，并提交以下材料：

- （一）法定代表人签署的许可证注销申请表；
- （二）许可证正本、副本；
- （三）办理注销需要的其他相关材料。

派出机构应当在收到上述申请材料之日起3个工作日内办理许可证注销手续。

第十五条 被许可人未按照本办法第十四条规定提出注销申请的,颁发许可证的派出机构经核实相关情况后可在其网站上发布注销公告。公告期为30日,公告期满后办理注销手续。

第十六条 被许可人交回的许可证正本及副本,由颁发许可证的派出机构加盖注销专用章后归档保存。

第十七条 派出机构应当依法向社会公开辖区内注销许可证的原被许可人名单及注销原因。

第四章 附 则

第十八条 本办法自印发之日起施行,有效期5年。

国家能源局关于印发《水电工程验收管理办法》 （2015年修订版）的通知

（国能新能〔2015〕426号）

各省、自治区、直辖市发展改革委、能源局，国家电网公司、南方电网公司、中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、国家电力投资集团公司、中国长江三峡集团公司、国家开发投资公司、中国电力建设集团有限公司、中国能源建设集团有限公司，水电水利规划设计总院：

为落实国务院简政放权有关要求，加强水电工程建设管理，进一步规范验收工作，我局对《水电工程验收管理办法》进行了修订。现印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2015年11月25日

水电工程验收管理办法（2015年修订版）

第一章 总则

第一条 为加强水电工程建设管理，规范验收工作，保障水电工程安全及上下游人民生命财产安全，根据《水库大坝安全管理条例》《建设工程质量管理条例》和国家有关规定，制定本办法。

第二条 本办法适用于国家核准（审批）水电站项目。其他水电工程可参照执行。

第三条 水电工程验收包括阶段验收和竣工验收。

阶段验收分为工程截流验收、蓄水验收和水轮发电机组启动验收。截流验收和蓄水验收前应进行建设征地移民安置专项验收。

工程竣工验收在枢纽工程、建设征地移民安置、环境保护、水土保持、消防、劳动安全与工业卫生、工程决算和工程档案专项验收的基础上进行。

第四条 水电工程在截流、蓄水、机组启动前以及工程完工后，必须进行验收。

第五条 水电工程验收工作，应当做到科学、客观、公正、规范。

第六条 国家能源局负责水电工程验收的监督管理工作。省级人民政府能源主管部门负责本行政区域内水电工程验收的管理、指导、协调和监督。跨省（自治区、直辖市）水电工程验收工作由项目所涉及省（自治区、直辖市）的省级人民政府能源主管部门共同负责。

各级能源主管部门按规定权限负责和参与本行政区域内水电工程验收的管理、指导、协调和监督。

第七条 工程蓄水验收、枢纽工程专项验收和工程竣工验收由省级人民政府能源主管部门负责，并委托有资质单位作为验收主持单位，组织验收委员会进行。省级人民政府能源主管部门也可直接作为验收主持单位组织验收。

工程截流验收由项目法人会同工程所在地省级人民政府能源主管部门共同组织验收委员会进行；水轮发电机组启动验收由项目法人会同电网经营管理单位共同组织验收委员会进行，具体要求按相关规定执行。

建设征地移民安置、环境保护、水土保持、消防、劳动安全与工业卫生、工程决算和工程档案专项验收按相关法规和规定办理。

第八条 水电工程验收的主要依据是：

- （一）国家有关法律、法规及行业有关规定；
- （二）国家及行业相关规程规范与技术标准；
- （三）项目审批、核准、备案文件；
- （四）经批准的可行性研究设计、施工图设计、设计变更及概算调整等文件；
- （五）工程建设的有关招标文件、合同文件及合同中明确采用的质量标准和技术文件等。

第九条 项目法人应组织协调设计、施工、监理、监测、设备制造安装、运行、安全鉴定、质量监督等单位提交验收所需的资料，协助验收委员会开展工作。

以上单位对各自在工程验收中所提交资料的真实性负责。

第二章 工程蓄水验收

第十条 项目法人应根据工程进度安排，在计划下闸蓄水前6个月，向工程所在地省级人民政府能源主管部门报送工程蓄水验收申请，并抄送验收主持单位。

第十一条 工程蓄水验收申请材料应包括以下主要内容：

（一）项目基本情况。包括工程开发任务、建设规模、建设方案、投资规模、主要投资方、项目审批（核准）情况等；

（二）项目进展情况。包括工程进度、形象面貌、投资完成情况及其安全度汛措施等；

（三）蓄水验收计划安排；

（四）建设征地移民安置实施情况；

（五）工程蓄水安全鉴定单位建议。

第十二条 验收主持单位收到工程蓄水验收申请材料后，应会同工程所在地省级人民政府能源主管部门，并邀请相关部门、项目法人所属计划单列企业集团（或中央管理企业）、有关单位和专家共同组成验收委员会进行验收。必要时可组织专家组进行现场检查和技术预验收。

验收委员会主任委员由验收主持单位有关负责同志担任。

第十三条 通过水电工程蓄水验收应当具备的基本条件：

（一）工程形象面貌满足水库蓄水要求，挡水、引水、泄水建筑物满足防洪度汛和工程安全要求；

（二）近坝区影响工程安全运行滑坡体、危岩体、崩塌堆积体等地质灾害已按设计要求进行处理；

（三）与蓄水有关的建筑物的内外部监测仪器、设备已按设计要求埋设和调试，并已测得初始值。需进行水库地震监测的工程，其水库地震监测系统已投入运行，并取得本底值；

（四）已编制下闸蓄水施工组织设计，制定水库调度和度汛规划，以及蓄水期事故应急救援预案；

(五)安全鉴定单位已提交工程蓄水安全鉴定报告,并有可以下闸蓄水的明确结论;

(六)建设征地移民安置已通过专项验收,并不影响工程蓄水的明确结论。

第十四条 验收委员会完成蓄水验收工作后,应出具工程蓄水验收鉴定书。验收主持单位应在下闸蓄水前将验收鉴定书报送省级人民政府能源主管部门。省级人民政府能源主管部门认为不具备下闸蓄水条件的,应在5个工作日内通知验收主持单位和项目法人。

验收主持单位应在下闸蓄水1个月后、3个月内,将下闸蓄水及蓄水后的有关情况报省级人民政府能源主管部门。

第十五条 水电工程分期蓄水的,可以分期进行验收。

第三章 枢纽工程专项验收

第十六条 项目法人应根据工程进度安排,在枢纽工程专项验收计划前3个月,向工程所在地省级人民政府能源主管部门报送枢纽工程专项验收申请,并抄送验收主持单位。

第十七条 验收申请报告应包括以下主要内容:

- (一)项目基本情况;
- (二)项目建设情况。包括工程进度、工程面貌、投资完成情况等;
- (三)工程运行情况。包括工程蓄水、水轮发电机组和各单项工程运行情况、工程运行效益情况等;
- (四)枢纽工程专项验收计划安排。

第十八条 验收主持单位收到枢纽工程专项验收申请材料后,应会同工程所在地省级人民政府能源主管部门,并邀请相关部门、项目法人所属计划单列企业集团(或中央管理企业)、有关单位和专家共同组成验收委员会进行验收。必要时可组织专家组进行现场检查和技术预验收。

验收委员会主任委员由验收主持单位有关负责同志担任。

第十九条 通过水电工程枢纽工程专项验收应当具备的基本条件:

（一）枢纽工程已按批准的设计文件全部建成，工程重大设计变更已完成变更手续；

（二）施工单位在质量保证期内已及时完成剩余尾工和质量缺陷处理工作；

（三）工程运行已经过至少一个洪水期的考验，多年调节水库需经过至少两个洪水期考验，最高库水位已经达到或基本达到正常蓄水位，全部机组均能按额定出力正常运行，每台机组至少正常运行 2000 小时（含电网调度安排的备用时间），各单项工程运行正常；

（四）工程安全鉴定单位已提出工程竣工安全鉴定报告，并有可以安全运行的结论意见。

第二十条 验收委员会完成枢纽工程专项验收工作后，应出具枢纽工程专项验收鉴定书。验收主持单位应及时将验收鉴定书报送省级人民政府能源主管部门。

第二十一条 水电工程分期建设的，可根据工程建设进度分期或一次性进行验收。

第四章 竣工验收

第二十二条 项目法人应在工程基本完工或全部机组投产发电后的一年内，开展竣工验收相关工作，单独或与枢纽工程专项一并向省级人民政府能源主管部门报送开展工程竣工验收工作的申请，并抄送验收主持单位。

第二十三条 验收申请报告应包括项目基本情况、工程建设运行情况、专项验收计划及竣工验收总体安排等内容。

第二十四条 验收主持单位收到竣工验收申请材料后，应会同工程所在地省级人民政府能源主管部门，并邀请相关部门、项目法人所属计划单列企业集团（或中央管理企业）、有关单位和专家共同组成验收委员会进行验收。必要时可组织专家组进行现场检查和技术预验收。

验收委员会主任委员由验收主持单位有关负责同志担任。

第二十五条 枢纽工程、建设征地移民安置、环境保护、水土保持、消防、

劳动安全与工业卫生、工程决算和工程档案专项验收完成后，项目法人应对验收工作进行总结，向验收委员会提交工程竣工验收总结报告。

工程竣工验收总结报告应包括项目基本情况，各专项验收鉴定书的主要结论以及所提主要问题和建议的处理情况，遗留单项工程的竣工验收计划安排等。

第二十六条 水电工程通过竣工验收的条件：

- （一）已按规定完成各专项竣工验收的全部工作；
- （二）各专项验收意见均有明确的可以通过工程竣工验收的结论；
- （三）已妥善处理竣工验收中的遗留问题和完成尾工；
- （四）符合其他有关规定。

第二十七条 验收委员会完成竣工验收工作后，应出具竣工验收鉴定书。验收主持单位应及时将工程竣工验收总结报告、验收鉴定书及相关资料报送省级人民政府能源主管部门。

第二十八条 省级人民政府能源主管部门在收到工程竣工验收总结报告和验收鉴定书后，对符合竣工验收条件的水电工程颁发竣工验收证书（批复）。

第二十九条 水电工程竣工验收完成后，项目法人应当按国家有关规定办理档案、固定资产移交等相关手续。

第五章 附则

第三十条 验收结论应当经三分之二以上验收委员会成员同意，验收委员会成员应当在验收鉴定书上签字。验收委员会成员对验收结论持有异议的，应当将保留意见在验收鉴定书上明确记载并签字。

第三十一条 验收过程中如发生争议，由验收委员会主任委员协调、裁决，并将验收委员会成员提出的涉及重大问题的保留意见列入备忘录，作为验收鉴定书的附件。主任委员裁决意见有半数以上委员反对或难以裁决的重大问题，应由验收委员会报请验收主持单位决定，重大事项应及时报省级人民政府能源主管部门。

第三十二条 水电工程验收管理的其他有关要求按《水电工程验收规程》执

行。

第三十三条 本办法由国家能源局负责解释，自发布之日起施行。2011 年 8 月印发实施的《水电工程验收管理办法》（国能新能〔2011〕263 号）同时废止。

水电工程质量监督管理规定

(2013年3月8日国家能源局发布 国能新能〔2013〕104号)

第一章 总 则

第一条 为加强水电工程质量监督管理，确保水电工程建设质量，保障工程安全，根据《建设工程质量管理条例》等有关法律法规，制定本规定。

第二条 本规定适用于中华人民共和国境内新建、扩建、改建的水电工程。

第三条 国家能源局负责全国水电工程质量监督管理工作。

省级人民政府能源主管部门按规定权限负责或参与本行政区域内水电工程质量监督管理工作。

第四条 水电工程质量监督实行分级、属地管理。

国家能源局委托水电工程质量监督总站负责国家核准（审批）水电工程质量监督具体工作。

省级人民政府能源主管部门根据工作需要，可成立省级水电工程质量监督机构或委托水电工程质量监督总站（分站），负责本行政区域内地方核准（审批）水电工程质量监督具体工作。

第五条 本规定所称工程质量监督，是指主管部门依据有关法律法规和工程建设强制性标准，对工程实体质量和工程建设、勘察、设计、施工、监理单位（简称工程质量责任主体）和质量检测等单位的工程质量行为实施监督。

第六条 本规定的水电工程质量监督范围为水电项目主体工程及其附属工程。建设征地移民安置工程中的质量监督由地方政府相关部门负责组织实施。

第七条 水电工程质量监督工作从建设项目办理监督手续开始，至工程项目通过竣工验收结束。

第八条 工程质量监督的依据：

- （一）国家有关法律、法规及行业有关规定；
- （二）国家及行业相关规程规范和技术标准；

（三）项目审批、核准、备案文件；

（四）经批准的设计文件。

第九条 所有水电工程项目和工程质量责任主体必须接受水电工程质量监督机构的监督。质量监督不代替建设、监理、设计、施工等单位的质量工作。

第十条 国家鼓励和支持单位、个人对水电工程的质量缺陷、质量事故，以及工程质量责任主体、质量监督机构及其人员的违法行为进行投诉和举报。

第二章 组织机构及管理

第十一条 国家水电工程质量监督机构分三级设置：水电工程质量监督总站（简称总站）、水电工程质量监督分站（简称分站）、水电工程项目质量监督站（简称项目站）。

省级人民政府能源主管部门设立的水电工程质量监督机构可分省站和项目站两级设置。

第十二条 国家能源局委托水电水利规划设计总院组建总站。

分站是总站的派出机构，负责区域内国家核准（审批）水电工程质量监督管理工作。

大型水电项目、流域开发水电项目可设立项目站或流域站（统称项目站），一般由分站经总站批准组建。根据工程实际情况，总站可直接组建项目站。

省级水电工程质量监督机构可根据具体情况组建项目站。

第十三条 各级工程质量监督机构开展水电工程质量监督工作时，应接受工程项目所在省（自治区、直辖市）能源主管部门的监督和指导。

第十四条 各级工程质量监督机构应建立与质量监督工作任务相适应的管理体制、机制和规章制度，加强质量监督队伍的建设，不断提高质量监督工作水平。各级工程质量监督机构应配备满足质量监督工作需要的专职质量监督人员。质量监督人员应具备以下条件：

（一）高级工程师及以上职称或相关专业本科及以上学历，并具有十年以上从事水电工程设计、施工、监理、咨询、建设管理或质量管理的工作经历。

(二) 熟悉相关法律法规和技术标准，具有一定的组织协调能力 and 良好的职业道德。

(三) 符合水电工程质量监督资格管理相关要求。

第三章 职责和权限

第十五条 总站的职责

(一) 贯彻执行国家有关工程建设质量管理的方针政策、法律法规、工程建设强制性标准及水电工程质量监督有关规定。

(二) 制订水电工程质量监督管理实施细则及相关规定，并组织实施。

(三) 负责全国水电工程质量监督工作的归口管理。管理各分站、项目站工作，对各省能源主管部门成立的省站进行技术指导。

(四) 负责对水电工程质量监督人员进行培训、考核和资格管理。负责对水电工程检测机构质量工作进行考核、评价和管理并及时发布。

(五) 负责编制并落实国家核准(审批)的水电工程项目质量监督工作计划，向分站(或项目站)下达质量监督任务。

(六) 根据需要，对技术复杂、建设难度大的水电工程，组织国内有关专家开展质量监督巡检工作。

(七) 负责监督检查重大设计变更论证和实施是否合规合法。

(八) 负责受理水电工程质量方面的举报和投诉，组织调查处理，组织开展或参与重大质量事故的调查处理。

(九) 负责组织提交质量监督报告，参与水电工程截流、蓄水、机组启动阶段验收和竣工验收。

(十) 负责水电工程质量监督信息化建设，建立质量监督网站，组织开展质量宣传教育和培训，分析工程质量动态，定期通报质量问题。

(十一) 负责定期向国家能源局报送质量监督综合情况报告，及时报告重大质量事故。

(十二) 完成国家能源局交办的其它工作。

第十六条 分站的职责

（一）贯彻执行国家有关工程建设质量管理的方针政策、法律法规、工程建设强制性标准及水电工程质量监督有关规定。

（二）接受并组织落实总站下达的工程项目质量监督任务，组织本地区国家核准（审批）水电工程的质量监督工作。

（三）管理由其组建的项目站。

（四）向总站报送年度质量监督工作计划、年度工作总结、工程质量监督检查情况报告以及政府主管部门要求报送的资料信息。

（五）参与所监督工程的阶段验收和竣工验收。

（六）组织或参与所监督工程的重大质量事故调查和处理，及时向总站报送质量监督工作中发现的重大问题。

（七）定期向总站报送所监督工程质量监督综合情况报告。

（八）建立工程质量监督工作档案。

（九）负责落实水电工程质量监督信息化建设要求，分析工程质量动态并向总站报送。受总站委托，承担水电工程质量宣传教育、培训具体工作。

（十）可以接受省级人民政府能源主管部门委托，承担省级水电工程质量监督机构职责。

（十一）完成总站交办的其它工作。

第十七条 项目站的职责

（一）贯彻执行国家有关工程建设质量管理的方针政策、法律法规、工程建设强制性标准及水电工程质量监督有关规定。

（二）负责开展总站或分站安排的项目质量监督具体工作。

（三）参与所监督工程的阶段验收和竣工验收。

（四）组织或参与所监督工程的质量事故调查和处理，及时向分站（或总站）报送质量监督工作中发现的质量问题。

（五）定期向分站（或总站）报送所监督工程质量监督综合情况报告。

（六）建立工程质量监督工作档案，向分站（或总站）归档。

(七) 负责落实水电工程质量监督信息化建设要求,分析工程质量动态并向分站(或总站)报送。受分站(或总站)委托,承担水电工程质量宣传教育、培训具体工作。

(八) 完成总站和分站交办的其它工作。

第十八条 省站的职责

(一) 贯彻执行国家有关工程建设质量管理的方针政策、法律法规、工程建设强制性标准及水电工程质量监督有关规定。

(二) 负责组织实施地方核准(审批)水电工程质量监督工作,制定相关管理规定。

(三) 管理由其组建的项目站。

(四) 参加地方核准(审批)水电工程的阶段验收和竣工验收,并负责组织提交相应的质量监督报告。

(五) 接受总站的技术指导,定期向省级人民政府能源主管部门和总站报送质量监督综合情况报告。

(六) 组织或参与质量事故调查处理。

(七) 完成省级人民政府能源主管部门委托的有关工作。

第十九条 质量监督机构的权限

(一) 要求被监督检查单位提供有关工程质量安全和体现其质量行为等方面的文件资料。

(二) 持证进入被监督工程的施工现场进行检查。

(三) 发现有资质不符的、工程转包或违法分包的,及时向相关主管部门报告,并责成相关责任单位依法改正。

(四) 发现有影响工程质量安全的问题和行为,有权责令工程质量责任主体限期改正。

(五) 对存在质量问题或隐患的部位,责成相关责任单位落实整改要求。必要时,委托水电工程质量检测单位进行工程质量抽样检测与质量复核。

(六) 对工程质量责任主体违反国家有关法律法规和规章制度的行为,及时

向相关主管部门报告并提出处理建议。

第二十条 各级质量监督机构需进行工程质量检测的，应委托取得省级以上计量认证合格证书并经总站认可的水电工程质量检测单位承担。

第四章 工程质量监督的实施

第二十一条 质量监督实施程序

（一）项目法人应在“三通一平”等筹建工程施工和主体工程开工前分别办理质量监督手续，向质量监督机构提交质量监督申报书及以下材料：

1. 前期工作或项目核准（审批）文件；
2. 有关设计文件；
3. 项目法人与监理、设计、施工单位签订的合同（或协议）情况；
4. 建设、监理、设计、施工等单位的基本情况和工程质量管理体系情况。

（二）质量监督机构收到质量监督申报书后，对符合条件的项目应在 15 个工作日内向项目法人下达工程质量监督通知书，明确受理事宜，包括具体监督机构、监督范围、监督方式及相关要求等。工程质量监督通知书同时抄报能源主管部门。

（三）承担具体工作的质量监督机构应按规定开展质量监督工作，每次现场巡检或阶段质量监督检查后，及时提出质量监督报告。驻站监督的项目，每月提出质量监督报告。

（四）工程质量责任主体应按规定配合开展质量监督工作，并对质量监督报告中提出的问题及时整改，重大问题应提交整改报告。

（五）工程竣工验收时，质量监督机构应提出工程质量监督总结报告，并按规定完成全部工程质量监督文件归档。

第二十二条 质量监督工作内容

（一）检查工程质量责任主体贯彻执行有关质量管理方针政策、法律法规、工程建设强制性标准情况。

（二）检查工程质量责任主体工程质量管理体系建立、运行情况，工程质量

管理规章制度执行情况。

(三) 检查工程施工现场，查阅工程建设有关资料，监督检查工程实体质量状况。

(四) 分析研究工程质量行为、工程实体质量和安全文明施工存在的主要问题，提出意见和建议。

(五) 对工程质量行为、工程实体质量做出客观、公正评价，对工程是否具备阶段验收条件作出结论。

第二十三条 质量监督方式

水电工程质量监督采取巡视检查和驻站监督两种方式，其中巡视检查分为不定期现场巡视和工程阶段监督检查。

(一) 巡视检查每季度不少于 1 次。重大项目应设立项目站并驻站监督。

(二) 开展截流、蓄水、机组启动阶段验收和枢纽工程专项验收的质量监督检查。

(三) 建立工程质量监督网络系统平台，实时获取工程建设质量管理及质量检测检查情况，并及时进行分析。

(四) 建立质量监督信息员制度。吸收参建单位有关技术负责人作为质量监督总站的信息员，及时报告工程的重大质量隐患和相关质量信息。

(五) 设立工程举报邮箱和电话，实现网上在线受理工程质量问题举报投诉。对举报投诉事项进行核查，对核查事项进行公示。

(六) 根据需要，委托第三方检测机构进行抽样检查和质量评价。

第二十四条 质量监督机构应综合采取听取汇报、现场检查、分别与建设各方座谈、抽查施工记录和质量检测记录、专题研究等形式，深入了解工程质量状况，切实履行工程质量监督职责。

第二十五条 水电工程发生重大质量事故的，项目法人应当及时、如实地向有关主管部门、质量监督机构报告。

第五章 工作纪律

第二十六条 质量监督工作应坚持依法监督、科学严谨、公正透明的原则。质量监督机构不得从事质量监督以外的业务。从业人员应当廉洁从业，不得滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊，不得泄露被监督责任主体的涉密信息。

第二十七条 对于违反质量监督工作纪律的机构和人员，按有关规定予以处罚，构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第二十八条 工程质量责任主体应积极配合做好质量监督工作，并对所提供资料的真实性负责。对提供虚假资料的，按有关规定承担相应责任。

第六章 附 则

第二十九条 质量监督是工程验收的必要条件。未接受质量监督，以及未按要求对质量问题整改到位的工程，不得通过工程验收和投入使用。

第三十条 省级人民政府能源主管部门和总站可以根据本规定制定具体实施办法或细则。

第三十一条 本规定由国家能源局负责解释。

第三十二条 本规定自发布之日起施行。原《水电建设工程质量监督规定（试行）》同时废止，本规定发布前的有关规定与本规定相抵触的，以本规定为准。

国家发展改革委、国家能源局、国家乡村振兴局关于实施 农村电网巩固提升工程的指导意见

（发改能源规〔2023〕920号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、乡村振兴局，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

实施农村电网巩固提升工程，提升农村地区电力保障水平，是更好满足人民美好生活需要的内在要求，对巩固拓展脱贫攻坚成果、促进乡村振兴具有重要意义。为更好促进农村电网发展，保障农村经济社会发展和农民群众生产生活用电需求，推进城乡电力服务均等化，推动构建农村新型能源体系，现就实施农村电网巩固提升工程提出如下意见。

一、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的二十大精神，认真落实“四个革命，一个合作”能源安全新战略和乡村振兴战略，强化规划引领，统筹资源要素，动员各方力量，深入实施农村电网巩固提升工程，补短板、强弱项、夯基础、促提升，全面巩固提升农村电力保障水平，推动构建农村新型能源体系，助力乡村振兴和农业农村现代化。

（二）基本原则

突出重点、统筹兼顾。坚持问题导向和目标导向，既要聚焦解决农村生产生活用电中的急难愁盼问题，补齐农村电网短板，提升农村地区供电能力和供电质量，也要适应农村可再生能源开发、新能源汽车下乡等新任务新要求，提升农村电网综合承载能力，推动农村电网巩固提升和农村用能清洁低碳转型。

因地制宜、降本增效。把握不同地区农村电网发展阶段，分区域、差异化合理确定农村电网发展目标，根据不同地区实际情况分类施策，科学确定经济合理

的农村电网巩固提升方案，精准实施农村电网巩固提升工程，有效控制成本，提高投资效益。

企业为主、政府支持。坚持企业自主投资和政府精准支持相结合，既要发挥电网企业主体作用，压实电网企业主体责任，切实加大农村电网巩固提升投资力度，也要充分利用中央预算内投资、农网还贷资金、地方政府专项债券等渠道，加强财政、金融等支持力度，切实形成支持农村电网巩固提升的强大合力。

（三）主要目标

到2025年，农村电网网架结构更加坚强，装备水平不断提升，数字化、智能化发展初见成效；供电能力和供电质量稳步提高，东部地区农村电网供电可靠率、综合电压合格率、户均配变容量分别不低于99.94%、99.9%、3.5千伏安，中西部和东北地区分别不低于99.85%、99.2%、2.3千伏安，各地结合实际差异化制定本区域发展目标；农村电网分布式可再生能源承载能力稳步提高，农村地区电能替代持续推进，电气化水平稳步提升，电力自主保障能力逐步提升。

到2035年，基本建成安全可靠、智能开放的现代化农村电网，农村地区电力供应保障能力全面提升，城乡电力服务基本实现均等化，全面承载分布式可再生能源开发利用和就地消纳，农村地区电气化水平显著提升，电力自主保障能力大幅提高，有力支撑乡村振兴和农业农村现代化。

二、聚焦薄弱环节，补齐农村电网发展短板

（四）巩固提升脱贫地区、革命老区电力保障水平

落实党中央、国务院“四个不摘”决策部署，聚焦国家乡村振兴重点帮扶县、脱贫地区、革命老区，巩固拓展脱贫攻坚成果，提升电力普遍服务水平。结合易地扶贫搬迁、生态宜居搬迁、农村集聚发展搬迁等，统筹加强迁入地农村电网基础设施建设改造，持续提高电力保障能力。

（五）加强农村电网薄弱地区电网建设改造

合理规划布局电源点，加强负荷联络通道建设，逐步解决边远地区农村电网与主网联系薄弱问题。加快解决西部地区115个公用电网未覆盖乡镇、逐步解决其他公用电网未覆盖村寨的电力保底供应矛盾，在合理供电范围内有序推动公用

电网延伸覆盖，因地制宜通过合理配置分布式光伏和风电、储能、柴油发电机等建设改造可再生能源局域网。加强新划转县域农村电网建设改造，逐步实现“统一规划、统一标准、统一管理、统一服务”。加强频繁停电、低电压等突出问题的整治，保障夏季高温、春节等用电高峰时段农民群众的用电需求。

三、精准升级农村电网，提升农村电网现代化水平

（六）因地制宜完善农村电网网架结构

西部地区、东北地区推进农村电网补短板、强弱项、破难题，统筹高压电网延伸覆盖和中低压电网更新改造，增加变电站和配变台区布点，加大线路输送能力，支撑家用电器下乡和更新换代。中部地区推进输配电网协调发展，提高负荷转供能力，提升供电质量，低压线路供电半径一般不应超过 500 米。东部地区以中低压电网为重点，提升电网灵活性，推进城乡电网一体化，更好满足分布式光伏和新能源汽车充电基础设施发展需要。

（七）提升农村电网装备水平

加快老旧电网设备更新，逐步淘汰 S9 及以下变压器等落后低效设备，原则上不得新采购能效低于节能水平（能效 2 级）的电力设备。推广典型供电模式、典型设计和通用造价，推进农村电网装备标准化。加大配电自动化建设力度，有条件地区稳步推动农村电网数字化、智能化转型发展，推进智能配电网建设。积极推广先进适用的新技术、新设备、新材料、新工艺，提高农村电网建设改造的综合效益。

（八）增强农村电网防御自然灾害能力

推进农村电网差异化设计，适当提高建设标准，增强防御台风、雷暴、低温雨雪冰冻等自然灾害的能力。推进低洼变电站、地下配电房的整改，防止内涝影响。受台风影响频繁的东部沿海地区，要结合实际全面开展农村电网设备防风加固工作，2025 年前基本完成沿海关键重点输电线路防风加固及防风偏改造、2028 年前全面完成一般线路改造、2030 年前完成沿海 60km 范围内的配电网防风加固，无法加固的重要线路可采取电缆入地等措施提升抗风性能。

四、加强网源规划建设衔接，支撑农村可再生能源开发

（九）提升分布式可再生能源消纳能力

统筹发展和安全，结合“千乡万村驭风行动”“千家万户沐光行动”，加强农村电网发展规划与农村分布式可再生能源发展的衔接。统筹可再生能源开发、农村负荷增长等情况，在深入挖掘消纳潜力基础上，有序推进农村电网建设改造，提升农村电网分布式可再生能源承载能力，实现分布式可再生能源和多元化负荷的安全可靠、灵活高效接入，促进分布式可再生能源就近消纳。

（十）做好分布式可再生能源发电并网服务

各级电网企业要积极做好农村分布式可再生能源发电并网服务，依法简化并网手续，优化服务流程，推广线上服务应用，确保农村分布式可再生能源发电“应并尽并”。

五、推进配套供电设施建设，助力农村电气化水平提升

（十一）服务新能源汽车下乡

统筹考虑乡村级充电网络建设和输配电网发展，做好农村电网规划与充电基础设施规划的衔接，加强充电基础设施配套电网建设改造和运营维护，因地制宜、适度超前、科学合理规划县域高压输电网容载比水平，适当提高中压配电网供电裕度，增强电网支撑保障能力。在东部地区配合开展充电基础设施示范县和示范乡镇创建，构建高质量充电基础设施体系，服务新能源汽车下乡。

（十二）提升农村电气化水平

服务农业农村现代化，重点保障农户、农村合作社等用户电烘干、电加工，田头预冷、贮藏保鲜、冷链物流，以及现代化养殖等农业生产电气化需求；做好农村新型基础设施、工业园区等供电服务，满足乡村旅游、休闲农业、健康养老等新业态用电需求。围绕粮食生产核心区建设需求，持续巩固“机井通电”成果，健全长效机制，继续做好高标准农田配套电网建设，保障粮食稳产增产。在保障电力供应的基础上因地制宜、稳妥有序实施农村“煤改电”，推动农村地区清洁取暖。满足农村智能家居、新型家用电器等用电需求，提升农村生活电气化水平。

六、组织实施

（十三）加强组织领导和统筹协调

各级发展改革部门、能源管理部门是农村电网巩固提升工程的行业管理部门，要进一步完善工作机制，强化政策衔接和统筹协调，推进符合条件的项目纳入乡村建设项目库，规范和简化项目管理程序，加强与同级财政、建设规划、自然资源等部门的沟通协调，形成工作合力。各级电网企业是农村电网巩固提升工程的实施主体，要进一步规范项目管理，明确工作程序，科学安排计划，及时、高质、高效实施农村电网巩固提升工程。

（十四）强化规划引领和计划管理

省级和县级发展改革部门、能源管理部门负责组织编制本地区农村电网巩固提升工程规划，统筹规划本地区农村电网巩固提升工程实施的任务目标、建设重点、保障措施等。各级电网企业要支持和配合农村电网巩固提升工程规划工作，并按审定的政府部门规划编制企业规划，建立三年期项目储备库和滚动投资计划，编制年度建设改造计划并组织实施。

（十五）加大资金保障和信贷支持

电网企业要发挥主体作用，落实主体责任，加大投资力度，做好农村电力普遍服务保障和转型升级等工作。鼓励和引导金融机构加强对国家乡村振兴重点帮扶县等脱贫地区的倾斜支持，加大对符合国家优先发展方向的农村地区能源产业发展和能源基础设施建设的信贷支持。加大财政、金融政策支持，用好地方政府专项债券和农网还贷资金，优化调整农村电网巩固提升工程中央预算内投资支持范围。

（十六）强化监督管理和绩效评估

各级发展改革部门、能源管理部门要按职责加强对农村电网巩固提升工程的跟踪分析和监督管理，及时掌握和调度工作进度，协调解决工程实施过程中的困难和问题，督促电网企业扎实推进各项工作，确保工程顺利实施。加强对农村电网规划、年度建设改造计划、项目实施、中央预算内投资及农网还贷资金使用等环节的全过程监督，强化工程管理，严控工程造价，节约建设成本。以省域为单位、县域为参考，定期开展农村电网巩固提升工程实施情况绩效评估，及时总结

经验、发现问题，推动整改落实。实施过程中的重大事项及时报告。

本意见由国家发展改革委、国家能源局、国家乡村振兴局负责解释，自发布之日起施行，有效期 5 年。

国家发展改革委

国家能源局

国家乡村振兴局

2023 年 7 月 4 日

国家能源局关于印发《电力建设工程质量监督管理 暂行规定》的通知

（国能发安全规〔2023〕43号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，北京市城市管理委，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位，水电总院，中电联，各电力建设工程质量监督机构：

为加强对电力建设工程质量的监督管理，保证电力建设工程质量，我们制定了《电力建设工程质量监督管理暂行规定》。现印发你们，请遵照执行。

国家能源局

2023年5月31日

电力建设工程质量监督管理暂行规定

第一章 总则

第一条 为加强对电力建设工程质量的监督管理，保证电力建设工程质量，根据《中华人民共和国建筑法》《建设工程质量管理条例》等有关法律法规，制定本规定。

第二条 凡从事电力建设工程的新建、扩建、改建等有关活动及实施对电力建设工程质量监督管理的，必须遵守本规定。

本规定所称电力建设工程，是指经有关行政机关审批、核准或备案，以生产、输送电能或提升电力系统调节能力为主要目的，建成后接入公用电网运行的发电、电网和新型储能电站建设工程。

第三条 电力行业实行电力建设工程质量监督管理制度。

国家能源局负责全国电力建设工程质量的监督管理，组织拟订电力建设工程质量监督管理政策措施并监督实施，由电力安全监管司归口。国家能源局派出机构依职责承担所辖区域内电力建设工程质量的监督管理。电力可靠性管理和工程

质量监督中心（以下简称可靠性和质监中心）根据国家能源局委托，承担研究拟订电力建设工程质量监督政策措施及实施相关具体工作的职责，负责电力建设工程质量监督信息统计、核查、发布等工作。

县级以上地方人民政府电力管理部门依职责负责本行政区域内的电力建设工程质量的监督管理。

地方各级人民政府有关部门应在电力建设工程项目审批、核准或备案文件中告知建设单位按国家有关规定办理工程质量监督手续。

第四条 国家能源局向社会公布电力建设工程质量监督机构（以下简称电力质监机构）名录和监督范围。电力建设工程质量监督专业人员（以下简称质监专业人员）应具备相应的专业技术能力。

电力建设工程质量监督，由政府电力管理部门委托电力质监机构具体实施。电力质监机构负责对电力建设工程建设、勘察、设计、施工、监理等单位（以下简称工程参建各方）的质量行为和工程实体质量进行监督。电力质监机构对电力建设工程质量监督结果负责，其对电力建设工程的质量监督不替代工程参建各方的质量管理职能和责任。

第五条 电力质监机构按照依法依规、严谨务实、清正廉洁、优质高效的原则，独立、规范、公正、公开实施质量监督。

第六条 电力建设工程质量监督工作应加强“互联网+”等信息技术应用和技术创新，不断提升质量监督工作效能。

第七条 电力质监机构不得向工程参建各方收取质量监督费用。

第二章 工程参建各方的质量责任和义务

第八条 工程参建各方依法对电力建设工程质量负责。建设单位对工程质量承担首要责任。工程参建各方要推进质量管理标准化，提高项目管理水平，保证电力建设工程质量。

第九条 电力建设工程实行质量终身责任制。工程开工建设前，工程参建各方法定代表人应签署授权书，明确本单位在该工程的项目负责人。项目负责人应

签署工程质量终身责任承诺书，对设计使用年限内的工程质量承担相应终身责任。

第十条 工程参建各方应支持配合电力质监机构对工程质量的监督检查，及时提供有关工程质量的文件和资料，并保证真实、准确、齐全。对于质量监督发现的问题，建设单位负责组织工程参建各方完成整改，并对整改结果负责。

第三章 质量监督实施

第十一条 电力质监机构依据国家能源局发布的电力建设工程质量监督检查大纲（以下简称质监大纲）和有关规定实施质量监督工作。

第十二条 电力质监机构对电力建设工程的质量监督，根据工程类别、规模、建设周期等特点，按以下原则分类实施。

（一）规模以上电力建设工程，按照质监大纲规定程序及内容进行质量监督。

（二）规模以下且装机容量 6 兆瓦及以上发电建设工程、规模以下且功率 5 兆瓦及以上新型储能电站建设工程，采取抽查和并网前阶段性检查相结合的方式进行质量监督。

（三）规模以下且 35 千伏及以上电网建设工程，采取抽查方式进行质量监督。

（四）装机容量 6 兆瓦以下发电建设工程，经能源主管部门以备案（核准）等方式明确的分布式、分散式发电建设工程，35 千伏以下电网建设工程，抢险救灾及其他临时性电力建设工程，功率 5 兆瓦以下新型储能电站建设工程，不需进行质量监督。

第十三条 电力质监机构依照下列程序对电力建设工程进行质量监督。

（一）第十二条第（一）、（二）类电力建设工程质量监督程序：

工程开工前，建设单位应向电力质监机构提交工程质量监督注册申请。对符合规定条件的申请，电力质监机构应予受理，并于 7 个工作日内完成质量监督注册、出具质量监督计划，第十二条第（二）类电力建设工程的质量监督计划中应明确抽查安排。

工程建设过程中，建设单位应根据质量监督计划和工程进度，提前 10 个工作日提交阶段性质量监督申请，电力质监机构应及时开展阶段性质量监督检查、出具整改意见书，建设单位应按整改意见书要求及时组织完成整改工作。

工程并网前阶段性质量监督检查后，对符合要求的工程，电力质监机构应于 7 个工作日内向建设单位出具并网意见书。工程各阶段质量监督检查结束后，对符合要求的工程，电力质监机构应于 20 个工作日内向建设单位出具质量监督报告。对于第十二条第（一）类电力建设工程，电力质监机构还应按信息报送有关规定将质量监督报告报相关单位。

（二）第十二条第（三）类电力建设工程质量监督程序：

建设单位应在批次工程建设计划发布 1 个月内，集中提交批次工程质量监督注册申请，对符合规定条件的申请，电力质监机构应予以受理，并于 7 个工作日内完成质量监督注册、出具质量监督计划，质量监督计划中应明确抽查项目比例。

电力质监机构应按质量监督计划组织开展抽查、出具整改意见书，建设单位应按整改意见书要求及时组织完成整改工作。

批次工程质量监督检查结束后，对符合要求的批次工程，电力质监机构应于 20 个工作日内向建设单位出具质量监督报告。

第十四条 电力质监机构开展质量监督工作时，有权采取下列措施：

（一）要求被检查单位提供有关工程质量的文件和资料。

（二）进入被检查单位的施工现场进行检查。

（三）发现工程参建各方质量行为和工程实体质量问题，出具整改意见书，责令改正；发现存在涉及结构安全和使用功能的严重质量缺陷、工程质量管理失控时，有权责令暂停施工或局部暂停施工；对发现质量隐患的工程有权责令建设单位委托第三方检验检测机构进行检测，检测结果不合格的，责令整改。

第十五条 电力质监机构选派质量监督组开展现场监督工作时，组长或带队人员应由电力质监机构专职人员担任。

质量监督组现场出具的整改意见书须经质量监督组全体成员和建设单位项目负责人共同签字确认。如建设单位对整改意见书有异议的，可于收到整改意见

书之日起5个工作日内向电力质监机构提出复查申请，电力质监机构应于收到申请之日起10个工作日内出具复查意见。

第四章 质量监督管理

第十六条 国家能源局、省级人民政府电力管理部门依职责对电力质监机构进行考核，有关考核办法另行制定。

电力质监机构要认真履行工程质量监督职责，国家能源局派出机构、可靠性和质监中心及地方政府电力管理部门要加强对电力质监机构的监督指导。

电力质监机构要加强能力建设，确保具备与质量监督工作相适应的条件和水平。电力质监机构举办单位要保障电力质监机构正常运转。

第十七条 电力质监机构在工程质量监督过程中，发现存在涉及结构安全和使用功能的严重质量缺陷、工程质量管理失控时，应按信息报送有关规定及时报告。

第十八条 电力质监机构发现参建各方违反《建设工程质量管理条例》相关规定的，向委托其实施质量监督的行政机关进行报告，由委托行政机关对相关企业实施行政处罚。

电力调度机构为未按规定取得质量监督并网意见书的电力建设工程办理并网的，由国家能源局及其派出机构责令改正。

第十九条 电力建设工程发生工程质量事故的，按照“尽职免责、失职追责”的原则，依法依规对相关责任单位、责任人进行处理。

第二十条 电力建设工程质量监督管理应建立信用承诺制度。建设单位应在提交质量监督注册申请时以书面方式向电力质监机构作出遵守质量监督管理相关规定的信用承诺，工程其他参建各方应在合同中向建设单位作出遵守质量监督管理相关规定的信用承诺。

第二十一条 本规定第十八条、第十九条、第二十条中涉及的违法违规行为纳入信用记录，依法依规实施失信惩戒。

第二十二条 电力质监机构要建立质监专业人员廉洁自律承诺制度。在每项

电力建设工程质量监督工作结束后，国家能源局通过电力建设工程质量监督信息系统，就电力质监机构及质监专业人员廉洁质监情况书面回访建设单位并存档留底，对违反廉洁规定的电力质监机构和质监专业人员，依法依规进行处理。

第二十三条 任何单位和个人对电力建设工程的质量事故、质量缺陷都有权检举、控告、投诉。

第五章 附则

第二十四条 本规定所称规模以上电力建设工程是指单机容量 300 兆瓦及以上火电建设工程、核电建设工程（不含核岛）、装机容量 300 兆瓦及以上水电建设工程、装机容量 150 兆瓦及以上海上风电建设工程、装机容量 50 兆瓦及以上陆上风电建设工程、装机容量 50 兆瓦及以上光伏发电建设工程、太阳能热发电建设工程、单机容量 15 兆瓦及以上农林生物质发电建设工程、110 千伏及以上电网建设工程、功率 100 兆瓦及以上新型储能电站建设工程。

第二十五条 军事电力建设工程，核电站核岛建设工程，装机容量 50 兆瓦以下小型水电建设工程，农村水电站及其配套电网建设工程，企业自备电厂建设工程，用户电力设施建设工程（含用户侧新型储能电站建设工程，即在用户所在场地建设，与用户电力设施共同接入电网系统、关口计量点物理位置相同或相近的新型储能电站工程），余热（余压、余气）发电、垃圾焚烧发电、工业园区热电联产等兼具电力属性的市政和综合利用工程等不适用本规定。需接入公用电网运行的以上建设工程，按其行业规定或由地方政府有关部门委托相应质监机构进行质量监督。

第二十六条 本规定由国家能源局负责解释，自发布之日起施行，有效期 5 年。

国家能源局关于印发《光伏电站开发建设管理办法》的通知

（国能发新能规〔2022〕104号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，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、中国广核集团有限公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，有关发电企业，电力规划设计总院、水电水利规划设计总院，国家可再生能源信息管理中心、全国新能源消纳监测预警中心，中国光伏行业协会：

为规范光伏电站开发建设管理，促进光伏发电持续健康高质量发展，我们对《光伏电站项目管理暂行办法》进行了修订，形成了《光伏电站开发建设管理办法》，现印送你们，请遵照执行。

附件：光伏电站开发建设管理办法

国家能源局

2022年11月30日

光伏电站开发建设管理办法

第一章 总 则

第一条 为规范光伏电站开发建设管理，保障光伏电站和电力系统清洁低碳、安全高效运行，促进光伏发电行业持续健康高质量发展，根据《中华人民共和国可再生能源法》《中华人民共和国电力法》《企业投资项目核准和备案管理条例》《电力监管条例》《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》《国务院办公厅转发国家发展改革委 国家能源局关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知》等有关规定，制定本办法。

第二条 本办法适用于集中式光伏电站的行业管理、年度开发建设方案、项

目建设管理、电网接入管理、运行监测等。分布式光伏发电管理另行规定。

第三条 国家能源局负责全国光伏电站开发建设和运行的监督管理工作。省级能源主管部门在国家能源局指导下，负责本省（区、市）光伏电站开发建设和运行的监督管理工作。国家能源局派出机构负责所辖区域内光伏电站的国家规划与政策执行、资质许可、公平接网、电力消纳等方面的监管工作。电网企业承担光伏电站并网条件的落实或认定、电网接入、调度能力优化、电量收购等工作，配合各级能源主管部门分析测算电网消纳能力与接入送出条件。有关方面按照国家法律法规和部门职责等规定做好光伏电站的安全生产监督管理工作。

第二章 行业管理

第四条 国家能源局编制全国可再生能源发展规划，确定全国光伏电站开发建设的总体目标和重大布局，并结合发展实际与需要适时调整。

第五条 国家能源局依托国家可再生能源发电项目信息管理平台组织开展并网在运光伏电站项目的建档立卡工作。建档立卡的内容主要包括项目名称、建设地点、项目业主、装机容量、并网时间、项目运行状态等信息。每个建档立卡的光伏电站项目由系统自动生成项目编码，作为项目全生命周期的唯一身份识别代码。

第六条 国家能源局加强对光伏电站项目开发建设和运行的全过程监测，规范市场开发秩序，优化发展环境，根据光伏电站发展的实际情况及时完善行业政策、规范和标准等，并会同有关部门深化“放管服”改革，完善相关支持政策。

第三章 年度开发建设方案

第七条 省级能源主管部门负责做好本省（区、市）可再生能源发展规划与国家能源、可再生能源、电力等发展规划和重大布局的衔接，根据本省（区、市）可再生能源发展规划、非水电可再生能源电力消纳责任权重以及电网接入与消纳条件等，制定光伏电站年度开发建设方案。涉及跨省跨区外送消纳的光伏电站，相关送受端省（区、市）能源主管部门在制定可再生能源发展规划、年度开发建

设方案时应充分做好衔接。

第八条 省级能源主管部门制定的光伏电站年度开发建设方案可包括项目清单、开工建设与投产时间、建设要求、保障措施等内容，其中项目清单可视发展需要并结合本地实际分类确定为保障性并网项目和市场化并网项目。各地可结合实际，一次性或分批确定项目清单，并及时向社会公布相关情况。纳入光伏电站年度开发建设方案的项目，电网企业应及时办理电网接入手续。鼓励各级能源主管部门采用建立项目库的管理方式，做好光伏电站项目储备。

第九条 保障性并网项目原则上由省级能源主管部门通过竞争性配置方式确定。市场化并网项目按照国家和各省（区、市）有关规定确定，电网企业应配合省级能源主管部门对市场化并网项目通过自建、合建共享或购买服务等市场化方式落实的并网条件予以认定。

第十条 各省（区、市）光伏电站年度开发建设方案和竞争性配置项目办法应及时向国家能源局报备，并抄送当地国家能源局派出机构。各级能源主管部门要优化营商环境，规范开发建设秩序，不得将强制配套产业或投资、违规收取项目保证金等作为项目开发建设的门槛。

第四章 项目建设管理

第十一条 光伏电站项目建设前应做好规划选址、资源测评、建设条件论证、市场需求分析等各项准备工作，重点落实光伏电站项目的接网消纳条件，符合用地用海和河湖管理、生态环保等有关要求。

第十二条 按照国务院投资项目管理规定，光伏电站项目实行备案管理。各省（区、市）可制定本省（区、市）光伏电站项目备案管理办法，明确备案机关及其权限等，并向社会公布。备案机关及其工作人员应当依法对项目进行备案，不得擅自增减审查条件，不得超出办理时限。备案机关及有关部门应当加强对光伏电站的事中事后监管。

第十三条 光伏电站完成项目备案后，项目单位应抓紧落实各项建设条件。已经完成备案并纳入年度开发建设方案的项目，在办理完成相关法律法规要求的

各项建设手续后应及时开工建设，并会同电网企业做好与配套电力送出工程的衔接。

第十四条 光伏电站项目备案容量原则上为交流侧容量（即逆变器额定输出功率之和）。项目单位应按照备案信息进行建设，不得自行变更项目备案信息的重要事项。项目备案后，项目法人发生变化，项目建设地点、规模、内容发生重大变更，或者放弃项目建设的，项目单位应当及时告知备案机关并修改相关信息。各省级能源主管部门和备案机关可视需要组织核查备案后 2 年内未开工建设或者未办理任何其他手续的项目，及时废止确实不具备建设条件的的项目。

第五章 电网接入管理

第十五条 光伏电站配套电力送出工程（含汇集站，下同）建设应与光伏电站建设相协调。光伏电站项目单位负责投资建设项目场址内集电线路和升压站（开关站）工程，原则上电网企业负责投资建设项目场址外配套电力送出工程。各省级能源主管部门负责做好协调工作。

第十六条 电网企业应根据国家确定的光伏电站开发建设总体目标和重大布局、各地区可再生能源发展规划和年度开发建设方案，结合光伏电站发展需要，及时优化电网规划建设方案和投资计划安排，统筹开展光伏电站配套电网建设和改造，鼓励采用智能电网等先进技术，提高电力系统接纳光伏发电的能力。

第十七条 光伏电站项目接入系统设计工作一般应在电源项目本体可行性研究阶段开展，在纳入年度开发建设方案后 20 个工作日内向电网企业提交接入系统设计方案报告。电网企业应按照积极服务、简捷高效的原则，建立和完善光伏电站项目接网审核和服务程序。项目单位提交接入系统设计报告评审申请后，电网企业应按照电网公平开放的有关要求在规定时间内出具书面回复意见，对于确实不具备接入条件的项目应书面说明原因。鼓励电网企业推广新能源云等信息平台，提供项目可用接入点、可接入容量、技术规范等信息，实现接网全流程线上办理，提高接网申请审核效率。

第十八条 500 千伏及以上的光伏电站配套电力送出工程，由项目所在地省

（区、市）能源主管部门上报国家能源局，履行纳入规划程序；500 千伏以下的光伏电站配套电力送出工程经项目所在地省（区、市）能源主管部门会同电网企业审核确认后自动纳入相应电力规划。

第十九条 电网企业应改进完善内部审批流程，合理安排建设时序，加强网源协调发展，建立网源沟通机制，提高光伏电站配套电力送出工程相关工作的效率，衔接好网源建设进度，确保配套电力送出工程与光伏电站项目建设的进度相匹配，满足相应并网条件后“能并尽并”。光伏电站并网后，电网企业应及时掌握情况并按月报送相关信息。

第二十条 电网企业建设确有困难或规划建设时序不匹配的光伏电站配套电力送出工程，允许光伏电站项目单位投资建设。光伏电站项目单位建设配套送出工程应充分进行论证，并完全自愿，可以多家企业联合建设，也可以一家企业建设，多家企业共享。光伏电站项目单位建设的配套电力送出工程，经电网企业与光伏电站项目单位双方协商同意，可由电网企业依法依规进行回购。

第二十一条 光伏电站项目应符合国家有关光伏电站接入电网的技术标准规范等有关要求，科学合理确定容配比，交流侧容量不得大于备案容量或年度开发建设方案确定的规模。涉网设备必须通过经国家认可的检测认证机构检测认证，经检测认证合格的设备，电网企业非必要不得要求重复检测。项目单位要认真做好涉网设备管理，不得擅自停运和调整参数。

第二十二条 项目主体工程及配套电力送出工程完工后，项目单位应及时组织项目竣工验收。项目单位提交并网运行申请书后，电网企业应按国家有关技术标准规范和管理规定，在规定时间内配合开展光伏电站涉网设备和电力送出工程的并网调试、竣工验收，并参照《新能源场站并网调度协议示范文本》《购售电合同示范文本》与项目单位签订并网调度协议和购售电合同。对于符合条件且自愿参与市场化交易的光伏电站，项目单位按照相关电力市场规则要求执行。

第二十三条 除国家能源局规定的豁免情形外，光伏电站项目应当在并网后 6 个月内取得电力业务许可证，国家能源局派出机构按规定公开行政许可信息。电网企业不得允许并网后 6 个月内未取得电力业务许可证的光伏电站项目发电

上网。

第二十四条 电网企业应采取系统性技术措施，合理安排电网运行方式，完善光伏电站并网运行的调度技术体系，按照有关规定保障光伏电站安全高效并网运行。光伏电站项目单位应加强运行维护管理，积极配合电网企业的并网运行调度管理。

第六章 运行监测

第二十五条 光伏电站项目单位负责电站建设和运营，是光伏电站的安全生产责任主体，必须贯彻执行国家及行业安全生产管理规定，依法加强光伏电站建设运营全过程的安全生产管理，并加大对安全生产的投入保障力度，改善安全生产条件，提高安全生产水平，确保安全生产。

第二十六条 国家能源局负责全国光伏电站工程的安全监管（包括施工安全监管、质量监督管理及运行监管），国家能源局派出机构依职责承担所辖区域内光伏电站工程的安全监管，地方政府电力管理等部门依据法律法规和相关规定落实“管行业必须管安全、管业务必须管安全、管生产经营必须管安全”的相关工作。光伏电站建设、调试、运行和维护过程中发生电力事故、电力安全事件和信息安全事件时，项目单位和有关参建单位应按相关规定要求及时向有关部门报告。

第二十七条 国家能源局依托国家可再生能源发电项目信息管理平台 and 全国新能源电力消纳监测预警平台开展光伏电站项目全过程信息监测。省级能源主管部门应督促项目单位按照有关要求，及时在国家可再生能源发电项目信息管理平台 and 全国新能源电力消纳监测预警平台报送相关信息，填写、更新项目建档立卡内容。

第二十八条 电网企业要会同全国新能源消纳监测预警中心及时公布各省级区域并网消纳情况及预测分析，引导理性投资、有序建设。对项目单位反映的有关问题，省级能源主管部门要会同电网企业等有关单位及时协调、督导和纠正。

第二十九条 鼓励光伏电站开展改造升级工作，应用先进、高效、安全的技术和设备。光伏电站的拆除、设备回收与再利用，应符合国家资源回收利用和生

态环境、安全生产等相关法律法规与政策要求，不得造成环境污染破坏与安全事故事件，鼓励项目单位为设备回收与再利用创造便利条件。

第三十条 各省级能源主管部门可根据本办法，制定适应本省（区、市）实际的具体管理办法。

第七章 附 则

第三十一条 本办法由国家能源局负责解释。

第三十二条 本办法自发布之日起施行，有效期 5 年。《光伏电站项目管理暂行办法》（国能新能〔2013〕329 号）同时废止。

国家能源局关于印发《农村电网巩固提升工程中央预算内投资项目可行性研究报告编制和审查指南》的通知（2023修订）

（国能发新能规〔2023〕78号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为做好中央预算内投资项目可行性研究报告编制和审查工作，充分发挥中央预算内投资效益，扎实推进农村电网巩固提升工程，助力乡村振兴和农业农村现代化，我们对《农村电网改造升级项目可行性研究报告编制和审查指南》（国能综新能〔2014〕617号）进行了修订，形成了《农村电网巩固提升工程中央预算内投资项目可行性研究报告编制和审查指南》，现印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2023年11月14日

农村电网巩固提升工程中央预算内投资项目 可行性研究报告编制和审查指南

第一章 总则

第一条 为加强农村电网巩固提升工程中央预算内投资项目管理，规范项目可行性研究报告编制和审查工作，充分发挥中央预算内投资效益，根据《政府投资条例》《政府投资项目可行性研究报告编写通用大纲（2023年版）》和农村电网巩固提升工程中央预算内投资管理有关规定，制定本指南。

第二条 本指南所称农村电网是指县级行政区域内（不含市辖区的城镇区域）110千伏及以下公用电力设施，包括相关输电、供电和因公用电网覆盖能力不足而建设的可再生能源局域网等电力设施。

第三条 农村电网巩固提升工程中央预算内投资重点支持中西部地区和东北地区中低压配电网改造，兼顾各电压等级协调发展。

第四条 本指南适用于农村电网巩固提升工程中央预算内投资项目（以下简称项目）的可行性研究报告编制和审查工作。

第五条 申请中央预算内投资支持的农村电网巩固提升项目应满足以下条件：

（一）项目已纳入当地农村电网巩固提升工程规划和滚动投资计划，项目可行性研究报告经所在省级发展改革委（能源局）审批同意。

（二）项目建设主要目的是为保障农村生产生活电力需求，服务农业农村现代化。其中，10千伏及以下电压等级项目预期接入农村居民、农业生产、农产品加工等涉农用户容量不得低于接入用户总容量的60%，110（66）千伏、35千伏电压等级项目预期接入涉农用户容量不得低于接入用户总容量的50%。

（三）原则上不支持非必要入地电缆、专项电网智能化建设改造等项目。

第六条 项目法人负责组织编制农村电网巩固提升工程项目可行性研究报告。省级发展改革委（能源局）负责审批项目可行性研究报告。

国家发展改革委、国家能源局视情况对省级发展改革委（能源局）审批的项目可行性研究报告进行抽查复核。

第二章 项目可行性研究报告编制和审查程序

第七条 项目法人应根据农村电网巩固提升工程规划和中央预算内投资年度重点支持方向，从三年项目储备库中优选项目，商市县级发展改革部门（能源管理部门）拟定项目备选计划，于6月底前完成下一年度项目的可行性研究报告编制工作，并履行必要的内部审核程序。

项目法人应于每年7月10日前或按照省级发展改革委（能源局）有关工作要求，将下一年度项目可行性研究报告报省级发展改革委（能源局）审批。

第八条 省级发展改革委（能源局）应组织专家或委托有相应能力的工程咨询单位对项目可行性研究报告进行评估，根据评估意见予以审批并出具批准文件。于每年8月底前或按照国家发展改革委、国家能源局有关工作要求，完成下一年度项目的可行性研究报告审批工作。

第九条 省级发展改革委（能源局）应根据国家发展改革委关于年度中央预算内投资计划草案编制的工作要求，结合本省（区、市）农村电网巩固提升目标任务和重点任务等，选取已审批的项目形成农村电网巩固提升工程年度中央预算内投资计划草案，报送国家发展改革委、抄送国家能源局，随附项目可行性研究报告批复文件。

第十条 完成可行性研究报告批复、当年未纳入中央预算内投资计划的项目，可于下一年度继续申请中央预算内投资，或由项目法人依据可行性研究报告批复文件通过自筹资金等方式组织实施。

第十一条 国家发展改革委、国家能源局在项目可行性研究报告抽查复核中发现存在严重问题的，应要求省级发展改革委（能源局）重新组织编制、审批和报送项目可行性研究报告，情节特别严重的可取消年度投资计划。

第三章 项目可行性研究报告编制要求

第十二条 项目法人开展可行性研究应遵循国家法律法规和行业相关规程规范，对项目建设条件进行调查和必要勘测，对项目建设的技术、经济、环境、节能、施工及运行管理等进行分析论证和方案比较，科学编制可行性研究报告。鼓励有条件的地区实行可行性研究、初步设计一体化管理模式。主要要求如下：

（一）35 千伏及以上电压等级项目以单个项目、35 千伏以下电压等级项目以县域为单位编制可行性研究报告，可再生能源局域网项目综合考虑项目建设规模、涉及地区等因素统筹确定可行性研究报告编制方式。对技术方案简单、投资规模较小的同一县域内 35 千伏电压等级改造项目，经省级发展改革委（能源局）同意，可合并编制可行性研究报告，并作为单个项目计列。

（二）项目可行性研究报告应由具备相应能力的工程咨询单位编制，并加盖工程咨询单位公章和咨询工程师（投资）执业专用章。工程咨询单位应通过全国投资项目在线审批监管平台备案基本信息，并对项目可行性研究报告质量负总责。

（三）编制可行性研究报告应结合区域发展规划，充分考虑城镇、乡村等不

同类别区域不同季节的负荷特点、供电能力和供电质量要求，因地制宜合理选择技术方案。

（四）可行性研究报告应优先采用典型供电模式、典型设计和通用造价，推进农村电网装备标准化。对于特殊地段、自然灾害频发地区以及具有高危和重要用户的线路、重要联络线路等，可实行差异化设计，提高农村电网抵御自然灾害的能力。对拟拆除设备，应明确资产再利用或报废处置方案。

（五）项目投资估算应依据国家颁布的投资估算编制办法和指标进行编制，说明估算方法和编制依据，提供投资估算书。

第十三条 项目可行性研究报告的主要内容应包括：

（一）概述。介绍项目概况、项目单位概况、项目可行性研究报告编制依据、主要结论和建议等。

（二）项目建设背景和必要性。阐述项目建设背景、建设必要性、政策符合性等。

（三）项目需求分析与预期产出。在详细分析项目所在地的农村电网现状、负荷发展情况及存在问题的基础上，说明项目建设内容和规模、预期产出及成效等。

（四）项目选址与要素保障。项目选址选线、共享廊道、项目建设条件、用地等要素保障情况。

（五）项目建设方案。变电工程方案、线路工程方案、停电过渡方案、用地征收补偿（安置）方案、数字化方案、建设管理方案等。

（六）项目运营方案。项目运营责任主体、运营组织、安全保障、绩效管理等情况。

（七）项目投融资与财务方案。项目投资估算、盈利能力分析、融资方案、债务清偿能力分析等。

（八）项目影响效果分析。经济、社会、生态环境影响分析，资源和能源利用效果分析、碳达峰碳中和分析等。

（九）项目风险管控方案。风险识别与评价、风险管控方案、风险应急预案

等。

（十）研究结论及建议。主要研究结论、问题与建议等。

（十一）附表、附图和附件。

第四章 项目可行性研究报告审查要求

第十四条 项目可行性研究报告评估应包括以下内容：

（一）项目是否确为农村电网项目，是否已纳入本地区农村电网巩固提升工程规划；

（二）项目建设必要性的论述是否清楚、充分，项目是否确有必要建设；

（三）项目方案的技术路线是否合理，建设方案是否达到深度要求，依据的技术标准是否合适，是否存在违反农村电网建设改造相关技术原则的情况，是否存在超标准建设或改造不彻底的问题，是否存在大拆大建的情况，是否开展目标电网安全隐患分析；

（四）项目建设的外部条件是否落实，是否获取相关协议；

（五）项目投资估算、融资方案等是否合理，投资估算书编制是否规范，工程造价是否合理。

第十五条 省级发展改革委（能源局）对项目可行性研究报告进行审批，批复文件应至少包含以下内容：

（一）项目名称、建设地点、项目法人；

（二）对项目的总体意见；

（三）项目具体建设内容；

（四）项目总投资及资金来源；

（五）项目应附的前置合规文件；

（六）对工程管理和招投标的相关要求；

（七）招标事项核准意见表；

（八）电力项目安全管理和质量管控事项告知书。

第十六条 项目具有下列情况之一的，省级发展改革委（能源局）不应审批

项目可行性研究报告：

- （一）项目不属于农村电网范围；
- （二）项目未纳入当地农村电网巩固提升工程规划；
- （三）项目可行性研究报告未达到深度要求；
- （四）项目技术方案不符合农村电网建设改造有关技术原则，或明显不合理可能导致项目无法实施的；
- （五）项目未编制投资估算书或投资估算未达到深度要求，工程造价不合理的；
- （六）法律和其他规范性文件明确规定不予以审批的其他情况。

第五章 附则

第十七条 各省（区、市）发展改革委（能源局）可根据本指南，结合各地区实际情况，制定本省（区、市）农村电网巩固提升工程中央预算内投资项目可行性研究报告编制和审查实施细则。

第十八条 本指南由国家能源局负责解释。

第十九条 本指南自发布之日起施行，有效期5年。《农村电网改造升级项目可行性研究报告编制和审查指南》（国能综新能〔2014〕617号）同时废止。

附件

农村电网巩固提升工程中央预算内投资项目可行性研究报告编制大纲

1 概述

1.1 项目概况

概述项目名称、建设目标和任务、建设地点、建设内容和规模、建设工期、投资规模和资金来源、建设模式、主要技术经济指标、绩效目标等。

1.2 项目单位概况

简述项目单位基本情况。拟新组建项目法人的，简述项目法人组建方案。对

于政府资本金注入项目，简述项目法人基本信息、投资人（或者股东）构成及政府出资人代表等情况。

1.3 编制依据

概述国家和地方有关支持性规划、主要标准规范、专题研究成果以及其他依据。其中，主要执行或参考执行的标准有：

- (1) 《电力系统技术导则》（GB/T 38969）
- (2) 《电力系统安全稳定导则》（GB 38755）
- (3) 《电力系统电压和无功电力技术导则》（GB/T 40427）
- (4) 《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T 14285）
- (5) 《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》（GB 50545）
- (6) 《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB 50061）
- (7) 《供配电系统设计规范》（GB 50052）
- (8) 《20kV 及以下变电所设计规范》（GB 50053）
- (9) 《配电网规划设计技术导则》（DL/T 5729）
- (10) 《35kV~220kV 无人值班变电站设计技术规程》（DL/T 5103）
- (11) 《电力系统调度自动化设计技术规程》（DL/T 5003）
- (12) 《输变电工程可行性研究内容深度规定》（DL/T 5448）
- (13) 《配电网可行性研究报告内容深度规定》（DL/T 5534）
- (14) 《10kV 及以下架空配电线路设计规范》（DL/T 5220）
- (15) 《电网工程建设预算编制与计算规定》（国能发电力〔2019〕81号）
- (16) 《20kV 及以下配电网工程定额和费用计算规定（2022年版）》（国能发电力〔2023〕20号）

1.4 主要结论和建议

简述项目可行性研究的主要结论和建议。

2 项目建设背景和必要性

2.1 项目建设背景

项目所在县域的经济社会、自然环境等简况，电力系统简况。

2.2 项目建设必要性

从供电能力、供电可靠性、电能质量等方面简述当地农村电网存在的突出矛盾问题，详细说明项目建设的必要性和建设时机的适当性。

2.3 政策符合性

简述项目与农村电网巩固提升工程规划以及经济社会发展规划、区域规划、国土空间规划等规划的衔接性，与服务乡村振兴、共同富裕、扩大内需、科技创新、节能减排、碳达峰碳中和等重大政策目标的符合性。说明项目用地预审、规划选址等行政审批手续办理和其他前期工作进展情况。

3 项目需求分析与预期产出

3.1 现状分析

综述项目相关区域农村电网规模、网架结构、供电能力、往年负荷及电量情况、电力系统发展规划情况、分布式可再生能源接入消纳情况等。对 35 千伏及以上电压等级项目，应明确项目在电力系统中的功能定位，确定合理的供电范围。

3.2 电力负荷预测

综合产业布局、人口集聚、终端用能结构调整等因素，提出电力需求预测，开展电力平衡分析。

3.3 建设内容和规模

对 35 千伏及以上电压等级项目，研究明确接入系统方案、一次系统、二次系统。

接入系统方案。对涉及新增出线等需调整原接入系统方案的项目，应根据农村电网规划、供电可靠性分析、站址周边电网情况及线路路径条件等因素，提出多个接入系统方案，通过技术经济比选确定推荐方案，并对接入系统方案的远期适应性进行分析。

一次系统。在电力负荷预测基础上，经过多方案比选，提出本项目建设规模，包括变压器容量、台数（本期及最终规模）、中性点接地方式，各侧电压出线回路数和方向（本期及最终规模）、导线型号及长度、无功补偿配置等。说明相关配套工程项目，如对侧间隔等。对推荐方案需进行电气计算和校验分析。对原址

重建或改造项目，需论述项目建设期内的过渡方案。对分阶段实施的网架完善工程，应说明本期项目与目标网架的衔接性。

二次系统。研究提出系统继电保护方案、安全自动装置配置方案、通信方案、调度自动化方案、电能计量方案等。

对35千伏以下电压等级项目，分电压等级明确新建或改造配电变压器台数和总容量、线路长度和导线截面、低压无功补偿装置台数和总容量、户表改造数量等主要建设规模，必要时可列表说明。在分析必要性的基础上，提出二次系统的要求。

3.4 项目预期产出及成效

研究提出项目投运后新增供电能力、预计年供电量，满足农村地区用电需求、提升供电可靠性、电能质量等情况。

4 项目选址与要素保障

4.1 项目选址或选线

变电站选址。论述地方规划、地形地貌、压覆矿产、工程地质、土石方工程、环境、水文、历史文物、进出线条件、站用电源、交通运输、土地用途、周边设施影响等多种因素，按照靠近负荷中心、与各级各类国土空间规划协调，具有适宜的地质、地形地貌、环境、水文、交通等条件，尽量不占用基本农田等原则，宜提出两个及以上站址方案，并提出推荐站址。明确站址具体位置及土地性质。特殊情况下（如环境所限），对唯一可行站址方案进行论证。

线路路径方案。根据国土空间规划、环保要求等外部条件，在落实有关协议的基础上，研究提出路径方案、线路长度及架设方式。线路路径选择时，应避开自然灾害多发地区、采空区、环境敏感区域，自然保护区和风景名胜区的核心区和缓冲区，以及军事设施、大型工矿企业及重要设施。充分考虑与电台、机场、弱电线路等邻近设施的相互影响，确需穿越耕地时应尽量避免或减少对农业机械化耕作的影响，充分利用现有的交通条件，并进行多方案的综合技术经济比较。10千伏及以下线路根据实际情况简化路径方案比较。选择线路长度短、对城乡建设规划影响小、投资省、方便长期运行维护的路径方案作为推荐方案。

4.2 项目建设条件

分析项目所在区域的自然环境、交通运输、公用工程等建设条件。其中，自然环境条件包括地形地貌、气象、水文、泥沙、地质、地震、防洪等；交通运输条件包括铁路、公路、港口、机场、管道等；公用工程条件包括周边市政道路、水、电、气、热、消防和通信等。阐述施工条件、生活配套设施和公共服务依托条件等。

4.3 要素保障分析

土地要素保障。分析与需新增用地的项目相关的国土空间规划、建设用地控制指标等土地要素保障条件。说明项目用地总体情况，包括地上（下）物情况等；涉及占用永久基本农田的，说明永久基本农田占用补划情况。

资源环境要素保障。分析项目水资源、能源、大气环境、生态等承载能力及其保障条件，以及取水总量、能耗、碳排放强度和污染减排指标控制要求等，说明是否存在环境敏感区和环境制约因素。

项目单位应根据项目具体情况取得规划、国土、林业等部门关于项目站址（配变落点）及路径的用地、用林、环保、水保等相关协议，省级能源主管部门应加强统筹协调。

5 项目建设方案

5.1 变电工程

对 35 千伏及以上电压等级项目，研究明确总平面布置方案、电气主接线、设备选型、电气二次、站区规划等。

总平面布置方案。在满足安全可靠的前提下，以节约占地和减少工程量为目标，提出变电站电气总平面布置方案。总平面布置应充分考虑电气设备布置需求，并考虑运输、消防、排水等需要，紧凑布置、节约用地。变电站优先采用半户外式布置。

电气主接线。根据电力系统规划及变电站的功能定位，按照安全可靠、运行灵活、节约占地及投资、近远期结合等原则，提出变电站各电压等级电气主接线。

设备选型。根据变电站负荷性质、环境条件等，按照资源节约、经济合理等

原则进行变压器、断路器、电抗器、电容器等主要电气设备选择和配电装置布置方案设计。

电气二次。提出变电站计算机监控系统、元件保护、交直流电源系统、二次设备布置等电气二次方案。

站区规划等。说明站区规划和总布置，建筑规模及结构设想。简述变电站供排水、暖通和消防等设施。简述变电站防雷接地措施。根据需要进行反恐配置。

对照相关国家及行业技术标准要求，结合周边电网建设情况，全面校核该技术方案投产后可能存在的安全风险隐患，确保目标网架安全可靠。

对 35 千伏以下电压等级项目，分电压等级明确新建或改造配电变压器台数和总容量、低压无功补偿装置台数和总容量、户表改造数量等，明确各乡镇（或村）的工程规模，必要时可列表说明。配电变压器优先采用台架式布置。

5.2 线路工程

对 35 千伏及以上电压等级项目：

根据沿线气象资料的数理统计结果及附近已有线路的运行经验确定气温、风速、覆冰、地质、水文、抗震等设计条件。根据工程要求及地形特点确定导线、地线参数和布置方式，提出杆塔、基础型式，优先采用架空线路。

依据电网污区分布图，根据沿线已有线路的运行经验和污秽调查等确定污区划分，在此基础上考虑合理的绝缘配置及防雷接地要求。

对照相关国家及行业技术标准要求，结合周边电网建设情况，全面校核该技术方案投产后可能存在的安全风险隐患，确保目标网架安全可靠。

对 35 千伏以下电压等级项目，分析项目相关区域气温、风速、覆冰、地质、水文、抗震等设计条件，明确导线型号、杆型及基础要求，优先采用架空线路。分电压等级明确新建或改造线路长度和导线型号等，明确各乡镇（或村）的工程规模，必要时可列表说明。

5.3 停电过渡方案

说明项目施工过程中的停电过渡方案，初步确定停电时户数。具备条件的地区应采取不停电作业等措施，缩小停电时间和范围，提高供电可靠性。

5.4 用地征收补偿（安置）方案

涉及土地征收的项目，应根据有关法律法规政策规定，提出征收补偿（安置）方案。土地征收补偿（安置）方案应包括征收范围、土地现状、补偿（安置）费用等内容。

5.5 数字化方案

具备条件的地区和项目可探索开展数字化应用，包括技术、设备、工程、建设管理和运维、网络与数据安全保障等方面，提出以数字化交付为目的，实现设计—施工—运维全过程数字化应用方案。

5.6 建设管理方案

提出项目建设组织模式和机构设置，制定安全、质量管理方案和验收标准，明确建设安全和质量管理目标和要求。提出拟采用新材料、新设备、新技术、新工艺等提高工程安全质量效益的具体措施。根据项目实际提出拟实施以工代赈的建设任务等。

提出项目建设工期，对项目建设主要时间节点做出时序性安排。提出包括招标范围、招标组织形式和招标方式等在内的项目招标方案。研究提出拟采用的建设管理模式，如代建管理、全过程工程咨询服务、工程总承包（EPC）等。

6 项目运营方案

6.1 运营责任主体

明确项目运营主体。对于委托第三方运营管理的，应提出对第三方的运营管理能力要求，签订相关协议，确保项目可持续运营。

6.2 运营组织方案

研究提出与项目合规运营要求相匹配的组织机构设置方案、人力资源配置方案、员工培训需求及计划等。

6.3 安全保障方案

分析项目运营管理中存在的危险因素及其危害程度，明确安全生产责任制，建立安全管理体系，提出劳动安全与卫生、职业健康防范措施，以及项目可能涉及的数据安全、网络安全的责任制度或措施方案，并制定项目安全应急管理预案。

6.4 绩效管理方案

研究提出项目全生命周期关键绩效指标和绩效管理机制。

7 项目投融资与财务方案

7.1 投资估算

编制投资估算书，对项目总投资进行估算，并说明投资估算编制依据和编制范围。投资估算书的深度应能够满足方案比选及控制项目初步设计概算的要求，包括但不限于以下内容：项目概况简述、投资估算编制说明、投资估算分析、总估算表、专业汇总估算表、工程估算表、其他费用估算表、建设场地征用及清理费用估算表、勘察设计费明细表、主要设备材料汇总表及设备材料清册等。

投资估算编制说明应包括估算编制依据和编制范围，工程量确定的主要依据和计算原则，执行的定额、指标以及主要设备、材料价格执行文件，建设场地征用及清理费用计算依据或相关标准，依据的技术经济文件和各项费用计算的执行文件，参照执行的农村电网建设相关财务政策等。如涉及闲置物资再利用，应明确其财务处理方式并说明理由。

7.2 盈利能力分析

35千伏及以上电压等级项目按单个项目、35千伏以下电压等级项目按县域进行财务评价，计算财务内部收益率、财务净现值、投资回收期等指标。对盈利能力较差的项目，从保障民生用电、促进乡村振兴等国民经济评价范畴阐述项目经济可行性。

7.3 融资方案

说明项目申请中央预算内投资等财政资金的必要性和安排方式，研究提出项目拟采用的融资方案，分析融资结构和资金成本。对于政府资本金注入项目，说明资本金来源和结构、与金融机构对接情况等。

7.4 债务清偿能力分析

对于使用债务融资的项目，明确债务清偿测算依据和还本付息资金来源，评价项目法人债务清偿能力，以及是否增加当地政府财政支出负担、引发地方政府隐性债务风险等情况。

8 项目影响效果分析

8.1 经济影响分析

测算项目对当地经济发展所产生的影响，评价项目的经济合理性。

8.2 社会影响分析

识别项目主要社会影响因素和主要利益相关者，分析不同目标群体的诉求及其对项目的支持程度，评价项目采取以工代赈等方式在带动当地就业、促进技能提升等方面的预期成效，以及促进员工发展、社区发展和社会发展等方面的社会责任，提出减缓负面社会影响的措施或方案。

8.3 生态环境影响分析

评价项目在污染物排放、地质灾害防治、防洪减灾、水土流失、土地复垦、生态保护、生物多样性和环境敏感区等方面的影响，提出生态环境影响减缓、生态修复和补偿等措施，以及污染物减排措施，评价项目能否满足有关生态环境保护政策要求。

8.4 资源和能源利用效果分析

研究项目的废物和污水资源化利用、设备回收利用等情况，提出资源节约、节能降耗等方面措施。

8.5 碳达峰碳中和分析

从支撑农村分布式可再生能源接入和消纳、推进农村充电基础设施配套电网建设改造、提高农村用能电气化水平等方面，分析项目对所在地区碳达峰碳中和目标实现的影响。

9 项目风险管控方案

9.1 风险识别与评价

识别项目全生命周期的主要风险因素，包括需求、建设、运营、融资、财务、经济、社会、环境、网络与数据安全等方面，分析各风险发生的可能性、损失程度，以及风险承担主体的韧性或脆弱性，判断各风险后果的严重程度，研究确定项目面临的主要风险。

9.2 风险管控方案

结合项目特点和风险评价，有针对性地提出项目主要风险的防范和化解措施。重大项目应对社会稳定风险进行调查分析，查找并列出现风险点、风险发生的可能性及影响程度，提出防范和化解风险的方案措施，提出采取相关措施后的社会稳定风险等级建议。对可能引发“邻避”问题的，应提出综合管控方案，保证影响社会稳定的风险在采取措施后处于低风险且可控状态。

9.3 风险应急预案

对于项目可能发生的风险，研究制定重大风险应急预案，明确应急处置及应急演练要求等。

10 研究结论及建议

10.1 主要研究结论

从建设必要性、要素保障性、工程可行性、运营有效性、财务合理性、影响可持续性、风险可控性等维度分别简述项目可行性研究结论，评价项目在经济、社会、环境等各方面效果和风险，提出项目是否可行的研究结论。

10.2 问题与建议

针对项目需要重点关注和进一步研究解决的问题，提出相关建议。

11 附表、附图和附件

附表主要包括设备材料清册、工程量清单、工程估算书、拆除设备清单等。

附图主要包括电力系统现状接线示意图，接入系统方案示意图，变电站站址位置及线路进出线规划图，线路路径方案图，电气主接线图，总平面布置图等。

附件主要包括站址用地、线路路径协议，有权限的自然资源主管部门核发的用地预审与选址意见书或确认文件，社会稳定风险评估意见，地区电力调度中心出具的新建或改造变电站、线路拟定名称的说明等。

国家能源局关于印发《农村电网巩固提升工程中央预算内 投资项目验收指南》的通知（2023 修订）

（国能发新能规〔2023〕79 号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为加强中央预算内投资项目验收管理，充分发挥中央预算内投资效益，扎实推进农村电网巩固提升工程，助力乡村振兴和农业农村现代化，我们对《农村电网改造升级工程验收指南》（国能综新能〔2013〕92 号）进行了修订，形成了《农村电网巩固提升工程中央预算内投资项目验收指南》，现印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2023 年 11 月 14 日

农村电网巩固提升工程中央预算内投资项目验收指南

第一章 总则

第一条 为加强农村电网巩固提升工程中央预算内投资项目管理，充分发挥中央预算内投资效益，确保项目验收质量，根据农村电网巩固提升工程中央预算内投资管理有关规定，制定本指南。

第二条 本指南所称农村电网是指县级行政区域内（不含市辖区的城镇区域）110 千伏及以下公用电力设施，包括相关输电、供电和因公用电网覆盖能力不足而建设的可再生能源局域网等电力设施。

第三条 本指南适用于农村电网巩固提升工程中央预算内投资项目（以下简称项目）验收工作，包括项目法人对单项工程的验收和省级发展改革委（能源局）对年度投资计划项目的总体验收。

35 千伏及以上电压等级按单个项目计列单项工程，35 千伏以下电压等级按

县域计列单项工程，可再生能源局域网项目统筹考虑建设规模、涉及地区等因素确定单项工程计列方式。

第四条 农村电网巩固提升工程中央预算内投资项目原则上按照年度投资计划进行总体验收，一般应在投资计划下达后2年内完成。含110（66）千伏输变电工程的年度投资计划可适当延迟验收时间，延长时间不得超过1年。

第五条 项目法人负责组织单项工程的验收。单项工程建成投运后，项目法人原则上应在6个月内按照基本建设财务管理有关规定完成竣工财务决算，在8个月内组织完成验收。

项目法人完成年度投资计划全部单项工程验收后，汇总编制年度投资计划项目验收报告报送省级发展改革委（能源局），申请项目总体验收。

第六条 省级发展改革委（能源局）收到项目法人年度投资计划项目验收报告后，应在3个月内组织完成项目总体验收，编制项目总体验收报告，报送上级主管部门备案。

第七条 农村电网巩固提升工程中央预算内投资项目的验收工作应符合国家法律法规及有关规定，统一管理、分级实施、严格把关，确保工程安全优质、经济合理，促进农村电力保障能力的全面提升。

第二章 单项工程验收

第八条 单项工程竣工后，项目法人应依据有关法律法规、规程规定和技术规范，组织开展验收工作，并编制单项工程验收报告。主要包括：

（一）工程基本情况。包括工程名称、建设地点、建设内容，项目总投资、中央预算内投资，设计单位、施工单位、监理单位，开工时间、竣工时间，竣工建成规模等。

（二）工程管理情况。设备选型简要情况，是否符合相关技术规定；项目招标投标情况，是否符合工程承发包相关法律法规规定，是否存在转包和违法分包等问题；工程质量是否符合国家相关标准；施工实施简要情况，建成规模与投资计划是否存在偏差；监理简要情况，是否按合同要求完成监理工作，监理报告是否

完整准确；项目调整变更情况，是否按规定履行相关程序；竣工资料编制及移交情况；项目档案管理情况。

（三）资金管理情况。项目可行性研究报告批复情况，项目初步设计与概算的编制情况，项目施工图设计与预算的编制情况，是否符合国家有关标准和定额；项目结算情况，资金支付情况；竣工决算报告编制情况，审计相关情况；项目超支或结余的情况及原因；资金使用是否符合国家有关规定，有无转移、侵占、挪用、截留或滞留中央预算内投资的行为。

（四）验收结论。包括项目交付生产（使用）的情况，单项工程验收结论。

第九条 项目法人汇总编制的年度投资计划项目验收报告应包括以下内容：

（一）年度投资计划总体情况。项目法人年度投资计划总金额、中央预算内投资及配套资金，总体建设任务、具体项目清单，绩效目标要求等。

（二）年度投资计划执行情况。项目法人年度建设任务完成情况，项目调整变更及履程序情况；中央预算内投资到位情况，项目法人配套资金落实情况，资金专项存储、专款专用、专项核算、封闭运行情况；项目决算及审计总体情况，资金支付总体情况，结余资金和设备材料情况；年度投资计划绩效目标实现情况；项目档案管理情况等。

（三）单项工程验收情况。项目法人对单项工程的主要验收意见，验收指出问题的整改情况等。

（四）工程实施取得的成效。工程实施解决的主要问题，巩固拓展脱贫攻坚成果、助力乡村振兴、提升农村电力保障能力情况等。

（五）总结和建议。总结年度投资计划完成情况，分析存在的问题和困难，提出下一步农村电网巩固提升工作的重点和有关建议等。

（六）附件。项目验收一览表、各单项工程的验收报告。其中项目验收一览表须包含项目名称、建设地点、主要建设内容、竣工时间、计划总投资、决算金额、验收结论等信息。

第十条 项目有调整变更的，应在项目调整变更程序执行完毕并验收后，方可向省级发展改革委（能源局）申请项目总体验收。

第三章 项目总体验收

第十一条 省级发展改革委（能源局）负责组织开展项目总体验收，出具验收意见，编制项目总体验收报告。对存在多个农村电网巩固提升工程项目法人的省（区、市），省级发展改革委（能源局）应分别对各项目法人的项目进行总体验收，汇总全部项目法人的验收结论后编制项目总体验收报告。

第十二条 省级发展改革委（能源局）应根据实际情况，采用资料审查与现场验收相结合的方法开展项目总体验收，并对单项工程进行抽查。项目总体验收一般包括以下流程：

（一）验收准备。确定验收时间和被抽查的单项工程，成立验收工作组，可根据需要邀请相关领域专家参与。制定验收大纲，通知项目法人提交相关资料。

（二）资料审查。依据验收大纲对项目法人提交的资料逐项进行审查核实。

（三）现场验收。组织对项目法人开展单项工程现场验收，35千伏以下电压等级单项工程现场验收比例不低于项目法人同类项目总数的10%，35千伏及以上电压等级单项工程和可再生能源局域网项目验收比例不低于项目法人同类项目总数的30%。

（四）形成验收意见和结论。汇报资料审查和现场验收情况，讨论提出验收意见和结论。

（五）整改复查。对验收过程中发现的问题，项目法人按验收意见进行限期整改，省级发展改革委（能源局）及时组织复查，问题整改到位后通过验收。

（六）编制项目总体验收报告。验收通过后，省级发展改革委（能源局）应对本省（区、市）年度投资计划执行和项目实施情况进行总结，编制项目总体验收报告，报送上级主管部门备案。

第十三条 项目法人应按照验收工作组要求，提交包括但不限于以下资料：

（一）项目法人年度投资计划项目验收报告；

（二）中央预算内投资请款情况，包括请款次数、每次请款时间及金额等；

（三）农网还贷资金征收和使用情况，累计征收、累计还贷及累计未还贷金额等；

（四）对列入抽查范围的每个单项工程，提供可行性研究报告、初步设计报告及备案手续、工程验收报告、审计报告、决算报告、工程设计合同、监理合同、主要设备采购招标文件、设备采购合同、施工合同、35千伏及以上电压等级工程质量监督报告等；

（五）其他所需资料。

验收工作组对项目法人提交的资料进行审查，审查重点包括：年度建设任务完成情况；配套资金落实情况，资金专项存储、专款专用、专项核算、封闭运行情况，资金结余情况；超标准超规模建设入地电缆、未重点投向农村生产生活电力服务领域等情况；项目验收和财务决算合规情况；项目调整变更情况；项目招投标情况、档案管理情况等。

第十四条 验收工作组组织对抽查项目开展现场验收，听取项目情况介绍，核对工程情况，检查建设内容与投资计划是否吻合，施工管理是否规范，工程质量是否符合国家或行业标准等。项目法人应做好现场验收配合工作。

第十五条 项目总体验收报告主要包括：

（一）项目总体验收组织情况。验收工作组成员、验收日期、抽查项目、资料审查和现场验收安排等。

（二）年度投资计划执行情况。年度投资计划项目完成情况，绩效目标实现情况；项目调整变更情况，项目招投标管理、施工安全和工程质量情况；资金专项存储、专款专用、专项核算、封闭运行情况；项目法人配套资金到位情况；工程超支或结余总体情况及原因分析，结余资金使用情况；农网还贷资金征收和使用情况，累计征收、累计还贷及累计未还贷金额等。

（三）验收工作组对各项目法人年度投资计划项目的验收结论。

（四）各项目法人针对验收结论的整改情况。

（五）本年度农村电网巩固提升工程的实施效果分析。工程实施解决的主要问题，巩固拓展脱贫攻坚成果、助力乡村振兴、提升农村电力保障能力情况。

（六）总结和建议。对本年度投资计划完成情况进行总体评估，分析存在的问题和困难，提出下一步做好农村电网巩固提升工作的意见建议。

（七）有关附件。

第十六条 项目法人对提供的数据和材料的真实性负责。省级发展改革委（能源局）应对项目法人提供的资料进行必要的审核，并对项目总体验收报告的真实性负责。

第十七条 省级发展改革委（能源局）在项目验收中发现有下列行为之一的，不予通过验收。

（一）提供虚假资料 and 情况，骗取中央预算内投资的；

（二）转移、侵占、挪用、截留或滞留中央预算内投资的；

（三）农村电网巩固提升工程资金未专项存储、专款专用、专项核算、封闭运行的；

（四）存在超标准超规模建设入地电缆、未重点投向农村生产生活电力服务领域等情况的；

（五）建设规模或建设内容发生较大变更，且未履行调整手续的；

（六）重大工程质量问题或由于论证不足、设计失误造成工程未达到农村电网建设改造有关技术要求的；

（七）对工程建设疏于管理，或不执行相关法律法规规定的，设计、施工、监理单位和咨询机构等未依法依规履行职责的；

（八）逾期不能完成整改的；

（九）其他违反国家法律法规和有关规定行为。

第四章 附则

第十八条 各省（区、市）发展改革委（能源局）可根据本指南，结合各地区实际情况，制定本省（区、市）农村电网巩固提升工程中央预算内投资项目验收实施细则。

第十九条 本指南由国家能源局负责解释。

第二十条 本指南自发布之日起施行，有效期5年。《农村电网改造升级工程验收指南》（国能综新能〔2013〕92号）同时废止。

火力发电建设工程质量监督检查大纲

（国能发安全规〔2023〕41号）

为贯彻落实《建设工程质量管理条例》和电力建设工程质量管理有关规定，进一步规范火力发电建设工程质量监督检查工作，保障工程建设质量，国家能源局组织对2014年发布的《火力发电工程质量监督检查大纲》（以下简称原《大纲》）进行了修订，形成了《火力发电建设工程质量监督检查大纲》（以下简称《大纲》）。

一、修订说明

（一）修订依据《大纲》根据法律法规、工程建设有关规章制度和规范性文件、工程建设强制性标准（强制性条文）、国家及电力行业有关标准规范等修订。

（二）修订原则《大纲》修订遵循以下原则：1.与现行法律法规、规范性文件等保持一致。2.强化落实建设单位首要责任和参建各方主体责任，突出质量行为监督，兼顾实体质量抽查和检测验证。3.立足工作实际，增强可操作性和适用性。4.适应科技发展，兼顾技术进步。

（三）各部分的内容构成《大纲》共包含10个部分，各部分的主要内容包括总则、监督检查前应具备的条件、责任主体质量行为的监督检查、工程实体质量的监督检查（施工现场条件和工程实体质量监督检查）、质量监督检测。

二、调整内容

与原《大纲》相比，主要的调整 and 变化如下：

（一）为全面落实工程建设各参建责任主体质量责任，强化建设单位首要责任和勘察、设计、监理、施工单位主体责任，加快推进质量管理标准化，提高工程项目管理水平，在大纲各部分中补充完善了工程建设各参建责任主体质量行为的检查内容。

（二）鉴于消防、特种设备等不属于国家能源局的监管职责，不再列入电力

质量监督检查范围。工程建设各参建责任主体应按国家有关规定落实消防设施、特种设备的质量、验收等要求，接受政府相关主管部门依据法定职责实施的监管。

（三）为避免与电力施工安全监管工作的检查内容重复，不再列入工程建设参建责任主体资质、转包和违法分包等检查内容。工程建设参建责任主体应按国家有关规定落实资质、发承包和分包等管理要求。

（四）考虑到勘察单位作为工程五方责任主体之一，在火力发电建设工程中发挥了重要的基础性作用，将勘察单位质量行为的检查内容从原勘察设计单位小节中独立出来，并根据实际工作需要增加了相关检查条款，强化对勘察单位质量行为的监督检查。

（五）为落实国家“放管服”改革要求，删除了“机组商业运行前监督检查”阶段，必要的检查条款前移至“厂用电系统受电前监督检查”“机组整套启动试运行前监督检查”阶段。（六）鉴于脱硝系统、脱硫系统等环保专项工程已按照《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》（环发〔2015〕164号）等相关文件的要求列入火力发电主体建设工程，增加了“环保工程脱硫防腐前专项监督检查”。

（七）为使《大纲》更具可操作性和适用性，“厂用电系统受电前监督检查”阶段中的土建专业不再套用“建筑工程交付使用前监督检查”阶段的检查内容，明确提出了受电时建筑工程应达到的基本功能和主要使用功能。

（八）为使检查项目分类更加清晰、检查内容更为全面，对“厂用电系统受电前监督检查”阶段中的电气专业和调整试验检查项目进行了优化，同时结合近几年监督检查发现的典型问题，适当增加了电气系统施工及调试过程中的关键工序、重要部位等有关检查内容。

（九）考虑到不同电力工程实际建设情况不尽相同，不宜使用统一的检测试验重点查验项目，在质量监督检测小节中不再明确各阶段检测试验重点查验项目，具体由电力建设工程质量监督机构（以下简称质监机构）根据工程的实际情况确定。

三、适用范围

《大纲》适用于以下火力发电建设工程项目的监督检查。1.单机容量 300MW 及以上燃煤发电工程。2.单机容量 300MW 及以上燃气—蒸汽联合循环发电工程。3.其他火力发电建设工程可参照执行。

四、使用说明

(一) 使用原则 1.《大纲》是质监机构制定监督检查计划和开展现场监督检查的工作依据，与国家能源局制定发布的电力建设工程质量监督管理相关规定、实施程序等配套使用。2.《大纲》中各阶段所规定的责任主体质量行为和工程实体质量检查内容，应逐条检查，检查方式为重点抽查验证。3.工程采用总承包模式时，质监机构对工程总承包单位质量行为的检查内容，根据合同约定工作范围，对照《大纲》中对建设、勘察、设计、施工等责任主体质量行为的检查内容执行。总承包单位对工程质量负责，将工程分包给其他单位时，应当对分包工程的质量与分包单位承担连带责任。4.《大纲》中所规定的监督检查前应具备的条件，由建设单位负责查验审核，确认具备条件后，向质监机构提出申请开展阶段监督检查。5.工程建设各参建责任主体应严格执行《大纲》，同时还应执行工程建设法律法规、国家有关规定和相关标准规范等。

(二) 监督检查阶段合并说明质监机构在制定工程监督检查计划时，应根据《大纲》的规定和工程建设实际情况，合理确定监督检查阶段，进度相近的监督检查阶段可合并进行。在合并开展阶段性监督检查时，《大纲》相应部分的检查内容不得简化、省略或替代。“首次监督检查”可与“地基处理监督检查”合并进行。“建筑工程交付使用前监督检查”可与“机组整套启动试运前监督检查”合并进行。对于汽轮机缸体采用整体供货的项目，可不开展“汽轮机扣盖前监督检查”。“环保工程脱硫防腐前专项检查”可结合工程实际情况开展。

五、解释

《大纲》由国家能源局负责解释。

六、施行日期

《大纲》自发布之日起施行。原《大纲》同时废止。

（由于《火力发电建设工程质量监督检查大纲》字数较多，因此详细内容请见国家能源局官网：http://zfxgk.nea.gov.cn/2023-05/08/c_1310731321.htm）

输变电建设工程质量监督检查大纲

（国能发安全规（2023）41号）

为贯彻落实《建设工程质量管理条例》和电力建设工程质量管理有关规定，进一步规范输变电建设工程质量监督检查工作，保障工程建设质量，国家能源局组织对2014年发布的《输变电工程质量监督检查大纲》（以下简称原《大纲》）进行了修订，形成了《输变电建设工程质量监督检查大纲》（以下简称《大纲》）。

一、修订说明

（一）修订依据《大纲》根据法律法规、工程建设有关规章制度和规范性文件、工程建设强制性标准（强制性条文）、国家及电力行业有关标准规范等修订。

（二）修订原则《大纲》修订遵循以下原则：1.与现行法律法规、规范性文件等保持一致。2.强化落实建设单位首要责任和参建各方主体责任，突出质量行为监督，兼顾实体质量抽查和检测验证。3.立足工作实际，增强可操作性和适用性。4.适应科技发展，兼顾技术进步。

（三）各部分的内容构成《大纲》共包含11个部分，各部分的主要内容包括总则、监督检查前应具备的条件、责任主体质量行为的监督检查、工程实体质量的监督检查（施工现场条件和工程实体质量监督检查）、质量监督检测。

二、调整内容

与原《大纲》相比，主要的调整 and 变化如下：

（一）为全面落实工程建设各参建责任主体质量责任，强化建设单位首要责任和勘察、设计、监理、施工单位主体责任，加快推进质量管理标准化，提高工程项目管理水平，在大纲各部分中补充完善了工程建设各参建责任主体质量行为的检查内容。

（二）鉴于消防、特种设备等不属于国家能源局的监管职责，不再列入电力质量监督检查范围。工程建设各参建责任主体应按国家有关规定落实消防设施、特种设备的质量、验收等要求，接受政府相关主管部门依据法定职责实施的监管。

（三）为避免与电力施工安全监管工作检查内容重复，不再列入工程建设参建责任主体资质、转包和违法分包等检查内容。工程建设参建责任主体应按国家有关规定落实资质、发承包和分包等管理要求。

（四）考虑到勘察单位作为工程五方责任主体之一，在输变电建设工程中发挥了重要的基础性作用，将勘察单位质量行为的检查内容从原勘察设计单位小节中独立出来，并根据实际工作需要增加了相关检查条款，强化对勘察单位质量行为的监督检查。

（五）鉴于《输变电建设工程质量监督检查大纲（增补本）》已通过专篇的形式，系统规定了海底电力电缆输电工程的检查内容，故删除了原《大纲》中海底电力电缆输电工程的相关检查内容。

（六）为使检查内容划分更为合理，对责任主体质量行为和工程实体质量检查中重复的检查项目进行了整合。例如将“架空输电线路投运前监督检查”阶段责任主体质量行为检查部分中生产运行单位塔号、相（极）位、回路标识、警告牌等检查内容统一纳入工程实体质量检查部分。

（七）考虑到输变电建设工程技术的进步，新增了钢管桩、土工合成材料等检查内容。同时删除了因技术落后已不再使用的混凝土电杆、钢筋混凝土圆筒形塔等检查内容。

（八）为使《大纲》更具可操作性和适用性，在“变电（换流）站主体结构施工前监督检查”阶段增加了关于接地装置、大体积混凝土基础的检查内容，同时结合近几年监督检查中常出现的问题，增加和优化了关于混凝土基础施工等关键工序、重要部位的检查内容。

（九）考虑到不同电力工程实际建设情况不尽相同，不宜使用统一的检测试验重点查验项目，在质量监督检测小节中不再明确各阶段检测试验重点查验项目，具

体由电力建设工程质量监督机构（以下简称质监机构）根据工程的实际情况确定。

三、适用范围

《大纲》适用于以下输变电建设工程项目的监督检查。1.110（66）kV及以上变电站工程。2.各电压等级的换流站工程（包括接地极），其中柔性直流换流站工程的“变电（换流）站投运前监督检查”依据现行《输变电建设工程质量监督检查大纲（增补本）》执行，其他阶段检查均依据《大纲》执行。3.110（66）kV及以上架空交流输电线路工程。4.各电压等级的架空直流输电线路工程。5.110（66）kV及以上电缆线路工程，其中海底电力电缆输电工程的“海底电力电缆敷设前监督检查”“海底电力电缆输电工程投运前监督检查”依据现行《输变电建设工程质量监督检查大纲（增补本）》执行。6.调相机工程、GIL综合管廊工程各阶段检查依据现行《输变电建设工程质量监督检查大纲（增补本）》执行。7.其他电压等级的输变电建设工程可参照执行。

四、使用说明

（一）使用原则 1.《大纲》是质监机构制定监督检查计划和开展现场监督检查的工作依据，与国家能源局制定发布的电力建设工程质量监督管理相关规定、实施程序等配套使用。2.《大纲》中各阶段所规定的责任主体质量行为和工程实体质量检查内容，应逐条检查，检查方式为重点抽查验证。3.工程采用总承包模式时，质监机构对工程总承包单位质量行为的检查内容，根据合同约定工作范围，对照《大纲》中对建设、勘察、设计、施工等责任主体质量行为的检查内容执行。总承包单位对工程质量负责，将工程分包给其他单位时，应当对分包工程的质量与分包单位承担连带责任。4.《大纲》中所规定的监督检查前应具备的条件，由建设单位负责查验审核，确认具备条件后，向质监机构提出申请开展阶段监督检查。5.工程建设各参建责任主体应严格执行《大纲》，同时还应执行工程建设法律法规、国家有关规定和相关标准规范等。

（二）监督检查阶段合并说明质监机构在制定工程监督检查计划时，应根据《大纲》的规定和工程建设实际情况，合理确定监督检查阶段，进度相近的监督检查阶段可合并进行。在合并开展阶段性监督检查时，《大纲》相应部分的检查内容不得简化、省略或替代。1.“首次监督检查”可与“地基处理监督检查”合并进行。2.“变电（换流）站建筑工程交付使用前监督检查”和“变电（换流）站投运前监督检查”可合并进行。3.对于以标段为单位进行建设管理的架空输电线路，应按标段工程量进行质量监督管理。对于提前跨越段“架空输电线路杆塔组立前监督检查”和“架空输电线路导地线架设前监督检查”，跨越段内基础和杆塔应 100%施工完成。4.其他部分单独使用。

五、解释

《大纲》由国家能源局负责解释。

六、施行日期

《大纲》自发布之日起施行。原《大纲》同时废止。

（由于《输变电建设工程质量监督检查大纲》字数较多，因此详细内容请见国家能源局官网：http://zfxgk.nea.gov.cn/2023-05/08/c_1310731321.htm）

陆上风力发电建设工程质量监督检查大纲

（国能发安全规〔2023〕41号）

为贯彻落实《建设工程质量管理条例》和电力建设工程质量管理有关规定，进一步规范陆上风力发电建设工程质量监督检查工作，保障工程建设质量，国家能源局组织对2016年发布的《风力发电工程质量监督检查大纲》（以下简称原《大纲》）进行了修订，形成了《陆上风力发电建设工程质量监督检查大纲》（以下简称《大纲》）。

一、修订说明

（一）修订依据《大纲》根据法律法规、工程建设有关规章制度和规范性文件、工程建设强制性标准（强制性条文）、国家及电力行业有关标准规范等修订。

（二）修订原则《大纲》修订遵循以下原则：1.与现行法律法规、规范性文件等保持一致。2.强化落实建设单位首要责任和参建各方主体责任，突出质量行为监督，兼顾实体质量抽查和检测验证。3.立足工作实际，增强可操作性和适用性。4.适应科技发展，兼顾技术进步。

（三）各部分的内容构成《大纲》共包含4个部分，各部分的主要内容包括总则、监督检查前应具备的条件、责任主体质量行为的监督检查、工程实体质量的监督检查（施工现场条件和工程实体质量监督检查）、质量监督检测。

二、调整内容

与原《大纲》相比，主要的调整 and 变化如下：

（一）为全面落实工程建设各参建责任主体质量责任，强化建设单位首要责任和勘察、设计、监理、施工单位主体责任，加快推进质量管理标准化，提高工程项目管理水平，在大纲各部分中补充完善了工程建设各参建责任主体质量行为的检查内容。

（二）鉴于消防、特种设备等不属于国家能源局的监管职责，不再列入电力质量监督检查范围。工程建设各参建责任主体应按国家有关规定落实消防设施、特种设备的质量、验收等要求，接受政府相关主管部门依据法定职责实施的监管。

（三）为避免与电力施工安全监管工作的检查内容重复，不再列入工程建设参建责任主体资质、转包和违法分包等检查内容。工程建设参建责任主体应按国家有关规定落实资质、发承包和分包等管理要求。

（四）为落实国家“放管服”改革要求，删除了“商业运行前监督检查”阶段，必要的检查条款前移至“风力发电机组启动前监督检查”和“升压站受电前监督检查”阶段。

（五）鉴于《海上风力发电建设工程质量监督检查大纲》已发布，故删除了原《大纲》中海上风力发电建设工程的相关检查内容。

（六）为使《大纲》更具可操作性和适用性，将原分布于“风力发电机组工程”“升压站工程”中的集电线路工程相关检查内容统一整合至“集电线路工程”，同时结合近几年监督检查中常出现的问题，优化了电气系统施工及调试过程的关键工序、重要部位的检查内容。

（七）考虑到陆上风力发电建设工程升压站建设周期相对较短，结合近年来质量监督检查工作经验，将升压站工程“建筑工程交付使用前监督检查”和“升压站受电前监督检查”阶段合并为“升压站受电前监督检查”阶段；将升压站工程“主体结构施工前监督检查”阶段改为“主体结构装饰前监督检查”阶段，要求在站内主要构筑物施工完成、主要（或主控）建筑物的主体结构施工完成但未装饰隐蔽前开展。

（八）为掌握项目并网的总体情况，根据陆上风力发电工程分批次投运的特点，明确了首批、末批风力发电机组启动前必须进行监督检查，其他批次风力发电机组启动前监督检查安排可由电力建设工程质量监督机构（以下简称质监机构）根据工程的建设规模、技术条件等在工程监督检查计划中确定。

（九）鉴于设备制造技术的进步，陆上风力发电建设工程中的部分建筑工程已被预制舱工程替代，在“升压站受电前监督检查”阶段实体质量章节中增加了预制舱

工程的检查内容。

(十) 考虑到不同电力工程实际建设情况不尽相同, 不宜使用统一的检测试验重点查验项目, 在质量监督检测小节中不再具体各阶段检测试验重点查验项目, 具体由质监机构根据工程的实际情况确定。

三、适用范围

《大纲》适用于装机容量 50MW 及以上陆上风力发电建设工程的监督检查, 其他陆上风力发电建设工程可参照执行。

四、使用说明

(一) 使用原则 1.《大纲》是质监机构制定监督检查计划和开展现场监督检查的工作依据, 与国家能源局制定发布的电力建设工程质量监督管理相关规定、实施程序等配套使用。2.《大纲》中各阶段所规定的责任主体质量行为和工程实体质量检查内容, 应逐条检查, 检查方式为重点抽查验证。3.《大纲》中所规定的监督检查前应具备的条件, 由建设单位负责查验审核, 确认具备条件后, 向质监机构提出申请开展阶段监督检查。4.陆上风力发电建设工程具有分批次建设、并网的特征, 在开展风力发电机组工程“地基处理监督检查”“塔架吊装前监督检查”前, 已完工程应达到一定数量或总量的一定比例, 具体由质监机构根据陆上风力发电建设工程的建设规模、技术条件等在工程监督检查计划中予以明确; 质监机构可根据工程具体情况, 在开展某一阶段性监督检查时, 对前面各阶段后续完成的其他批次进行抽检。5.为掌握项目建设总体情况, 对于设有多个升压站/开关站的陆上风电基地, 每个升压站/开关站及其对应接入的风力发电机组均作为一个独立的监督项目, 按照《大纲》要求开展除首次监督检查外的阶段性监督检查。6.陆上风电场涉及的集电线路工程的质量监督检查可根据工程进度结合“首次监督检查”“地基处理监督检查”“塔架吊装前监督检查”和“风力发电机组启动前监督检查”进行。7.工程采用总承包模式时, 质监机构对工程总承包单位质量行为的检查内容, 根据合同约定工作范围, 对照《大

纲》中对建设、勘察、设计、施工等责任主体质量行为的检查内容执行。总承包单位对工程质量负责，将工程分包给其他单位时，应当对分包工程的质量与分包单位承担连带责任。8.开展陆上风力发电机组启动前监督检查时，对于成熟量产机型应取得型式认证证书；国家组织的重大专项建设、新产品应用中的首台（套）或明确以试验为目的的样机可暂取得设计认证证书，在风力发电机组批量使用时取得型式认证证书。9.工程建设各参建责任主体应严格执行《大纲》，同时还应执行工程建设法律法规、国家有关规定和相关标准规范等。

（二）监督检查阶段合并说明质监机构在制定工程监督检查计划时，应根据《大纲》的规定和工程建设实际情况，合理确定监督检查阶段，进度相近的监督检查阶段可合并进行。在合并开展阶段性监督检查时，《大纲》相应部分的检查内容不得简化、省略或替代。升压站内未设置建筑物的（例如采用预制舱模式的），取消“主体结构装饰前监督检查”，有关构筑物的监督检查可与“升压站受电前监督检查”合并进行。

五、解释

《大纲》由国家能源局负责解释。

六、施行日期

《大纲》自发布之日起施行。原《大纲》同时废止。

（由于《陆上风力发电建设工程质量监督检查大纲》字数较多，因此详细内容请见国家能源局官网：http://zfxgk.nea.gov.cn/2023-05/08/c_1310731321.htm）

光伏发电建设工程质量监督检查大纲

（国能发安全规〔2023〕41号）

为贯彻落实《建设工程质量管理条例》和电力建设工程质量管理有关规定，进一步规范光伏发电建设工程质量监督检查工作，保障工程建设质量，国家能源局组织对2016年发布的《光伏发电工程质量监督检查大纲》（以下简称原《大纲》）进行了修订，形成了《光伏发电建设工程质量监督检查大纲》（以下简称《大纲》）。

一、修订说明

（一）修订依据《大纲》根据法律法规、工程建设有关规章制度和规范性文件、工程建设强制性标准（强制性条文）、国家及电力行业有关标准规范等修订。

（二）修订原则《大纲》修订遵循以下原则：1.与现行法律法规、规范性文件等保持一致。2.强化落实建设单位首要责任和参建各方主体责任，突出质量行为监督，兼顾实体质量抽查和检测验证。3.立足工作实际，增强可操作性和适用性。4.适应科技发展，兼顾技术进步。

（三）各部分的内容构成《大纲》共包含4个部分，各部分的主要内容包括总则、监督检查前应具备的条件、责任主体质量行为的监督检查、工程实体质量的监督检查（施工现场条件和工程实体质量监督检查）、质量监督检测。

二、调整内容

与原《大纲》相比，主要的调整 and 变化如下：

（一）为全面落实工程建设各参建责任主体质量责任，强化建设单位首要责任和勘察、设计、监理、施工单位主体责任，加快推进质量管理标准化，提高工程项目管理水平，在大纲各部分中补充完善了工程建设各参建责任主体质量行为的检查内容。

（二）鉴于消防、特种设备等不属于国家能源局的监管职责，不再列入电力质

量监督检查范围。工程建设各参建责任主体应按国家有关规定落实消防设施、特种设备的质量、验收等要求，接受政府相关主管部门依据法定职责实施的监管。

（三）为避免与电力施工安全监管工作的检查内容重复，不再列入工程建设参建责任主体资质、转包和违法分包等检查内容。工程建设参建责任主体应按国家有关规定落实资质、发承包和分包等管理要求。

（四）为落实国家“放管服”改革要求，删除了“商业运行前监督检查”阶段，必要的检查条款前移至“光伏发电单元启动前监督检查”和“升压站受电前监督检查”阶段。

（五）考虑到光伏发电建设工程配套储能工程主要以电化学储能为主，大多采用预制舱模式进行建设，现场施工工艺相对比较简单，质量监督以系统调试内容为主；其他类型储能工程如空气压缩储能、飞轮储能、超级电容储能等种类繁多且技术复杂，将其编入《大纲》的一个章节难以全面涵盖有关内容，不再就配套储能工程设独立章节，删除原《大纲》“独立蓄能设施工程”检查内容。质监机构可根据储能工程相关法律法规和标准规范要求，结合“升压站工程”的检查内容开展监督检查。

（六）为使《大纲》更具可操作性和适用性，将原分布于“光伏发电单元”“升压站工程”中的集电线路工程相关检查内容统一整合至“集电线路工程”，同时结合近几年监督检查中常出现的问题，优化了电气系统施工及调试过程的关键工序、重要部位的检查内容。

（七）考虑到光伏发电建设工程建设周期相对较短，结合近年来质量监督检查工作经验，将光伏发电单元“地基处理监督检查”和“光伏电池板安装前监督检查”阶段合并为“光伏支架安装前监督检查”阶段；将升压站工程“建筑工程交付使用前监督检查”和“升压站受电前监督检查”阶段合并为“升压站受电前监督检查”阶段；将升压站工程“主体结构施工前监督检查”阶段改为“主体结构装饰前监督检查”阶段，要求在站内主要构筑物施工完成、主要（或主控）建筑物的主体结构施工完成但未装饰隐蔽前开展。

（八）为掌握项目并网的总体情况，根据光伏发电工程分批次投运的特点，明

确了首批、末批光伏发电单元启动前必须进行监督检查，其他批次光伏发电单元启动前监督检查安排可由电力建设工程质量监督机构（以下简称质监机构）根据工程的建设规模、技术条件等在工程监督检查计划中予以明确。

（九）鉴于设备制造技术的进步，光伏发电建设工程中的部分建筑工程已被预制舱工程替代，在“升压站受电前监督检查”阶段实体质量章节中增加了预制舱工程的检查内容。

（十）考虑到不同电力工程实际建设情况不尽相同，不宜使用统一的检测试验重点查验项目，在质量监督检测小节中不再明确各阶段检测试验重点查验项目，具体由质监机构根据工程的实际情况确定。

三、适用范围

《大纲》适用于装机容量 50MW（MWp）及以上光伏发电建设工程的监督检查，其他光伏发电建设工程可参照执行。

四、使用说明

（一）使用原则 1. 《大纲》是质监机构制定监督检查计划和开展现场监督检查的工作依据，与国家能源局制定发布的电力建设工程质量监督管理相关规定、实施程序等配套使用。2. 《大纲》中各阶段所规定的责任主体质量行为和工程实体质量检查内容，应逐条检查，检查方式为重点抽查验证。3. 光伏发电建设工程具有分批次建设、并网的特征，在开展“光伏支架安装前监督检查”前，已完工程应达到一定数量或总量的一定比例，具体由质监机构根据光伏发电建设工程的建设规模、技术条件等在工程监督检查计划中予以明确；质监机构可根据工程具体情况，在开展某一阶段性监督检查时，对前面各阶段后续完成的其他批次进行抽检。4. 为掌握项目建设总体情况，对于设有多个升压站/开关站的光伏基地，每个升压站/开关站及其对应接入的光伏发电单元均作为一个独立的监督项目，按照《大纲》要求开展除首次监督检查外的阶段性监督检查。5. 光伏发电单元涉及的集电线路工程的质量监督

检查可根据工程进度结合“首次监督检查”“光伏支架安装前监督检查”和“光伏发电单元启动前监督检查”进行。6.工程采用总承包模式时，质监机构对工程总承包单位质量行为的检查内容，根据合同约定工作范围，对照《大纲》中对建设、勘察、设计、施工等责任主体质量行为的检查内容执行。总承包单位对工程质量负责，将工程分包给其他单位时，应当对分包工程的质量与分包单位承担连带责任。7.《大纲》中所规定的监督检查前应具备的条件，由建设单位负责查验审核，确认具备条件后，向质监机构提出申请开展阶段监督检查。8.工程建设各参建责任主体应严格执行《大纲》，同时还应执行工程建设法律法规、国家有关规定和相关标准规范等。

（二）监督检查阶段合并说明质监机构在制定工程监督检查计划时，应根据《大纲》的规定和工程建设实际情况，合理确定监督检查阶段，进度相近的监督检查阶段可合并进行。在合并开展阶段性监督检查时，《大纲》相应部分的检查内容不得简化、省略或替代。升压站内未设置建筑物的（例如采用预制舱模式的），取消“主体结构装饰前监督检查”，有关构筑物的监督检查可与“升压站受电前监督检查”合并进行。

五、解释

《大纲》由国家能源局负责解释。

六、施行日期

《大纲》自发布之日起施行。原《大纲》同时废止。

（由于《光伏发电建设工程质量监督检查大纲》字数较多，因此详细内容请见国家能源局官网：http://zfxgk.nea.gov.cn/2023-05/08/c_1310731321.htm）

国家能源局关于印发《电力建设工程质量监督机构考核 管理办法》的通知

（国能发安全〔2024〕6号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，北京市城市管理委，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位，水电总院，中电联，各电力建设工程质量监督机构：

为加强对电力建设工程质量监督机构的考核管理，国家能源局制定了《电力建设工程质量监督机构考核管理办法》。现印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2024年1月12日

第一章 总则

第一条 为了加强对电力建设工程质量监督机构的考核管理，根据《建设工程质量管理条例》《电力建设工程质量监督管理暂行规定》等规定，制定本办法。

第二条 对电力建设工程质量监督机构（以下简称电力质监机构）的考核管理，适用本办法。

电力质监机构是指受国家能源局或者省、自治区、直辖市人民政府电力管理部门（以下简称省级电力管理部门）委托，依据国家的法律、法规、工程建设强制性标准和国家能源局有关规定，对电力建设工程各参建单位的质量行为和工程实体质量进行监督的机构。

第三条 国家能源局负责全国电力质监机构考核管理工作。

国家能源局具体负责对其委托的电力质监机构进行考核。省级电力管理部门具体负责对其委托的电力质监机构进行考核，并在考核结束后的10个工作日内将考核结果报告国家能源局；国家能源局认为有必要的，可以对省级电力管理部门的考核

过程和结果进行抽查。

第二章 考核内容和结果

第四条 对电力质监机构的考核内容包括基本条件和工作情况。

第五条 对电力质监机构基本条件的考核主要包括下列内容：

- （一）具有独立法人资格或者是由法人设立的独立专职机构；
- （二）人员配置满足质量监督工作需要；

1. 站长、副站长等机构负责人配置满足质量监督工作需要，其中至少有 1 名熟悉电力建设工程管理工作的机构专职负责人；

2. 专职工作人员的专业结构与质量监督工程类别相适应，专职工作人员数量与质量监督工程的数量和规模相适应；

3. 质量监督专业人员具备相应专业技术能力和良好职业道德，符合国家能源局相关管理要求；

- （三）具备固定的办公场所和满足质量监督工作需要的检测仪器设备；
- （四）具备健全的工作制度和管理制度；
- （五）具备与质量监督工作相适应的信息化管理条件。

第六条 对电力质监机构工作情况的考核主要包括下列内容：

（一）执行国家的法律、法规、工程建设强制性标准和国家能源局有关规定情况；

- （二）质量监督注册情况；
- （三）质量监督程序执行情况；
- （四）质量监督廉洁制度执行情况；
- （五）质量监督专业人员管理情况；
- （六）质量监督工作中发现重大质量问题情况；
- （七）质量监督工作信息管理情况；

(八) 质量监督档案管理情况；

(九) 分支机构管理情况；

(十) 国家能源局委托的其他质量监督相关工作完成情况；

(十一) 国家能源局电力安全监管司、派出机构、电力可靠性管理和工程质量监督中心（以下简称可靠性和质监中心）、省级电力管理部门对电力质监机构日常监督指导中发现的问题的整改情况。

第七条 对电力质监机构的考核实行“一票否决”制度，有下列情形之一的，考核结果直接确定为不合格：

(一) 出具虚假工程质量监督结论或者文件的；

(二) 擅自将受委托质量监督工作转交其他机构实施的；

(三) 事故调查报告认定质量监督工作存在违法、违规行为，导致发生重大事故或者特别重大事故的。

第八条 电力质监机构已依法依规履行职责，质量监督的工程仍然发生质量事故或者事件，但有下列情形之一的，考核时不予扣分：

(一) 电力质监机构已按照规定制定监督检查计划，但建设单位未按照监督检查计划要求及时申请质量监督，由此造成阶段性监督、专项监督检查缺失的；

(二) 相关参建单位提供虚假资料或者信息，导致电力质监机构未作出正确监督检查结论的；

(三) 建设、施工、监理等单位提供的第三方质量检测报告或者质量评估报告不准确，导致电力质监机构未作出正确监督检查结论的；

(四) 国家法律、法规和工程建设强制性标准等无明确规定，无法对检查内容合规性作出准确判断的；

(五) 已按照规定开展质量监督抽查，但未被抽查到的部分出现质量问题的；

(六) 电力质监机构监督检查发现质量问题并提出整改意见，但工程相关参建单位拒不整改、拖延整改、虚假整改或者整改不到位的；

(七) 被政府有关部门责令暂停施工或者停缓建的工程，在质量监督中止期间

或者终止后，相关参建单位擅自施工导致发生质量问题的；

（八）国家规定的其他免责情形。

第九条 考核结果分为优秀、良好、合格、不合格等四个等次，以基本条件考核和工作情况考核中的较低等次为最终考核等次。

基本条件考核总分为 100 分。90 分及以上为优秀，80 至 89 分为良好，70 至 79 分为合格，70 分以下为不合格。

工作情况考核总分为 100 分。90 分及以上为优秀，70 至 89 分为良好，60 至 69 分为合格，60 分以下为不合格。

第三章 考核程序

第十条 国家能源局每三年完成一轮对电力质监机构的全覆盖考核。考核具体工作由国家能源局电力安全监管司组织实施。每年 1 月，国家能源局公布本年度考核的电力质监机构名单。

第十一条 考核程序分为机构自评、现场考查、结果审定等三个步骤。

（一）机构自评。纳入年度考核范围的电力质监机构应当对照本办法第二章和第四章相关规定认真开展自我评价，并填写《电力质监机构考核登记表》（见附件 1），经举办单位审核同意后，于当年 3 月底前报送国家能源局。

（二）现场考查。国家能源局电力安全监管司会同可靠性和质监中心、有关派出机构组成工作组，对电力质监机构进行现场考查。工作组应当认真阅读《电力质监机构考核登记表》，熟悉电力质监机构相关情况，并依据《电力质监机构基本条件考核表》（见附件 2）和《电力质监机构工作情况考核表》（见附件 3）进行现场考查和量化评分。现场考查结束后，工作组应当及时向被考核的电力质监机构反馈现场考查发现的问题，并提出明确整改意见。工作组应当于当年 10 月底前完成现场考查工作。

因出现不可抗力等特殊情况导致无法开展现场考查的，可以采取视频会议、查

阅书面文件资料等形式开展考查。

（三）结果审定。国家能源局电力安全监管司对《电力质监机构考核登记表》《电力质监机构基本条件考核表》《电力质监机构工作情况考核表》和相关支撑资料进行审查，确定考核结果，于当年 12 月底前报请国家能源局分管负责同志批准同意后公布。

第十二条 电力质监机构考核结果为不合格的或者存在其他严重问题的，由国家能源局电力安全监管司会同可靠性和质监中心，对该机构的举办单位相关负责人和机构主要负责人进行约谈，并督促限期整改。

被考核的电力质监机构应当按照整改要求及时完成整改，并向国家能源局提交整改报告。其中，考核结果为不合格的电力质监机构还应当同时申请重新考核，拒不整改、无故拖延整改或者重新考核的结果仍然为不合格的，国家能源局不再委托其实施电力建设工程质量监督工作，相关工作由国家能源局委托其他具备条件的电力质监机构实施。

第四章 日常管理

第十三条 电力质监机构的举办单位应当提供必要的人员、经费、物资等资源，保障电力质监机构正常履职。

第十四条 电力质监机构负责人的任职、免职文件应当抄送国家能源局电力安全监管司、可靠性和质监中心，以及质量监督工作涉及的派出机构、省级电力管理部门。

第十五条 举办单位对电力质监机构进行法人变更、主要负责人任免、设立或者撤销分支机构，以及举办单位变更主要承担质量监督工作的所属部门或者单位等可能影响质量监督工作正常开展的重大调整的，应当在事前协商可靠性和质监中心。

电力质监机构应当对所属分支机构开展工作考核，加强日常管理和业务指导。

第十六条 电力质监机构不得擅自调整质量监督范围，无正当理由不得拒绝受理

质量监督范围内符合条件的电力建设工程质量监督注册申请。

第十七条 举办单位应当严格区分电力质监机构的质量监督工作和举办单位的工程质量管理工 作，不得以任何理由和形式干预或者变相干预电力质监机构依法依规开展的质量监督工作。

第十八条 电力质监机构应当独立、规范、公正、公开实施质量监督。实施质量监督不得收费，不得变相收费或者通过开展关联业务收费。

第十九条 电力质监机构应当建立廉洁自律承诺和交底制度，督促建设单位落实廉洁质量监督书面回访要求，认真核查质量监督专业人员违反廉洁纪律等问题线索。查证属实的，依法依规严肃处理。

第五章 附则

第二十条 本办法所称专职工作人员是指与电力质监机构或其举办单位建立长期劳动关系，专职从事质量监督相关工作的人员，包括在编、返聘、外聘、借用、借调、劳务派遣、劳务外包等用工形式人员。

本办法所称举办单位是指受国家能源局或者省级电力管理部门委托，设立独立专职机构承担一定范围电力建设工程质量监督工作的企事业单位或者社会组织。

第二十一条 委托电力质监机构实施电力建设工程质量监督的省级电力管理部门，应当参照本办法并结合工作实际，制定相应考核规定。

第二十二条 本办法由国家能源局负责解释，自发布之日起施行。

附件：

1. 电力质监机构考核登记表.docx
2. 电力质监机构基本条件考核表.docx
3. 电力质监机构工作情况考核表.docx

国家能源局关于印发《核电厂消防站建设暂行规定》的通知

（国能发核电规〔2024〕47号）

中国核工业集团有限公司、中国华能集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国广核集团有限公司：

为进一步加强核电厂消防安全管理，规范核电厂消防站建设，根据《中华人民共和国消防法》、《核电厂消防安全监督管理暂行规定》等有关规定，我局制定了《核电厂消防站建设暂行规定》，现印发给你们，请遵照执行。已建成核电厂消防站不满足本规定要求的，应在2025年12月底前完成整改，并经核电集团组织检查后向国家能源局报告。

国家能源局

2024年6月14日

第一章 总则

第一条 为规范核电厂消防站建设，保障核电厂消防安全，根据《中华人民共和国消防法》《核电厂消防安全监督管理暂行规定》等相关要求，制定本规定。

第二条 本规定适用于核电厂消防站建设工作，包括消防站建筑设施及其相关装备配备、人员配置等。本规定所称消防站，是核电企业依据《中华人民共和国消防法》建立的专职消防队的执勤训练场所。

第三条 核电厂营运单位（以下简称业主单位）对消防站建设工作负全面责任。核电厂控股企业集团（以下简称核电集团）对消防站建设工作负领导责任。国家能源局负责核电厂消防站建设工作的监督管理。

第二章 建设规模和建设时间

第四条 核电厂消防站的建设规模应根据核电厂规划布局、总平面布局、建设规模、火灾危险性和被保护对象的防护要求、事故处置需求等因素综合确定，原则上不低于住房和城乡建设部等部门印发的《城市消防站建设标准》（建标〔2017〕75号）规定的一级普通消防站有关要求。

第五条 业主单位应当根据核电项目建设期间灭火救援需求，在核电厂首台机组核岛工程开工前（核岛浇筑第一罐混凝土前）组建专职消防队，配置首批专职消防队员和装备，并充分考虑专职消防队员备勤、训练的临时场所，经核电集团组织检查后上岗执勤。

第六条 核电厂消防站应为独立建筑物，其主体建筑及配套场地应纳入核电厂厂址总平面设计一次规划，并在首台机组核岛工程开工后 18 个月内完成建设，经核电集团组织检查后投入使用。

第七条 核电厂首台机组装料前，专职消防队员执勤人数不少于 30 人，消防车不少于 5 辆；运行机组数量为 6 台时，专职消防队员执勤人数不少于 40 人，消防车不少于 7 辆；运行机组数量大于 6 台时，专职消防队员执勤人数不少于 45 人，消防车不少于 8 辆。

第三章 布局与建筑设施

第八条 核电厂消防站的建筑、设施和场地的设计应符合现行国家标准《城市消防站设计规范》GB 51054 的规定。

第九条 核电厂消防站布置位置应以接到出动指令后 5 分钟内消防队可以到达辖区任意边缘为原则确定。当不满足要求时，应增设消防站，其规模应根据辖区范围内保护对象的规模、火灾危险性、事故处理需求等因素确定，且不低于《城市消防站建设标准》规定的小型消防站有关要求。

第十条 核电厂消防站应按照《城市消防站建设标准》一级普通消防站要求设置业务用房、业务附属用房和辅助用房，用房面积优先选取一级普通消防站的上限值。

第十一条 核电厂消防站应设置在辖区常年主导风向的上风或侧风处，车库门应朝向厂区主要道路或消防专用车道，距离路边保持一定距离，满足消防车快速出动要求。同时，消防车主出入口距离厂区办公楼、食堂等容纳人员较多建筑的主要疏散口不应小于 50m。

第十二条 鼓励核电厂根据实战演练需要，设置数字化消防培训、指挥以及烟热、受限空间灭火救援等模拟训练设施及场地。

第四章 装备配备

第十三条 业主单位应当结合核电厂典型火灾类型和机组规模，配备消防车种类和数量，包括灭火消防车、举高消防车、专勤消防车等。消防车主要参数和随车器材应不低于附件 1 中相关要求。

第十四条 业主单位应当按照国家有关标准要求对消防车进行定期检测，当消防车使用超过 10 年后应将检测频次增加至 2 次/年。整车技术状况明显下降，经维修后仍达不到功能要求的应予以退役。

第十五条 业主单位应当按照《城市消防站建设标准》要求配备消防站灭火器材、抢险救援器材、专职消防队员防护装备以及训练器材等，并结合辐射控制区灭火救援需求配置辐射防护装备。灭火剂储备量应按不低于一次车载灭火剂总量 1:1 的比例确定，若邻近消防协作力量不能在 30 分钟内到达，储备量应增加 1 倍。

第十六条 业主单位应当建立消防救援指挥系统，合理配备消防站的通信器材，并满足附件 2 的功能性要求。

第十七条 核电厂专职消防队应当规范开展每周车场日活动，并定期组织实施消防车、灭火器材、通信器材等装备的维护保养，确保消防装备可靠有效。

第五章 人员配置

第十八条 业主单位应当按照《关于规范和加强企业专职消防队伍建设的指导意

见》（公通字〔2016〕25 号）要求组建专职消防队，健全组织机构。专职消防队员总人数应结合核电厂实际执勤倒班形式、人员休假替补方式、轮休机制综合确定。

第十九条 专职消防队员应当具备下列条件：

- （一）热爱消防职业，遵纪守法，有奉献精神，自愿加入消防救援队伍；
- （二）从业年龄原则上在 18 至 40 周岁之间，其中，国家综合性消防救援队伍退出人员、退役士兵、具有 5 年以上灭火救援实战经验的专职消防队员从业年龄上限可放宽至 45 周岁，担任指挥岗位、驾驶员的人员从业年龄上限可放宽至 55 周岁；
- （三）体格条件符合《消防员职业健康标准》GBZ 221 相关要求；
- （四）驾驶员应具有初中及以上文化程度，其他人员具有中专/高中及以上文化程度。

第二十条 核电厂消防站执勤人员应按车辆配备情况确定，并符合下列规定：

- （一）每个执勤班次专职消防队员配置应满足单车作战及合成编队战斗编成需求，满足战术展开、战勤保障、通信保障、后勤保障等要求。
- （二）指挥员按不少于 1 人/执勤班次配置。
- （三）水罐消防车、泡沫消防车等车型，班长及战斗员按 3~5 人/车配置，举高喷射消防车、干粉消防车、干粉联用消防车、抢险救援消防车等车型，班长及战斗员按 2~3 人/车配置，其他消防车的执勤人员按车型合理配置。
- （四）通信员按 1~2 人/执勤班次配置。
- （五）驾驶员按 1~1.25 人/车的比例配置。

第六章 附则

第二十一条 本规定由国家能源局负责解释。

第二十二条 本规定自 2024 年 7 月 1 日起施行，有效期 5 年。

- 附件：1. 核电厂消防站配备的消防车及随车器材要求
2. 核电厂消防站通信指挥系统设备配备要求

附件 1

核电厂消防站配备的消防车及随车器材要求

一、核电厂消防站配备的消防车辆

(一) 水罐消防车的消防泵额定流量不应小于 60L/s。泡沫消防车的消防泵额定流量不应小于 100L/s，消防水和泡沫液的载液量均不应低于 6 吨。每个消防站应至少配备 3 辆水罐或泡沫消防车。

(二) 干粉—泡沫联用消防车、干粉—水联用消防车、干粉消防车的干粉罐载剂量不应低于 3 吨，干粉喷射强度不应小于 40kg/s，泡沫液罐载液量不应低于 2 吨，泡沫炮喷射泡沫混合液流量不应小于 48L/s。每个消防站根据需要选配。

(三) 举高消防车包括登高平台消防车、云梯消防车、举高喷射消防车等，其臂架形式、举升高度、最大水平延展幅度应根据被保护对象具体情况确定。其中，举高喷射消防车的消防泵额定流量不应小于 100L/s，其它类型举高消防车技术性能应符合国家有关标准。每个消防站应至少配备 1 辆举高消防车。

(四) 专勤消防车包括抢险救援消防车、排烟消防车、照明消防车、核生化侦检消防车、通信指挥消防车等。其中，照明消防车应设有对外供电接口，核生化侦检消防车应具备远程采样和核辐射检测功能。每个消防站应至少配备 1 辆抢险救援消防车，其余类型专勤消防车根据需要选配。

(五) 供液消防车的吸液、供液流量不应小于 30L/s，载液量不应低于 20 吨。每个消防站根据需要选配。

二、消防车配备的随车器材

(一) 水力自摆移动炮流量不应小于 30L/s，每辆泡沫消防车应配备不少于 1 门。

(二) 远程遥控移动炮应选用防爆型，流量不应小于 40L/s，每个消防站应至少配备 2 门。

（三）水—泡沫两用炮的流量不应小于 75L/s，每个消防站应至少配备 2 门。

（四）单只泡沫管枪的流量不应小于 16L/s，每辆泡沫车应配备不少于 2 支。

（五）每辆泡沫消防车应配备不少于 2 支泡沫发生器。

（六）每辆消防车应配备适用于核电厂消防接口的管线管件。

（七）根据需求选配消防灭火机器人，流量不应小于 60L/s，应具备越障、爬坡能力，其中越障能力 $\geq 300\text{mm}$ 、爬坡能力 ≥ 35 度。

（八）机动消防泵、移动式水带卷盘、二节拉梯等消防器材配备应不低于《城市消防站建设标准》有关要求。

附件 2

核电厂消防站通信指挥系统设备配备要求

序号	设备名称	描述	配备
1	警情接收终端	接收警情及出动指令等功能	1 台
2	移动指挥终端	基于无线网络及移动设备实现接收警情及出动指令等信息，并能实现查询预案功能	≥1 套
3	无线固定电台	调度指挥语音通信，可集群或常规方式，具有防爆性能，实现独立的无线语音通话功能	≥1 台
4	无线车载电台	调度指挥语音通信，可集群或常规方式，具有防爆性能，实现独立的无线语音通话功能	1 部/车
5	无线手持电台	现场指挥（通信）员、班长、战斗员、驾驶员间语音通信，可集群或常规方式，具有防爆性能，实现独立的无线语音通话功能	1 部/ 人，4:1 备份， 电池 1:1 备 份
6	无线中继台	与无线电台配套使用，快速搭建通信信号中继节点，延伸通信传输距离	△
7	警情广播设备	话筒、功放机、各楼层（房间）扬声器，实现消防站各楼层（房间）、走廊及车库的警情语音播报功能	1 套
8	录音录时设备	记录调度指挥语音信息	1 台
9	联动控制设备	实现警灯、警铃、广播、车库门等设备联动控制功能	1 台
10	视频监控设备	防护罩、摄像机、镜头、支架、编码器等，实现值班室、营区、车库门等部位视频监控	1 套

		功能	
11	音视频采集与传输设备	单兵、布控球或车载式图像传输设备，可自组网或利用公网传输	2套
12	指挥会议设备	视频会议终端、音响、投影机，实现电视电话会议功能	△
13	车辆动态信息采集与传输装置	能够采集消防车底盘、上装及位置等信息，并实现远程传输	△
14	不间断供电电源	满足核心设备一定时间内供电要求	1台

注：表中“△”表示可选配。

三、电力生产运行

电网调度管理条例（2011 修订）

（1993 年 6 月 29 日中华人民共和国国务院令第 115 号发布 根据 2011 年 1 月 8 日《国务院关于废止和修改部分行政法规的决定》修订）

第一章 总 则

第一条 为了加强电网调度管理，保障电网安全，保护用户利益，适应经济建设和人民生活的需要，制定本条例。

第二条 本条例所称电网调度，是指电网调度机构（以下简称调度机构）为保障电网的安全、优质、经济运行，对电网运行进行的组织、指挥、指导和协调。电网调度应当符合社会主义市场经济的要求和电网运行的客观规律。

第三条 中华人民共和国境内的发电、供电、用电单位以及其他有关单位和个人，必须遵守本条例。

第四条 电网运行实行统一调度、分级管理的原则。

第五条 任何单位和个人不得超计划分配电力和电量，不得超计划使用电力和电量；遇有特殊情况，需要变更计划的，须经用电计划下达部门批准。

第六条 国务院电力行政主管部门主管电网调度工作。

第二章 调 度 系 统

第七条 调度机构的职权及其调度管辖范围的划分原则，由国务院电力行政主管部门确定。

第八条 调度机构直接调度的发电厂的划定原则，由国务院电力行政主管部门确定。

第九条 调度系统包括各级调度机构和电网内的发电厂、变电站的运行值班单位。

下级调度机构必须服从上级调度机构的调度。

调度机构调度管辖范围内的发电厂、变电站的运行值班单位，必须服从该级调度机构的调度。

第十条 调度机构分为五级：国家调度机构，跨省、自治区、直辖市调度机构，省、自治区、直辖市级调度机构，省辖市级调度机构，县级调度机构。

第十一条 调度系统值班人员须经培训、考核并取得合格证书方得上岗。调度系统值班人员的培训、考核办法由国务院电力行政主管部门制定。

第三章 调度计划

第十二条 跨省电网管理部门和省级电网管理部门应当编制发电、供电计划，并将发电、供电计划报送国务院电力行政主管部门备案。

调度机构应当编制下达发电、供电调度计划。

值班调度人员可以按照有关规定，根据电网运行情况，调整日发电、供电调度计划。值班调度人员调整日发电、供电调度计划时，必须填写调度值班日志。

第十三条 跨省电网管理部门和省级电网管理部门编制发电、供电计划，调度机构编制发电、供电调度计划时，应当根据国家下达的计划、有关的供电协议和并网协议、电网的设备能力，并留有备用容量。

对具有综合效益的水电厂（站）的水库，应当根据批准的水电厂（站）的设计文件，并考虑防洪、灌溉、发电、环保、航运等要求，合理运用水库蓄水。

第十四条 跨省电网管理部门和省级电网管理部门遇有下列情形之一，需要调整发电、供电计划时，应当通知有关地方人民政府的有关部门：

- （一）大中型水电厂（站）入库水量不足；
- （二）火电厂的燃料短缺；
- （三）其他需要调整发电、供电计划的情形。

第四章 调度规则

第十五条 调度机构必须执行国家下达的供电计划，不得克扣电力、电量，并保证供电质量。

第十六条 发电厂必须按照调度机构下达的调度计划和规定的电压范围运行，并根据调度指令调整功率和电压。

第十七条 发电、供电设备的检修，应当服从调度机构的统一安排。

第十八条 出现下列紧急情况之一的，值班调度人员可以调整日发电、供电调度计划，发布限电、调整发电厂功率、开或者停发电机组等指令；可以向本电网内的发电厂、变电站的运行值班单位发布调度指令：

- （一）发电、供电设备发生重大事故或者电网发生事故；
- （二）电网频率或者电压超过规定范围；
- （三）输变电设备负载超过规定值；
- （四）主干线路功率值超过规定的稳定限额；
- （五）其他威胁电网安全运行的紧急情况。

第十九条 省级电网管理部门、省辖市级电网管理部门、县级电网管理部门应当根据本级人民政府的生产调度部门的要求、用户的特点和电网安全运行的需要，提出事故及超计划用电的限电序位表，经本级人民政府的生产调度部门审核，报本级人民政府批准后，由调度机构执行。

限电及整个电网调度工作应当逐步实现自动化管理。

第二十条 未经值班调度人员许可，任何人不得操作调度机构调度管辖范围内的设备。

电网运行遇有危及人身及设备安全的情况时，发电厂、变电站的运行值班单位的值班人员可以按照有关规定处理，处理后应当立即报告有关调度机构的值班人员。

第五章 调度指令

第二十一条 值班调度人员必须按照规定发布各种调度指令。

第二十二条 在调度系统中，必须执行调度指令。调度系统的值班人员认为执行调度指令将危及人身及设备安全的，应当立即向发布指令的值班调度人员报告，由其决定调度指令的执行或者撤销。

第二十三条 电网管理部门的负责人，调度机构的负责人以及发电厂、变电站的负责人，对上级调度机构的值班人员发布的调度指令有不同意见时，可以向上级电网电力行政主管部门或者上级调度机构提出，但是在其未作出答复前，调度系统的值班人员必须按照上级调度机构的值班人员发布的调度指令执行。

第二十四条 任何单位和个人不得违反本条例干预调度系统的值班人员发布或者执行调度指令；调度系统的值班人员依法执行公务，有权拒绝各种非法干预。

第六章 并网与调度

第二十五条 并网运行的发电厂或者电网，必须服从调度机构的统一调度。

第二十六条 需要并网运行的发电厂与电网之间以及电网与电网之间，应当在并网前根据平等互利、协商一致的原则签订并网协议并严格执行。

第七章 罚则

第二十七条 违反本条例规定，有下列行为之一的，对主管人员和直接责任人员由其所在单位或者上级机关给予行政处分：

（一）未经上级调度机构许可，不按照上级调度机构下达的发电、供电调度计划执行的；

（二）不执行有关调度机构批准的检修计划的；

（三）不执行调度指令和调度机构下达的保证电网安全的措施的；

（四）不如实反映电网运行情况的；

（五）不如实反映执行调度指令情况的；

（六）调度系统的值班人员玩忽职守、徇私舞弊，尚不构成犯罪的。

第二十八条 调度机构对于超计划用电的用户应当予以警告；经警告，仍未按照计划用电的，调度机构可以发布限电指令，并可以强行扣还电力、电量；当超计划用电威胁电网安全运行时，调度机构可以部分或者全部暂时停止供电。

第二十九条 违反本条例规定，未按照计划供电或者无故调整供电计划的，电网应当根据用户的需要补给少供的电力、电量。

第三十条 违反本条例规定，构成违反治安管理行为的，依照《中华人民共和国治安管理处罚法》的有关规定给予处罚；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第八章 附 则

第三十一条 国务院电力行政主管部门可以根据本条例制定实施办法。

省、自治区、直辖市人民政府可以根据本条例制定小电网管理办法。

第三十二条 本条例由国务院电力行政主管部门负责解释。

第三十三条 本条例自 1993 年 11 月 1 日起施行。

电网调度管理条例实施办法

（1994年10月11日 电力工业部令第3号）

第一章 总 则

第一条 根据《电网调度管理条例》（以下简称《条例》）第三十一条规定，特制定本实施办法。

第二条 电网包括发电、供电（输电、变电、配电）、受电设施和为保证这些设施正常运行所需的继电保护和安全自动装置、计量装置、电力通信设施、电网调度自动化设施等。电网运行必须实行统一调度、分级管理，以保障电网安全、保护用户利益、适应经济建设和人民生活的用电需要。

第二章 调度组织管理

第三条 电网调度管理的任务是组织、指挥、指导和协调电网的运行，保证实现下列基本要求：

- （一）充分发挥本电网内发、供电设备能力，以有计划地满足本网的用电需要；
- （二）使电网按照有关规定连续、稳定、正常运行，保证供电可靠性；
- （三）使电网供电的质量（频率、电压和谐波分量等）指标符合国家规定的标准；
- （四）根据本电网的实际情况，充分合理利用一次能源，使全电网在供电成本最低或者发电能源消耗率及网损率最小的条件下运行；
- （五）按照有关合同或者协议，保护发电、供电、用电等各有关方面的合法权益。

第四条 电网调度机构一般应当进行下列主要工作：

- （一）组织编制和执行电网的调度计划（运行方式）；
- （二）指挥调度管辖范围内的设备的操作；

(三) 指挥电网的频率调整和电压调整;

(四) 指挥电网事故的处理, 负责进行电网事故分析, 制订并组织实施提高电网安全运行水平的措施;

(五) 编制调度管辖范围内的设备的检修进度表, 批准其按计划进行检修;

(六) 负责本调度机构管辖的继电保护和安全自动装置以及电力通信和电网调度自动化设备的运行管理; 负责对下级调度机构管辖的上述设备和装置的配置和运行进行技术指导;

(七) 组织电力通信和电网调度自动化规划的编制工作, 组织继电保护及安全自动装置规划的编制工作;

(八) 参与电网规划编制工作, 参与电网工程设计审查工作;

(九) 参加编制发电、供电计划, 监督发电、供电计划执行情况, 严格控制按计划指标发电、用电;

(十) 负责指挥全电网的经济运行;

(十一) 组织调度系统有关人员的业务培训;

(十二) 统一协调水电厂水库的合理运用;

(十三) 协调有关所辖电网运行的其他关系。

第五条 电网调度机构是电网运行的组织、指挥、指导和协调机构, 各级调度机构分别由本级电网管理部门直接领导。调度机构既是生产运行单位, 又是电网管理部门的职能机构, 代表本级电网管理部门在电网运行中行使调度权。

电网调度机构分为五级, 依次为:

国家电网调度机构;

跨省、自治区、直辖市电网调度机构;

省、自治区、直辖市级电网调度机构;

省辖市级电网调度机构;

县级电网调度机构。

各级调度机构在电网调度业务活动中是上、下级关系, 下级调度机构必须服从上级调度机构的调度。

第六条 调度系统值班人员应当由专业技术素质较高、工作能力较强和职业道德高尚的人员担任。调度系统值班人员在上岗值班之前必须经过培训，经考核取得合格证书并由相应主管部门批准后，方可正式上岗值班，并通知有关单位。

第七条 各级电网调度机构的值班调度员在其值班期间是电网运行和操作的指挥人员，按照批准的调度管辖范围行使调度权。值班调度人员必须按照规定发布调度指令。

发布调度指令的值班调度员应当对其发布的调度指令的正确性负责。

本条所称“规定”，包括《条例》及电力行政主管部门、电网管理部门的规程、规范等，省、自治区、直辖市制定的小电网管理办法。下级电力行政主管部门（或者电网管理部门）颁布的规程、规范等，不得与《条例》以及上级电力行政主管部门（或者电网管理部门）的有关规程、规范等相抵触；省、自治区、直辖市制定的小电网管理办法不得与《条例》相抵触。

第八条 下级调度机构的值班调度员、发电厂值班长、变电站值班长在电网调度业务方面受上级调度机构值班调度员的指挥，接受上级调度机构值班调度员的调度指令。

调度系统的值班人员，接受上级调度机构值班调度员的调度指令后，应当复诵调度指令，经核实无误后方可执行。

任何单位和个人不得违反《条例》，干预调度系统的值班人员发布或者执行调度指令。调度系统的值班人员依法执行公务，有权利和义务拒绝各种非法干预。

调度系统的值班人员不执行或者延迟执行上级调度机构值班调度员的调度指令，则未执行调度指令的值班人员以及不允许执行或者允许不执行调度指令的领导人均应当对此负责。

第九条 调度系统值班人员在接到上级调度机构值班调度人员发布的调度指令时或者在执行调度指令过程中，认为调度指令不正确，应当立即向发布该调度指令的值班调度人员报告，由发令的值班调度员决定该调度指令的执行或者撤销。如果发令的值班调度员重复该指令时，接令值班人员原则上必须执行，但如执行该指令确将危及人身、设备或者电网安全时，值班人员应当拒绝执行，同时

将拒绝执行的理由及改正指令内容的建议报告发令的值班调度员和本单位直接领导人。

第十条 电网管理部门的主管领导发布的一切有关调度业务的指示，应当通过调度机构负责人（指调度局（所）长（主任）、总工程师，调度处（科、组）长，下同）转达给值班调度员。非上述人员，不得直接要求值班调度人员发布任何调度指令。任何人均不得阻挠值班人员执行上级值班调度员的调度指令。

电网管理部门的负责人，调度机构的负责人以及发电厂、变电站的负责人，对上级调度机构的值班调度人员发布的调度指令有不同意见时，只能向上级电力行政主管部门（或者电网管理部门）或者上级调度机构提出，不得要求所属调度系统值班人员拒绝或者拖延执行调度指令；在上级电力行政主管部门（或者电网管理部门）或者上级调度机构对其所提意见未作出答复前，接令的值班人员仍然必须按照上级调度机构的值班调度人员发布的该调度指令执行；上级电力行政主管部门（或者电网管理部门）或者上级调度机构采纳或者部分采纳所提意见，由该调度机构的负责人将意见通知值班调度员，由值班调度员更改调度指令并由其发布。

第十一条 除电力行政主管部门、电网管理部门、调度机构负责人所作出的不违反《条例》和其它有关法规、规程、规范等的指示以及调度机构内有关专业部门按规定所提的要求，并按本实施办法第十条规定的传达程序传达给值班调度员外，其它任何人直接对调度系统值班人员发布或者执行调度指令提出的任何要求，均视为非法干预。

第十二条 发电厂、变电站等运行值班单位，必须按其所纳入的调度管辖范围，服从有直接调度管辖权的调度机构的调度。在电网出现《条例》第十八条所列紧急情况时，接到更高一级调度机构的调度指令，也必须执行，并且必须将执行情况分别报告发布指令的调度机构和直接管辖的调度机构的值班调度人员。

第十三条 发电厂必须按照调度机构下达的调度计划（发电有功、无功功率或者电压曲线，机、炉开、停方式等）和规定的电压变化范围运行，并根据调度指令开、停机、炉，调整功率和电压。不允许以任何借口拒绝或者拖延执行调度

指令或者不执行调度指令。

变电站必须严格执行调度机构下达的调度计划（运行方式），依据规定或者调度指令调整（或者操作）电压（无功或者电压调节设备）。

第十四条 各级调度机构必须按照调度管辖范围，按审批或者许可权限统一安排好发、供电设备的检修进度。

各发、供电单位必须按照相应调度机构统一安排的设备检修进度组织设备检修。未经调度机构的批准，不能自行改变检修进度。

第十五条 属于调度管辖范围内的任何设备，未获相应调度机构值班调度员的指令，发电厂、变电站或者下级调度机构的值班人员均不得自行操作或者自行命令操作。但如在电网出现紧急情况时上级调度机构值班调度员越级下令的，或者对人身、设备以及电网安全有威胁的除外。遇有危及人身、设备以及电网安全的情况时，发电厂、变电站的运行值班单位的值班人员应当按照有关规定处理，处理后应当立即报告有关调度机构的值班调度员。

第十六条 在电网中出现了威胁电网安全，不采取紧急措施就可能造成严重后果的情况下，必要时值班调度员可以直接（或者通过下级调度机构的值班调度员）越级向电网内下级调度机构管辖的发电厂、变电站等运行值班单位发布调度指令。

下级调度机构的值班调度员发布的调度指令，不得与上级调度机构的值班调度员越级发布的调度指令相抵触。

第三章 调度计划管理

第十七条 跨省电网管理部门和省级电网管理部门应当编制本地区、电网和企业的年度发电、供电计划。

各地区年度发电预期计划，由各跨省电网、省电网管理部门负责商有关省、自治区、直辖市人民政府的有关部门进行编制，报国务院电力行政主管部门进行审核后报国家计划主管部门，并抄报国家经济综合主管部门，由国家计划主管部门审核后下达。

各跨省电网的年度用电计划由各跨省电网管理部门组织有关省电网管理部门编制，报送国家计划主管部门、国家经济综合主管部门和国务院电力行政主管部门审核下达；其他省级电网的年度用电计划由该省级电网管理部门商所在省、自治区、直辖市人民政府有关部门编制下达，报国务院电力行政主管部门备案。

在现行体制下，本实施办法所称国务院电力行政主管部门是指电力工业部，跨省电网管理部门是指电业管理局，省级电网管理部门是指省电力工业局，国家计划主管部门是指国家计委，国家经济综合主管部门是指国家经贸委。

第十八条 调度机构应当按年、月、日编制并下达发电调度计划。

凡由调度机构统一调度并纳入电网进行电力、电量平衡的发电设备，不论其产权归属和管理形式，均必须纳入发电调度计划的范围。

月度发电调度计划，须在年度发电预期计划的基础上，综合考虑用电负荷需求、月度水情、燃料供应、核燃料的燃耗、供热机组供热等情况和电网设备能力、设备检修情况等因素进行编制。

日发电调度计划在月发电调度计划的基础上，综合考虑日用电负荷需求、近期内水情、燃料供应情况和电网设备能力、设备检修情况等因素后，编制出日发电（有功、无功功率或者电压）曲线，下达各发电厂执行。

第十九条 调度机构应当参与（或者负责）编制下达月度供电（电力、电量）计划。

实行省电网间联络运行控制的电网的调度机构，应当按跨省电网管理部门编制下达的计划，并根据电网实际情况按年、月、日编制联络线送（受）电力、电量调度计划。

第二十条 任何单位和个人都应当按照跨省电网管理部门和省级电网管理部门编制下达的用电计划分配电力和电量，不得超分或者扣减（含不得留有缺口）。调度机构发现超计划分配电力或者电量时，应当立即报告计划下达部门，计划下达部门应当通知超分者限期纠正；对于拒不纠正者，计划下达部门应当通知有关调度机构不执行超分计划。

调度机构对因超计划分配电力或者电量而引起的超过跨省电网、省电网管理

部门下达的用电计划用电的地区要实施限电，产生的后果，由分配电力或者电量的单位和个人负责。

第二十一条 值班调度员根据电网运行情况，可以按照有关规定调整本调度机构下达的日发电、供电调度计划；需调整其他调度机构下达的日发电、供电调度计划时，必须事先征得下达该调度计划的调度机构的同意。调整之后，必须将调整的原因及数量等填入调度值班日志。

第二十二条 跨省电网管理部门和省级电网管理部门编制发电、供电计划以及调度机构编制发电、供电调度计划时，对具有综合效益的水电厂（站）的水库，不论其产权归属和管理形式，均应当根据批准的水电厂（站）的设计文件，合理运用水库蓄水，保证其正常运用，不允许发生水库长期处于降低出力区运行的情况。

多年调节水库在蓄至正常蓄水位后，供水期末水位一般应当控制在年消落水位附近。遭遇连续枯水年时，需降至死水位运行，必须按规定报批。年调节水库一般在每年汛末应当蓄至正常蓄水位。多年调节水库和年调节水库的最低运行水位，均不允许低于死水位，不得破坏水库的调节能力。调节性能差的水库一般也不能低于死水位运行。

第二十三条 跨省电网管理部门和省级电网管理部门编制发电、供电计划以及调度机构编制发电、供电调度计划时，应当留有备用发电设备容量，分配备用容量时应当考虑电网的送（受）电能力。备用容量包括负荷备用容量、事故备用容量、检修备用容量。电网的总备用容量不宜低于最大发电负荷的20%，各种备用容量宜采用如下标准：

1. 负荷备用容量：一般为最大发电负荷的2%—5%，低值适用于大电网，高值适用于小电网；
2. 事故备用容量：一般为最大发电负荷的10%左右，但不小于电网中一台最大机组的容量；
3. 检修备用容量：一般应当结合电网负荷特点，水、火电比例，设备质量，检修水平等情况确定，一般宜为最大发电负荷的8%—15%。

电网如果不能按上述要求留足备用容量运行时，应当经电网管理部门同意。

第二十四条 跨省电网管理部门和省级电网管理部门遇有下列情形之一，而且不能在短期内解决，需要调整年、月度发电、供电计划指标时，可以适当调整。调整后，应当立即通报有关地方人民政府的有关部门，并与上述有关部门共同研究协调，采取有效措施：

1. 大、中型水电厂（站）水库实际来水与编制发电计划依据的来水预计相差较大；
2. 火电厂的燃料库存低于规定的火电厂最低燃料库存量“警戒线”；
3. 其他需调整发电、供电计划的情形。

第二十五条 任何单位和个人不得超过调度机构下达的供电调度计划指标使用电力、电量。调度机构对超计划使用电力或者电量的地区实施限电，由此产生的后果由超计划使用电力或者电量的单位和个人负责。

第二十六条 省级电网管理部门、省辖市级电网管理部门、县级电网管理部门应当根据本级人民政府的生产调度部门的要求、用户的特点和电网安全运行的需要，提出事故及超计划用电的限电序位表，经本级人民政府的生产调度部门审核，报本级人民政府批准后（自报送本级人民政府的生产调度部门起，如果三十天内没有批复，即可按电网管理部门上报的序位表执行），由有关电网调度机构执行，并抄送该电网管理部门的上一级电网管理部门。

事故和超计划用电限电序位表的负荷总量，应当满足电网安全运行的需要。

各级调度机构的值班调度员，可以在电网发生事故或者用电地区（单位）超计划用电时，分别按照事故和超计划用电限电序位表发布拉闸限电指令，受令单位必须立即执行，不得拒绝或者拖延执行。

事故限电序位表内所列负荷（或者线路），应当包括自动限电负荷和人工限电负荷两部分，自动限电负荷包括装有低频减负荷装置与连锁切负荷装置等自动限电装置的负荷，装有低频减负荷装置和连锁切负荷装置等安全自动装置的线路的负荷，其限电序位可以按轮次排列，同轮次的线路（或者负荷）在序位表中不分先后。

限电序位表应当每年修订一次（或者视电网实际需要及时修订），新的限电序位表生效后，原有的限电序位表自行作废。

事故限电与超计划用电限电二个限电序位表批准后，批准部门应当通告有关用户。

事故限电与超计划用电限电二个限电序位表中所列用电负荷，不得擅自转移。

第二十七条 对于未列入超计划用电限电序位表的超用电单位，调度值班人员应当予以警告，责令其在十五分钟内自行限电；届时未自行限至计划值者，调度值班人员可以对其发布限电指令，当超计划用电威胁电网安全运行时，可以部分或者全部暂时停止对其供电。

第四章 并网管理

第二十八条 并网运行的发电厂、机组、变电站均必须纳入调度管辖范围，服从调度机构的统一调度；两个或者两个以上电网并网运行，互联电网中必须确定一个最高电网调度机构，按统一调度、分级管理的原则，明确其他调度机构的层级关系，下级调度机构，必须服从上级调度机构的统一调度。

第二十九条 需要并网运行的发电厂、机组、变电站或者电网与所并入的电网之间，应当在并网前按国家有关法规，根据平等互利、协商一致的原则签订并网协议，只有签订了并网协议才能并网运行；并网运行的各方必须严格执行协议。

协商一致必须以服从统一调度为前提，以《条例》为依据，以电网安全、优质、经济运行为目的，并符合国家有关电网管理的法律、行政法规、电力行政主管部门和电网管理部门的规章制度、规程、规定、规范等。

第三十条 需并网运行的发电厂、机组、变电站或者电网，在与有关电网管理部门签订并网协议之前，应当提出并网申请，由有关电网管理部门审查其是否符合并网运行的条件。

需并网运行的发电厂、机组、变电站或者电网必须具有接受电网统一调度的技术装备和管理设施，应当具备以下基本条件：

(一) 新投产设备已通过试运行和启动验收(必须有有关电网管理部门的代表参加)；

(二) 接受电网统一调度的技术装备和管理设施齐备；

(三) 已向有关电网管理部门提交齐全的技术资料；

(四) 与有关电网调度机构间的通信通道符合规定，并已具备投运条件；

(五) 按电力行业标准、规程设计安装的继电保护、安全自动装置已具备投运条件，电网运行所需的安全措施已落实；

(六) 远动设施已按电力行业标准、规程设计建成，远动信息具备送入有关电网调度机构的电网调度自动化系统的条件；

(七) 与并网运行有关的计量装置安装齐备并经验收合格；

(八) 具备正常生产运行的其它条件。

第三十一条 满足并网运行条件的发电厂、机组、变电站或者电网申请并网运行，有关电网管理部门应当予以受理，按规定签订并网协议。并网协议应当包括以下基本内容：

(一) 经济内容：

(1) 电量购、销办法；

(2) 电价和结算办法；

(3) 计量和考核办法；

(4) 违约责任和奖惩办法；

(5) 意外灾害的处理办法；

(6) 纠纷处理办法；

(7) 并网双方协商一致的其他内容条款。

(二) 调度内容：

(1) 界定调度管辖范围的条款；

(2) 按统一的规程、规章、规定施行调度和服从电网统一调度的条款；

(3) 有关运行方式的条款；

(4) 按规定履行调峰、调频、调压的义务条款；

- （5）设备检修的条款；
- （6）布置和实施电网安全稳定措施的条款；
- （7）编制和执行发电、送（受）电调度计划条款，该计划原则上应当能满足发电厂完成协议规定的发电量的运行条件（电厂自身原因除外）；
- （8）通信、自动化设备运行及维护条款；
- （9）违约责任和奖惩条款；
- （10）纠纷处理等条款。

第五章 罚则

第三十二条 对违反《条例》规定的责任人员，其所在单位，即有人事管辖权的同级单位，依照《条例》第二十七条规定给予责任人行政处分。如果其所在单位不予处分，与其所在单位有行政隶属关系的上级单位可以直接给予责任人行政处分。

行政处分须按行政管理权限作出，调度机构及其他单位和个人可以提出控告和建议。

第三十三条 依照《条例》第二十八条规定，该条中所列的有关措施，调度机构是唯一的行使职权的单位。电力行政主管部门、电网管理部门，可以向调度机构提出要求或者建议，不可以超越或者代替调度机构行使该职权。

第三十四条 对违反《条例》规定，未按照调度计划供电或者无故调减供电计划的，有关供电部门应当根据用户的需要补给少供的电力、电量。

各级电网调度机构应当模范遵守《条例》。调度系统的值班人员玩忽职守、徇私舞弊、以权谋私等，由电网调度机构或者电网管理部门或者其所在单位给予行政处分。

第三十五条 违反《条例》规定，有构成违反治安管理行为的，由公安机关处罚；构成犯罪的，由司法机关依法追究刑事责任。

电力行政主管部门、电网管理部门、调度机构负责举报和提出追诉请求。

第六章 附则

第三十六条 各省、市、自治区人民政府依照《条例》制订的小电网管理办法，可以由当地电力行政主管部门与各有关部门共同参预协调，其内容不得违反《条例》规定。

第三十七条 本实施办法自公布之日起施行。

国家能源局关于进一步完善电力调度交易与市场秩序 厂网联席会议制度的通知

（国能发监管〔2021〕78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，有关电力企业：

为适应电力体制改革需要，维护市场秩序，加强厂网信息交流，协调厂网关系，促进电网公平开放，规范电力调度交易与市场秩序，经研究，决定进一步完善电力调度交易与市场秩序厂网联席会议制度。现就有关事项通知如下。

一、主要职责

构建厂网之间信息发布、沟通、协调的平台。组织开展电力调度交易与市场秩序相关政策措施研究，通报电力市场监管工作开展、厂网界面生产经营等情况，协调厂网界面重大经济技术等方面问题，通报会议议定事项的落实情况。

二、组织及参加单位

电力调度交易与市场秩序厂网联席会议（以下简称“联席会议”）由国家能源局派出机构（以下简称“派出机构”）组织召开，省（区、市）级以上电网企业、电力调度机构、电力交易机构及相关发电企业参加。相关配售电企业、电力用户、行业协会根据会议需要参加。会议可邀请政府相关部门参加。

三、工作规则

（一）联席会议应本着依法依规、信息共享、平等协商、民主决策的原则，电力企业无论规模大小、所有权性质，在联席会议中均享有平等的参与权、议事权。

(二) 联席会议根据工作需要召开，尽可能精简会议数量。如会议内容与信息发布会等相同，可以合并召开。原则上，联席会议每年至少召开一至两次，派出机构可根据实际情况适当调整。

(三) 联席会议根据实际需要可以采取现场会议或视频会议等多种形式召开。

(四) 电网企业、电力调度机构、电力交易机构及相应并网发电企业应加强日常生产经营分析，遇有需要通过联席会议发布、沟通、协调事项，应及时向派出机构提交会议议题及其他需要提供的资料。

(五) 相关电力企业应按照会议要求提前准备会议材料。

(六) 通报和协调事项主要包括以下内容：

1. 国家出台的有关政策以及落实举措；
2. 派出机构已出台、拟出台的电力市场等方面制度文件；
3. 电力市场监管工作开展情况；
4. 电力供需形势；
5. 电网运行方式；
6. 电力企业生产经营情况；
7. 电力调度运行管理情况；
8. 厂网电费结算情况；
9. 电力市场运营、交易（含跨省跨区交易信息等）、结算相关问题，各类电力交易合同执行情况、基准电价合同偏差率等相关情况；
10. 清洁能源发展及消纳情况；
11. 新建线路、变电站等投运情况及新建电厂接入电网情况；
12. 并网发电厂运行考核和电力辅助服务相关情况；
13. 上次联席会议议定事项的落实情况；
14. 其它需要通报或协调的事项。

四、有关要求

(一) 派出机构应加强对联席会议的组织工作，加强对厂网界面重大经济技

术问题的研究协商，做好会前准备和会后督促落实工作。按规定收集、管理、披露联席会议相关信息，及时将会议材料提供各参会单位。

（二）派出机构应将联席会议反映的涉及系统运行和企业发展的重大问题及时报告国家能源局，省监管办应同时抄送区域监管局。

（三）派出机构可根据工作需要和当地实际情况制定当地电力调度交易与市场秩序厂网联席会议制度。

五、其他

本通知印发后，原国家电力监管委员会办公厅《关于建立厂网联席会议制度的通知》（办市场函〔2006〕38号）、《关于进一步健全厂网联席会议制度的通知》（办市场〔2011〕22号）同时废止。

国家能源局

2020年12月30日

国家发展改革委、国家能源局关于改善电力运行调节 促进清洁能源多发满发的指导意见

（发改运行〔2015〕518号）

北京市、河北省、江西省、河南省、陕西省、西藏自治区发展改革委，各省、自治区、直辖市经信委（工信委、工信厅、经贸委、经委），国家能源局派出机构，中国电力企业联合会，国家电网公司、中国南方电网有限责任公司，中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司、中国长江三峡集团公司、神华集团有限责任公司、国家开发投资公司：

为贯彻中央财经领导小组第六次会议和国家能源委员会第一次会议部署，落实《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）有关要求，现就改善电力运行调节，促进清洁能源持续健康发展，提出以下指导意见：

一、统筹年度电力电量平衡，积极促进清洁能源消纳

（一）各省（区、市）政府主管部门组织编制本地区年度电力电量平衡方案时，应采取措施落实可再生能源发电全额保障性收购制度，在保障电网安全稳定的前提下，全额安排可再生能源发电。

（二）在编制年度发电计划时，优先预留水电、风电、光伏发电等清洁能源机组发电空间；鼓励清洁能源发电参与市场，对于已通过直接交易等市场化方式确定的电量，可从发电计划中扣除。对于同一地区同类清洁能源的不同生产主体，在预留空间上应公平公正。风电、光伏发电、生物质发电按照本地区资源条件全额安排发电；水电兼顾资源条件和历史均值确定发电量；核电在保证安全的情况下兼顾调峰需要安排发电；气电根据供热、调峰及平衡需要确定发电量。煤电机组进一步加大差别电量计划力度，确保高效节能环保机组的利用小时数明显高于其他煤电机组，并可在一定期限内增加大气污染物排放浓度接近或达到燃气轮机

组排放限值的燃煤发电机组利用小时数。

（三）各省（区、市）政府主管部门在统筹平衡年度电力电量时，新增用电需求原则上优先用于安排清洁能源发电和消纳区外清洁能源，以及奖励为保障清洁能源多发满发而调峰的煤发电机组发电。

（四）能源资源丰富地区、清洁能源装机比重较大地区在统筹平衡年度电力电量时，新增用电需求如无法满足清洁能源多发满发，应采取市场化方式，鼓励清洁能源优先与用户直接交易，充分挖掘本地区用电潜力，最大限度消纳清洁能源。

（五）京津冀、长三角、珠三角以及清洁能源比重较小地区在统筹平衡年度电力电量时，新增用电需求优先满足清洁能源消纳，明确接受外输电中清洁能源的比例并逐步提高，促进大气环境质量改善。

（六）政府主管部门在组织国家电网公司、南方电网公司制定年度跨省区送受电计划时，应切实贯彻国家能源战略和政策，充分利用现有输电通道，增加电网调度灵活性，统筹考虑配套电源和清洁能源，优先安排清洁能源送出并明确送电比例，提高输电的稳定性和安全性。对于同一地区内同类清洁能源的不同生产主体，在送出安排计划上应公平公正。

（七）跨省区送受电各方应统筹电力供需、输电通道能力，充分自主协商确定年度送受电计划，尽可能增加清洁能源送出与消纳，全力避免弃水、弃风、弃光。经协商无法达成一致意见的，由国家发展改革委协调确定，协调结果抄送国家能源局。

（八）国家发展改革委会同各省（区、市）政府主管部门、电力企业，按照简政放权和规范行政审批事项的要求，健全省级发供电计划和跨省区发供电计划协商机制。省级年度发电计划、跨省区送受电计划在每年一季度前报国家发展改革委备案。经备案的年度发电计划、跨省区送受电计划纳入各省（区、市）电力电量平衡，电网企业负责组织实施。

二、加强日常运行调节，充分运用利益补偿机制为清洁能源开拓市场空间

（九）各省（区、市）政府主管部门在确定年度发电计划和跨省区送受电计

划后，电力企业应据此协商签订购售电合同，并通过替代发电（发电权交易）、辅助服务等市场机制，实现不同类型电源的利益调节，促进清洁能源多发满发。具备条件的地区，可跨省区实施。

（十）各地应建立完善调峰补偿机制，加大调峰补偿力度，鼓励通过市场化方式确定调峰承担方，鼓励清洁能源直接购买辅助服务。对于煤电机组为避免弃水、弃风、弃光而进行的深度调峰或机组启停，应通过增加发电量等方式进行奖励，所需电量在年度电量计划安排中统筹考虑，年终结清。

（十一）可再生能源消纳困难的地区，可通过市场化的经济补偿机制激励煤电机组调峰。调峰深度没有达到平均调峰率的，不予补偿；调峰深度超过平均调峰率的，予以递进补偿；实施启停调峰的，予以一次性补偿。补偿所需费用由受益的可再生能源和煤电机组根据程度进行相应分摊。补偿与分摊费用应保持平衡。

（十二）水电装机比重较大地区应研究制定水火发电互济机制。在明确煤电机组最小开机方式的前提下，组织水电机组、煤电机组进行替代发电，对为保障水电多发满发而减发的煤电机组进行补偿。如产生电网增收，应主要用于煤电机组补偿。并可尝试通过梯级电站流域补偿、冷备用补偿、股权置换等方式实现不同发电主体间的利益调节。

（十三）各省（区、市）政府主管部门应会同相应能源监管机构，结合运行经验和供需形势，重新核定煤电机组（含热电）的最小技术出力和开机方式，不断研究探索水电、风电、光伏发电与煤电（含热电）等联合运行和优化运行。

（十四）健全跨省区送受电利益调节机制。跨省区送受电协议已由国家协调明确价格的应遵照执行，市场机制比较完善的也可由送受电双方根据实际运行情况，按照风险共担、利益共享原则全部或部分重新协商确定，并将协商结果报送国家发展改革委和国家能源局；国家未明确价格的，由送受电双方协商确定送电价格和电量。

（十五）各省（区、市）政府主管部门应和有关部门定期公布发电运行考核结果，及时公开发布电网运行信息和机组调峰参数等信息。能源监管机构应按月

向省（区、市）政府有关部门通报辅助服务管理和并网运行管理数据。

三、加强电力需求侧管理，通过移峰填谷为清洁能源多发满发创造有利条件

（十六）各省（区、市）政府主管部门应加强电力需求侧管理，鼓励电力用户优化用电负荷特性、参与调峰调频，加大峰谷电价差，用价格手段引导移峰填谷，缓解发电侧调峰压力，促进多消纳清洁能源。

（十七）各省（区、市）政府主管部门要加快电力需求侧管理平台开发建设，推广在线监测，帮助用户实现用电精细化，为减少电网峰谷差提供技术支持。

（十八）各省（区、市）政府主管部门要积极尝试开展需求响应试点，以在线监测和互联网技术为支撑，综合运用补贴政策、价格政策等，对在高峰时段主动削减负荷的用户给予经济补偿，或通过清洁能源开展直接交易给予补偿。

（十九）各省（区、市）政府主管部门应研究完善配套政策，创新工作思路，督促电网企业落实分布式发电并网政策，促使电网企业多吸纳分布式发电。

（二十）鼓励有条件的地区推广热电机组蓄热技术，开展低谷电力供热试点。

四、加强相互配合和监督管理，确保清洁能源多发满发政策落到实处

（二十一）清洁能源发电企业应满足并网技术要求，提高出力预测精度，加强生产运行管理，提升电能质量，减轻电网稳定运行的压力。

（二十二）电网企业应统一负责清洁能源发电出力预测，科学安排机组组合，充分挖掘系统调峰潜力，合理调整旋转备用容量，在保证电网安全运行的前提下，促进清洁能源优先上网，落实可再生能源全额保障性收购；加快点对网输电线路改造，提升吸纳可再生能源能力。有条件的电网，可以开展清洁能源优先调度试点，即以最大限度消纳清洁能源上网电量为目标，联合优化调度，灵活安排运行备用容量。

（二十三）电网企业应加强清洁能源富集地区送电通道的建设，发展智能电网技术，改善清洁能源并网条件，扩大资源配置范围。

（二十四）各省（区、市）政府主管部门应会同相应能源监管机构，加强对

电力调度、发电运行和年度发电计划实施的监督，定期组织通报电力运行信息，协调清洁能源并网及运行矛盾，切实保障清洁能源多发满发。

（二十五）能源监管机构要对可再生能源全额上网情况进行监管，对未能全额上网的，应查明原因，理清责任，督促相关方限期改正。

国家发展改革委

国家能源局

2015年3月20日

国家能源局关于印发《电力并网运行管理规定》的通知（2021修订）

（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

附件

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。并网主体应按照有关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。技术指导和管理的范围主要包括：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工作内容包括：

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询问的 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。

电力并网互联争议处理规定（2024 修订）

（2006年11月2日中华人民共和国国家电力监管委员会令第21号发布 根据2024年1月4日国家发展和改革委员会令第11号《国家发展改革委关于修改部分规章的决定》修改）

第一条 为了规范电力并网互联争议处理行为，促进电网公平、无歧视开放，保证电力交易正常进行，保障电力系统安全稳定运行，维护电力企业合法权益和社会公共利益，根据《电力监管条例》，制定本规定。

第二条 本规定所称电力并网互联争议，包括电力并网争议和电力互联争议。电力并网争议是指发电企业与电网企业达不成并网调度协议，影响电力交易正常进行的争议；电力互联争议是指电网企业之间达不成互联调度协议，影响电力交易正常进行的争议。

第三条 国家能源局及其派出机构（以下简称电力监管机构）处理电力并网互联争议应当遵循合理、合法、公正、高效的原则。

电力并网互联争议可能危及电力系统安全稳定运行或者造成其他重大影响的，电力监管机构应当采取措施防止影响扩大。

第四条 电力监管机构工作人员处理电力并网互联争议，应当忠于职守，依法办事，公正廉洁，不得利用职务便利牟取不正当利益。

第五条 电力并网互联争议由争议所在地的国家能源局派出机构负责处理；跨区域的或者在全国范围内有重大影响的电力并网互联争议由国家能源局负责处理。

第六条 发电企业与电网企业之间、电网企业与电网企业之间发生电力并网互联争议，双方当事人应当协商解决；协商不成的，任何一方可以申请电力监管机构处理。

第七条 发电企业或者电网企业申请电力监管机构处理电力并网互联争议，应当提交书面申请书，并按照被申请人人数提交申请书副本。

申请书应当载明下列事项：

- (一) 当事人名称、住所和法定代表人姓名、职务；
- (二) 争议具体事项；
- (三) 具体的处理请求、事实及理由；
- (四) 相关证据材料及其目录。

第八条 电力监管机构收到电力并网互联争议处理申请书后，应当对申请书的内容进行初步审查，按照下列规定办理：

(一) 符合本规定第二条、第五条规定的，应当予以受理，并自决定受理之日起 7 日内书面通知当事人，并将申请书副本送达被申请人；

(二) 不符合本规定第二条、第五条规定的，不予受理，书面通知申请人，并说明不予受理的理由。

第九条 电力监管机构发现发电企业与电网企业之间、电网企业与电网企业之间发生电力并网互联争议的，应当由有管辖权的电力监管机构进行核查，对符合本规定第二条、第五条规定的，应当受理，并自决定受理之日起 7 日内书面通知当事人。

第十条 被申请人应当自收到受理通知之日起 10 日内向电力监管机构提交答辩书和有关证据材料。

电力监管机构依照本规定第九条受理的，当事人应当自收到受理通知之日起 10 日内向电力监管机构提交书面陈述和有关证据材料。

第十一条 电力监管机构办理电力并网互联争议，可以组成争议处理小组。

争议处理小组具体负责联系双方当事人，促进双方当事人意见交流，组织必要的调查研究和论证会，提出协调意见和裁决意见以及处理有关事项。

第十二条 电力监管机构办理电力并网互联争议，应当查明事实，充分听取双方的意见，审查当事人提供的书面材料和有关证据。必要时，电力监管机构可以组织当事人相互质证和辩论，也可以依法进行调查、检查或者核查。

电力监管机构办理电力并网互联争议，应当研究确定双方当事人的主要分歧，促使双方当事人围绕主要分歧交换意见。

第十三条 电力监管机构办理电力并网互联争议应当进行协调，在查明事实

的基础上，依据法律、法规和规章，提出电力并网互联争议协调意见。

第十四条 当事人接受电力并网互联争议协调意见的，电力监管机构应当制作电力并网互联争议协调意见书，争议处理终止。

当事人应当根据电力并网互联争议协调意见书签署并网调度协议或者互联调度协议。

协调应当自争议受理之日起 60 日内终结。

第十五条 当事人一方或者双方不接受电力并网互联争议协调意见的，协调终结。电力监管机构应当自协调终结之日起 15 日内作出裁决。

第十六条 电力监管机构作出裁决，应当制作电力并网互联争议裁决书。电力并网互联争议裁决书应当包括下列内容：

- （一）当事人的名称、住所、法定代表人的姓名和职务；
- （二）争议的事项、理由和请求；
- （三）裁决认定的事实和适用的法律、行政法规和规章等；
- （四）裁决结果；
- （五）不服裁决结果的救济途径和法定期限；
- （六）作出裁决的机构名称、印章和日期。

第十七条 电力并网互联争议裁决书应当自电力监管机构作出裁决后 10 日内送达当事人。

第十八条 电力并网互联争议情况复杂的，经当事人申请或者电力监管机构认为必要，可以根据争议的不同类型，邀请与当事人无利害关系的电力技术、经济、法律方面的专家，举行专家论证会。每次论证会邀请的专家不得少于 5 人。

专家论证会作出的结论或者争议解决方案，应当作为电力并网互联争议协调意见或者裁决决定的依据。

第十九条 当事人在电力监管机构作出裁决前，可以自行依法达成协议，并报电力监管机构备案。

当事人自行达成协议的，视为撤销申请，争议处理终止。

第二十条 电力并网互联争议裁决依法作出后，当事人应当在裁决规定的时

限内履行。逾期不履行的，由电力监管机构责令履行，并向社会公布；拒不履行的，电力监管机构依法申请人民法院强制执行。

第二十一条 当事人对电力监管机构作出的裁决不服的，可以依法提起行政复议或者行政诉讼。

第二十二条 当事人不遵守有关规章、规则的，根据《电力监管条例》第三十一条的规定依法予以处理。

第二十三条 当事人拒绝或者阻碍电力监管机构及其从事监管工作的人员依法履行监管职责，或者提供虚假或者隐瞒重要事实的文件、资料的，根据《电力监管条例》第三十四条的规定依法予以处理。

第二十四条 电力监管机构工作人员处理电力并网互联争议滥用职权、徇私舞弊、玩忽职守的，依法给予行政处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第二十五条 本规定自 2007 年 1 月 1 日起施行。

国家能源局关于印发《国家能源局电力并网互联争议 处理工作程序规则》的通知（2020 修订）

（国能发监管〔2020〕64 号）

各司，各派出机构，各直属事业单位：

为规范电力并网互联争议处理工作，保证电力并网互联争议处理依法、公正、及时地开展，根据《电力监管条例》《电力并网互联争议处理规定》（电监会令 第 21 号），现将修订后的《国家能源局电力并网互联争议处理工作程序规则》印发你们，请依照执行。

国家能源局

2020 年 11 月 30 日

国家能源局电力并网互联争议处理工作程序规则

第一条 为了规范电力并网互联争议处理工作，保证电力并网互联争议处理依法、公正、及时，根据《电力监管条例》《电力并网互联争议处理规定》，制定本规则。

第二条 国家能源局及派出机构依法处理电力并网互联争议适用本规则。

第三条 国家能源局及派出机构收到申请人的争议处理申请书和有关证据材料，应当进行登记，并向申请人出具争议处理证据收据。争议处理证据收据中应当注明证据名称、原件或者复印件、收到时间、份数和页数，由负责接收的工作人员和申请人签名或者盖章。

第四条 国家能源局及派出机构在审查申请人的争议处理申请书和有关证据材料时，发现内容不全或者证据不具备的，应当在 3 个工作日内一次性告知申请人需要补正或者补充的内容，申请人应当在规定的期限内补正或者补充。

第五条 按照《电力并网互联争议处理规定》第八条、第九条规定，在收到符合条件的电力并网互联争议处理申请书，或者发现电力并网互联争议后，应当

及时提出受理建议，报国家能源局有关部门、国家能源局派出机构（以下简称“派出机构”）负责人批准。

国家能源局有关部门、派出机构负责人批准的日期为受理日期。

国家能源局及派出机构应当在受理之日起 7 个工作日内，将受理通知书送达申请人，同时告知被申请人自收到受理通知之日起 10 个工作日内提交答辩书和有关证据材料；不予受理的，应当在 7 个工作日内将不予受理通知书送达申请人，并说明理由。

第六条 国家能源局及派出机构对不予受理或者申请人在协调开始前撤回申请的，应当将争议处理申请书和有关证据材料退还，并要求申请人签收。

第七条 电力并网互联争议在全国范围内有重大影响的，派出机构应当及时报送国家能源局。

第八条 国家能源局及派出机构应当将当事人的基本情况、争议类型及简要情况进行登记并编制受理号。

第九条 决定受理后，国家能源局及派出机构可以成立争议处理小组，指定一名组长。

国家能源局及派出机构应当自争议处理小组成立之日起 3 个工作日内，将争议处理小组组成通知书送达当事人。

未成立争议处理小组的，电力并网互联争议处理应当适用本规则关于争议处理小组的有关规定。

第十条 当事人认为争议处理小组成员与电力并网互联争议有利害关系或者其他关系可能影响公正处理的，有权以口头或者书面方式申请其回避；争议处理小组成员认为自己与电力并网互联争议有利害关系或者其他关系可能影响公正处理的，应当主动申请回避。

第十一条 争议处理小组成员是否回避，由受理争议的国家能源局有关部门、派出机构负责人决定。作出争议处理小组成员回避的决定后，应当将争议处理小组成员回避通知书及时送达当事人，并在 3 个工作日内另行指派争议处理小组成员；决定不予回避的，应当书面通知当事人，并说明理由。

第十二条 争议处理小组应当在收到当事人的证据材料后对证据材料的真实性、关联性和合法性进行审查，必要时可以依法自行收集证据。

第十三条 必要时，争议处理小组可以组织当事人相互质证和辩论，也可以依法进行调查、检查或者核查。

第十四条 争议处理小组收集证据时，人数不得少于2人，并应当出示有效工作证件。有关人员应当协助并如实回答询问，不得阻挠。询问应当制作笔录，由有关人员核对无误后签名或者盖章。

第十五条 争议处理小组办理电力并网互联争议应当进行协调，在查明事实的基础上，依据法律、法规和规章，提出电力并网互联争议协调意见。必要时，争议处理小组可以举行协调会处理争议。

协调应当自争议受理之日起60日内终结。

第十六条 争议处理小组决定举行协调会的，应当自决定作出之日起3个工作日内由国家能源局及派出机构制作协调会通知书，并向当事人送达。协调会通知书应当载明举行协调会的时间和地点。

当事人委托代理人参加协调会的，应当提交授权委托书。授权委托书应当由委托人签名并盖章，载明委托代理人的姓名、性别、年龄、身份证明、联系方式、委托期限和代理权限等事项。

第十七条 协调会按照下列程序进行：

（一）宣布协调会开始，确认当事人或者委托代理人，宣读国家能源局及派出机构参会人员 and 记录员名单；

（二）当事人进行陈述；

（三）确定主要分歧，提出初步协调意见；

（四）征求当事人意见后，确定协调意见；

（五）当事人接受协调意见的，签署电力并网互联争议协调意见书，争议处理终止；

（六）当事人一方或者双方不接受协调意见的，协调程序终结。

争议处理小组应当认真听取当事人或者委托代理人的陈述。记录员应当据实

做好笔录，并由当事人或者委托代理人签字确认。

第十八条 当事人一方或者双方拒绝协调的，或者当事人、当事人的委托代理人无正当理由未在规定的地点参加协调会，或者不接受电力并网互联争议协调意见的，争议处理小组提出终结协调程序和初步裁决意见，报国家能源局及派出机构负责人批准。

第十九条 争议处理小组可以根据《电力并网互联争议处理规定》第十八条的规定举行论证会。

第二十条 论证会由下列人员参加：

- (一) 国家能源局及派出机构工作人员；
- (二) 专家；
- (三) 当事人；
- (四) 论证会由争议处理小组组长或者其委托的人员主持。

第二十一条 论证会按下列程序进行：

- (一) 当事人进行陈述、举证、辩论；
- (二) 专家发表论证意见或者建议，并提出争议解决方案；
- (三) 宣读争议协调意见。

在论证期间，对需要进一步由有关方面说明情况或者需要现场调查、鉴定的事项，由国家能源局及派出机构组织实施，并请专家再次论证。

第二十二条 争议处理小组根据论证会的论证，结合相关的证据材料作出初步裁决意见，报国家能源局及派出机构负责人批准。

第二十三条 应当根据国家能源局及派出机构负责人批准的裁决意见，制作电力并网互联争议行政裁决书。电力并网互联争议行政裁决书应当包括《电力并网互联争议处理规定》第十六条规定的内容。

第二十四条 应当自协调终结之日起 15 日内作出裁决。因情况特殊，在上述期限内不能终结的，经国家能源局有关部门、派出机构负责人批准，可以适当延长。

第二十五条 国家能源局及派出机构应当自作出裁决之日起 10 个工作日内，

将电力并网互联争议行政裁决书送达当事人。

第二十六条 国家能源局及派出机构应当建立电力并网互联争议处理的档案管理制度。

电力并网互联争议协调程序终结后，或者裁决决定履行或者执行完毕后，应当填写电力并网互联争议处理结案报告并立卷归档。

派出机构应当将所管辖的电力并网互联争议处理情况和结果报国家能源局备案。

第二十七条 本规则自印发之日起施行。《关于印发〈电力并网互联争议处理工作程序规则〉的通知》（办稽查〔2006〕81号）同时废止。

附件：电力并网互联争议处理文书样式（略）

电力工业部关于印发《加强电网调度管理工作的若干规定》的通知

(1997年3月20日 电办〔1997〕99号)

为进一步加强电网调度管理，使之符合社会主义市场经济体制的要求和电网运行的客观规律，我部组织制定了《加强电网调度管理工作的若干规定》，经全国电网调度工作会议讨论修改，现印发你们执行。请将执行过程中发现的问题及时告国家电力调度通信中心。

附件

加强电网调度管理工作的若干规定

第一章 总 则

第一条 为加强电网调度管理，使之符合社会主义市场经济的要求和电网运行的客观规律，适应“两个根本性转变”，保障电网安全运行，维护电力投资者、经营者和使用者的合法权益，制定本规定。

第二条 本规定依据中华人民共和国《电力法》和《电网调度管理条例》制定，在涉及电网调度管理的活动中，所有电力生产者、经营者、管理者、使用者均应遵守本规定。

第二章 电网调度的职责和任务

第三条 电网调度系统是维系电网整体性的重要纽带，电网调度系统各单位在电网调度管理的活动中，必须严格执行《电网调度管理条例》及其有关配套文件。

第四条 电网调度机构（以下简称调度机构）是电网经营企业和供电企业的重要组成部分，是电网运行的指挥中心，其根本职责是依法行使生产指挥权，保

障电网安全稳定和优质经济运行。

第五条 电网调度工作的主要任务是坚持“安全第一、预防为主”的方针，依靠科技进步和提高人员素质，确保电网安全稳定运行；认真研究社会主义市场经济条件下电网运行管理的新情况，总结新经验，不断完善电网调度管理的措施，并采用切实手段实现电网优化调度，发挥大电网的优越性，保证电网整体最佳效益的实现。

第三章 依法调度的具体要求

第六条 根据“统一调度、分级管理”的原则，上级调度机构要加强并逐步规范对下级，特别是对地、县级调度机构的组织、指挥、指导、协调和检查工作，形成基础扎实的电网五级调度体系。

电网调度系统必须严肃调度纪律，切实杜绝任何违反《电力法》及《电网调度管理条例》的规定，妨碍统一调度的行为发生。

第七条 网（省）电力公司要加强并网调度协议管理工作，通过签订并网调度协议，确立以法律为依据的实施调度与服从调度的关系，保障电网的正常秩序。

第八条 调度机构必须严格按照事故和超计划用电限电序位表发布拉闸限电指令。

第九条 各级调度机构应把依法调度同廉政建设与职业道德培养有机结合起来，成为严格执法守法的模范。

第四章 安全生产

第十条 各级调度机构必须加强安全生产管理，采取有力措施防止因调度责任引起的电网稳定破坏事故、电网瓦解事故和大面积停电事故。

第十一条 各级调度机构必须强化保障电网安全的研究；加强负荷预测和运行可靠性分析工作；深入分析，认真编制，合理安排运行方式；加强对继电保护和自动装置的技术监督工作，不断提高继电保护正确动作率；加强模拟培训工作，通过事故预想和反事故演习等方式，提高调度有关专业人员的反事故能力。

第十二条 省级及以上调度机构均应按照电力部《电力企业实现安全目标表彰办法》的规定，实行安全记录周期考核，安全记录周期为三年，自1997年1月1日起计。

第五章 电网优化调度

第十三条 实现电网优化调度的主要目标是在保障电网安全稳定运行和保证电能质量的前提下，做到：

1. 充分发挥电网设备能力，最大限度满足社会用电需求。
2. 力求全网运行成本最低和能源资源的优化配置，实现全网经济效益的提升。
3. 全网供电能耗率逐年下降，或者达到并保持国内先进水平。
4. 把环保要求作为重要的约束条件。

第十四条 各级调度机构应当在努力完成国家发电生产预期计划目标和依法执行与各投资方购售电合同的前提下，逐步实现按照上网电价实施优化调度。

第十五条 对优化调度工作，应采用发电能耗率、网损率、生产任务完成情况、电价、经济效益增长率和供电可靠性指标等综合评价和考察。

第十六条 网（省）电力公司应当支持所属调度机构开展优化调度的专题研究，注重实效，求得发电能耗、价格水平和环境要求三者之间的协调，保证电网优化调度的实用性和实效性。

第六章 坚持“三公”原则

第十七条 调度机构必须对其所发布的调度指令的正确性负责；除调度规程明确规定外，调度对象不得利用任何借口拒绝或拖延执行调度指令。

第十八条 调度机构必须坚持“公平、公正、公开”办事原则，实现：

1. 有一个比较完善并且有效的协调机制；
2. 对不同所有权或管理方式的同类型机组或同类型用户，有基本一致的调度原则；

3. 建立起调度机构内部和外部的监督约束机制；
4. 定期征求调度对象对调度机构工作的意见和建议。

第十九条 网（省）电力公司和上级调度机构要加强对贯彻“三公”原则的组织、指导、检查和监督；同时也要为执行“三公”原则配备必需的技术手段。

第七章 加强对调度工作的领导

第二十条 为切实加强网（省）电力公司对电网调度工作的领导，所属调度机构主要行政领导一般应由公司副总工程师及以上职务人员兼任。

第二十一条 加强对电网调度工作的领导，应做好以下几方面的工作：

1. 重视和切实加强调度机构领导班子的建设；
2. 领导、检查和督促调度机构开展“安全文明生产达标和创一流”活动；
3. 领导、检查和督促调度机构加快科技进步和加强内部管理；
4. 支持和帮助调度机构协调好外部工作关系；
5. 关心调度机构专业技术队伍的成长，安排必要的科研、技措、培训等项资金费用，稳定职工队伍，培养跨世纪的人才。

第二十二条 网（省）电力公司应当要求和支持调度机构做好运行方式、继电保护、通信和自动化及各有关专业的管理工作，解决好因电网结构日趋复杂和管理体制变化而产生的问题。

第八章 队伍建设与管理

第二十三条 调度机构必须加强精神文明建设。各级调度机构都应以更安全、更经济、更文明为目标，以抓人员、抓管理、抓技术为根本，加强内部管理。

第二十四条 各级调度机构应加强队伍建设，既要建立一支思想政治素质好，懂专业会管理的干部队伍，也要建立一支有理想、有道德、有纪律、业务水平较高的专业技术队伍。

调度机构的党政主要领导要以身作则，廉洁自律，对所管理的干部承担教育和管理的责任。

第二十五条 调度机构要依据《电力调度系统“九五”科技进步目标》，制定规划，明确责任，落实措施。要运用现代化管理的思想和技术手段，在加强电网的整体性、提高电网的经济性以及减人增效等方面收到实效。

第二十六条 调度机构要规范内外经济活动，严格财务管理，加强审计工作，主动接受上级主管部门的指导和监督。

电网调度信息披露实施细则（暂行）

（2001年3月1日 国家电力调度通信中心）

1. 总则

1.1 为保证对发电企业实施“公平、公开、公正”调度，规范电网调度机构电网调度信息披露工作，依据《电网调度信息披露暂行办法》（国家经贸电力〔2000〕1234号文），特制定本实施细则。

1.2 省级以上电网调度机构，应按照本细则的要求，开展电网调度信息披露工作。地、县级调度机构电网调度信息披露的实施细则可参照此细则执行。经国务院批准实施“厂网分开，竞价上网”试点的电网，按照本网电力市场规则并参照本细则的有关规定执行。

1.3 并网发电厂要按照本细则要求，以及并网调度协议和有关规定，及时、准确地向相应电网调度机构发送电力生产运行情况、数据，以便电网调度机构全面、准确、及时地收集信息和编制信息公开报表。并网发电厂对所发送的电力生产信息的准确性负责。

1.4 省级调度机构应及时把有关电网调度信息的披露情况报本地区经贸委（经委），以便其进行监督和检查。

2. 电网调度信息披露工作的组织管理

2.1 国家电力调度通信中心负责网、省电网调度机构电网调度信息披露工作的指导和监督。

2.2 网、省电网调度机构负责所辖电网具体的电网调度信息发布工作。

2.3 省级电网调度机构负责本省（市）内地、县级调度机构电网调度信息披露的指导和监督工作。

2.4 网、省电网调度机构要将月度、季度电网调度信息披露情况及有关统计报表报国家电力调度通信中心。

2.5 网、省调度机构对在信息披露中出现的重大问题应及时上报国家电力调

度通信中心和相应省（自治区、直辖市）经贸委（经委）。

3. 电网调度信息公开方式和时间要求

3.1 电网调度机构要利用现代信息技术，开设“电网调度信息”网页，采用WEB方式发布电网调度信息，使有关发电企业、电力行政管理部门及其他有关部门可以根据不同的权限进行网上浏览。

3.2 电网调度机构要按月度编制调度信息并须在每月10日前完成上月电网调度信息发布工作。

3.3 电网调度机构要在每季度第一个月20日前，以信息发布会的形式发布上一季度电网调度信息，同时印发相应调度信息公报，并接受有关发电企业、电力行政主管部门的检查与咨询。

3.4 电网调度机构应本着注重节约、简单高效原则组织召开电网调度信息发布会，并提前5天通知有关并网发电厂，省（自治区、直辖市）调度机构还要通知相应省（自治区、直辖市）经贸委（经委）。

3.5 电网调度机构对并网发电厂、发电企业的咨询和意见要积极给予解答。

4. 披露信息内容

4.1 公开的基本信息主要包括：国家有关能源政策，电网年度电量需求预计，电网有关情况以及并网发电厂的基础资料（电价、装机容量、机组技术性能等），新建发输电设备投产情况，电网安全运行约束条件（电厂送出联络线及影响电厂送出的断面稳定控制限额和对发电出力限制、电网出现紧急情况需对发电厂出力限制、涉及到发电厂的安全稳定控制装置配置等情况）。

4.2 电网月度、季度发电调度信息主要包括：

1. 电网本月、季及次月、季电量预计；
2. 电网运行情况；
3. 并网发电厂（机组）发电情况；
4. 系统用电负荷率、各发电厂负荷率、调峰调频情况等；
5. 各类型发电设备利用小时；

- 6.次月、季影响发电厂发电的电网设备及发电厂设备检修计划安排；
- 7.其它必要的电网调度信息。

5. 附则

5.1 电网调度信息公开应遵守有关制度，并设立相应的信息共享分类，采用密码访问等方式控制。

5.2 对在电网调度信息发布工作中取得突出成绩的单位和个人，由国家电力调度通信中心报请国家经贸委予以表彰。对不按照规定进行电网调度信息披露的单位,将给予督促或通报批评。

5.3 本细则由国家电力调度通信中心负责解释、修订。

5.4 本细则自 2001 年 3 月 1 日起执行。

国家发展改革委、国家能源局关于加强新形势下 电力系统稳定工作的指导意见

(发改能源〔2023〕1294号)

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，天津市工业和信息化局、辽宁省工业和信息化厅、上海市经济和信息化委员会、重庆市经济和信息化委员会、四川省经济和信息化厅、甘肃省工业和信息化厅，北京市城市管理委员会，国家能源局各派出机构，有关电力企业：

为深入贯彻党的二十大精神，全面落实党中央、国务院决策部署，准确把握电力系统技术特性和发展规律，扎实做好新形势下电力系统稳定工作，加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，保障电力安全可靠供应，推动实现碳达峰碳中和目标，提出以下意见。

一、总体要求

(一) 指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的二十大精神，全面落实碳达峰碳中和战略部署和“四个革命、一个合作”能源安全新战略，深刻认识未来相当长时间内，电力系统仍将维持交流电为主体、直流电为补充的技术形态，稳定问题将长期存在，牢固树立管电就要管系统、管系统就要管稳定的工作理念。立足我国国情，坚持底线思维、问题导向，坚持系统观念、守正创新，坚持先立后破、远近结合，统筹发展和安全，做好新形势下电力系统稳定工作，为中国式现代化建设提供可靠电力保障，满足人民美好生活用电需要。

(二) 总体思路

夯实稳定物理基础。科学构建源网荷储结构与布局，保证电源结构合理和电网强度，建设充足的灵活调节和稳定控制资源，确保必要的惯量、短路容量、有功、无功和阻尼支撑，满足电力系统电力电量平衡和安全稳定运行的需求。

强化稳定管理体系。围绕高比例可再生能源、高比例电力电子设备的电力系

统在源网荷储互动环境下安全稳定运行，科学谋划电力系统转型的发展方向和路径，统筹规划、建设、运行、市场、科研等各项工作，建立适应新型电力系统的稳定管理体系，确保稳定工作要求在新型电力系统全过程、全环节、全方位落实。

加强科技创新支撑。围绕系统安全稳定技术需求，加强基础理论研究，推进重大技术和装备攻关，加快先进技术示范和推广应用，协同构建适应新型电力系统的稳定技术标准体系，以创新支撑新型电力系统建设。

二、夯实电力系统稳定基础

（三）完善合理的电源结构。统筹各类电源规模和布局。可靠发电能力要满足电力电量平衡需要并留有合理裕度，为系统提供足够的调峰、调频、调压和阻尼支撑；科学确定电源接入电网电压等级，实现对各级电网的有效支撑；构建多元互补的综合能源供应体系。增强常规电源调节支撑能力。新建煤电机组全部实现灵活性制造，现役机组灵活性改造应改尽改，支持退役火电机组转应急备用和调相功能改造，不断提高机组涉网性能；积极推进主要流域水电扩机、流域梯级规划调整等，依法依规开展水电机组改造增容，新建水电机组按需配置调相功能；积极安全有序发展核电，加强核电基地自供电能力建设；在落实气源的前提下适度布局调峰气电；稳步发展生物质发电。大力提升新能源主动支撑能力。推动系统友好型电站建设，有序推动储能与可再生能源协同发展，逐步实现新能源对传统能源的可靠替代；协同推进大型新能源基地、调节支撑资源和外送通道开发建设，推动基地按相关标准要求配置储能，保障外送电力的连续性、稳定性和高效性。

（四）构建坚强柔性电网平台。明确网架构建原则。构建分层分区、结构清晰、安全可控、灵活高效、适应新能源占比逐步提升的电网网架，合理确定同步电网规模；保证电网结构强度，保持必要的灵活性和冗余度，具备与特高压直流、新能源规模相适应的抗扰动能力和灵活送受电能力。提高直流送受端稳定水平。直流送端要合理分群，控制同送端、同受端直流输电规模，新增输电通道要避免过于集中；直流受端要优化落点布局，避免落点过于密集；常规直流受端和新能源高占比地区应具备足够的电压支撑能力，短路比等指标要符合要求；积极推动

柔性直流技术应用。促进各级电网协调发展。合理控制短路电流水平，适时推动电网解环；推动建设分布式智能电网，提升配电网就地平衡能力，实现与大电网的兼容互补和友好互动。

（五）科学安排储能建设。按需科学规划与配置储能。根据电力系统需求，统筹各类调节资源建设，因地制宜推动各类储能科学配置，形成多时间尺度、多应用场景的电力调节与稳定控制能力，改善新能源出力特性、优化负荷曲线，支撑高比例新能源外送。有序建设抽水蓄能。有序推进具备条件的抽水蓄能电站建设，探索常规水电改抽水蓄能和混合式抽水蓄能电站技术应用，新建抽水蓄能机组应具备调相功能。积极推进新型储能建设。充分发挥电化学储能、压缩空气储能、飞轮储能、氢储能、热（冷）储能等各类新型储能的优势，结合应用场景构建储能多元融合发展模式，提升安全保障水平和综合效率。

三、加强电力系统全过程稳定管理

（六）加强电力系统规划。统筹整体规划。统筹源网荷储整体规划，强化区域协同，加强规划方案及过渡期安全稳定和供电充裕性的系统论证，提高规划阶段电力系统安全稳定计算分析的深度和精度，加强系统调节能力统筹规划。强化规划执行。严格按规划推动源网荷储协同发展、按时投运，滚动开展供需平衡分析，合理安排支撑性电源和调节性资源建设，满足电网安全稳定运行、电力保供和新能源消纳要求。有序做好衔接。加强规划与建设、运行等环节的有效衔接，提升规划方案的适应性、可行性与安全性；加强一、二次系统衔接，协调开展安全稳定控制系统的整体方案研究。

（七）加强工程前期设计。深化设计方案。在大型输变电工程、大型电源接入系统、直流输电工程的可行性研究及初步设计工作中，加强工程对系统的影响分析。开展差异化补强设计。针对重点区段开展差异化设计，提升工程可靠性和抵御灾害能力。优化二次系统设计。合理配置继电保护、稳定控制、通信、自动化、监控系统网络安全等二次系统，确保满足相关标准和反事故措施要求。

（八）加强电力装备管理。紧密围绕电力系统的稳定技术要求开展相关装备研制、系统试验。针对不同应用场景优化直流、新能源等电力电子装备的并网性

能。严格把关电力装备入网质量，充分开展试验测试，消除装备质量系统性缺陷。对新研发的首台（套）电力装备，加强科学论证和风险管控。

（九）加强电力建设管理。强化电力工程建设的安全、环保、质量、进度等全周期管理，实现工程“零缺陷”投运。组织实施与基建工程配套的系统安全稳定控制措施，确保二次设备与相应的一次设备同步建设、同步投运。针对工程建设过渡阶段，开展系统分析校核，落实过渡期安全保障措施。

（十）加强电力设备运维保障。加强大型电源和主网设备的可靠性管理，持续开展设备隐患排查治理和状态监测，针对重要输电通道、枢纽变电站、重要发电厂等关键电力设施开展专项运维保障。及时开展设备缺陷及故障原因分析，制定并落实反事故措施，定期核定设备过负荷能力。加强二次系统运维保障，确保二次设备状态和参数与一次系统匹配，防止继电保护及安全自动装置不正确动作。

（十一）加强调度运行管理。严肃调度纪律。坚持统一调度、分级管理，各并网主体必须服从调度机构统一指挥，调度机构要严格按照相关法律法规和制度标准开展稳定管理工作；统筹安排电力系统运行方式，协同落实互联电力系统安全稳定控制措施；发生严重故障等情况下，调度机构应按照有关规定果断采取控制措施。强化协同控制。建立一、二次能源综合管理体系，加强电力电量全网统一平衡协调；提升新能源预测水平，严格开展各类电源及储能设施涉网性能管理，通过源网荷储和跨省区输电通道送受端电网协同调度，提高面向高比例可再生能源接入的调度管控能力。

（十二）加强电力系统应急管理。建立健全应对极端天气、自然灾害及突发事件等的电力预警和应急响应机制，加强灾害预警预判和各方协调联动。强化重点区域电力安全保障，合理提高核心区域和重要用户的相关线路、变电站建设标准，推进本地应急保障电源建设，重要用户应根据要求配置自备应急电源，加强移动应急电源统筹调配使用，在重点城市建成坚强局部电网。加强超大、特大城市电力保供分析，根据需求保留部分应急备用煤电机组，应对季节性和极端天气保供。提升事故后快速恢复和应急处置能力，优化黑启动电源布局，完善各类专

项应急预案，定期组织开展大面积停电事件应急演练。

（十三）加强电力行业网络安全防护。强化安全防护建设。坚持“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”原则，强化结构安全、本体安全，探索构建安全子域，推进新型并网主体电力监控系统安全防护能力建设，强化供应链安全管理，深化安全防护评估。提升网络安全态势感知及应急处置能力。完善网络安全态势感知平台建设应用，推进电力网络安全靶场高质量发展，强化备用调度体系，制修订电力监控系统专项网络安全事件应急预案并定期组织演练。

四、构建稳定技术支撑体系

（十四）攻关新型电力系统稳定基础理论。研究高比例可再生能源、高比例电力电子设备接入电力系统、特高压交直流混联运行的稳定机理和运行特征，掌握电力系统故障暂态过渡过程及抑制方法。创新电力系统多维度稳定性控制理论与方法，突破海量异构资源的广域协调控制理论，深入研究新型储能对电力系统安全稳定支撑作用与控制方法。加快攻关源荷高度不确定性环境下的电力电量平衡理论，建立完善各类灵活调节性资源规划设计理论。

（十五）提升系统特性分析能力。推进电力系统多时间尺度分析仿真能力建设。在电力系统各环节深入开展分析，对高比例电力电子设备接入电网开展电磁暂态仿真或机电-电磁混合仿真校核，建立和完善集中式新能源、新型储能、直流等详细分析模型，开展含分布式电源的综合负荷建模，推动新能源发电机组模型与参数开放共享。加强电力系统稳定特性分析。考虑运行工况的多变性和随机性，强化在线安全分析应用，充分利用实际故障和系统性试验开展研究，掌握系统安全特性及稳定边界。

（十六）强化系统运行控制能力。融合先进信息通信技术，汇集一次能源、设备状态、用户侧资源、气象环境等各类信息，构建全网监视、全频段分析、全局优化、协同控制、智能决策、主配一体的调度技术支持系统，提高电力系统运行控制的自适应和数字化水平，实现调度决策从自动化向智能化转变。提升新能源和配电网的可观、可测、可控能力，研究分布式电源、可控负荷的汇聚管理形式，实现海量分散可控资源的精准评估、有效聚合和协同控制，同步加强网络安

全管理。建设技术先进、覆盖主配、安全可靠、高速传输的一体化电力通信专网，为运行控制、故障防御提供坚强技术支撑。

（十七）加强系统故障防御能力。巩固和完善电力系统安全防御“三道防线”，开发适应高度电力电子化系统的继电保护装置和紧急控制手段，研究针对宽频振荡等新型稳定问题的防控手段，扩展稳定控制资源池，滚动完善控制策略，加强安全自动装置状态和可用措施量的在线监视，保障电力电子化、配电网有源化环境下稳定控制措施的有效性。研究新能源高占比情形下发生极端天气时的电力系统稳定措施。加强电力系统故障主动防御能力，提升全景全频段状态感知和稳定控制水平，实现风险预测、预判、预警和预控。

（十八）加快重大电工装备研制。研发大容量断路器、大功率高性能电力电子器件、新能源主动支撑、大容量柔性直流输电等提升电力系统稳定水平的电工装备。推动新型储能技术向高安全、高效率、主动支撑方向发展。提高电力工控芯片、基础软件、关键材料和元器件的自主可控水平，强化电力产业链竞争力和抗风险能力。

（十九）加快先进技术示范和推广应用。紧密围绕电力系统稳定核心技术、重大装备、关键材料和元器件等重点攻关方向，充分调动企业、高校及科研院所等各方面力量，因地制宜开展电力系统稳定先进技术和装备示范，积累运行经验和数据，及时推广应用成熟适用技术，加快创新成果转化。

（二十）加强稳定技术标准体系建设。充分发挥现有标准指导作用。建立健全以《电力系统安全稳定导则》《电力系统技术导则》《电网运行准则》为核心的稳定技术标准体系并适时修订完善，强化标准在引领技术发展、规范技术要求等方面的作用。持续完善稳定技术标准体系。完善新能源并网技术标准，提升新能源频率、电压耐受能力和支撑调节能力；建立新型储能、虚拟电厂、分布式智能电网等新型并网主体涉网及运行调度技术标准；完善新型电力系统供需平衡、安全稳定分析与控制保护标准体系，指导新型电力系统广域协同控制体系顶层设计；开展黑启动及系统恢复、网络安全等电力安全标准研制；引领新形势下电力系统稳定相关国际标准制修订。

五、组织实施保障

(二十一) 建立长效机制。完善电力行业稳定工作法规制度，强化政策措施的系统性、整体性、协同性。建立健全电力系统稳定工作长效机制，强化规划执行的严肃性，加强统筹协调，一体谋划、一体部署、一体推进重大任务，定期研究解决重点问题与重大运行风险，协调解决保障电力供应和系统稳定运行面临的问题。

(二十二) 压实各方责任。建立健全由国家发展改革委、国家能源局组织指导，地方能源主管部门、国家能源局派出机构、发电企业、电网企业、电力用户各负其责、发挥合力的电力系统稳定工作责任体系。地方能源主管部门、经济运行管理部门及有关单位按职责分工履行好电力规划、电力建设、电力保供的属地责任。发电企业加强燃料供应管理，强化涉网安全管理，提高发电设备运行可靠性，满足系统安全稳定运行要求。电网企业做好电网建设运维、调度运行等环节的稳定管理，强化电网安全风险管控。电力用户主动参与需求响应，按要求执行负荷管理，践行节约用电、绿色用电。国家能源局派出机构依法加强监管，推动相关稳定措施落实到位。

(二十三) 完善投资回报机制。建立健全基础保障性和系统调节性资源投资回报机制，合理反映其在新型电力系统中的价值。持续完善市场机制，推动各方积极参与负荷控制建设、运营和需求侧响应，按照“谁提供、谁获利”的原则获得合理收益。鼓励社会资本积极参与电力系统稳定调节资源投资、建设和运营。完善电力市场交易安全稳定校核制度，保证各类市场运作场景下电力系统稳定可控。

(二十四) 加强宣传引导。开展形式多样的政策宣传和解读，凝聚行业共识，引导各方力量树立全网一盘棋的思想，发挥各自优势形成合力。加强电力系统稳定工作人才培训和队伍建设，提升电力系统管理人员和技术人员工作水平。及时总结电力系统稳定工作经验，推广典型模式和先进技术。

国家发展改革委
国家能源局
2023年9月21日

国家能源局综合司关于进一步加强电压合格率数据统计分析工作的通知

（国能综通电力〔2023〕101号）

各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司，内蒙古电力（集团）有限责任公司，各有关供电企业：

为更好地落实《供电监管办法》《供电企业信息公开实施办法》《国家能源局综合司关于开展电压合格率数据统计分析工作的通知》（国能综通电力〔2021〕15号，以下简称原《通知》）要求，国家能源局决定进一步加强电压合格率数据统计分析工作。现将有关事项通知如下。

一、国家能源局电力可靠性管理和工程质量监督中心（以下简称中心）现已完成电压合格率统计分析系统（以下简称系统）建设及试运行，系统已于2023年8月1日上线运行，系统登录地址 <https://pqm.nea.gov.cn>。2023年10月起，电压合格率数据和分析报告均需通过系统进行报送。

二、各派出机构和中央电网企业总部的账号信息由中心直接分发，中央电网企业所属各级供电企业的账户由中央电网企业按工作需要自行分配，非中央电网企业所属供电企业的账号信息请相关派出机构转发。新增非中央电网企业所属供电企业经派出机构审核、确认后，由中心配置账号信息。各单位账号信息表见附件1。

三、各电网（供电）企业报送的电压合格率历史数据（截至2023年7月31日）已导入系统，请各电网（供电）企业于2023年9月30日前，对已录入系统的电压合格率数据与基础信息（包括单位名称、所在行政区、联系人、联系方式等）进行核对和完善。

四、各电网（供电）企业应于每季度首月10日前报送上一季度电压合格率数据，各单位应于每年7月20日、次年1月20日前报送上半年、上年度电压合格率分析报告。电压合格率数据包括电压监测点台账和电压监测数据，报表分别见附件2、附件3，电子表格可从 <http://prpq.nea.gov.cn/kekaoxingguanli> 下载。

五、各电网（供电）企业需改造信息系统的，2023年第三季度电压合格率数据可暂时按照原《通知》报表报送，待信息系统改造完成后，同第四季度电压合格率数据一起填报。

六、中央电网企业总部逐级汇总电压合格率数据报送中心，中央电网企业总部将集团层面的电压合格率分析报告报送中心，中央电网企业所属省级电网企业分析报告报送相关派出机构。非中央电网企业电压合格率数据和分析报告经相关派出机构审核后报送中心。

七、各电网（供电）企业要进一步健全和完善电压合格率数据统计和报送机制，落实责任，确保信息统计的及时性、准确性和完整性，并根据国家能源局统一印发的指标进行公布。

八、请各派出机构及时将文件转发至辖区内电网（供电）企业，督促做好电压合格率数据和分析报告报送工作。系统使用和工作中的问题和困难请向中心反映。

- 附件：1.各单位账号信息表（分送）（略）
2.电压监测点台账报表（略）
3.电压监测数据报表（略）

国家能源局综合司

2023年8月18日

国家发展改革委 国家能源局 国家数据局关于印发《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》的通知

（发改能源〔2024〕1128号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、数据管理部门，北京市城市管理委员会，国家能源局各派出机构，有关中央企业：

为深入贯彻落实习近平总书记关于构建新型电力系统的重要指示精神和《中共中央办公厅、国务院办公厅关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的意见》有关要求，进一步加大工作力度，加快推进新型电力系统建设，国家发展改革委、国家能源局、国家数据局制定了《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》。现印发给你们，请认真组织实施，因地制宜加快推进各项任务。

国家发展改革委

国家能源局

国家数据局

2024年7月25日

加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）

为深入贯彻落实习近平总书记关于构建新型电力系统的重要指示精神和《中共中央办公厅、国务院办公厅关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的意见》有关要求，进一步加大工作力度，在一些关键环节力争取得新突破，加快推进新型电力系统建设，为实现碳达峰目标提供有力支撑，制定本行动方案。

一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的二十大精神，完整、准确、全面贯彻新发展理念，加快构建新发展格局，着力推动高质量发展，切实落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，围绕规划建设新型能源体系、

加快构建新型电力系统的总目标，坚持清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的基本原则，聚焦近期新型电力系统建设亟待突破的关键领域，选取典型性、代表性的方向开展探索，以“小切口”解决“大问题”，提升电网对清洁能源的接纳、配置、调控能力。在2024—2027年重点开展9项专项行动，推进新型电力系统建设取得实效。

二、电力系统稳定保障行动

（一）优化加强电网主网架。适应电力发展新形势需要，组织开展电力系统设计工作，优化加强电网主网架，补齐结构短板，夯实电力系统稳定的物理基础，保障电力安全稳定供应和新能源高质量发展。

（二）提升新型主体涉网性能。针对新能源、电动汽车充电基础设施、新型储能等快速发展的实际，制修订并网技术标准和管理要求，合理提高新型主体对频率、电压扰动的耐受能力和主动支撑调节能力，加强并网检测，确保涉网性能达标，源网荷储协同提升电力系统稳定水平。

（三）推进构网型技术应用。根据高比例新能源电力系统运行需要，选择典型场景应用构网型控制技术，具备主动支撑电网电压、频率、功角稳定能力，提升系统安全稳定运行水平。

（四）持续提升电能质量。严格落实《电能质量管理办法（暂行）》，指导地方电力管理部门做好电能质量管理工作，压实各方电能质量管理责任，加强常态化管理，持续提升电力系统电能质量水平。

三、大规模高比例新能源外送攻坚行动

（五）提高在输电通道新能源电量占比。适应新能源快速发展需要，通过有序安排各类电源投产，同步加强送受端网架，提升送端功率调节能力，有效提高在输电通道新能源电量占比。

（六）开展新增输电通道先进技术应用。优选一批电力规划明确的“沙戈荒”大基地和主要流域水风光一体化基地送出通道，在保障送出通道电力供应能力的前提下，依托先进的发电、调节、控制技术，开展新型交直流输电技术应用，有

效降低配套煤电比例，实现高比例或纯新能源外送。

四、配电网高质量发展行动

（七）组织编制建设改造实施方案。围绕供电能力、抗灾能力和承载能力提升，指导各省份能源主管部门编制配电网发展实施方案，明确工作目标、任务举措、项目安排、资金保障等内容，并做好与配电网规划的衔接。

（八）健全配电网全过程管理。指导各地开展新能源接网影响分析，建立配电网可开放容量定期发布和预警机制。在电动汽车发展规模较大的重点省份，组织开展配电网可接入充电设施容量研究。针对性提升新能源、电动汽车充电设施接网能力。加快健全配电网工程定额与造价管理体系，完善模块化设计、规范化选型、标准化建设，提高配电网工程建设效率和安全质量。

（九）制定修订一批配电网标准。对现有配电网技术标准进行全面梳理，按照“推动修订、加快制定、深入研究”分类形成配电网标准清单，细化责任分工、工作要求和进度安排，推动构建系统完备、科学规范、安全可靠的配电网标准体系。

（十）建立配电网发展指标评价体系。按照客观、系统、科学、可行的原则开展规划建设、运维管理、电能质量、投资效益等环节的具体指标设计，探索建立配电网发展指标评价体系，科学评价各省（区、市）和有关重点城市的配电网发展成效。

五、智慧化调度体系建设行动

（十一）加强智慧化调度体系总体设计。适应大规模高比例新能源和新型主体对电力调度的新要求，全面推进调度方式、机制和管理的优化调整。研究新一代电力调度系统的基本定义、主要特征、分阶段实现路径、关键技术等内容，加快新型调度控制技术应用，做好调度与电力市场的衔接。

（十二）创新新型有源配电网调度模式。重点在分布式新能源、用户侧储能、电动汽车充电设施等新型主体发展较快的地区，探索应用主配微网协同的新型有源配电网调度模式，鼓励其他地区因地制宜同步开展探索。通过完善市、县级电

力调度机制，强化分布式资源管控能力，提升配电网层面就地平衡能力和对主网的主动支撑能力。

六、新能源系统友好性能提升行动

（十三）打造一批系统友好型新能源电站。整合源储资源、优化调度机制、完善市场规则，提升典型场景下风电、光伏电站的系统友好性能。改造升级一批已配置新型储能但未有效利用的新能源电站，建设一批提升电力供应保障能力的系统友好型新能源电站，提高可靠出力水平，新能源置信出力提升至10%以上。

（十四）实施一批算力与电力协同项目。统筹数据中心发展需求和新能源资源禀赋，科学整合源荷储资源，开展算力、电力基础设施协同规划布局。探索新能源就近供电、聚合交易、就地消纳的“绿电聚合供应”模式。整合调节资源，提升算力与电力协同运行水平，提高数据中心绿电占比，降低电网保障容量需求。探索光热发电与风电、光伏发电联营的绿电稳定供应模式。加强数据中心余热资源回收利用，满足周边地区用热需求。

（十五）建设一批智能微电网项目。鼓励各地结合应用场景，因地制宜建设智能微电网项目。在电网末端和大电网未覆盖地区，建设一批风光储互补的智能微电网项目，提高当地电力供应水平。在新能源资源条件较好的地区，建设一批源网荷储协同的智能微电网项目，提高微电网自调峰、自平衡能力，提升新能源发电自发自用比例，缓解大电网调节和消纳压力，积极支持新业态新模式发展。

七、新一代煤电升级行动

（十六）开展新一代煤电试验示范。探索与新型电力系统发展相适应的新一代煤电发展路径。以清洁低碳、高效调节、快速变负荷、启停调峰为主线任务，推动煤电机组深度调峰、快速爬坡等高效调节能力进一步提升，更好发挥煤电的电力供应保障作用，促进新能源消纳；应用零碳或低碳燃料掺烧、碳捕集利用与封存等低碳煤电技术路线，促进煤电碳排放水平大幅下降。以合理的政策、市场机制支持煤电机组优化运行方式。

（十七）推动新一代煤电标准建设。针对新一代煤电技术路线，推动开展煤

电降碳效果核算标准制定。组织开展《大中型火力发电厂设计规范》修编工作，重点完善新一代煤电系统设计及设备选型标准体系，更好适应电力系统清洁低碳、灵活智能的发展要求。对行业亟需的先进性指标要求，先行研究制定文件予以规范，后续在标准修编中明确。

八、电力系统调节能力优化行动

（十八）建设一批共享储能电站。在用好常规调节措施的基础上，聚焦新型储能优化系统调节能力。针对部分地区短期内新能源快速发展、系统调节需求快速提升的实际，科学开展调节能力需求分析，在确保安全的前提下，布局一批共享储能电站，同步完善调用和市场化运行机制，提升系统层面的电力保供和新能源消纳能力。

（十九）探索应用一批新型储能技术。围绕不同应用场景对爬坡速率、容量、长时间尺度调节及经济性、安全性的需求，探索建设一批液流电池、飞轮、压缩空气储能、重力储能、二氧化碳储能、液态空气储能、钠离子电池、铅炭电池等多种技术路线的储能电站。通过合理的政策机制，引导新型储能电站的市场化投资运营。

九、电动汽车充电设施网络拓展行动

（二十）完善充电基础设施网络布局。以“两区”（居住区、办公区）、“三中心”（商业中心、工业中心、休闲中心）为重点，因地制宜布局公共充电基础设施，扩大高速公路充电网络覆盖范围并加强节假日充电服务保障，有效增加农村地区充电设施，逐步构建日益完善的充电基础设施网络。

（二十一）加强电动汽车与电网融合互动。充分利用电动汽车储能资源，全面推广智能有序充电。支持开展车、桩、站、网融合互动探索，研究完善电动汽车充电分时电价政策，探索放电价格机制，推动电动汽车参与电力系统互动。

（二十二）建立健全充电基础设施标准体系。加快以快充技术为代表的先进充换电技术标准制修订，探索建立车网互动相关标准，健全完善充电基础设施规划、设计、建设、运营等方面标准体系，提升标准国际化引领能力。

十、需求侧协同能力提升行动

（二十三）开展典型地区高比例需求侧响应。在尖峰负荷问题突出或新能源消纳困难的地区实施高比例需求侧响应。依托新型电力负荷管理系统，建立需求侧灵活调节资源库，优化调度运行机制，完善市场和价格机制，充分激发需求侧响应活力，实现典型地区需求侧响应能力达到最大用电负荷的5%或以上，着力推动具备条件的典型地区需求侧响应能力达到最大用电负荷的10%左右。

（二十四）建设一批虚拟电厂。结合电力保供、新能源发展等需求，利用当地源荷储资源，建设一批虚拟电厂。建立健全虚拟电厂技术标准体系，完善虚拟电厂的市场准入、安全运行标准和交易规则，常态化参与系统调节，提升电力保供和新能源就地消纳能力。

十一、加强组织实施

（二十五）成立工作机制。国家发展改革委、国家能源局会同国家数据局建立健全工作机制，贯彻落实党中央、国务院决策部署，统筹推进全国新型电力系统建设，加强指导和协调，明确推进路径和重点工作，有序推进任务落实落地。研究完善配套支持措施，做好政策衔接，鼓励多元主体参与项目投资建设。

（二十六）强化责任落实。承担新型电力系统建设具体任务的单位，要切实履行主体责任，精心组织实施，高质量完成技术应用、标准制修订、机制调整、模式探索等任务，配套完善支持政策。及时总结提升，形成可复制可推广可持续的工作推进模式，具备条件的加快扩大实施范围。

国家发展改革委 国家能源局关于新形势下配电网高质量发展的指导意见

(发改能源〔2024〕187号)

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，北京市城市管理委员会，国家能源局各派出机构，有关电力企业：

配电网作为重要的公共基础设施，在保障电力供应、支撑经济社会发展、服务改善民生等方面发挥重要作用。随着新型电力系统建设的推进，配电网正逐步由单纯接受、分配电能给用户的电力网络转变为源网荷储融合互动、与上级电网灵活耦合的电力网络，在促进分布式电源就近消纳、承载新型负荷等方面的功能日益显著。为推动新形势下配电网高质量发展，助力构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，现提出以下意见。

一、总体要求

(一) 指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大精神，深入落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，紧扣新形势下电力保供和转型目标，有序扩大配电网投资，提高投资效益，协同推进配电网建设改造，系统推进配电网与源荷储科学融合发展，全面提升城乡配电网供电保障能力和综合承载能力，以配电网高质量发展助力新型能源体系和新型电力系统建设，服务经济社会发展，推动实现“双碳”目标，加快中国式现代化进程。

(二) 基本原则

坚持安全供电，增强保障能力。将保障电力安全可靠供应作为首要任务，适度超前规划建设配电网，持续优化网架结构，保持合理供电裕度，缩小城乡供电差距。适当提高设防标准，协同提升重要用户应急保障水平，夯实本质安全基础。

坚持绿色发展，助力低碳转型。加快配电网建设改造和智慧升级，强化源网荷储协同发展。切实满足分布式新能源发展需要，全力支撑电动汽车充电基础设施体系建设，积极推动新型储能多元发展，全面推进能源绿色低碳转型。

坚持统筹衔接，强化规划引领。牢固树立系统思维，加强配电网规划与国家发展战略、城乡发展规划、产业发展规划在编制、实施过程中的衔接互动。深化多部门联动协作，实现源网荷储资源的科学有序配置。

坚持科学管理，促进提质增效。建立健全配电网科学发展机制，强化全过程管理。创新配电网运营管理模式，提升标准化水平，推进先进科技研发和应用，深化电力体制改革，进一步提高配电网质量和效益。

（三）发展目标

围绕建设新型能源体系和新型电力系统的总目标，打造安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合的新型配电系统，在增强保供能力的基础上，推动配电网在形态上从传统的“无源”单向辐射网络向“有源”双向交互系统转变，在功能上从单一供配电服务主体向源网荷储资源高效配置平台转变。

到2025年，配电网网架结构更加坚强清晰，供配电能力合理充裕；配电网承载力和灵活性显著提升，具备5亿千瓦左右分布式新能源、1200万台左右充电桩接入能力；有源配电网与大电网兼容并蓄，配电网数字化转型全面推进，开放共享系统逐步形成，支撑多元创新发展；智慧调控运行体系加快升级，在具备条件地区推广车网协调互动和构网型新能源、构网型储能等新技术。

到2030年，基本完成配电网柔性化、智能化、数字化转型，实现主配微网多级协同、海量资源聚合互动、多元用户即插即用，有效促进分布式智能电网与大电网融合发展，较好满足分布式电源、新型储能及各类新业态发展需求，为建成覆盖广泛、规模适度、结构合理、功能完善的高质量充电基础设施体系提供有力支撑，以高水平电气化推动实现非化石能源消费目标。

二、补齐电网短板，夯实保供基础

（一）全面提升供电保障能力。适度超前规划变配电布点，优化电网设施布局，打造坚强灵活电网网架。加快推进城镇老旧小区、城中村配电设施升级改造，严格落实城镇居民用电“一户一表”、新建居住区充电基础设施、防洪防涝等要求，有序推进高层小区一级负荷双重电源改造。加快推进农村电网巩固提升工程，完善农村电网网架结构，加强县域电网与主网联系，稳妥推进大电网延伸覆盖，

因地制宜建设可再生能源局域网，持续加大边远地区、脱贫地区、革命老区农村电网建设力度。科学补强薄弱环节，系统梳理形成供电方向单一的县域配电网清单，有针对性开展供电可靠性提升改造。常态化监测摸排主（配）变重满载、线路重过载、电压越限等问题，提出针对性解决方案，消除供电卡口。在有条件的地区，结合技术经济比较，开展交直流混合配电网、柔性互联等新技术应用，探索采用配电网高可靠性接线方式。

（二）提高装备能效和智能化水平。加快老旧和高耗能设备设施更新改造，改造后须达到能效节能水平，并力争达到能效先进水平。2025年，电网企业全面淘汰S7（含S8）型和运行年限超25年且能效达不到准入水平的配电变压器，全社会在运能效节能水平及以上变压器占比较2021年提高超过10个百分点。持续推进设备标准化建设，全面应用典型设计和标准物料，积极推广高可靠、一体化、低能耗、环保型、一二次融合设备。进一步拓展网络通信、大数据、自动控制等技术的应用范围，持续提升配电自动化有效覆盖率，逐步提升负荷控制能力。合理配置监测终端、无人巡检终端、带电作业机器人等设施设备，加快设备状态智能监测分析、电网灾害智能感知等技术应用。创新应用数字化技术，加强配电网层面源网荷储协同调控。挖掘电力数据价值，促进电网数字技术与实体经济深度融合。建立健全数据安全管理制度，采取相应的技术措施保障数据安全。

（三）强化应急保障能力建设。合理提高核心区域和重要用户的相关线路、变电站建设标准，推进本地应急保障电源建设，统筹调配使用移动应急电源，重要用户应按要求配置自备应急电源，提升极端状态下重点地区、重点部位、重要用户的电力供应保障能力。提升电网综合防灾能力，加强对雨雪冰冻气象变化规律的研究，加快修订完善台风、冻雨覆冰、大风舞动灾害的区域分布图，差异化提高局部规划设计和灾害防控标准，增强防范应对自然灾害的能力，推进不符合要求的既有地下配电设施向地面迁移或实施防涝改造，防范森林草原火灾和人身触电事故。

三、提升承载能力，支撑转型发展

（一）满足大规模分布式新能源接网需求。结合分布式新能源发展目标，有针对性加强配电网建设，配套完善电网稳定运行手段，保障电能质量。统筹配电网容量、负荷增长及调节资源，系统开展新能源接网影响分析，评估配电网承载能力，建立可承载新能源规模的发布和预警机制，引导分布式新能源科学布局、有序开发、就近接入、就地消纳。

（二）满足大规模电动汽车等新型负荷用电需求。开展不同场景下电动汽车充电负荷密度分析，建立配电网可接入电动汽车充电设施容量的信息发布机制，引导充电设施合理分层接入中低压配电网。加强双向互动和条件匹配分析，科学衔接充电设施点位布局和配电网建设改造工程，助力构建城市面状、公路线状、乡村点状布局的电动汽车充电基础设施网络。结合负荷特性分析，有序安排配电网升级改造，满足电采暖、电锅炉、港口岸电等电能替代设施用电需求。

（三）推动新型储能多元发展。基于电力系统调节能力分析，根据不同应用场景，科学安排新型储能发展规模。引导分布式新能源根据自身运行需要合理配建新型储能或通过共享模式配置新型储能，提升新能源可靠替代能力，促进新能源消纳。在电网关键节点、电网末端科学布局新型储能，提高电网灵活调节能力和稳定运行水平。支持用户侧储能安全发展，加强计量管理，实现应采尽采，围绕分布式新能源、充电设施、大数据中心等终端用户，探索储能融合应用新场景，支持参与电网互动。推动长时电储能、氢储能、热（冷）储能技术应用。

（四）推动电力系统新业态健康发展。基于分布式新能源的接入方式和消纳特性，建设满足分布式新能源规模化开发和就地消纳要求的分布式智能电网，实现与大电网兼容并存、融合发展。推动微电网建设，明确物理边界，合理配比源荷储容量，强化自主调峰、自我平衡能力。挖掘用户侧调节潜力，鼓励虚拟电厂、负荷聚合商、车网互动等新业态创新发展，提高系统响应速度和调节能力。大电网要为分布式智能电网、微电网接入公共电网创造便利条件，简化接网程序，双方要明确资产、管理等方面的界面，以及调度控制、交互运行、调节资源使用等方面的权利与义务。

四、强化全程管理，保障发展质量

（一）统筹制定电网规划。地方能源主管部门要加强配电网规划环节的管理，组织电网企业编制规划并督促实施。配电网规划要全面落实区域协调发展、新型城镇化、乡村振兴等国家战略任务要求，做好与新能源、电动汽车、储能等产业发展规划的联动，加强与城乡总体规划、国土空间规划的衔接。支持水电气等公共基础设施市政管廊统一规划、统一建设。充分考虑地方社会经济发展阶段和特点，坚持差异化规划配电网，提高效率效益。

（二）优化项目投资管理。电网企业要聚焦电网主业，持续加大配电网投资力度。鼓励多元主体投资配电网，创新投资方式。直接接入配电网的新能源场站、储能电站接网工程投资原则上由电网企业承担，对电网企业建设有困难或规划建设时序不匹配的接网工程，相关主体可自主投资建设，并经双方协商同意，在适当时机由电网企业依法依规进行回购。扎实开展配电网工程定额管理和造价计算，推广标准化、模块化工程，降低投资成本，优化投资结构，提高投资效益。提高配电网、特别是10千伏及以下配电网工程的核准或备案办理效率。

（三）协同推进工程建设。建立多部门参与的工作协调机制，压实各级责任，加强基层协调力度，高效推进项目选址选线、用地手续审批等工作，专题解决重大项目、重点区域配套电网建设改造问题，推动项目尽快落地。结合城市道路、桥梁、综合管廊等市政建设工程，协同实施架空线整治、入地等配电网升级改造。加强施工队伍、施工工艺管理，开展工程建设全过程监督管理，确保工程建设安全，提高工程建设质量。

（四）完善调度运行机制。坚持统一调度、分级管理，严肃调度纪律，确保电网安全运行。加强配电网调度智能化建设和信息安全防护系统建设，全面提升可观可测、可调可控能力，逐步构建主配微网协同的新型有源配电网调度模式。建立源网荷储协同调控机制，不断完善新能源功率调控机制，优化分布式新能源渗透率较高地区的保护控制策略，建立健全新型储能调控制度和调用机制，支持各类用户侧调节资源通过虚拟电厂、负荷聚合等方式参与市场，提高配电网调节能力、资源配置能力和自愈能力。提高状态实时感知与故障处理能力，加强分级分层控制，强化分布式电源管控能力。

（五）提升运维服务水平。加强设备巡视和维护，及时消除设备缺陷和隐患。开展精益化运维检修，优化停电计划安排，加强故障快速抢修复电管理，推广配电网故障主动抢修技术和“先复电、后修复”模式，减少停电时间、次数和影响范围。电力用户应加强自身设施的运行维护，及时消除隐患，预防事故，避免对公用电网造成影响。修订完善接网标准，强化配电网安全稳定运行基础。简化接网流程，加快接网工程建设和调试验收工作，提升服务效率。支持依托配电网发展综合能源服务。

五、加强改革创新，破解发展难题

（一）持续推进科技创新。加强有源配电网规划方法、运行机理、平衡方式，以及微电网、虚拟电厂等新模式的调度运行控制方法研究，完善相关标准，积极开展国际合作。探索新型储能优化布局及高效利用，开展充电设施高效承载技术研究，促进新主体灵活接入。支持有条件的地区在配电网技术和模式创新方面开展先行先试。

（二）健全市场交易机制。明确分布式新能源、新型储能、电动汽车充电设施、微电网、虚拟电厂等新主体、新业态的市场准入、出清、结算标准，研究设计适宜的交易品种和交易规则，鼓励多样化资源平等参与市场交易。健全多时间尺度和多层次电力市场，满足多元化需求。创新拓展新型电力系统商业模式和交易机制，为工商业电力用户与分布式电源、新型储能等主体开展直接交易创造条件。

（三）持续优化电价机制。进一步完善分时电价机制，建立健全电动汽车居民充电桩分时电价机制；电力现货市场持续运行地区，推动根据现货价格信号动态调整峰谷时段划分，改善用户用电特性。研究完善储能价格机制。在评估分布式发电市场化交易试点基础上，研究完善更好促进新能源就近消纳的输配电价机制。

（四）完善财政金融政策。发挥好中央投资引导带动作用，深入推进农村电网巩固提升工程。通过地方政府专项债券支持符合条件的配电网项目建设。建立健全边远地区电力普遍服务投资和运维成本疏导机制，鼓励地方政府采用财政补

贴、财税减免等政策，引导更多资源配置到薄弱环节和重点领域。鼓励金融机构提高金融服务能力，支持分布式新能源、充电基础设施、新型储能建设。

六、加强组织保障，统筹推进工作

（一）建立健全工作机制。建立地方各级能源主管部门和价格、住建、国土等相关主管部门，能源监管机构，各类电力企业，新业态项目单位，以及重要电力用户协同合作的工作机制，因地制宜制定实施方案，全面落实配电网高质量发展各项要求。

（二）压实各方工作责任。地方能源主管部门要组织编制配电网规划，优化项目审批流程，加强配电网建设改造和运行管理，提高投资效率，控制电网造价；主动对接相关部门和基层政府，协调站址、廊道资源，保障工程顺利实施。电力企业和有关新业态项目单位是配电网建设和运营的实施主体，要主动增强服务意识、持续提升服务质量，做好项目管理、建设施工、运行维护、接网服务等工作，落实安全主体责任。国家能源局派出机构按职责分工加强监管，及时发现问题并推动解决。

（三）持续开展监管评估。地方能源主管部门、国家能源局派出机构按职责加强对配电网发展的跟踪分析和监督管理，及时评估成效、总结改进。国家发展改革委、国家能源局适时组织评估总结，对在城中村配电网改造、农村电网巩固提升以及分布式新能源接网运行、电动汽车充电基础设施接网互动、源网荷储协同运行控制等重点任务上取得显著成效的典型做法和成功经验，予以宣传推广。

国家发展改革委

国家能源局

2024年2月6日

国家能源局关于印发《配电网高质量发展行动实施方案 （2024—2027年）》的通知

（国能发电力〔2024〕59号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，北京市城市管理委员会，各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司，有关电力企业：

为落实《国家发展改革委 国家能源局 国家数据局关于印发〈加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）〉的通知》（发改能源〔2024〕1128号）、《国家发展改革委 国家能源局关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》（发改能源〔2024〕187号）有关要求，深入推进配电网高质量发展重点任务落地见效，国家能源局制定了《配电网高质量发展行动实施方案（2024—2027年）》。现印发给你们，请认真组织实施。

国家能源局

2024年8月2日

配电网高质量发展行动实施方案（2024—2027年）

为落实《国家发展改革委 国家能源局 国家数据局关于印发〈加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）〉的通知》（发改能源〔2024〕1128号，以下简称《行动方案》）、《国家发展改革委 国家能源局关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》（发改能源〔2024〕187号，以下简称《指导意见》）有关要求，深入推进配电网高质量发展重点任务落地见效，制定本实施方案。

一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的二十大精神，完整、准确、全面贯彻新发展理念，加快构建新发展格局，着力推动配电网

高质量发展。紧密围绕新型电力系统建设要求，加快推动一批配电网建设改造任务，补齐配电网安全可靠供电和应对极端灾害能力短板，提升配电网智能化水平，满足分布式新能源和电动汽车充电设施等大规模发展要求；加强配电网规划统筹，强化全过程管理，全面提升配电网服务保障能力；制修订一批配电网规划设计、建设运营、设备接入标准，持续提升配电网运营效益；建立配电网发展指标评价体系，科学评估配电网发展情况。经过三年努力，安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合的新型配电系统建设取得显著成效，为经济社会发展提供有效支撑。

二、组织编制配电网发展实施方案

各省（区、市）能源主管部门要落实《行动方案》《指导意见》和本实施方案要求，坚持因地制宜、问题导向，编制本地区配电网发展实施方案，明确工作计划和资金安排，有序推进方案实施。

（一）时间进度安排。各省（区、市）能源主管部门负责编制本地区配电网发展实施方案（模板见附件），明确工作目标、任务举措、项目安排、资金保障等内容，于2024年10月底前报送国家能源局，并于每年年初报送上年度实施进展情况。国家能源局将建立配电网发展指标评价体系，动态评估各地实施情况，指导做好配电网建设改造。

（二）工作重点。围绕供电能力、抗灾能力和承载能力提升，结合各地实际，重点推进“四个一批”建设改造任务。一是加快推动一批供电薄弱区域配电网升级改造项目。加大老旧小区、城中村配电网投资力度，着力提升非电网直供电小区的供电保障水平，结合市政改造工作同步落实配电网改造项目。系统摸排单方向、单通道、单线路县域电网，加快完成供电可靠性提升改造。二是针对性实施一批防灾抗灾能力提升项目。详细排查灾害易发、多发地区及微地形、微气象等重点区域的电力设施，差异化提高局部规划设计和灾害防范标准。三是建设一批满足新型主体接入的项目。结合分布式新能源的资源条件、开布局局和投产时序，有针对性加强配电网建设，提高配电网对分布式新能源的接纳、配置和调控能力。满足电动汽车充电基础设施的用电需求，助力构建城市面状、公路线状、乡村点

状的充电基础设施布局。四是创新探索一批分布式智能电网项目。面向大电网末端、新能源富集乡村、高比例新能源供电园区等，探索建设一批分布式智能电网项目。

（三）做好与配电网规划的衔接。配电网发展实施方案是当前推动加快补齐供电短板、更好满足新型主体发展需要的重大专项工作，2026 年、2027 年项目同步纳入“十五五”配电网规划。方案实施的同时，各地要按照电力发展规划编制周期，做好“十五五”及以后规划工作。

三、健全配电网全过程管理

（四）完善配电网与分布式新能源协调发展机制。结合最新情况研究并规范配电网可承载分布式光伏规模计算方法。在现有 6 个试点省份的基础上，各省（区、市）能源主管部门系统组织开展新能源接网影响分析，评估配电网承载力，建立配电网可开放容量定期发布和预警机制，按季度向社会公布县（市）一级电网不同区域可承载规模信息，引导分布式新能源科学布局、有序开发、就近接入、就地消纳，并分析提出进一步提升可承载规模的方案、举措和时限要求。

（五）建立健全配电网与电动汽车充电设施等协调发展机制。电动汽车发展规模较大的重点省份，要组织开展配电网可接入充电设施容量研究，引导充电设施合理分层有序接入中低压配电网，并针对性提出扩大接入容量的方案、举措和时限要求。鼓励适应虚拟电厂、智能微电网发展需要，在调度关系、权责划分等方面开展创新实践。

（六）加强配电网建设管理。国家能源局组织对配电网工程定额和费用计算规定的实施情况开展评估，分析定额执行情况，提出改进措施。适应新的发展形势，加快健全配电网工程定额与造价管理体系，进一步提升时效性、准确性，合理确定和有效控制工程造价。各地要加强配电网工程造价管理，督促相关单位做好事前、事中控制，完善模块化设计、规范化选型、标准化建设，提高配电网工程建设效率和安全质量。

四、制定修订一批配电网标准

（七）全面梳理配电网技术标准。国家能源局组织对现有配电网技术标准进行全面梳理，按照“推动修订、加快制定、深入研究”分类形成配电网标准清单，细化责任分工、工作要求和进度安排，推动构建系统完备、科学规范的配电网标准体系。

（八）重点推进“四个一批”标准研究和制修订。一是推动修订一批供电保障标准。结合标准制修订工作，合理提高核心区域和重要用户相关设施的标准要求。二是深化研究一批防灾抗灾标准。深化自然灾害致灾机理研究，总结分析历次灾害的受损情况和原因，系统评估现行技术标准适应性，加快推进配电网防灾抗灾规划设计标准制修订。三是加快制修订一批新型主体接入配电网标准。规范新型主体接网的技术要求，促进配电网和新型主体融合发展。四是适时推出一批分布式智能电网标准。适应分布式智能电网发展需求，加强规划建设、调度控制、信息安全等方面技术标准的制修订。

五、评估配电网发展情况

（九）建立配电网发展指标评价体系。围绕打造安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合的新型配电系统的总目标，按照客观、系统、科学、可行等原则开展规划建设、运维管理、电能质量、投资效益等环节的具体指标设计，探索建立配电网发展指标评价体系，科学评价配电网发展成效。

（十）科学评估各地配电网发展情况。2025—2027年，国家能源局运用配电网发展指标评价体系逐年对各省（区、市）和有关重点城市开展配电网发展评估，完善评估工作机制，加强指导协调，督促各地落实相关要求，补齐指标短板，推动配电网高质量发展。

六、加强组织实施

（十一）强化组织保障。国家能源局牵头成立推进新型电力系统建设领导小组，统筹做好配电网高质量发展工作。组织行业内各单位加强研究，统一工作规范；指导督促省级能源主管部门、电网企业、行业协会推动重点任务实施。地方能源主管部门建立完善与价格、住建、国土等相关主管部门，能源监管机构，各

类电力企业，新业态项目单位，以及重要电力用户协同合作的工作机制，因地制宜协同推进工作，全面落实配电网高质量发展各项要求。

（十二）严格责任落实。地方能源主管部门要做好规划及实施方案编制，优化项目审批，加强配电网建设改造和运行管理，主动对接相关部门和基层政府，协调站址、廊道资源，保障工程顺利实施。电网企业要落实主体责任，按照实施方案要求，明确资金计划和项目安排，安全有序做好项目管理、建设施工、运行维护、接网服务等工作。国家能源局派出机构按职责分工加强监管，及时提出监管建议。

附件：XX省（区、市）配电网发展实施方案模板（2024—2027年）

四、电力供应与使用

电力供应与使用条例（2019 修订）

（1996 年 4 月 17 日中华人民共和国国务院令第 196 号发布 根据 2016 年 2 月 6 日《国务院关于修改部分行政法规的决定》第一次修订 根据 2019 年 3 月 2 日《国务院关于修改部分行政法规的决定》第二次修订）

第一章 总 则

第一条 为了加强电力供应与使用的管理，保障供电、用电双方的合法权益，维护供电、用电秩序，安全、经济、合理地供电和用电，根据《中华人民共和国电力法》制定本条例。

第二条 在中华人民共和国境内，电力供应企业（以下称供电企业）和电力使用者（以下称用户）以及与电力供应、使用有关的单位和个人，必须遵守本条例。

第三条 国务院电力管理部门负责全国电力供应与使用的监督管理工作。

县级以上地方人民政府电力管理部门负责本行政区域内电力供应与使用的监督管理工作。

第四条 电网经营企业依法负责本供区内的电力供应与使用的业务工作，并接受电力管理部门的监督。

第五条 国家对电力供应和使用实行安全用电、节约用电、计划用电的管理原则。

供电企业和用户应当遵守国家有关规定，采取有效措施，做好安全用电、节约用电、计划用电工作。

第六条 供电企业和用户应当根据平等自愿、协商一致的原则签订供用电合同。

第七条 电力管理部门应当加强对供用电的监督管理，协调供用电各方关系，禁止危害供用电安全和非法侵占电能的行为。

第二章 供电营业区

第八条 供电企业在批准的供电营业区内向用户供电。

供电营业区的划分，应当考虑电网的结构和供电合理性等因素。一个供电营业区内只设立一个供电营业机构。

第九条 供电营业区的设立、变更，由供电企业提出申请，电力管理部门依据职责和管理权限，会同同级有关部门审查批准后，发给《电力业务许可证》。

电网经营企业应当根据电网结构和供电合理性的原则协助电力管理部门划分供电营业区。

供电营业区的划分和管理办法，由国务院电力管理部门制定。

第十条 并网运行的电力生产企业按照并网协议运行后，送入电网的电力、电量由供电营业机构统一经销。

第十一条 用户用电容量超过其所在的供电营业区内供电企业供电能力的，由省级以上电力管理部门指定的其他供电企业供电。

第三章 供电设施

第十二条 县级以上各级人民政府应当将城乡电网的建设与改造规划，纳入城市建设和乡村建设的总体规划。各级电力管理部门应当会同有关行政主管部门和电网经营企业做好城乡电网建设和改造的规划。供电企业应当按照规划做好供电设施建设和运行管理工作。

第十三条 地方各级人民政府应当按照城市建设和乡村建设的总体规划统筹安排城乡供电线路走廊、电缆通道、区域变电所、区域配电所和营业网点的用地。

供电企业可以按照国家有关规定在规划的线路走廊、电缆通道、区域变电所、区域配电所和营业网点的用地上，架线、敷设电缆和建设公用供电设施。

第十四条 公用路灯由乡、民族乡、镇人民政府或者县级以上地方人民政府有关部门负责建设，并负责运行维护和交付电费，也可以委托供电企业代为有偿设计、施工和维护管理。

第十五条 供电设施、受电设施的设计、施工、试验和运行，应当符合国家

标准或者电力行业标准。

第十六条 供电企业和用户对供电设施、受电设施进行建设和维护时，作业区域内的有关单位和个人应当给予协助，提供方便；因作业对建筑物或者农作物造成损坏的，应当依照有关法律、行政法规的规定负责修复或者给予合理的补偿。

第十七条 公用供电设施建成投产后，由供电单位统一维护管理。经电力管理部门批准，供电企业可以使用、改造、扩建该供电设施。

共用供电设施的维护管理，由产权单位协商确定，产权单位可自行维护管理，也可以委托供电企业维护管理。

用户专用的供电设施建成投产后，由用户维护管理或者委托供电企业维护管理。

第十八条 因建设需要，必须对已建成的供电设施进行迁移、改造或者采取防护措施时，建设单位应当事先与该供电设施管理单位协商，所需工程费用由建设单位负担。

第四章 电力供应

第十九条 用户受电端的供电质量应当符合国家标准或者电力行业标准。

第二十条 供电方式应当按照安全、可靠、经济、合理和便于管理的原则，由电力供应与使用双方根据国家有关规定以及电网规划、用电需求和当地供电条件等因素协商确定。

在公用供电设施未到达的地区，供电企业可以委托有供电能力的单位就近供电。非经供电企业委托，任何单位不得擅自向外供电。

第二十一条 因抢险救灾需要紧急供电时，供电企业必须尽速安排供电。所需工程费用和应付电费由有关地方人民政府有关部门从抢险救灾经费中支出，但是抗旱用电应当由用户交付电费。

第二十二条 用户对供电质量有特殊要求的，供电企业应当根据其必要性和电网的可能，提供相应的电力。

第二十三条 申请新装用电、临时用电、增加用电容量、变更用电和终止用

电，均应当到当地供电企业办理手续，并按照国家有关规定交付费用；供电企业没有不予供电的合理理由的，应当供电。供电企业应当在其营业场所公告用电的程序、制度和收费标准。

第二十四条 供电企业应当按照国家标准或者电力行业标准参与用户受送电装置设计图纸的审核，对用户受送电装置隐蔽工程的施工过程实施监督，并在该受送电装置工程竣工后进行检验；检验合格的，方可投入使用。

第二十五条 供电企业应当按照国家有关规定实行分类电价、分时电价。

第二十六条 用户应当安装用电计量装置。用户使用的电力、电量，以计量检定机构依法认可的用电计量装置的记录为准。用电计量装置，应当安装在供电设施与受电设施的产权分界处。

安装在用户处的用电计量装置，由用户负责保护。

第二十七条 供电企业应当按照国家核准的电价和用电计量装置的记录，向用户计收电费。

用户应当按照国家批准的电价，并按照规定的期限、方式或者合同约定的办法，交付电费。

第二十八条 除本条例另有规定外，在发电、供电系统正常运行的情况下，供电企业应当连续向用户供电；因故需要停止供电时，应当按照下列要求事先通知用户或者进行公告：

（一）因供电设施计划检修需要停电时，供电企业应当提前 7 天通知用户或者进行公告；

（二）因供电设施临时检修需要停止供电时，供电企业应当提前 24 小时通知重要用户；

（三）因发电、供电系统发生故障需要停电、限电时，供电企业应当按照事先确定的限电序位进行停电或者限电。引起停电或者限电的原因消除后，供电企业应当尽快恢复供电。

第五章 电力使用

第二十九条 县级以上人民政府电力管理部门应当遵照国家产业政策，按照统筹兼顾、保证重点、择优供应的原则，做好计划用电工作。

供电企业和用户应当制订节约用电计划，推广和采用节约用电的新技术、新材料、新工艺、新设备，降低电能消耗。

供电企业和用户应当采用先进技术、采取科学管理措施，安全供电、用电，避免发生事故，维护公共安全。

第三十条 用户不得有下列危害供电、用电安全，扰乱正常供电、用电秩序的行为：

- （一）擅自改变用电类别；
- （二）擅自超过合同约定的容量用电；
- （三）擅自超过计划分配的用电指标的；
- （四）擅自使用已经在供电企业办理暂停使用手续的电力设备，或者擅自启用已经被供电企业查封的电力设备；
- （五）擅自迁移、更动或者擅自操作供电企业的用电计量装置、电力负荷控制装置、供电设施以及约定由供电企业调度的用户受电设备；
- （六）未经供电企业许可，擅自引入、供出电源或者将自备电源擅自并网。

第三十一条 禁止窃电行为。窃电行为包括：

- （一）在供电企业的供电设施上，擅自接线用电；
- （二）绕越供电企业的用电计量装置用电；
- （三）伪造或者开启法定的或者授权的计量检定机构加封的用电计量装置封印用电；
- （四）故意损坏供电企业用电计量装置；
- （五）故意使供电企业的用电计量装置计量不准或者失效；
- （六）采用其他方法窃电。

第六章 供用电合同

第三十二条 供电企业和用户应当在供电前根据用户需要和供电企业的供电

能力签订供用电合同。

第三十三条 供用电合同应当具备以下条款：

- （一）供电方式、供电质量和供电时间；
- （二）用电容量和用电地址、用电性质；
- （三）计量方式和电价、电费结算方式；
- （四）供用电设施维护责任的划分；
- （五）合同的有效期限；
- （六）违约责任；
- （七）双方共同认为应当约定的其他条款。

第三十四条 供电企业应当按照合同约定的数量、质量、时间、方式，合理调度和安全供电。

用户应当按照合同约定的数量、条件用电，交付电费和规定的其他费用。

第三十五条 供用电合同的变更或者解除，应当依照有关法律、行政法规和本条例的规定办理。

第七章 监督与管理

第三十六条 电力管理部门应当加强对供电、用电的监督管理。供电、用电监督检查工作人员必须具备相应的条件。供电、用电监督检查工作人员执行公务时，应当出示证件。

供电、用电监督检查管理的具体办法，由国务院电力管理部门另行制定。

第三十七条 承装、承修、承试供电设施和受电设施的单位，必须经电力管理部门审核合格，取得电力管理部门颁发的《承装（修）电力设施许可证》。

第八章 法律责任

第三十八条 违反本条例规定，有下列行为之一的，由电力管理部门责令改正，没收违法所得，可以并处违法所得5倍以下的罚款：

(一) 未按照规定取得《电力业务许可证》，从事电力供应业务的；

(二) 擅自伸入或者跨越供电营业区供电的；

(三) 擅自向外转供电的。

第三十九条 违反本条例第二十七条规定，逾期未交付电费的，供电企业可以从逾期之日起，每日按照电费总额的1‰至3‰加收违约金，具体比例由供用电双方在供用电合同中约定；自逾期之日起计算超过30日，经催交仍未交付电费的，供电企业可以按照国家规定的程序停止供电。

第四十条 违反本条例第三十条规定，违章用电的，供电企业可以根据违章事实和造成的后果追缴电费，并按照国务院电力管理部门的规定加收电费和规定的其他费用；情节严重的，可以按照国家规定的程序停止供电。

第四十一条 违反本条例第三十一条规定，盗窃电能的，由电力管理部门责令停止违法行为，追缴电费并处应交电费5倍以下的罚款；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第四十二条 供电企业或者用户违反供用电合同，给对方造成损失的，应当依法承担赔偿责任。

第四十三条 因电力运行事故给用户或者第三人造成损害的，供电企业应当依法承担赔偿责任。

因用户或者第三人的过错给供电企业或者其他用户造成损害的，该用户或者第三人应当依法承担赔偿责任。

第四十四条 供电企业职工违反规章制度造成供电事故的，或者滥用职权、利用职务之便谋取私利的，依法给予行政处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第九章 附 则

第四十五条 本条例自1996年9月1日起施行。

供电营业规则

中华人民共和国国家发展和改革委员会令

（第 14 号）

《供电营业规则》已经 2024 年 2 月 5 日第 9 次委务会议审议通过，现予公布，自 2024 年 6 月 1 日起施行。

主任：郑栅洁

2024 年 2 月 8 日

供电营业规则

第一章 总 则

第一条 为加强供电营业管理，建立正常的供电营业秩序，保障供用双方的合法权益，依照《电力供应与使用条例》和国家有关规定，制定本规则。

第二条 供电企业和用户在进行电力供应与使用活动中，应当遵守本规则的规定。

第三条 供电企业和用户应当遵守国家有关规定，服从电网统一调度。

第四条 供电企业应当无歧视地向用户提供供电服务并按照电力体制改革的要求和电力市场交易规则履行相应的服务责任。

第五条 供电企业应当按照国家信息公开有关规定，主动公开与供用电相关的政策制度、服务标准、投诉或监督渠道等信息。

本规则应当通过供电企业的供电营业场所及各类线上服务渠道公开，供用户查阅。

第二章 供电方式

第六条 供电企业供电的额定频率为交流 50 赫兹。

第七条 供电企业供电的额定电压：

（一）低压供电：单相为 220 伏，三相三线为 380 伏，三相四线为 380/220 伏；

（二）高压供电：为 10（6、20）、35、110（66）、220（330）千伏。

用户需要的电压等级不在上列范围时，应当自行采取变压措施解决。

用户需要的电压等级在 110 千伏以上时，其受电装置应当作为终端变电站设计。

第八条 供电企业对申请用电的用户提供的供电方式，应当从供用电的安全、经济、合理和便于运维管理出发，依据国家有关政策规定、电网规划、用电需求以及当地供电条件等因素，进行技术经济比较，与用户协商确定。由地方政府投资建设供电设施的，供电企业应当就供电方式与地方政府协商确定。

第九条 用户单相用电设备总容量 12 千瓦以下的可以采用低压 220 伏供电，但有单台设备容量超过 1 千瓦的单相电焊机、换流设备时，用户应当采取有效的技术措施以消除对电能质量的影响，否则应当改为其他方式供电。

第十条 用户用电设备总容量 160 千瓦以下的，可以采用低压三相制供电，特殊情况也可以采用高压供电。

第十一条 符合国家政策要求的，对距离发电厂较近的用户可以采用发电厂直配供电方式，但不得以发电厂的厂用电源或变电站（所）的站用电源对用户供电。

第十二条 供电企业应当根据用户重要等级和负荷性质，按照国家及行业标准提供供电电源。

用户应当按照国家及行业标准配置自备应急电源，采取非电性质应急安全保护措施。

第十三条 新建居住区供电方式应当符合国家相关政策要求及技术标准。

新建居住区居民住宅供电设施应当按照一户一表标准进行建设。

新建居住区的固定车位应当按照规定建设充电基础设施或预留安装条件，满足直接装表接电要求。居民自用充电桩用电按照国家相关政策要求及技术标准配

置。

第十四条 对基建工地、农田水利、市政建设等非永久性用电，可以供给临时电源。临时用电期限一般不得超过三年，如需办理延期的，应当在到期前向供电企业提出申请；逾期不办理延期或永久性正式用电手续的，供电企业应当终止供电。

使用临时电源的用户不得向外转供电，不得私自改变用电类别，供电企业不受理除更名、过户、销户、变更交费方式及联系人信息以外的变更业务。临时用电不得作为正式用电使用，如需改为正式用电，应当按照新装用电办理。

因突发事件需要紧急供电时，供电企业应当迅速组织力量，架设临时电源供电。架设临时电源所需的工程费用和应付的电费，由地方人民政府有关部门负责拨付。

第十五条 供电企业一般不采用趸售方式供电。特殊情况需开放趸售供电时，应当由省级电力管理部门批准。

趸购转售电单位应当服从电网的统一调度，按照规定的电价向用户售电，不得再层层趸售。

电网经营企业与趸购转售电单位应当就趸购转售事宜签订供用电合同，明确双方的权利和义务。

趸购转售电单位需新装或增加趸购容量时，应当按照本规则的规定办理新装增容手续。

第十六条 用户不得自行转供电。在公用供电设施尚未到达的地区，供电企业征得该地区有供电能力的直供用户同意，可以采用委托方式向其附近的用户转供电力，但不得委托重要的国防军工用户转供电。

委托转供电应当遵守下列规定：

（一）供电企业与委托转供户（简称转供户）应当就转供范围、转供容量、转供期限、转供费用、计量方式、电费计算、转供电设施建设、产权划分、运行维护、调度通信、违约责任等事项签订协议；

（二）转供区域内的用户（简称被转供户），视同供电企业的直供户，与直

供户享有同样的用电权利，其一切用电事宜按照直供户的规定办理；

（三）向被转供户供电的公用线路与变压器的损耗电量应当由供电企业负担，不得摊入被转供户用电量中；

（四）在计算转供户用电量、最大需量及功率因数调整电费时，应当扣除被转供户、公用线路与变压器消耗的有功、无功电量。最大需量按照下列规定折算：

- 1.照明及一班制：每月用电量 180 千瓦时，折合为 1 千瓦；
- 2.二班制：每月用电量 360 千瓦时，折合为 1 千瓦；
- 3.三班制：每月用电量 540 千瓦时，折合为 1 千瓦；
- 4.农业用电：每月用电量 270 千瓦时，折合为 1 千瓦。

（五）委托的费用，按照委托的业务项目的多少，由双方协商确定。

第十七条 非电网供电主体对具备表计条件的终端用户，应当按照政府规定的电价政策执行，不得在终端用户的电费中加收物业公共部位、共用设施和配套设施的运行维护费等费用。

本条所指非电网供电，是指在公用供电设施已到达的地区，非电网供电主体将用电地址内配用电设施向供电企业申请整体报装并建立供用电关系，再由其通过内部配电设施向内部终端用户供电的情形。

第十八条 用户应当将重要负荷与非重要负荷、生产用电与生活区用电分开配电。

新装或增加用电的用户应当按照上述规定确定内部的配电方式，对目前尚未达到上述要求的用户应当逐步改造。

第三章 新装、增容与变更用电

第十九条 任何单位或个人需新装用电或增加用电容量（简称增容）、变更用电都应当按照本规则规定，通过供电企业供电营业场所或线上服务渠道提出申请，办理手续。

供电企业应当在供电营业场所及各类线上服务渠道公开办理各项用电业务的程序、制度和收费标准。

第二十条 供电企业的供电营业机构统一归口办理用户的新装、增容用电，包括业务受理、供电方案答复、设计审查、中间检查、竣工检验、装表接电等环节。

第二十一条 用户申请新装或增容时，应当向供电企业提供以下申请资料：

（一）低压用户需提供用电人有效身份证件、用电地址物权证件，居民自用充电桩需按照国家有关规定提供相关材料；

（二）高压用户需提供用电人有效身份证件、用电地址物权证件、用电工程项目批准文件、用电设备清单，国家政策另有规定的，按照相关规定执行。

供电企业采用转移负荷或分流改造等方式后仍然存在供电能力不足或政府规定限制的用电项目，供电企业可以通知用户暂缓办理。

第二十二条 供电企业对已受理的用电申请，应当尽快确定供电方案，在下列期限内正式书面通知用户：

低压用户不超过三个工作日，高压单电源用户不超过十个工作日，高压双电源用户不超过二十个工作日。若不能如期确定供电方案时，供电企业应当向用户说明原因。用户对供电企业答复的供电方案有不同意见时，应当在一个月内提出意见，双方可以再行协商确定。用户应当根据确定的供电方案进行受电工程设计。

第二十三条 高压供电方案的有效期为一年，低压供电方案的有效期为三个月。用户应当在有效期内依据供电方案开工建设受电工程，逾期不开工的，供电方案失效。

用户遇有特殊情况，需延长供电方案有效期的，应当在有效期到期前十日向供电企业提出申请，供电企业应当视情况予以办理延长手续，但延长时间不得超过前款规定期限。

第二十四条 有下列情形之一的，为变更用电：

- （一）停止部分或全部受电设施用电容量的（简称减容）；
- （二）临时更换其他容量变压器的（简称暂换）；
- （三）迁移受电设施用电地址的（简称迁址）；
- （四）移动电能计量装置安装位置的（简称移表）；

- (五) 暂时停止全部用电并拆表的（简称暂拆）；
- (六) 用电地址物权变化引起用电人变更的（简称过户）；
- (七) 变更用户名称的（简称更名）；
- (八) 一户分立为两户以上用户的（简称分户）；
- (九) 两户以上用户合并为一户的（简称并户）；
- (十) 终止供用电关系的（简称销户）；
- (十一) 改变供电电压等级的（简称改压）；
- (十二) 改变电价类别、用电类别等计价计费信息的（简称改类）；
- (十三) 改变行业分类、交费方式、银行账号、增值税信息、联系人信息等基础档案信息的（简称其它变更）。

用户需办理变更用电业务时，应当到供电企业供电营业场所或通过线上服务渠道办理申请手续，必要时应当办理变更供用电合同。用户之间存在用电纠纷的，应当妥善处理后再行申请办理变更用电业务。

第二十五条 用户减容分为永久性减容和非永久性减容，须向供电企业提出申请。供电企业应当按照下列规定办理：

(一) 高低压用户均可以办理减容业务，自减容之日起，按照减容后的容量执行相应电价政策；高压供电的用户，减容应当是整台或整组变压器（含不通过受电变压器的高压电动机）的停止或更换小容量变压器用电，根据用户申请的减容日期，对非永久性减容的用户设备进行加封，对永久性减容的用户受电设备拆除电气连接；

(二) 申请非永久性减容的，减容次数不受限制，每次减容时长不得少于十五日，最长不得超过两年；两年内恢复的按照减容恢复办理，超过两年的应当按照新装或增容办理；

(三) 用户申请恢复用电时，容（需）量电费从减容恢复之日起按照恢复后的容（需）量计收；实际减容时长少于十五日的，停用期间容（需）量电费正常收取；非永久性减容期满后用户未申请恢复的，供电企业可以延长减容期限，但距用户申请非永久性减容时间最多不超过两年，超过两年仍未申请恢复的，按照

永久性减容办理；

（四）申请永久性减容的，应当按照减容后的容量重新签订供用电合同；永久性减少全部用电容量的，按照销户办理；办理永久性减容后需恢复用电容量的，按照新装或增容办理。

第二十六条 用户暂换（因受电变压器故障而无相同容量变压器替代，需要临时更换其他容量变压器），应当在更换前向供电企业提出申请。供电企业应当按照下列规定办理：

（一）应当在原受电地点内整台暂换受电变压器；

（二）暂换变压器的使用时间，10（6、20）千伏以下的不得超过两个月，35千伏以上的不得超过三个月，逾期不办理手续的，供电企业可以中止供电；

（三）暂换和暂换恢复的变压器经检验合格后才能投入运行；

（四）两部制电价用户须在暂换之日起，按照替换后的变压器容量计收容（需）量电费。

第二十七条 用户迁址，应当向供电企业提出申请。供电企业应当按照下列规定办理：

（一）原址按照终止用电办理，供电企业予以销户。新址用电优先受理；

（二）迁移后的新址不在原供电点供电的，新址用电按照新装用电办理；

（三）迁移后的新址仍在原供电点，但新址用电容量超过原址用电容量的，超过部分按照增容办理；新址用电引起的用户产权范围内工程费用由用户负担；

（四）私自迁移用电地址用电的，除按照本规则第一百零一条第四项处理外，自迁新址不论是否引起供电点变动，一律按照新装用电办理。

第二十八条 用户移表（因修缮房屋或其他原因需要移动电能计量装置安装位置），应当向供电企业提出申请。供电企业应当按照下列规定办理：

（一）在用电地址、用电容量、用电类别、供电点等不变情况下，可以办理移表手续；

（二）移表所需的用户产权范围内工程费用由用户负担；

（三）用户不论何种原因，不得自行移动表位，否则，可以按照本规则第一

百零一条第四项处理。

第二十九条 用户暂拆（因修缮房屋等原因需要暂时停止用电并拆表），应当向供电企业提出申请。供电企业应当按照下列规定办理：

- （一）用户暂拆应当停止全部用电容量的使用并与供电企业结清电费；
- （二）用户办理暂拆手续后，供电企业应当在五个工作日内执行暂拆；
- （三）暂拆时间最长不得超过一年；暂拆期间，供电企业保留该用户原容量的使用权；
- （四）暂拆原因消除，用户要求复装接电时，须向供电企业办理复装接电手续；上述手续完成后，供电企业应当在五个工作日内为该用户复装接电；
- （五）超过暂拆规定时间要求复装接电的，按照新装办理。

第三十条 用户过户，应当持有关证明向供电企业提出申请。供电企业应当按照下列规定办理：

- （一）在用电地址、用电容量不变条件下，可以办理过户；
- （二）原用户应当与供电企业结清债务，才能解除原供用电关系；
- （三）不申请办理过户手续而私自过户的，新用户应当承担原用户所负债务；供电企业发现用户私自过户时，供电企业应当通知该户补办手续，必要时可以中止供电。

第三十一条 用户更名，应当向供电企业提出申请。在用户用电主体、用电地址、用电容量、用电类别不变条件下，供电企业应当办理更名。

第三十二条 用户分户，应当持有关证明向供电企业提出申请。供电企业应当按照下列规定办理：

- （一）在用电地址、供电点、用电容量不变，且其受电装置具备分装的条件时，可以办理分户；
- （二）分立后的用户按照地址均应当具有独立的不动产权属；
- （三）在原用户与供电企业结清债务的情况下，再办理分户手续；
- （四）分立后的新用户应当与供电企业重新建立供用电关系；
- （五）原用户的用电容量由分户者自行协商分割，需要增容的，分户后另行

向供电企业办理增容手续；

（六）分户引起的用户产权范围内工程费用由分户者负担；

（七）分户后受电装置应当经供电企业检验合格，由供电企业分别装表计费。

第三十三条 用户并户，应当持有有关证明向供电企业提出申请。供电企业应当按照下列规定办理：

（一）在同一供电点、同一用电地址的相邻两个以上用户允许办理并户；

（二）原用户应当在并户前与供电企业结清债务；

（三）新用户用电容量不得超过并户前各户容量之和；

（四）并户引起的用户产权范围内工程费用由并户者负担；

（五）并户受电装置应当经供电企业检验合格，由供电企业重新装表计费。

第三十四条 用户销户，应当向供电企业提出申请。供电企业应当按照下列规定办理：

（一）销户应当停止全部用电容量的使用；

（二）供用电双方结清电费；

（三）查验电能计量装置完好性后，拆除接户线和电能计量装置。

办完上述事宜，即完成销户，解除供用电关系。

第三十五条 用户连续六个月不用电，且经现场确认不具备继续用电条件或存在安全用电隐患的，供电企业应当向用户进行告知，或公告一个月后予以销户。用户需再用电时，按照新装用电办理。

第三十六条 用户改压（因用户原因需要在原址改变供电电压等级），应当向供电企业提出申请。供电企业应当按照下列规定办理：

（一）改变电压等级供电，超过原容量者，超过部分按照增容办理；

（二）改压引起的用户产权范围内工程费用由用户负担。

由于供电企业的原因引起用户供电电压等级变化的，改压引起的用户产权范围外工程费用由供电企业负担。

第三十七条 用户改类，应当向供电企业提出申请。供电企业应当按照下列规定办理：

(一) 在同一受电设施内，因电力用途发生变化而引起电价类别、用电类别变化的，应当办理改类手续；

(二) 用户根据国家电价政策的规定，申请两部制电价、分时电价、阶梯电价等电价变更的，应当办理改类手续；

(三) 擅自改变用电类别的，按照本规则第一百零一条第一项处理。

第三十八条 用户改变行业分类、交费方式、银行账号、增值税信息、用电地名（地理位置不变）、联系人信息等基础档案信息的，须向供电企业提出办理其它变更申请。供电企业发现用户档案信息与实际不符须进行变更的，用户应当配合。

因行业分类变化导致用电类别变化的，按照改类办理。

第三十九条 用户依法破产后，供电企业应当按照下列规定办理：

用户进行工商注销的，供电企业应当予以销户；

(二) 终止供电仍需在破产用户原址上用电的，按照新装用电办理。

第四章 供受电设施建设与维护管理

第四十条 用户受电设施的建设与改造应当符合城乡电网建设与改造规划。对规划中安排的线路走廊和变电站建设用地，应当优先满足公用供电设施建设的需要，确保土地和空间资源得到有效利用。

第四十一条 用户新装、增装或改装受电工程的设计安装、试验与运行应当符合国家有关标准；国家尚未制定标准的，应当符合电力行业标准；国家和电力行业尚未制定标准的，应当符合省（自治区、直辖市）电力管理部门的规定和规程。

第四十二条 新建居民住宅小区供电设施应当按照国家相关政策要求及技术标准进行建设。其中：

(一) 高层小区一级负荷应当采用双重电源供电；特级负荷除双重电源供电外，还应增设应急电源供电，并严禁将其它负荷接入应急供电系统；二级负荷宜采用双回线路供电；

（二）新建居民住宅小区应当合理规划确定配用电设施位置，满足防洪防涝相关要求，设置应急移动电源接口。

第四十三条 高压供电的用户应当提供设计单位资质证明材料、受电工程设计及说明书，一式两份送交供电企业。其中受电工程设计及说明书应当包括：

- （一）用电负荷分布图；
- （二）负荷组成、性质及保安负荷；
- （三）主要电气设备一览表；
- （四）影响电能质量的用电设备清单；
- （五）节能篇及主要生产设备、生产工艺耗电以及允许中断供电时间；
- （六）高压受电设施一、二次接线图与平面布置图；
- （七）用电功率因数计算及无功补偿方式；
- （八）继电保护、过电压保护及电能计量装置的方式；
- （九）隐蔽工程设计资料；
- （十）配电网络布置图；
- （十一）自备应急电源及接线方式。

低压供电的用户无需提供设计相关资料。

第四十四条 供电企业对重要电力用户、居民住宅小区送审的受电工程设计文件和有关资料，应当根据本规则的有关规定进行审核，单次审核时间不超过三个工作日，审核意见应当以书面形式连同审核过的一份受电工程设计文件和有关资料一并退还用户，以使用户据以施工。用户若更改审核后的设计文件，应当将变更后的设计再送供电企业复核。

重要电力用户、居民住宅小区受电工程的设计文件，未经供电企业审核同意，用户不得据以施工，否则，供电企业可以不予检验和接电。

不实行设计审查的高压用户，在竣工检验时提交设计单位资质证明材料、受电工程设计及说明书。

第四十五条 无功电力应当就地平衡。用户应当在提高用电自然功率因数的基础上，按照有关标准设计和安装无功补偿设备，并做到随其负荷和电压变动及

时投入或切除，防止无功电力倒送。除电网有特殊要求的用户外，用户在当地供电企业规定的电网高峰负荷时的功率因数，应当达到下列规定：

（一）100 千伏安以上高压供电的用户功率因数为 0.90 以上；

（二）其他用户和大、中型电力排灌站、趸购转售电企业，功率因数为 0.85 以上；

（三）农业用电，功率因数为 0.80。

凡功率因数不能达到上述规定的新用户，供电企业可以拒绝接电。对已送电的用户，供电企业应当督促和帮助用户采取措施，提高功率因数。对在规定期限内仍未采取措施达到上述要求的用户，供电企业可以中止或限制供电。功率因数调整电费办法按照国家规定执行。

第四十六条 重要电力用户、居民住宅小区受电工程施工期间，供电企业应当根据审核同意的设计和有关施工标准，对用户受电工程中的隐蔽工程进行中间检查。如有不符合规定的，一次性向用户提出书面意见。用户应当按照设计和施工标准予以改正。单次检查时间不超过两个工作日。不实行隐蔽工程中间检查的用户，在竣工检验时提交隐蔽工程施工、试验单位资质证明材料，施工及试验记录。

第四十七条 用户受电工程施工、试验完工后，应当向供电企业提出竣工检验申请，并提供工程竣工报告。报告应当包括：

（一）施工、试验单位资质证明材料；

（二）工程竣工图及说明；

（三）电气试验及保护整定调试记录；

（四）安全用具的试验报告；

（五）隐蔽工程的施工及试验记录；

（六）运行管理的有关规定和制度；

（七）值班人员名单及资格；

（八）供电企业认为必要的其他资料或记录。

供电企业接到用户的受电装置竣工报告及检验申请后，应当及时组织审核竣

工资料，对投运后可能影响公共电网安全运行的涉网设备进行检验。对检验不合格的，供电企业应当一次性向用户提出书面意见。用户应当按照书面意见予以整改，直至合格。单次检验时间不超过三个工作日。检验合格后，供电企业应当与用户协商确定装表接电时间，装表接电时间不超过三个工作日。

第四十八条 公用路灯、交通信号灯是公用设施，应当由当地人民政府及有关管理部门投资建设，并负责维护管理和交纳电费等事项。供电企业可以接受地方有关部门的委托，代为设计、施工与维护管理公用路灯，并照章收取费用，具体事项由双方协商确定。

第四十九条 用户独资、合资或集资建设的供电设施建成后，其运行维护管理按照以下规定确定：

（一）属于公用性质或占用公用线路规划走廊的，由供电企业统一管理；供电企业应当在交接前，与用户协商，就供电设施运行维护管理达成协议；对统一运行维护管理的公用供电设施，供电企业应当保留原所有者在上述协议中确认的容量；

（二）属于用户专用性质，但不在公用变电站内的供电设施，由用户运行维护管理；如用户运行维护管理确有困难，可以委托具有相应资质的企业代为运维管理，并签订协议；

（三）属于用户共用性质的供电设施，由拥有产权的用户共同运行维护管理；如用户共同运行维护管理确有困难，可以委托具有相应资质的企业代为运维管理，并签订协议；

（四）在公用变电站内由用户投资建设的供电设备，如变压器、通信设备、开关、刀闸等，由供电企业统一运维管理；建成投运前，双方应当就运行维护、检修、备品备件等项事宜签订交接协议；

（五）属于临时用电等其他性质的供电设施，原则上由产权所有者运行维护管理，或由双方协商确定，并签订协议。

第五十条 供电设施的运行维护管理范围，按照产权归属确定。产权归属不明确的，责任分界点按照下列各项确定：

(一) 公用低压线路供电的,以电能表前的供电接户线用户端最后支持物为分界点,支持物属供电企业;

(二) 10(6、20)千伏以下公用高压线路供电的,以用户厂界外或配电室前的第一断路器或第一支持物为分界点,第一断路器或第一支持物属供电企业;

(三) 35千伏以上公用高压线路供电的,以用户厂界外或用户变电站外第一基电杆为分界点,第一基电杆属供电企业;

(四) 采用电缆供电的,本着便于维护管理的原则,分界点由供电企业与用户协商确定;

(五) 产权属于用户且由用户运行维护的线路,以公用线路分支杆或专用线路接引的公用变电站外第一基电杆为分界点,专用线路第一基电杆属用户。

在电气上的具体分界点,由供用双方协商确定。

第五十一条 供电企业和用户分工维护管理的供电和受电设备,除另有约定者外,未经管辖单位同意,对方不得操作或更动;如因紧急事故必须操作或更动者,事后应当迅速通知管辖单位。

第五十二条 由于工程施工或线路维护的需要,供电企业须在用户处凿墙、挖沟、掘坑、巡线等作业时,应当征得用户同意,用户应当给予方便,供电企业应当遵守用户的有关安全保卫制度。用户到供电企业维护的电力设施保护范围和保护区作业时,须经县级以上地方政府电力管理部门批准,并按照要求采取安全措施后,在供电企业人员监护下工作。作业完工后,双方均应当及时予以修复。

第五十三条 因建设引起建筑物、构筑物与供电设施相互妨碍,需要迁移供电设施或采取防护措施时,应当按照建设先后的原则,确定其担负的责任。如供电设施建设在先,建筑物、构筑物建设在后,由后续建设单位负担供电设施迁移、防护所需的费用;如建筑物、构筑物建设在先,供电设施建设在后,由供电设施建设单位负担建筑物、构筑物迁移所需的费用;不能确定建设先后的,由双方协商解决。

供电企业需要迁移用户或其他供电企业的设施时,参照上述原则办理。

城乡建设与改造需迁移供电设施时,供电企业和用户都应当积极配合,迁移

所需的材料和费用，应当在城乡建设与改造投资中解决。

第五十四条 供电设施产权所有者对在供电设施上发生的事故承担法律责任，但法律法规另有规定的除外。

第五章 供电质量与安全供用电

第五十五条 供电企业和用户都应当加强供电和用电的运行管理，切实执行国家和电力行业制定的有关安全供用电的规程制度。用户执行其上级主管机关颁发的电气规程制度，除特殊专用的设备外，如与电力行业标准或规定有矛盾时，应当以国家和电力行业标准或规定为准。供电企业和用户在必要时应当制定本单位的现场规程。

第五十六条 在电力系统正常状况下，供电频率的允许偏差为：

- （一）电网装机容量在 300 万千瓦以上的，为 ± 0.2 赫兹；
- （二）电网装机容量不足 300 万千瓦的，为 ± 0.5 赫兹。

在电力系统非正常状况下，供电频率允许偏差不应超过 ± 1.0 赫兹。

第五十七条 在电力系统正常状况下，供电企业供到用户受电端的供电电压允许偏差为：

- （一）35 千伏以上电压供电的，电压正、负偏差的绝对值之和不超过额定值的 10%；
- （二）10（6、20）千伏以下三相供电的，为额定值的 $\pm 7\%$ ；
- （三）220 伏单相供电的，为额定值的 $+7\%$ 、 -10% 。

在电力系统非正常状况下，用户受电端的电压最大允许偏差不应超过额定值的 $\pm 10\%$ 。用户用电功率因数达不到本规则第四十五条规定的，其受电端的电压偏差不受此限制。

第五十八条 电网公共连接点电压正弦波畸变率和用户注入电网的谐波电流不得超过国家标准的规定。用户的非线性阻抗特性的用电设备接入电网运行所注入电网的谐波电流和引起公共连接点电压正弦波畸变率超过标准时，用户应当采取措施予以消除。否则，供电企业可以中止对其供电。

第五十九条 用户的冲击负荷、波动负荷、非对称负荷对供电质量产生影响或对安全运行构成干扰和妨碍时，用户应当采取措施予以消除。如不采取措施或采取措施不力，达不到国家标准规定的要求时，供电企业可以中止对其供电。

第六十条 供电企业应当不断改善供电可靠性，减少设备检修和电力系统事故对用户的停电次数及每次停电持续时间。供用电设备计划检修应当做到统一安排。供电设备计划检修时，对 35 千伏以上电压供电的用户的停电次数，每年不应超过一次；对 10（6、20）千伏供电的用户，每年不应超过三次。

第六十一条 供电企业和用户应当共同加强电能质量管理。对电能质量有争议的可以由具有相应资质的技术检测机构进行技术判断。

第六十二条 供电企业和用户的供用电设备计划检修应当相互配合，尽量做到统一检修。用电负荷较大，开停对电网有影响的设备，其停开时间，用户应当提前与供电企业联系。

遇有紧急检修需停电时，供电企业应当按照规定提前通知重要用户，用户应当予以配合；事故断电，应当尽快修复。

第六十三条 供电企业应当根据电力系统情况和电力负荷的重要性，编制事故限电序位方案，并按照有关规定程序报批后执行。

第六十四条 用户应当定期进行电气设备和保护装置的检查、检修和试验，消除设备隐患，预防电气设备事故和误动作发生。

用户电气设备危及人身和运行安全时，应当立即检修。

多路电源供电的用户应当加装连锁装置，或按照供用双方签订的协议进行调度操作。

第六十五条 用户发生用电事故，应当按照法律法规规定向地方政府有关部门报告，供电企业应当协助有关部门开展调查。发生下列事故的，还应当同时告知供电企业：

- （一）人身触电死亡；
- （二）导致电力系统停电；
- （三）专线掉闸或全厂停电；

- （四）电气火灾；
- （五）重要或大型电气设备损坏；
- （六）停电期间向电力系统倒送电。

第六十六条 用户受电侧的继电保护装置、安全自动装置应当与电力系统的继电保护方式相互配合，并按照国家及行业有关标准或规程进行整定和检验。由供电企业整定、加封的继电保护装置及其二次回路和供电企业规定的继电保护整定值，用户不得擅自变动。

第六十七条 承装、承修、承试受电工程的单位，应当取得《承装（修、试）电力设施许可证》。

第六十八条 供电企业和用户应当经常开展安全供用电宣传教育，普及安全用电常识。

第六十九条 在发供电系统正常情况下，供电企业应当连续向用户供应电力。

有下列情形之一的，可以按照规定的程序中止供电：

- （一）危害供用电安全，扰乱供用电秩序的；
- （二）逾期未交付电费超过三十日，经催交在合理期限内仍未交付的；
- （三）受电装置经检验不合格，在指定期间未改善的；
- （四）用户注入电网的谐波电流超过标准，以及冲击负荷、非对称负荷等对电能质量产生干扰与妨碍，在规定限期内不采取措施的；
- （五）拒不在限期内拆除私增用电容量的；
- （六）拒不在限期内交付违约用电引起的费用的；
- （七）违反安全用电、有序用电有关规定，拒不改正的；
- （八）私自向外转供电力的。

有下列情形之一的，可立即中止供电：

- （一）发生不可抗力和紧急避险的；
- （二）发现确有窃电行为并已告知将中止供电的。

第七十条 除因故需要中止供电和可以立即中止供电的情形外，供电企业需

对用户停止供电时，应当按照下列程序办理：

（一）在停电前三至七日内，将停电通知书送达用户，对重要用户的停电，应当将停电通知书报送同级电力管理部门；

（二）在停电前三十分钟，将停电时间再通知用户一次，方可在通知规定时间实施停电。

第七十一条 因故需要中止供电时，供电企业应当按照下列要求事先通知用户或公告：

（一）因供电设施计划检修需要停电时，应当提前七日通知用户或公告；

（二）因供电设施临时检修需要停止供电时，应当提前二十四小时通知重要用户或公告；

（三）发供电系统发生故障需要停电、限电或者计划限、停电时，供电企业应当按照批准的有序用电方案或限电序位执行，有序用电方案或限电序位应当事前公告用户。

第七十二条 引起停电或限电的原因消除后，供电企业应当在二十四小时内恢复供电。不能在二十四小时内恢复供电的，供电企业应当向用户说明原因。

第六章 电能计量与电费结算

第七十三条 供电企业应当在用户每一个受电点内按照不同电价类别，分别安装电能计量装置，每个受电点作为用户的一个计费单位。用户为满足内部核算的需要，可以自行在其内部装设考核能耗用的电能表，但该表所示读数不得作为供电企业计费依据。

第七十四条 在用户受电点内难以按照电价类别分别装设电能计量装置时，可以装设总的电能计量装置，然后按其不同电价类别的用电设备容量的比例或实际可能的用电量，确定不同电价类别用电量的比例或定量进行分算，分别计价。供电企业每年至少对上述比例或定量核定一次，用户不得拒绝。

第七十五条 电能计量装置包括计费电能表（有功、无功电能表及最大需量表）和电压、电流互感器及二次连接导线。计费电能表及附件的购置、安装、移

动、更换、检验、拆除、加封及表计接线等，均由供电企业负责办理，用户应当提供工作上的方便。

供电企业不得违反国家有关规定向用户收取电能计量装置费用。高压用户的成套设备中装有自备互感器时，经供电企业检验合格并加封，可以作为计费互感器。

供电企业在新装、换装及现场校验后应当对电能计量装置加封，并请用户在工作凭证上签章。

第七十六条 对10（6、20）千伏以下电压供电的用户，应当配置专用的电能计量柜（箱）；对35千伏以上电压供电的用户，应当有专用的电流互感器二次线圈和专用的电压互感器二次连接线，并不得与保护、测量回路共用。电压互感器专用回路的电压降不得超过允许值。超过允许值时，应当予以改造或采取必要的技术措施予以更正。

第七十七条 电能计量装置原则上应当装在供电设施的产权分界处。如产权分界处不适宜装表的，对专线供电的高压用户，可以在供电变压器出口装表计量；对公用线路供电的高压用户，可以在用户受电装置的低压侧计量。当电能计量装置不安装在产权分界处时，线路与变压器损耗的有功与无功电量均须由产权所有者负担。在计算用户容（需）量电费（按照最大需量计收时）、电度电费及功率因数调整电费时，应当将上述损耗电量计算在内。

第七十八条 城镇居民用电一般应当实行一户一表。因特殊原因不能实行一户一表计费时，供电企业可以根据其容量按照公安门牌或楼门单元、楼层安装共用的计费电能表，居民用户不得拒绝合用。共用计费电能表内的各用户，可以自行装设分户电能表，自行分算电费，供电企业在技术上予以指导。

第七十九条 临时用电的用户，应当安装电能计量装置。对不具备安装条件的，可以按照其用电容量、使用时间、规定的电价计收电费。

第八十条 安装在用户处的电能计量装置、电能信息采集装置，用户应当妥为保护，不得存在妨碍抄表、运行维护或者影响计量准确、安全和数据传输的行为。如发生计费电能表丢失、损坏或过负荷烧坏等情况，用户应当及时告知供电

企业，以便供电企业采取措施。如因用户原因引起的，用户应当负担赔偿费或修理费；其他原因引起的，供电企业应当负责换表，不收费用。

第八十一条 供电企业应当按照规定的周期校验、轮换计费电能表，并对计费电能表进行不定期检查。发现计量失常时，应当查明原因。电能表运行出现问题的，应当更换。

用户认为供电企业装设的计费电能表不准时，有权向供电企业提出校验申请，供电企业受理申请后，应当在五个工作日内检验，并将检验结果通知用户。如计费电能表的误差超出允许范围时，供电企业应当按照本规则第八十二条规定退补电费。用户对检验结果有异议时，可以向有资质的计量检定机构申请检定。用户在申请验表期间，其电费仍应当按期交纳，验表结果确认后，再行退补电费。

第八十二条 由于计费计量互感器、电能表的误差及其连接线电压降超出允许范围或者其他非人为原因致使计量记录不准时，供电企业应当按照下列规定退补相应电量的电费：

（一）互感器或者电能表误差超出允许范围时，以“0”误差为基准，按照验证后的误差值退补电量；退补时间以误差发生之日起至误差更正之日止计算；时间无法确定的，从上次校验或者换装后投入之日起至误差更正之日止的二分之一时间计算；

（二）连接线的电压降超出允许范围时，以允许电压降为基准，按照验证后实际值与允许值之差退补电量；退补时间从连接线投入或负荷增加之日起至电压降更正之日止；

（三）其他非人为原因致使计量记录不准时，以考核能耗用的计量装置或者其它电能量测量装置记录为基准计算；无上述装置的，以用户正常月份用电量为基准计算；退补时间按照电能计量装置运行数据确定。

退补期间，用户先按照抄见电量如期交纳电费，误差确定后，再行退补。

第八十三条 电能计量装置接线错误、互感器故障、倍率不符等原因，使电能计量或者计算出现差错时，供电企业应当退补从差错发生之日起至差错更正之日止相应电量的电费，并按照下列规定执行：

（一）计算电量的倍率或铭牌倍率与实际不符的，以实际倍率为基准，按照正确与错误倍率的差值退补电量；退补时间无法确定的，以抄表记录为准确定；

（二）因计费电能计量装置接线错误、互感器故障的，以考核能耗用的电能计量装置或者其它电能量测量装置记录为基准计算，无上述装置的，可以按照以下方法计算：

1.计费电能计量装置接线错误的，以其实际记录的电量为基数，按照正确与错误接线的差额率退补电量；退补时间无法确定的，从上次校验或换装投入之日起至接线错误更正之日止；

2.互感器故障的，按照电工理论计算方法确定的差额率计算退补电量；无法计算的，以用户正常月份用电量为基准，按照正常月与故障月的差额计算退补电量。

退补电量未正式确定前，用户先按照正常月用电量如期交纳电费。

第八十四条 供电企业应当依据电能计量装置的记录计算电费，按期向用户收取或通知用户按期交纳电费。供电企业可以与用户协商确定收取电费的方式。

用户应当按照双方约定的期限和交费方式交清电费，不得拖延或拒交电费。

第八十五条 供电企业应当在规定的日期抄录计费电能表读数，可以运用数字信息手段远程自动采集。

由于用户原因或远程采集异常，且无法如期抄录计费电能表读数的，可以通知用户待期补抄或暂按照前次用电量计收电费，待下次抄表时一并结清。

电力市场交易规则对电能计量有规定的，按照相关规定执行。

第八十六条 容（需）量电费以月计算，但新装、增容、变更与终止用电当月的容（需）量电费，应当按照实用天数计算，每日按照全月容（需）量电费除以当月日历天数收取，日用电不足二十四小时的，按照一天计算。事故停电、检修停电、有序用电不扣减容（需）量电费。

第八十七条 容（需）量电费按照变压器容量或最大需量计收，同一计费周期内用户可以选择其中一种。

以变压器容量计算容（需）量电费的，其备用的变压器（含不通过变压

器的高压电动机），属冷备用状态并经供电企业加封的，不收容（需）量电费；属热备用状态的或未经加封的，不论使用与否都计收容（需）量电费。用户专门为调整用电功率因数的设备，如电容器、调相机等，不计收容（需）量电费。

在受电设施一次侧装有连锁装置互为备用的变压器（含不通过变压器的高压电动机），按照可能同时使用的变压器（含不通过变压器的高压电动机）容量之和的最大值计算其容（需）量电费。

以最大需量方式计收需量电费的用户，计收方式按照相关电价政策规定执行。

第八十八条 对月用电量较大的用户，供电企业可以按照用户月电费确定每月分若干次收费，并于抄表后结清当月电费。收费次数由供电企业与用户协商确定，一般每月不少于三次。对于银行划拨电费的，供电企业、用户、银行三方应当签订电费划拨和结清的协议书。

供用双方改变开户银行或账号时，应当及时通知对方。

第八十九条 临时用电用户未装电能计量装置的，供电企业应当根据其用电容量，按照双方约定的每日使用时数和使用期限预收全部电费。用电终止时，供电企业按照实际用电天数对预收电费进行清算。到约定期限时，应当终止供电。

第九十条 供电企业依法对用户终止供电时，双方应当结清全部电费和与供电业务相关的其他债务。否则，供电企业有权依法追缴。

第七章 并网电厂

第九十一条 在供电营业区内建设的各类发电厂，未经许可，不得从事电力供应业务。

并网运行的发电厂，应当在发电厂建设项目立项前，与并网的电网经营企业联系，就并网容量、发电时间、上网电价、上网电量等达成电力输送或电量购销意向性协议。

第九十二条 电网经营企业与并网发电厂应当根据国家法律、行政法规和有关规定，签订并网调度协议，并在并网发电前签订购售电合同或相关交易合同。

第九十三条 用户自备电厂应当自发自供厂区内的用电，自发自用有余的电量可以与供电企业签订购售电合同。

用户自备电厂应当公平承担发电企业社会责任、政府规定的基金和费用，在成为合格市场主体情况下，可以按照交易规则参与市场化交易。

第八章 供用电合同与违约责任

第九十四条 供电企业和用户应当在供电前，根据用户用电需求和供电企业的供电能力以及办理用电申请时双方已认可或协商一致的下列文件，签订供用电合同：

- （一）用户的用电申请报告或用电申请书；
- （二）供电企业答复的供电方案；
- （三）用户受电装置施工竣工检验报告；
- （四）其他双方事先约定的有关文件。

在签订供用电合同时，可以单独签订电费结算协议和电力调度协议等。

第九十五条 供用电合同应当采用纸质或电子合同签订，经双方协商同意的有关修改合同的文书、电报、电传和图表等也是合同的组成部分。

供用电合同书面形式可以分为标准格式和非标准格式两类。标准格式合同适用于供电方式简单、一般性用电需求的用户；非标准格式合同适用于供用电方式特殊的用户。

供电企业可以根据用电类别、用电容量、电压等级的不同，分类制定出适应不同类型用户需要的标准格式供用电合同。

第九十六条 供用电合同的变更或者解除，应当依法进行。

因国家法律法规或政策变化，影响供用电合同主要内容时，应当根据调整后的国家法律法规或政策执行。

第九十七条 供用电双方在合同中订有电力运行事故责任条款的，按照下列规定办理，双方另有约定的除外：

- （一）由于供电企业电力运行事故造成用户停电时，供电企业应当按照用户

在停电时间内可能用电量乘以当期同类用户平均电量电价的四倍（两部制电价为五倍）给予赔偿；用户在停电时间内可能用电量，按照停电前用户正常用电月份或正常用电一定天数内的每小时平均用电量乘以停电小时计算；

（二）由于用户责任造成供电企业对外停电时，用户应当按照供电企业对外停电时间少供电量，乘以上月供电企业平均售电单价给予赔偿；

因用户过错造成其他用户损害的，受害用户要求赔偿时，该用户应当依法承担赔偿责任；

虽因用户过错，但由于供电企业责任而使事故扩大造成其他用户损害的，该用户不承担事故扩大部分的赔偿责任；

（三）对停电责任的分析和停电时间及少供电量的计算，均按照供电企业事故记录及有关规定办理；停电时间不足一小时按照一小时计算，超过一小时按照实际时间计算。

第九十八条 供用电双方在合同中订有电压质量责任条款的，按照下列规定办理，双方另有约定的除外：

（一）用户用电功率因数达到规定标准，而供电电压超出本规则规定的允许偏差，给用户造成损失的，供电企业应当按照用户每月在电压不合格的累计时间内所用的电量，乘以用户当月用电的平均电价的百分之二十给予赔偿；

（二）用户用电功率因数未达到规定标准或其他用户原因引起电压质量不合格的，供电企业不承担赔偿责任；

（三）电压偏差超出允许偏差的时间，以用户自备并经供电企业认可的电压自动记录仪表的记录为准，如用户未装此项仪表，则以供电企业的电压记录为准。

第九十九条 供用电双方在合同中订有频率质量责任条款的，按照下列规定办理，双方另有约定的除外：

（一）供电频率超出允许偏差，给用户造成损失的，供电企业应当按照用户每月在频率不合格的累计时间内所用的电量，乘以用户当月用电的平均电价的百分之二十给予赔偿；

（二）频率变动超出允许偏差的时间，以用户自备并经供电企业认可的频率

自动记录仪表的记录为准，如用户未装此项仪表，则以供电企业的频率记录为准。

第一百条 用户在供电企业规定的期限内未交清电费时，应当承担电费滞纳的违约责任。电费违约金从逾期之日起计算至交纳日止。每日电费违约金按照下列规定计算，双方另有约定的除外：

（一）居民用户每日按照欠费总额的千分之一计算；

（二）其他用户：

1.当年欠费部分，每日按照欠费总额的千分之二计算；

2.跨日历年欠费部分，每日按照欠费总额的千分之三计算。

电费违约金收取总额按日累加计收。

第一百零一条 供电企业对用户危害供用电安全、扰乱正常供用电秩序等行为应当及时予以制止。用户有下列行为的，应当承担相应的责任，双方另有约定的除外：

（一）在电价低的供电线路上，擅自接用电价高的用电设备或私自改变用电类别的，应当按照实际使用日期补交其差额电费，并承担不高于二倍差额电费的违约使用电费，使用起讫日期难以确定的，实际使用时间按照三个月计算；

（二）私增或更换电力设备导致超过合同约定的容量用电的，除应当拆除私增容设备或恢复原用电设备外，属于两部制电价的用户，应当补交私增设备容量使用天数的容（需）量电费，并承担不高于三倍私增容量容（需）量电费的违约使用电费；其他用户应当承担私增容量每千瓦（千伏安视同千瓦）五十元的违约使用电费，如用户要求继续使用者，按照新装增容办理；

（三）擅自使用已在供电企业办理减容、暂拆手续的电力设备或启用供电企业封存的电力设备的，应当停用违约使用的设备；属于两部制电价的用户，应当补交擅自使用或启用封存设备容量和使用天数的容（需）量电费，并承担不高于二倍补交容（需）量电费的违约使用电费；其他用户应当承担擅自使用或启用封存设备容量每次每千瓦（千伏安视同千瓦）三十元的违约使用电费，启用属于私增容被封存的设备的，违约使用者还应当承担本条第二项规定的违约责任；

（四）私自迁移、更动和擅自操作供电企业的电能计量装置、电能信息采集

装置、电力负荷管理装置、供电设施以及约定由供电企业调度的用户受电设备者，属于居民用户的，应当承担每次五百元的违约使用电费；属于其他用户的，应当承担每次五千元的违约使用电费；

（五）未经供电企业同意，擅自引入（供出）电源或将备用电源和其他电源私自并网的，除当即拆除接线外，应当承担其引入（供出）或并网电源容量每千瓦（千伏安视同千瓦）五百元的违约使用电费。

第一百零二条 供电企业与用户签订的供用电合同相关违约责任条款，不得超出本规则规定的违约责任限度，不得擅自增加用户义务，减损用户权利。

第九章 窃电的制止与处理

第一百零三条 禁止窃电行为。窃电行为包括：

- （一）在供电企业的供电设施上，擅自接线用电；
- （二）绕越供电企业电能计量装置用电；
- （三）伪造或者开启供电企业加封的电能计量装置封印用电；
- （四）故意损坏供电企业电能计量装置；
- （五）故意使供电企业电能计量装置不准或者失效；
- （六）采用其他方法窃电。

第一百零四条 供电企业对查获的窃电者，应当予以制止并按照本规则规定程序中止供电。窃电用户应当按照所窃电量补交电费，并按照供用电合同的约定承担不高于应补交电费三倍的违约使用电费。拒绝承担窃电责任的，供电企业应当报请电力管理部门依法处理。窃电数额较大或情节严重的，供电企业应当提请司法机关依法追究刑事责任。

第一百零五条 能够查实用户窃电量的，按已查实的数额确定窃电量。窃电量不能查实的，按照下列方法确定：

（一）在供电企业的供电设施上，擅自接线用电或者绕越供电企业电能计量装置用电的，所窃电量按照私接设备额定容量（千伏安视同千瓦）乘以实际使用时间计算确定；

（二）以其他行为窃电的，所窃电量按照计费电能表标定电流值（对装有限流器的，按照限流器整定电流值）所指的容量（千伏安视同千瓦）乘以实际窃用的时间计算确定。

窃电时间无法查明时，窃电日数以一百八十天计算。每日窃电时长，电力用户按照十二小时计算、照明用户按照六小时计算。

第一百零六条 因违约用电或窃电造成供电企业的供电设施损坏的，责任者应当承担供电设施的修复费用或进行赔偿。

因违约用电或窃电导致他人财产、人身安全受到侵害的，受害人有权要求违约用电或窃电者停止侵害，赔偿损失。供电企业应予协助。

第一百零七条 供电企业对检举、查获窃电或违约用电的有关人员应当给予奖励。

第十章 附 则

第一百零八条 电力行业协会推动制定供用电活动的国家标准和行业标准，推广供用电先进技术，促进技术进步和节能减排。

第一百零九条 本规则所称的“以上”“以下”“内”“以内”“提前”“至少”“不超过”“不高于”，包括本数；所称的“不足”“超出”“超过”“少于”，不包括本数。

第一百一十条 本规则自2024年6月1日起施行。1996年10月8日原电力工业部发布的《供电营业规则》同时废止。

供电营业区划分及管理办法

中华人民共和国国家发展和改革委员会令

(第 19 号)

《供电营业区划分及管理办法》已经 2024 年 4 月 8 日第 10 次委务会议审议通过，现予公布，自 2024 年 7 月 1 日起施行。

主任 郑栅洁

2024 年 4 月 11 日

供电营业区划分及管理办法

第一章 总 则

第一条 为划分和管理供电营业区，依法保障电力供应的专营权，保障用户供电安全，保护用户合法权益，根据《中华人民共和国行政许可法》、《中华人民共和国电力法》、《电力供应与使用条例》、《电力监管条例》，制定本办法。

第二条 供电营业区是指向用户供应电力的地域。经国家审查批准的供电营业区是供电企业依法专营电力的地域。

第三条 国家对供电营业区的设立、变更实行许可证管理制度。供电企业应按规定申请供电营业区划分，并取得电力业务许可证。

电力业务许可证由国家能源局统一印制。

第二章 供电营业区划分原则及分类

第四条 根据电力生产供应特点，为确保电网安全经济运行和供电服务质量，在一个供电营业区内，只准设一个供电营业机构。供电营业区划分及供电营业分支机构设置应当根据国家电力安全保供的需要和相关政策要求进行动态调整。

第五条 供电营业区原则上以省、地（市）、县行政区划为基础，根据电网结构、供电能力、供电质量、供电经济合理性等因素划分确定。

在《中华人民共和国电力法》实施前，同一个行政区域内已形成多个供电企业供电的，应按上述原则协商核定其供电营业区。

第六条 供电营业区（不含增量配电区域）分为下列三类：

（一）省（自治区、直辖市）内跨地（市）行政区划的供电营业区（简称省级营业区）；

（二）地（自治州、省辖市）内跨县行政区划的供电营业区（简称地级营业区）；

（三）县（市）内跨乡镇行政区划的供电营业区（简称县级营业区）。

第七条 为便于分级管理，根据电网结构和行政区划不同，一般可将省级营业区分划为地、县两级营业区；地级营业区分划为若干个县级营业区，并根据实际需求在每级营业区内设立相应的供电营业分支机构。

对公用电网未覆盖的地区，其供电营业区划分另行规定。

第三章 供电营业区划分

第八条 供电营业区的设立、变更，由国家能源局派出机构依据职责和管理权限，会同省级电力管理部门审查批准后，发给电力业务许可证。

第九条 申请供电营业区者，须具备下列条件：

（一）具有独立企业法人资格（不具有法人资格的，按照隶属关系由其法人企业提出申请）；

（二）具有保障该地区用电需求的供电能力；

（三）具有与经营业务相适应的资金、场所、设施和技术手段；

（四）具有与经营业务相适应的专门技术与业务人员、管理制度、技术标准；

（五）具有与该地区社会与经济发展相适应的电网改造和发展规划；

（六）法律法规规定的其他条件。

第十条 申请供电营业区者，应向国家能源局派出机构提供下列资料：

- (一) 能反映营业区边界的供电区域地理平面图；
- (二) 设立的供电营业分支机构及相应的供电营业区域；
- (三) 电源容量及分布、供电网络及负荷分布图；
- (四) 经政府主管部门批准的电网改造与发展规划；
- (五) 企业性质、组织机构、人员构成及数量、主要技术业务人员资格；
- (六) 保证安全生产必需的基础设施、工机具、计量、试验、调度、通讯及交通运输装备；
- (七) 技术业务的规章制度；
- (八) 供电营业区双边达成的划分协议；
- (九) 《电力业务许可证管理规定》规定的其他资料。

第十一条 供电企业在申请供电营业区前，应就供电营业区的划分，与相邻供电企业进行协商，达成协议。

有关双方对营业区划分未取得一致意见的，由国家能源局派出机构会同省级电力管理部门协调解决。

第十二条 由于历史原因，多个电网已形成交叉供电的营业区域，有关各方应从确保供用电安全出发，本着互利互惠原则，协商确定供电营业区。协商不成的，由国家能源局派出机构会同省级电力管理部门协调划定。

第十三条 国家能源局派出机构应当会同省级电力管理部门对申请人提交的材料进行审查，按照《电力业务许可证管理规定》相关要求作出许可决定。

第十四条 供电企业对电力业务许可证明确的供电营业区有异议的，应在自知道或者应当知道之日起 30 日内向国家能源局提出复核请求。国家能源局应在接到复核请求之日后 60 日内作出复核决定。

第四章 供电营业区管理

第十五条 取得电力业务许可证的供电企业，应当按照国家规定承担本营业区内的供电义务，依法保障供区电力用户能够按照国家规定的价格获得最基本的供电服务。

第十六条 除经国家能源局派出机构、省级电力管理部门同意向其他供电企业供电营业区内用户实施的供电情形外，供电企业不得超越电力业务许可证明明确的供电营业区供电。

第十七条 由于政治、军事、安全等原因，对供电质量有特殊要求或者用电对供电质量产生严重影响的用户，可由国家能源局派出机构、省级电力管理部门指定的供电企业供电。

第十八条 取得电力业务许可证的供电企业，因自身原因没有能力对其供电营业区内的用户提供符合国家规定的供电服务，且限期整改后仍不符合要求并造成严重后果的，国家能源局派出机构会同省级电力管理部门协商后，可缩减其供电营业区。

第十九条 供电营业区的扩展或者合并、缩小、分立等变更，应向国家能源局派出机构提供下列资料：

- （一）变更理由及有关证明文件；
- （二）与相邻供电企业就供电营业区变更达成的协议；
- （三）供电营业区变动的地理平面图；
- （四）《电力业务许可证管理规定》规定的其他资料。

第二十条 供电企业因破产或者其他原因需要停业时，必须在停业前一个月同时向国家能源局派出机构和省级电力管理部门报告，经批准并确定接续的供电企业后，方可停业，并办理电力业务许可证注销手续。

第二十一条 用户燃煤自备电厂应自发自供其所在厂区内的用电，剩余电量如需上网，应按照交易规则参与市场化交易。

分布式、源网荷储等其他项目剩余电量上网按国家有关规定执行。

第二十二条 未经许可从事电力供应业务，或者擅自变更供电营业区的，按照《中华人民共和国行政许可法》、《中华人民共和国电力法》有关规定处理。

第五章 附 则

第二十三条 有关增量配电业务配电区域划分办法另行制定。

第二十四条 国家能源局对本办法实施情况进行定期评估，并适时调整完善。

第二十五条 本办法自 2024 年 7 月 1 日起施行。原电力工业部于 1996 年 5 月 19 日发布的《供电营业区划分及管理办法》（电力工业部令第 5 号）同时废止。

国家发展改革委、国家能源局关于印发《售电公司管理办法》的通知

（发改体改规〔2021〕1595号）

各省、自治区、直辖市发展改革委、能源局、工业和信息化主管部门，新疆生产建设兵团发展改革委：

为贯彻落实《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》和电力体制改革配套文件精神，国家发展改革委、国家能源局制定了《售电公司管理办法》，现印发给你们，请按照执行。《国家发展改革委、国家能源局关于印发〈售电公司准入与退出管理办法〉和〈有序放开配电网业务管理办法〉的通知》（发改经体〔2016〕2120号）中《售电公司准入与退出管理办法》废止。

- 附件：1.售电公司管理办法
2.售电公司信用承诺书（参考范本）

国家发展改革委
国家能源局
2021年11月11日

附件 1

售电公司管理办法

第一章 总 则

第一条 为积极稳妥推进售电侧改革，建立健全有序竞争的市场秩序，保护各类市场主体的合法权益，依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）和电力体制改革配套文件，制定本办法。

第二条 售电公司注册、运营和退出，坚持依法合规、开放竞争、安全高效、改革创新、优质服务、常态监管的原则。

第三条 本办法所指售电公司是指提供售电服务或配售电服务的市场主体。

售电公司在零售市场与电力用户确立售电服务关系，在批发市场开展购售电业务。

第四条 电力、价格主管部门和市场监督管理部门、能源监管机构等依法对售电公司市场行为实施监管和开展行政执法工作。

第二章 注册条件

第五条 售电公司注册条件。

（一）依照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。

（二）资产要求。

1. 资产总额不得低于 2 千万元人民币。

2. 资产总额在 2 千万元至 1 亿元（不含）人民币的，可以从事年售电量不超过 30 亿千瓦时的售电业务。

3. 资产总额在 1 亿元至 2 亿元（不含）人民币的，可以从事年售电量不超过 60 亿千瓦时的售电业务。

4. 资产总额在 2 亿元人民币以上的，不限制其售电量。

（三）从业人员。售电公司应拥有 10 名及以上具有劳动关系的全职专业人员。专业人员应掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备风险管理、电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，有电力、能源、经济、金融等行业 3 年及以上工作经验。其中，至少拥有 1 名高级职称和 3 名中级职称的专业管理人员，技术职称包括电力、经济、会计等相关专业。

（四）经营场所和技术支持系统。售电公司应具有固定经营场所及能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能的电力市场技术支持系统和客户服务平台，参与电力批发市场的售电公司技术支持系统应能接入电力交易平台。

（五）信用要求。售电公司法定代表人及主要股东具有良好的财务状况和信用记录，并按照规定要求做出信用承诺，确保诚实守信经营。董事、监事、高级管理人员、从业人员无失信被执行记录。

（六）法律、行政法规和地方性法规规定的其他条件。

第六条 发电企业、电力建设企业、高新产业园区、经济技术开发区、供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司所属售电公司（含全资、控股或参股）应当具有独立法人资格，独立运营。上述公司申请经营范围增项开展售电业务的，新开展的同一笔交易中不能同时作为买方和卖方。

第七条 电网企业（含关联企业）所属售电公司（含全资、控股或参股）应当具有独立法人资格并且独立运营，确保售电业务从人员、财务、办公地点、信息等方面与其他业务隔离，不得通过电力交易机构、电力调度机构、电网企业获得售电竞争方面的合同商务信息以及超过其他售电公司的优势权利。

第三章 注册程序

第八条 电力交易机构负责售电公司注册服务，政府部门不得直接办理售电公司注册业务或干预电力交易机构正常办理售电公司注册业务。符合注册条件的售电公司自主选择电力交易机构办理注册，获取交易资格，无需重复注册。已完成注册售电公司按相关交易规则公平参与交易。各电力交易机构按照“一地注册，信息共享”原则，统一售电公司注册服务流程、服务规范、要件清单、审验标准等，明确受理期限、接待日、公示日。其他地区推送的售电公司在售电业务所在行政区域需具备相应的经营场所、技术支持系统后，平等参与当地电力市场化交易。

建立售电公司首注负责制。负责首次办理售电公司注册手续的电力交易机构，负责对其按照本办法规定办理业务的有关材料进行完整性审查，必要时组织对售电公司进行现场核验。鼓励网上办理注册手续，对于网上提交的材料，电力交易机构应与当事人进行原件核对。

第九条 售电公司办理注册时，应按固定格式签署信用承诺书，并通过电力交易平台向电力交易机构提交以下资料：工商注册信息、法定代表人信息、统一社会信用代码、资产和从业人员信息、开户信息、营业执照、资产证明、经营场所和技术支持系统证明等材料。

(一) 营业执照经营范围必须明确具备电力销售、售电或电力供应等业务事项。

(二) 需提供资产证明包括，具备资质、无不良信用记录的会计事务所出具的该售电公司近 3 个月内的资产评估报告，或近 1 年的审计报告，或近 6 个月的验资报告、银行流水，或开户银行出具的实收资本证明。对于成立时间不满 6 个月的售电公司，需提供自市场监督管理部门注册以后到申请市场注册时的资产评估报告，或审计报告，或验资报告、银行流水，或开户银行出具的实收资本证明。

(三) 从业人员需提供能够证明售电公司全职在职员工近 3 个月的社保缴费记录、职称证书。从业人员不能同时在两个及以上售电公司重复任职。

(四) 经营场所证明需提供商业地产的产权证明或 1 年及以上的房屋租赁合同、经营场所照片等。

(五) 接入电力交易平台的售电公司技术支持系统，需提供安全等级报告和软件著作权证书以及平台功能截图，对于购买或租赁平台的还需提供购买或租赁合同。

拥有配电网运营权的售电公司还需提供配电网电压等级、供电范围、电力业务许可证（供电类）等相关资料。除电网企业存量资产外，现有符合条件的高新产业园区、经济技术开发区和其他企业建设、运营配电网的，履行相应的注册程序后，可自愿转为拥有配电业务的售电公司。

第十条 接受注册后，电力交易机构要通过电力交易平台、“信用中国”网站等政府指定网站，将售电公司满足注册条件的信息、材料和信用承诺书向社会公示，公示期为 1 个月。

电力交易机构收到售电公司提交的注册申请和注册材料后，在 7 个工作日内完成材料完整性审查，并在满足注册条件后完成售电公司的注册手续。对于售电公司提交的注册材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性书面告知。

第十一条 公示期满无异议的售电公司，注册手续自动生效。电力交易机构将公示期满无异议的售电公司纳入自主交易市场主体目录，实行动态管理并向社

会公布。

第十二条 电力交易机构应对公示期间被提出异议的售电公司的异议情况进行调查核实，并根据核实情况分类处理。

（一）如因公示材料疏漏缺失或公示期间发生人员等变更而产生异议，售电公司可以补充材料申请再公示。

（二）如因材料造假发生异议，售电公司自接到电力交易机构关于异议的告知之日起，5个工作日内无法作出合理解释，电力交易机构终止其公示，退回售电公司的注册申请，将情况报送地方主管部门。

第十三条 电力交易机构按月汇总售电公司注册情况向地方主管部门、能源监管机构备案，并通过电力交易平台、“信用中国”网站等政府指定网站向社会公布。

第十四条 售电公司注册信息发生变化时，应在5个工作日内向首次注册的电力交易机构申请信息变更。法人信息、公司股东、股权结构、从业人员、配电网资质等发生如下变化的，售电公司需重新签署信用承诺书并予以公示，公示期为7天。

（一）企业更名或法定代表人变更。

（二）企业控制权转移，因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人发生变化。

（三）资产总额发生超出注册条件所规定范围的变更。

（四）企业高级或中级职称的专业人员变更。

（五）配电网运营资质变化。

第四章 权利与义务

第十五条 售电公司享有以下权利：

（一）可以采取多种方式通过电力市场购售电，可通过电力交易平台开展双边协商交易或集中交易。

（二）售电公司自主选择各级电力交易机构进行跨省跨区购电和省内购电。

(三) 多个售电公司可以在同一配电区域内售电。同一售电公司可在多个配电区域内售电。

(四) 可向用户提供包括但不限于合同能源管理、综合节能、合理用能咨询和用电设备运行维护等增值服务，并收取相应费用。

(五) 可根据用户授权掌握历史用电信息，在电力交易平台进行数据查询和下载。

第十六条 售电公司应履行以下义务：

(一) 承担保密义务，不得泄漏用户信息。

(二) 遵守电力市场交易规则。

(三) 与用户签订合同，提供优质专业的售电服务，履行合同规定的各项义务。

(四) 受委托代理用户与电网企业的涉网事宜。

(五) 按照国家有关规定，在电力交易平台、“信用中国”网站等政府指定网站上公示公司资产、从业人员、场所、技术支持系统、经营状况等信息、证明材料和信用承诺，依法及时对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

(六) 不得干涉用户自由选择售电公司的权利。

(七) 按照可再生能源电力消纳责任权重有关规定，承担与年售电量相对应的可再生能源电力消纳量。

(八) 同意电力交易机构对其公司及公司从业人员满足注册条件的信息、证明材料对外公示，以及对其持续满足注册条件开展的动态管理。

第五章 运营管理

第十七条 售电公司应持续满足注册条件。

第十八条 售电公司注册生效后，通过电力交易平台每年3月底前披露其资产、人员、经营场所、技术支持系统等持续满足注册条件的信息和证明材料。电力交易机构根据需要启动对售电公司持续满足注册条件情况的核验。核验结果可以与市场监督管理部门、“信用中国”网站等形成联动机制和信息共享，年度审查

次数根据售电公司的信用评级或入市时长确定。

第十九条 售电公司与电力用户在电力交易平台建立零售服务关系。经售电公司与电力用户双方协商一致，在确立绑定关系期限内，任何一方均可在电力交易平台中发起零售服务关系确立，由双方法定代表人（授权代理人）在电力交易平台中确认。

第二十条 电力用户在同一合同周期内仅可与一家售电公司确立零售服务关系，双方在电力交易平台绑定确认后，电力交易机构不再受理新的绑定申请，电力用户全部电量通过该售电公司购买。

第二十一条 售电公司与电力用户零售服务关系在电力交易平台中确认后，即视同不从电网企业购电，电网企业与电力用户的供用电合同中电量、电价等结算相关的条款失效，两者的供用电关系不变，电力用户、售电公司与电网企业应签订三方电费结算补充协议，无需再签订售电公司、电力用户、电网企业三方合同，电力交易机构将电力用户与售电公司零售服务关系信息统一推送给向电力用户供电的电网企业。

第二十二条 售电公司与电力用户按照月为最小单位签订合同，其中新注册用户的合同生效时间为当月实际签订时间。合同应包括但不限于以下内容：电力用户企业名称、电压等级、户号、合同期限、电量及分月计划、费用结算、违约责任、电力用户偏差电量处理方式等内容。售电公司在批发市场与零售市场应考虑电力辅助服务费用和阻塞费用等费用，相关盈亏由售电公司承担。

第二十三条 电力交易机构负责出具售电公司以及零售电力用户等零售侧结算依据，电网企业根据结算依据对零售电力用户进行零售交易资金结算，对售电公司批发、零售价差收益、偏差考核进行资金结算。

第二十四条 售电公司参与批发和（或）零售市场交易前，应通过以下额度的最大值向电力交易机构提交履约保函或者履约保险等履约保障凭证：1. 过去12个月批发市场交易总电量，按标准不低于0.8分/千瓦时；2. 过去2个月内参与批发、零售两个市场交易电量的大值，按标准不低于5分/千瓦时。现货市场地区，地方主管部门可以根据市场风险状况，适当提高标准，具体标准由各地

自行确定。

（一）对于在多个省（区、市）开展售电业务的售电公司，需分别提交履约保函或保险。

（二）电力交易机构应拟定履约保函、保险管理制度，并负责履约保函、保险单的接收、管理、退还、使用申请、执行情况记录、履约额度跟踪和通报程序。制度应经相关市场管理委员会审议后，报地方主管部门备案。

（三）履约保函、保险提交主体为售电公司，受益人为与其签署资金结算协议的电网企业。

（四）售电公司未缴纳或未足额缴纳相关结算费用，电网企业可根据电力交易机构出具的结算依据申请使用履约保函、保险，并由电力交易机构向履约保函、保险开立单位出具原件，要求支付款项，同时向相关市场主体发出执行告知书，说明售电公司欠费情况，并做好相关信用管理和交易工作。

（五）在使用履约保函、保险时，若售电公司所交履约保函、保险额度不足以支付应缴相关结算费用，售电公司需根据履约保函、保险执行告知书要求，在规定时限内足额缴纳相关结算费用。

（六）电力交易机构应于履约保函、保险执行前向市场主体公示售电公司欠费情况。

第二十五条 建立售电公司履约额度跟踪预警机制。电力现货市场结算试运行期间，电力交易机构动态监测售电公司运营履约额度与实际提交的履约保函或保险额度，每日上报地方主管部门，按周上报国家主管部门；非电力现货试点地区以及电力现货市场未结算试运行期间，电力交易机构按周动态监测上报地方主管部门，按月上报国家主管部门。发现实际提交的履约保函、保险额度不足时及时通知售电公司补缴。售电公司应在接到电力交易机构通知的3个工作日内，向电力交易机构提交足额履约保函、保险，满足市场交易信用要求。如售电公司提交的履约保函额度超过规定标准，可向电力交易机构申请退还多缴的履约保函。

第二十六条 售电公司未按时足额缴纳履约保函、保险，经电力交易机构书面提醒仍拒不足额缴纳的，应对其实施以下措施：

- （一）取消其后续交易资格；
- （二）在电力交易平台、“信用中国”网站等政府指定网站公布该售电公司相关信息和行为；
- （三）公示结束后按照国家有关规定，对该企业法定代表人、自然人股东、其他相关人员依法依规实施失信惩戒；
- （四）其所有已签订但尚未履行的购售电合同由地方主管部门征求合同购售电各方意愿，通过电力交易平台转让给其他售电公司。

第二十七条 连续 12 个月未进行实际交易的售电公司，电力交易机构征得地方主管部门同意后暂停其交易资格，重新参与交易前须再次进行公示。

第六章 退出方式

第二十八条 售电公司有下列情形之一的，经地方主管部门和能源监管机构调查确认后，启动强制退出程序：

- （一）隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的。
- （二）严重违反市场交易规则，且拒不整改的。
- （三）依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业的。
- （四）企业违反信用承诺且拒不整改的。
- （五）被有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为做出处理的。
- （六）连续 3 年未在任一行政区域开展售电业务的。
- （七）出现市场串谋、提供虚假材料误导调查、散布不实市场信息等严重扰乱市场秩序的。
- （八）与其他市场主体发生购售电合同纠纷，经法院裁定为售电公司存在诈骗等行为的，或经司法机构或司法鉴定机构裁定伪造公章等行为的。
- （九）未持续满足注册条件，且未在规定时间内整改到位的。
- （十）法律、法规规定的其他情形。

第二十九条 在地方主管部门确认售电公司符合强制退出条件后，应通过电

力交易平台、“信用中国”网站等政府指定网站向社会公示 10 个工作日。公示期满无异议的，地方主管部门通知电力交易机构对该售电公司实施强制退出。

第三十条 售电公司被强制退出，其所有已签订但尚未履行的购售电合同优先通过自主协商的方式，在 10 个工作日内完成处理；自主协商期满，退出售电公司未与合同购售电各方就合同解除协商一致的，由地方主管部门征求合同购售电各方意愿，通过电力市场交易平台以转让、拍卖等方式转给其他售电公司；经合同转让、拍卖等方式仍未完成处理的，已签订尚未履行的购售电合同终止履行，零售用户可以与其他售电公司签订新的零售合同，否则由保底售电公司代理该部分零售用户，并按照保底售电公司的相关条款与其签订零售合同，并处理好其他相关事宜。

第三十一条 售电公司可自愿申请退出售电市场，应提前 45 个工作日向电力交易机构提交退出申请，明确退出原因和计划的终止交易月。终止交易月之前（含当月），购售电合同由该售电公司继续履行，并处理好相关事宜。

第三十二条 对于自愿退出的售电公司，电力交易机构将退出申请及相关材料通过电力交易平台、“信用中国”网站等政府指定网站向社会公示 10 个工作日。公示期满无异议的，方可办理退出市场手续。

第三十三条 在地方主管部门和能源监管机构协调下，自愿退出售电公司应在终止交易月之前通过自主协商的方式完成购售电合同处理；自愿退出售电公司未与购售电合同各方就合同解除协商一致的，须继续参与市场化交易，直至购售电合同履行完毕或合同各方同意终止履行。对继续履行购售电合同确实存在困难的，其批发合同及电力用户按照有关要求由保底售电公司承接。对购售电合同各方造成的损失由自愿退出售电公司承担。

第三十四条 电力交易机构应及时将强制退出和自愿退出且公示期满无异议的售电公司从市场主体目录删除，向地方主管部门和能源监管机构备案，并通过电力交易平台、“信用中国”网站等政府指定网站向社会公布。拟退出售电公司退出前需结清市场化电费和交易手续费。电力交易机构注销售电公司的电力交易平台账号，但保留其历史信息。

第三十五条 考虑市场化电费差错退补有滞后性，电力交易机构在售电公司退出后保留其履约保函 6 个月，期满退还。履约保函在退出后 6 个月内失效的，或售电公司在退出后 6 个月内办理企业注销、需取回履约保函的，售电公司须与其股东、上级单位或其他有履行能力的第三方协商，由第三方出具连带责任担保并经过公证的承诺书，提交电力交易机构后退还其履约保函。

第七章 保底售电

第三十六条 保底售电公司每年确定一次，具体数量由地方主管部门确定。原则上所有售电公司均可申请成为保底售电公司，地方主管部门负责审批选取其中经营稳定、信用良好、资金储备充足、人员技术实力强的主体成为保底售电公司，并向市场主体公布。

第三十七条 保底售电服务由电力交易机构报地方主管部门和能源监管机构同意后，方可启动：

（一）启动条件。

1. 存在售电公司未在截止日期前缴清结算费用。
2. 存在售电公司不符合市场履约风险有关要求。
3. 存在售电公司自愿或强制退出市场，其购售电合同经自主协商、整体转让未处理完成。

（二）服务内容。确认启动保底售电服务后，电力交易机构书面通知保底售电公司、拟退出售电公司，以及拟退出售电公司的批发合同各方、电力用户。保底售电公司从发出通知的次月起承接批发合同及电力用户服务，其保底服务对应的市场化交易单独结算。电力用户执行保底零售价格，不再另行签订协议。中长期模式下，保底零售价格按照电网企业代理购电价格的 1.5 倍执行，具体价格水平由省级价格主管部门确定。现货结算试运行或正式运行期间，由地方主管部门根据电力市场实际价格及保底成本确定分时保底零售价格，并定期调整。保底成本包括因用户数量不确定导致的成本上升、极端因素导致的风险成本等。原则上，保底电价不得低于实际现货市场均价的 2 倍。

(三)兜底原则。若全部保底售电公司由于经营困难等原因,无法承接保底售电服务,由电网企业提供保底售电服务。

(四)保底售电业务监管。保底售电公司须将保底售电业务单独记账、独立核算,并定期将相关价格水平、盈亏情况上报地方主管部门。

第三十八条 其他事项。

(一)执行保底零售价格满一个月后,电力用户可自主选择与其他售电公司(包括保底售电公司)协商签订新的零售合同,保底售电公司不得以任何理由阻挠。

(二)因触发保底服务对批发合同各方、电力用户造成的损失由拟退出售电公司承担。

(三)售电公司被强制退出或自愿退出,其所有已签订但尚未履行的购售电合同若无保底售电公司承接,可由地方主管部门征求合同购售电各方意愿,通过电力市场交易平台以转让、拍卖等方式交由电网企业保底供电,并处理好其他相关事宜。未能处理好购售电合同相关事宜的,电力交易机构依法依规制定售电公司保函、保险偿付相应市场主体的方案,电网企业按方案完成函、保险使用、偿付工作。

(四)拥有配电网运营权的售电公司申请自愿退出时,应妥善处置配电资产。若无其他公司承担该地区配电业务,由电网企业接收并提供保底供电服务。

第八章 售电公司信用与监管

第三十九条 国家主管部门、国家发展改革委统筹组织地方主管部门授权电力交易机构、第三方征信机构开展售电公司信用评价工作。售电公司信用评价工作不得向售电主体收取费用。

第四十条 依托公共信用综合评价标准体系建立售电公司信用评价体系。依托电力交易平台、“信用中国”网站等政府指定网站,开发建设售电公司信用信息系统。建立企业法人及其法定代表人、董事、监事、高级管理人员信用记录,将其纳入全国信用信息共享平台,确保各类企业的信用状况透明,可追溯、可核查。

第四十一条 建立电力交易机构与全国信用信息共享平台信息共享机制，实现市场主体信用信息双向共享。

第四十二条 售电公司未按要求持续满足注册条件的，电力交易机构应立即通知售电公司限期整改，售电公司限期整改期间，暂停其交易资格，未在规定期限内整改到位的，经地方主管部门同意后予以强制退出，同时将相关信息推送至全国信用信息共享平台。

第四十三条 地方主管部门、能源监管机构根据职责对售电公司进行监管。地方主管部门对售电公司与售电公司、电力用户间发生的违反交易规则和失信行为按规定进行处理，记入信用记录，情节特别严重或拒不整改的，对其违法失信行为予以公开。能源监管机构对售电公司执行交易规则、参与批发市场交易行为进行监管，并按照有关规定对违规行为进行处理。

第九章 附则

第四十四条 各省级政府可依据本办法制定实施细则。

第四十五条 本办法由国家发展改革委、国家能源局负责解释。

第四十六条 本办法自发布之日起施行，有效期5年。

节约用电管理办法

(国家经贸委 国家计委 2000 年 12 月 29 日发布 国经贸资源〔2000〕1256 号)

第一章 总则

第一条 为了加强节能管理,提高能效,促进电能的合理利用,改善能源结构,保障经济持续发展,根据《中华人民共和国节约能源法》《中华人民共和国电力法》,制定本办法。

第二条 本办法所称电力,是指国家和地方电网以及企业自备电厂等所提供的各类电能。

第三条 本办法所称节约用电,是指加强用电管理,采取技术上可行、经济上合理的节电措施,减少电能的直接和间接损耗,提高能源效率和保护环境。

第四条 国家经济贸易委员会、国家发展计划委员会按照职责分工主管全国的节约用电工作,负责制定节约用电政策、规划,发布节约用电信息,定期公布淘汰低效高耗电的生产工艺、技术和设备目录,监督、指导全国的节约用电工作。

地方各级人民政府节约用电主管部门和行业节约用电管理部门负责制定本地区和本行业的节约用电规划,实行高耗电产品电耗限额管理和电力需求侧管理,监督、指导各自职责范围内的节约用电工作。

第五条 国家经济贸易委员会、国家发展计划委员会和地方各级人民政府节约用电主管部门鼓励、支持节约用电科学技术的研究和推广,加强节约用电宣传和教育,普及节约用电科学知识,提高全民的节约用电意识。

第六条 任何单位和个人都应当履行节约用电义务。国家经济贸易委员会、地方各级人民政府节约用电主管部门和行业节约用电管理部门依法建立节约用电奖惩制度。

第二章 节约用电管理

第七条 根据《中华人民共和国节约能源法》第十五条、第十六条之规定,

国家经济贸易委员会、国家发展计划委员会和地方各级人民政府节约用电主管部门，应当会同有关部门，加强对高耗电行业的监督和指导，督促其采取有效的节约用电措施，推进节约用电技术进步，降低单位产品的电力消耗。

第八条 国家经济贸易委员会对高耗电的主要产品实行单位产品电耗最高限额管理，定期公布主要高耗电产品的国内先进电耗指标。

地方各级人民政府节约用电主管部门和行业节约用电管理部门可根据本地区和本行业实际情况制定不高于国家公布的单位产品电耗最高限额指标。

第九条 用电负荷在 500 千瓦及以上或年用电量在 300 万千瓦时及以上的用户应当按照《企业设备电能平衡通则》(GB/T3484) 规定，委托具有检验测试技术条件的单位每二至四年进行一次电平衡测试，并据此制定切实可行的节约用电措施。

第十条 用电负荷在 1000 千瓦及以上的用户，应当遵守《评价企业合理用电技术导则》(GB/T3485) 和《产品电耗定额和管理导则》(GB/T5623) 的规定。不符合节约用电标准、规程的，应当及时改正。

第十一条 电力用户应当根据本办法的有关条款，积极采取经济合理、技术可行、环境允许的节约用电措施，制定节约用电规划和降耗目标，做好节约用电工作。

第十二条 固定资产投融资项目的可行性研究报告中应当包括用电设施的节约用电评价等合理用能的专题论证。其中，高耗电的工程项目，应当经有资格的咨询机构评估。

高耗电的指标由省级及省级以上人民政府节约用电主管部门制定。

第十三条 禁止生产、销售国家明令淘汰的低效高耗电的设备、产品。国家明令淘汰的低效高耗电的工艺、技术和设备，禁止在新建或改建工程项目中采用；正在使用的应限期停止使用，不得转移他人使用。

第十四条 用电产品说明书和产品标识上应当注明耗电指标。鼓励推广经过国家节能认证的节约用电产品，鼓励建立能源服务公司，促进高耗电工艺、技术和设备的淘汰和改造，传播节约用电信息。

第三章 电力需求侧管理

第十五条 电力需求侧管理，是指通过提高终端用电效率和优化用电方式，在完成同样用电功能的同时减少电量消耗和电力需求，达到节约能源和保护环境，实现低成本电力服务所进行的用电管理活动。

第十六条 各级经济贸易委员会要积极推动需求侧管理。对终端用户进行负荷管理，推行可中断负荷方式和直接负荷控制，以充分利用电力系统的低谷电能。

第十七条 鼓励下列节约用电措施：

- （一）推广绿色照明技术、产品和节能型家用电器；
- （二）降低发电厂用电和线损率，杜绝不明损耗；
- （三）鼓励余热、余压和新能源发电，支持清洁、高效的热电联产、热电冷联产和综合利用电厂；
- （四）推广用电设备经济运行方式；
- （五）加快低效风机、水泵、电动机、变压器的更新改造，提高系统运行效率；
- （六）推广高频可控硅调压装置、节能型变压器；
- （七）推广交流电动机调速节电技术；
- （八）推行热处理、电镀、铸锻、制氧等工艺的专业化生产；
- （九）推广热泵、燃气—蒸汽联合循环发电技术；
- （十）推广远红外、微波加热技术；
- （十一）推广应用蓄冷、蓄热技术。

第十八条 电力规划或综合资源规划中应当包括电力需求侧管理的内容。

第十九条 扩大两部制电价的使用范围，逐步提高基本电价，降低电度电价；加速推广峰谷分时电价和丰枯电价，逐步拉大峰谷、丰枯电价差距；研究制定并推行可停电负荷电价。

第二十条 对应用国家重点推广或经过国家节能认证的节约用电产品的电力用户，可向省级价格主管部门和电力行政管理部门申请减免新增电力容量供电工程贴费，价格主管部门在征求电力企业意见的基础上予以协调处理；对列入《国

家高新技术产品目录》的节约用电技术和产品，享受国家规定的税收优惠政策。

第二十一条 电力企业应当加强电力需求侧管理的宣传和推动工作，其所发生的有关费用可在管理费用中据实列支。

第四章 节约用电技术进步

第二十二条 国家鼓励、支持先进节约用电技术的创新，公布先进节约用电技术的开发重点和方向，建立和完善节约用电技术服务体系，培育和规范节约用电技术市场。

第二十三条 国家组织实施重大节约用电科研项目、节约用电示范工程，组织提出节约用电产品的节能认证和推广目录。

国家制定优惠政策，支持节约用电示范工程和节约用电推广目录中的技术、产品，并鼓励引进国外先进的节约用电技术和产品。

第二十四条 地方财政安排的科学研究经费应当支持先进节约用电技术的研究和应用。

第五章 奖惩

第二十五条 国家经济贸易委员会、国家发展计划委员会和地方各级人民政府节约用电主管部门和行业节约用电管理部门对在节电降耗中成绩显著的集体和个人应当给予表彰和奖励。

第二十六条 企业应当制定奖惩办法，对在单位产品电力消耗管理中取得成绩的集体和个人给予奖励，对单位产品电力消耗超过最高限额的集体和个人给予惩罚。

第二十七条 违反本办法第八条规定，单位产品电力消耗超过最高限额指标的，限期治理；未达到要求的或逾期不治理的，由县级以上人民政府节约用电主管部门提出处理建议，报请同级人民政府按照国务院规定的权限责令停业整顿或者关闭。

新建或改建超过单位产品电耗最高限额的产品生产能力的工程项目，由县级

以上人民政府节约用电主管部门会同项目审批单位责令停止建设。

第二十八条 违反本办法第十三条规定，新建或改建工程项目采用国家明令淘汰的低效高耗电的工艺、技术和设备的，由县级以上人民政府节约用电主管部门会同项目审批单位责令停止建设，并依法追究项目责任人和设计负责人的责任。

违反本办法第十三条规定，生产、销售国家明令淘汰的低效高耗电的设备、产品的；或使用国家明令淘汰的低效高耗电的工艺、技术和设备的；或将国家明令淘汰的低效高耗电的设备、产品转让给他人使用的，按照《中华人民共和国节约能源法》的有关规定予以处罚。

第六章 附 则

第二十九条 本办法自发布之日起施行。

附件：九种高耗电产品最高限额和国内比较先进指标（略）

国家发展改革委、国家能源局关于印发《电力负荷管理办法（2023 年版）》的通知

（发改运行规〔2023〕1261 号）

各省、自治区、直辖市发展改革委、能源局，北京市城市管理委员会，天津市工信局，上海市、重庆市经信委，辽宁省、四川省、甘肃省工信厅，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司，有关中央发电企业：

为贯彻落实党的二十大精神，加快规划建设新型能源体系，深化电力需求侧管理，确保电网安全稳定运行，保障社会用电秩序，我们对 2011 年发布的《有序用电管理办法》进行了修订，形成了《电力负荷管理办法（2023 年版）》。现印发给你们，请遵照执行。

国家发展改革委

国家能源局

2023 年 9 月 7 日

电力负荷管理办法（2023 年版）

第一章 总 则

第一条 为贯彻落实党中央、国务院关于能源电力安全保供决策部署，加强电力需求侧管理，确保电网安全稳定运行，保障社会用电秩序，服务经济社会高质量发展，根据《中华人民共和国电力法》《电力供应与使用条例》《电网调度管理条例》等法律法规和政策文件，制定本办法。

第二条 本办法适用于中华人民共和国境内电力负荷管理工作。

第三条 本办法所称电力负荷管理，是指为保障电网安全稳定运行、维护供用电秩序平稳、促进可再生能源消纳、提升用能效率，综合采用经济、行政、技术等手段，对电力负荷进行调节、控制和运行优化的管理工作，包含需求响应、有序用电等措施。

第四条 国家发展改革委负责全国电力负荷管理工作，国务院其他有关部门在各自职责范围内负责相关工作。

县级以上地方人民政府电力运行主管部门负责本行政区域内的负荷管理组织实施工作，县级以上地方人民政府其他有关部门在各自职责范围内负责相关工作。

第五条 电网企业、电力用户、电力需求侧管理服务机构是负荷管理的重要实施主体。电网企业在各级电力运行主管部门指导下，负责新型电力负荷管理系统建设、负荷管理装置安装和运行维护、负荷管理措施执行和分析等工作。电力用户、电力需求侧管理服务机构依法依规配合实施负荷管理工作。

第六条 各地电力运行主管部门指导电网企业根据本地实际情况成立电力负荷管理中心。电网企业持续加强负荷管理专业力量建设。

第二章 需求响应

第七条 本办法所称需求响应，是指应对短时的电力供需紧张、可再生能源电力消纳困难等情况，通过经济激励为主的措施，引导电力用户根据电力系统运行的需求自愿调整用电行为，实现削峰填谷，提高电力系统灵活性，保障电力系统安全稳定运行，促进可再生能源电力消纳。

第八条 各地电力运行主管部门应指导各类需求响应主体与电网企业签订需求响应协议，明确各方权利、义务、争议解决、违约责任、协议终止等条款。省级电力运行主管部门委托电力负荷管理中心开展各类主体的资格审核、设备检测、能力校核、执行组织、效果评估以及电力用户合理接入系统等工作，评估结果报告省级电力运行主管部门。

第九条 需求响应执行程序一般包括响应启动、邀约确认、响应执行、过程监测、效果评估、结果公示、资金发放等环节。电力运行主管部门组织电网企业根据电力供需情况启动实施需求响应，或委托电网企业灵活组织实施。电力负荷管理中心根据各地电力运行主管部门委托通过新型电力负荷管理系统开展经营主体资格审核、响应邀约、过程监测、效果评估、信息披露等工作。

第十条 建立并完善与电力市场衔接的需求响应价格机制。根据“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”的原则，支持具备条件的地区，通过实施尖峰电价、拉大现货市场限价区间等手段提高经济激励水平。鼓励需求响应主体参与相应电能量市场、辅助服务市场、容量市场等，按市场规则获取经济收益。

第十一条 电力运行主管部门应推动需求响应与电力市场有序衔接、高效协同，逐步以更多市场化方式实现需求响应。推动需求侧资源进入电力市场，参与需求响应的各类主体可根据电力市场准入要求，自主申请注册为合格经营主体，逐步将需求响应作为电网经济运行常态化调节措施。

第十二条 需求响应方案实施期间，各级电力运行主管部门应组织电力负荷管理中心对响应执行情况进行监督检查。

（一）对需求响应执行不到位的用户、负荷聚合商、虚拟电厂等，应加强指导，并按照相关规则或协议进行偏差考核。

（二）对违反需求响应方案的电网企业，要根据相关规则或协议对用户给予补偿。

第三章 有序用电

第十三条 本办法所称有序用电，是指在可预知电力供应不足等情况下，依靠提升发电出力、市场组织、需求响应、应急调度等各类措施后，仍无法满足电力电量供需平衡时，通过行政措施和技术方法，依法依规控制部分用电负荷，维护供用电秩序平稳的管理工作。

第十四条 各省级电力运行主管部门应组织指导省级电网企业等相关单位，根据年度电力供需平衡预测和国家有关政策，编制本地区年度有序用电方案，并报省级人民政府同意后，向国家发展改革委、国家能源局报告。各地市（县）电力运行主管部门根据有序用电方案，定用户、定负荷。

第十五条 编制年度有序用电方案应按照先错峰、后避峰、再限电的顺序安排电力电量平衡。不得在有序用电方案中滥用限电措施，影响正常的社会生产生活秩序。不得以国家和地方节能目标责任评价考核的名义对电力用户等实施无差

别的有序用电。

第十六条 编制有序用电方案应重点保障以下用电：

（一）应急指挥和处置部门，主要党政军机关，广播、电视、电信、交通、监狱等关系国家安全和社会秩序的用户；

（二）危险化学品生产、矿井等停电将导致重大人身伤害或设备严重损坏企业的保安负荷；

（三）重大社会活动场所、医院、金融机构、学校等关系群众生命财产安全的用户；

（四）供水、供热、供能等基础设施用户；

（五）居民生活，排灌、化肥生产等农业生产用电；

（六）国家重点工程、军工企业。

第十七条 编制有序用电方案应重点限制以下用电：

（一）违规建成或在建项目；

（二）产业结构调整目录中淘汰类、限制类企业；

（三）单位产品能耗高于国家或地方强制性能耗限额标准的企业；

（四）景观照明、亮化工程；

（五）其他高耗能、高排放、低水平企业。依据高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平，优先限制能效水平低于基准水平的企业用电需求。

第十八条 有序用电方案规模应不低于本地区历史最高负荷的 30%；若无法满足以上条件，应将本地区所有重点保障用电以外的负荷全部纳入方案。方案按照 I-VI 级六个等级制定，每 5%为一档。各地可结合本地区实际情况，在上述等级的基础上制定细化方案。

第十九条 各级电力运行主管部门应在迎峰度夏、迎峰度冬前分别修订有序用电方案。其他因素导致本地区电力供需平衡发生重大变化时，应及时调整方案。

第二十条 有序用电方案印发后，各级电力运行主管部门和电网企业应及时向相关电力用户告知有序用电方案，并组织开展演练，每年迎峰度夏、迎峰度冬前应各开展一次。有序用电方案涉及的电力用户应加强电能管理，编制具有可操

作性的内部负荷控制方案。

第二十一条 各省级电网企业应密切跟踪电力供需形势，加强电力电量分析预测，当预计出现电力供应缺口时，应及时报告相关省级电力运行主管部门。

第二十二条 省级电力运行主管部门和电网企业应及时发布预警信息。按照电力或电量缺口占当期最大用电需求比例的不同，预警信号分为四个等级：

I级：特别严重（红色、20%以上）；

II级：严重（橙色、10%以上-20%以下）；

III级：较重（黄色、5%以上-10%以下）；

IV级：一般（蓝色、5%以下）。

第二十三条 省级电力运行主管部门应根据电力供需平衡情况，报告省级人民政府后，适时启动有序用电方案，组织县级及以上电力运行主管部门和电网企业实施有序用电，并报告国家发展改革委、国家能源局。有序用电一经启动，电网企业根据电力供需状况制定每日有序用电执行计划，报备电力运行主管部门，并通知用户执行，直至电力运行主管部门发布有序用电终止执行信息。

第二十四条 有序用电方案实施期间，电网企业应在电力运行主管部门指导下加强网省间余缺调剂和相互支援。发电企业应加强设备运行维护和燃料储运，提高机组顶峰发电能力。电力用户应加强节电管理，合理安排检修计划。拥有储能设备的用户应优化充放电策略，提高顶峰放电能力。有序用电方案涉及的用户应按照调控指标，规范刚性执行。

第二十五条 电网企业应依据有序用电方案，结合实际电力供应能力和用电负荷情况，合理做好日用电平衡工作。在保证有序用电方案整体执行效果的前提下，电网企业应优化有序用电措施，在电力电量缺口缩小时及时有序释放用电负荷。

第二十六条 电力供应紧张期间，燃煤自备电厂、应急备用发电机组应严格按电力调度机构要求应开尽开、应发尽发。

第二十七条 由于极端天气或自然灾害等不可抗力因素，导致电力供应缺口超出有序用电方案调控能力时，各级电力运行主管部门应指导电网企业结合本地

情况，制定扩大范围的应急方案，并报省级人民政府同意，必要时予以实施，保障居民生活和经济社会安全运行。

第二十八条 紧急状态下，电网企业应执行事故限电序位表，造成国家大面积停电事件时，应启动国家大面积停电事件应急预案和黑启动预案等。

第二十九条 除第二十七条、二十八条情况外，在对用户实施、变更、取消有序用电措施前，电网企业应通过公告、电话、传真、短信、网络等方式履行告知义务。其中，实施有序用电应至少于前一天告知。

第三十条 有序用电方案实施期间，电网企业应开展有序用电执行情况汇总和分析工作，并及时报送电力运行主管部门。

第三十一条 有序用电方案实施期间，各级电力运行主管部门应对方案执行情况组织监督检查，并按照以下规定进行处理：

（一）对执行方案不力、负荷压降不及预期或擅自超限额用电的电力用户，应责令改正，必要时由电网企业通过新型电力负荷管理系统进行负荷控制，相关后果由用户承担；情节严重并可能影响电网安全的，电网企业履行政府报备并按程序停止供电。

（二）对违反有序用电方案和相关政策的电网企业，要责令改正；情节严重的，要依法依规追究相关责任。

（三）对违反有关规定的政府部门相关人员，要责令改正；情节严重的，依法依规给予行政处分。

（四）对违反有序用电方案，因此导致出现电网安全或影响民生及重要用户用电的严重不良事件，依法依规追究相关方责任。

第三十二条 由于实施有序用电导致的市场化交易电量偏差部分免于考核。

第四章 系统支撑

第三十三条 本办法所称新型电力负荷管理系统，是指用于对电力用户、负荷聚合商、虚拟电厂等开展负荷信息采集、预测分析、测试、调控、服务的软硬件平台，是开展电力需求侧管理的信息技术辅助系统，是负荷管理工作的重要实

施平台。

第三十四条 各级电力运行主管部门应指导电网企业统筹推进本地区新型电力负荷管理系统建设，制定负荷资源接入年度目标，逐步实现10千伏（6千伏）及以上高压用户全覆盖。负荷聚合商、虚拟电厂应接入新型电力负荷管理系统，确保负荷资源的统一管理、统一调控、统一服务，电网企业为第三方经营主体提供数据支撑和技术服务。

第三十五条 各级电力负荷管理中心应定期动态开展负荷资源排查、核查和监测，并将相关情况报送电力运行主管部门。

第三十六条 各地电力运行主管部门、电网企业、电力用户应加强新型电力负荷管理系统的建设、运维及安全管理。具体包含如下内容：

（一）各地电力运行主管部门指导电网企业、电力用户签订负荷确认协议。

（二）电网企业负责制定统一建设标准，出资开展系统平台建设、负荷管理装置安装和运行维护、网络安全防护、信息与数据安全防护，指导电力用户将负荷合理接入系统。

（三）电力用户负责按自身产权范围出资开展建设工作，包括开关改造、负荷确认、接入系统等。不得将保安负荷接入新型电力负荷管理系统，不得私自迁移、更改、破坏接线，影响系统正常运行。

第五章 保障措施

第三十七条 各地电力运行主管部门应建立健全电力负荷管理工作体系，指导电力负荷管理中心常态化运行，组织各方主体做好负荷管理实施工作。

第三十八条 各地电力运行主管部门应加强负荷管理工作宣传培训，建立各级政府、电网企业、发电企业、电力用户、行业协会（商会）和新闻媒体共同参与的电力供需信息沟通和发布机制。

第三十九条 国家发展改革委、国家能源局每年组织各地电力运行主管部门、电网企业对电力负荷管理工作进行分析、总结和评价。

第六章 附则

第四十条 本办法下列用语的含义：

（一）错峰，是指将高峰时段的用电负荷转移到其他时段，通常不减少电能使用。

（二）避峰，是指在高峰时段削减、中断或停止用电负荷，通常会减少电能使用。

（三）限电，是指在特定时段限制某些用户的部分或全部用电需求。

（四）电力缺口，是指某一时刻，用电负荷超过电力供应能力的部分。

（五）电量缺口，是指某一时段，用电量超过电力供应量的部分。

（六）负荷管理装置，是指部署于用户侧的边缘计算装置，可实现用电负荷数据采集存储和分析计算、负荷调控等功能的设备。

第四十一条 本办法有关数量的表述中，“以上”含本数，“以下”不含本数。

第四十二条 本办法由国家发展改革委负责解释。

第四十三条 省级电力运行主管部门应结合本地区实际情况，制定相关实施细则。

第四十四条 本办法自 2023 年 10 月 1 日起施行，有效期 5 年。《有序用电管理办法》（发改运行〔2011〕832 号）同时废止。

国家发展改革委、工业和信息化部、财政部、住房城乡建设部、国务院国资委、国家能源局关于印发《电力需求侧管理办法（2023年版）》的通知

（发改运行规〔2023〕1283号）

各省、自治区、直辖市发展改革委、经信委（工信委、工信厅）、物价局、财政厅（局）、住房和城乡建设厅（委、局）、国资委、能源局，北京市城市管理委员会，国家能源局各派出机构，中国电力企业联合会，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司：

为贯彻落实党的二十大精神，加快规划建设新型能源体系，服务经济社会高质量发展，确保能源安全，我们对2017年国家发展改革委、工业和信息化部、财政部、住房城乡建设部、国务院国资委、国家能源局联合发布的《电力需求侧管理办法》进行了修订。现印发给你们，请遵照执行。

国家发展改革委
工业和信息化部
财政部
住房城乡建设部
国务院国资委
国家能源局
2023年9月15日

电力需求侧管理办法（2023年版）

第一章 总则

第一条 为贯彻落实党中央、国务院关于碳达峰碳中和的重大战略决策，深入推进能源革命，加快规划建设新型能源体系，加强能源产供储销体系建设，推

动能源清洁低碳安全高效利用，确保能源安全，根据《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国节约能源法》《电力供应与使用条例》《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》等法律法规和政策文件规定，制定本办法。

第二条 本办法适用于中华人民共和国境内电力需求侧管理工作。

第三条 本办法所称电力需求侧管理，是指加强全社会用电管理，综合采取合理可行的技术、经济和管理措施，优化配置电力资源，在用电环节实施节约用电、需求响应、绿色用电、电能替代、智能用电、有序用电，推动电力系统安全降碳、提效降耗。

第四条 电力需求侧管理应贯彻落实节约资源、保护环境的基本国策，坚持统筹发展和安全，守牢能源电力安全底线。

第五条 国家发展改革委负责全国电力需求侧管理工作，县级以上地方人民政府电力运行主管部门负责本行政区域内的电力需求侧管理工作。国务院有关部门、各地区县级以上地方人民政府有关部门、各级能源监管部门在各自职责范围内开展和参与电力需求侧管理。

第六条 电网企业、电力用户、电力需求侧管理服务机构、电力相关行业组织等是电力需求侧管理的重要实施主体，应依法依规开展电力需求侧管理工作。其中，电网企业包括省级及以上电网企业、其他地方电网企业以及增量配电网企业；电力需求侧管理服务机构包括负荷聚合商、售电公司、虚拟电厂运营商、综合能源服务商等。

第二章 节约用电

第七条 本办法所称节约用电，是指通过实施合理、可行的技术、经济、管理和服务措施，促进用户提高能源利用效率，实现用电环节电力电量节约，促进电力系统有效节能降碳。

第八条 实施电网企业电力需求侧管理目标责任考核评价制度，省级电力运行主管部门制定和下达本级电网企业电力电量节约指标，采取评价与考核相结合的方式，实行年度评价、统筹考核；电网企业当年电力、电量节约指标不低于其

售电营业区内上年最大用电负荷的0.3%、上年售电量的0.3%；电网企业可通过自行组织实施或购买服务实现。进一步完善评价考核指标体系，提升非输配环节项目评价比重。

第九条 聚焦重点行业和领域分业施策、分类推进。强化工业、建筑、交通、农业等重点领域电力需求侧管理与碳达峰行动方案衔接，统筹提升重点用能工艺设备产品效率和全链条综合能效。完善新型用电基础设施的能效管理，加强绿色设计、运维和能源计量审查，提升能源利用效率、降低能耗。

第十条 鼓励发展综合能源服务产业促进节电降碳。强化综合能源服务商、负荷聚合商等新兴经营主体培育。鼓励电力需求侧管理服务机构开展合同能源管理、综合节能、电力交易、可再生能源绿色电力证书（简称“绿证”）交易以及碳交易等多元化能源服务，满足电力用户的差异化能源需求，助力电力用户能效提升、节电降碳。

第十一条 各地政府主管部门组织编制和动态发布电力需求侧管理技术推广目录，普及应用节电新技术、新方式。针对工业等领域开展节电评价标准制定，健全评价机制。强化能效标杆引领，系统推进全社会综合能效全面提升。

第三章 需求响应

第十二条 本办法所称需求响应，是指应对短时的电力供需紧张、可再生能源电力消纳困难等情况，通过经济激励为主的措施，引导电力用户根据电力系统运行的需求自愿调整用电行为，实现削峰填谷，提高电力系统灵活性，保障电力系统安全稳定运行，促进可再生能源电力消纳。

第十三条 积极拓宽需求响应主体范围。各类经营性电力用户均可参与需求响应，有序引导具备响应能力的非经营性电力用户参与需求响应。鼓励推广新型储能、分布式电源、电动汽车、空调负荷等主体参与需求响应。

第十四条 提升需求响应能力。到2025年，各省需求响应能力达到最大用电负荷的3%—5%，其中年度最大用电负荷峰谷差率超过40%的省份达到5%或以上。到2030年，形成规模化的实时需求响应能力，结合辅助服务市场、电能量

市场交易可实现电网区域内需求侧资源共享互济。

第十五条 加快构建需求响应资源库。各省级电力运行主管部门应指导电网企业根据需求响应的资源类型、负荷特征、响应速率、响应可靠性等关键参数，形成可用、可控的需求响应资源清单，并基于需求响应实际执行情况等动态更新。

第十六条 全面推进需求侧资源参与电能量和辅助服务市场常态化运行。鼓励满足条件的需求响应主体提供辅助服务，保障电力系统稳定运行。鼓励通过市场化手段，遴选具备条件的需求响应主体提供系统应急备用服务，签署中长期合约并明确根据电网运行需要优先调用。支持符合要求的需求响应主体参与容量市场交易或纳入容量补偿范围。

第十七条 建立和完善需求侧资源与电力运行调节的衔接机制，逐步将需求侧资源以虚拟电厂等方式纳入电力平衡，提高电力系统的灵活性。

第十八条 充分发挥电力需求侧管理服务机构的资源整合能力。支持各类电力需求侧管理服务机构整合优化可调节负荷、分布式电源、新型储能等需求侧资源，以负荷聚合商或虚拟电厂等形式参与需求响应，创新用电服务模式，培育用电服务新业态。支持地方电网、增量配电网、微电网开展需求响应。支持乡村符合条件的需求侧资源由电力需求侧管理服务机构代理参与需求响应。

第十九条 建立并完善与电力市场衔接的需求响应价格机制。根据“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”的原则，支持具备条件的地区，通过实施尖峰电价、拉大现货市场限价区间等手段提高经济激励水平。鼓励需求响应主体参与相应电能量市场、辅助服务市场、容量市场等，按市场规则获取经济收益。

第二十条 各地电力运行主管部门负责本地区需求响应工作，各地能源监管部门根据职责开展相关市场监管工作。电网企业在各级电力运行主管部门指导下，根据本地实际情况成立电力负荷管理中心，负责新型电力负荷管理系统建设和运营工作。省级电力负荷管理中心受电力运行主管部门委托组织开展需求响应交易与执行，电力交易机构和电力调度机构按职责分工协同开展相关工作。各类需求响应主体的权责按照当地电力市场相关规定确定。

第四章 绿色用电

第二十一条 本办法所称绿色用电，是指促进绿色电力（简称“绿电”）供需协同互动，提高可再生能源消纳利用水平，激发全社会绿电消费潜力，推进能源电力绿色低碳转型。

第二十二条 绿证是可再生能源电力消费量的唯一凭证。

第二十三条 鼓励行业龙头企业、大型国有企业、跨国公司等消费绿电，发挥示范带头作用，推动外向型企业较多、经济承受能力较强的地区逐步提升绿电消费比例。加强高耗能、高排放企业使用绿电的刚性约束，各地可根据实际情况制定高耗能、高排放企业电力消费中绿电最低占比。提升新型基础设施绿电消费水平，促进绿电就近消纳。

第二十四条 提高京津冀、长三角、粤港澳等重点区域绿电消费比重，提升新增产业、新建项目、新建园区可再生能源利用水平。支持以县域或村镇为单位，充分利用当地水、风、光、生物质、地热等可再生能源资源，因地制宜建设分布式绿色低碳综合能源网络，提高乡村用能的绿电比例。积极推动工业厂房、公共建筑等屋顶光伏建设和实施光伏建筑一体化应用，因地制宜推广浅层地热驱动的冷热电一体化模式。

第二十五条 推动配电网扩容、线路改造和智能化升级，提升配电网规模化接入分布式电源、柔性负荷的能力，推进电网运行方式向源网荷储互动、分层分区协同控制转变。支持工业企业、产业园区、具备条件的乡村地区等开展绿色低碳微电网和源网荷储一体化建设。

第二十六条 支持取得突破的低碳零碳负碳关键技术开展产业化示范应用，推动绿电与终端冷热水气等集成耦合利用，宣传推广典型案例，推动全社会生产生活用电方式绿色转型。

第五章 电能替代

第二十七条 本办法所称电能替代，是指在终端能源消费环节实施以电代煤、以电代油、以电代气等措施，鼓励通过市场化、智能化等手段，实现替代用能主要使用绿电的电力消费模式。

第二十八条 立足电力供需情况，以市场需求为导向，拓展电能替代的广度和深度，构建政策体系完善、标准体系完备、市场模式成熟、智能化水平高的电能替代发展新格局，科学有序推进电能替代。持续提升工业、建筑、交通等重点领域电气化水平。加快提高农业农村领域终端电气化水平，助力乡村振兴战略。稳步推进重大民生工程终端电气化水平提升。

第二十九条 持续提升电能替代项目的灵活互动能力和可再生能源消纳水平。实施电能替代新增电力电量应优先通过可再生能源电力满足，支持电能替代项目开展绿电交易、绿证交易，进一步提高可再生能源消纳占比，推动电能替代项目参与分布式发电市场化交易。鼓励电能替代项目通过负荷聚合商参与需求响应。

第三十条 实施电能替代新增电力电量在电网企业年度电力电量节约指标完成情况考核中予以合理扣除。对于通过可再生能源满足的电能替代电力电量，计入电网企业年度电力电量节约指标。

第三十一条 强化电能替代配套电网规划、建设、调度和运维等，提高电能替代项目的供电保障能力，做好电能替代项目的供电服务，保证电网安全。

第三十二条 鼓励社会资本积极参与电能替代项目投资、建设和运营，探索多方共赢的市场化项目运作模式。

第六章 智能用电

第三十三条 本办法所称智能用电，是指通过信息通信技术与用电技术的融合应用，推动用电技术进步、效率提升和组织变革，创新优化用电管理模式，培育电能服务新业态，推动产业数字化转型，提升电力需求侧管理智能化水平。

第三十四条 鼓励各地政府主管部门和企业积极推进电力需求侧管理相关平台建设。推动电力需求侧管理相关平台与能源、经济、气象、建筑等信息化平台互联互通。

第三十五条 鼓励建设新型建筑电力系统和建筑智能化运行管理平台。推动工业、商业、居民家庭等领域用电基础设施和终端设备的智能化改造，构建协作

互联、安全可控的智能用电融合基础设施。探索发展电力物联网，提升智能用电的网络化、协同化水平。

第三十六条 鼓励建设各级各类能源电力数据中心，整合电网企业、电力用户、电力需求侧管理服务机构等的用电数据资源，逐步实现多源异构用电数据的融合和汇聚。安全有序推进用电数据开放共享，完善隐私保护。创新电力领域数据要素开发利用机制，支持开展基于用电大数据的新型增值服务，打造数据应用生态。

第三十七条 创新探索智能用电新模式新业态，推进数字经济与电力经济融合，培育电力经济新增长点。建立健全智能用电技术体系、组织体系、监管体系、评价体系等。鼓励电力需求侧管理服务机构创新智能用电服务内容和商业模式。支持多元化开发智能用电应用场景，建设智能工厂、智能园区、智能楼宇、智能小区、智能家居等，加强智能电网建设应用，支撑智慧城市发展。

第七章 有序用电

第三十八条 本办法所称有序用电，是指在可预知电力供应不足等情况下，依靠提升发电出力、市场组织、需求响应、应急调度等各类措施后，仍无法满足电力电量供需平衡时，通过行政措施和技术方法，依法依规控制部分用电负荷，维护供用电秩序平稳的管理工作。

第三十九条 电力运行主管部门应结合实际，按照有保有限原则，制定有序用电方案。严格保障居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电，优先保障重点产业链供应链企业用电。确保生产安全的前提下，重点限制淘汰类、限制类、高耗能、高排放、低水平等企业用电。不得以国家和地方节能目标责任评价考核的名义对用能企业、单位等实施无差别的有序用电。

第四十条 电力运行主管部门应引导、激励电力用户优化用电方式，对积极采取需求响应等电力需求侧管理措施并经评估取得明显效果的工业企业等电力用户，可适度放宽其有序用电参与要求。

第四十一条 电网企业依托新型电力负荷管理系统开展负荷精准调控，各地

负荷监测能力应逐步达到本地区最大用电负荷的 70%以上,负荷控制能力应逐步达到本地区最大用电负荷的 20%以上。

第四十二条 各地电力运行主管部门应会同电网企业完善电力保障机制,精细化开展有序用电工作,制定有序用电方案并及时更新,开展专项演练,依法依规实施有序用电。

第四十三条 在面临重大自然灾害和突发事件时,电网企业应根据不同情形执行事故限电序位表、国家大面积停电事件应急预案和黑启动预案等。

第八章 保障措施

第四十四条 政府主管部门应健全和完善电力需求侧管理法律规范综合保障体系,及时将电力需求侧管理纳入相关法律法规或制定专门规章。根据需求侧资源参与电力市场等的需要,完善有关市场机制与规则。

第四十五条 在国家和地方能源、电力发展相关规划中,进一步明确电力需求侧管理工作任务和作用,将电力需求侧管理与可再生能源开发利用、电力系统灵活性提升、安全保障等内容协同衔接。鼓励各地出台电力需求侧管理工作细则、实施方案等文件,因地制宜创新开展电力需求侧管理工作,及时总结交流电力需求侧管理实践经验。

第四十六条 政府主管部门应依法组织制定、修订电力需求侧管理相关国家标准、地方标准、行业标准,鼓励企业和有关单位制定电力需求侧管理企业标准、团体标准。积极推动电力需求侧管理基础通用标准,以及产品、服务、管理等标准研制,推动标准实施、监督和动态调整。

第四十七条 逐步健全尖峰电价、深谷电价、容量电价、需求响应电价、高可靠性电价、可中断负荷电价等电价政策。地方可按规定结合实际安排资金支持电力需求侧管理有关工作。鼓励将电力需求侧管理纳入绿色金融、碳金融等的支持范畴。

第四十八条 进一步加强需求响应、电能替代、节约用电、绿色用电、智能用电、有序用电等领域的技术研发和推广。重点推进新型储能、虚拟电厂、车网

互动、微电网等技术的创新和应用。加强电力需求侧管理技术和产品知识产权保护，完善技术和产品检测、评估体系。

第四十九条 推进电力需求侧管理工作和绩效相关信息采集、分析能力建设，完善电力需求侧管理相关指标和分析方法，提高负荷管理系统技术支撑能力。支持电力需求侧管理相关行业组织加强能力建设，不断提升行业服务能力。加强电力需求侧管理人才培养，开展电力需求侧管理教育、培训和宣传活动。各地政府主管部门可根据需要组织开展多层次、多类型电力需求侧管理试点示范。

第五十条 建立健全开放共享的电力需求侧管理国际合作机制，引入适用的方法、技术、分析和评估工具，创新市场机制和商业模式，积极参与需求响应等相关国际标准的制定工作。

第九章 附 则

第五十一条 本办法下列用语的含义：

（一）需求侧资源，是指广泛分布于用户侧的可调节负荷、分布式电源、新型储能等可以聚合优化、参与电力系统运行调节的电力资源。

（二）可调节负荷，是指具有灵活调节能力，可以根据电力系统运行需要，调整用电行为、用电方式，增加或减少用电功率的电力负荷。

（三）负荷聚合商，是一类需求侧负荷调节服务机构，具有通过技术、管理等手段整合需求侧资源的能力，可参与电力系统运行，为电力用户提供参与需求响应、电力市场等一种或多种服务。

（四）虚拟电厂，是依托负荷聚合商、售电公司等机构，通过新一代信息通信、系统集成等技术，实现需求侧资源的聚合、协调、优化，形成规模化调节能力支撑电力系统安全运行。

第五十二条 本办法有关数量的表述中，“以上”含本数。

第五十三条 本办法由国家发展改革委负责解释。

第五十四条 本办法自2023年10月1日起施行，有效期5年。2017年9月20日起实施的《电力需求侧管理办法》（修订版）同时废止。

国家工商行政管理局关于对供电企业限制竞争行为 定性处罚问题的答复

(1999年10月26日 工商公字〔1999〕第275号)

江苏省工商行政管理局：

你局《关于供电企业依照电力部文件规定实施的限制竞争行为是否违反〈反不正当竞争法〉的请示》(苏工商〔1999〕96号)收悉。经研究，答复如下：

一、《反不正当竞争法》是调整市场竞争法律关系的基本法，适用于其所规定的所有不正当竞争行为，有关部门发布的规定不得与《反不正当竞争法》相抵触，妨碍公平竞争。除法律、行政法规另有规定的以外，工商行政管理机关应当直接依据《反不正当竞争法》认定和查处不正当竞争行为。

二、电力管理站是提供电能服务的企业，属于《反不正当竞争法》第六条规定的公用企业，应当受《反不正当竞争法》的调整。电力管理站利用其改造电网的垄断地位，以拒绝提供电能服务等措施强行向用户推销用电计量装置，损害了用户的合法权益，排挤了其他经营者的公平竞争，违反了《反不正当竞争法》第六条的规定，构成公用企业限定他人购买其指定的经营者的商品的行为。因此，同意你局的意见，对电力管理站的违法行为，应当依据《反不正当竞争法》第二十三条规定予以处罚。

一九九九年十月二十六日

国家工商行政管理局关于电力公司强制用户接受其不合理条件的行为定性处理问题的答复

（2000年7月6日 工商公字〔2000〕第143号）

山西省工商行政管理局：

你局《关于对山西省电力公司太原供电分公司以收取“付费购电款”的方式强制收取用户用电押金一案的请示》（晋工商经检字〔2000〕第104号）收悉。现答复如下：

电力公司是《反不正当竞争法》第六条规定的公用企业。电力公司滥用其优势地位，在给用户正式送电之前，以收取“付费购电款”的方式（未将此款项抵顶电费、滚动结算，而是长期无偿占有），强行收取用电押金，否则拒绝提供供电服务的行为，违反了《反不正当竞争法》第六条规定，并构成国家工商行政管理局《关于禁止公用企业限制竞争行为的若干规定》第四条第（六）项所禁止的“对不接受其不合理条件的用户、消费者拒绝、中断或者削减供应相关商品，或者滥收费用”的限制竞争行为，应当依照《反不正当竞争法》第二十三条的规定予以处罚。

二〇〇〇年七月六日

最高人民法院行政审判庭关于对违法收取电费的行为 应由物价行政管理部门监督管理的答复

（1999年11月17日 行他〔1999〕第6号）

山西省高级人民法院：

你院〔1999〕晋法行字第9号“关于对乡镇企业管理局是否有权对电业局非法收取农村分类综合电价外的费用的行为进行处罚的请示”收悉。经研究，答复如下：

原则同意你院倾向性意见。即遵循特别法规定优于普通法规定的原则，对违法收取电费的行为，根据《电力法》第66条的规定，应由物价行政管理部门监督管理。

此复

国务院法制办公室对黑龙江省人民政府法制办《关于电力企业在电费电度表保证金被取消前收取该项保证金的行为是否应当给予行政处罚问题的请示》的复函

（2002年6月3日 国法秘函〔2002〕95号）

黑龙江省人民政府法制办：

你办2001年12月30日报送的《关于电力企业在电费电度表保证金被取消前收取该项保证金的行为是否应当给予行政处罚问题的请示》（黑政法函〔2001〕100号）收悉。现函复如下：

能源部和财政部《关于实行电费、电度表保证金制度的通知》（能源经〔1989〕561号）中规定的电费、电度表保证金，是具有基金、收费设定权的机关（财政部）设定的基金、收费项目。黑龙江省明水县电业局根据该文件收取电费、电度表保证金的行为是合法收费。但在1999年11月6日《财政部、国家经贸委、国家计委、审计署、监察部、国务院纠风办关于公布第三批取消的各种基金（资金、附加、收费）项目的通知》（财综字〔1999〕180号）公布以后，再行收取电费、电度表保证金，是没有法律依据的。

附：

黑龙江省人民政府法制办公室关于电力企业在电费电度表保证金被取消前收取该项保证金的行为是否应当给予行政处罚问题的请示

（2001年12月30日 黑政法函〔2001〕100号）

国务院法制办公室：

日前，我省发生了一起因县电业局向用户收取“电费、电度表保证金”而被市工商局依照反不正当竞争法的规定处以20万元罚款的案件。黑龙江省电力有限公司向我办行文称，其下属企业收取“电费、电度表保证金”是依据能源部、财政

部联合下发的《关于实行电费、电度表保证金制度的通知》（能源经[1989]561号，见附件1），且在该项保证金于1999年11月6日被明令取消（见附件2）后，便停止收取。至于该县电业局在2000年3月又收的最后一笔200元的电费（后已退还），系因省里逐级转发国家有关文件稍迟所致。省电力有限公司据此认为，该县电业局向用户收取“电费、电度表保证金”的行为主要发生在1994年至1999年11月16日之前，在该项保证金被取消前有合法依据，不属于不正当竞争行为，不应当受到行政处罚。

黑龙江省工商行政管理局认为，市工商局在该案中作出处罚决定的依据是反不正当竞争法第二十三条的规定，即“公用企业或者其他依法具有独占地位的经营者，限制他人购买其指定的经营者的商品，以排挤其他经营者的公平竞争的，省级或者设区的市的监督检查部门应当责令停止违法行为，可以根据情节处以五万元以上二十万元以下的罚款。”具体依据还有国家工商行政管理局1993年12月24日发布的《关于禁止公用企业限制竞争行为的若干规定》（见附件3）和近两年来对山西、江苏两省工商部门的答复（见附件4、5）。因此，县电业局向用户收取“电费、电度表保证金”的行为，违反了反不正当竞争法，即使这种行为发生在国家明令取消该项保证金之前，也应当依法给予行政处罚。

目前，省电力有限公司和省工商行政管理局在该案的事实认定方面均无异议，主要是在适用法律依据方面存在分歧，焦点是具有基金、收费设定权的机关设定的基金、收费项目在被明令取消前的法律效力问题。鉴于该案件的处理结果在全省乃至全国具有普遍意义，特请示国务院法制办，望尽快函复为盼。

最高人民法院研究室关于对《关于查处窃电行为有关问题的请示》答复意见的函

（2002年9月6日 法研〔2002〕118号）

国务院法制办公室秘书行政司：

你司送来征求意见的安徽省政府法制办《关于查处窃电行为有关问题的请示》（以下称“请示”）收悉。经研究，提出以下意见：

一、《中华人民共和国电力法》（以下称电力法）第六条、第七条已经明确规定了政府电力管理部门的行政管理职责和电力企业的民事法律关系主体地位，而且电力企业的这种地位在《中华人民共和国合同法》（以下称合同法）第十章“供用电、水、气、热力合同”中有更具体的体现。因此，电力企业在供电合同的订立和履行过程中的活动应当适用合同法和其他有关民事法律。供电局发现用户有窃电行为的，可以依法提起民事诉讼。

二、虽然供电活动属于合同法规定的民事活动，但鉴于供电活动的特殊性和电力管理制度的传统，电力法对供电企业和用户的权利义务又作了一些特别规定。例如，第三十二条规定：“用户用电不得危害供电、用电安全和扰乱供电、用电秩序。对危害供电、用电安全和扰乱供电、用电秩序的供电企业有权制止。”第三十三条规定：“供电企业应当按照国家核准的电价和用电计量装置的记录，向用户计收电费。供电企业查电人员和抄表收费人员进入用户，进行用电安全检查或者抄表收费时，应当出示有关证件。用户应当按照国家核准的电价和用电计量装置的记录，按时交纳电费；对供电企业查电人员和抄表收费人员依法履行职责，应当提供方便。”这些规定属于特别法的规定，与合同法不相抵触。

三、电力法第六条第二款规定：“县级以上地方人民政府经济综合主管部门是本行政区域内的电力管理部门，负责电力事业的监督管理。县级以上地方人民政府有关部门在各自的职责范围内负责电力事业的监督管理。”也就是说，自该法1996年4月1日生效施行之日起，原来各级政府中实行政企合一的电力局（或称供电局、电业局等）依法不再享有行政监督管理职权，而改由各级人民政

府的经贸委行使该职权，电力局成为单独的电力企业。因此，其他行政法规、规章中关于电力局行政监督管理职权的规定与电力法和合同法不一致的，不应当继续使用。

四、关于“请示”中所称“我省市县机构改革尚未完成，市、县供电局属于政企合一机构”，不能作为与电力法有关规定对抗的理由国务院和地方各级人民政府将电力企业与电力监督管理部门的机构和职能分开，是根据电力法进行的。电力法从公布到生效之前已经留有三个月的准备时间，各级人民政府相关的改革工作应当在法律生效之前完成，以保证法律的执行。某些地方在电力法实施后六年半之久尚未完成这一工作，属于工作中的问题，不应影响电力法有关规定的效力。

以上意见供参考。

最高人民法院研究室

2002年9月6日

国家工商行政管理局关于电业局在农网改造中滥收费用 定性处理问题的答复

（工商公字〔2000〕第 311 号）

福建省工商行政管理局：

你局《关于对福州市电业局在农网改造中滥收费用可否依照反不正当竞争法定性处罚的请示》（闽工商公字〔2000〕第 614 号）收悉。经研究，答复如下：

电业局属于《反不正当竞争法》第六条规范的提供供电服务的公用企业。电业局在农网改造中，滥用其独占地位，对安装 20 安培及以上电能表的用户加收 150 元的“低压接户改造费”，对拒绝交纳该笔费用的用户，不予安装电能表，其行为违反了《反不正当竞争法》第六条规定并构成《关于禁止公用企业限制竞争行为的若干规定》第四条（六）项所列的限制竞争行为，应当按照《反不正当竞争法》第二十三条的规定予以处罚。

二〇〇〇年十二月二十六日

国家工商行政管理总局对供电部门强行收取不该收取的费用 行为定性处罚问题的答复

(工商公字〔2001〕第175号)

山东省工商行政管理局：

你局《关于供电部门在农村低压电网改造中违反国家规定向村委会和农民收取施工费、材料费是否属于滥收费用的不正当竞争行为的请示》(鲁工商公字〔2001〕96号)收悉。经研究，答复如下：

一、根据有关规定，国家已安排专款用于农网改造，除电能表以下入户线由农民出资购买、部分改造资金不足地区电能表由农民集资购买外，严禁向农民收取任何形式的材料费、施工费、管理费、手续费、供电及配电贴费(增容费)等其他费用。

二、供电部门是提供电力服务的经营者，属于《反不正当竞争法》第六条规定的公用企业。供电部门在农网改造中，违反国家有关规定，在农民不知情的情况下，通过与村委会签订格式合同，向农民收取材料费、施工费等费用，其行为实质上是滥用其在农网改造中的独占地位，强行收取不该收取的费用，违反了《反不正当竞争法》第六条的规定，构成《关于禁止公用企业限制竞争行为的若干规定》第四条第六项所列“对不接受其不合理条件的用户、消费者拒绝、中断或者削减供应相应相关商品，或者滥收费用”的限制竞争行为，应当根据《反不正当竞争法》第二十三条的规定予以处罚。

二〇〇一年七月六日

国家工商行政管理总局关于电力局在农网改造中实施限制竞争行为 及被指定的经营者借此滥收费的问题的答复

（工商公字〔2002〕第287号）

湖南省工商行政管理局：

你局《关于永州市江华县电力局在农网改造中强制用户购买其统一采购的商品及收取超过物价部门规定的标准费用的行为是否应依据〈反不正当竞争法〉予以定性处罚的请示》（湘工商法字〔2002〕241号）收悉。经研究，答复如下：

一、电力局属于《反不正当竞争法》第六条规定的公用企业。电力局滥用其优势地位，在农村电网改造中，采取不拉线、不送电等手段，强制用户向其劳动服务公司购买其招标采购的电表及进户线等器材的行为，违反了《反不正当竞争法》第六条和《关于禁止公用企业限制竞争行为的若干规定》第四条第二项规定，构成限制竞争行为，工商行政管理机关应当依据《反不正当竞争法》第二十三条规定予以处罚。

二、对于被指定的经营者借此滥收费用的行为，工商行政管理机关有权依据《反不正当竞争法》第二十三条规定予以处罚。

二〇〇二年十二月三十一日

国家发展改革委、国家电监会加强电力需求侧管理工作的指导意见

（国家发展改革委 国家电监会 2004 年 5 月 27 日发布 发改能源〔2004〕939 号）

第一章 总 则

第一条 电力需求侧管理是国家能源战略的重要组成部分，是缓解电力供应紧张状况，提高电力使用效率的重要举措，是科学发展观的具体体现，对促进能源、经济、环境协调发展具有重要意义。为了进一步做好全国电力需求侧管理，保证电力需求侧管理工作规范、有效、持续地开展，依据有关法律法规，特制定本指导意见。

第二条 电力需求侧管理是指通过采取有效的激励措施，引导电力用户改变用电方式，提高终端用电效率，优化资源配置，改善和保护环境，实现最小成本电力服务所进行的用电管理活动，是促进电力工业与国民经济、社会协调发展的一项系统工程。

第三条 电力需求侧管理工作，要由各级政府大力推动和主导，加强规划管理、负荷管理、节电管理，大力开展宣传与培训，监管机构实施有效监管，利用经济、技术及必要的行政措施等多种手段，充分调动电网经营企业、发电企业、用户及能源中介机构等各方积极性，共同参与，共享收益，以取得最佳的社会效益和经济效益。

第二章 组织管理

第四条 各省（区、市）政府负责主导、推动本地区电力需求侧管理工作，组织制定电力需求侧管理规章、标准和规划，出台相应政策，建立健全电力需求侧管理运行机制，研究提出开展电力需求侧管理工作的内容和目标，推动能源服务中介组织的发展，建立大电力用户能源效率评价制度，协调社会、电力企业、用户的利益，充分调动各方积极性，推动电力需求侧管理健康发展。

第五条 电力监管机构应协助政府制定有关规章、标准及政策，监督检查电力需求侧管理各项措施的落实和各项目标的完成情况。协助政府部门监督检查电力需求侧管理资金的使用以及高效节能产品和技术的推广应用等，保证电力需求侧管理工作规范健康发展。

第六条 电网经营企业是实施电力需求侧管理工作的主体，受政府委托研究提出电力需求侧管理规章、标准、规划及政策建议，并在电力系统规划、生产和运行管理中落实电力需求侧管理的各项工作。

第七条 电力用户要增强节能意识和环保意识，要制订节电规划，积极采用高效节电技术和产品，优化用电方式，提高能源效率，减少电力消耗，并配合落实各项负荷管理措施。大电力用户是电力需求侧管理的重要参与者，要根据能源效率评价制度要求，定期上报能源消耗指标，配合能源效率评价工作。

第三章 规划管理

第八条 各省（区、市）政府应根据本地区经济发展目标和电力供需特点，将通过电力需求侧管理节约的电力和电量，作为一种资源纳入电力工业发展规划、能源发展规划与地区经济发展规划。

第九条 各省（区、市）政府应组织本地电网经营企业制订年度电力需求侧管理工作计划，提出负荷管理目标、节电目标和实施方案等。

第四章 负荷管理

第十条 各省（区、市）政府有关部门应制定积极的经济激励政策，引导用户移峰填谷、合理用电。经济激励政策包括：

1.适当扩大电网销售环节峰谷分时电价执行范围和峰谷分时电价价差。具备条件的地区，中小企业和居民用户也可实行峰谷分时电价。电网尖峰负荷突出的地区，可根据具体情况实行尖峰电价，尖峰电价水平适当高于高峰时段电价；

2.具备条件的地区在发电上网环节实行与电网销售环节联动的峰谷分时电价；

- 3.水电比重大或用电随季节变化大的地区可实行丰枯电价或季节性电价；
- 4.逐步扩大两部制电价执行范围，适当提高两部制电价中基本电价的比重；
- 5.研究可中断负荷和高可靠性电价政策，具备条件的地区，可制定可中断负荷与高可靠性电价实施办法。

第十一条 各省（区、市）政府应大力推广蓄能，包括蓄冷、蓄热等转移负荷类技术措施。各地区要加快建设和完善电力负荷管理系统，负荷监控能力应达到本地区总用电负荷的70%，引导电力用户主动转移高峰负荷。

第十二条 电力供需紧张情况下，各省（区、市）政府要组织电网经营企业制定电力需求侧管理错峰方案，按照“先错峰、后避峰、再限电”的实施原则，采取科学、合理、有效措施，实现有序用电、有序限电。当用电需求超过电网供电能力时，电网经营企业要按政府批准的拉限电序位表实施拉限电，并事先通知电力用户。错峰方案要优先保障居民生活、交通信号灯、农业灌溉以及其他重要用户的用电，避免出现因限电导致的社会不稳定问题。

第五章 节电管理

第十三条 各省（区、市）政府有关部门应制定经济补贴等优惠政策，研究提出信贷政策建议，扶持节能技术、产品的研究开发和生产。节能技术包括：绿色照明技术、产品和节能型家用电器；高效风机、水泵、电动机、变压器的应用技术；大功率低频电源冶炼技术；交流电动机调速运行技术；建筑节能技术等等。组织高效先进技术的示范工程，鼓励电力用户购买、使用节能技术和产品，替代旧的高能耗工艺。

第十四条 各行业协会要加强本行业的单位产值耗电量管理，研究提出本行业能效标准，对本行业的重点用电大户进行能源效率评价，并制订节能增效实施方案，报国家发展改革委备案。

第十五条 各省（区、市）政府应积极推行用电设备的能源效率标准和建筑节能设计标准，逐步淘汰低效用电设备，开展能源效率评价工作。

第十六条 各省（区、市）政府有关部门要根据产业政策和能效标准，定期

对本地区前 100 家用电大户进行排序，确定本地区节电增效的重点电力用户，并制定或提出专项节电措施，落实责任，尽快提高用电企业的能源利用效率。

第六章 宣传与培训

第十七条 加强电力需求侧管理的宣传工作。利用各种宣传手段，向全社会广泛深入地宣传电力需求侧管理的理念、意义、作用以及技术、产品和成功案例，为电力用户提供电力需求侧管理技术信息和经验，引导电力用户采用科学的用电方式和先进的用电技术。

第十八条 加强电力需求侧管理政策、标准、知识、技术等方面的培训，促进电力需求侧管理工作有效开展。各省（区、市）政府有关部门、各行业协会应组织需求侧管理的宣传和培训工作，各级电网经营企业要积极配合做好宣传和培训工作。培训重点提高政府部门有关人员的责任意识和管理水平；强化电网经营企业有关人员的服务意识，掌握技术标准，提高业务能力；加强电力用户的节能意识，熟知并执行技术标准，促进用电企业采用先进节能技术，提高能效。在电力供应紧张时期，电网经营企业的工作人员更应做到耐心、细致、周到地服务。

第七章 资金来源与使用

第十九条 有关财政部门要大力支持电力需求侧管理资金的筹措，各省（区、市）政府要积极研究筹措电力需求侧管理专项资金。资金来源可考虑从销售电价代收的城市公用事业附加费中提取、从政府财政预算中列支以及调整电价政策等多种渠道筹集。逐步建立电力需求侧管理的效益机制，从施行电力需求侧管理带来的效益中筹集资金。

第二十条 电力需求侧管理资金必须专款专用，主要用于：电力需求侧管理的宣传、培训和示范项目，支持节电产品的研究开发，支持用户节电技术改造、购买节电产品和实行可中断负荷的经济补贴，支持电网企业建设负荷管理系统等。

第八章 附 则

第二十一条 各省（区、市）政府要根据本指导意见，组织电网经营企业及相关机构，结合本地区实际情况制定具体实施方案。

第二十二条 本指导意见自发布之日起执行。

第二十三条 本指导意见由国家发展改革委负责解释。

能源部、公安部关于严禁窃电的通告

（1990年1月31日国务院批准 1990年5月28日能源部、公安部发布）

为治理经济环境，整顿供用电秩序，保证生产建设和人民生活的正常用电，必须严禁任何窃电行为。为此，特通告如下：

一、全国城乡各企业、事业单位、机关团体和其他社会组织，要积极宣传和贯彻《全国供用电规则》，加强对职工的法制教育，共同遵守和维护有关的法律、法规和规章。

二、任何单位或个人有下列行为之一的，即为窃电：

1. 在供电企业的供电设施上，擅自接线用电；
2. 绕越供电企业计费计量装置用电；
3. 伪造或启封供电企业加封的表计封印；
4. 故意损坏供电企业计费计量装置；
5. 包灯用电户，私自增加用电容量；

6. 致使供电企业计费计量装置计量不准或失效的其他行为。三、供电部门对窃电行为，可视情况当即采取限制用电或停电措施，并按《全国供用电规则》第十章第80条第2款规定处理。造成供电部门设备损坏的，窃电责任者还要照价赔偿或支付修复费用。

四、窃电构成违反治安管理情节的，公安机关可以依照《中华人民共和国治安管理处罚条例》有关规定予以处罚。

窃电数额较大，情节严重，构成犯罪的，依法追究刑事责任。

五、检查窃电行为的工作人员必须持有专用证件，按章办事。被检查的用电单位和个人应予配合。

六、对持证查电的工作人员进行侮辱、殴打、非法拘禁或用其他方法威胁人身安全的，按照《中华人民共和国治安管理处罚条例》规定予以处罚；构成犯罪的，依法追究刑事责任。本通告自发布之日起执行。

五、电价管理

国家发展改革委办公厅关于优化电价政策发布机制的通知

（发改办价格〔2019〕487号）

各省、自治区、直辖市发展改革委（物价局），国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为进一步改善营商环境，提高电费透明度，各省（自治区、直辖市）价格主管部门制定或调整涉及终端电力用户用电价格的政策文件，须提前一个月通过你委（局）门户网站向社会公布，便于电力用户提前知晓电价政策信息。电网企业应做好电价政策信息的宣传、告知和解释工作，并严格遵守相关政策规定及执行时间。

国务院另有规定的，按照国务院要求执行。

国家发展改革委办公厅

2019年4月22日

国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知

（发改价格〔2021〕1093号）

各省、自治区、直辖市发展改革委，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实党中央、国务院关于深化电价改革、完善电价形成机制的决策部署，充分发挥分时电价信号作用，服务以新能源为主体的新型电力系统建设，促进能源绿色低碳发展，现就进一步完善分时电价机制有关事项通知如下。

一、总体要求

适应新能源大规模发展、电力市场加快建设、电力系统峰谷特性变化等新形势新要求，持续深化电价市场化改革、充分发挥市场决定价格作用，形成有效的市场化分时电价信号。在保持销售电价总水平基本稳定的基础上，进一步完善目录分时电价机制，更好引导用户削峰填谷、改善电力供需状况、促进新能源消纳，为构建以新能源为主体的新型电力系统、保障电力系统安全稳定经济运行提供支撑。

二、优化分时电价机制

（一）完善峰谷电价机制。

1. 科学划分峰谷时段。各地要统筹考虑当地电力供需状况、系统用电负荷特性、新能源装机占比、系统调节能力等因素，将系统供需紧张、边际供电成本高的时段确定为高峰时段，引导用户节约用电、错峰避峰；将系统供需宽松、边际供电成本低的时段确定为低谷时段，促进新能源消纳、引导用户调整负荷。可再生能源发电装机比重高的地方，要充分考虑新能源发电出力波动，以及净负荷曲线变化特性。

2. 合理确定峰谷电价价差。各地要统筹考虑当地电力系统峰谷差率、新能源装机占比、系统调节能力等因素，合理确定峰谷电价价差，上年或当年预计最

大系统峰谷差率超过 40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于 4:1；其他地方原则上不低于 3:1。

（二）建立尖峰电价机制。各地要结合实际情况在峰谷电价的基础上推行尖峰电价机制。尖峰时段根据前两年当地电力系统最高负荷 95%及以上用电负荷出现的时段合理确定，并考虑当年电力供需情况、天气变化等因素灵活调整；尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于 20%。热电联产机组和可再生能源装机占比大、电力系统阶段性供大于求矛盾突出的地方，可参照尖峰电价机制建立深谷电价机制。强化尖峰电价、深谷电价机制与电力需求侧管理政策的衔接协同，充分挖掘需求侧调节能力。

（三）健全季节性电价机制。日内用电负荷或电力供需关系具有明显季节性差异的地方，要进一步建立健全季节性电价机制，分季节划分峰谷时段，合理设置季节性峰谷电价价差；水电等可再生能源比重大的地方，要统筹考虑风光水多能互补因素，进一步建立健全丰枯电价机制，丰、枯时段应结合多年来水、风光出力特性等情况合理划分，电价浮动比例根据系统供需情况合理设置。鼓励北方地区研究制定季节性电采暖电价政策，通过适当拉长低谷时段、降低谷段电价等方式，推动进一步降低清洁取暖用电成本，有效保障居民冬季清洁取暖需求。

三、强化分时电价机制执行

（一）明确分时电价机制执行范围。各地要加快将分时电价机制执行范围扩大到除国家有专门规定的电气化铁路牵引用电外的执行工商业电价的电力用户；对部分不适宜错峰用电的一般工商业电力用户，可研究制定平均电价（执行分时电价用户的平均用电价格），由用户自行选择执行；不得自行暂停分时电价机制执行或缩小执行范围，严禁以完善分时电价机制为名变相实施优惠电价。鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量，通过改变用电时段来降低用电成本。有条件的地方，要按程序推广居民分时电价政策，逐步拉大峰谷电价价差。

（二）建立分时电价动态调整机制。各地要根据当地电力系统用电负荷或净负荷特性变化，参考电力现货市场分时电价信号，适时调整目录分时电价时段划

分、浮动比例。电力现货市场运行的地方要完善市场交易规则，合理设定限价标准，促进市场形成有效的分时电价信号，为目录分时电价机制动态调整提供参考。

（三）完善市场化电力用户执行方式。电力现货市场尚未运行的地方，要完善中长期市场交易规则，指导市场主体签订中长期交易合同时申报用电曲线、反映各时段价格，原则上峰谷电价价差不得低于目录分时电价的峰谷电价价差。市场交易合同未申报用电曲线或未形成分时价格的，结算时购电价格应按目录分时电价机制规定的峰谷时段及浮动比例执行。

四、加强分时电价机制实施保障

（一）精心组织实施。各地要充分认识进一步完善分时电价机制的重要性、紧迫性和复杂性，在充分听取各方面意见建议基础上，结合当地实际，研究制定进一步完善分时电价机制的具体措施，有关落实情况请于2021年12月底前报我委。

（二）做好执行评估。各地要密切跟踪当地电力系统峰谷特性变化，动态掌握分时电价机制执行情况，深入评估分时电价机制执行效果，发现问题及时按程序研究解决。电网企业要对分时电价收入情况单独归集、单独反映，产生的盈亏在下一监管周期省级电网输配电价核定时统筹考虑。

（三）强化宣传引导。各地要采取多种形式全面准确解读分时电价机制，宣传分时电价机制在保障电力安全供应、促进新能源消纳、提升系统运行效率等方面的重要作用，争取各方理解支持，加强舆情监测预警，及时回应社会关切，确保分时电价机制平稳实施。

现行政策与本通知不符的，以本通知规定为准。

国家发展改革委
2021年7月26日

国家发展改革委关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知

（发改价格〔2021〕833 号）

各省、自治区、直辖市发展改革委，国家电网有限公司、南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实党中央、国务院决策部署，充分发挥电价信号作用，合理引导投资、促进资源高效利用，推动光伏发电、风电等新能源产业高质量发展，经商国家能源局，现就 2021 年光伏发电、风电等新能源上网电价政策有关事项通知如下：

一、2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目（以下简称“新建项目”），中央财政不再补贴，实行平价上网。

二、2021 年新建项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行；新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，以更好体现光伏发电、风电的绿色电力价值。

三、2021 年起，新核准（备案）海上风电项目、光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成，上网电价高于当地燃煤发电基准价的，基准价以内的部分由电网企业结算。

四、鼓励各地出台针对性扶持政策，支持光伏发电、陆上风电、海上风电、光热发电等新能源产业持续健康发展。

本通知自 2021 年 8 月 1 日起执行。

国家发展改革委

2021 年 6 月 7 日

国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知

（发改价格〔2019〕882号）

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委（物价局），国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为落实国务院办公厅《能源发展战略行动计划（2014~2020）》关于风电2020年实现与煤电平价上网的目标要求，科学合理引导新能源投资，实现资源高效利用，促进公平竞争和优胜劣汰，推动风电产业健康可持续发展，现将完善风电上网电价政策有关事项通知如下。

一、关于陆上风电上网电价

（一）将陆上风电标杆上网电价改为指导价。新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定，不得高于项目所在资源区指导价。

（二）2019年I~IV类资源区符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电指导价分别调整为每千瓦时0.34元、0.39元、0.43元、0.52元（含税、下同）；2020年指导价分别调整为每千瓦时0.29元、0.34元、0.38元、0.47元。指导价低于当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱销、除尘电价，下同）的地区，以燃煤机组标杆上网电价作为指导价。

（三）参与分布式市场化交易的分散式风电上网电价由发电企业与电力用户直接协商形成，不享受国家补贴。不参与分布式市场化交易的分散式风电项目，执行项目所在资源区指导价。

（四）2018年底之前核准的陆上风电项目，2020年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019年1月1日至2020年底前核准的陆上风电项目，2021年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。自2021年1月1日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。

二、关于海上风电上网电价

（一）将海上风电标杆上网电价改为指导价，新核准海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价。

（二）2019年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准近海风电指导价调整为每千瓦时0.8元，2020年调整为每千瓦时0.75元。新核准近海风电项目通过竞争方式确定的上网电价，不得高于上述指导价。

（三）新核准潮间带风电项目通过竞争方式确定的上网电价，不得高于项目所在资源区陆上风电指导价。

（四）对2018年底前已核准的海上风电项目，如在2021年底前全部机组完成并网的，执行核准时的上网电价；2022年及以后全部机组完成并网的，执行并网年份的指导价。

三、其他事项

（一）风电上网电价在当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘电价）以内的部分，由当地省级电网结算；高出部分由国家可再生能源发展基金予以补贴。

（二）风电企业和电网企业必须真实、完整地记载和保存相关发电项目上网交易电量、上网电价和补贴金额等资料，接受有关部门监督检查，并于每月10日前将相关数据报送至国家可再生能源信息管理中心。

上述规定自2019年7月1日起执行。

国家发展改革委
2019年5月21日

国家发展改革委关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知

（发改价格〔2019〕761号）

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委、物价局，国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为科学合理引导新能源投资，实现资源高效利用，促进公平竞争和优胜劣汰，推动光伏发电产业健康可持续发展，现就完善光伏发电上网电价机制有关问题通知如下。

一、完善集中式光伏发电上网电价形成机制

（一）将集中式光伏电站标杆上网电价改为指导价。综合考虑技术进步等多方面因素，将纳入国家财政补贴范围的 I~III 类资源区新增集中式光伏电站指导价分别确定为每千瓦时 0.40 元（含税，下同）、0.45 元、0.55 元。

（二）新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定，不得超过所在资源区指导价。市场竞争方式确定的价格在当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘电价）以内的部分，由当地省级电网结算；高出部分由国家可再生能源发展基金予以补贴。

（三）国家能源主管部门已经批复的纳入财政补贴规模且已经确定项目业主，但尚未确定上网电价的集中式光伏电站（项目指标作废的除外），2019 年 6 月 30 日（含）前并网的，上网电价按照《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》（发改能源〔2018〕823 号）规定执行；7 月 1 日（含）后并网的，上网电价按照本通知规定的指导价执行。

（四）纳入国家可再生能源电价附加资金补助目录的村级光伏扶贫电站（含联村电站），对应的 I~III 类资源区上网电价保持不变，仍分别按照每千瓦时 0.65 元、0.75 元、0.85 元执行。

二、适当降低新增分布式光伏发电补贴标准

（一）纳入 2019 年财政补贴规模，采用“自发自用、余量上网”模式的工商业分布式（即除户用以外的分布式）光伏发电项目，全发电量补贴标准调整为每千瓦时 0.10 元；采用“全额上网”模式的工商业分布式光伏发电项目，按所在资源区集中式光伏电站指导价执行。能源主管部门统一实行市场竞争方式配置的工商业分布式项目，市场竞争形成的价格不得超过所在资源区指导价，且补贴标准不得超过每千瓦时 0.10 元。

（二）纳入 2019 年财政补贴规模，采用“自发自用、余量上网”模式和“全额上网”模式的户用分布式光伏全发电量补贴标准调整为每千瓦时 0.18 元。

（三）鼓励各地出台针对性扶持政策，支持光伏产业发展。

本通知自 2019 年 7 月 1 日起执行。

国家发展改革委
2019 年 4 月 28 日

国家发展改革委关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知

（发改价格〔2022〕303号）

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委，有关企业，有关行业协会：

为贯彻落实中央经济工作会议和国务院常务会议精神，根据《价格法》等相关法律法规规定，现就进一步完善煤炭市场价格形成机制及有关事项通知如下：

一、总体思路

煤炭是关系国计民生的重要初级产品，电力供应和安全事关经济社会发展全局。要立足以煤为主的基本国情，使市场在资源配置中起决定性作用，更好发挥政府作用，综合运用市场化、法治化手段，引导煤炭（动力煤，下同）价格在合理区间运行，完善煤、电价格传导机制，保障能源安全稳定供应，推动煤、电上下游协调高质量发展。

二、引导煤炭价格在合理区间运行

煤炭价格由市场形成。国家发展改革委会同有关方面综合采取供需衔接、储备吞吐、进出口调节、运输协调等措施，促进煤炭价格在合理区间运行。当煤炭价格显著上涨或者有可能显著上涨时，将根据《价格法》第三十条等规定，按程序及时启动价格干预措施，引导煤炭价格回归合理区间；当煤炭价格出现过度下跌时，综合采取适当措施，引导煤炭价格合理回升。

从多年市场运行情况看，近期阶段秦皇岛港下水煤（5500千卡）中长期交易价格每吨570~770元（含税）较为合理（晋陕蒙相应煤炭出矿环节中长期交易价格合理区间见附件），煤炭生产、流通、消费能够保持基本平稳，煤、电上下游产业能够实现较好协同发展。适时对合理区间进行评估完善。

三、完善煤、电价格传导机制

引导煤、电价格主要通过中长期交易形成。煤炭中长期交易价格在合理区间

内运行时，燃煤发电企业可在现行机制下通过市场化方式充分传导燃料成本变化，鼓励在电力中长期交易合同中合理设置上网电价与煤炭中长期交易价格挂钩的条款，有效实现煤、电价格传导。

四、健全煤炭价格调控机制

（一）提升煤炭市场供需调节能力。进一步完善煤炭产供储销体系，保障煤炭产能合理充裕，完善煤炭中长期合同制度，进一步增强政府可调度储煤能力，完善储备调节机制，适时收储投放，促进煤炭价格在合理区间运行。增强铁路煤炭集疏运配套能力。建立健全煤炭需求侧响应机制，必要时合理调节煤炭消费。

（二）强化煤炭市场预期管理。健全煤炭生产流通成本调查制度和市场价格监测制度，为开展煤炭价格调控、评估完善煤炭价格合理区间提供支撑。及时发布煤炭市场和价格信息，强化煤炭价格指数行为评估和合规性审查。煤炭价格超出合理区间时，充分运用《价格法》等法律法规规定的手段和措施，引导煤炭价格回归合理区间。

（三）加强煤、电市场监管。严禁对合理区间内的煤、电价格进行不当行政干预，严禁违规对高耗能企业给予电价优惠。健全行业信用体系，强化煤、电中长期合同履行监管。密切关注投机资本动向，加强期现货市场联动监管，坚决遏制资本过度投机和恶意炒作。各地发展改革部门要配合市场监管部门，密切关注煤、电市场竞争状态，强化反垄断监管；及时查处市场主体捏造散布涨价信息、囤积居奇、哄抬价格、价格串通等价格违法违规行为；煤炭价格干预措施实施后，严肃查处不执行价格干预措施的违法行为，典型案例公开曝光。

本通知自 2022 年 5 月 1 日起执行。进口煤炭价格不适用本通知规定。

国家发展改革委
2022 年 2 月 24 日

国家发展改革委关于深化燃煤发电上网电价形成 机制改革的指导意见

（发改价格规〔2019〕1658号）

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委（物价局），华能集团、大唐集团、华电集团、国家能源集团、国家电投集团、国投电力有限公司，国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》《中共中央 国务院关于推进价格机制改革的若干意见》精神，加快推进电力价格市场化改革，有序放开竞争性环节电力价格，提升电力市场化交易程度，经国务院同意，现就深化燃煤发电上网电价形成机制改革提出以下意见。

一、改革必要性

2004年以来，燃煤发电标杆上网电价及煤电价格联动机制逐步建立，并成为上网侧电价形成的重要基准，对规范政府定价行为、促进不同类型上网电价合理形成、优化电力行业投资、引导电力企业效率改善、推动电力上下游产业健康发展发挥了重要作用。近年来，随着电力市场化改革的不断深化，竞争性环节电力价格加快放开，现行燃煤发电标杆上网电价机制已难以适应形势发展，突出表现为不能有效反映电力市场供求变化、电力企业成本变化，不利于电力上下游产业协调可持续发展，不利于市场在电力资源配置中发挥决定性作用。

党中央、国务院关于电力体制改革和价格机制改革的相关文件明确提出，要坚持“管住中间、放开两头”，有序放开输配以外的竞争性环节电力价格；2018年中央经济工作会议也明确要求提升电力市场化交易程度。当前，输配电价改革已经实现全覆盖，“准许成本+合理收益”的定价机制基本建立；各地电力市场化交易规模不断扩大，约50%的燃煤发电上网电量电价已通过市场交易形成，现货市场已开始建立；全国电力供需相对宽松、燃煤机组发电利用小时数低于正常水平，进一步深化燃煤发电上网电价形成机制改革已具备坚实基础和有利条件，应

抓住机遇加快推进竞争性环节电力价格市场化改革。

二、总体思路和基本原则

（一）总体思路。坚持市场化方向，按照“管住中间、放开两头”的体制架构，进一步深化燃煤发电上网电价机制改革，加快构建能够有效反映电力供求变化、与市场化交易机制有机衔接的价格形成机制，为全面有序放开竞争性环节电力价格、加快确立市场在电力资源配置中的决定性作用和更好发挥政府作用奠定坚实基础。

（二）基本原则。

坚持整体设计，分步推进。按照市场化改革要求，既要强化顶层设计，凡是能放给市场的坚决放给市场，政府不进行不当干预；又要分步实施，有序扩大价格形成机制弹性，防止价格大幅波动，逐步实现全面放开燃煤发电上网电价，确保改革平稳推进。

坚持统筹谋划，有效衔接。充分考虑不同类型、不同环节电价之间的关系，统筹谋划好核电、水电、燃气发电、新能源上网电价形成机制，以及不同类型用户销售电价形成机制，确保深化燃煤发电上网电价机制改革措施有效衔接。

坚持协同推进，保障供应。充分认识改革的复杂性，广泛听取意见建议，强化配套保障措施，确保改革有序开展。加快推进电力市场建设，协同深化电量、电价市场化改革，确保电力系统安全稳定运行，保障电力供应。

坚持强化监管，规范有序。按照放管并重的要求，加强电力价格行为监管，建立价格异常波动调控机制，健全市场规范、交易原则、电力调度、资金结算、风险防范、信息披露等制度，确保燃煤发电上网电价合理形成。

三、改革举措

（一）为稳步实现全面放开燃煤发电上网电价目标，将现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%。对电力交易中心依照电力体制改革方案开展的现货交易，可不受此限制。

国家发展改革委根据市场发展适时对基准价和浮动幅度范围进行调整。

（二）现执行标杆上网电价的燃煤发电电量，具备市场交易条件的，具体上网电价由发电企业、售电公司、电力用户等市场主体通过场外双边协商或场内集中竞价（含挂牌交易）等市场化方式在“基准价+上下浮动”范围内形成，并以年度合同等中长期合同为主确定；暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户用电对应的电量，仍按基准价执行。

（三）燃煤发电电量中居民、农业用户用电对应的电量仍按基准价执行。

（四）燃煤发电电量中已按市场化交易规则形成上网电价的，继续按现行市场化规则执行。

（五）燃煤发电上网电价形成机制改革后，现行煤电价格联动机制不再执行。

四、配套改革

（一）健全销售电价形成机制。通过市场化方式形成上网电价的工商业用户用电价格，包括市场化方式形成上网电价、输配电价（含交叉补贴和线损，下同）、政府性基金，不再执行目录电价。由电网企业保障供应的用户用电价格，继续执行各地目录电价。其中，居民、农业用电继续执行现行目录电价，确保价格水平稳定。

（二）稳定可再生能源发电价补机制和核电、燃气发电、跨省跨区送电价格形成机制。纳入国家补贴范围的可再生能源发电项目上网电价在当地基准价（含脱硫、脱硝、除尘电价）以内的部分，由当地省级电网结算，高出部分按程序申请国家可再生能源发展基金补贴。核电、燃气发电、跨省跨区送电价格形成机制等，参考燃煤发电标杆上网电价的，改为参考基准价。

（三）相应明确环保电价政策。执行“基准价+上下浮动”价格机制的燃煤发电电量，基准价中包含脱硫、脱硝、除尘电价。仍由电网企业保障供应的电量，在执行基准价的基础上，继续执行现行超低排放电价政策。燃煤发电上网电价完全放开由市场形成的，上网电价中包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价。

（四）规范交叉补贴调整机制。以2018年为基数，综合考虑电量增长等因素，在核定电网输配电价时统筹确定交叉补贴金额，以平衡电网企业保障居民、

农业用电产生的新增损益。

（五）完善辅助服务电价形成机制。通过市场机制形成燃煤机组参与调峰、调频、备用、黑启动等辅助服务的价格，以补偿燃煤发电合理成本，保障电力系统安全稳定运行。对于燃煤机组利用小时严重偏低的省份，可建立容量补偿机制，容量电价和电量电价通过市场化方式形成。

五、实施安排

（一）各地要结合当地情况组织开展燃煤发电上网电价机制改革，制定细化实施方案，经省级人民政府批准后，于2019年11月15日前报国家发展改革委备案。尚不具备条件的地方，可暂不浮动，按基准价（即现行燃煤发电标杆上网电价）执行。现货市场实际运行的地方，可按现货市场规则执行。

（二）实施“基准价+上下浮动”价格机制的省份，2020年暂不上浮，确保工商业平均电价只降不升。国家发展改革委可根据情况对2020年后的浮动方式进行调控。

（三）国家发展改革委动态跟踪实施情况，结合电力体制改革总体进展，适时开展评估调整。

六、保障措施

（一）强化居民、农业等电力保障。居民、农业用电量以及不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户电量，由电网企业保障供应，主要通过优先发电计划保障，不足部分由所有参与电力市场的发电企业机组等比例保障。

（二）规范政府行为。各地要坚持市场化方向，按照国家制定的市场规则和运营规则来开展市场建设和电力交易，对用户和发电企业准入不得设置不合理门槛，在交易组织、价格形成等过程中，不得进行不当干预。

（三）加强电力市场价格行为监管。充分依托各地现有电力交易市场，积极发挥市场管理委员会作用，完善市场交易、运行等规则，规范市场主体交易行为，保障市场交易公平、公正、公开。积极配合市场监管部门及时查处电力市场中市场主体价格串通、实施垄断协议、滥用市场支配地位等违法违规价格行为，以及

地方政府滥用行政权力排除、限制竞争的行为。鼓励市场主体参与价格监督。依托市场信用体系，构建市场主体价格信用档案，对价格违法行为予以联合惩戒。

（四）建立电价监测和风险防范机制。价格主管部门定期监测燃煤发电交易价格波动情况，评估价格波动的合理性。当交易价格出现异常波动时，依法及时采取干预措施，确保燃煤发电价格形成机制改革平稳有序推进。

（五）加强政策解读引导。采取多种方式全面、准确解读深化燃煤发电上网电价形成机制改革政策，加强舆情监测预警，积极回应社会关切，做好应急预案，为改革营造良好舆论环境。

本指导意见自2020年1月1日起实施。各地价格主管部门、电网企业、发电企业要充分认识深化燃煤发电上网电价形成机制改革的重要性、紧迫性和复杂性、艰巨性，切实担当起主体责任，精心细化改革实施方案，认真抓好落实，确保改革平稳实施。

国家发展改革委
2019年10月21日

国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知

(发改价格〔2021〕1439号)

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委，华能集团、大唐集团、华电集团、国家电投集团、国家能源集团、国投电力有限公司，国家电网有限公司、南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实党中央、国务院决策部署，加快推进电价市场化改革，完善主要由市场决定电价的机制，保障电力安全稳定供应，现就进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革及有关事宜通知如下：

一、总体思路

按照电力体制改革“管住中间、放开两头”总体要求，有序放开全部燃煤发电电量上网电价，扩大市场交易电价上下浮动范围，推动工商业用户都进入市场，取消工商业目录销售电价，保持居民、农业、公益性事业用电价格稳定，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用、更好发挥政府作用，保障电力安全稳定供应，促进产业结构优化升级，推动构建新型电力系统，助力碳达峰、碳中和目标实现。

二、改革内容

(一) 有序放开全部燃煤发电电量上网电价。燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。现行燃煤发电基准价继续作为新能源发电等价格形成的挂钩基准。

(二) 扩大市场交易电价上下浮动范围。将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。电力现货价格不受上述幅度限制。

(三) 推动工商业用户都进入市场。各地要有序推动工商业用户全部进入电

力市场，按照市场价格购电，取消工商业目录销售电价。目前尚未进入市场的用户，10 千伏及以上的用户要全部进入，其他用户也要尽快进入。对暂未直接从电力市场购电的用户由电网企业代理购电，代理购电价格主要通过场内集中竞价或竞争性招标方式形成，首次向代理用户售电时，至少提前 1 个月通知用户。已参与市场交易、改为电网企业代理购电的用户，其价格按电网企业代理其他用户购电价格的 1.5 倍执行。

鼓励地方对小微企业和个体工商户用电实行阶段性优惠政策。

（四）保持居民、农业用电价格稳定。居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电由电网企业保障供应，执行现行目录销售电价政策。各地要优先将低价电源用于保障居民、农业用电。

三、保障措施

（一）全面推进电力市场建设。加强政策协同，适应工商业用户全部进入电力市场需要，进一步放开各类电源发电计划；健全电力市场体系，加快培育合格售电主体，丰富中长期交易品种，加快电力现货市场建设，加强辅助服务市场建设，探索建立市场化容量补偿机制。

（二）加强与分时电价政策衔接。各地要加快落实分时电价政策，建立尖峰电价机制，引导用户错峰用电、削峰填谷。电力现货市场未运行的地方，要做好市场交易与分时电价政策的衔接，市场交易合同未申报用电曲线以及市场电价峰谷比例低于当地分时电价政策要求的，结算时购电价格按当地分时电价峰谷时段及浮动比例执行。

（三）避免不合理行政干预。各地要严格按照国家相关政策要求推进电力市场建设、制定并不断完善市场交易规则，对电力用户和发电企业进入电力市场不得设置不合理门槛，不得组织开展电力专场交易，对市场交易电价在规定范围内的合理浮动不得进行干预，保障市场交易公平、公正、公开。国家发展改革委将会同相关部门进一步加强指导，对地方不合理行政干预行为，通过约谈、通报等方式及时督促整改。

（四）加强煤电市场监管。各地发展改革部门要密切关注煤炭、电力市场动

态和价格变化，积极会同相关部门及时查处市场主体价格串通、哄抬价格、实施垄断协议、滥用市场支配地位等行为，电力企业、交易机构参与电力专场交易和结算电费等行为，以及地方政府滥用行政权力排除、限制市场竞争等行为，对典型案例公开曝光，维护良好市场秩序。指导发电企业特别是煤电联营企业统筹考虑上下游业务经营效益，合理参与电力市场报价，促进市场交易价格合理形成。

各地发展改革部门要充分认识当前形势下进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的重要意义，统一思想、明确责任，会同相关部门和电力企业精心做好组织实施工作；要加强政策宣传解读，及时回应社会关切，增进各方面理解和支持，确保改革平稳出台、落地见效。

本通知自 2021 年 10 月 15 日起实施，现行政策与本通知不符的，以本通知规定为准。

国家发展改革委

2021 年 10 月 11 日

财政部、生态环境部关于核减环境违法等农林生物质发电项目 可再生能源电价附加补助资金的通知

（财建〔2020〕591号）

国家电网公司，南方电网公司，有关地方独立电网企业，有关发电企业：

为加强农林生物质发电管理，按照《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号）有关规定，拟对存在环境排放不达标等行为的农林生物质发电项目，核减国家可再生能源电价附加补助资金（以下简称补贴资金）。现将有关处理办法通知如下：

一、农林生物质发电项目应依法依规申领排污许可证，完成脱硫、脱硝、除尘环保设施（以下简称环保设施）建设并验收合格报当地生态环境部门备案后，方可纳入补贴清单范围。待完成烟气排放连续监测系统安装、保证正常运行，并与省级生态环境部门和省级电网企业（含地方独立电网企业）联网，实时传输数据后，由省级生态环境部门通知电网企业，电网企业方可拨付补贴资金，未实时传输监测数据期间的补贴资金在结算时予以核减。

本文件印发前已纳入补贴清单、但未完成环保设施建设验收的农林生物质发电项目，电网企业应先暂停拨付补贴资金，待发电企业完成环保设施建设验收且实时传输监测数据后再拨付补贴资金。暂停期间的补贴资金不再拨付。

二、纳入补贴范围的农林生物质发电项目，二氧化硫、氮氧化物、颗粒排放物应符合国家和地方大气污染物排放限值。发电企业应向电网企业提供加盖中国计量认证（CMA）章的监测报告或自动监测数据等自行监测报告，电网企业依据发电企业自行监测报告或生态环境部门执法监测报告中大气污染物排放情况监测报告，核算补贴电量，拨付补贴资金。具体方法为：

按季度统计，对小时均值超标次数累计低于5次（含5次）的机组，该季度补贴电量按其上网电量的100%执行；对小时均值超标次数累计高于5次但低于20次（含20次）的机组，该季度补贴电量按其上网电量乘以符合排放限值的时间比例计算；对小时均值超标次数累计高于20次但低于40次（含40次）的机

组，或执法检查认定自动监测设备不正常运行的机组，该季度不享受补贴资金政策；对小时均值超标次数累计高于 40 次的机组，或执法监测数据超标的机组，该季度不享受补贴资金政策，并移出可再生能源发电补贴清单。

监测期内，二氧化硫、颗粒物、氮氧化物等污染物排放中有一项不符合排放标准的，即视为该时段不符合排放标准。二氧化硫、氮氧化物、颗粒物等污染物以排放浓度小时数均值计，污染物排放浓度小时均值以地方或省级生态环境部门联网的自动监测数据为准，超限值时段根据环保设施集散控制系统（简称 DCS）历史数据库数据核定。

三、通过改装烟气排放连续监测系统或环保分布式控制系统软、硬件设备，修改烟气排放连续监测系统或环保分布式控制系统主要参数，篡改烟气排放连续监测系统或环保分布式控制系统历史监测数据或故意损坏丢失数据库等手段，受到生态环境主管部门核实处罚的项目，自处罚生效之日起，电网企业应将其移出可再生能源发电补贴清单。

四、对于国家相关主管部门组织的全国可再生能源发电项目核查结果不合格的农林生物质发电项目，自核查结果公布之日起，电网企业应将其移出可再生能源发电补贴清单。

发电企业拒绝核查、不配合核查或核查过程中提供虚假数据资料的，可直接认定为核查结果不合格。

五、生物质发电项目因前述规定被移出可再生能源发电补贴清单的，自移出之日起 3 年内不得再纳入补贴清单，移出补贴清单期间所发电量不予补贴。

国家和地方有关部门将利用视频监控、在线监测等手段，加强生物质发电项目建设、运行等方面的监管，定期进行“双随机一公开”抽查检查。对于经国家和地方能源主管部门、生态环境主管部门、财政部门核实掺烧化石燃料的项目，自核实之日起，电网企业应将其移出可再生能源发电补贴清单，并不得再纳入补贴清单。

六、电网企业应将列入补贴清单的农林生物质发电项目情况报送至当地生态环境部门，并按年度向其经营范围内相关生态环境部门申请获取农林生物质发电

项目涉及的环境违法行为监测报告或数据。当地生态环境部门收到申请后，在30个工作日内将执法监测超标报告、不正常运行自动监测设备和企业弄虚作假篡改排放数据的处罚结果抄送项目接入的电网企业。电网企业按照前述规定，核减或暂停拨付补贴资金，并与农林生物质发电项目进行结算。

七、农林生物质发电项目向地方生态环境部门申请环境行政处罚（包括自动监测数据小时均值超标等情况）的书面信息，并据此书面信息向电网企业申请补贴资金。电网企业根据书面信息，按照前述规定与农林生物质发电项目进行结算。

八、各级财政、生态环境部门工作人员存在以权谋私、滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊等违法违纪行为的，按照《中华人民共和国预算法》《中华人民共和国公务员法》《中华人民共和国监察法》《财政违法行为处罚处分条例》等国家有关规定追究相应责任；涉嫌犯罪的，移送司法机关处理。

九、本通知自印发之日起施行。

财政部

生态环境部

2020年12月30日

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于公布 2020 年 生物质发电中央补贴项目申报结果的通知

(发改办能源〔2020〕865号)

各省、自治区、直辖市发展改革委、能源局，新疆生产建设兵团发展改革委：

根据《完善生物质发电项目建设运行的实施方案》(发改能源〔2020〕1421号)(以下简称《实施方案》)，在各省(区、市)组织申报、审核、公示的基础上，国家发展改革委、国家能源局组织开展了统一复核、汇总排序工作。现将2020年生物质发电中央补贴项目申报结果及有关要求通知如下：

一、遵循公平、公正原则，经委托国家可再生能源信息管理中心对各省(区、市)通过审核、公示无异议的项目进行复核、汇总排序，拟将河北、山西等20个省(区、市)的77个项目纳入2020年生物质发电中央补贴规模，总装机容量171.4万千瓦，纳入补贴范围的项目所需补贴总额已达到2020年中央新增补贴资金额度15亿元。其中，农林生物质发电项目18个、装机容量53万千瓦，垃圾焚烧发电项目46个、装机容量116.3万千瓦，沼气发电项目13个，装机2.1万千瓦，具体结果见附件。

二、按照《实施方案》有关要求，新增项目补贴额度累计达到中央补贴资金总额后，地方当年不再新核准需中央补贴的项目，企业据此合理安排项目建设时序。

三、请各省(区、市)按照“谁审批、谁负责”的原则，加强对纳入2020年生物质发电中央补贴规模项目的监督管理；组织符合2020年补贴条件但未纳入今年补贴规模的项目做好后续补贴申报准备；按照《实施方案》监测要求，及时组织在国家能源局可再生能源发电项目信息管理系统填报核准、在建、新开工项目信息。

四、请电网企业按照《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》(财建〔2020〕4号)、《可再生能源电价附加资金管理办法》(财建〔2020〕5号)有关要求，做好纳入2020年生物质发电中央补贴规模项目后续清单发布

相关工作。

附件：2020年生物质发电中央补贴项目申报结果

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2020年11月17日

国家发展改革委、财政部、国家能源局关于印发《完善生物质发电项目建设运行的实施方案》的通知

（发改能源〔2020〕1421号）

各省、自治区、直辖市发展改革委、财政厅（局）、能源局，新疆生产建设兵团发展改革委、财政局，国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，国家可再生能源信息管理中心：

为做好2020年生物质发电项目建设，完善项目建设运行管理，推动行业持续健康发展，国家发展改革委、财政部、国家能源局研究制定了《完善生物质发电项目建设运行的实施方案》，现印发给你们，请贯彻执行。

国家发展改革委

财政部

国家能源局

2020年9月11日

完善生物质发电项目建设运行的实施方案

生物质能是可再生能源重要组成部分。近年来，在国家政策支持下，生物质发电（含农林生物质发电、垃圾焚烧发电和沼气发电，下同）行业稳步发展，为构建清洁低碳、安全高效的能源体系，促进生态文明建设发挥了重要作用。为深入贯彻习近平生态文明思想，落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，进一步推动生物质发电高质量发展，特制定本方案。

一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中全会精神，坚持创新、协调、绿色、开放、共享的新发展理念，认真落实习近平总书记关于推进城乡有机废弃物处理利用的重要指示，依据《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号）、

《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号）有关要求，坚持“以收定补、新老划段、有序建设、平稳发展”，进一步完善生物质发电建设运行管理，合理安排2020年中央新增生物质发电补贴资金，全面落实各项支持政策，推动产业技术进步，提升项目运行管理水平，逐步形成有效的生物质发电市场化运行机制，促进生物质发电行业持续健康发展。

二、补贴项目条件

2020年申请中央补贴的项目须符合以下条件：

- （一）纳入生物质发电国家、省级专项规划。
- （二）2020年1月20日（含）以后全部机组并网的当年新增生物质发电项目。
- （三）符合国家相关法律法规、产业政策、技术标准等要求，配套建设高效治污设施，垃圾焚烧发电项目所在城市已实行垃圾处理收费制度。
- （四）申报情况属实，并提交信用承诺书（见附件1），没有且承诺不出现弄虚作假、违规掺烧等情况。

三、工作程序

（一）组织申报

各省（区、市）按月组织符合申报条件、申请中央补贴的生物质发电项目，登陆国家能源局可再生能源发电项目信息管理系统（<http://www.nea.gov.cn>）填报相关信息和上传有关资料，主要是省级专项规划、核准（审批、备案）文件、并网时间证明等。

各省（区、市）对项目申报条件、项目申报信息进行审核，并对项目申报有关情况（项目名称、建设地点、装机规模、纳入规划情况、并网时间等）进行公示。公示后，将通过审核的项目信息正式上报。

有关电网企业定期向各省（区、市）提供并网项目清单，按要求出具项目并网时间证明，及时配合各省（区、市）做好申报工作。

8月底之前符合条件的项目一揽子申报，以后的按月申报（有关申报信息及

时间要求见附件 2)。纳入补贴范围的项目所需补贴总额达到 2020 年中央新增补贴资金额度 15 亿元后,不再纳入当年申报。

(二) 统一复核

组织国家可再生能源信息管理中心对地方申报项目的合规性及提供材料真实性和有效性进行复核。一旦发现信息不实,立即取消补贴申报资格。

(三) 项目汇总

国家可再生能源信息管理中心对通过复核的项目,按照规则进行汇总排序,并测算补贴需求。

(四) 公布补贴名单

排序工作结束后,公布纳入 2020 年生物质发电中央补贴规模的项目名单。

四、纳入当年补贴项目规则

(一) 纳入规则

按项目全部机组并网时间先后次序排序,并网时间早者优先,直至入选项目所需补贴总额达到 2020 年中央新增补贴资金额度 15 亿元为止。

(二) 补贴额度测算规则

按补贴额度测算规则(见附件 3)测算生物质发电项目度电补贴强度、项目所需补贴额度。补贴额度测算仅用于测算补贴总额,不作为实际补贴资金发放依据。

五、推动生物质发电有序建设

(一) 加强规划引导。需中央补贴的生物质发电项目必须纳入国家、省级专项规划,各地要以规划为依据,严格按规划核准(审批、备案)建设项目,未纳入规划的不得核准(审批、备案)。鼓励地方结合本地经济社会发展实际,建设不需要中央补贴的生物质发电项目。

(二) 加强投资监测预警。依据各省农林生物质资源总量等条件,科学测算各地农林生物质发电合理发展规模,根据各省农林生物质发电发展情况发布项目建设年度预警,已建装机和核准在建、待建装机规模接近合理规模的,给予黄色

预警；已建装机和核准在建、待建装机达到或超过合理规模的，给予红色预警。对需中央补贴的生物质发电项目投资建设情况进行监测，按月发布项目投产并网信息，新增项目补贴额度累计达到当年中央补贴资金总额后，地方不再新核准需中央补贴的项目，企业据此合理安排项目建设时序。各省（区、市）按要求组织在国家能源局可再生能源发电项目信息管理系统填报核准、在建、新开工项目信息。

（三）完善生物质发电项目补贴机制。未纳入 2020 年中央补贴规模的已并网项目，结转至次年依序纳入。自 2021 年 1 月 1 日起，规划内已核准未开工、新核准的生物质发电项目全部通过竞争方式配置并确定上网电价；新纳入补贴范围的项目（包括 2020 年已并网但未纳入当年补贴规模的项目及 2021 年起新并网纳入补贴规模的项目）补贴资金由中央地方共同承担，分地区合理确定分担比例，中央分担部分逐年调整并有序退出。需中央补贴的在建项目应在合理工期内建成并网。

（四）拓展生物质能利用渠道。立足于多样化用能需求，大力推进农林生物质热电联产，从严控制只发电不供热项目，坚持宜气则气、宜热则热、宜电则电，鼓励加快生物质能非电领域应用，提升项目经济性和产品附加值，降低发电成本，减少补贴依赖。

（五）落实生物质发电支持政策。鼓励金融机构在风险可控、商业可持续的前提下给予生物质发电项目中长期信贷支持。建立生活垃圾处理收费制度，合理制定垃圾处理收费标准，确保垃圾处理收费政策落实到位。鼓励地方政府统筹各类资金，对生物质发电相关的农林废弃物和生活垃圾“收、储、运、处理”各环节予以适当支持和补偿。

（六）逐步推动形成生物质发电市场化运营模式。发挥生物质发电综合效益，推动建立合理的成本分担机制。鼓励具备条件的省（区、市），探索生物质发电项目市场化运营试点，完善配套保障措施，逐步形成市场化运营模式。

（七）强化项目建设运行监管。健全完善生物质发电产业技术标准，不断推进行业技术进步。落实地方管理主体责任，国家能源局各派出机构会同有关部门

依法履行监管职责，按照投诉举报有关规定依法受理有关投诉举报，利用视频监控、在线监测等手段，加强生物质发电项目建设、运行等方面的监管，定期进行“双随机一公开”抽查检查，对存在违规掺烧化石燃料、骗取补贴等违法违规行为的，严格按照国家有关法律法规和政策要求，暂停、核减或取消补贴。强化项目建设运行管理，生物质发电企业要高度重视项目建设和工程质量，严格执行工程基本建设程序和管理制度，确保项目安全有序建设运行。

附件：1.2020年生物质发电项目中央补贴资金申报信用承诺书（略）

2.生物质发电项目申报中央补贴填报信息表（略）

3.2020年生物质发电项目补贴额度测算规则（略）

财政部、国家发展改革委、国家能源局、国务院扶贫办关于调整可再生能源电价附加资金补助目录（光伏扶贫项目）的通知

（财建〔2020〕320号）

有关省、自治区、直辖市财政厅（局）、发展改革委、能源局、扶贫办，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司：

按照《财政部 国家发展改革委 国家能源局关于印发〈可再生能源电价附加补助资金管理办法〉的通知》（财建〔2020〕5号）等文件要求，经国务院扶贫办、国家能源局审核，现对此前公布的前两批可再生能源电价附加补助目录（光伏扶贫项目）有关信息进行更新调整，并在财政部网站上予以公布。

此次更新调整的项目涉及《财政部 国家发展改革委 国家能源局 国务院扶贫办关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（光伏扶贫项目）的通知》（财建〔2019〕48号）和《财政部 国家发展改革委 国家能源局 国务院扶贫办关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（光伏扶贫项目）的通知》（财建〔2018〕25号）等两批目录。本次调整项目信息与上述两批目录不符的，以本次调整为准。电网企业应加强对目录内项目补贴资金的管理，如发现信息不符等情况，及时向扶贫、能源部门反映，确保资金安全。

附件：前两批光伏扶贫补助目录（更新）（略）

财政部
国家发展改革委
国家能源局
国务院扶贫办
2020年8月5日

财政部、国家发展改革委、国家能源局关于印发《可再生能源电价附加补助资金管理办法》的通知（2020 修订）

（财建〔2020〕5号）

各省、自治区、直辖市财政厅（局）、发展改革委、物价局、能源局，新疆生产建设兵团财政局、发展改革委，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司：

为促进可再生能源开发利用，规范可再生能源电价附加资金管理，提高资金使用效率，根据《中华人民共和国预算法》《中华人民共和国可再生能源法》等要求，财政部、国家发展改革委、国家能源局共同修订了《可再生能源电价附加补助资金管理办法》，现印发给你们，请遵照执行。

附件：可再生能源电价附加补助资金管理办法

财政部

国家发展改革委

国家能源局

2020年1月20日

可再生能源电价附加补助资金管理办法

第一条 为规范可再生能源电价附加补助资金管理，根据《中华人民共和国预算法》《中华人民共和国可再生能源法》等，制定本办法。

第二条 可再生能源电价附加补助资金（以下简称补助资金）属于可再生能源发展基金，是国家为支持可再生能源发电、促进可再生能源发电行业稳定发展而设立的政府性基金。补助资金由可再生能源电价附加收入筹集。

第三条 按照中央政府性基金预算管理要求和程序，由财政部按照以收定支的原则编制补助资金年度收支预算。

第四条 享受补助资金的可再生能源发电项目按以下办法确定：

（一）本办法印发后需补贴的新增可再生能源发电项目（以下简称新增项

目），由财政部根据补助资金年度增收水平、技术进步和行业发展等情况，合理确定补助资金当年支持的新增可再生能源发电项目补贴总额。国家发展改革委、国家能源局根据可再生能源发展规划、技术进步等情况，在不超过财政部确定的年度新增补贴总额内，合理确定各类需补贴的可再生能源发电项目新增装机规模。

（二）本办法印发前需补贴的存量可再生能源发电项目（以下简称存量项目），需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围，并按流程经电网企业审核后纳入补助项目清单。

第五条 国家发展改革委、国家能源局应按照以收定支原则，制定可再生能源发电项目分类型的管理办法，明确项目规模管理以及具体监管措施并及早向社会公布。有管理办法并且纳入国家可再生能源发电补贴规模管理范围的项目，相应给予补贴。

第六条 电网企业应按照本办法要求，定期公布、及时调整符合补助条件的可再生能源发电补助项目清单，并定期将公布情况报送财政部、国家发展改革委、国家能源局。纳入补助项目清单项目的具体条件包括：

（一）新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内；存量项目需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内。

（二）按照国家有关规定已完成审批、核准或备案；符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复。

（三）全部机组并网时间符合补助要求。

（四）相关审批、核准、备案和并网要件经国家可再生能源信息管理平台审核通过。

国家电网有限公司、南方电网有限责任公司分别负责公布各自经营范围内的补助项目清单；地方独立电网企业负责经营范围内的补助项目清单，报送所在地省级财政、价格、能源主管部门审核后公布。

第七条 享受补助资金的光伏扶贫项目和公共可再生能源独立电力系统项目按以下办法确定：

(一) 纳入国家光伏规模管理且纳入国家扶贫目录的光伏扶贫项目, 由所在地省级扶贫、能源主管部门提出申请, 国务院扶贫办、国家能源局审核后报财政部、国家发展改革委确认, 符合条件的项目列入光伏扶贫项目补助目录。

(二) 国家投资建设或国家组织企业投资建设的公共可再生能源独立电力系统, 由项目所在地省级财政、价格、能源主管部门提出申请, 财政部、国家发展改革委、国家能源局审核后纳入公共独立系统补助目录。

第八条 电网企业和省级相关部门按以下办法测算补助资金需求:

(一) 电网企业收购补助项目清单内项目的可再生能源发电量, 按照上网电价(含通过招标等竞争方式确定的上网电价)给予补助的, 补助标准=(电网企业收购价格-燃煤发电上网基准价)/(1+适用增值税率)。

(二) 电网企业收购补助项目清单内项目的可再生能源发电量, 按照定额补助的, 补助标准=定额补助标准/(1+适用增值税率)。

(三) 纳入补助目录的公共可再生能源独立电力系统, 合理的运行和管理费用超出销售电价的部分, 经省级相关部门审核后, 据实测算补助资金, 补助上限不超过每瓦每年 2 元。财政部将每两年委托第三方机构对运行和管理费用进行核实并适时调整补助上限。

(四) 单个项目的补助额度按照合理利用小时数核定。

第九条 每年 3 月 30 日前, 由电网企业或省级相关部门提出补助资金申请。

(一) 纳入补助目录的可再生能源发电项目和光伏扶贫项目, 由电网企业提出补助资金申请。其中: 国家电网有限公司、南方电网有限责任公司向财政部提出申请; 地方独立电网企业由所在地省级财政、价格、能源主管部门向财政部提出申请。

(二) 纳入补助目录的公共可再生能源独立电力系统, 由项目所在地省级财政、价格、能源主管部门向财政部提出申请。

(三) 电网企业和省级相关部门提出的新增项目补助资金必须符合以收定支的原则, 不得超过当年确定的新增补贴总额。

第十条 财政部根据电网企业和省级相关部门申请以及本年度可再生能源电价附加收入情况，按照以收定支的原则向电网企业和省级财政部门拨付补助资金。电网企业按以下办法兑付补助资金：

（一）当年纳入国家规模管理的新增项目足额兑付补助资金。

（二）纳入补助目录的存量项目，由电网企业依照项目类型、并网时间、技术水平和相关部门确定的原则等条件，确定目录中项目的补助资金拨付顺序并向社会公开。

光伏扶贫、自然人分布式、参与绿色电力证书交易、自愿转为平价项目等项目可优先兑付补助资金。其他存量项目由电网企业按照相同比例统一兑付。

第十一条 电网企业因收购可再生能源发电量产生的其他合理费用，以及按要求对补助资金进行核查产生的合理费用，由财政部审核后通过补助资金支持。

第十二条 各级财政部门收到补助资金后，应尽快向本级独立电网企业或公共可再生能源独立电力系统项目单位分解下达预算，并按照国库集中支付制度有关规定及时支付资金。

电网企业收到补助资金后，一般应当在 10 个工作日内，按照目录优先顺序及结算要求及时兑付给可再生能源发电企业。电网企业应按年对补助资金申请使用情况进行全面核查，必要时可聘请独立第三方，核查结果及时报送财政部、国家发展改革委、国家能源局。国家发展改革委、国家能源局、财政部需适时对项目开展核查，核查结果将作为补贴发放的重要依据。核查结果不合格的项目，电网企业应暂停发放补贴。

光伏扶贫项目补助资金应及时兑付给县级扶贫结转账户。

第十三条 补助资金实施绩效管理。国家能源局会同国家发展改革委、财政部根据绩效管理要求确定年度绩效目标和评价要求。年度结束后，电网企业和省级能源主管部门应开展绩效自评，自评结果报国家能源局、国家发展改革委，国家能源局会同国家发展改革委汇总后将补助资金整体绩效评价结果报财政部。财政部将适时组织对补贴政策执行情况开展重点绩效评价，强化评价结果应用，根据绩效评价结果及时调整完善政策、优化预算安排。

第十四条 电网企业和可再生能源发电企业存在违反规定骗取、套取补助资金等违法违规行为的，按照《中华人民共和国预算法》《财政违法行为处罚处分条例》等有关规定进行处理。

第十五条 各级财政、发改、能源等部门及其工作人员在补助资金审核、分配工作中，存在违反规定分配资金、向不符合条件的单位（个人）分配资金、擅自超出规定的范围或者标准分配或使用补助资金等，以及其他滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊等违法违规行为的，按照《中华人民共和国预算法》《中华人民共和国公务员法》《中华人民共和国监察法》《财政违法行为处罚处分条例》等有关规定进行处理。

第十六条 本办法由财政部会同相关部门按职责分工进行解释。

第十七条 本办法自印发之日起施行。2012年3月14日印发的《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建〔2012〕102号）同时废止。

国家发展改革委关于印发《省级电网输配电价 定价办法》的通知（2020修订）

（发改价格规〔2020〕101号）

各省、自治区、直辖市发展改革委（物价局），国家电网有限公司、南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）、《关于推进价格机制改革的若干意见》（中发〔2015〕28号）决策部署，持续深化电价改革，进一步提升输配电价核定的规范性、合理性，经商国家能源局，对《省级电网输配电价定价办法（试行）》（发改价格〔2016〕2711号）作了修订，形成了《省级电网输配电价定价办法》。现印发你们，请按照执行。

附件：省级电网输配电价定价办法

国家发展改革委
2020年1月19日

附件：

省级电网输配电价定价办法

第一章 总则

第一条 为科学合理核定省级电网企业输配电价，健全输配电定价制度，根据《中华人民共和国价格法》《中华人民共和国电力法》《中共中央 国务院关于推进价格机制改革的若干意见》（中发〔2015〕28号）《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）的相关规定，制定本办法。

第二条 本办法适用于省级电网输配电价的核定。省级电网输配电价，是指

省级电网企业在其经营范围内为用户提供输配电服务的价格。

第三条 核定省级电网输配电价遵循以下原则：

（一）促进电网企业高质量发展。立足保障电力安全可靠供应，强化电网企业成本约束，以严格的成本监审为基础，按照“准许成本加合理收益”方法核定输配电准许收入；健全激励约束机制，促进电网企业加强管理降低成本，为用户提供安全高效可持续的输配电服务，助力行业 and 用户提高能效降低能耗。

（二）实现用户公平分摊成本。基于各类用户对输配电系统成本的耗费，兼顾其他公共政策目标，确定输配电价格，优化输配电价结构。

（三）严格规范政府定价行为。明晰定价规则，规范定价程序，科学确定方法，最大限度减少自由裁量权，提高政府定价的法治化、规范化、透明度。

第四条 核定省级电网输配电价，先核定电网企业输配电业务的准许收入，再以准许收入为基础核定分电压等级和各类用户输配电价。

第五条 省级电网输配电价在每一监管周期开始前核定，监管周期为三年。

第六条 电网企业应对各电压等级的资产、费用、收入、输配售电量、负荷、用户报装容量、线损率、投资计划完成进度等与输配电价相关的基础数据，按相关规定进行统计归集，并于每年 5 月底之前将上一年有关数据及材料报送国务院价格主管部门和省级政府价格主管部门。对未按要求及时报送的电网企业，国务院价格主管部门和省级价格主管部门可以视情况进行通报和约谈。

第二章 准许收入的计算方法

第七条 省级电网输配电准许收入由准许成本、准许收益和税金构成。

其中：准许成本=基期准许成本+监管周期预计新增（减少）准许成本

准许收益=可计提收益的有效资产 X 准许收益率

第八条 准许成本的计算。

（一）准许成本由折旧费和运行维护费构成，区分基期准许成本、监管周期预计新增和减少准许成本分别核定。

（二）基期准许成本，是指根据输配电定价成本监审办法等规定，经成本监

审核定的历史成本，包括区域电网分摊的容量电费和按销售电量分摊到各省级电网的电网总部调度中心、交易中心费用。

（三）监管周期新增和减少准许成本，是指电网企业在监管周期前一年及监管周期内预计合理新增和减少的准许成本。

1. 监管周期新增准许成本

（1）折旧费。

折旧费的计算公式为：

折旧费 = 预计新增输配电固定资产投资额 × 预计新增投资计入固定资产比率 × 定价折旧率

预计新增输配电固定资产投资额参照有权限的省级发展改革、能源主管部门预测的、符合电力规划的电网投资计划，按年度间等比例原则确定，有明确年度投资完成时间的，按计划要求确定。未明确具体投资项目和资产结构、监管周期内无投运计划或无法按期建成投运的，不得计入预计新增输配电固定资产投资额。

预计新增投资计入固定资产比率，指预计新增输配电固定资产投资额可计入当期预计新增输配电固定资产原值的比率，原则上不超过上一监管周期新增投资计入固定资产比率，最高不得超过 75%。

预计新增输配电电量，参考上一监管周期输配电量平均增速，以及有权限的省级发展改革、能源主管部门根据电力投资增长和电力供需形势预测的电量增长情况等因素核定。

预计新增单位电量固定资产 = 预计新增输配电固定资产原值 ÷ 预计新增输配电电量

预计新增输配电固定资产基于提高投资效率的要求，按照不高于历史单位电量固定资产的原则核定（国家政策性重大投资除外），低于历史单位电量固定资产的，按预计数核定。

定价折旧率，根据输配电定价成本监审办法规定的残值率、附表《电网企业固定资产分类定价折旧年限表》中所列折旧年限和新增输配电固定资产结构核

定。

(2) 运行维护费。运行维护费由材料费、修理费、人工费、其他运营费用组成，按以下方法分别核定。

人工费，参考国务院国有资产管理部门核定的职工工资总额；材料费和修理费，参考电网经营企业上一监管周期费率水平，以及同类型电网企业的先进成本标准，且材料费、修理费和人工费三项合计按不高于监管周期新增输配电固定资产原值的 2%核定。

其他运营费用，按照不高于成本监审核定的上一监管周期电网企业费率水平的 70%，同时不高于监管周期新增输配电固定资产原值的 2.5%核定。其中：电网经营企业费率水平为其他运营费用占输配电固定资产原值的比重。

2. 监管周期减少准许成本。

监管周期内退役、报废的固定资产和摊销完毕的无形资产，相应减少的成本费用。成本费用率标准参照上一监管周期费率水平。

监管周期内已计提完折旧仍在使用的固定资产，不再计提定价折旧费。

第九条 准许收益的计算。

(一) 可计提收益的有效资产，是指电网企业投资形成的输配电线路、变电配电设备以及其他与输配电业务相关的资产，包括固定资产净值、无形资产净值和营运资本。

1. 以下资产不得纳入可计提收益的固定资产范围：

(1) 与输配电业务无关的固定资产。包括但不限于：电网企业宾馆、招待所、办事处、医疗单位、电动汽车充换电服务等辅助性业务单位、多种经营企业及“三产”资产；抽水蓄能电站、电储能设施、已单独核定上网电价的电厂资产；独立核算的售电公司资产；与输配电业务无关的对外股权投资；投资性固定资产（如房地产等）；其他需扣除的与输配电业务无关的固定资产等。

(2) 应由有权限的政府主管部门审批或认定而未经批准或认定投资建设的固定资产，或允许企业自主安排，但不符合电力规划、未履行必要核准、备案程序投资建设的固定资产。

- (3) 单独核定输电价格的跨省跨区专项输电工程和配套工程固定资产。
- (4) 已纳入区域电网输电价格核算的固定资产。
- (5) 用户或地方政府无偿移交，由政府补助或者社会无偿投入等非电网企业投资形成的输配电资产。
- (6) 其他不应计提收益的固定资产。

2. 可计提收益的无形资产，主要包括软件、土地使用权等。

3. 可计提收益的营运资本，指电网企业为提供输配电服务，除固定资产投资以外的正常运营所需要的周转资金。

（二）可计提收益的有效资产的计算公式为：

可计提收益的有效资产=基期可计提收益的有效资产+监管周期预计新增可计提收益的有效资产-监管周期减少可计提收益的有效资产

1. 基期可计提收益的有效资产。固定资产净值和无形资产净值根据监审期间最末一年可计提折旧、可摊销计入定价成本的固定资产和无形资产原值所对应的账面净值，通过成本监审核定；营运资本按不高于成本监审核定的上一监管周期运行维护费的 1/12 加月购电费的 1/6 核定。

2. 监管周期预计新增可计提收益的有效资产。根据预计新增输配电固定资产原值扣减监管周期相应折旧费核定。

3. 监管周期减少有效资产。根据监管周期内预计退役、报废或已计提完折旧的固定资产核定。

（三）准许收益率的计算公式为：

准许收益率=权益资本收益率×（1-资产负债率）+债务资本收益率×资产负债率

其中：权益资本收益率。原则上按不超过同期国资委对电网企业经营业绩考核确定的资产回报率，并参考上一监管周期省级电网企业实际平均净资产收益率核定。在总体收益率控制的前提下，考虑东西部差异，对涉及互助帮扶的省级电网企业收益率可作适当调整。

债务资本收益率。参考电网企业实际融资结构和借款利率，以及不高于同期

人民币贷款市场报价利率核定。如电网企业实际借款利率高于市场报价利率，按照市场报价利率核定；如实际借款利率低于市场报价利率，按照实际借款利率加二者差额的 50%核定。

资产负债率。按照国资委考核标准并参考上一监管周期电网企业资产负债率平均值核定。

第十条 税金是指除增值税外的其他税金，包括所得税、城市维护建设税、教育费附加，依据现行国家相关税法规定核定。

其中：所得税=可计提收益的有效资产×(1-资产负债率)×权益资本收益率÷(1-所得税率)×所得税率

所得税率。按照税法有关规定核定。

城市维护建设税及教育费附加=(不含增值税的准许收入×增值税税率-准许成本进项税抵扣额)×(城市维护建设税税率+教育费附加计征比率)

第十一条 通过输配电价回收的准许收入，是指通过省级电网输配电价向所有使用共用网络的用户（包括省内和“网对网”省外购电用户）回收的准许收入。应扣除以下项目：

（一）通过其他独立或专门渠道向特定电力用户回收的收入，包括但不限于：自备电厂备用容量费收入、高可靠性供电收入、一省两贷或多贷农网还贷资金收入。

（二）特定项目或特殊情况的政府补贴收入，如国家对农村电网维护费免征的增值税及其附加等。

（三）其他未在准许成本中扣除的项目，如涉及省级电网输配电业务关联交易在其他业务或公司形成的不合理收益等。

（四）其他应予扣除的项目。

第十二条 已经明确为区域电网输电服务的省级电网输电资产，应当纳入区域电网准许收入由区域用户共同负担。

区域电网分摊给各省级电网的容量电费作为上级电网分摊费用纳入省级电网准许收入，通过省级电网销售电量（含市场化电量）收取。

第十三条 经国务院价格主管部门同意，具备条件的地方，可对按照功能定位明确界定为单个或少数省内自用电源点服务的发电接网工程制定单独的发电接入价，相关成本费用不纳入省级电网输配准许收入回收。

第三章 输配电价的计算方法

第十四条 省级电网平均输配电价的计算公式为：

省级电网平均输配电价（含增值税）=通过输配电价回收的准许收入（含增值税）÷省级电网输配电量

其中，省级电网输配电量，按照省级电网公司销售电量计算，参考成本监审核定的历史电量及其增长情况，以及有权限的省级政府主管部门根据电力投资增长和电力供需情况预测的电量增长情况等因素核定。

第十五条 依据不同电压等级和用户的用电特性和成本结构，分别制定分电压等级、分用户类别输配电价。

（一）电压等级分为500千伏（750千伏）、220千伏（330千伏）、110千伏（66千伏）、35千伏、10千伏（20千伏）和不满1千伏等6个电压等级。用户数较少的电压等级电价标准，可与相邻电压等级归并核定。

（二）用户类别分类，以现行销售电价分类为基础，原则上分为大工业用电、一般工商业及其它用电、居民用电和农业用电类别，有条件的地方可实现工商业同价。

第十六条 分电压等级输配电价的计算公式为：

各电压等级输配电价=该电压等级总准许收入÷本电压等级的输配电量

某一电压等级总准许收入由本电压等级准许收入和上一电压等级传导的准许收入构成。

各电压等级准许成本、准许收益、税金构成。准许成本按固定资产原值、输送电量等因素归集、分摊至各电压等级，准许收益、税金按固定资产净值等因素归集、分摊至各电压等级。

第十七条 “网对网”省外购电用户承担的输电价格，按照与省内用户公平承

担相应电压等级准许收入的原则确定，不承担送出省省内用户间交叉补贴的责任。

第十八条 分用户类别输配电价，应以分电压等级输配电价为基础，综合考虑政策性交叉补贴、用户负荷特性等因素统筹核定。根据各省具体情况，逐步缩减不同地区、不同电压等级、不同类型用户间的交叉补贴。

第十九条 两部制电价的容（需）量电价与电度电价，原则上参考准许成本中折旧费与运行维护费的比例核定。探索结合负荷率等因素制定输配电价套餐，由电力用户选择执行。

第二十条 省级电网综合线损率参考成本监审核定的上一监管周期实际综合线损率平均值核定，最高不得超过上一监管周期核定线损率。

第二十一条 结合电力体制改革进程，合理测算政策性交叉补贴规模，完善政策性交叉补贴的范围和运行机制。

第二十二条 由于区域和省级电网功能划分、送省外用户承担相应电压等级准许收入、发电接网工程接入成本单独核价等原因，导致测算的省级电网准许收入和输配电价与上一监管周期变动较大的，可在不同监管周期平滑处理。

第四章 输配电价的调整

第二十三条 建立准许收入平衡调整机制。对一个监管周期内因新增投资、电量增长、电量结构变化等引起电网企业实际收入的变化，由省级价格主管部门组织进行年度统计，在下一监管周期统筹处理。上一监管周期实际收入超过或低于准许收入的部分，在本监管周期或今后的监管周期定价时平滑处理，或根据国家政策调整使用。

第二十四条 监管周期内遇有国家重大政策调整、发生重大自然灾害、不可抗力等因素造成的成本重大变化，电网企业可以建议政府价格主管部门对准许收入和输配电价作适当调整。

第五章 附则

第二十五条 本办法由国家发展改革委负责解释。之前出台文件规定与本办法不符的，按本办法执行。

第二十六条 现货市场试点地区，结合实际情况可探索提出符合现货市场需要的、具有一定弹性的分时输配电价方案建议。

第二十七条 本办法自发布之日起实施，有效期5年。

第二十八条 省属地方电网可参照本办法执行。

国家发展改革委关于印发《区域电网输电价格 定价办法》的通知（2020 修订）

（发改价格规〔2020〕100 号）

各省、自治区、直辖市发展改革委（物价局），国家电网有限公司、南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号）、《关于推进价格机制改革的若干意见》（中发〔2015〕28 号）决策部署，持续深化电价改革，进一步提升输配电价核定的规范性、合理性，经商国家能源局，对《区域电网输电价格定价办法（试行）》（发改价格〔2017〕2269 号）作了修订，形成了《区域电网输电价格定价办法》。现印发你们，请按照执行。

附件：区域电网输电价格定价办法

国家发展改革委
2020 年 1 月 19 日

附件：

区域电网输电价格定价办法

第一章 总则

第一条 为科学合理核定区域电网输电价格，健全输电定价制度，根据《中华人民共和国价格法》《中华人民共和国电力法》《中共中央 国务院关于推进价格机制改革的若干意见》（中发〔2015〕28 号）《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号）的相关规定，制定本办法。

第二条 本办法适用于区域电网输电价格的核定。

区域电网输电价格，是指区域电网运行机构运营区域共用输电网络提供的电量输送和系统安全及可靠性服务的价格。

第三条 核定区域电网输电价格遵循以下原则。

（一）提升电网效率。强化电网企业成本约束，以严格的成本监审为基础，按照“准许成本加合理收益”方法核定输电准许收入；健全激励约束机制，促进电网企业加强管理降低成本。

（二）合理分摊成本。区域电网既保障省级电网安全运行，又提供输电服务。区域电网输电价格，应在核定准许收入的基础上，按功能定位和服务对象合理分摊的原则制定。

（三）促进电力交易。区域电网输电价格，应有利于促进市场公平竞争和资源合理配置，促进跨省跨区电力市场化交易，促进清洁能源在更大范围内优化配置。

（四）规范定价行为。明晰定价规则，规范定价程序，科学确定方法，最大限度减少自由裁量权，提高政府定价的法治化、规范化、透明度。

第四条 区域电网输电价格，先核定区域电网输电业务的准许收入，再以此为基础核定。区域电网输电价格在每一监管周期开始前核定，监管周期为三年。

第五条 电网企业应对区域跨省交流共用网络的资产、费用、收入、投资计划及完成进度、区域及各省月最大负荷、发电量、用电量，每条输电线路长度、实际平均负荷、稳定限额，输电量、线损率、跨区跨省交易情况等与输电价格相关的基础数据，按相关规定进行统计归集，于每年5月底之前报送国务院价格主管部门，并抄送相关省级价格主管部门。

第二章 准许收入的计算方法

第六条 区域电网准许收入由准许成本、准许收益和税金构成。

第七条 准许成本由基期准许成本、监管周期新增和减少准许成本构成。基期准许成本，根据输配电定价成本监审办法等规定，经成本监审核定。监管周期新增和减少准许成本，按监管周期内预计合理新增和减少的准许成本计算。计算

方法参照《省级电网输配电价定价办法》执行。

第八条 准许收益按可计提收益的有效资产乘以准许收益率计算。可计提收益的有效资产，是指电网企业投资形成的输电线路、变电设备以及其他与输电业务相关的资产，包括固定资产净值、无形资产净值和营运成本。

符合电力规划并履行按权限核准等程序的新增区域电网共用网络投资，纳入可计提收益的有效资产范围。具体由国家电网公司进行申报。

可计提收益的有效资产及准许收益率计算方法参照《省级电网输配电价定价办法》执行。

第九条 税金依据现行国家相关税法规定核定执行。包括所得税、城市维护建设税、教育费附加。

第三章 输电价格的计算方法

第十条 区域电网准许收入通过容量电费和电量电费两种方式回收。容量电费与电量电费比例计算公式为：

容量电费：电量电费 = (折旧费 + 人工费) : 运行维护费 (不含人工费)

第十一条 电量电费随区域电网实际交易结算电量收取，由购电方支付。容量电费按照受益付费原则，向区域内各省级电网公司收取。

第十二条 各省级电网公司向区域电网支付的容量电费，以区域电网对各省级电网提供安全及可靠性服务的程度为基础，综合考虑跨区跨省送（受）电量、年最大负荷、省间联络线备用率和供电可靠性等因素确定。

计算公式为：

各省级电网承担的容量电费比例 = $R1 \times (\text{该省级电网跨区跨省结算送（受）电量} \div \sum \text{区域内各省级电网跨区跨省结算送（受）电量}) + R2 \times (\text{该省级电网非同时年最高负荷} \div \sum \text{各省级电网非同时年最高负荷}) + R3 \times \Sigma (\text{该省级电网与区域电网各联络线的稳定限额} - \text{实际平均负荷}) / (2 \times \Sigma (\text{区域电网各省间联络线稳定限额} - \text{实际平均负荷}))$

其中：

$R1 = (\text{区域电网统调机组跨区跨省结算送电量} + \Sigma \text{区域内各省级电网统调机组跨区跨省结算送电量}) \div (\text{区域电网统调机组发电量} + \Sigma \text{区域内各省级电网统调机组发电量})$ 或者 $\Sigma \text{区域内各省级电网跨区跨省结算受电量} \div \Sigma \text{区域内各省级电网省内售电量}$

$R2 = (1 - R1) \div 2 \times \text{区域电网紧密程度调整系数}$

区域电网紧密程度调整系数反映各区域内省级电网联系的紧密程度。计算公式为：

$(\text{区域内跨省交易电量} \div \text{区域总用电量}) \div (\Sigma \text{各区域内跨省交易电量} \div \Sigma \text{各区域总用电量})$

$R3 = 1 - R1 - R2$

当区域电网紧密程度调整系数过大导致 R3 为负时，R3 取 0，相应 $R2 = 1 - R1$ 。

第十三条 华北电网准许收入扣除京津唐电网应单独承担部分后，为京津唐电网与华北电网内其他省级电网共同承担部分。

京津唐电网应单独承担的准许收入，按京津唐电网自用固定资产原值占华北电网固定资产原值的比例核定。

京津唐电网与华北电网内其他省级电网共同承担的准许收入，按第十条确定容量电费和电量电费之间的分摊比例，按第十二条确定容量电费的分摊比例。

京津唐电网内各省级电网应分摊的容量电费，以京津唐电网单独承担的准许收入加上其应分摊的容量电费为基础，按照其与京津唐电网最大负荷的同时负荷比例确定。

京津唐电网范围内，位于北京、天津、河北境内的电厂参与京津唐地区交易电量不纳入华北电网电量电费计收范围。

第十四条 分摊给各省级电网公司的容量电费作为上级电网分摊费用纳入省级电网准许收入，通过省级电网输配电价回收，按各省级电网终端售电量（含市场化电量）确定标准收取。

第四章 输电价格的调整机制

第十五条 建立准许收入平衡调整机制。对上一监管周期内受新增投资、电量增长等影响区域电网实际收入超过（低于）准许收入的部分，在本监管周期或下一监管周期定价时平滑处理。省级电网分摊的容量电费在监管周期之间调整过大、一个周期消化有困难的，可以在两个监管周期内平滑处理。

第十六条 监管周期内遇有国家重大政策调整、发生重大自然灾害、不可抗力等因素造成的成本重大变化，电网企业可以向国家发展改革委申请对准许收入和输电价格作适当调整。

第五章 附则

第十七条 本办法由国家发展改革委负责解释。

第十八条 本办法自发布之日起实施，有效期5年。《国家发展改革委关于印发〈区域电网输电价格定价办法（试行）〉〈跨省跨区专项工程输电价格定价办法（试行）〉和〈关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见〉的通知》（发改价格规〔2017〕2269号）中《区域电网输电价格定价办法（试行）》同时废止。

国家发展改革委关于印发《跨省跨区专项工程输电价格 定价办法》的通知（2021 修订）

（发改价格规〔2021〕1455 号）

各省、自治区、直辖市发展改革委，国家电网有限公司、南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实中共中央、国务院《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》《关于推进价格机制改革的若干意见》要求，加快深化电价改革，进一步提升跨省跨区专项工程输电价格核定的科学性、合理性，经商国家能源局，我们对 2017 年出台的《跨省跨区专项工程输电价格定价办法（试行）》（发改价格规〔2017〕2269 号）作了修订，形成了《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》。现印发你们，请按照执行。

附件：跨省跨区专项工程输电价格定价办法

国家发展改革委

2021 年 10 月 14 日

附件：

跨省跨区专项工程输电价格定价办法

第一章 总则

第一条 为健全输配电定价制度，科学合理核定跨省跨区专项工程输电价格，根据《中华人民共和国价格法》《中华人民共和国电力法》《中共中央国务院关于推进价格机制改革的若干意见》（中发〔2015〕28 号）《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号）的相关规定，制定本办法。

第二条 跨省跨区专项工程是指以送电功能为主的跨区域电网工程，以及送

受端相对明确、潮流方向相对固定的区域内跨省输电工程。跨省跨区专项工程输电价格是指电网企业通过跨省跨区专项工程提供跨省跨区电能输送、电网互济和安全保障等服务的价格。

第三条 核定跨省跨区专项工程输电价格，应坚持激励约束并重，严格开展成本监审，有效保障投资收益，合理确定价格机制，规范履行定价程序，促进电力资源在更大范围优化配置。

第四条 跨省跨区专项工程输电价格实行事前核定、定期校核。

工程投运前，核定临时输电价格；工程竣工决算并开展成本监审后，核定正式输电价格；工程经营期内，每5年校核一次。

第五条 多条专项工程统一运营的，电网企业应按工程项目逐条归集资产、成本、收入，暂无法归集的应按照“谁受益、谁承担”原则合理分摊。

同一专项工程的投资、运维等由电网企业所属多家单位承担的，相关单位应对其专项工程业务的资产、成本、收入建立单独账户，与其他业务分开核算。

第六条 电网企业应向国务院价格主管部门及时提供以下资料：

1. 核定临时价格前，提供跨省跨区专项工程的核准批复文件、可研报告及第三方评估意见、工程性质与功能、设计施工图评审意见等相关支持性文件资料，输电价格测算申报数据及有关情况。

2. 核定正式价格前，提供竣工决算报告，投运以来资产、运维成本、收入、输送电量、线损率等与输电价格相关的基础数据及有关情况，与核定临时价格时相关数据变动情况说明。

3. 工程经营期内，每年6月底之前提供上一年度工程资产、运维成本、收入、输送电量、线损率、线损收益分享、可再生能源增量现货交易和电量增送涉及的相关路径价格电量等与输电价格相关的基础数据及有关情况；在每个校核期满后3个月内，按有关要求提供相关数据及有关情况。

第二章 输电价格形式和计算方法

第七条 跨省跨区专项工程输电价格实行单一电量电价制。

第八条 跨省跨区专项工程输电价格按经营期法核定，即以弥补成本、获取合理收益为基础，按照资本金内部收益率对工程经营期内年度净现金流进行折现，以实现整个经营期现金流收支平衡为目标，核定工程输电价格。具体如下：

年净现金流=年现金流入-年现金流出

其中：年现金流出=资本金投入+偿还的贷款本金+利息支出+运行维护费+税金及附加

年现金流入为实现累计净现金流折现值为零的年均收入水平，在经营期最后一年包括固定资产残值收入

固定资产残值收入=固定资产原值×净残值率

第九条 输电价格计算公式如下：

输电价格（含增值税）=年均收入/（设计输电量×（1-定价线损率））

直流输电工程设计输电量=设计利用小时×额定容量

设计利用小时按政府主管部门批复的项目核准文件确定，文件中未明确的，原则上按4500小时计算。

交流专项工程年输电量按政府主管部门批复的项目核准文件确定，核准文件中未明确的，按照电源点年设计上网电量计算。

定价线损率，核定临时价格时按照专项工程可研设计线损率确定；核定正式价格时，参照设计线损率和前3年（不足3年的按实际运行年）实际平均线损率确定。

第十条 运行维护费。指跨省跨区专项输电工程运营单位为维持工程正常运行发生的费用支出，包括材料费、修理费、人工费和其他运营费用。

（一）材料费。指运营单位耗用的消耗性材料、事故备品等，包括因自行组织设备大修、抢修、日常检修发生的材料消耗和委托外部社会单位检修需要企业自行购买的材料费用。

（二）修理费。指运营单位进行的外包修理活动发生的检修费用，不包括企业自行组织检修发生的材料消耗和人工费用。

（三）人工费。指运营单位从事专项工程管理运行维护职工发生的薪酬支出，

包括工资总额（含津补贴）、职工福利费、职工教育经费、工会经费、社会保险费用、住房公积金，含劳务派遣及临时用工支出等。

（四）其他运营费用。指除材料费、修理费和人工费以外的费用。

第十一条 运行维护费按以下方法审核确定。

（一）材料费、修理费，按剔除不合理因素后的监审期间平均值核定。特殊情况下，因不可抗力、政策性因素造成一次性费用过高的可分期分摊。

（二）人工费，工资水平（含津补贴）参考国务院国有资产监督管理部门有关国有企业工资管理办法核定。职工福利费、职工教育经费、工会经费据实核定，但不得超过核定的工资总额和国家规定提取比例的乘积。

职工养老保险（包括补充养老保险）、医疗保险（包括补充医疗保险）、失业保险、工伤保险、生育保险、住房公积金等，审核计算基数按照企业实缴基数确定，但不得超过核定的工资总额和当地政府规定的基数，计算比例按照不超过国家或当地政府统一规定的比例确定。

劳务派遣、临时用工性质的用工支出如未包含在工资总额内，在不超过国家有关规定范围内按照企业实际发生数核定。

（三）其他运营费用，按剔除不合理因素后的监审期间平均值核定。

租赁费、委托运维费、研究开发费等涉及内部关联方交易的，可进行延伸审核，按照社会公允水平核定；社会公允水平无法获得的，按照实际承担管理运营维护单位发生金额核定。

无形资产的摊销年限，有法律法规规定或合同约定的，从其规定或约定；没有规定或约定的，原则上按不少于 10 年摊销。

第十二条 核定正式价格时，主要核价参数按以下方法确定：

（一）工程投资和资本金，分别按照成本监审确定的工程竣工决算金额、实际投入资本金确定。

（二）经营期限按 35 年计算。折旧费按照经营期限、成本监审确定的工程固定资产原值，采用年限平均法计算。

（三）资本金内部收益率，按不超过 5%核定。

（四）利息支出，根据贷款额、还贷期限和贷款利率计算。其中贷款额在不超过工程竣工决算金额扣除实际投入资本金的基础上据实核定，还贷期限按25年计算，贷款利率参考电网企业实际融资结构、贷款利率、人民币贷款市场报价利率核定。如跨省跨区专项工程相关实际加权平均贷款利率高于核价时同期市场报价利率，按照市场报价利率核定；如实际借款利率低于市场报价利率，按照实际借款利率加二者差额的50%核定。

（五）运行维护费率，按照成本监审核定的跨省跨区专项工程运行维护费除以固定资产原值的比例确定，最高不超过2%。

（六）税金及附加，包括增值税、所得税、城市维护建设税、教育费附加，依据现行国家相关税法规定核定。

第十三条 核定临时价格时，主要核价参数参照第十二条规定和以下方法确定：

（一）工程投资按照政府主管部门批复的项目核准文件确定，施工图预算投资确认比核准投资减少的，按施工图预算投资确定。

资本金按照工程投资的20%计算。固定资产原值根据工程投资考虑增值税抵扣因素确定。

（二）贷款利率参照同期人民币贷款市场报价利率确定。运行维护费率按2%确定。

第十四条 送出电网建设、由电源点送出、专门用于跨省跨区专项工程送电的配套工程，按照上述方法单独核定输电价格。已纳入直流工程或省级电网输配电价的，暂不调整。

第十五条 送受端明确、潮流方向相对固定且基本一致的多条专项工程，可按照上述方法统一核定输电价格。

第十六条 多条专项工程统一运营并形成共用网络的，参照省级电网“准许成本加合理收益”方法定价。

第十七条 对于跨省跨区专项（配套）工程性质、功能认定，以及交流专项工程配套电源点设计上网电量确定有争议的，以国家能源局出具意见为准。

第三章 输电收入分享与价格调整机制

第十八条 对于参与跨省跨区可再生能源增量现货交易，如有多条专项工程送电路径且最优价格路径已满送，通过其他具有空余输送能力的专项工程送电的，仍按最优路径价格执行；在专项工程输电能力空余情况下，电网企业为提高工程利用效率临时增加电量输送的，增送电量可按不高于工程核定输电价格的水平执行，执行上述价格的通知、情况等，纳入年度信息报送范围。

第十九条 专项工程实际输电量按落地端结算电量进行统计确认，结算电量应与落地端物理电量保持一致。实际线损率低于核价线损率产生的收益，由电网企业和电力用户按 1:1 分享；实际利用小时超出核价利用小时产生的收益，30% 由电网企业分享，70% 由我委专项用于支持新能源跨省跨区外送。

第二十条 建立定期校核机制。每 5 年期满后，对跨省跨区专项工程开展新一轮成本监审，并对专项工程的实际功能效果、输电价格执行情况、主要运营参数、分享机制执行情况等进行评估。专项工程功能发生根本性变化、实际利用小时超出设计利用小时 40% 以上、实际成本或收入与核价时存在严重偏差的，对输电价格进行调整。

第二十一条 监管期内遇有国家重大政策调整、发生重大自然灾害、不可抗力等因素造成的成本或收入重大变化，应对输电价格进行合理调整。

第二十二条 专项工程经营期满，按弥补正常运营维护成本的原则，重新核定价格。具体办法另行规定。

第四章 附则

第二十三条 本办法适用于办法发布之后新定价跨省跨区专项工程。存量工程暂不调整价格，收入分享、定期校核等其他机制按照本办法执行。

第二十四条 跨省跨区电力交易组织中，对具备条件的跨省跨区专项工程，可探索通过输电权交易形成输电价格，以进一步提升专项工程利用率、促进电力资源优化配置。

第二十五条 本办法由国家发展改革委负责解释。之前规定与本办法不符的，

按本办法执行。

第二十六条 本办法自发布之日起实施。有效期 10 年。《国家发展改革委关于印发〈区域电网输电价格定价办法（试行）〉〈跨省跨区专项工程输电价格定价办法（试行）〉和〈关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见〉的通知》（发改价格规〔2017〕2269 号）中《跨省跨区专项工程输电价格定价办法（试行）》同时废止。

国家发展改革委、国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知

（发改价格〔2023〕1501号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家能源局各派出机构，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、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，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实党中央、国务院关于加快构建新型电力系统的决策部署，适应煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型的新形势，推动煤电转变经营发展模式，充分发挥支撑调节作用，更好保障电力安全稳定供应，促进新能源加快发展和能源绿色低碳转型，现就建立煤电容量电价机制有关事项通知如下。

一、总体思路

坚持市场化改革方向，加快推进电能量市场、容量市场、辅助服务市场等高效协同的电力市场体系建设，逐步构建起有效反映各类电源电量价值和容量价值的两部制电价机制。当前阶段，适应煤电功能加快转型需要，将现行煤电单一制电价调整为两部制电价，其中电量电价通过市场化方式形成，灵敏反映电力市场供需、燃料成本变化等情况；容量电价水平根据转型进度等实际情况合理确定并逐步调整，充分体现煤电对电力系统的支撑调节价值，确保煤电行业持续健康运行。

二、政策内容

（一）实施范围。煤电容量电价机制适用于合规在运的公用煤电机组。燃煤自备电厂、不符合国家规划的煤电机组，以及不满足国家对于能耗、环保和灵活调节能力等要求的煤电机组，不执行容量电价机制，具体由国家能源局另行明确。

（二）容量电价水平的确定。煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定

成本的方式确定。其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦 330 元；通过容量电价回收的固定成本比例，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024~2025 年多数地方为 30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为 50%左右（各省级电网煤电容量电价水平具体见附件）。2026 年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于 50%。

（三）容量电费分摊。煤电机组可获得的容量电费，根据当地煤电容量电价和机组申报的最大出力确定，煤电机组分月申报，电网企业按月结算。新建煤电机组自投运次月起执行煤电容量电价机制。各地煤电容量电费纳入系统运行费用，每月由工商业用户按当月用电量比例分摊，由电网企业按月发布、滚动清算。

对纳入受电省份电力电量平衡的跨省跨区外送煤电机组，送受双方应当签订年度及以上中长期合同，明确煤电容量电费分摊比例和履约责任等内容。其中：

（1）配套煤电机组，原则上执行受电省份容量电价，容量电费由受电省份承担。向多个省份送电的，容量电费可暂接受电省份分电比例分摊，鼓励探索按送电容量比例分摊。（2）其他煤电机组，原则上执行送电省份容量电价，容量电费由送、受方合理分摊，分摊比例考虑送电省份外送电量占比、高峰时段保障受电省份用电情况等因素协商确定。

对未纳入受电省份电力电量平衡的跨省跨区外送煤电机组，由送电省份承担其容量电费。

（四）容量电费考核。正常在运情况下，煤电机组无法按照调度指令（跨省跨区送电按合同约定，下同）提供申报最大出力的，月内发生两次扣减当月容量电费的 10%，发生三次扣减 50%，发生四次及以上扣减 100%。煤电机组最大出力申报、认定及考核等规则，由国家能源局结合电力并网运行管理细则等规定明确。最大出力未达标情况由电网企业按月统计，相应扣减容量电费。对自然年内月容量电费全部扣减累计发生三次的煤电机组，取消其获取容量电费的资格。

应急备用煤电机组的容量电价，由省级价格主管部门会同能源主管部门按照回收日常维护成本的原则制定，鼓励采取竞争性招标等方式确定。应急备用煤电

机组调用时段电量电价，按同时段最短周期电力市场交易电价水平确定。应急备用煤电机组具体范围及管理办法由国家能源局另行明确。

三、保障措施

（一）周密组织实施。省级价格主管部门要牵头做好煤电容量电价机制落实工作，周密部署安排，精心组织实施。跨省跨区送电送、受方要加强沟通衔接，尽快细化确定外送煤电机组容量电费分摊方式等内容，并在中长期交易合同中明确。电网企业要积极配合做好煤电容量电费测算、结算、信息统计报送等相关工作。发电企业要按规定及时申报机组最大出力，作为容量电费测算、结算、考核的依据。国家发展改革委强化煤炭价格调控监管，加强煤电中长期合同签约履约指导，促进形成竞争充分、合理反映燃料成本的电量电价，引导煤炭、煤电价格保持基本稳定，确保机制平稳实施。

（二）强化政策协同。各地要加快推进电力市场建设发展，完善市场交易规则，促进电量电价通过市场化方式有效形成，与煤电容量电价机制协同发挥作用；已建立调峰补偿机制的地方，要认真评估容量电价机制实施后系统调峰需求、煤电企业经营状况等，相应调整有偿调峰服务补偿标准。电力现货市场连续运行的地方，可参考本通知明确的煤电容量电价机制，研究建立适应当地电力市场运行情况的发电侧容量电价机制；发电侧容量电价机制建立后，省内煤电机组不再执行本通知规定的容量电价机制。

（三）密切跟踪监测。省级价格主管部门要会同当地相关部门，积极跟踪煤电容量电价机制执行情况，密切监测煤炭、电力市场动态和价格变化，发现问题及时反映。电网企业要对煤电容量电费单独归集、单独反映，按季向省级价格主管部门和相关主管部门报送当地煤电机组容量电费结算及扣减情况、工商业用户度电分摊水平测算及执行情况、电量电费结算情况等信息。

（四）加强宣传引导。各地要加强政策解读和宣传引导，指导电网企业、发电企业向用户充分阐释建立煤电容量电价机制对发挥煤电支撑调节作用、更好保障电力安全稳定供应、促进能源绿色低碳转型的重要意义，积极回应社会关切，增进各方面理解和支持。

本通知自2024年1月1日起实施。政策实施过程中如遇市场形势等发生重大变化，国家发展改革委、国家能源局将适时评估调整。

附件：省级电网煤电容量电价表（略）

国家发展改革委

国家能源局

2023年11月8日

功率因数调整电费办法

(1983年12月2日水利电力部、国家物价局发布 水电财字〔1983〕第215号)

一、鉴于电力生产的特点，用户用电功率因数的高低，对发、供、用电设备的充分利用，节约电能和改善电压质量有着重要的影响。为了提高用户的功率因数并保持其均衡，以提高供用电双方和社会的经济效益，特制定本办法。

二、功率因数的标准值及其适用范围

1. 功率因数标准 0.90，适用于 160 千伏安以上的高压供电工业用户（包括社队工业用户）、装有带负荷调整电压装置的高压供电电力用户和 3200 千伏安及以上的高压供电电力排灌站。

2. 功率因数标准 0.85，适用于 100 千伏安（千瓦）及以上的其他工业用户（包括社队工业用户）、100 千伏安（千瓦）及以上的非工业用户和 100 千伏安（千瓦）及以上的电力排灌站。

3. 功率因数标准 0.80，适用于 100 千伏安（千瓦）及以上的农业用户和趸售用户，但大工业用户未划由电业直接管理的趸售用户，功率因数标准应为 0.85。

三、功率因数的计算

1. 凡实行功率因数调整电费的用户，应装设带有防倒装置的无功电度表，按用户每月实用有功电量和无功电量，计算月平均功率因数。

2. 凡装有无功补偿设备且有可能向电网倒送无功电量的用户，应随其负荷和电压变动及时投入或切除部分无功补偿设备，电业部门并应在计费计量点加装带有防倒装置的反向无功电度表，按倒送的无功电量与实用的无功电量两者的绝对值之和，计算月平均功率因数。

3. 根据电网需要，对大用户实行高峰功率因数考核，加装记录高峰时段内有功、无功电量的电度表，据以计算月平均高峰功率因数；对部分用户还可以试运行高峰、低谷两个时段分别计算功率因数，由试行的省、市、自治区电力局或电网管理局拟订办法，报水利电力部审批后执行。

四、电费的调整

根据计算的功率因数，高于或低于规定标准时，在按照规定的电价计算出其当月电费后，再按照“功率因数调整表”（表一、二、三）所规定的百分数增减电费，如用户的功率因数在“功率因数调整电费表”所列两数之间，则以四舍五入计算。

五、根据电网的具体情况，对不需增设补偿，用电功率因数就能达到规定标准的用户，或离电源点较近、电压质量较好、无需进一步提高用电功率因数的用户，可以降低功率因数标准值或不实行功率因数调整电费办法，但须经省、市、自治区电力局标准，高于降低后的功率因数标准时，不减收电费，但低于降低后的功率因数标准时，应增收电费。

六、本办法正式颁发执行后，1976年颁发的《电热价格》中的《力率调整电费办法》即同时废止。

七、本办法解释权属水利电力部。

附表：功率因数调整电费表（略）

国家发展改革委办公厅关于功率因素调整电费办法有关问题的复函

（二〇〇三年八月十三日 发改办价格〔2003〕657号）

贵州省物价局：

你局《关于是否继续执行〈水利电力部、国家物价局关于颁发功率因素调整电费办法的通知〉的请示》（黔价格〔2003〕206号）收悉。经研究，现函复如下：

根据现行电价政策有关规定，原水利电力部、国家物价局下发的《关于颁发功率因素调整电费办法的通知》（[83]水电财字第215号）仍应继续执行。

关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见

（发改价格规〔2017〕2269号）

为科学合理制定地方电网和增量配电网（以下简称“配电网”）配电价格，促进配电网业务健康发展，根据《中华人民共和国价格法》《中华人民共和国电力法》《中共中央国务院关于推进价格机制改革的若干意见》（中发〔2015〕28号）《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）《国家发展改革委国家能源局关于印发〈售电公司准入与退出管理办法〉和〈有序放开配电网业务管理办法〉的通知》（发改经体〔2016〕2120号）《国家发展改革委国家能源局关于规范开展增量配电业务改革试点的通知》（发改经体〔2016〕2480号）《国家发展改革委关于全面深化价格机制改革的意见》（发改价格〔2017〕1941号）相关规定，提出以下指导意见。

一、总体要求

按照深入推进电力体制改革的总体要求和“管住中间、放开两头”的基本思路，对地方政府或其他主体建设运营的地方电网和按照《有序放开配电网业务管理办法》投资、运营的增量配电网核定独立配电价格，加强配电价格监管，促进配电业务健康发展。

一是建立机制与合理定价相结合。通过制度和规则建设，既提高政府定价的科学性，加强对配电网的成本、价格监管；又规范配电网企业的价格行为，形成科学合理、公开透明、激励有效的配电价格，促进售电侧市场公平竞争。

二是弥补成本与约束激励相结合。在严格成本监审基础上，按照弥补配电网企业合理成本并获得合理收益的原则核定配电价格，促进配电网健康可持续发展，提供安全可靠电力服务；同时建立激励约束机制，促进配电网企业提高效率、降低成本，以尽可能低的价格为用户提供优质配电服务。

三是公平开放与平等负担相结合。配电网与省级电网具有平等的市场主体地位。省级电网应向地方电网和增量配电网无歧视开放，配电网应向售电公司无歧

视开放。配电网企业应按照相同的原则和标准承担政策性交叉补贴。

二、定价方法

配电网区域内电力用户的用电价格，由上网电价或市场交易电价、上一级电网输配电价、配电网配电价格、政府性基金及附加组成。用户承担的配电网配电价格与上一级电网输配电价之和不得高于其直接接入相同电压等级对应的现行省级电网输配电价。

省级价格主管部门应根据本省情况，充分征求有关企业和社会意见后，选择合适的配电价格定价方法。核定配电价格时，应充分考虑本地区上网电价、省级电网输配电价、趸售电价、销售电价等现行电价，并结合地区经济发展需求、交叉补贴等情况，合理选取定价参数。

（一）对于招标方式确定投资主体的配电网项目，采用招标定价法确定配电价格。竞标主体应同时做出投资规模、配电容量、供电可靠性、服务质量、线损率等承诺。政府相关主管部门对合同约定的供电服务标准等进行监管和考核，没有达到约定标准的，相应核减配电价格。

（二）对于非招标方式确定投资主体的配电网项目，可以选择准许收入法、最高限价法和标尺竞争法三种定价方法中的一种或几种方法确定配电价格。对于同一类型配电网，应选择相同定价方法。

一是准许收入法。省级价格主管部门在能源主管部门确定配电网规划投资及项目业主确定投资计划后，参照《省级电网输配电价定价办法（试行）》（发改价格〔2016〕2711号），核定配电网企业监管周期内的准许成本、准许收益、价内税金，确定监管周期内的年度准许收入，并根据配电网预测电量核定监管周期的独立配电价格。

二是最高限价法。先按照“准许成本加合理收益”的方法测算某个配电网的配电价格，再参照其他具有可比性的配电网配电价格，结合供电可靠性、服务质量等绩效考核指标，确定该配电网的配电最高限价，由配电网企业制定具体配电价格方案，报省级价格主管部门备案。鼓励各地探索建立最高限价随居民消费价格指数和效率提高要求挂钩的调整机制。

三是标尺竞争法。先按照“准许成本加合理收益”的方法测算某个配电网的配电价格，再按测算的该配电网配电价格与本省其他配电网配电价格的加权平均来最终确定该配电网的配电价格。在首个监管周期，可给予该配电网以较高权重。配电网差异较小的地区，也可以同类型配电网社会平均先进水平为基准，按省分类制定标杆配电价格。

三、调整机制

配电网配电价格调整，应明确价格监管周期，做好过渡阶段价格衔接，并参照《省级电网输配电价定价办法（试行）》建立平滑处理机制、定期校核机制和考核机制。

（一）明确配电价格监管周期。政府制定配电价格的监管周期原则上为三年。招标确定配电价格的有效期限，以配电项目合同约定期限为准。

（二）做好过渡阶段价格衔接。配电价格确定前，电力用户与配电网结算的输配电价暂按其接入电压等级对应的现行省级电网输配电价执行。配电网区域内列入试点范围的非水可再生能源或地方电网区域内既有的小水电发电项目与电力用户开展就近交易时，用户仅支付所使用电压等级的配电价格，不承担上一电压等级的输配电价。配电网区域内不得以常规机组“拉专线”的方式向用户直接供电。

（三）做好与存量地方电网配电价格衔接。省级价格主管部门应按照尊重历史、合理衔接的原则，在不增加交叉补贴的前提下，制定地方电网配电价格，与现行省级电网输配电价、趸售电价等做好衔接，并逐步过渡到按本指导意见确定的方法核定配电价格。

（四）鼓励建立激励机制。在一个监管周期内，配电网由于成本下降而增加收入的，下一监管周期可由配电网和用户共同分享，以激励企业提高经营效率、降低配电成本。

四、结算制度

配电网与省级电网之间的结算电价，按现行省级电网相应电压等级输配电价

执行。配电网企业可根据实际情况，自主选择分类结算电价或综合结算电价与省级电网企业结算电费。不同电压等级输配电价与实际成本差异过大的，省级价格主管部门可根据实际情况，向国务院价格主管部门申请调整省级电网输配电价结构。

（一）分类结算电价。配电网企业根据配电网区域内实际供电用户类别、电压等级和用户用电容量向电力用户收取电费，再按省级电网分电压等级、分用户类别的输配电价，向省级电网企业支付输配电费。

（二）综合结算电价。配电网企业根据配电网接入省级电网的接网容量和电压等级，按省级电网两部制输配电价，向省级电网企业支付输配电费。

配电网区域内的电力用户（含自发自用电量）应承担国家规定的政府性基金及附加等社会责任，由配电网企业代收、省级电网企业代缴。在配电网与省级电网接入点，由省级电网专为配电网建设变电站的，省级价格主管部门可探索核定由配电网承担的接入费用，并适当调整配电网与省级电网之间的结算电价。配电网与发电企业的结算，按照调度协议约定的主体执行。

五、相关要求

配电网配电价格的制定和调整由省级价格主管部门负责，报国务院价格主管部门备案。省级价格主管部门要按照指导意见要求，抓紧制定配电网成本监审和价格管理规则，加快推进配电价格改革工作。

（一）配电网实行业务分离。配电网企业应设立独立企业法人，依法取得电力业务许可证，将配电网业务与其他业务分离，成本独立核算。目前配售一体化经营的配电网企业的配电业务、市场化售电业务应逐步实现独立核算。

（二）严格执行配电价格。省级价格主管部门制定并公布配电区域内电力用户与配电网结算的分电压等级、分用户类别配电价格。配电网企业可探索结合负荷率等因素制定配电价格套餐，由电力用户选择执行，但其水平不得超过省级价格主管部门制定的该类用户所在电压等级的输配电价。配电网企业对未参与电力市场的电力用户应严格执行价格主管部门制定的目录销售电价。

（三）推动信息公开，强化社会监督。省级价格主管部门制定和调整配电价

格，要通过门户网站等指定平台向社会公开价格水平和相关依据。配电网企业要定期通过企业网站等平台公布成本、收入等相关信息。各地要加快建立配电价格监管数据库，推进价格信息公开透明，强化社会监督。

国家发展改革委办公厅关于取消临时接电费和明确自备电厂 有关收费政策的通知

（发改办价格〔2017〕1895号）

各省、自治区、直辖市发展改革委、物价局，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司：

为贯彻落实好国务院要求，进一步助推企业减负，推进供给侧结构性改革，确保国家电价政策落实到位，现将有关事项通知如下。

一、取消临时接电费

（一）自2017年12月1日起，临时用电的电力用户不再缴纳临时接电费。《国家发展改革委关于停止收取供配电贴费有关问题的补充通知》（发改价格〔2003〕2279号）中关于临时接电费的规定停止执行。

（二）已向电力用户收取的临时接电费，电网企业应按照合同约定及时组织清退。

二、减免余热、余压、余气自备电厂有关收费

（一）为减轻综合利用企业负担，推动燃煤消减，各省级价格主管部门要按照《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）要求，结合本地实际，研究出台减免余热、余压、余气自备电厂政策性交叉补贴和系统备用费的办法，报国家发展改革委备案。

（二）各省级价格主管部门应在办法中明确余热、余压、余气自备电厂的资质认定和运行监管要求，对安全生产不合规，能效、环保指标不达标，未按期开展改造升级等工作的自备电厂，要依法依规予以严肃处理。

三、有关要求

请各省级价格主管部门于2017年12月15日前将本省（区、市）落实情况报国家发展改革委价格司。

国家发展改革委办公厅

2017年11月21日

电力产品增值税征收管理办法（2018 修正）

（2004 年 12 月 22 日国家税务总局令第 10 号公布，根据 2018 年 6 月 15 日《国家税务总局关于修改部分税务部门规章的决定》修正）

第一条 为了加强电力产品增值税的征收管理，根据《中华人民共和国税收征收管理法》《中华人民共和国增值税暂行条例》《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》及其有关规定，结合电力体制改革以及电力产品生产、销售特点，制定本办法。

第二条 生产、销售电力产品的单位和个人为电力产品增值税纳税人，并按本办法规定缴纳增值税。

第三条 电力产品增值税的计税销售额为纳税人销售电力产品向购买方收取的全部价款和价外费用，但不包括收取的销项税额。价外费用是指纳税人销售电力产品在目录电价或上网电价之外向购买方收取的各种性质的费用。

供电企业收取的电费保证金，凡逾期（超过合同约定时间）未退还的，一律并入价外费用缴纳增值税。

第四条 电力产品增值税的征收，区分不同情况，分别采取以下征税办法：

（一）发电企业（电厂、电站、机组，下同）生产销售的电力产品，按照以下规定计算缴纳增值税：

1. 独立核算的发电企业生产销售电力产品，按照现行增值税有关规定向其机构所在地主管税务机关申报纳税；具有一般纳税人资格或具备一般纳税人核算条件的非独立核算的发电企业生产销售电力产品，按照增值税一般纳税人人的计算方法计算增值税，并向其机构所在地主管税务机关申报纳税。

2. 不具有一般纳税人资格且不具有一般纳税人核算条件的非独立核算的发电企业生产销售的电力产品，由发电企业按上网电量，依核定的定额税率计算发电环节的预缴增值税，且不得抵扣进项税额，向发电企业所在地主管税务机关申报纳税。计算公式为：

预征税额=上网电量×核定的定额税率

（二）供电企业销售电力产品，实行在供电环节预征、由独立核算的供电企业统一结算的办法缴纳增值税，具体办法如下：

1. 独立核算的供电企业所属的区县级供电企业，凡能够核算销售额的，依核定的预征率计算供电环节的增值税，不得抵扣进项税额，向其所在地主管税务机关申报纳税；不能核算销售额的，由上一级供电企业预缴供电环节的增值税。计算公式为：

$$\text{预征税额} = \text{销售额} \times \text{核定的预征率}$$

2. 供电企业随同电力产品销售取得的各种价外费用一律在预征环节依照电力产品适用的增值税税率征收增值税，不得抵扣进项税额。

（三）实行预缴方式缴纳增值税的发、供电企业按照隶属关系由独立核算的发、供电企业结算缴纳增值税，具体办法为：

独立核算的发、供电企业月末依据其全部销售额和进项税额，计算当期增值税应纳税额，并根据发电环节或供电环节预缴的增值税税额，计算应补（退）税额，向其所在地主管税务机关申报纳税。计算公式为：

$$\text{应纳税额} = \text{销项税额} - \text{进项税额}$$

$$\text{应补（退）税额} = \text{应纳税额} - \text{发（供）电环节预缴增值税额}$$

独立核算的发、供电企业当期销项税额小于进项税额不足抵扣，或应纳税额小于发、供电环节预缴增值税税额形成多交增值税时，其不足抵扣部分和多交增值税额可结转下期抵扣或抵减下期应纳税额。

（四）发、供电企业的增值税预征率（含定额税率，下同），应根据发、供电企业上期财务核算和纳税情况、考虑当年变动因素测算核定，具体权限如下：

1. 跨省、自治区、直辖市的发、供电企业增值税预征率由预缴增值税的发、供电企业所在地和结算增值税的发、供电企业所在地省、自治区、直辖市、计划单列市税务局共同测算，报国家税务总局核定；

2. 省、自治区、直辖市范围内的发、供电企业增值税预征率由省、自治区、直辖市、计划单列市税务局核定。

发、供电企业预征率的执行期限由核定预征率的税务机关根据企业生产经营

的变化情况确定。

(五) 不同投资、核算体制的机组，由于隶属于各自不同的独立核算企业，应按上述规定分别缴纳增值税。

(六) 对其他企事业单位销售的电力产品，按现行增值税有关规定缴纳增值税。

(七) 实行预缴方式缴纳增值税的发、供电企业，销售电力产品取得的未并入上级独立核算发、供电企业统一核算的销售收入，应单独核算并按增值税的有关规定就地申报缴纳增值税。

第五条 实行预缴方式缴纳增值税的发、供电企业生产销售电力产品以外的其他货物和应税劳务，如果能准确核算销售额的，在发、供电企业所在地依适用税率计算缴纳增值税。不能准确核算销售额的，按其隶属关系由独立核算的发、供电企业统一计算缴纳增值税。

第六条 发、供电企业销售电力产品的纳税义务发生时间的具体规定如下：

(一) 发电企业和其他企事业单位销售电力产品的纳税义务发生时间为电力上网并开具确认单据的当天。

(二) 供电企业采取直接收取电费结算方式的，销售对象属于企事业单位，为开具发票的当天；属于居民个人，为开具电费缴纳凭证的当天。

(三) 供电企业采取预收电费结算方式的，为发行电量的当天。

(四) 发、供电企业将电力产品用于非应税项目、集体福利、个人消费，为发出电量的当天。

(五) 发、供电企业之间互供电力，为双方核对计数量，开具抄表确认单据的当天。

(六) 发、供电企业销售电力产品以外其他货物，其纳税义务发生时间按《中华人民共和国增值税暂行条例》及其实施细则的有关规定执行。

第七条 发、供电企业应按现行增值税的有关规定办理税务登记，进行增值税纳税申报。

实行预缴方式缴纳增值税的发、供电企业应按以下规定办理：

（一）实行预缴方式缴纳增值税的发、供电企业在办理税务开业、变更、注销登记时，应将税务登记证正本复印件按隶属关系逐级上报其独立核算的发、供电企业所在地主管税务机关留存。

独立核算的发、供电企业也应将税务登记证正本复印件报其所属的采用预缴方式缴纳增值税的发、供电企业所在地主管税务机关留存。

（二）采用预缴方式缴纳增值税的发、供电企业在申报纳税的同时，应将增值税进项税额和上网电量、电力产品销售额、其他产品销售额、价外费用、预征税额和查补税款分别归集汇总，填写《电力企业增值税销项税额和进项税额传递单》（样式附后，以下简称《传递单》）报送主管税务机关签章确认后，按隶属关系逐级汇总上报给独立核算发、供电企业；预征地主管税务机关也必须将确认后的《传递单》于收到当月传递给结算缴纳增值税的独立核算发、供电企业所在地主管税务机关。

（三）结算缴纳增值税的发、供电企业应按增值税纳税申报的统一规定，汇总计算本企业的全部销项税额、进项税额、应纳税额、应补（退）税额，于本月税款所属期后第二个月征期内向主管税务机关申报纳税。

（四）实行预缴方式缴纳增值税的发、供电企业所在地主管税务机关应定期对其所属企业纳税情况进行检查。发现申报不实，一律就地按适用税率全额补征税款，并将检查情况及结果发函通知结算缴纳增值税的独立核算发、供电企业所在地主管税务机关。独立核算发、供电企业所在地主管税务机关收到预征地税务机关的发函后，应督促发、供电企业调整申报表。对在预缴环节查补的增值税，独立核算的发、供电企业在结算缴纳增值税时可以予以抵减。

第八条 发、供电企业销售电力产品，应按《中华人民共和国发票管理办法》和增值税专用发票使用管理规定领购、使用和管理发票。

第九条 电力产品增值税的其他征税事项，按《中华人民共和国税收征收管理法》《中华人民共和国税收征收管理法实施细则》《中华人民共和国增值税暂行条例》和《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》及其他有关规定执行。

第十条 本办法由国家税务总局负责解释。

第十一条 本办法自 2005 年 2 月 1 日起施行。

附件：1.《电力增值税销项税额和进项税额传递单》（略）

2.《发、供电企业税收检查情况通报单》（略）

财政部、国家发展改革委、国家能源局关于印发《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》的通知

（财综〔2011〕115号）

各省、自治区、直辖市财政厅（局）、发展改革委、能源局、物价局，财政部驻各省、自治区、直辖市财政监察专员办事处，国家电网公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古自治区电力有限责任公司：

为了促进可再生能源的开发利用，根据《中华人民共和国可再生能源法》有关规定，财政部会同国家发展改革委、国家能源局共同制定了《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》，现印发给你们，请遵照执行。

附件：可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法

财政部

国家发展改革委

国家能源局

二〇一一年十一月二十九日

附件：

可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法

第一章 总则

第一条 为了促进可再生能源的开发利用，根据《中华人民共和国可再生能源法》的有关规定，制定本办法。

第二条 可再生能源发展基金的资金筹集、使用管理和监督检查等适用本办法。

第二章 资金筹集

第三条 可再生能源发展基金包括国家财政公共预算安排的专项资金（以下简称可再生能源发展专项资金）和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入等。

第四条 可再生能源发展专项资金由中央财政从年度公共预算中予以安排（不含国务院投资主管部门安排的中央预算内基本建设专项资金）。

第五条 可再生能源电价附加在除西藏自治区以外的全国范围内，对各省、自治区、直辖市扣除农业生产用电（含农业排灌用电）后的销售电量征收。

第六条 各省、自治区、直辖市纳入可再生能源电价附加征收范围的销售电量包括：

（一）省级电网企业（含各级子公司）销售给电力用户的电量；

（二）省级电网企业扣除合理线损后的趸售电量（即实际销售给转供单位的电量，不含趸售给各级子公司的电量）；

（三）省级电网企业对境外销售电量；

（四）企业自备电厂自发自用电量；

（五）地方独立电网（含地方供电企业，下同）销售电量（不含省级电网企业销售给地方独立电网的电量）；

（六）大用户与发电企业直接交易的电量。

省（自治区、直辖市）际间交易电量，计入受电省份的销售电量征收可再生能源电价附加。

第七条 可再生能源电价附加征收标准为 8 厘/千瓦时。根据可再生能源开发利用中长期总量目标和开发利用规划，以及可再生能源电价附加收支情况，征收标准可以适时调整。

第八条 可再生能源电价附加由财政部驻各省、自治区、直辖市财政监察专员办事处（以下简称专员办）按月向电网企业征收，实行直接缴库，收入全额上缴中央国库。

电力用户应缴纳的可再生能源电价附加，按照下列方式由电网企业代征：

（一）大用户与发电企业直接交易电量的可再生能源电价附加，由代为输送

电量的电网企业代征；

（二）地方独立电网销售电量的可再生能源电价附加，由地方电网企业在向电力用户收取电费时一并代征；

（三）企业自备电厂自发自用电量应缴纳的可再生能源电价附加，由所在地电网企业代征；

（四）其他社会销售电量的可再生能源电价附加，由省级电网企业在向电力用户收取电费时一并代征。

第九条 可再生能源电价附加收入填列政府收支分类科目第103类01款68项“可再生能源电价附加收入”。

第十条 省级电网企业和地方独立电网企业，应于每月10日前向驻当地专员办申报上月实际销售电量（含自备电厂自发自用电量，下同）和应缴纳的可再生能源电价附加。专员办应于每月12日前完成对企业申报的审核，确定可再生能源电价附加征收额，并向申报企业开具《非税收入一般缴款书》。省级电网企业和地方独立电网企业，应于每月15日前，按照专员办开具《非税收入一般缴款书》所规定的缴款额，足额上缴可再生能源电价附加。

第十一条 专员办根据省级电网企业和地方独立电网企业全年实际销售电量，在次年3月底前完成对相关企业全年应缴可再生能源电价附加的汇算清缴工作。

专员办开展汇算清缴工作时，应对电力用户欠缴电费、电网企业核销坏账损失的电量情况进行审核，经确认后不计入相关企业全年实际销售电量。

第十二条 中央财政按照可再生能源附加实际代征额的2‰付给相关电网企业代征手续费，代征手续费从可再生能源发展基金支出预算中安排，具体支付方式按照财政部的有关规定执行。代征电网企业不得从代征收入中直接提留代征手续费。

第十三条 对可再生能源电价附加征收增值税而减少的收入，由财政预算安排相应资金予以弥补，并计入“可再生能源电价附加收入”科目核算。

第三章 资金使用

第十四条 可再生能源发展基金用于支持可再生能源发电和开发利用活动：

（一）可再生能源发展专项资金主要用于支持以下可再生能源开发利用活动：

1. 可再生能源开发利用的科学技术研究、标准制定和示范工程；
2. 农村、牧区生活用能的可再生能源利用项目；
3. 偏远地区 and 海岛可再生能源独立电力系统建设；
4. 可再生能源的资源勘查、评价和相关信息系统建设；
5. 促进可再生能源开发利用设备的本地化生产；
6. 《中华人民共和国可再生能源法》规定的其他相关事项。

（二）可再生能源电价附加收入用于以下补助：

1. 电网企业按照国务院价格主管部门确定的上网电价，或者根据《中华人民共和国可再生能源法》有关规定通过招标等竞争性方式确定的上网电价，收购可再生能源电量所发生的费用，高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额；

2. 执行当地分类销售电价，且由国家投资或者补贴建设的公共可再生能源独立电力系统，其合理的运行和管理费用超出销售电价的部分；

3. 电网企业为收购可再生能源电量而支付的合理的接网费用以及其他合理的相关费用，不能通过销售电价回收的部分。

第十五条 相关企业申请可再生能源发展专项资金补助的具体办法，按照《财政部关于印发〈可再生能源发展专项资金管理暂行办法〉的通知》（财建[2006]237号）等有关文件的规定执行。

可再生能源发展专项资金用于固定资产投资的，还应按照中央政府投资管理的有关规定执行。

第十六条 电网企业应按照《可再生能源法》相关规定，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量。

第十七条 可再生能源电价附加补助资金的申报、审核、拨付等具体办法，由财政部会同国家发展改革委、国家能源局另行制定。

第十八条 可再生能源发展专项资金支出填列政府收支分类科目中第211类12款01项“可再生能源”；可再生能源电价附加支出填列政府收支分类科目中第211类15款01项“可再生能源电价附加收入安排的支出”（新增）。

第四章 监督检查

第十九条 财政、价格、能源、审计部门按照职责分工，对可再生能源电价附加的征收、拨付、使用和管理情况进行监督检查。

第二十条 省级电网企业和地方独立电网企业，应及时足额上缴可再生能源电价附加，不得拖延缴纳。

第二十一条 未经批准，多征、减征、缓征、停征或截留、挤占、挪用可再生能源电价附加收入的单位及责任人，由财政、价格、能源、审计等相关部门依照《中华人民共和国价格法》《财政违法行为处罚处分条例》《价格违法行为行政处罚规定》等法律法规追究法律责任。

第五章 附则

第二十二条 本办法由财政部会同国家发展改革委、国家能源局解释。

第二十三条 本办法自2012年1月1日起施行。

财政部关于印发农网还贷资金征收使用管理办法的通知

(2001年12月17日 财企〔2001〕820号)

财政部驻山西、吉林、湖南、湖北、广东、广西、四川、重庆、云南、陕西省（自治区、直辖市）财政监察专员办事处，山西、吉林、湖南、湖北、广东、广西、四川、重庆、云南、陕西省（自治区、直辖市）财政厅（局），国家电力公司：

“九五”期间每度电2分钱的电力建设基金政策已执行期满。经国务院领导批准，从2001年起每度电2分钱并入电价，其收入专项用于解决农村电网改造还贷问题，具体分两种情况处理：即对农网改造贷款一省多贷的山西、吉林、湖南、湖北、广东、广西、四川、重庆、云南、陕西等省、自治区、直辖市建立农网还贷资金，对农网改造贷款一省一贷的省、自治区、直辖市由企业自收自用。根据分工，财政部制定了《农网还贷资金征收使用管理办法》，现印发给你们，请遵照执行。执行中有何问题，请及时告知。

附件：

农网还贷资金征收使用管理办法

第一条 农网还贷资金是对农网改造贷款“一省多贷”的省、自治区、直辖市（指该省市区的农网改造工程贷款由多个电力企业承贷，下同）电力用户征收的政府性基金，专项用于农村电网改造贷款还本付息。根据《国务院关于加强预算外资金管理的决定》（国发〔1996〕29号）的规定，农网还贷资金纳入国家财政预算管理。

第二条 农网还贷资金按社会用电量每度电2分钱标准，并入电价收取。

第三条 农网还贷资金减免范围包括：

（一）农业排灌、抗灾救灾及氮肥、磷肥、钾肥和原化工部颁发生产许可证的复合肥生产用电免征农网还贷资金；

（二）自备电厂自用电量免征农网还贷资金；

（三）国有重点煤炭企业生产用电、核工业铀扩散厂和堆化工厂生产用电农网还贷资金暂按每千瓦时用电量三厘钱标准征收。

第四条 农网还贷资金由电网经营企业在向用户收取电费时一并收取，并在电费收款凭证中注明农网还贷资金的征收电量、征收标准和征收金额。除规定的减免用量外，电力用户必须及时足额交纳农网还贷资金。

第五条 征收农网还贷资金必须按照《中华人民共和国增值税暂行条例》及其他有关规定缴纳增值税和流转环节的其他税费，按规定纳入预算管理后免征企业所得税。

第六条 征收农网还贷资金的电网经营企业，可按年征收额的2‰提取手续费，并计入企业的应付工资科目。

第七条 电网经营企业将收取的农网还贷资金在销售收入中单独核算，集中到省级电力企业，由省级电力企业按月向财政部驻当地财政监察专员办事处申报农网还贷资金征收情况，由财政部驻当地财政监察专员办事处按比例开具一般缴款书分别缴入中央和地方省级国库。具体缴库比例原则上按国家批准的农网改造贷款计划确定，详见附。农网改造竣工后，实际投资没有完成计划的省、自治区、直辖市，由财政部相应调整缴入中央和地方省级国库的比例。缴入国库的农网还贷资金暂时分别列入《2001年政府预算收支科目》的基金预算收入科目第800101项“中央电力建设基金收入”及第800102项“地方电力建设基金收入”。

第八条 农网还贷资金使用单位必须按规定编制农网还贷资金使用预算，分别报财政部和省级财政部门。其中，中央单位报财政部审批，地方单位报省级财政部门审批。

第九条 对经批准的农网还贷资金使用预算，由财政部和省级财政部门根据农网还贷资金缴库进度办理拨款手续。

中央单位向财政部提出拨款申请，由财政部拨款，原则上每月拨付一次。

缴入地方省级国库的农网还贷资金由有关省、自治区、直辖市财政厅（局）比照缴入中央国库的农网还贷资金拨付原则制定具体办法，报财政部备案。

拨付的农网还贷资金暂时分别列入《2001年政府预算收支科目》的基金预

算支出科目第 800101 项“中央电力建设基金支出”、第 800102 项“地方电力建设基金支出”。

第十条 农网还贷资金征收使用应接受财政、审计等部门的监督。有关企业必须严格按照国家规定征收农网还贷资金，不得擅自调整征收范围和标准。使用单位应严格按批准的预算和财政部门核拨的资金及规定用途安排使用农网还贷资金。

第十一条 本办法执行时间暂定 5 年，即从 2001 年 1 月 1 日至 2005 年 12 月 31 日止。征收期满后，根据农网改造还贷情况由财政部另行规定。

第十二条 有关省、自治区、直辖市财政厅（局）应根据本办法规定制定具体实施办法，并报财政部备案。

附表：

农网还贷资金缴库比例表

省份	缴入中央国库比例（%）	缴入地方国库比例（%）
山西	92.5	7.5
吉林	86.7	13.3
湖南	82.1	17.9
湖北	97.3	2.7
广东	91.7	8.3
广西	63.6	36.4
四川	51.5	48.5
重庆	46.6	53.4
云南	84.6	15.4
陕西	50.5	49.5

六、电力市场建设

国家发展改革委、国家能源局关于加快建设全国统一 电力市场体系的指导意见

（发改体改〔2022〕118号）

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，中国核工业集团有限公司、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：

党中央、国务院部署实施新一轮电力体制改革以来，我国电力市场建设稳步有序推进，多元竞争主体格局初步形成，市场在资源优化配置中作用明显增强，市场化交易电量比重大幅提升。同时，电力市场还存在体系不完整、功能不完善、交易规则不统一、跨省跨区交易存在市场壁垒等问题。为加快建设全国统一电力市场体系，实现电力资源在更大范围内共享互济和优化配置，提升电力系统稳定性和灵活调节能力，推动形成适合中国国情、有更强新能源消纳能力的新型电力系统，经国务院同意，现提出以下意见。

一、总体要求

（一）指导思想。以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届历次全会精神，完整、准确、全面贯彻新发展理念，遵循电力运行规律和市场经济规律，适应碳达峰碳中和目标的新要求，更好统筹发展和安全，优化电力市场总体设计，健全多层次统一电力市场体系，统一交易规则和技术标准，破除市场壁垒，推进适应能源结构转型的电力市场机制建设，加快形成统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的电力市场体系。

（二）工作原则。

总体设计，稳步推进。做好电力市场功能结构的总体设计，实现不同层次市场的高效协同、有机衔接。坚持问题导向，积极稳妥推进市场建设，鼓励因地制宜开展探索。

支撑转型，安全可靠。完善体制机制，创新市场模式，促进新能源的投资、生产、交易、消纳，发挥电力市场对能源清洁低碳转型的支撑作用。协同推进市场建设与电网运行管理，防范市场建设风险，确保电力系统安全稳定运行。

立足国情，借鉴国际。立足我国能源资源禀赋、经济社会发展等实际国情，借鉴国际成熟电力市场建设经验，发挥国内市场优势，适应电力行业生产运行规律和发展需要，科学合理设计市场模式和路径。

统筹兼顾，做好衔接。统筹考虑企业和社会的电力成本承受能力，做好基本公共服务供给和电力市场建设的衔接，保障电力公共服务供给和居民、农业等用电价格相对稳定。

（三）总体目标。到 2025 年，全国统一电力市场体系初步建成，国家市场与省（区、市）/区域市场协同运行，电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营，跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成。到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成，适应新型电力系统要求，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行，新能源全面参与市场交易，市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。

二、健全多层次统一电力市场体系

（一）加快建设国家电力市场。充分发挥北京、广州电力交易中心作用，完善电力交易平台运营管理和跨省跨区市场交易机制。根据电力基础设施建设布局和互联互通情况，研究推动适时组建全国电力交易中心，引入发电企业、售电公司、用户等市场主体和有关战略投资者，建立依法规范、权责分明的公司法人治理体系和运营机制；成立相应的市场管理委员会，完善议事协调和监督机制。

（二）稳步推进省（区、市）/区域电力市场建设。充分发挥省（区、市）

市场在全国统一电力市场体系的基础作用，提高省域内电力资源配置效率，保障地方电力基本平衡。贯彻京津冀协同发展、长三角一体化、粤港澳大湾区建设等国家区域重大战略，鼓励建设相应的区域电力市场，开展跨省跨区电力中长期交易和调频、备用等辅助服务交易，优化区域电力资源配置。

（三）引导各层次电力市场协同运行。有序推动国家市场、省（区、市）/区域电力市场建设，加强不同层次市场的相互耦合、有序衔接。条件成熟时支持省（区、市）市场与国家市场融合发展，或多省（区、市）联合形成区域市场后再与国家市场融合发展。推动探索组建电力交易中心联营体，并建立完善的协同运行机制。

（四）有序推进跨省跨区市场间开放合作。在落实电网安全保供支撑电源电量的基础上，按照先增量、后存量原则，分类放开跨省跨区优先发电计划，推动将国家送电计划、地方政府送电协议转化为政府授权的中长期合同。建立多元市场主体参与跨省跨区交易的机制，鼓励支持发电企业与售电公司、用户等开展直接交易。加强跨省跨区与省内市场在经济责任、价格形成机制等方面的动态衔接。加快建立市场化的跨省跨区输电权分配和交易机制，最大程度利用跨省跨区富裕通道优化电力资源配置。

三、完善统一电力市场体系的功能

（一）持续推动电力中长期市场建设。进一步发挥中长期市场在平衡长期供需、稳定市场预期的基础作用。完善中长期合同市场化调整机制，缩短交易周期，提升交易频次，丰富交易品种，鼓励开展较长期限的中长期交易，规范中长期交易组织、合同签订等流程。推动市场主体通过市场交易方式在各层次市场形成分时电量电价，更好拉大峰谷价差，引导用户削峰填谷。

（二）积极稳妥推进电力现货市场建设。引导现货市场更好发现电力实时价格，准确反映电能供需关系。组织实施好电力现货市场试点，支持具备条件的试点不间断运行，逐渐形成长期稳定运行的电力现货市场。推动各类优先发电主体、用户侧共同参与现货市场，加强现货交易与放开优先发用电计划、中长期交易的衔接，建立合理的费用疏导机制。

（三）持续完善电力辅助服务市场。推动电力辅助服务市场更好体现灵活调节性资源的市场价值，建立健全调频、备用等辅助服务市场，探索用户可调节负荷参与辅助服务交易，推动源网荷储一体化建设和多能互补协调运营，完善成本分摊和收益共享机制。统筹推进电力中长期、现货、辅助服务市场建设，加强市场间有序协调，在交易时序、市场准入、价格形成机制等方面做好衔接。

（四）培育多元竞争的市场主体。有序放开发用电计划，分类推动燃气、热电联产、新能源、核电等优先发电主体参与市场，分批次推动经营性用户全面参与市场，推动将优先发电、优先购电计划转化为政府授权的中长期合同。严格售电公司准入标准和条件，引导社会资本有序参与售电业务，发挥好电网企业和国有售电公司重要作用，健全确保供电可靠性的保底供电制度，鼓励售电公司创新商业模式，提供综合能源管理、负荷集成等增值服务。引导用户侧可调负荷资源、储能、分布式能源、新能源汽车等新型市场主体参与市场交易，充分激发和释放用户侧灵活调节能力。

四、健全统一电力市场体系的交易机制

（一）规范统一市场基本交易规则和技术标准。发展改革委、能源局组织有关方面制定市场准入退出、交易品种、交易时序、交易执行结算等基本交易规则，以及统一的交易技术标准和数据接口标准。各地组织省（区、市）电力交易中心依照基本交易规则制定本地交易细则。推动交易中心之间在技术和数据标准方面有效衔接、总体一致。

（二）完善电力价格形成机制。改革完善煤电价格市场化形成机制，完善电价传导机制，统一规范各地电力市场价格规则，有效平衡电力供需。有序推动工商业用户全部进入电力市场，确保居民、农业、公益性事业等用电价格相对稳定。鼓励清洁取暖用户通过参与电力市场降低采暖成本。强化电网输配电准许收入监管，推动电网企业输配电业务和购售电业务分开核算，妥善处理政策性交叉补贴。提升跨省跨区输电价格机制灵活性，探索跨省跨区交易按最优路径组合等方式收取输电费用。

（三）做好市场化交易与调度运行的高效衔接。在保障电网安全运行和电力

可靠供应的前提下，统筹优化电力市场运行与电网调度运行，健全完善电网企业相关业务流程和制度标准。加强电力交易中心与电网企业业务协同，推动规划、营销、计量、财务、调度等信息的互通共享。提升电网智能化水平，加强电力运行调度和安全管理，依法依规落实电力市场交易结果。

（四）加强信息共享和披露。推动全国电力市场主体注册信息共享。落实信息披露制度要求，规范披露流程，依法依规披露电网安全约束条件、跨省跨区可用输电能力等关键信息。建设统一信息披露平台，健全信息安全保障机制，确保电力运行信息安全可控。

五、加强电力统筹规划和科学监管

（一）健全适应市场化环境的电力规划体系。统筹可再生能源和常规电源规划布局，加强全国电力规划与地方电力规划、电源规划与电网规划、电力规划与市场建设之间的衔接，注重发挥市场价格信号对电力规划建设的引导作用。

（二）完善现代电力市场监管体制。提升对电力市场科学监管能力，加强监测预警，强化电力交易机构和调度机构的运营监控和风险防控责任，做好对电力市场信息披露情况的监督和评价。加强对电网企业自然垄断性业务的监管，健全电网公平开放监管制度，强化运行安全和服务质量评价。

（三）健全电力市场信用体系。健全市场主体自律和社会监督机制，完善电力市场信用评价体系，开展市场主体信用评价工作，推动分级分类监管，实现市场主体信用信息共享，健全守信激励和失信惩戒机制，构建以信用为基础的新型监管机制。

（四）完善电力应急保供机制。加快应急备用和调峰电源能力建设，建立健全成本回收机制，通过容量成本回收机制、辅助服务市场等实现合理经济补偿。健全市场应急处置机制，优先保障民生用电供应，确保电力供应安全。

六、构建适应新型电力系统的市场机制

（一）提升电力市场对高比例新能源的适应性。严格落实支持新能源发展的法律法规和政策措施，完善适应高比例新能源的市场机制，有序推动新能源参与

电力市场交易，以市场化收益吸引社会资本，促进新能源可持续投资。建立与新能源特性相适应的中长期电力交易机制，引导新能源签订较长期限的中长期合同。鼓励新能源报量报价参与现货市场，对报价未中标电量不纳入弃风弃光电量考核。在现货市场内推动调峰服务，新能源比例较高的地区可探索引入爬坡等新型辅助服务。

（二）因地制宜建立发电容量成本回收机制。引导各地区根据实际情况，建立市场化的发电容量成本回收机制，探索容量补偿机制、容量市场、稀缺电价等多种方式，保障电源固定成本回收和长期电力供应安全。鼓励抽水蓄能、储能、虚拟电厂等调节电源的投资建设。

（三）探索开展绿色电力交易。创新体制机制，开展绿色电力交易试点，以市场化方式发现绿色电力的环境价值，体现绿色电力在交易组织、电网调度等方面的优先地位。引导有需求的用户直接购买绿色电力，推动电网企业优先执行绿色电力的直接交易结果。做好绿色电力交易与绿证交易、碳排放权交易的有效衔接。

（四）健全分布式发电市场化交易机制。鼓励分布式光伏、分散式风电等主体与周边用户直接交易，完善微电网、存量小电网、增量配电网与大电网间的交易结算、运行调度等机制，增强就近消纳新能源和安全运行能力。

七、加强组织实施

（一）强化组织落实。要始终坚持和加强党的领导，把党的领导贯穿全国统一电力市场体系建设全过程。要加强电力统筹规划、政策法规、科学监测等工作，科学指导电力规划和有效投资。发展改革委、能源局要加强对统一电力市场体系建设的总体指导，统筹考虑能源资源禀赋、电价水平、电网安全运行等条件，加强系统研究、协调推进，健全应急调控预案和保障供应机制，完善相关配套政策，强化组织协调、监督管理和风险防范。各省（区、市）政府要明确牵头部门和任务分工，按照总体部署扎实做好本地电力市场建设，推进综合协同监管。

（二）营造改革氛围。组织开展电力市场建设的专项研究培训，鼓励引导相关市场主体发挥各自优势，主动适应新型电力系统建设和市场化方向，积极参与

电力市场建设。通过新闻发布会等形式，加强对全国统一电力市场体系建设的宣传引导和政策解读，凝聚电力市场发展共识，营造良好改革氛围。

（三）及时跟踪评估。电力交易机构和调度机构按照职责分工做好市场运行信息的记录、汇总、分析和披露等工作，及时准确反映电力市场运行状况。发展改革委、能源局对电力市场运行状况开展定期评估，及时总结经验，加强对各地电力市场建设的督促指导。

国家发展改革委

国家能源局

2022年1月18日

电力市场运行基本规则

中华人民共和国国家发展和改革委员会令

(第 20 号)

《电力市场运行基本规则》已经 2024 年 4 月 18 日第 11 次委务会议审议通过，现予公布，自 2024 年 7 月 1 日起施行。

主任：郑栅洁

2024 年 4 月 25 日

第一章 总则

第一条 为规范电力市场行为，依法保护市场成员的合法权益，保证电力市场的统一、开放、竞争、有序，按照《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》、《中共中央国务院关于加快建设全国统一大市场的意见》等有关精神，根据有关法律和《电力监管条例》等行政法规，制定本规则。

第二条 本规则适用于各类电力市场。

第三条 国家能源局及其派出机构（以下简称电力监管机构）、国务院有关部门根据职能对电力市场实施监督管理。

第二章 电力市场成员

第四条 本规则所称的电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等。其中，经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等）；电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

第五条 电力市场实行注册制度。电力交易机构根据国家有关规定建立市场注册制度，具体负责电力市场注册管理工作。经营主体进入或者退出电力市场应

当办理相应的注册手续。

第六条 电力市场运营机构按职责负责电力市场交易、电力调度和交易结果执行，以及配套的准入注册、计量结算、信息披露等，维护电力系统的安全稳定运行。

第七条 电网企业应当公平开放输电网、配电网，根据交易结果为经营主体提供安全、优质、经济的输配电服务，根据结算依据向经营主体结算相关费用。严格执行国家规定的输配电价，并接受相关电力监管机构的监督检查。

第八条 经营主体应当按照有关规定履行交易结果，根据交易结果使用输配电网。

第九条 电力市场应当按照国家有关规定组建电力市场管理委员会，作为独立于电力交易机构的自治性议事协调机制，对电力市场成员实施自律管理。

第三章 交易类型与方式

第十条 电力市场交易类型包括电能量交易、电力辅助服务交易、容量交易等。

第十一条 电能量交易按照交易周期分为电力中长期交易和电力现货交易。

电力中长期交易，是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、周、多日等不同时间维度的交易。

电力现货交易，是指通过现货交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。

第十二条 电力辅助服务交易是指由经营主体通过市场化方式提供调频、备用和调峰等有偿电力辅助服务。

第十三条 容量交易的标的是在未来一定时期内，由发电机组、储能等提供的能够可靠支撑最大负荷的出力能力。根据新型电力系统建设需要，逐步推动建立市场化的容量成本回收机制，探索通过容量补偿、容量市场等方式，引导经营主体合理投资，保障电力系统长期容量充裕。

第十四条 国家统筹推进全国统一电力市场体系建设，持续完善电力市场功

能，发挥市场机制作用。

第四章 电能量交易

第十五条 电能量交易由电力市场运营机构按照电力市场运行规则组织实施，也可以由电力交易双方协商。

第十六条 经营主体在履行市场注册程序后，参与电能量市场交易。

经营主体之间不得实行串通报价、哄抬价格以及扰乱市场秩序等行为。经营主体进行电能量交易，不得滥用市场支配地位操纵市场价格；有多个发电厂组成的发电企业进行电能量交易，不得集中报价。

第十七条 电能量交易应通过电力市场运营机构校核后执行。

第五章 电力辅助服务交易

第十八条 经营主体应当按照有关规定提供用以维护电压、频率稳定和电网故障恢复等方面的电力辅助服务。

第十九条 电力辅助服务分为基本电力辅助服务和有偿电力辅助服务。其中，基本电力辅助服务是经营主体应当无偿提供的电力辅助服务。有偿电力辅助服务是经营主体在基本电力辅助服务之外提供的其他电力辅助服务。具备条件的辅助服务采用市场竞争方式确定提供者。

第二十条 各地按照国家有关规定确定参与辅助服务市场的准入条件时，应当实行公平准入，不得指定特定主体或对特定主体作出歧视性规定。

第二十一条 国家能源局会同国家发展改革委负责制定电力辅助服务管理办法及基本交易规则，明确电力辅助服务的具体内容、技术标准、提供方式、考核方式。

第二十二条 承诺按照要求提供电力辅助服务的经营主体，在实际运行中，电力调度机构按照有关规定进行考核。

第六章 电能计量与结算

第二十三条 经营主体应当安装符合国家标准的电能计量装置，由电能计量检测机构检定后投入使用。

本规则所称电能计量检测机构，是指经政府计量行政部门认可、电能交易双方确认的电能计量检测机构。

第二十四条 电能计量检测机构对电能计量装置实行定期校核。经营主体可以申请校核电能计量装置，经校核，电能计量装置误差达不到规定精度的，由此发生的费用由该电能计量装置的产权方承担；电能计量装置误差达到规定精度的，由此发生的费用由申请方承担。

第二十五条 参与电能量交易的经营主体，应当明确各自电能计量点。电能计量点位于经营主体与电网企业的产权分界点，产权分界点不能安装电能计量装置的，由双方协商确定电能计量点。法定或者约定的计量点计量的电能作为电费结算的依据。经营主体以计量点为分界承担电能损耗和相关责任，国家另有规定的除外。

第二十六条 电网企业应当建立并维护电能计量数据库，并按照有关规定向经营主体公布相关的电能计量数据。

第二十七条 电力市场结算包括电能量交易结算、电力辅助服务交易结算、容量交易结算等。

第二十八条 电网企业和电力调度机构负责向电力交易机构提供相关数据，电力交易机构负责提供电力市场交易结算依据和服务，电网企业受经营主体委托提供相关结算服务。

第二十九条 电力市场成员应当按照政策要求和电力市场运行规则规定的电费结算方式和期限结算电费。

第七章 系统安全

第三十条 经营主体应当执行有关电网运行管理的规程、规定，服从统一调度，加强设备维护，按照并网协议配备必要的安全设施，提供电力辅助服务，维护电力系统的安全稳定运行。

第三十一条 电力调度机构应当严格执行电力调度规则，合理安排系统运行方式，及时预报或者通报影响电力系统安全运行的信息，防止电网事故，保障电网运行安全。负责电力市场交易的安全校核，并公布校核方法、参数。根据电力供需形势、设备运行状况、安全约束条件和系统运行状况，统筹安排电力设备检修计划。电力并网运行管理规定及实施细则由电力监管机构制定。

第三十二条 电力市场技术支持系统建设应当符合规定的性能指标要求，具备能量管理、交易管理、电能计量、结算系统、合同管理、报价处理、市场分析与预测、交易信息、监管系统等功能。

第三十三条 电力市场运营机构负责管理和维护电力市场技术支持系统，保障电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全。电力市场技术支持系统建设应当符合规定的性能指标要求，以电力市场运行规则为基础，统一规划、统一设计、统一管理、同步实施、分别维护，根据电力市场发展的需要及时更新。

第八章 市场风险防控和监管

第三十四条 国家发展改革委、国家能源局会同有关部门依职责开展市场监管，引导市场价格运行在合理区间。电力市场应建立健全电力市场风险防控机制，防范市场风险，保障电力系统安全和市场平稳运行，维护经营主体合法权益和社会公共利益。

第三十五条 电力监管机构根据维护电力市场正常运作和电力系统安全的需要，制定电力市场暂停、中止、恢复等干预规则，规定电力市场干预措施实施条件和相关处理方法。

第三十六条 电力市场运营机构按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，履行市场监控和风险防控责任，对市场依规开展监测，接受电力监管机构监管。市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

第三十七条 任何单位和个人不得非法干预电力市场正常运行，不得实施地方保护、市场分割、指定交易、区域壁垒等妨碍统一市场和公平竞争的政策。

第九章 信息披露

第三十八条 信息披露应当遵循“安全、及时、真实、准确、完整、易于使用”的原则。信息披露主体应严格按照要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第三十九条 经营主体、电网企业应当按照有关规定向电力市场运营机构提供信息。电力市场运营机构在确保信息安全基础上，定期向经营主体和社会公众按要求披露电力市场运行信息。

第四十条 电力监管机构制定电力市场信息披露规则并监督实施。

第十章 法律责任

第四十一条 电力市场运营机构违反本规则规定，有下列情形之一的，按照《电力监管条例》第三十三条的规定处理：

- （一）不按照本规则及配套规则规定组织交易的；
- （二）未经电力监管机构审定同意，擅自出台交易细则开展相关电力市场活动的；
- （三）擅自执行未按法定权限、程序制修订的规则；
- （四）其他违反本规则规定且造成社会不良影响的。

第四十二条 任何单位和个人扰乱电力市场运营机构的秩序且影响电力市场活动正常进行，或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的，按照有关规定处理；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第十一章 附则

第四十三条 国家能源局及其派出机构会同有关部门依据本规则组织制定相关配套规则和实施细则。

第四十四条 本规则由国家发展改革委、国家能源局解释。

第四十五条 本规则自2024年7月1日起施行，2005年10月13日发布的《电力市场运营基本规则》（原国家电力监管委员会令第10号）同时废止。

国家能源局印发《关于加强电力中长期交易监管的意见》的通知

（国能发监管〔2019〕70号）

各派出能源监管机构，国家电网有限公司、南方电网公司，中国华能、中国大唐、华电、国家能源集团、国家电投，中国三峡集团，国家开发投资公司，中核集团、中广核，华润（集团）有限公司，内蒙古电力（集团）公司，北京、广州电力交易中心，有关电力企业、电力交易中心：

为进一步加强电力中长期交易监管，规范市场交易行为，维护市场秩序，依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件要求和《电力监管条例》等法规规定，我局研究制定了《关于加强电力中长期交易监管的意见》。经局长办公会审议通过，现印发你们，请结合实际认真落实。

国家能源局

2019年9月4日

关于加强电力中长期交易监管的意见

为深入贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想 and 党的十九大精神，认真落实《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号，以下简称9号文）及相关配套文件和《电力监管条例》《电力中长期交易基本规则（暂行）》等要求，进一步加强电力中长期交易监管，规范电力中长期交易行为，维护电力市场秩序，制定本意见。

一、重要意义

9号文印发以来，竞争性环节电价、配售电业务、发用电计划有序放开，电力交易机构陆续组建，电力中长期交易稳步推进，电力辅助服务市场、电力现货市场试点陆续启动，电力市场化交易取得积极进展，市场监管积累了重要经验。但电力市场建设运行中，还存在市场交易机制不健全、交易规则执行不到位、交

易组织不规范、交易竞争不充分、信息披露不及时等问题。

9号文明确要加强市场监管，改进政府监管办法，创新监管措施和监管手段。《2019年政府工作报告》提出，用公正监管管出公平、管出效率、管出活力。市场主体和社会各界希望尽快出台加强市场监管相应的规章制度。本意见适用于电力中长期交易的监管，主要是电力市场交易规则执行和交易行为实施监管，进一步规范电力市场交易行为，维护公平竞争的市场秩序，加快推进电力市场化改革。

二、总体原则

坚持市场改革。按照党中央、国务院进一步深化电力体制改革总体部署，坚持社会主义市场经济改革方向，持续健全完善电力市场化交易机制，着力构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，发挥市场在资源配置中的决定性作用，确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，助推高质量发展。

坚持自主自律。进一步明确和规范电力市场主体、市场运营机构的义务、职责，依据市场交易规则和相关规章制度规范组织或参与市场交易行为，加强自律监督，加强运营监控和风险防控，规范市场干预行为，落实相应主体责任。

坚持科学监管。加强市场交易事中事后监管，加强信息披露和报送监管，加强市场信用监管，开展第三方机构业务稽核，更好发挥派出机构一线监管作用，加强与地方政府相关部门监管协作，促进市场公平竞争。

三、主要任务

（一）规范制定市场交易规则。国家能源局各派出机构要按照《国家发展改革委国家能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则（暂行）〉的通知》（发改能源〔2016〕2784号）要求，会同地方政府有关部门，组织电力交易机构及市场管理委员会等，在基本规则的框架下起草各地中长期交易规则，经市场管理委员会审议，北京、广州等区域性交易机构的中长期交易规则要报国家发展改革委、国家能源局审定后执行，各省（区、市）交易机构的中长期交易规则报国家能源局派出机构和所在地方政府有关部门审定后执行。中长期交易规则实施后，交易

机构无权变更交易规则。需要修订的，应提请市场管理委员会审议后，报原审定机构和部门批准。

（二）规范组织市场交易。电力交易机构、电力调度机构按照职责分工，建设维护技术支持系统，按照有关规定做好信息披露工作，并将相关信息报送国家能源局及其派出机构。电力交易机构负责电力交易平台的建设、运营和管理，负责市场组织，主要负责建立和执行注册管理制度，为市场主体提供注册、结算依据和相关服务，编制交易计划，管理电力交易合同，公布交易执行结果。电力调度机构负责向电力交易机构提供安全约束条件和基础数据，履行电力交易安全校核责任，合理安排电网运行方式，严格按照交易规则开展交易出清和执行，并将出清和执行结果提供电力交易机构。

（三）规范参与交易行为。参加市场交易的发电企业、售电企业、电力用户、电网企业（作为购电方）等市场主体要严格遵守市场注册管理制度，按照市场交易规则等有关规定进入和退出电力市场、向电力交易机构提交市场交易合同、参与市场交易，严禁不正当竞争、串通报价等违规交易行为。

（四）做好市场交易服务。电网企业要为参与市场交易的市场主体提供公平的输配电和电网接入服务，按照市场结算规则提供计量、抄表等服务，按照有关规定收取输配电费、代收代付电费。

（五）促进售电企业公平参与市场交易。电网企业、发电企业的售电企业（含全资、控股或参股）应当具有独立法人资格、独立运营。电网企业应当从人员、财务、办公地点、信息等方面确保参与市场交易的售电业务与其他业务独立运营并制定相关工作规范。电力交易机构未完成股份制改造的、电网企业内设机构承担电力交易职能的，其电网企业的售电企业暂不参与市场交易。拥有配电网运营权的售电企业，其配电业务与参与市场交易的售电业务应当实现财务分离。

（六）加强市场成员行为自律监督。电力市场成员包括电力交易机构、电力调度机构等市场运营机构，参与市场交易的发电企业、售电企业、电力用户、电网企业（作为购电方）等市场主体，以及提供市场交易相关服务的电网企业等。国家能源局及其派出机构依法依规制定电力市场交易规则和市场监管制度，指导

市场管理委员会建立市场自律监督工作机制。市场管理委员会对参与市场交易的市场成员实施市场内部自律管理，共同维护良好的市场秩序。电力市场成员应当自觉遵守市场交易规则、相关法律法规，加强行为自律，接受国家能源局及其派出机构监管。

（七）加强运营监控和风险防控。电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责。根据国家能源局及其派出机构的监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向国家能源局及其派出机构提交市场监控分析报告。市场监控分析报告内容包括但不限于：市场报价和运行情况；市场成员执行市场交易规则情况；市场主体在市场中份额占比等市场结构化指标情况；网络阻塞情况；非正常报价等市场异常事件；市场风险防控措施和风险评估情况；市场交易规则修订建议等。

（八）规范市场干预行为。出现《电力市场监管办法》（国家电力监管委员会令第 11 号）第二十四条有关情形的，电力交易机构、电力调度机构按照规定程序进行市场干预，干预情况应当及时向电力市场成员公布，并向国家能源局及其派出机构报告。

（九）加强市场交易中事后监管。国家能源局及其派出机构依据有关法规规章规定，对电力市场成员按照市场交易规则组织和参与市场交易相关行为进行监管，对电力调度机构和电网企业执行交易结果的行为进行监管。出现《电力市场监管办法》（国家电力监管委员会令第 11 号）第二十五条有关情形的，国家能源局及其派出机构可以做出中止市场交易的决定，并向电力市场成员公布原因。对市场主体违反有关规定的，或者单一市场主体所占电力市场份额超过一定比例影响市场有效竞争的，国家能源局及其派出机构可以采取中止其参与部分或全部市场交易品种等措施。

（十）加强信息披露和报送监管。国家能源局及其派出机构制定电力市场信息披露和报送管理相关规定，要求电力市场成员按照规定披露相关信息，提供与

监管事项相关的信息资料。电力市场成员要按照有关规定，遵循真实、及时、透明的原则，披露和报送相关信息。

（十一）加强市场信用监管。积极探索创新监管方式，研究推进“双随机、一公开”监管、信用监管和“互联网+监管”。对电力市场成员拒不履约、恶意欠费、滥用市场力、开放歧视、未按照规定披露信息等失信行为，国家能源局及其派出机构可以在电力市场成员内部进行通报，并通过有关信息平台、网站向社会公布。对于严重失信的市场主体，依法依规列入“黑名单”管理，实施信用约束、联合惩戒；对于严重失信并造成严重后果的，可以限制有关市场主体参与交易或强制其退出市场。

（十二）建立政府监管与外部专业化监督密切配合的监管体系。国家能源局及其派出机构应建立健全交易机构专业化监管制度，推动成立独立的电力交易机构专家委员会，积极发展第三方专业机构，形成政府监管与外部专业化监督密切配合的有效监管体系。国家能源局及其派出机构应组织第三方专业机构对电力交易机构提交审定的中长期交易实施细则开展评估，并根据评估意见出具审核意见。国家能源局及其派出机构可以根据实际需要，聘请第三方专业机构对市场交易开展情况进行业务稽核。有关电力交易机构、电力调度机构、市场主体要为第三方专业机构开展业务稽核工作提供必要保障，第三方专业机构应当承担保密责任。

四、有关要求

（一）充分发挥派出机构一线监管作用。国家能源局派出机构要充分发挥“派驻”作用，根据本意见并结合辖区实际制定电力市场监管实施细则，依法依规履行电力市场监管职责，对辖区内组织和参与电力市场交易的市场成员开展属地化监管。

（二）做好与电力现货市场建设等工作的有效衔接。开展电力现货市场试点建设地区，国家能源局派出机构在制定电力市场监管实施细则时，结合实际增加现货市场监管相应条款或出台相应的电力现货市场监管办法。

（三）加强工作协同形成监管合力。国家能源局派出机构应当会同地方政府

能源主管部门等建立完善市场监管工作协同机制，加强工作沟通协调，形成监管合力。本意见未明确的其他监管事项，国家能源局派出机构、地方政府相关部门依法依规履行相应监管职责或协同开展监管。

国家发展改革委、国家能源局关于印发《电力中长期交易基本规则》的通知（2020 修订）

（发改能源规〔2020〕889 号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出机构，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、国家能源投资有限公司、国家电力投资集团公司，中国长江三峡集团有限公司，国家开发投资集团有限公司，中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司，华润（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：

为贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号）及相关配套文件要求，深化电力市场建设，进一步指导和规范各地电力中长期交易行为，适应现阶段电力中长期交易组织、实施、结算等方面的需要，我们对《电力中长期交易基本规则（暂行）》（发改能源〔2016〕2784 号）进行了修订，现将修订后《电力中长期交易基本规则》（以下简称《基本规则》）印发给你们，请遵照执行。

国家能源局各派出机构要会同地方政府电力管理等部门根据《基本规则》制修订各地交易规则，报国家发展改革委、国家能源局备案。

国家发展改革委

国家能源局

2020 年 6 月 10 日

电力中长期交易基本规则

第一章 总 则

第一条 为规范电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，推进

统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，根据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件和有关法律、法规规定，制定本规则。

第二条 未开展电力现货交易的地区，电力中长期交易执行本规则。开展电力现货交易的地区，可结合实际，制定与现货交易相衔接的电力中长期交易规则。

第三条 本规则所称电力中长期交易指发电企业、电力用户、售电公司等市场主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周、多日等电力批发交易。

执行政府定价的优先发电电量和分配给燃煤（气）机组的基数电量（二者统称为计划电量）视为厂网间双边交易电量，签订厂网间购售电合同，相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴，其执行和结算均须遵守本规则。

电力辅助服务市场（补偿）机制相关规则另行制定。

第四条 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的合法权益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条 国家发展改革委和国家能源局会同有关部门加强对各地发用电计划放开实施方案制定和具体工作推进的指导和监督；适时组织评估有序放开发用电计划工作，总结经验、分析问题、完善政策。

国家能源局依法组织制定电力市场规划、市场规则、市场监管办法，区域派出机构会同地方政府对区域电力市场和区域电力交易机构实施监管。

国家能源局派出机构和地方政府电力管理部门根据职能依法履行省（区、市）电力中长期交易监管职责。

第二章 市场成员

第六条 市场成员包括各类发电企业、电网企业、配售电企业、电力交易机构、电力调度机构、电力用户、储能企业等。

第一节 权利与义务

第七条 发电企业的权利和义务：

- （一）按照规则参与电力交易，签订和履行各类交易合同，按时完成电费结算；
- （二）获得公平的输电服务和电网接入服务；
- （三）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度；
- （四）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；
- （五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；
- （六）法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 电力用户的权利和义务：

- （一）按照规则参与电力市场化交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同，提供市场化交易所必须的电力电量需求、典型负荷曲线以及相关生产信息；
- （二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按时支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等；
- （三）依法依规披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；
- （四）服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按照电力调度机构要求安排用电；
- （五）遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错避峰；
- （六）依法依规履行清洁能源消纳责任；
- （七）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；
- （八）法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 售电公司的权利和义务：

- （一）按照规则参与电力市场化交易，签订和履行市场化交易合同，按时完成电费结算；
- （二）依法依规披露和提供信息，在政府指定网站上公示公司资产、经营状

况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报；

（三）按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供签约零售用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线以及其他生产信息，获得市场化交易、输配电服务和签约市场主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务；

（四）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）拥有配电网运营权的售电公司承担配电区域内电费收取和结算业务；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电网企业的权利和义务：

（一）保障电网以及输配电设施的安全稳定运行；

（二）为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收费等各类供电服务；

（三）建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统，服从电力调度机构的统一调度；

（四）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，向电力交易机构提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互；

（五）收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等按时完成电费结算；

（六）按照政府定价或者政府相关规定向优先购电用户以及其他不参与市场化交易的电力用户（以下统称“非市场用户”）提供供电服务，签订供用电合同；

（七）预测非市场用户的电力、电量需求等；

（八）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电力交易机构的权利和义务：

（一）参与拟定相应电力交易规则；

（二）提供各类市场主体的注册服务；

- (三) 按照规则组织电力市场交易，并负责交易合同的汇总管理；
- (四) 提供电力交易结算依据以及相关服务，按照规定收取交易服务费；
- (五) 建设、运营和维护电力市场化交易技术支持系统（以下简称“电力交易平台”）；
- (六) 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，提供信息发布平台，为市场主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑市场化交易以及服务需求的数据等；
- (七) 配合国家能源局及其派出机构和政府电力管理部门对市场规则进行分析评估，提出修改建议；
- (八) 监测和分析市场运行情况，依法依规干预市场，预防市场风险，并于事后向监管机构和政府相关部门及时报告；
- (九) 对市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查；
- (十) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 电力调度机构的权利和义务：

- (一) 负责安全校核；
- (二) 按照调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，保障电网安全稳定运行；
- (三) 向电力交易机构提供安全约束边界和必开机组组合、必开机组发电量需求、影响限额的停电检修、关键通道可用输电容量等数据，配合电力交易机构履行市场运营职能；
- (四) 合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行（因电力调度机构自身原因造成实际执行与交易结果偏差时，由电力调度机构所在电网企业承担相应的经济责任），保障电力市场正常运行；
- (五) 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 准入与退出

第十三条 市场主体应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的市场主体经法人单位授权，可参与相应电力交易。

第十四条 市场准入基本条件：

（一）发电企业

1. 依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得或者豁免电力业务许可证（发电类）；

2. 并网自备电厂公平承担发电企业社会责任、承担国家依法依规设立的政府性基金及附加以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴，取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为市场主体参与市场化交易；

3. 分布式发电企业符合分布式发电市场化交易试点规则要求。

（二）电力用户

1. 符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，与电网企业签订正式供用电协议（合同）；

2. 经营性电力用户的发用电计划原则上全部放开。不符合国家产业政策的电力用户暂不参与市场化交易，产品和工艺属于淘汰类和限制类的电力用户严格执行现有差别电价政策；

3. 拥有燃煤自备电厂的用户应当按照国家规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴；

4. 具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足市场计量和结算的要求。

（三）售电公司准入条件按照国家对售电公司准入与退出有关规定执行。拥有配电网运营权的售电公司应当取得电力业务许可证（供电类）。

第十五条 参加批发交易的市场主体以及参加零售交易的电力用户均实行市场注册。其中，参加零售交易的电力用户的注册手续和程序可以适当简化。

第十六条 参加市场化交易（含批发、零售交易）的电力用户全部电量需通过批发或者零售交易购买，且不得同时参加批发交易和零售交易。所有参加市场化交易的电力用户均不再执行目录电价。参加市场化交易的电力用户，允许在合同期满的下一个年度，按照准入条件选择参加批发或者零售交易。

第十七条 已经选择市场化交易的发电企业和电力用户，原则上不得自行退出市场。有下列情形之一的，可办理正常退市手续：

- 1.市场主体宣告破产，不再发电或者用电；
- 2.因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有市场主体非自身原因无法继续参加市场的情况；
- 3.因电网网架调整，导致发电企业、电力用户的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件。

上述市场主体，在办理正常退市手续后，执行国家有关发用电政策。售电公司退出条件按照国家有关售电公司准入与退出管理规定执行。

第十八条 对于滥用市场操纵力、不良交易行为等违反电力市场秩序的行为，可进行市场内部曝光；对于严重违反交易规则的行为，可依据《电力监管条例》等有关规定处理。

第十九条 退出市场的市场主体需妥善处理其全部合同义务。无正当理由退市的市场主体，原则上原法人及其法人代表三年内均不得再选择市场化交易。

第二十条 无正当理由退市的电力用户，由为其提供输配电服务的电网企业承担保底供电责任。电网企业与电力用户交易的保底价格在电力用户缴纳输配电价的基础上，按照政府核定的目录电价的1.2-2倍执行。保底价格具体水平由各省（区、市）价格主管部门按照国家确定的上述原则确定。

第二十一条 完成市场注册且已开展交易的电力用户，合同期满后未签订新的交易合同但发生实际用电时，不再按照政府目录电价结算。其中，参加批发交易的用户按照各地规则进行偏差结算，参加零售交易的用户按照保底价格进行结算。

完成市场注册但未开展交易的电力用户，可探索公开招标确定售电公司提供

零售服务等市场价格形成机制，也可执行政府目录电价。

第三章 市场注册、变更与注销

第二十二条 市场注册业务包括注册、信息变更、市场注销以及零售用户与售电公司业务关系确定等。

第二十三条 市场主体参与电力市场化交易，应当符合准入条件，在电力交易机构办理市场注册，按照有关规定履行承诺、公示、注册、备案等相关手续。市场主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性。

第二十四条 企事业单位、机关团体等办理注册手续时应当关联用电户号等实际用电信息，并提供必要的单位名称、法人代表、联系方式等。参与批发交易的市场主体，应当办理数字安全证书或者采取同等安全等级的身份认证手段。

第二十五条 办理售电增项业务的发电企业，应当分别以发电企业和售电公司的市场主体类别进行注册。

第二十六条 当国家政策调整或者交易规则发生重大变化时，电力交易机构可组织已注册市场主体重新办理注册手续。

第二十七条 市场主体注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请。市场主体类别、法人、业务范围、公司主要股东等有重大变化的，市场主体应当再次予以承诺、公示。公示期满无异议的，电力交易机构向社会发布。

第二十八条 电力用户或者售电公司关联的用户发生并户、销户、过户、改名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，市场主体应当在电网企业办理变更的同时，在电力交易机构办理注册信息变更手续。业务手续办理期间，电网企业需向电力交易机构提供分段计量数据。电力交易机构完成注册信息变更后，对其进行交易结算，提供结算依据。

第二十九条 退出市场的市场主体，应当及时向电力交易机构提出注销申请，按照要求进行公示，履行或者处理完成交易合同有关事项后予以注销。

第三十条 发电企业、电力用户、配售电企业根据交易需求和调度管理关系在相应的电力交易机构办理注册手续；售电公司自主选择一家电力交易机构办理

注册手续。各电力交易机构共享注册信息，无须重复注册，按照相应省区的准入条件和市场规则参与交易。电力交易机构根据市场主体注册情况向国家能源局及其派出机构、省级政府有关部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过政府指定网站和电力交易机构网站向社会公布。

第四章 交易品种和交易方式

第三十一条 电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，灵活开展发电权交易、合同转让交易，根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

第三十二条 根据交易标的物执行周期不同，中长期电能量交易包括年度（多年）电量交易（以某个或者多个年度的电量作为交易标的物，并分解到月）、月度电量交易（以某个月度的电量作为交易标的物）、月内（多日）电量交易（以月内剩余天数的电量或者特定天数的电量作为交易标的物）等针对不同交割周期的电量交易。

第三十三条 电能量交易包括集中交易和双边协商交易两种方式。其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易三种形式。

集中竞价交易指设置交易报价提交截止时间，电力交易平台汇总市场主体提交的交易申报信息，按照市场规则进行统一的市场出清，发布市场出清结果。

滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内，市场主体可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。

挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。

第三十四条 以双边协商和滚动撮合形式开展的电力中长期交易鼓励连续开市，以集中竞价交易形式开展的电力中长期交易应当实现定期开市。双边合同在双边交易申报截止时间前均可提交或者修改。

第三十五条 同一市场主体可根据自身电力生产或者消费需要，购入或者售出电能量。

为降低市场操纵风险，发电企业在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余

最大发电能力，购电量不得超过其售出电能量的净值（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量）。电力用户和售电公司在单笔电力交易中的售电量不得超过其购入电能量的净值（指多次购入、售出相互抵消后的净购电量）。

除电网安全约束外，不得限制发电企业在自身发电能力范围内的交易电量申报；发电权交易、合同转让交易应当遵循购售双方的意愿，不得人为设置条件，原则上鼓励清洁、高效机组替代低效机组发电。

第三十六条 在优先安排优先发电合同输电容量的前提下，鼓励发电企业、电力用户、售电公司利用剩余输电容量直接进行跨区跨省交易。跨区跨省交易可以在区域交易平台开展，也可以在相关省交易平台开展；点对网专线输电的发电机组（含网对网专线输电但明确配套发电机组的情况）视同为受电地区发电机组，纳入受电地区电力电量平衡，根据受电地区发电计划放开情况参与受电地区电力市场化。

第三十七条 对于未来电力供应存在短缺风险的地区，可探索建立容量市场，保障长期电力供应安全。对于燃煤机组利用小时严重偏低的省份，可建立容量补偿机制。

第五章 价格机制

第三十八条 除计划电量执行政府确定的价格外，电力中长期交易的成交价格应当由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

电能量市场化交易（含省内和跨区跨省）价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第三十九条 因电网安全约束必须开启的机组，约束上电量超出其合同电量（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同）的部分，由各地根据实际情况在交易细则中明确，鼓励采用市场化机制确定价格。加强对必开机组组合和约束上电量的监管，保障公开、公平、公正。新投产发电机组的调试电量按照调试电价政策进行结算。

第四十条 市场用户的用电价格由电能量交易价格、输配电价格、辅助服务

费用、政府性基金及附加等构成，促进市场用户公平承担系统责任。输配电价格、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。

第四十一条 双边交易价格按照双方合同约定执行。集中交易价格机制具体由各地区市场规则确定。其中，集中竞价交易可采用边际出清或者高低匹配等价格形成机制；滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制。

第四十二条 跨区跨省交易受电地区落地价格由电能量交易价格（送电侧）、输电价格、辅助服务费用、输电损耗构成。输电损耗在输电价格中已明确包含的，不再单独收取；未明确的，暂按该输电通道前三年输电损耗的平均值计算，报国家能源局备案后执行。输电损耗原则上由买方承担，也可由市场主体协商确定承担方式。

第四十三条 执行峰谷电价的用户，在参加市场化交易后应当继续执行峰谷电价。各地应当进一步完善峰谷分时交易机制和调峰补偿机制，引导发电企业、电网企业和电力用户等主动参与调峰。

第四十四条 除国家有明确规定的情况外，双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价交易中，为避免市场操纵以及恶性竞争，可对报价或者出清价格设置上、下限。价格上、下限原则上由相应电力市场管理委员会提出，经国家能源局派出机构和政府有关部门审定，应当避免政府不当干预。

第六章 交易组织

第一节 总体原则

第四十五条 政府部门应当在每年 11 月底前确定并下达次年跨区跨省优先发电计划、省内优先发电计划和基数电量。各地按照年度（多年）、月度、月内（多日）的顺序开展电力交易。

第四十六条 市场主体通过年度（多年）交易、月度交易和月内（多日）等交易满足发用电需求，促进供需平衡。

第四十七条 对于定期开市和连续开市的交易，交易公告应当提前至少 1 个

工作日发布；对于不定期开市的交易，应当提前至少5个工作日发布。交易公告发布内容应当包括：

- （一）交易标的（含电力、电量和交易周期）、申报起止时间；
- （二）交易出清方式；
- （三）价格形成机制；
- （四）关键输电通道可用输电容量情况。

第四十八条 交易的限定条件必须事前在交易公告中明确，原则上在申报组织以及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要的应当公开说明原因。

第四十九条 电力交易机构基于电力调度机构提供的安全约束条件开展电力交易出清。

第五十条 对于签订市场化交易合同的机组，分配基数电量时原则上不再进行容量剔除。

第五十一条 各电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易，指导参与电力交易的承担消纳责任的市场主体优先完成可再生能源电力消纳相应的电力交易，在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的市场主体给予提醒。各承担消纳责任的市场主体参与电力市场交易时，应当向电力交易机构作出履行可再生能源电力消纳责任的承诺。

第二节 年度（多年）交易

第五十二条 年度（多年）交易的标的物为次年（多年）的电量（或者年度分时电量）。年度（多年）交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第五十三条 市场主体经过双边协商形成的年度（多年）意向协议，需要在年度双边交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道年度可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

第五十四条 采用集中交易方式开展年度（多年）交易时，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易

机构根据电力调度机构提供的关键通道年度可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第五十五条 年度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在 5 个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由相关电力交易机构根据市场规则协同进行交易削减和调整。

第五十六条 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在 1 个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第三节 月度交易

第五十七条 月度交易的标的物为次月电量（或者月度分时电量），条件具备的地区可组织开展针对年度内剩余月份的月度电量（或者月度分时电量）交易。月度交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第五十八条 市场主体经过双边协商形成的意向协议，需要在月度双边交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月度可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

第五十九条 采用集中交易方式开展月度交易时，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月度可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第六十条 月度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交给电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在 2 个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由相关电力交易机构根据市场规则协同进行交易削减和调整。

第六十一条 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在 1 个工作日内给予解

释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第六十二条 电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对年度交易分月结果和月度交易结果进行汇总，于每月月底前发布汇总后的交易结果。

第四节 月内（多日）交易

第六十三条 月内（多日）交易的标的物为月内剩余天数或者特定天数的电量（或者分时电量）。月内交易主要以集中交易方式开展。根据交易标的物不同，月内交易可定期开市或者连续开市。

第六十四条 月内集中交易中，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月内可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第六十五条 电力交易机构将月内集中交易的预成交结果提交给电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应当在 1 个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在 1 个工作日内给予解释。

第六十六条 月内集中交易结束后，电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对分月交易计划进行调整、更新和发布。

第五节 偏差电量处理机制

第六十七条 允许发用双方在协商一致的前提下，可在合同执行一周前进行动态调整。鼓励市场主体通过月内（多日）交易实现月度发用电计划调整，减少合同执行偏差。

第六十八条 系统月度实际用电需求与月度发电计划存在偏差时，可通过发电侧上下调预挂牌机制进行处理，也可根据各地实际采用偏差电量次月挂牌、合同电量滚动调整等偏差处理机制。

第六十九条 发电侧上下调预挂牌机制采用“报价不报量”方式，具有调节能

力的机组均应当参与上下调报价。发电侧上下调预挂牌机制可采用如下组织方式：

（一）月度交易结束后，发电机组申报上调报价（单位增发电量的售电价格）和下调报价（单位减发电量的购电价格）。允许发电机组在规定的月内截止日期前，修改其上调和下调报价。

（二）电力交易机构按照上调报价由低到高排序形成上调机组调用排序列表，按照下调报价由高到低排序形成下调机组调用排序列表。价格相同时按照发电侧节能低碳电力调度的优先级进行排序。

（三）月度最后七个自然日，根据电力电量平衡预测，各类合同电量的分解执行无法满足省内供需平衡时，电力调度机构参考上下调机组排序，在满足电网安全约束的前提下，预先安排机组提供上调或者下调电量、调整相应机组后续发电计划，实现供需平衡。机组提供的上调或者下调电量根据电力调度机构的实际调用量进行结算。

第七十条 偏差电量次月挂牌机制可采用如下组织方式：

（一）电力调度机构在保证电网安全运行的前提下，根据全网机组运行负荷率确定预挂牌机组负荷率上限和下限，并在月初公布。各机组上调、下调电量的限额按照负荷率上下限对应发电量与机组当月计划发电量的差额确定。

（二）在满足电网安全约束的前提下，将上月全网实际完成电量与全网计划发电量的差额，按照各机组上月申报的预挂牌价格（上调申报增发价格、下调申报补偿价格）排序确定机组上调、下调电量，作为月度调整电量累加至机组本月计划发电量。其中，下调电量按照机组月度集中交易电量、月度双边交易电量、年度分月双边交易电量、计划电量的顺序扣减相应合同电量。

（三）月度发电计划执行完毕后，发电侧首先结算机组上调电量或者下调电量，其余电量按照各类合同电量结算顺序以及对应电价结算；用户侧按照当月实际用电量和合同电量加权价结算电费，实际用电量与合同电量的偏差予以考核。

第七十一条 合同电量滚动调整机制可采用发电侧合同电量按月滚动调整，用户侧合同电量月结月清或者按月滚动调整。

第七章 安全校核

第七十二条 各类交易应当通过电力调度机构安全校核。涉及跨区跨省的交易，须提交相关电力调度机构共同进行安全校核，各级电力调度机构均有为各电力交易机构提供电力交易（涉及本电力调度机构调度范围的）安全校核服务的责任。安全校核的主要内容包括：通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制等内容。

第七十三条 电力调度机构应当及时向电力交易机构提供或者更新各断面（设备）、各路径可用输电容量，以及交易在不同断面、路径上的分布系数，并通过交易平台发布必开机组组合和发电量需求、影响断面（设备）限额变化的停电检修等。电力交易机构以各断面、各路径可用输电容量等为约束，对集中交易进行出清，并与同期组织的双边交易一并提交电力调度机构进行安全校核。

第七十四条 为保障系统整体的备用和调峰调频能力，在各类市场化交易开始前，电力调度机构可以根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，折算得出各机组的电量上限，对参与市场化交易的机组发电利用小时数提出限制建议，并及时提供关键通道可用输电容量、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由电力交易机构予以公布。

其中，对于年度交易，应当在年度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划，按照不低于关键通道可用输电容量的 80% 下达交易限额。

对于月度交易，应当在月度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划和发电设备利用率，按照不低于关键通道可用输电容量的 90% 下达交易限额；发电设备利用率应当结合调峰调频需求制定，并向市场主体公开设备利用率。

对于月度内的交易，参考月度交易的限额制定方法，按照不低于关键通道可用输电容量的 95% 下达交易限额。

第七十五条 安全校核未通过时，由电力交易机构进行交易削减。对于双边交易，可按照时间优先、等比例等原则进行削减；对于集中交易，可按照价格优先原则进行削减，价格相同时按照发电侧节能低碳电力调度的优先级进行削减。执行过程中，电力调度机构因电网安全和清洁能源消纳原因调整中长期交易计划

后，应当详细记录原因并向市场主体说明。

第七十六条 安全校核应当在规定的期限内完成。安全校核未通过时，电力调度机构需出具书面解释，由电力交易机构予以公布。

第八章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第七十七条 各市场成员应当根据交易结果或者政府下达的计划电量，参照合同示范文本签订订购售电合同，并在规定时间内提交至电力交易机构。购售电合同中应当明确购电方、售电方、输电方、电量（电力）、电价、执行周期、结算方式、偏差电量计量、违约责任、资金往来信息等内容。

第七十八条 购售电合同原则上应当采用电子合同签订，电力交易平台应当满足国家电子合同有关规定的技术要求，市场成员应当依法使用可靠的电子签名，电子合同与纸质合同具备同等效力。

第七十九条 在电力交易平台提交、确认的双边协商交易以及参与集中交易产生的结果，各相关市场成员可将电力交易机构出具的电子交易确认单（视同为电子合同）作为执行依据。

第二节 优先发电合同

第八十条 跨区跨省的政府间协议原则上在上一年度的 11 月底前预测和下达总体电力电量规模和分月计划，由购售双方签订相应的购售电合同。合同需约定年度电量规模以及分月计划、送受电曲线或者确定曲线的原则、交易价格等，纳入送、受电省优先发电计划，并优先安排输电通道。年度电量规模以及分月计划可根据实际执行情况，由购售双方协商调整。

第八十一条 对于省内优先发电计划，各地区结合电网安全、供需形势、电源结构等因素，科学安排本地优先发电电量，不得将上述电量安排在指定时段内集中执行，也不得将上述电量作为调节市场自由竞争的手段。

第八十二条 各地区确定的省内优先发电电量，原则上在每年年度双边交易开始前，对执行政府定价的电量签订厂网间年度购售电合同，约定年度电量规模以及分月计划、交易价格等。年度交易开始前仍未确定优先发电的，可参考历史情况测算，预留优先发电空间，确保市场交易正常开展。

第八十三条 各地区根据非市场用户年度用电预测情况，扣除各环节优先发电电量后，作为年度基数电量在燃煤（气）等发电企业中进行分配。

第八十四条 优先发电电量和基数电量的分月计划可由合同签订主体在月度执行前进行调整和确认，其执行偏差可通过预挂牌上下调机制（或者其他偏差处理机制）处理。

第八十五条 采用“保量保价”和“保量竞价”相结合的方式，推动优先发电参与市场，不断提高跨区跨省优先发电中“保量竞价”的比例，应放尽放，实现优先发电与优先购电规模相匹配。

第三节 合同执行

第八十六条 各省电力交易机构汇总省内市场成员参与的各类交易合同（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同），形成省内发电企业的月度发电计划，并依据月内（多日）交易，进行更新和调整。电力调度机构应当根据经安全校核后的月度（含调整后的）发电计划以及清洁能源消纳需求，合理安排电网运行方式和机组开机方式。相关电力交易机构汇总跨区跨省交易合同，形成跨区跨省发电企业的月度发电计划，并依据月内（多日）交易，进行更新和调整。

第八十七条 年度合同的执行周期内，次月交易开始前，在购售双方一致同意且不影响其他市场主体交易合同执行的基础上，允许通过电力交易平台调整后续各月的合同分月计划（合同总量不变），调整后的分月计划需通过电力调度机构安全校核。

第八十八条 电力交易机构定期跟踪和公布月度（含多日交易调整后的）发电计划完成进度情况。市场主体对发电计划完成进度提出异议时，电力调度机构负责出具说明，电力交易机构负责公布相关信息。

第八十九条 全部合同约定交易曲线的，按照合同约定曲线形成次日发电计划；部分合同约定交易曲线的，由电力调度机构根据系统运行需要，安排无交易曲线部分的发电曲线，与约定交易曲线的市场化交易合同共同形成次日发电计划。

第九十条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，事后向国家能源局派出机构、地方政府电力管理部门报告事件经过，并向市场主体进行相关信息披露。

第九章 计量和结算

第一节 计量

第九十一条 电网企业应当根据市场运行需要为市场主体安装符合技术规范的计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。电网企业应当在跨区跨省输电线路两端安装符合技术规范的计量装置，跨区跨省交易均应当明确其结算对应计量点。

第九十二条 计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

第九十三条 发电企业、跨区跨省交易送受端计量点应当安装相同型号、相同规格、相同精度的主、副电能表各一套，主、副表应当有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。

第九十四条 多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的实际发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照额定容量比例计算各自上网电量。处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

第九十五条 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并将计量数据提交电力交易机构。对计量数据存

在疑义时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关市场成员协商解决。

第二节 结 算

第九十六条 电力交易机构负责向市场成员出具结算依据，市场成员根据相关规则进行电费结算。其中，跨区跨省交易由组织该交易的电力交易机构会同送受端电力交易机构向市场成员出具结算依据。

第九十七条 电网企业（含地方电网企业和配售电企业）之间结算的输配电费用，按照政府价格主管部门核定的输配电价和实际物理计量电量结算。

第九十八条 发电企业上网电量电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险；售电公司按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。市场主体可自行约定结算方式，未与电网企业签订委托代理结算业务的，电网企业不承担欠费风险。

第九十九条 电力用户的基本电价、政府性基金及附加、峰谷分时电价、功率因数调整等按照电压等级和类别按实收取，上述费用均由电网企业根据国家以及省有关规定进行结算。

第一百条 电力交易机构向各市场成员提供的结算依据包括以下内容：

- （一）实际结算电量；
- （二）各类交易合同（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同）电量、电价和电费；
- （三）上下调电量、电价和电费，偏差电量、电价和电费，分摊的结算资金差额或者盈余等信息（采用发电侧预挂牌上下调偏差处理机制的地区）；
- （四）新机组调试电量、电价、电费；
- （五）接受售电公司委托出具的零售交易结算依据。

第一百零一条 市场主体因偏差电量引起的电费资金，暂由电网企业收取和支付，并应当在电费结算依据中单项列示。

第一百零二条 市场主体的合同电量和偏差电量分开结算。以年度交易和月

度交易为主的地区，按月清算、结账；开展多日交易的地区，按照多日交易规则清算，按月结账。

第一百零三条 采用发电侧预挂牌上下调偏差处理机制的地区，偏差电量电费结算可采用如下方法：

（一）批发交易用户（包括电力用户、售电公司）偏差电量分为超用电量和少用电量，超用电量支付购电费用，少用电量获得售电收入。

批发交易用户偏差电量=用户实际网供电量-（各类交易合同购入电量-各类交易合同售出电量）

超用电量的结算价格=发电侧上调服务电量的加权平均价 $\times U1$ 。 $U1$ 为用户侧超用电量惩罚系数， $U1 \geq 1$ 。当月系统未调用上调服务时，以月度集中竞价交易最高成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算超用电量。

少用电量的结算价格=发电侧下调服务电量的加权平均价 $\times U2$ 。 $U2$ 为用户侧少用电量惩罚系数， $U2 \leq 1$ 。当月系统未调用下调服务时，以月度集中竞价交易最低成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算少用电量。

根据超用电量或者少用电量的区间范围，可设置分段的惩罚系数。

当售电公司所有签约用户月度实际总用量偏离售电公司月度交易计划时，售电公司承担偏差电量电费。

（二）发电企业偏差电量指发电企业因自身原因引起的超发或者少发电量，超发电量获得售电费用，少发电量支付购电费用。

超发电量结算价格=发电侧下调服务电量的加权平均价 $\times K1$ 。 $K1$ 为发电侧超发电量惩罚系数， $K1 \leq 1$ 。当月系统未调用下调服务时，以月度集中竞价交易最低成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算超发电量。

少发电量结算价格=发电侧上调服务电量的加权平均价 $\times K2$ 。 $K2$ 为发电侧少发电量惩罚系数， $K2 \geq 1$ 。当月系统未调用上调服务时，以月度集中竞价交易最高成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算少发电量。

根据超发电量或者少发电量的区间范围，可设置分段的惩罚系数。

第一百零四条 电力用户拥有储能，或者电力用户参加特定时段的需求侧响

应，由此产生的偏差电量，由电力用户自行承担。

第一百零五条 拥有配电网运营权的售电公司，与省级电网企业进行电费结算，并按照政府价格主管部门的相关规定，向省级电网企业支付输电费用。

第一百零六条 电力调度机构应当对结算周期内发电企业的偏差电量进行记录，包括偏差原因、起止时间、偏差电量等。在发电企业实际上网电量基础上，扣除各类合同电量、偏差电量后，视为发电企业的上下调电量。发电企业的上下调电量，按照其申报价格结算。

第一百零七条 风电、光伏发电企业的电费结算：

（一）未核定最低保障收购年利用小时数的地区，按照当月实际上网电量以及政府批复的价格水平或者价格机制进行结算。

（二）核定最低保障收购年利用小时数的地区，最低保障收购年利用小时数内的电量按照政府批复的价格水平或者价格机制进行结算。超出最低保障收购年利用小时数的部分应当通过市场交易方式消纳和结算。

第一百零八条 风电、光伏发电量参与市场交易，结算涉及中央财政补贴时，按照《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号）等补贴管理规定执行。

第一百零九条 非市场用户月度实际用电量与电网企业月度购电量（含年分月电量，扣除系统网损电量）存在偏差时，由为非市场用户供电的电网企业代为结算偏差电量费用，由此造成的电网企业购电成本损益单独记账，按照当月上网电量占比分摊或者返还给所有机组，月结月清。

第一百一十条 电力用户侧（包括批发交易电力用户、售电公司、非市场用户）的偏差电量费用与发电侧的上下调费用、偏差电量费用等之间的差额，按照当月上网电量或者用网电量占比分摊或者返还给所有市场主体，月结月清。

第十章 信息披露

第一百一十一条 市场信息分为社会公众信息、市场公开信息和私有信息。社会公众信息是指向社会公众披露的信息；市场公开信息是指向所有市场主体披

露的信息；私有信息是指向特定的市场主体披露的信息。

第一百一十二条 社会公众信息包括但不限于：

（一）电力交易适用的法律、法规以及相关政策文件，电力交易业务流程、管理办法等；

（二）国家批准的发电侧上网电价、销售目录电价、输配电价、各类政府性基金及附加、系统备用费以及其他电力交易相关收费标准等；

（三）电力市场运行基本情况，包括各类市场主体注册情况，电力交易总体成交量、价格情况等；

（四）电网运行基本情况，包括电网主要网络通道的示意图、各类型发电机组装机总体情况，发用电负荷总体情况等；

（五）其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第一百一十三条 市场公开信息包括但不限于：

（一）市场主体基本信息，市场主体注册准入以及退出情况，包括企业名称、统一社会信用代码、联系方式、信用评价信息等；

（二）发电设备信息，包括发电企业的类型、所属集团、装机容量、检修停运情况，项目投产（退役）计划、投产（退役）情况等；

（三）电网运行信息，电网安全运行的主要约束条件、电网重要运行方式的变化情况，电网各断面（设备）、各路径可用输电容量，必开必停机组组合和发电量需求，以及导致断面（设备）限额变化的停电检修等；

（四）市场交易类信息，包括年、季、月电力电量平衡预测分析情况，非市场化电量规模以及交易总电量安排、计划分解，各类交易的总成交量和成交均价，安全校核结果以及原因等；

（五）交易执行信息，包括交易计划执行总体情况，计划执行调整以及原因，市场干预情况等；

（六）结算类信息，包括合同结算总体完成情况，差额资金每月的盈亏和分摊情况；

（七）其他政策法规要求对市场主体公开的信息。

第一百一十四条 市场私有信息主要包括：

- （一）发电机组的机组特性参数、性能指标，电力用户用电特性参数和指标；
- （二）各市场主体的市场化交易申报电量、申报电价等交易申报信息；
- （三）各市场主体的各类市场化交易的成交电量以及成交价格等信息；
- （四）各市场主体的市场化交易合同以及结算明细信息。

第一百一十五条 市场成员应当遵循及时、准确、完整的原则披露电力市场信息，对其披露信息的真实性负责。对于违反信息披露有关规定的市场成员，可依法依规纳入失信管理，问题严重的可按照规定取消市场准入资格。

第一百一十六条 电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露社会公众信息和市场公开信息。市场成员严禁超职责范围获取私有信息，不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第一百一十七条 电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构按照市场信息分类及时向社会以及市场主体、政府有关部门发布相关信息。市场主体、电力调度机构应当及时向电力交易机构提供支撑市场化交易开展所需的数据和信息。

第一百一十八条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力交易平台、电力交易机构网站进行披露。电力交易机构负责电力交易平台、电力交易机构网站的建设、管理和维护，并为其他市场主体通过电力交易平台、电力交易机构网站披露信息提供便利。电力交易平台、电力交易机构网站安全等级应当满足国家信息安全三级等级防护要求。

第一百一十九条 市场主体如对披露的相关信息有异议或者疑问，可向电力交易机构、电力调度机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构负责解释。

第一百二十条 国家能源局派出机构、地方政府电力管理部门根据各地实际制定电力市场信息披露管理办法并监督实施。

第十一章 市场监管和风险防范

第一百二十一条 国家能源局及其派出机构应当建立健全交易机构专业化监

管制度，推动成立独立的电力交易机构专家委员会，积极发展第三方专业机构，形成政府监管与外部专业化监督密切配合的有效监管体系。

第一百二十二条 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责。根据国家能源局及其派出机构的监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向国家能源局及其派出机构、地方政府电力管理部门提交市场监控分析报告。

第一百二十三条 当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构可依法依规采取市场干预措施：

- （一）电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
- （二）发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
- （三）市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；
- （四）因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；
- （五）国家能源局及其派出机构作出暂停市场交易决定的；
- （六）市场发生其他严重异常情况的。

第一百二十四条 电力交易机构、电力调度机构应当详细记录市场干预期间的有关情况，并向国家能源局派出机构、地方政府电力管理部门提交报告。

第一百二十五条 电力批发交易发生争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交国家能源局派出机构、地方政府电力管理部门调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第十二章 附 则

第一百二十六条 国家能源局及其派出机构会同地方政府电力管理等部门组织区域电力交易机构根据本规则拟定区域电力交易实施细则。国家能源局派出机构会同地方政府电力管理等部门根据本规则拟定或者修订各省（区、市）电力交易实施细则。

第一百二十七条 本规则由国家发展改革委、国家能源局负责解释。

第一百二十八条 本规则自发布之日起施行，有效期五年。

国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司印发《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》的通知

（发改办能源规〔2019〕828号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、经信委（工信委、经信厅），北京市城管委，能源局各派出监管机构，国家电网有限公司、南方电网公司，中国华能、中国大唐、中国华电、国家能源集团、国家电投，中国三峡集团、国投、中核、中广核、华润集团，有关电力企业：

为贯彻落实党的十九大精神，加快电力市场体系建设，国家发展改革委、国家能源局组织编制了《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》，现印发你们，请结合实际，推动落实。如遇重大问题，请及时报告国家发展改革委、国家能源局。

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2019年7月31日

关于深化电力现货市场建设试点工作的意见

为贯彻落实党的十九大精神，加快电力市场体系建设，现就深化电力现货市场建设试点工作提出以下意见。

一、总体要求

（一）总体思路。

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的十九大精神，认真落实党中央关于电力体制改革的决策部署，进一步深化电力市场化改革，遵循市场规律和电力系统运行规律，建立中长期交易为主、现货交易为补充的电力市场，完善市场化电力电量平衡机制和价格形成机制，促进形成清洁低碳、安全高效的能源体系。

（二）基本原则。

坚持市场主导。进一步发挥市场决定价格的作用，建立完善现货交易机制，以灵活的市场价格信号，引导电力生产和消费，加快放开发用电计划，激发市场主体活力，提升电力系统调节能力，促进能源清洁低碳发展。

坚持因地制宜。综合考虑各地供需形势、网源结构、送受电情况、市场化基础和经济社会发展水平等因素，结合实际、因地制宜，研究制定电力现货市场建设方案，鼓励各地差异化探索。

坚持统筹有序。统筹好计划与市场、当前与长远、省内与省间、中长期与现货交易之间的关系，总体设计、分步实施，积极稳妥、有序推进。

坚持安全可靠。做实做细市场模拟，提前发现问题，切实防控风险。推动市场交易和系统运行相互衔接，做好市场应急处理预案，保障电力安全可靠供应。

二、合理设计电力现货市场建设方案

（三）科学论证电力市场模式。因地制宜、科学合理选择电力市场模式，确保市场模式有良好的开放性、兼容性和可扩展性。原则上，电网阻塞断面多的地区，宜选择集中式电力市场模式起步；电网阻塞断面少且发电侧市场集中度高的地区，宜选择分散式电力市场模式起步。

（四）合理选择现货市场组成。现货市场主要开展日前、日内、实时的电能量交易，通过竞争形成分时市场出清价格，并配套开展备用、调频等辅助服务交易。试点地区可结合所选择的电力市场模式，同步或分步建立日前市场、日内市场、实时市场/实时平衡市场。

（五）合理确定现货市场主体范围。市场主体范围应涵盖各类发电企业和供电企业（含地方电网、趸售县、高新产业园区和经济技术开发区、增量配网试点项目等）、售电企业、具备直接参加电力现货交易条件的电力用户等。

（六）有利于区域市场建设。电力现货试点应符合国家区域协调发展要求，服务京津冀协同发展、长三角一体化发展、粤港澳大湾区建设等重大战略，按照建设统一开放、竞争有序的市场体系要求，为未来市场间交易和市场融合创造条件，进一步促进清洁能源更大范围消纳。

三、统筹协调电力现货市场衔接机制

(七) 统筹协调省间交易与省(区、市)现货市场。各类跨省跨区中长期优先发电合同和中长期市场化交易合同双方, 均需提前约定交易曲线作为结算依据。经过安全校核的日前跨区跨省送电曲线作为受(送)端省份电力现货市场电力的边界条件, 偏差部分按照受(送)端省份现货市场规则进行结算。以国家计划为基础的跨区跨省送电计划放开前, 可由受端省份电网企业或政府授权的其他企业代表与发电方、输电方协商签订三方中长期合同, 约定典型送电曲线及输电容量使用条件。

(八) 统筹协调电力中长期交易与现货市场。中长期交易可以实物合同、差价合同等一种或多种形式签订。中长期双边交易形成的电量合同, 可由交易双方自行分解为分时曲线。中长期交易实物合同, 其分解曲线应在满足电网安全约束的前提下予以执行。对于优先发电、优先购电, 根据市场建设进展纳入中长期交易。推动形成中长期交易价格与现货市场价格科学合理的互动机制。

(九) 统筹协调电力辅助服务市场与现货市场。配合电力现货试点, 积极推进电力辅助服务市场建设, 实现调频、备用等辅助服务补偿机制市场化。建立电力用户参与承担辅助服务费用的机制, 鼓励储能设施等第三方参与辅助服务市场。

四、建立健全电力现货市场运营机制

(十) 有序引导用电侧参与现货市场报价。根据市场发育程度、市场主体成熟度和计量设施情况, 电力现货市场中, 可采用发电侧单边申报量价的方式, 采用负荷预测曲线作为需求, 用电侧作为市场价格接受者; 具备条件地区, 用电侧可报量报价或报量不报价。

发电侧单边申报和发用电侧双边申报形成的电力现货价格, 均应作为用电侧电力现货结算价格基础, 引导电力用户形成对系统友好的用电习惯。

(十一) 建立促进清洁能源消纳的现货交易机制。非水可再生能源相应优先发电量应覆盖保障利用小时数。各电力现货试点地区应设立明确时间表, 选择清

清洁能源以报量报价方式，或报量不报价方式参与电力现货市场，实现清洁能源优先消纳。市场建设初期，保障利用小时数以内的非水可再生能源可采用报量不报价方式参与电力现货市场。

（十二）合理选择现货市场价格形成机制。根据各电力现货试点地区的电网结构和阻塞情况，可选择采用节点边际电价、分区边际电价和系统边际电价等价格机制。对于电网阻塞线路多、阻塞成本高的地区，可选择节点边际电价机制；对于电网阻塞线路少、阻塞成本低的地区，可选择分区边际电价或系统边际电价机制。阻塞管理形成的盈余或成本，应及时在发用电侧市场主体间合理分摊。

电力现货试点地区可视实际需要探索开展输电权交易。电力现货市场价格形成机制设计应避免增加市场主体间的交叉补贴。

（十三）科学设定现货市场限价。电力现货市场申报和出清限价设置应以促进用户侧削峰填谷、消纳清洁能源和防范价格异常波动为基本原则，避免因上下限设置不合理而影响价格信号发挥作用。

五、强化提升电力现货市场运营能力

（十四）建立健全现货市场运营工作制度。市场运营机构应加强相关工作制度建设，不断提升市场运营水平。建立电力市场运营工作规范，明确调度机构、交易机构相关岗位职责。建立市场运营涉密信息管理制度，规范信息交换和使用程序，防范关键信息泄露。

建立市场运营关键岗位和人员回避制度，保障市场运营公开公正。

（十五）提高市场运营机构的组织保障水平。电网企业应在电力现货试点地区第一责任单位等部门和国家能源局派出机构的指导下，加快优化现货市场运营主体的组织机构设置，加强现货市场专业队伍建设，强化现货市场专职人员培训，确保技术支持系统开发建设、运行管理等工作顺利开展，保障满足现货市场建设和运营需要。

（十六）加强电力系统运行管理。严格落实电网安全运行控制标准要求，规范调用电网备用、调频资源，严格按照电力系统安全稳定导则计算电网阻塞断面的传输限值。调度机构可按照事前制定的规则处理电网故障、供需失衡等异常情

况，保障电力系统安全可靠运行。

（十七）健全市场信息披露机制。按照保障交易的原则，电力交易机构在汇总各市场成员信息基础上，根据不同时间要求和公开范围，对外披露电力现货市场信息，包括交易规则、交易公告、输电通道可用容量、系统负荷预测、系统可再生能源功率预测汇总数据、市场成交信息等，保障市场公开、公平和公正。采用节点边际电价的地区应提供输电断面、网架拓扑结构、各节点电价、阻塞费用分摊、设备停运信息、非市场机组运行等信息，引导市场主体主动有效参与市场。

六、规范建设电力现货市场运营平台

（十八）规范技术支持系统开发建设。参照《电力市场运营系统现货交易和现货结算功能指南（试行）》要求，建立与电力现货市场建设相适应的信息化平台。市场运营机构应向市场主体提供现货市场技术支持系统功能模块体系，明确出清目标函数及实现过程，形成必要说明文档；做好技术支持系统运行情况分析，解决系统存在的问题，做好定期记录、汇总、披露等工作。

（十九）规范技术支持系统运行管理。技术支持系统建设执行招投标程序，并接受监督。技术支持系统投入试运行前，电力现货试点地区第一责任单位应会同有关部门组织对市场出清软件系统进行第三方标准算例校核。在系统运行各阶段，应建立公正、规范和透明的工作机制。对确需人为干预而进行的系统调整，应符合市场规则，严格做好人工调整记录，并向市场成员披露；系统关键市场参数的设定标准与取值，应经电力市场管理委员会审议通过，并报地方政府有关部门和国家能源局派出机构同意后执行；关键市场参数的调整应建立记录日志，及时向市场成员公布实际参数值。

七、建立完善电力现货市场配套机制

（二十）建立与现货市场衔接的用电侧电价调整机制。统筹考虑优先发电、优先购电结算情况，以及电力现货市场形成的价格信号，逐步建立完善用电侧价格调整机制。

（二十一）完善与现货市场配套的输配电价机制。探索结合电源侧、负荷侧

接入电网位置单独计算系统接入成本。结合电力现货市场建设，研究完善与电能量市场价格机制相适应的跨省区输电价格机制和省内输配电价机制。

（二十二）提高电力系统长期供应保障能力。持续做好电力系统长期供应能力评估分析，统筹降成本和稳供应，设计合理市场机制有效引导电力投资。加快研究、适时建立容量补偿机制或容量市场，保证电力系统长期容量的充裕性。

（二十三）加强电力市场监管。强化电力市场科学监管，完善市场监管组织体系。统筹发挥市场监管和行业自律的作用，综合运用信用监管和行政管理手段，对市场成员执行市场规则的行为进行监管，重点对操纵市场、违反市场规则等行为实施监管，维护公平竞争秩序。

（二十四）开展现货市场运营绩效评估。国家发展改革委、国家能源局负责组织制定电力现货市场评价指标体系。从市场运行保障、市场运行效率、社会福利增加、清洁能源消纳等方面，对电力现货市场运行、电力市场规则执行和技术支持系统运行等情况进行全方位后评估，及时总结、不断推动完善市场机制，并不断推动扩大现货试点范围。

八、做好电力现货市场建设组织实施

电力现货试点地区尚未明确工作分工的，要抓紧明确。试点地区政府有关部门、国家能源局有关派出机构、有关电网企业、电力交易机构等，要按照工作分工，协同做好以下工作：

（二十五）加快研究制定现货市场建设方案和运营规则，加快开发建设现货市场相关技术支持系统；

（二十六）配套制定包括市场模拟在内的市场试运行方案，提前发现问题，及时完善市场规则和技术支持系统；

（二十七）加强市场运行跟踪分析、监测和预警，持续完善规则和系统，保障现货市场平稳可持续运行；

（二十八）提前制定市场应急预案，防范潜在风险，科学有序处置突发情况，确保电力安全可靠供应。

九、附 则

(二十九) 本意见由国家发展改革委、国家能源局负责解释。

国家发展改革委、国家能源局关于积极推进电力市场化交易 进一步完善交易机制的通知

（发改运行〔2018〕1027号）

各省、自治区、直辖市发展改革委、经信委（工信委、工信厅）、能源局、物价局，国家能源局各派出能源监管机构，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、中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司、华润集团有限公司：

习近平总书记在中央经济工作会议上强调指出，2018年要加快电力市场建设，大幅提高市场化交易比重。李克强总理在政府工作报告中提出加快要素价格市场化改革。为全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中全会精神，以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，认真落实中央经济工作会议和政府工作报告各项部署，继续有序放开发用电计划，加快推进电力市场化交易，完善直接交易机制，深化电力体制改革，现就有关事项通知如下。

一、提高市场化交易电量规模

（一）各地要总结电力市场化交易工作经验，结合实际，进一步加快推进电力体制改革，加快放开发用电计划，加快放开无议价能力用户以外的电力用户参与交易，扩大市场主体范围，构建多方参与的电力市场，大幅提高市场化交易电量规模，统筹协调好扩大市场化交易规模和放开发用电计划。开展电力现货市场试点地区，可根据实际设计发用电计划改革路径。

（二）各地应结合实际，统筹发用电侧放开节奏，做好供需总量平衡，进一步明确放开各类发电企业、电力用户和售电企业进入市场的时间，明确放开比例，制定具体工作方案，并进一步完善和规范参与市场化交易的发电企业、电力用户和售电企业等市场主体准入标准、准入程序和退出机制，向社会公布。

（三）各地要取消市场主体参与跨省跨区电力市场化交易的限制，鼓励电网企业根据供需状况、清洁能源配额完成情况参与跨省跨区电力交易，首先鼓励跨省跨区网对网、网对点的直接交易，对有条件的地区，有序支持点对网、点对点直接交易，促进资源大范围优化配置和清洁能源消纳。北京、广州两个电力交易中心要积极创造条件，完善规则，加强机制建设，搭建平台，组织开展跨省跨区市场化交易。

（四）为促进清洁能源消纳，支持电力用户与水电、风电、太阳能发电、核电等清洁能源发电企业开展市场化交易。抓紧建立清洁能源配额制，地方政府承担配额制落实主体责任，电网企业承担配额制实施的组织责任，参与市场的电力用户与其他电力用户均应按要求承担配额的消纳责任，履行清洁能源消纳义务。

二、推进各类发电企业进入市场

（一）加快放开煤电机组参与电力直接交易，《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）文件颁布实施后核准的煤电机组，原则上不再安排发电计划，投产后一律纳入市场化交易，鼓励支持环保高效特别是超低排放机组通过电力直接交易和科学调度多发电。

（二）在统筹考虑和妥善处理电价交叉补贴的前提下，有序放开水电参与电力市场化交易。消纳不受限地区，根据水电站多年平均或上年实际发电能力，综合考虑外送和本地消纳，安排优先发电计划，在保障优先发电优先购电的基础上，鼓励水电积极参与电力市场化交易。水电比重大或消纳受限地区，可根据实际情况有序放开水电，扩大水电参与市场化交易比例。进一步完善优先发电优先购电制度，建立水电等优质电源优先采购机制，提升对居民、农业等优先购电用户的保障能力。

（三）在确保供电安全的前提下，完善和创新交易规则，推进规划内的风电、太阳能发电等可再生能源在保障利用小时数之外参与直接交易、替代火电发电权交易及跨省跨区现货交易试点等，通过积极参与市场化交易，增加上网电量，促进消纳。各地要结合实际合理确定可再生能源保障利用小时数，做好优先发电保障和市场化消纳的衔接。

（四）拥有燃煤自备电厂的企业按照国家有关规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴、普遍服务和社会责任，取得电力业务许可证，达到能效、环保要求，成为合格市场主体后，有序推进其自发自用以外电量按交易规则参与交易。为促进和鼓励资源综合利用，对企业自发自用的余热、余压、余气发电等资源综合利用机组，继续实施减免系统备用费和政策性交叉补贴等相关支持政策。

（五）在保证安全的情况下，稳妥有序推进核电机组进入市场，在保障优先发电计划外，鼓励核电机组通过参与交易实现多发。

（六）有序开展分布式发电市场化交易试点工作，参与交易的应科学合理确定配电电价。

（七）参与交易的发电企业，其项目的单位能耗、环保排放、并网安全应达到国家和行业标准。不符合国家产业政策、节能节水指标未完成、污染物排放未达到排放标准和总量控制要求、违规建设、未取得电力业务许可证（依法豁免许可的除外）等发电企业不得参与。

三、放开符合条件的用户进入市场

（一）在确保电网安全、妥善处理交叉补贴和公平承担清洁能源配额的前提下，有序放开用户电压等级及用电量限制，符合条件的 10 千伏及以上电压等级用户均可参与交易。支持年用电量超过 500 万千瓦时以上的用户与发电企业开展电力直接交易。2018 年放开煤炭、钢铁、有色、建材等 4 个行业电力用户发用电计划，全电量参与交易，并承担清洁能源配额。

（二）支持高新技术、互联网、大数据、高端制造业等高附加值的新兴产业以及各地明确的优势特色产业、技术含量高的企业参与交易，可不受电压等级及用电量限制。

（三）支持工业园区、产业园区和经济技术开发区等整体参与交易，在园区内完成电能信息采集的基础上，可以园区为单位，成立售电公司，整体参与市场化交易。园区整体参与交易的偏差电量，可探索建立在园区企业中余缺调剂和平衡的机制。

（四）条件允许地区，大工业用户外的商业企业也可放开进入市场，可先行

放开用电量大、用电稳定的零售、住宿和餐饮服务行业企业（例如酒店、商场等），并逐步放开商务服务、对外贸易及加工、金融、房地产等企业参与交易。

（五）在制定完善保障措施的前提下，稳妥放开铁路、机场、市政照明、供水、供气、供热等公共服务行业企业参与交易。

（六）结合电力市场建设进度，鼓励和允许优先购电的用户本着自愿原则，进入市场。

（七）各地可以结合实际情况，自行确定用户电压等级及用电量限制，扩大放开的范围，新增大工业用户原则上通过参与交易保障供电。参与市场交易的电力用户，其单位能耗、环保排放应达到标准。

四、积极培育售电市场主体

（一）积极推进售电企业参与交易，售电企业履行相关程序后，可视同大用户与发电企业开展电力直接交易，从发电企业购买电量向用户销售，或通过交易机构按规则参与各类交易。规范售电公司经营行为，鼓励售电公司依靠降低成本和提供增值服务参与竞争。

（二）鼓励供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务。鼓励电能服务商、负荷集成商、电力需求侧管理服务商等扩大业务范围，帮助用户开展电力市场化交易。

（三）积极支持各类售电公司代理中小用户参与交易，帮助用户了解用电曲线，探索建立对售电企业的余缺调剂平衡和偏差考核机制，提高市场化意识，减少市场风险。

五、完善市场主体注册、公示、承诺、备案制度

（一）发电企业、电力用户和售电企业等市场主体需在电力交易机构注册成为合格市场主体；交易机构提供各类市场主体注册服务，编制注册流程、指南，对市场主体进行注册培训。

（二）发电企业、电力用户按要求和固定格式签署信用承诺书，向交易机构提交注册材料，并对提交材料的真实性、准确性、合规性和完备性负责，交易机

构收到企业提交的注册申请和注册材料后，原则上在 7 个工作日内完成材料完整性核验，注册自动生效。售电企业按《售电公司准入与退出管理办法》有关规定进行注册。

（三）发电企业、电力用户和售电企业等市场主体完成注册程序后，纳入市场主体目录，获得交易资格。交易机构按期将市场主体注册情况向能源监管机构、省级政府有关部门和政府引入的全国性行业协会、信用服务机构备案，对市场主体目录实施动态管理。

六、规范市场主体交易行为

（一）发电企业、电力用户和售电企业注册成为合格市场主体后，自愿在电力交易平台按照批准和公布的交易规则参与各类交易，遵守有关规定，服从统一调度管理和市场运营管理，接受政府有关部门监管。市场主体选择进入市场，在 3 年内不可退出，通过市场竞争形成价格。各地区有关部门要最大限度减少对微观事务的干预，充分尊重和发挥企业的市场主体地位，不得干预企业签订合同，不得强制企业确定电量和电价，不得干扰合同履行，不得实行地方保护。

（二）发电企业与电力用户、售电企业进行直接交易的，为保障公平竞争，电力交易机构应开展对市场交易的审核，市场主体要严格执行包含政府性基金及附加和政策性交叉补贴在内的输配电价，要切实承担清洁能源配额，落实优先购电责任，有关情况及时报告各地政府相关部门。

（三）电力用户原则上应全电量参与电力市场，可自主选择向发电企业直接购电或向售电企业购电。

（四）发电企业与电力用户、售电企业进行直接交易的，应按市场交易规则和电网企业签订三方购售电合同，明确相应的权利义务关系、交易电量和价格、服务等事项，鼓励签订 1 年以上中长期合同，可由各地组织集中签订，也可自行协商签订，签订的合同由电力交易机构汇总和确认，由电力调度机构进行安全校核。鼓励各地根据实际情况规范直接交易合同，推荐交易双方按统一合同样本签订中长期交易合同。

（五）电力交易机构要加强自身能力建设，搭建公开透明、功能完善、按市

场化方式运行的电力交易平台，发挥市场在能源资源优化配置中的决定性作用。要切实发挥好电力交易机构在市场交易核查工作中的第三方监管作用，保证各类主体市场交易行为有序规范。

七、完善市场化交易电量价格形成机制

（一）促进输配以外的发售电由市场形成价格，鼓励交易双方签订中长期市场化交易合同，在自主自愿、平等协商的基础上，约定建立固定价格、“基准电价+浮动机制”、随电煤价格并综合考虑各种市场因素调整等多种形式的市场价格形成机制，分散和降低市场风险。电力用户的用电价格，由三部分相加组成，包括与发电企业、售电企业协商定价机制确定的价格、政府有关部门明确的输配电价（含损耗）和政府性基金及附加。

（二）协商建立“基准电价+浮动机制”的市场化定价机制，基准电价可以参考现行目录电价或电煤中长期合同燃料成本及上年度市场交易平均价格等，由发电企业和电力用户、售电企业自愿协商或市场竞价等方式形成。

在确定基准电价的基础上，鼓励交易双方在合同中约定价格浮动调整机制。鼓励建立与电煤价格联动的市场交易电价浮动机制，引入规范科学、双方认可的煤炭价格指数作参考，以上年度煤炭平均价格和售电价格为基准，按一定周期联动调整交易电价，电煤价格浮动部分在交易双方按比例分配。具体浮动调整方式由双方充分协商，在合同中予以明确，浮动调整期限应与电煤中长期合同的期限挂钩。

（三）探索建立随产品价格联动的交易电价调整机制。生产成本中电费支出占比较高的行业，交易双方可参考产品多年平均价格或上年度价格，协商确定交易基准电价、基准电价对应的产品价格、随产品价格联动的电价调整机制等，当产品价格上涨或下降超过一定区间或比例时，电价联动调整，由交易双方共同承担产品价格波动的影响。

（四）交易双方签订年度双边合同后，可探索建立与月度集中竞价相衔接的价格浮动调整机制，根据月度竞价结果，由双方自主协商，对双边合同价格进行调整确认。

（五）探索建立高峰用电市场化机制。积极推进电力现货市场建设，通过市场化机制形成不同时段价格，补偿高峰电力成本；现货市场建立前，参与市场化交易的电力用户应执行峰谷电价政策，合理体现高峰用电的成本和价值差异。

（六）2018年放开煤炭、钢铁、有色、建材等4个行业电力用户发用电计划，全电量参与交易，通过市场化交易满足用电需求，建立市场化价格形成机制。具体实施方案见附件。

八、加强事中事后监管

（一）政府有关部门要有针对性地制定和完善相关法规政策，加强制度建设，着力保障电力市场健康运行。发电企业、电力用户和售电企业要牢固树立法律意识、契约意识和信用意识，合同一经签订必须严格履行。地方经济运行部门会同有关部门和单位对电力市场化交易合同履行情况实行分月统计，发挥大数据平台作用，电力直接交易相关信息纳入平台管理。能源监管机构对市场主体履行合同和执行市场运行规则等情况进行监管。

（二）各相关部门要建立健全交易合同纠纷协调仲裁机制，对市场主体在合同履行过程中产生的纠纷及时进行裁决，营造公平公正的市场环境，坚决避免因合同纠纷造成用户可靠供电受到影响，妥善解决因不可抗力因素造成合同难以执行等问题，避免市场主体受到不公平待遇。

九、加快推进电力市场主体信用建设

国家发展改革委、国家能源局会同有关方面加快推进电力市场主体信用体系建设，针对不同市场主体建立信用评价指标体系，引入全国性行业协会、信用服务机构和电力交易机构，建立信用评价制度，开展电力直接交易数据采集工作，实行市场主体年度信息公示，实施守信联合激励和失信联合惩戒机制，强化信用意识，限制有不良信用记录的市场主体参与电力市场化交易。建立完善红名单、黑名单制度，对于遵纪守法，信用评价良好以上的市场主体，纳入红名单，研究给予同等条件下市场交易优先等激励措施；对于违反交易规则和有失信行为的市场主体，纳入不良信用记录，情节特别严重或拒不整改的，经过公示等有关程序

后，纳入失信企业黑名单；强制退出的市场主体，直接纳入失信企业黑名单。

国家发展改革委

国家能源局

2018年7月16日

国家发展改革委、国家能源局关于推进电力交易机构 规范化建设的通知

（发改经体〔2018〕1246 号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、经信委（工信委、工信厅）、能源局，国家电网公司、南方电网公司：

《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号，以下简称中发 9 号文件）印发后，北京、广州电力交易中心和各省（区、市）电力交易中心相继成立，在电力市场化交易中发挥了重要作用。但是，目前只有广州电力交易中心和山西、湖北、重庆、广东、广西、云南、贵州、海南等 8 省（区、市）电力交易中心为股份制公司，其他电力交易中心仍为电网企业全资子公司，尚未实现电力交易机构相对独立和规范运行。为全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中全会精神，以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，认真落实中发 9 号文件精神，进一步深化电力体制改革，推进电力交易机构规范化建设，为各类市场主体提供规范公开透明的电力交易服务，现就有关事项通知如下。

一、推进电力交易机构股份制改造。国家电网公司、南方电网公司和各省（区、市）要按照多元制衡的原则，对北京电力交易中心、广州电力交易中心和各省（区、市）电力交易中心进行股份制改造，为市场主体搭建公开透明、功能完善的电力交易平台。电力交易机构应体现多方代表性，股东应来自各类交易主体，非电网企业资本股比应不低于 20%，鼓励按照非电网企业资本占股 50%左右完善股权结构。各省（区、市）发展改革委、经信委（工信委、工信厅）、能源局和国家电网公司、南方电网公司要抓紧制定实施方案，结合实际明确改革目标、细化实施路径、完善配套措施，加快推进电力交易机构股份制改造。实施方案请于 2018 年 9 月 30 日前报国家发展改革委、国家能源局备案。各电力交易机构股份制改造工作应于 2018 年 12 月底前完成，并持续推进电力交易机构相对独立工作。

二、充分发挥市场管理委员会作用。市场管理委员会由电网企业、发电企业、

售电企业、电力用户等组成。尚未成立市场管理委员会的电力交易机构，要尽快成立市场管理委员会。已成立市场管理委员会的电力交易机构，要进一步规范市场管理委员会主任人选、成员组成、功能定位、议事规则等相关工作机制，保障市场主体的合法权益。

三、进一步规范电力交易机构运行。各省（区、市）发展改革委、经信委（工信委、工信厅）、能源局要加强对电力交易机构的指导，国家能源局各派出机构要加强对电力交易机构的监管，推动交易机构丰富交易品种，提升服务能力，确保电力交易机构的独立性和公正性。北京、广州电力交易中心要按照国家发展改革委、国家能源局有关要求，推进相关工作并接受监管。电力交易机构要不断完善交易机制，及时修订交易规则，尊重市场主体意见，提高市场主体的满意度和认同度；要规范开展信息披露工作，重点对信息披露内容、时间、频次、方式和平台等进行规范，确保披露内容全面、准确、及时，以满足市场主体的交易需求；要推动电力交易系统建设，促进电力交易机构之间信息共享，在市场主体准入与退出方面实现信息交换及信息互认，为电力市场化交易提供优质高效服务，促进电力资源在更大范围优化配置。

特此通知。

国家发展改革委

国家能源局

2018年8月28日

国家发展改革委 国家能源局印发《关于推进电力交易机构 独立规范运行的实施意见》的通知

（发改体改〔2020〕234号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、经信委（经信厅、工信厅、经信局、工信局），国家能源局各派出能源监管机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）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、国家能源投资集团有限责任公司：

《关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见》已经中央全面深化改革委员会传批审议通过。现印发你们，请认真贯彻落实。

国家发展改革委

国家能源局

2020年2月18日

附件：

关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见

推进电力交易机构独立规范运行是进一步深化电力体制改革的重要内容，对构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，形成适应市场要求的电价机制具有重要意义。为落实党中央、国务院决策部署精神，推进电力交易机构独立规范运行，现提出以下意见：

一、总体要求和主要目标

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中全会精神，按照《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》和中央经济工作会议部署，坚持安全可靠和市场化改革原则，

立足电力工业客观情况，循序渐进、分步实施，尊重规律、科学监管，加快推进电力交易机构（以下简称交易机构）独立规范运行，进一步完善公开透明的电力市场交易平台，加快推进建立市场化电价形成机制，建立电力运行风险防控机制，为逐步实现经营性电力用户发用电计划全面放开创造条件。

2020 年底前，区域性交易机构和省（自治区、直辖市）交易机构的股权结构进一步优化、交易规则有效衔接，与调度机构职能划分清晰、业务配合有序。2022 年底前，各地结合实际情况进一步规范完善市场框架、交易规则、交易品种等，京津冀、长三角、珠三角等地区的交易机构相互融合，适应区域经济一体化要求的电力市场初步形成。2025 年底前，基本建成主体规范、功能完备、品种齐全、高效协同、全国统一的电力交易组织体系。

二、进一步厘清交易机构、市场管理委员会和调度机构的职能定位

交易机构是不以营利为目的、按照政府批准的章程和规则为市场主体提供公平规范电力交易服务的专业机构。交易机构主要负责电力交易平台的建设、运营和管理，组织中长期市场交易，提供结算依据和服务；负责市场主体注册和管理，汇总电力交易合同，披露和发布市场信息等；配合调度机构组织现货交易。结合区域性电力市场建设，鼓励各交易机构开展股权业务融合，完善跨省跨区市场交易机制，允许市场主体自由选择交易机构，推动全国范围内市场融合发展，加快统一电力市场建设，促进电力资源在更大范围优化配置。

市场管理委员会由电网企业、发电企业、售电企业、电力用户、交易机构、第三方机构等各方面代表组成，是独立于交易机构的议事协调机制。市场管理委员会主要负责研究讨论各类交易规则，协调电力市场相关事项，协助政府有关部门监督和纠正交易机构不规范行为；要健全重大事项决策流程和表决机制，确保议事程序公开透明、公平合理，切实保障市场主体的合法权益。每个交易机构须有对应的市场管理委员会，区域性交易机构对应的市场管理委员会主任委员由国家发展改革委、国家能源局提名，省（自治区、直辖市）交易机构对应的市场管理委员会主任委员由国家能源局派出机构和所在地区政府有关部门提名，由各自市场管理委员会投票表决。根据实际需要合理确定主任委员任期，同一主任委员

不得连任超过两届任期。

调度机构是电网经营企业和供电企业的重要组成部分，是电网运行的指挥中心，其根本职责是依法行使生产指挥权，对电网运行进行组织、指挥、指导和协调，负责电力电量平衡、发电生产组织、电力系统安全运行、电网运行操作和事故处理，依法依规落实电力市场交易结果，保障电网安全、稳定和优质、经济运行。电网调度工作要坚持“安全第一、预防为主”的方针和“公开、公平、公正”原则，统一调度、分级管理，依靠科技进步和提高人员素质，认真研究社会主义市场经济条件下电网运行管理的新情况，不断完善电网调度管理的措施，保证电网整体最佳效益的实现。

三、完善电力交易规则制定程序

制定交易规则应当公开、公平、公正，符合市场化原则和电力商品技术特性。国家发展改革委、国家能源局、财政部会同区域性交易机构、电网企业、发电企业等方面制定电力交易基本规则和跨省区交易规则；省（自治区、直辖市）内交易细则由国家能源局派出机构和地方政府有关部门组织交易机构在基本规则框架下起草，并由相应的市场管理委员会进行初步审议，经国家能源局派出机构和所在省（自治区、直辖市）政府有关部门审定后执行。交易规则和细则批准实施后，交易机构无权变更；需要修订的，提请市场管理委员会审议后，报原审定机构和部门批准。交易机构可结合业务实际情况提出完善电力交易规则和细则的建议。

四、加快推进交易机构股份制改造

针对当前交易机构全部采用公司制形式的实际情况，按照“多元制衡”原则依法依规加快推进交易机构股份制改造。股东应具备独立法人资格，可来自不同行业和领域，其中，单一股东持股比例不得超过50%。2020年上半年，北京、广州2家区域性交易机构和省（自治区、直辖市）交易机构中电网企业持股比例全部降至80%以下，2020年底前电网企业持股比例降至50%以下。在股份制改造过程中，交易机构应依法依规修订完善公司章程，规范设立股东会、董事会、监

事会和经理层，形成权责分明、相互制衡的公司法人治理结构和灵活高效的经营管理机制，实现作为独立法人和市场主体自主经营。交易机构要健全党建工作体系，把党的领导融入公司治理各环节，推动党建与业务有机融合，为党和国家方针政策的贯彻落实提供坚强政治保证。

国家发展改革委、国家能源局组织国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司分别制定北京、广州 2 家区域性交易机构股份制改造实施方案。在国家发展改革委、国家能源局会同国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司指导下，各省（自治区、直辖市）人民政府相关部门组织省级电力（电网）公司制定本地交易机构股份制改造方案。

五、规范交易机构的人员、资产和财务管理

交易机构的董事会成员由各股东单位推荐，不得同时兼任市场管理委员会成员；高级管理人员可由股东单位推荐、董事会聘任，也可由董事会市场化选聘；自 2020 年起，交易机构新进普通工作人员一律市场化选聘。建立各交易机构间的人员交流机制，确保人员能进能出、能上能下，畅通员工的职业发展通道。根据行业实际情况，建立科学合理、具备竞争力的薪酬分配机制，保障交易机构从业人员的专业能力。

交易机构应以当前办公场所及物资设备为基础，综合考虑发展需求，采取划转、借用、租赁等方式明晰资产管理关系。对拟划转至交易机构的资产，按程序经国有资产管理部门批准后完成移交；对交易机构拟借用、租赁的资产，依法履行相关手续，明确责任主体后完成使用权转移。现阶段，经市场管理委员会同意后，交易机构可与电网企业共享信息系统、交易系统等资产。

交易机构应坚持非营利性定位，根据员工薪酬、日常办公、项目建设等实际需要，合理编制经费预算。与电网企业共用资产的交易机构原则上不向市场主体收取费用，所需费用计入输配电环节成本并单列，由电网企业通过专项费用支付。具备条件的交易机构经市场管理委员会同意，也可向市场主体合理收费，经费收支情况应向市场主体公开。

六、共同做好电力市场交易组织实施

交易机构、调度机构负责电力市场运行组织，及时发布市场信息，组织市场交易，根据交易结果制定交易计划。交易机构与调度机构要密切配合，充分考虑电力网架结构、安全供电标准、调度运行体系等实际情况，基于安全约束条件组织电力交易，切实保障电力安全稳定供应。调度机构要严格按照交易规则开展包括日前、日内、实时电量交易及辅助服务在内的现货交易出清和执行，并将出清和执行结果提供交易机构。电力网架结构、技术支持系统、交易机构专业能力等条件较为成熟的地区，适时探索由交易机构组织开展日前交易。

市场交易如可能引发安全风险，调度机构必须按照“安全第一”原则进行调度。当发生重大突发事件或电力供应出现较大缺口等特殊情况下，政府有关部门可依法依规暂停市场交易，组织实施有序用电。

七、健全信息共享和安全保障机制

国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司在各自经营范围内统一交易系统平台，统一建设灾备系统，建立数据共享机制，北京、广州等区域性交易机构负责系统平台维护管理和相关数据汇总。健全交易机构和调度机构信息交换机制，调度机构按照交易规则要求，向交易机构准确及时提供市场交易需要的可公开数据。建立健全交易机构信息安全保障机制，根据交易机构内设部门职能设置信息管理权限，控制关键信息知悉范围，定期开展信息安全薄弱环节排查，制定信息安全事故应急处置预案，做好事前主动防御，确保电力运行信息安全可控。建立电力交易从业人员回避和保密管理制度，避免泄露重要信息。

八、加强专业化监管体系建设

国家发展改革委、国家能源局及派出机构、各省（自治区、直辖市）政府相关部门要建立健全对交易机构的专业化监管制度，发展第三方专业评估机构，形成政府监管与外部监督密切配合的综合监管体系。交易机构应有针对性地制定完善相关规章制度，在政府有关部门指导下，加快行业信用体系建设，协助政府有关部门加强电力交易履约监管，对严重违法失信的市场主体记入信用记录并纳入

全国信用信息共享平台，依法公开违法失信行为，并采取警告或限制交易等措施实施联合惩戒；对拒不整改或信用评价为不适合参与交易的市场主体，可取消市场交易资格，强制退出电力市场。

国家发展改革委、国家能源局负责推进交易机构独立规范运行工作，进一步优化市场监管方式，确保任何部门和单位不得干预市场主体的合法交易行为，切实维护电力交易市场安全健康发展。各省（自治区、直辖市）政府有关部门会同国家能源局派出机构按照实施意见精神，制定本地区交易机构独立规范运行实施方案，经国家发展改革委、国家能源局同意后组织实施。电网企业、发电企业等市场主体要积极配合，妥善处理资产重组、股权变更、人员劳动关系变动等重大问题，确保交易机构正常稳定运行，科学制定风险防控预案，有效防范电力供应安全风险，相关情况及时按程序报告国家发展改革委、国家能源局。

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步推动 新型储能参与电力市场和调度运用的通知

（发改办运行〔2022〕475号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、经信委（工信委、工信厅、工信局、经信厅）、能源局，北京市城市管理委员会，国家能源局各派出机构，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：

为贯彻落实《中共中央、国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，按照《国家发展改革委、国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号）有关要求，进一步明确新型储能市场定位，建立完善相关市场机制、价格机制和运行机制，提升新型储能利用水平，引导行业健康发展，现就有关事项通知如下。

一、总体要求。新型储能具有响应快、配置灵活、建设周期短等优势，可在电力运行中发挥顶峰、调峰、调频、爬坡、黑启动等多种作用，是构建新型电力系统的重要组成部分。要建立完善适应储能参与的市场机制，鼓励新型储能自主选择参与电力市场，坚持以市场化方式形成价格，持续完善调度运行机制，发挥储能技术优势，提升储能总体利用水平，保障储能合理收益，促进行业健康发展。

二、新型储能可作为独立储能参与电力市场。具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，具有法人资格的新型储能项目，可转为独立储能，作为独立主体参与电力市场。鼓励以配建形式存在的新型储能项目，通过技术改造满足同等技术条件和安全标准时，可选择转为独立储能项目。按照《国家发展改革委、国家能源局关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280号）有关要求，涉及风光水火储多能互补一体化项目的储

能，原则上暂不转为独立储能。

三、鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市场。以配建形式存在的新型储能项目，在完成站内计量、控制等相关系统改造并符合相关技术要求情况下，鼓励与所配建的其他类型电源联合并视为一个整体，按照现有相关规则参与电力市场。各地根据市场放开电源实际情况，鼓励新能源场站和配建储能联合参与市场，利用储能改善新能源涉网性能，保障新能源高效消纳利用。随着市场建设逐步成熟，鼓励探索同一储能主体可以按照部分容量独立、部分容量联合两种方式同时参与的市场模式。

四、加快推动独立储能参与电力市场配合电网调峰。加快推动独立储能参与中长期市场和现货市场。鉴于现阶段储能容量相对较小，鼓励独立储能签订顶峰时段和低谷时段市场合约，发挥移峰填谷和顶峰发电作用。独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。

五、充分发挥独立储能技术优势提供辅助服务。鼓励独立储能按照辅助服务市场规则或辅助服务管理细则，提供有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急及恢复服务等辅助服务，以及在电网事故时提供快速有功响应服务。辅助服务费用应根据《电力辅助服务管理办法》有关规定，按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”的原则，由相关发电侧并网主体、电力用户合理分摊。

六、优化储能调度运行机制。坚持以市场化方式为主优化储能调度运行。对于暂未参与市场的配建储能，尤其是新能源配建储能，电力调度机构应建立科学调度机制，项目业主要加强储能设施系统运行维护，确保储能系统安全稳定运行。燃煤发电等其他类型电源的配建储能，参照上述要求执行，进一步提升储能利用水平。

七、进一步支持用户侧储能发展。各地要根据电力供需实际情况，适度拉大峰谷价差，为用户侧储能发展创造空间。根据各地实际情况，鼓励进一步拉大电力中长期市场、现货市场上下限价格，引导用户侧主动配置新型储能，增加用户侧储能获取收益渠道。鼓励用户采用储能技术减少自身高峰用电需求，减少接入电力系统的增容投资。

八、建立电网侧储能价格机制。各地要加强电网侧储能的科学规划和有效监管，鼓励电网侧根据电力系统运行需要，在关键节点建设储能设施。研究建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动电站参与电力市场；探索将电网替代型储能设施成本收益纳入输配电价回收。

九、修订完善相关政策规则。在新版《电力并网运行管理规定》和《电力辅助服务管理办法》基础上，各地要结合实际、全面统筹，抓紧修订完善本地区适应储能参与的相关市场规则，抓紧修订完善本地区适应储能参与的并网运行、辅助服务管理实施细则，推动储能在削峰填谷、优化电能质量等方面发挥积极作用。各地要建立完善储能项目平等参与市场的交易机制，明确储能作为独立市场主体的准入标准和注册、交易、结算规则。

十、加强技术支持。新型储能项目建设应符合《新型储能项目管理规范（暂行）》等相关标准规范要求，主要设备应通过具有相应资质机构的检测认证，涉网设备应符合电网安全运行相关技术要求。储能项目要完善站内技术支持系统，向电网企业上传实时充放电功率、荷电状态等运行信息，参与电力市场和调度运行的项目还需具备接受调度指令的能力。电力交易机构要完善适应储能参与交易的电力市场交易系统。电力企业要建立技术支持平台，实现独立储能电站荷电状态全面监控和充放电精准调控，并指导项目业主做好储能并网所需一、二次设备建设改造，满足储能参与市场、并网运行和接受调度指令的相关技术要求。

十一、加强组织领导。国家发展改革委、国家能源局总体牵头，各地要按照职责分工明确相关牵头部门，分解任务，建立完善适应新型储能发展的市场机制和调度运行机制，对工作推动过程中有关问题进行跟踪、协调和指导。地方政府相关部门和国家能源局派出机构要按照职责分工落实储能参与电力中长期市场、现货市场、辅助服务市场等相关工作，同步建立辅助服务和容量电价补偿机制并向用户传导。充分发挥全国新型储能大数据平台作用，动态跟踪分析储能调用和参与市场情况，探索创新可持续的商业模式。

十二、做好监督管理。地方政府相关部门和国家能源局派出机构要研究细化监管措施，加强对独立储能调度运行监管，保障社会化资本投资的储能电站得到

公平调度，具有同等权益和相当的利用率。各地要加强新型储能建设、运行安全监管，督促有关电力企业严格落实《国家能源局综合司关于加强电化学储能电站安全管理的通知》（国能综通安全〔2022〕37号）要求，鼓励电力企业积极参加国家级电化学储能电站安全监测信息平台建设，在确保安全前提下推动有关工作。

各地要根据本地新型储能现状和市场建设情况，制定细化工作实施方案，并抓好落实。有关工作考虑和进展情况请于9月30日前报送国家发展改革委、国家能源局。

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2022年5月24日

国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知

（发改办价格〔2021〕809号）

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，中国核工业集团有限公司、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：

为落实《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）要求，指导各地切实组织开展好电网企业代理购电工作，保障代理购电机制平稳运行，维护发用电市场主体合法权益，促进电力市场规范平稳运行和加快建设发展，现将有关事项通知如下：

一、总体要求

建立电网企业代理购电机制，保障机制平稳运行，是进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革提出的明确要求，对有序平稳实现工商业用户全部进入电力市场、促进电力市场加快建设发展具有重要意义。组织开展电网企业代理购电工作，要坚持市场方向，鼓励新进入市场电力用户通过直接参与市场形成用电价格，对暂未直接参与市场交易的用户，由电网企业通过市场化方式代理购电；要加强政策衔接，做好与分时电价政策、市场交易规则等的衔接，确保代理购电价格合理形成；要规范透明实施，强化代理购电监管，加强信息公开，确保服务质量，保障代理购电行为公平、公正、公开。

二、规范电网企业代理购电方式流程

（一）明确代理购电用户范围。取消工商业目录销售电价后，10千伏及以

上用户原则上要直接参与市场交易（直接向发电企业或售电公司购电，下同），暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电；鼓励其他工商业用户直接参与市场交易，未直接参与市场交易的由电网企业代理购电。已直接参与市场交易又退出的用户，可暂由电网企业代理购电。各地要结合当地电力市场发展情况，不断缩小电网企业代理购电范围。

（二）预测代理工商业用户用电规模。电网企业要定期预测代理购电工商业用户用电量及典型负荷曲线，现货市场运行或开展中长期分时段交易的地方，应考虑季节变更、节假日安排等因素分别预测分时段用电量。保障居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户，下同）、农业用户的用电量规模单独预测。

（三）确定电网企业市场化购电规模。各地执行保量保价的优先发电（不含燃煤发电，下同）电量继续按现行价格机制由电网企业收购，用于保障居民、农业用户用电，有剩余电量且暂时无法放开的地方，可将剩余电量暂作为电网企业代理工商业用户购电电量来源。各地保量保价的优先发电电量，不应超过当地电网企业保障居民、农业用户用电和代理工商业用户购电规模，不足部分由电网企业通过市场化方式采购。电网企业要综合考虑代理购电工商业用户和居民、农业用户预测用电量以及上年度省级电网综合线损率、当地执行保量保价的优先发电电量等因素，合理确定市场化采购电量规模。各地要推进放开发电计划，推动更多工商业用户直接参与电力市场交易。

（四）建立健全电网企业市场化购电方式。为确保代理购电机制平稳实施，2021年12月底前，电网企业通过挂牌交易方式代理购电，挂牌购电价格按当月月度集中竞价交易加权平均价格确定，挂牌成交电量不足部分由市场化机组按剩余容量等比例承担，价格按挂牌价格执行，无挂牌交易价格时，可通过双边协商方式形成购电价格；2022年1月起，电网企业通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清，其中采取挂牌交易方式的，价格继续按当月月度集中竞价交易加权平均价格确定。

（五）明确代理购电用户电价形成方式。电网企业代理购电用户电价由代理

购电价格（含平均上网电价、辅助服务费用等，下同）、输配电价（含线损及政策性交叉补贴，下同）、政府性基金及附加组成。其中，代理购电价格基于电网企业代理工商业用户购电费（含偏差电费）、代理工商业用户购电量等确定。代理购电产生的偏差电量，现货市场运行的地方按照现货市场价格结算，其他地方按照发电侧上下调预挂牌价格结算，暂未开展上下调预挂牌交易的按当地最近一次、最短周期的场内集中竞价出清价格结算。

已直接参与市场交易（不含已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易，仍按目录销售电价执行的用户）在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户，拥有燃煤发电自备电厂、由电网企业代理购电的用户，用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、输配电价、政府性基金及附加组成。已直接参与市场交易的高耗能用户，不得退出市场交易；尚未直接参与市场交易的高耗能用户原则上要直接参与市场交易，暂不能直接参与市场交易的由电网企业代理购电，用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、输配电价、政府性基金及附加组成。电网企业代理上述用户购电形成的增收收入，纳入其为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益统筹考虑。

电网企业代理购电价格、代理购电用户电价应按月测算，并提前 3 日通过营业厅等线上线下渠道公布，于次月执行，并按用户实际用电量全额结算电费。未实现自然月购售同期抄表结算的地区，暂按电网企业抄表结算周期执行。

（六）规范代理购电关系变更。电网企业首次代理工商业用户购电时，应至少提前 1 个月通知用户，期间应积极履行告知义务，与电力用户签订代理购电合同。在规定时限内，未直接参与市场交易、也未与电网企业签订代理购电合同的用户，默认由电网企业代理购电。已直接参与市场交易又退出的电力用户，默认由电网企业代理购电。由电网企业代理购电的工商业用户，可在每季度最后 15 日前选择下一季度起直接参与市场交易，电网企业代理购电相应终止，由此产生的偏差责任原则上不予考核，能够单独统计的偏差电量由与电网企业成交的市场化机组合同电量等比例调减。电力交易机构应将上述变更信息于 2 日内告知电网企业。

三、加强相关政策协同

(一) 加强与居民、农业销售电价政策的协同。居民、农业用电由电网企业保障，保持价格稳定。执行代理购电价格机制后，电网企业为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益(含偏差电费)，按月由全体工商业用户分摊或分享。

(二) 加强与分时电价政策的协同。在现货市场未运行的地方，电网企业代理购电用户代理购电合同未申报用电曲线，以及申报用电曲线但分时电价峰谷比例低于当地分时电价政策要求的，用户用电价格应当按照当地分时电价政策规定的时段划分及浮动比例执行。

(三) 加强与电力市场交易规则的协同。各地应按职能分工进一步完善电力中长期交易规则，电网企业代理购电应与市场主体执行统一的市场规则。现货市场运行的地方，电网企业代理购电用户与其他用户平等参与现货交易，公平承担义务，电网企业要单独预测代理购电用户负荷曲线，作为价格接受者参与现货市场出清；纳入代理购电电量来源的优先发电电源，偏差电量按现货市场规则执行。鼓励跨省跨区送电参与直接交易。燃煤发电跨省跨区外送的，送受端双方要适应形势变化抓紧协商形成新的送电价格，确保跨省跨区送电平稳运行。

(四) 加强与可再生能源消纳权重政策要求的协同。电网企业代理购电的用户，应公平承担可再生能源消纳权重责任。

四、保障措施

(一) 规范代理购电行为。电网企业要按照要求规范代理购电方式流程，单独归集、单独反映代理购电机制执行情况，做好信息公开、电费结算等工作，并按季度将代理购电及变化情况报价格主管部门。电力交易机构要确保独立规范运行，不得参与电网企业代理购电业务。

(二) 加强代理购电信息公开。电网企业应按要求及时公开代理购电相关信息，原则上应按月发布代理用户分月总电量预测、相关预测数据与实际数据偏差、采购电量电价结构及水平、市场化机组剩余容量相关情况、代理购电用户电价水平及构成、代理购电用户电量和电价执行情况等信息。

（三）确保代理购电服务质量。电网企业要加快建立健全保障代理购电机制平稳运行的组织机构，及时调整营销管理系统，重点优化电费结算功能，积极推进表计设施改造，加快实现按自然月购售同期抄表结算，确保在用户电费账单中清晰列示代理购电电费明细情况，为做好代理购电服务提供有力支撑。要围绕代理购电实施开展专题宣传，通过营业场所、手机 APP、供电服务热线等多种渠道，持续加强与用户的沟通，增进各方面理解支持，积极鼓励工商业用户直接参与电力市场交易。

（四）做好市场价格波动风险防控。各地要密切跟踪电力市场和价格变化，评估市场交易价格和代理购电价格波动风险，及时发现苗头性、趋势性、潜在性问题，做好风险预警防控，保障代理购电机制平稳运行。

（五）强化代理购电监管。各地主管部门要积极会同配合国家能源局派出机构、当地相关部门，重点围绕代理购电机制运行中的市场交易、信息公开、电费结算、服务质量等，加强对电网企业、电力交易机构的监管，及时查处信息公开不规范、电费结算不及时，以及运用垄断地位影响市场交易等违法违规行为。

各地要在调整当地目录销售电价后，抓紧按照本通知要求组织开展好当地电网企业代理购电工作。相关落实情况请于 2021 年 11 月 15 日前报我委（价格司）。

本通知自印发之日起执行，暂定有效期至 2022 年 12 月 31 日，我委将根据需要及时完善。现行政策与本通知不符的，以本通知规定为准。

国家发展改革委办公厅

2021 年 10 月 23 日

国家能源局关于印发《电力辅助服务 管理办法》的通知（2021 修订）

（国能发监管规〔2021〕61 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，规范电力辅助服务管理，深化电力辅助服务市场机制建设，国家能源局对《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43 号）进行了修订，并将名称修改为《电力辅助服务管理办法》（以下简称《办法》），现将《办法》印发给你们，请遵照执行。

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

国家能源局

2021 年 12 月 21 日

附件：

电力辅助服务管理办法

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，建立用户参与的电力辅助服务分担共享新机制，进一步规范电力辅助服务管理，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，制定本办法。

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、抽水蓄能、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，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 本办法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、考核、补偿、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。

第二章 定义与分类

第四条 电力辅助服务的种类分为有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急及恢复服务。

第五条 有功平衡服务包括调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡等电力辅助服务。

（一）调频是指电力系统频率偏离目标频率时，并网主体通过调速系统、自动功率控制等方式，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。调频分为一次调频和二次调频。一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，常规机组通过调速系统的自动反应、新能源和储能等并网主体通过快速频率响应，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。二次调频是指并网主体通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，跟踪电力调度机构下达的指令，按照一定调节速率实时调整发用电功率，以满足电力系统频率、联络线功率控制要求的服务。

(二)调峰是指为跟踪系统负荷的峰谷变化及可再生能源出力变化,并网主体根据调度指令进行的发用电功率调整或设备启停所提供的服务。

(三)备用是指为保证电力系统可靠供电,在调度需求指令下,并网主体通过预留调节能力,并在规定的时间内响应调度指令所提供的服务。

(四)转动惯量是指在系统经受扰动时,并网主体根据自身惯量特性提供响应系统频率变化率的快速正阻尼,阻止系统频率突变所提供的服务。

(五)爬坡是指为应对可再生能源发电波动等不确定因素带来的系统净负荷短时大幅变化,具备较强负荷调节速率的并网主体根据调度指令调整出力,以维持系统功率平衡所提供的服务。

第六条 无功平衡服务即电压控制服务,电压控制服务是指为保障电力系统电压稳定,并网主体根据调度下达的电压、无功出力等控制调节指令,通过自动电压控制(AVC)、调相运行等方式,向电网注入、吸收无功功率,或调整无功功率分布所提供的服务。

(一)自动电压控制是指利用计算机系统、通信网络和可调控设备,根据电网实时运行工况在线计算控制策略,自动闭环控制无功和电压调节设备,以实现合理的无功电压分布。

(二)调相运行是指发电机不发出有功功率,只向电网输送感性无功功率的运行状态,起到调节系统无功、维持系统电压水平的作用。

第七条 事故应急及恢复服务包括稳定切机服务、稳定切负荷服务和黑启动服务。

(一)稳定切机服务是指电力系统发生故障时,稳控装置正确动作后,发电机组自动与电网解列所提供的服务。

(二)稳定切负荷(含抽水蓄能电站切泵)服务是指电网发生故障时,安全自动装置正确动作切除部分用户负荷,用户在规定响应时间及条件下以损失负荷来确保电力系统安全稳定所提供的服务。

(三)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机组或抽水蓄能、新型储能等所提供的恢复系统供电的服

务。

第三章 提供与调用

第八条 电力辅助服务的提供方式分为基本电力辅助服务和有偿电力辅助服务。基本电力辅助服务为并网主体义务提供，无需补偿。有偿电力辅助服务可通过固定补偿或市场化方式提供，所提供的电力辅助服务应达到规定标准，鼓励采用竞争方式确定承担电力辅助服务的并网主体，市场化方式包括集中竞价、公开招标/挂牌/拍卖、双边协商等。鼓励新型储能、可调节负荷等并网主体参与电力辅助服务。

第九条 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。

第十条 为保证电力系统平衡和安全，电力辅助服务应按照国家、行业有关标准或规定进行选取和调用。未开展市场化交易的电力辅助服务品种，统筹考虑并网主体的特性和贡献等实际情况，研究明确提供主体；已开展市场化交易的电力辅助服务品种，根据市场出清结果确定提供主体。

第四章 补偿方式与分摊机制

第十一条 国家能源局派出机构根据本规定，结合当地电网运行需求和特性，按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，确定各类电力辅助服务品种、补偿类型并制定具体细则。

第十二条 并网主体参与有偿电力辅助服务时，应根据其提供电力辅助服务的种类和性能，或对不同类型电力辅助服务的差异化需求及使用情况，制定差异化补偿或分摊标准。

第十三条 国家能源局派出机构在制定电力辅助服务管理实施细则和市场交易规则时，应合理确定电力辅助服务品种，建立相应补偿、分摊和考核机制。电力辅助服务管理实施细则原则上主要明确通过义务提供、固定补偿方式获取的电力辅助服务品种的相关机制；电力辅助服务市场交易规则主要明确通过市场化竞

争方式获取的电力辅助服务品种的相关机制。

第十四条 各类电力辅助服务品种的补偿机制详见附件。固定补偿方式确定补偿标准时应综合考虑电力辅助服务成本、性能表现及合理收益等因素，按“补偿成本、合理收益”的原则确定补偿力度；市场化补偿形成机制应遵循考虑电力辅助服务成本、合理确定价格区间、通过市场化竞争形成价格的原则。

第十五条 承诺提供电力辅助服务的并网主体，在实际运行中，未按照约定提供有效电力辅助服务的，具体考核依照电力并网运行管理实施细则或市场交易规则执行。已通过市场机制完全实现的，不得在实施细则中重复考核。

第十六条 在电力辅助服务管理实施细则或市场交易规则中，应合理明确电力辅助服务需求的确定原则、电力辅助服务费用的分摊标准及市场交易机制等，并根据需要进行动态调整完善。

（一）对采用电力辅助服务管理实施细则管理的电力辅助服务品种，考核费用的收支管理可独立进行或与补偿费用一并进行。对已开展市场化交易的电力辅助服务品种，应在市场交易规则中约定考核机制，且考核费用需与补偿费用一并进行收支管理。

（二）为电力系统运行整体服务的电力辅助服务，补偿费用由发电企业、市场化电力用户等所有并网主体共同分摊，逐步将非市场化电力用户纳入补偿费用分摊范围。原则上，为特定发电侧并网主体服务的电力辅助服务，补偿费用由相关发电侧并网主体分摊。为特定电力用户服务的电力辅助服务，补偿费用由相关电力用户分摊。

第十七条 已开展市场化交易的电力辅助服务品种，根据市场交易规则进行清算、结算。未开展市场化交易的电力辅助服务品种，按月进行电力辅助服务补偿清算、结算。现货市场运行期间，已通过电能量市场机制完全实现系统调峰功能的，原则上不再设置与现货市场并行的调峰辅助服务品种。

第十八条 省级及以上电力调度机构针对调管的并网主体应满足调度、计量、结算等相关要求，并保证调度指令下达至并网主体。省级以下电力调度机构直接调度的并网主体（含自备电厂），具备相关调度、计量、结算等要求的，可通过

独立单元、聚合商和第三方代理等形式，纳入所在地电力辅助服务管理实施细则或市场交易规则的管理范围。

第十九条 电力辅助服务计量以电力调度指令、调度自动化系统采集的实时数据、电能量计量装置的数据等为依据。电网频率、实际有功（无功）出力和发/用电负荷按国家和行业标准规定的周期进行采集。电能量计量装置按国家和行业标准规定的周期，存储电量数据。

第二十条 通过采取购买调峰资源或调峰服务方式建设的可再生能源发电项目，入市前项目主体应向调度机构申报承担电力辅助服务责任的主体，并报国家能源局派出机构备案，参与电力辅助服务的规则可依据国家相关规定并结合各地实际情况另行制定。项目投产后，电力调度机构应每月汇总分析，向国家能源局派出机构报告对应调峰服务执行情况。

第二十一条 新建发电机组调试运行期形成的差额资金纳入电力辅助服务补偿资金管理。

第二十二条 电力调度机构和电网企业根据本办法，按照专门记账、收支平衡原则，建立专门账户，对电力辅助服务补偿和考核费用进行管理。

第五章 电力用户参与辅助服务分担共享机制

第二十三条 逐步建立电力用户参与的电力辅助服务分担共享机制，根据不同类型电力用户的用电特性，因地制宜制定相应分担标准。电力用户参与电力辅助服务可采取以下两种方式。

（一）独立参与方式：具备与电力调度机构数据交互，且能够响应实时调度指令的可调节负荷，根据系统运行需要和自身情况，响应电力调度机构调节指令，调节自身用电负荷曲线，提供电力辅助服务，并参与电力辅助服务补偿和分摊。

（二）委托代理参与方式：电力用户可由代理其参与电力中长期交易的售电公司，或聚合商、虚拟电厂签订委托代理协议，按照公平合理原则协商确定补偿和分摊方式，参与电力辅助服务。聚合商、虚拟电厂参与方式同电力用户独立参与。

不具备提供调节能力或调节能力不足的电力用户、聚合商、虚拟电厂应按用电类型、电压等级等方式参与分摊电力辅助服务费用，或通过购买电力辅助服务来承担电力辅助服务责任，相应的电力辅助服务责任确定机制在各地实施细则或市场交易规则中明确。

第二十四条 电力用户签订的带负荷曲线电能量交易合同中应明确承担电力辅助服务的责任和费用等相关条款，并满足所参与电力辅助服务的技术要求，参照发电企业标准进行补偿和分摊，随电力用户电费一并结算。电费账单中单独列支电力辅助服务费用。费用补偿和分摊可采取以下两种方式。

（一）电力用户直接承担方式：与电力用户开展电能量交易的发电企业相应交易电量不再参与电力辅助服务费用分摊，由电力用户按照当地实施细则有关规定分摊电力辅助服务费用。

（二）电力用户经发电企业间接承担方式：电力用户与发电企业开展电能量交易时约定交易电价含电力辅助服务费用的，发电企业相应交易电量应继续承担电力辅助服务费用分摊。电力用户也可与发电企业自行约定分摊比例，在各自电费账单中单独列支。

第六章 跨省跨区电力辅助服务机制

第二十五条 跨省跨区送电配套电源机组均应按照本办法纳入电力辅助服务管理，原则上根据调度关系在送端或受端电网参与电力辅助服务，不重复参与送、受两端电力辅助服务管理。

第二十六条 为保障跨省跨区送电稳定运行提供电力辅助服务的发电机组，应当获得相应的电力辅助服务补偿。

第二十七条 参与国家指令性计划、地方政府协议以及跨省跨区市场化交易的送电发电机组按照同一标准和要求参与电力辅助服务管理。

第二十八条 与电力用户开展跨省跨区“点对点”电能量交易的发电机组参与辅助服务管理，参照本办法第二十五条、第二十六条执行。

第二十九条 由于跨省跨区线路检修停运等原因，跨省跨区配套机组临时向

其他地区送电期间，原则上应参与送端辅助服务管理。

第三十条 跨省跨区电能量交易的购售双方应在协商跨省跨区电能量交易价格中明确电力辅助服务的责任和费用等相关条款，对受端或送端电网提供电力辅助服务的并网主体予以合理补偿。

第三十一条 跨省跨区电力辅助服务费用随跨省跨区电能量交易电费一起结算，相关电网企业应按时足额结算。

第七章 信息披露

第三十二条 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/补偿/分摊、具体品种、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。

第三十三条 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补偿结果，制定信息披露标准格式，开放数据接口。

第三十四条 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、补偿和分摊公示信息，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。

第八章 监督管理

第三十五条 国家能源局及其派出机构负责电力辅助服务的监督与管理，监管本办法及相关规则的实施。国家能源局派出机构负责所在地区的电力辅助服务管理，组织建设电力辅助服务市场，组织电网企业和并网主体确定电力辅助服务补偿标准或价格机制，调解辖区内电力辅助服务管理争议，监管电力辅助服务管理实施细则和市场交易规则的执行、电力辅助服务的需求确定和评估实际执行效果等工作。工作中发现的重大问题应及时向国家能源局报告。

第三十六条 国家能源局派出机构可依据实际需要，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。

第三十七条 国家能源局各区域监管局根据本办法，按照公开、透明、经济的原则，商相关省监管办、电网企业、并网主体组织修订本区域电力辅助服务管理实施细则和市场交易规则，报国家能源局备案后施行。实施细则和市场交易规则中应明确提供电力辅助服务的并网主体的具体范围、性能指标（参数）、辅助服务品种、需求确定原则、市场出清机制、补偿分摊标准、信息披露细则等内容。各省监管办可在本区域实施细则和市场交易规则的基础上，结合各省（区）实际情况约定不同补偿标准或价格机制，修订辖区内实施细则和市场交易规则，保持实施细则和市场交易规则在区域内的基本统一和相互协调。电力现货试点地区，由国家能源局派出机构根据当地电力系统运行需要和现货市场运行情况，统筹做好衔接，制定电力辅助服务市场交易规则。

第三十八条 电力调度机构遵照电力辅助服务管理实施细则和市场交易规则，负责电力辅助服务的选取、调用、计量和费用计算、数据统计、公示、核对、技术支持系统建设运行。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。

第九章 附 则

第三十九条 本办法自发布之日起实施，有效期5年。原国家电力监管委员会《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）同时废止。

第四十条 本办法由国家能源局负责解释，国家能源局其他相关文件与本办法不一致的，以本办法为准。

附件：各类电力辅助服务品种补偿机制（略）

国务院办公厅关于深化电煤市场化改革的指导意见

（国办发〔2012〕57号）

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

为深入贯彻落实党的十八大精神，加快完善社会主义市场经济体制，更大程度更广范围发挥市场在资源配置中的基础性作用，形成科学合理的电煤运行和调节机制，保障电煤稳定供应，促进经济持续健康发展，经国务院同意，现就深化电煤市场化改革提出以下指导意见：

一、抓住有利时机深化电煤市场化改革

煤炭是我国的基础能源，占一次能源生产和消费的70%左右。电煤是煤炭消费的主体，占消费总量的一半以上。深化电煤市场化改革，搞好产运需衔接，对保障电煤稳定供应和电力正常生产，满足经济发展和群众生活需求具有十分重要的意义。上世纪90年代以来，我国煤炭订货市场化改革不断推进，价格逐步放开，对纳入订货范围的电煤实行政府指导价和重点合同管理，对保障经济发展曾经发挥了积极的作用。但由于重点合同电煤与市场煤在资源供给、运力配置和价格水平上存在着明显差异，限制了市场机制作用的发挥，造成不公平竞争，合同签订时纠纷不断，执行中兑现率偏低，不利于煤炭的稳定供应，越来越不适应社会主义市场经济发展的要求，改革势在必行。今年以来，煤炭供需形势出现了近年来少有的宽松局面，重点合同电煤与市场煤价差明显缩小，一些地方还出现倒挂，电力企业经营状况有所改善，改革的条件基本成熟。为此，应抓住当前有利时机，坚定不移地推进改革。

二、主要任务

电煤市场化改革是能源领域的一项重要改革。要坚持市场化取向，充分发挥市场在配置煤炭资源中的基础性作用，以取消重点电煤合同、实施电煤价格并轨为核心，逐步形成合理的电煤运行和调节机制，实现煤炭、电力行业持续健康发

展，保障经济社会发展和人民生活的能源需求。

（一）建立电煤产运需衔接新机制。自 2013 年起，取消重点合同，取消电煤价格双轨制，发展改革委不再下达年度跨省区煤炭铁路运力配置意向框架。煤炭企业和电力企业自主衔接签订合同，自主协商确定价格。鼓励双方签订中长期合同。地方各级人民政府对煤电企业正常经营活动不得干预。委托煤炭工业协会对合同的签订和执行情况进行汇总。运输部门要组织好运力衔接，对落实运力的合同由发展改革委、铁道部、交通运输部备案。

（二）加强煤炭市场建设。加快健全区域煤炭市场，逐步培育和建立全国煤炭交易市场，形成以全国煤炭交易中心为主体、区域煤炭市场为补充，与我国社会主义市场经济体制相适应的统一开放、竞争有序的煤炭交易市场体系，为实施电煤市场化改革提供比较完善的市场载体。煤炭工业协会在发展改革委指导下做好衔接协调，研究制定交易规则，培育和发展全国煤炭交易市场体系。

（三）完善煤电价格联动机制。继续实施并不断完善煤电价格联动机制，当电煤价格波动幅度超过 5% 时，以年度为周期，相应调整上网电价，同时将电力企业消纳煤价波动的比例由 30% 调整为 10%。鉴于当前重点合同电煤与市场煤价格接近，此次电煤价格并轨后上网电价总体暂不作调整，对个别问题视情况个别解决。

（四）推进电煤运输市场化改革。铁道部、交通运输部要加强对有关路局、港航企业的指导，完善煤炭运力交易市场，依据煤炭供需双方签订的合同和运输能力，合理配置运力并保持相对稳定，对大中型煤电企业签订的中长期电煤合同适当优先保障运输。对签订虚假合同、造成运力浪费或不兑现运力、影响资源配置的行为要依法依规加大惩罚力度。铁道部要周密制定电煤铁路运输管理办法，进一步建立公开公平的运力配置机制。

（五）推进电力市场化改革。鼓励煤电联营，增强互保能力。改进发电调度方式，在坚持优先调度节能环保高效机组的基础上，逐步增加经济调度因素，同等条件下对发电价格低的机组优先安排上网，促进企业改善管理、降低能耗和提高技术水平，为实行竞价上网改革探索经验。

三、完善调控监管体系

依法加强和改善市场调控监管，创造公平公正的市场竞争环境。制定电煤价格异常波动的应对预案，在电煤价格出现非正常波动时，依据价格法有关规定采取临时干预措施。充分利用国内国外两个市场、两种资源，加强煤炭进出口调节，促进供需平衡。加强煤炭应急储备建设，完善供应保障应急预案。加强煤炭经营监管和电煤合同履行检查，规范流通秩序，进一步清理和取消不合理收费，严肃查处乱涨价、乱收费以及串通涨价等违法行为。煤炭、电力行业协会要加强与政府部门的沟通配合，加强企业诚信体系建设，做好行业自律工作。

四、切实加强组织协调

电煤市场化改革涉及重大利益调整，社会关注度高。各地区、各有关部门要统一思想，提高认识，增强大局观念，加强协调配合，形成工作合力。发展改革委要会同有关部门充分发挥煤电油气运保障工作部际协调机制作用，及时协调解决电煤市场化改革中的重大问题，指导做好煤炭产运需衔接工作。同时，继续加强对电价形成机制改革、电力体制改革、煤炭期货市场建设等重大问题研究。

国务院办公厅

2012年12月20日

国家发展改革委办公厅关于进一步做好电网企业 代理购电工作的通知

（发改办价格〔2022〕1047号）

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，中国核工业集团有限公司、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：

《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号，以下简称“809号文件”）印发实施以来，各地电网企业代理购电制度全面建立、平稳运行，为煤电上网电价市场化改革落地见效提供了有力保障，对加快构建“能涨能跌”市场化电价机制、推动电力市场建设发展、保障电力安全稳定供应发挥了重要作用。在继续执行809号文件、保持政策稳定性的基础上，为进一步做好电网企业代理购电工作，现就有关事项通知如下：

一、保障用户安全可靠用电。电网企业要落实809号文件要求，保障代理购电制度平稳运行，确保居民、农业用户和代理购电工商业用户电力安全可靠供应；坚持低价电量（含偏差电费）优先匹配居民、农业用电，保持居民、农业用电价格基本稳定。

二、逐步优化代理购电制度。各地要适应当地电力市场发展进程，鼓励支持10千伏及以上的工商业用户直接参与电力市场，逐步缩小代理购电用户范围。优化代理购电市场化采购方式，完善集中竞价交易和挂牌交易制度，规范挂牌交易价格形成机制。

三、加强事中事后监管。各地、各相关单位要严格按照国家政策要求，切实执行好电网企业代理购电制度，不得对代理购电用户电价形成进行不当干预。电

网企业要加强力量配置，不断提升代理购电用户用电规模预测的科学性、准确性，预测偏差情况每季度报省级价格主管部门。省级价格主管部门要密切跟踪电网企业代理购电制度执行情况，及时牵头解决制度执行中出现的新问题，确保代理购电制度平稳运行。

本通知自 2023 年 1 月 1 日起执行。809 号文件及其他现行政策相关规定与本通知不符的，以本通知规定为准。

国家发展改革委办公厅

2022 年 12 月 23 日

国家发展改革委、国家能源局关于印发《电力现货市场 基本规则（试行）》的通知

（发改能源规〔2023〕1217号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，天津市、辽宁省、上海市、重庆市、四川省、甘肃省经信委（经信厅、工信厅、经信局、工信局），国家能源局各派出机构，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、国家能源投资集团有限责任公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家开发投资集团有限公司、中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司、华润（集团）有限公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为加快推进电力市场建设，规范电力现货市场的运营和管理，我们组织制定了《电力现货市场基本规则（试行）》。现印发给你们，请遵照执行。

国家发展改革委

国家能源局

2023年9月7日

电力现货市场基本规则（试行）

第一章 总则

第一条 为规范电力现货市场运营和管理，依法维护经营主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，根据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》《中共中央国务院关于加快建设全国统一大市场的意见》《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）和有关法律、法规规定，制定本规则。

第二条 本规则所称电力现货市场是指符合准入条件的经营主体开展日前、日内和实时电能量交易的市场。电力现货市场通过竞争形成体现时空价值的市场

出清价格，并配套开展调频、备用等辅助服务交易。所称市场成员包括经营主体、电网企业和市场运营机构。经营主体包括各类型发电企业、电力用户（含电网企业代理购电用户）、售电公司和新型经营主体（含分布式发电、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等）；市场运营机构包括电力调度机构和电力交易机构。

第三条 本规则适用于采用集中式市场模式的省（区、市）/区域现货市场，以及省（区、市）/区域现货市场与相关市场的衔接。采用分散式市场模式的省（区、市）/区域和省间电力现货市场可探索制定相应市场规则。

第四条 各省（区、市）/区域结合能源转型需要和市场建设进程，及时制修订电力现货市场运营规则及其配套实施细则，并公开发布。规则制修订应充分发挥电力市场管理委员会作用。

第五条 电力现货市场信息披露工作应当按照国家有关规定执行，信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

第二章 总体要求

第一节 建设目标和基本原则

第六条 电力现货市场建设的目标是形成体现时间和空间特性、反映市场供需变化的电能量价格信号，发挥市场在电力资源配置中的决定性作用，提升电力系统调节能力，促进可再生能源消纳，保障电力安全可靠供应，引导电力长期规划和投资，促进电力系统向清洁低碳、安全高效转型。

第七条 电力现货市场建设与运营应坚持安全可靠、绿色低碳、经济高效、稳步协同、公开透明原则。

第二节 建设路径

第八条 近期推进省间、省（区、市）/区域市场建设，以省间、省（区、市）/区域市场“统一市场、协同运行”起步；逐步推动省间、省（区、市）/区域市场融合。

第九条 电力现货市场近期建设主要任务：

（一）按照“统一市场、协同运行”的框架，构建省间、省（区、市）/区域现货市场，建立健全日前、日内、实时市场。

（二）加强中长期市场与现货市场的衔接，明确中长期分时交易曲线和交易价格。

（三）做好调频、备用等辅助服务市场与现货市场的衔接，加强现货市场与调峰辅助服务市场融合，推动现货市场与辅助服务市场联合出清。

（四）推动电力零售市场建设，畅通批发、零售市场价格传导。

（五）稳妥有序推动新能源参与电力市场，设计适应新能源特性的市场机制，与新能源保障性政策做好衔接；推动分布式发电、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等新型经营主体参与交易。

（六）直接参与市场的电力用户、售电公司、代理购电用户等应平等参与现货交易，公平承担义务；推动代理购电用户、居民和农业用户的偏差电量分开核算，代理购电用户偏差电量按照现货价格结算，为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益（含偏差电费），由全体工商业用户分摊或分享。

（七）省间市场逐步引入其他经营主体，放开各类发电企业、用户、售电公司等参与交易；兼顾送受端利益，加强省间市场与省（区、市）/区域市场在经济责任、价格形成机制等方面的动态衔接。

第十条 电力现货市场中远期建设主要任务：

（一）持续完善适应新型电力系统的电力市场机制，通过市场时空价格信号实现源网荷储各环节灵活互动、高效衔接，促进保障电力供应安全充裕。

（二）推动制定统一的市场准入退出、交易品种、交易时序、交易执行结算等规则体系和技术标准，加强国家市场、省（区、市）/区域电力市场间的相互耦合、有序衔接。

（三）不断推动各类经营主体平等参与市场，扩大新型经营主体参与交易范围，形成平等竞争、自主选择的市场环境。

第三节 运行要求

第十一条 电力现货市场应依序开展模拟试运行、结算试运行和正式运行，启动相关试运行和正式运行前按各省（区、市）/区域电力现货市场规则规定的程序开展相关市场运行工作。

第十二条 电力现货市场模拟试运行的启动条件和工作内容如下：

（一）启动模拟试运行时，至少应具备以下条件：模拟试运行工作方案及规则向经营主体征求意见，并公开发布；技术支持系统功能符合要求，通过市场运营机构内部系统测试；市场运营人员和经营主体经过相关培训，能够准确理解规则，掌握技术支持系统使用方法；关键市场参数按照明确的原则确定。

（二）模拟试运行工作内容至少应包括：组织经营主体参与现货市场申报，检验技术支持系统功能，适时依据市场出清结果进行生产调度；根据模拟试运行情况对市场规则进行讨论修改、对技术支持系统进行完善，对关键流程进行记录备查；形成模拟试运行分析报告，并向市场成员公开；初步开展结算分析，测算对市场成员的影响。

第十三条 电力现货市场结算试运行的启动条件和工作内容如下：

（一）启动结算试运行时，至少应具备以下条件：结算试运行工作方案及规则向经营主体征求意见，并公开发布；技术支持系统通过第三方校验并向经营主体公开校验报告，能够连续多日按照规则出清并为形成调度计划提供依据；市场运营机构和电网企业、发电企业、售电公司等市场成员的业务流程基本理顺；关键市场参数按照明确的原则确定；市场应急处置预案完备并经过演练。

（二）结算试运行工作内容至少应包括：依据市场出清结果进行生产调度并结算；检验技术支持系统市场出清等有关功能；根据结算试运行情况对市场规则进行讨论修改、对技术支持系统进行完善，对关键流程进行记录备查；形成结算试运行分析报告，向市场成员公开。

第十四条 电力现货市场正式运行的启动条件和工作内容如下：

（一）启动正式运行时，至少应具备以下条件：现货市场规则体系健全；市场风险防控、信息披露、信用管理等制度体系已建立；技术支持系统定期开展第三方校验并向经营主体公开校验报告；市场成员具备符合条件的人员、场所，市

场成员之间的业务衔接实现制度化、程序化。

（二）正式运行工作内容至少应包括：按照规则连续不间断运行现货市场，保障技术支持系统正常运转，依据市场出清结果进行调度生产并结算，依法依规进行信息披露、市场干预、争议处理，实施市场监管和市场监测，具备开展现货市场体系第三方校验的条件。

第三章 市场成员

第一节 权利与义务

第十五条 发电企业的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与电能量、辅助服务等交易，签订和履行电力交易合同，按规定参与电费结算，在规定时间内可对结算结果提出异议。

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务。

（三）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构统一调度，提供承诺的有效容量和辅助服务，提供电厂检修计划、实测参数、预测运行信息、紧急停机信息等。

（四）依法依规提供相关市场信息，按照信息披露有关规定获得市场交易、输配电服务、信用评价、电力负荷、系统运行等相关信息，并承担保密义务。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十六条 电力用户的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与电能量和辅助服务交易，签订和履行电力交易合同，暂时无法直接参与市场的电力用户按规定由电网企业代理购电，其中参与批发电能量交易的用户，可以按照规则进行跨省跨区购电和省内购电。

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、线损电费、系统运行费（含辅助服务费）、政府性基金及附加等。

（三）依法依规提供相关市场信息，获得电力交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务。

（四）服从电力调度机构的统一调度，遵守电力需求侧管理等相关规定，提

供承诺的需求响应服务。

（五）按规定支付电费，在规定时间内可对结算结果提出异议。

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十七条 售电公司的权利和义务主要包括：

（一）按照规则参与跨省跨区、省内电能量交易和辅助服务交易，提供增值服务，与用户签订零售合同，并履行合同规定的各项义务。

（二）按照规则向电力交易机构提供代理零售用户的交易合同及电力电量需求，获得电力交易、输配电服务和代理零售用户历史用电负荷（或典型用电负荷）等相关信息，承担用户信息保密义务。

（三）获得电网企业的电费结算服务。

（四）具有配电网运营权的售电公司负责提供相应配电服务，按用户委托提供代理购电服务。

（五）法律法规规定的其他权利和义务。

第十八条 其他经营主体根据参与的市场交易类型，享受与上述经营主体同等的权利和义务，并需满足参与现货市场的技术条件。

第十九条 电网企业的权利和义务：

（一）保障输变电设备正常运行。

（二）根据现货市场价格信号反映的阻塞情况，加强电网建设。

（三）为经营主体提供公平的输电、配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收付费等服务。

（四）建设、运行、维护和管理电网相关配套系统，服从电力调度机构的统一调度。

（五）依法依规提供相关市场信息，并承担保密义务；向市场运营机构提供支撑现货市场交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性。

（六）收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算。

(七) 保障居民(含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户)、农业用电供应,执行现行目录销售电价政策;单独预测居民、农业用户的用电量规模及典型用电曲线。

(八) 向符合规定的工商业用户提供代理购电服务。

(九) 法律法规规定的其他权利和义务。

第二十条 电力调度机构的权利和义务主要包括:

(一) 组织电力现货交易,负责安全校核、市场监测和风险控制,按照调度规程实施电力调度,保障电网安全稳定运行。

(二) 合理安排电网运行方式,保障电力市场正常运行。

(三) 按规则建设、运行和维护电力现货市场技术支持系统。

(四) 按照信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息,提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关数据,按照国家网络安全有关规定与电力交易机构进行数据交互,承担保密义务。

(五) 配合国家能源局派出机构、省(区、市)有关主管部门开展市场分析和运营监控,履行相应市场风险防范职责,依法依规实施市场干预,并向国家能源局派出机构、省(区、市)有关主管部门报告,按照规则规定实施的市场干预予以免责。

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第二十一条 电力交易机构的权利和义务主要包括:

(一) 向经营主体提供市场注册、信息变更和退出等相关服务。

(二) 负责中长期交易组织及合同管理,负责现货交易申报和信息发布。

(三) 提供电力交易结算依据及相关服务。

(四) 建设、运营和维护电力交易平台和相关配套系统。

(五) 按照国家信息安全与保密、电力市场信息披露和报送等有关规定披露和发布信息,承担保密义务;提供信息发布平台,为经营主体信息发布提供便利,获得市场成员提供的支撑现货市场交易以及服务需求的数据等;制定信息披露标准格式,及时开放数据接口。

（六）监测和分析市场运行情况，记录经营主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为，向国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门及时报告并配合相关调查，依法依规实施市场干预，防控市场风险。

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 准入与退出

第二十二条 参加电力市场交易的经营主体应是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体，其中发电企业应当依法依规取得电力业务许可证。内部核算的经营主体经法人单位授权，可申请参与电力市场交易。参与中长期交易的经营主体均可参与现货市场。

第二十三条 准入电力市场的发电企业和电力用户不允许退出。满足下列情形之一的，可自愿申请办理退市手续：

（一）经营主体宣告破产、退役，不再发电或用电。

（二）因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体因自身原因无法继续参加市场。

（三）因电网网架结构调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件。

（四）售电公司退出条件按照国家有关售电公司准入与退出的管理规定执行。

第二十四条 经营主体发生以下情况时，电力交易机构依法依规强制其退出市场，并向国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门备案。

（一）因情况变化不再符合准入条件（包括依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业，电力业务许可证被注销等情况）。

（二）隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的。

（三）严重违反市场交易规则，且拒不整改的。

（四）企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价降低为不适合继续参与市场

交易的。

（五）因违反交易规则及市场管理规定等情形被暂停交易，且未在期限内完成整改的。

（六）法律、法规规定的其他情形。

第二十五条 退出市场的经营主体应缴清市场化费用及欠费，处理完毕尚未交割的成交电量。无正当理由退出市场的经营主体及其法定代表人三年内均不得申请市场准入。

第三节 注册、变更与注销

第二十六条 符合电力市场准入条件的各类经营主体在电力

交易机构完成市场注册程序后，方可参与电力市场交易。各电力交易机构共享注册信息。经营主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性，履行承诺、公示、注册、备案等相关手续后，电力交易机构及时向社会发布经营主体注册信息。

第二十七条 已完成市场注册的经营主体，当市场注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请，变更信息经公示无异议后，电力交易机构向社会重新发布相关经营主体注册信息。

第二十八条 因故需要退出市场的经营主体，应及时向电力交易机构提出市场退出申请，履行或处理完成已成交合同有关事项，并由电力交易机构公示无异议后，方可注销其市场注册信息并退出市场。

第四章 市场构成与价格

第一节 市场构成

第二十九条 现货市场一般包括日前市场、日内市场和实时市场。各省（区、市）/区域可根据实际情况选择实际构成。

（一）日前市场。市场运营机构按日组织日前市场，根据经营主体日前交易申报，在考虑电网运行和物理约束的前提下，满足日前市场负荷需求和备用需求，

以社会福利最大为目标，进行日前市场集中优化出清，形成日前出清结果。加快推动日前市场以市场化用户申报曲线叠加非市场化用户预测曲线为依据开展集中优化出清。如不开展日前市场，可选择开展日前预出清，日前预出清结果不作为结算依据，仅向经营主体披露。

（二）日内市场。市场运营机构在运行日，根据系统运行情况和最新预测信息，滚动优化快速启停机组等灵活调节资源，以满足系统平衡要求。

（三）实时市场。实时市场中，市场运营机构在运行日根据经营主体申报，在机组组合基本确定的基础上，考虑电网实际运行状态和物理约束，满足超短期负荷预测和备用需求，以社会福利最大为目标，进行实时市场出清，形成实时市场出清结果。

第三十条 可靠性机组组合是日前市场的重要环节。为满足系统运行安全需要，可靠性机组组合根据发电侧报价、可再生能源出力预测、省间送受电计划和系统负荷预测等，确定需要启停的机组。

第二节 价格机制

第三十一条 可根据电网结构和阻塞等情况，选择节点边际电价、分区边际电价和系统边际电价等机制。

（一）节点边际电价包含电能量分量和阻塞分量。对于电网阻塞程度较为严重、输电能力受限的地区，宜采用节点边际电价机制。

（二）当电网存在输电阻塞时，可按阻塞断面将市场分成几个不同的分区，并以各分区内边际价格作为该分区电价。对于存在明显阻塞断面的地区，宜采用分区边际电价机制。

（三）现货市场出清时，以市场内统一边际价格作为系统电价的，可不区分节点或价区。

第三十二条 经营主体具有报价权和参与定价权。电网企业代理购电用户在现货市场中不申报价格。经营主体不能参与定价的情况有：

（一）机组已达到最大爬坡能力。

(二) 机组因自身原因，出力必须维持在某一固定水平。

(三) 机组因自身原因或因水电厂水位控制或下游综合利用需要，出力不得低于某一水平，低于该水平的部分不能参与定价。

(四) 机组正处于从并网到最小技术出力水平，或从最小技术出力水平到解列的过程。

第三十三条 发电侧价格由电能量价格、辅助服务费用等构成。

第三十四条 直接参与交易的用户侧用电价格由电能量价格、输配电价（含交叉补贴）、上网环节线损费用、系统运行费用（包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费等）、政府性基金及附加等构成。代理购电用户用电价格按照政府有关规定执行。

第三十五条 输配电价（含交叉补贴）、综合线损率等以政府核定水平为准。政府性基金及附加遵循政府有关规定。

第三十六条 通过在市场出清中考虑线路/断面安全约束等方式进行阻塞管理。采用分区电价或节点电价所产生的阻塞费用，可按规则分配给经营主体。

第三节 市场限价

第三十七条 市场限价设定应考虑经济社会承受能力，有利于市场发现价格，激励投资，引导用户侧削峰填谷，提高电力保供能力，防范市场运行风险。

第三十八条 现货市场应设定报价限价和出清限价，报价限价不应超过出清限价范围。除正常交易的市场限价之外，当市场价格处于价格限值的连续时间超过一定时长后，可设置并执行二级价格限值。二级价格限值的上限可参考长期平均电价水平确定，一般低于正常交易的市场限价。

第三十九条 市场限价应综合考虑边际机组成本、电力供需情况、失负荷价值、经济发展水平等因素，经科学测算后按规则规定合理确定，并适时调整。

第四十条 市场限价应与市场建设相适应，并加强不同交易品种市场限价的协同。

(一) 未建立容量成本回收机制的地区，市场限价应考虑机组固定成本回收。

（二）随着交易接近交割时间，市场价格上限应依次递增或持平。

第四十一条 现货市场限价规则、价格干预规则等管制性价格规则由国务院价格主管部门明确制定原则，各省（区、市）价格主管部门会同有关主管部门、国家能源局派出机构组织制定具体规则，并在当地市场规则中体现。

第五章 现货市场运营

第一节 市场准备

第四十二条 参加省（区、市）/区域市场的成员，应分别遵守所参加市场的市场规则，按照所参加市场的规则和交易结果承担相应经济责任。

第四十三条 发电企业（机组）按要求向电力市场运营机构提供运行技术参数，作为电力现货市场出清的参数。

第四十四条 电网企业负责预测代理购电用户分时段用电量及居民、农业用电量和典型曲线，并通过技术支持系统发布。

第四十五条 在经营主体申报前，电力调度机构开展运行日分时段负荷预测和母线负荷预测。

第四十六条 各省（区、市）/区域根据系统运行需要，确定系统正、负备用要求。现货交易出清结果需满足运行日的系统备用要求，特殊时期电力调度机构可根据系统安全运行需要，调整备用值，并向经营主体披露调整情况。

第四十七条 电力调度机构基于发、输变电设备投产、退役和检修计划，结合电网实际运行状态，确定运行日的发、输变电设备检修和投运计划。

第四十八条 系统安全约束条件包括输变电设备极限功率、断面极限功率、发电机组（群）必开必停约束、发电机组（群）出力上下限约束等。

第四十九条 现货市场每日连续运行，经营主体需在规定时间内向市场运营机构提交申报信息，迟报、漏报或不报者均默认采用缺省值作为申报信息。

第五十条 关键参数的设置和修改应按规则规定的程序开展，不得随意更改。

第二节 市场运营

第五十一条 市场运营机构综合考虑省间中长期合同约定曲线、电网实际运行情况、省间现货市场日前交易结果等因素，确定跨省跨区联络线计划，作为送受两端市场的初始条件。

第五十二条 开展日前市场的地区，市场运营机构按照上级电力调度机构下发的省间交易结果形成的联络线计划，进行信息发布。电力调度机构以社会福利最大为目标，以已发布的信息作为市场优化边界条件，将用户侧申报电量或调度负荷预测作为需求，集中优化出清形成日前市场出清结果。

第五十三条 开展现货市场但未开展日前市场的地区，市场运营机构可依据已发布的送受电曲线、经营主体申报信息和次日负荷预测，形成省（区、市）/区域日前预出清结果。

第五十四条 开展日内市场的地区，电力调度机构以日前机组组合为基础，根据日内运行情况和相关预测信息，滚动优化快速启停机组等灵活调节资源。具备条件的地区，经营主体可在规定时间前调整报价。

第五十五条 开展实时市场的地区，电力调度机构根据最新的电力负荷预测、联络线计划和系统约束条件等，以社会福利最大为目标进行出清。

第五十六条 各省（区、市）价格主管部门会同国家能源局派出机构结合各地机组启动成本、变动成本（含空载成本）和固定成本等变化趋势，及时开展成本调查，明确各类型机组成本。

第三节 市场出清和结果发布

第五十七条 市场运营机构应按照规定及时向经营主体发布对应出清结果，当出清结果缺失或错误时，应根据规则及时补发或更正，并进行情况说明。

（一）开展日前市场的地区，日前正式出清结果应包含机组组合及机组出力曲线、分时价格。未开展日前市场的地区，日前预出清结果应包含机组组合及机组出力曲线等。

（二）日前市场出清（或日前预出清）后，电力调度机构应在规定时间内下

达调度计划（含机组组合）。

（三）运行日内，市场运营机构按规定发布省（区、市）/区域市场日内出清结果和实时出清结果，包含机组组合及机组出力曲线、分时价格。

（四）实时运行中，如发生场外调度或市场干预，电力调度机构应记录事件经过、计划调整情况等，并按照相关要求信息进行信息披露。

第六章 市场衔接机制

第一节 中长期与现货市场衔接

第五十八条 现货市场运行地区，经营主体应通过自主协商或集中交易方式确定中长期交易合同曲线或曲线形成方式，并约定分时电量、分时价格、结算参考点等关键要素。

第五十九条 现货市场运行地区，市场运营机构应不断优化中长期与现货市场运营衔接，开展中长期分时段带曲线交易，增加交易频次，缩短交易周期。

第六十条 跨省跨区交易卖方成交结果作为送端关口负荷增量，买方成交结果作为受端关口电源参与省内出清结算，省间交易结果作为省间交易电量的结算依据。

第二节 代理购电与现货市场衔接

第六十一条 电网企业应定期预测代理购电工商业用户用电量及典型负荷曲线，并考虑季节变更、节假日安排等因素分别预测分时段用电量，通过参与场内集中交易方式（不含撮合交易）代理购电，形成分时合同。

第六十二条 代理工商业用户购电的偏差电量应按照现货市场价格结算。

第六十三条 为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益，由全体工商业用户分摊或分享。

第三节 辅助服务市场与现货市场衔接

第六十四条 现货市场起步阶段，调频、备用辅助服务市场与现货市场可单独出清；具备条件时，调频、备用辅助服务市场与现货市场联合出清。

第六十五条 现货市场运行期间，已通过电能量市场机制完全实现系统调峰功能的，原则上不再设置与现货市场并行的调峰辅助服务品种。

第六十六条 现货市场运行地区，辅助服务费用由发用电两侧按照公平合理原则共同分担。

第四节 容量补偿机制与现货市场衔接

第六十七条 各省（区、市）/区域要按照国家总体部署，结合实际需要探索建立市场化容量补偿机制，用于激励各类电源投资建设、保障系统发电容量充裕度、调节能力和运行安全。开展现货市场的地区，要做好市场限价、市场结算、发电成本调查等与容量补偿机制的衔接。具备条件时，可探索建立容量市场。

第七章 计量

第一节 计量要求

第六十八条 计量管理的目的是保证电能计量量值的准确性、溯源性、及时性，确保电能计量装置运行安全可靠，维护市场成员合法权益，为电力现货市场规范开展提供计量保证。

第六十九条 发用单元各计量点结算时段电量应通过计量装置计量或通过数据拟合获得，并考虑变（线）损电量。

（一）若某计量点的电量数据需分配给多个单元，则各单元的电量根据既定方法分配获得。

（二）若某计量点无计量装置，则该点的电量应根据与其相关联计量点的电量数据计算得出。

第二节 计量装置管理

第七十条 电网企业应当为参与现货市场的发电企业、电力用户计量点配置符合国家标准的计量装置，满足电力现货市场对计量数据的采集频次、成功率和存储等要求。计量装置满足经营主体要求后，在以后的改造（含更换）过程中不应降低其技术要求。

第七十一条 若计量点配置主、副电表，应当确保主、副电表型号、规格、准确度相同，且有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为结算依据。

第七十二条 电网企业负责本供电营业区内所有用于交易结算（含发电企业上网交易电量）的电能计量装置的计量管理。发电企业配合电网企业完成与本企业有关的交易结算所使用电能计量装置的技术管理。

第七十三条 电网企业根据经营主体的申请，设置关口电能计量点，作为交易结算计量点。

（一）计量装置应安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，电网企业应在与经营主体协商明确计量装置安装位置后，依法确定相应的变（线）损，参与交易结算的关口计量点应在相关合同、协议中予以明确。

（二）发电单元需设置接入对应电网的关口计量点，参与市场的用户需设置接入对应电网的关口计量点，不同电网间需设置关口计量点。

（三）若某发电单元未安装计量装置，上网电量可通过其他单元和出线侧计量装置的计量数据计算获得，且该计算数据满足结算要求，电量的计算方法应征求经营主体意见。

（四）多个发电侧结算单元共用计量点且无法拆分时，结算单元电量分配方式应在市场规则或方案中予以明确。

（五）依法依规设置新型经营主体关口电能计量点。

第三节 计量数据管理

第七十四条 发电单元关口计量点的电量数据通过相关计量点计量或拟合确定；电力用户（含代理购电用户）关口计量点的电量数据由电网企业根据计量装

置或计量电量数据拟合规则确定，并传输给电力交易机构（售电公司或新型经营主体在电力用户授权下也可获得该部分数据）。

第七十五条 计量数据应当满足最小交易周期的结算需要，电网企业应对各结算时段内计量数据进行校核，保证计量数据准确、完整。

第七十六条 电网企业应按照有关数据采集、校验、估算的细则和标准，及时、准确计量其服务区域内经营主体计量装置记录的分时电量数据（包括拟合数据）。

（一）当计量装置计量时段无法满足结算时段要求时，由计量数据采集系统进行电量数据拟合。数据拟合可采用插值法、外推法、样本法等方法，并在市场规则或方案中予以明确。

（二）当自动采集数据不完整时，由电能计量采集管理信息系统根据拟合规则补全电量数据。

（三）当计量装置故障等问题导致计量表计底码不可用时，电网企业依据相关拟合规则出具电量更正报告，经相关经营主体确认后进行电量追退补。

（四）对于计量装置无法满足分时计量的电力用户，应细化其计量数据拟合方法。

第七十七条 电网企业依法依规对采集到的数据进行物理计量点到产权分界点的变（线）损分配。

第七十八条 电网企业应按照结算周期，依据适用于计量装置及相关经营主体的通用校核规则、个别计量装置特定的校核规则及任何可用的计量数据，通过系统对计量数据发起自动校核。若计量数据未通过自动校核，则应对该数据进行人工审核，并记录审核结果。

第七十九条 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录各类经营主体的电能计量装置数据，并将各类经营主体计量数据（包括拟合计量数据）按结算时序要求提交电力交易机构。

第八十条 电网企业应根据经营主体询问及争议，对计量数据问题进行分类管理，并按规定进行处理。

第八十一条 当计量数据缺失、错误或不可用时，可由相应经营主体或电网企业提出，并由具备资质的计量检定机构确认并出具报告，电网企业按照市场规则进行数据拟合作为电量追补依据，对电量电费进行差错退补。

第八十二条 电网企业负责经营主体计量数据管理，包括原始分时计量数据、调整和汇总后的电量数据（包括线（变）损调整参数）、验证和拟合数据的方法、计量数据的调整参数等。计量数据需按要求保存，数据保存时间应依法依规确定。

第八章 市场结算

第一节 市场结算管理

第八十三条 现货市场结算，及中长期、辅助服务市场结算涉及现货市场的相关内容适用本章节有关规定。

第八十四条 电能量批发市场可以按以下两种方式结算：

方式一：现货市场全电量按现货市场价格结算，中长期合同电量按中长期合同价格与中长期结算参考点的现货价格差值结算。

方式二：中长期合同电量按中长期合同价格结算，并结算所在节点/分区与中长期结算参考点的现货价格差值，实际电量与中长期合同电量的偏差按现货市场价格结算。

第八十五条 现货市场可采用“日清月结”的结算模式，每日对已执行的成交结果进行清分计算，以自然月为周期出具结算依据并开展电费结算。

第八十六条 结算时段是指市场进行结算的最小时段，每个结算时段以市场设计为准。每个结算时段的电费依据相关出清时段的出清结果计算确定。

第八十七条 电力市场结算不得设置不平衡资金池，每项结算项目均需独立记录，分类明确疏导。所有结算项目的分摊（返还）应根据“谁产生、谁负责，谁受益、谁承担”原则事先商定分摊（返还）方式，明确各方合理的权利与义务。

第二节 市场结算权责

第八十八条 电力交易机构在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）负责按照规则，通过电力交易平台等方式向各经营主体单独推送其结算明细和结算依据，在电力交易平台公开计算示例和说明，数据推送应采用数据接口等便于经营主体使用的方式。

（二）负责按规则处理经营主体结算的相关查询。

（三）负责经营主体的履约保函管理，接受电网企业履约保函、保险的使用申请，要求履约保函、保险的开立单位支付款项，向经营主体发出履约保函、保险执行告知书并做好相关信用评价管理记录。

（四）按照有关规定，将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

第八十九条 电网企业在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）负责根据电力交易机构提供的结算依据，按自然月周期向经营主体出具结算账单，并按照规定向经营主体收付款。

（二）按照有关规定，将经营主体的结算信息和数据进行涉密管理。

（三）负责向发生付款违约的经营主体催缴欠款，对于逾期仍未全额付款的经营主体，向电力交易机构提出履约保函、保险的使用申请。

第九十条 经营主体在市场结算方面的权利和义务主要包括：

（一）可以获取、查看其在各历史交易日、各历史结算时段的结算明细。

（二）结算依据出具后，应按照时间表核对并确认结算依据的完整性和准确性。

（三）对结算依据、结算账单存在疑问时，可在规定时间内向电力交易机构、电网企业提交结算查询。

（四）负责提供用于资金结算的银行账户。

（五）应按规定向电网企业支付（或收取）款项。

（六）拥有配电网运营权的售电公司根据政府有关规定开展电费结算。

第三节 市场结算计算

第九十一条 省（区、市）/区域内发电侧主体电能量电费计算应符合以下要

求：

（一）按照本规则第八十四条方式一，运行日前市场的省（区、市）/区域，发电侧主体电能量电费为其日前全电量电费、实时偏差电量电费、中长期差价合约电费之和，结算公式如下：

发电侧电能量电费 = 日前全电量电费 + 实时偏差电量电费 + 中长期差价合约电费

日前全电量电费 = \sum （日前市场出清电量 × 日前市场节点/分区边际电价）

实时偏差电量电费 = \sum [（实际上网电量 - 日前市场出清电量） × 实时市场节点/分区边际电价]

中长期差价合约电费 = \sum [合约电量 × （合约价格 - 中长期结算参考点现货电价）]

未运行日前市场、仅运行实时市场的省（区、市）/区域，发电侧主体电能量电费为其实时全电量电费、中长期差价合约电费之和，结算公式如下：

发电侧电能量电费 = 实时全电量电费 + 中长期差价合约电费

实时全电量电费 = \sum （实际上网电量 × 实时市场节点/分区边际电价）

中长期差价合约电费 = \sum [合约电量 × （合约价格 - 中长期结算参考点现货电价）]

（二）按照本规则第八十四条方式二，运行日前市场的省（区、市）/区域，发电侧主体电能量电费为中长期合约电费、日前电能量电费与实时电能量电费之和。结算公式如下：

发电侧电能量电费 = 中长期合约电费 + 日前电能量电费 + 实时电能量电费

中长期合约电费 = \sum [合约电量 × （合约价格 + 日前市场节点/分区边际电价 - 中长期结算参考点现货电价）]

日前电能量电费 = \sum [（日前市场出清电量 - \sum 合约电量） × 日前市场节点/分区边际电价]

实时电能量电费 = \sum [（实际上网电量 - 日前市场出清电量） × 实时市场节点/分区边际电价]

未运行日前市场、仅运行实时市场的省（区、市）/区域，发电侧主体电能量电费为中长期合约电费与实时电能量电费之和，结算公式如下：

发电侧电能量电费 = 中长期合约电费 + 实时电能量电费

中长期合约电费 = \sum [合约电量 × (合约价格 + 实时市场节点/分区边际电价 - 中长期结算参考点现货电价)]

实时电能量电费 = \sum [(实际上网电量 - \sum 合约电量) × 实时市场节点/分区边际电价]

(三) 根据市场构成不同，中长期结算参考点的现货价格可以由日前市场出清价格或者实时市场出清价格确定。

(四) 针对不同发电类型，可设计不同的政府授权合约结算公式。主要区别在于如何规定政府授权合约价格、合约电量曲线以及合约结算参考点。具体可在相关市场实施细则中明确。

第九十二条 省（区、市）/区域内用户侧主体电能量电费计算应符合以下要求：

(一) 按照本规则第八十四条方式一，运行日前市场的省（区、市）/区域，用户侧主体电能量电费为其日前全电量电费、实时偏差电量电费、中长期差价合约电费之和，结算公式如下：

用户侧电能量电费 = 日前全电量电费 + 实时偏差电量电费 + 中长期差价合约电费

日前全电量电费 = \sum [日前市场出清电量 × 日前市场节点/分区边际电价或统一结算点电价]

实时偏差电量电费 = \sum [(实际用电量 - 日前市场出清电量) × 实时市场节点/分区边际电价或统一结算点电价]

中长期差价合约电费 = \sum [合约电量 × (合约价格 - 中长期结算参考点现货电价)]

未运行日前与日内市场、仅运行实时市场的省（区、市）/区域，用户侧主体电能量电费为其实时全电量电费、中长期差价合约电费之和，结算公式如下：

用户侧电能量电费=实时全电量电费+中长期差价合约电费

实时全电量电费= \sum [实际用电量×实时市场节点/分区边际电价或统一结算点电价]

中长期差价合约电费= \sum [合约电量×（合约价格—中长期结算参考点现货电价）]

（二）按照本规则第八十四条方式二，运行日前市场的省（区、市）/区域，用户侧主体电能量电费包括中长期合约电费、日前电能量电费与实时电能量电费，结算公式如下：

用户侧电能量电费=中长期合约电费+日前电能量电费+实时电能量电费

中长期合约电费= \sum [合约电量×（合约价格+日前市场节点/分区边际电价或统一结算点电价—中长期结算参考点现货电价）]

日前电能量电费= \sum [(日前市场出清电量- \sum 合约电量)×日前市场节点/分区边际电价或统一结算点电价]

实时电能量电费= \sum [(实际用电量-日前市场出清电量)×实时市场节点/分区边际电价或统一结算点电价]

若未运行日前与日内市场、仅运行实时市场的省（区、市）/区域时，用户侧主体电能量电费为中长期合约电费和实时电能量电费之和，结算公式如下：

用户侧电能量电费=中长期合约电费+实时电能量电费

中长期合约电费= \sum [合约电量×（合约价格+实时市场节点/分区边际电价或统一结算点电价—中长期结算参考点现货电价）]

实时电能量电费= \sum [(实际用电量- \sum 合约电量)×实时市场节点/分区边际电价或统一结算点电价]

（三）根据市场构成不同，中长期结算参考点的现货价格可以由日前市场出清价格或者实时市场出清价格确定。

第九十三条 日前市场、实时市场阻塞费用为由于阻塞造成的应付费用与应收费用之差。市场设计中应考虑省内的阻塞费用分配方式，并明确跨省阻塞费用的计算和分配方式。阻塞费用可按规则分配给经营主体，初期可采用分配方式处

理阻塞费用，待条件成熟时，可通过市场化方式拍卖输电权，由输电权拥有者获取相应的阻塞收入。

第四节 结算依据及流程

第九十四条 经营主体结算依据包括现货电能量电费、中长期合同电费（包括双边合同、政府授权合约等）、系统运行费用（包含辅助服务费用、抽水蓄能容量电费等）、不平衡费用等。

第九十五条 电力交易机构和电网企业应确定结算周期、结算依据和结算账单出具日期以及收付款日期等，在此基础上制定相关时间节点和流程，并提前1个季度公开上述信息。

第九十六条 电力交易机构从电网企业按日获取每个经营主体的计量数据，计算每个经营主体批发市场的月度结算结果，在规定截止日期前形成结算依据。

第九十七条 电力交易机构在规定截止日期前向经营主体出具结算依据，并推送给电网企业。

第九十八条 电网企业在规定截止日期前，根据结算依据向经营主体发布结算账单。

第九十九条 用户侧主体应根据其结算账单在规定截止日期前向电网企业全额支付相关电费。电网企业应根据结算账单在规定截止日期前向发电侧主体全额支付相关电费。

第一百条 结算账单内容包括结算依据、汇总表及其他适用的附加项目。向用户侧主体收取电费的结算账单应包括电能量费用、输配电价、线损电费、系统运行费、政府性基金及附加等。向发电侧主体支付电费的结算账单应包括电能量费用（包括现货和中长期交易的电能量电费）、系统运行费、相关成本补偿费用等。

第五节 结算查询及调整

第一百零一条 经营主体对结算明细数据、结算依据计算过程、结算依据内

容等向电力交易机构提出查询或就结算账单问题向电网企业提出查询的，收到结算查询后，电力交易机构或电网企业应确认和评估查询是否有效，可要求经营主体追加信息，若确认结算查询有效且需要修改结算依据或结算账单，应按照规定进行调整。

第一百零二条 结算调整应按照以下方式开展：

（一）若结算错误影响多个经营主体，电力交易机构应重新进行结算计算，并在最近一次结算周期内完成调整；无法在最近一次结算周期内完成调整的，调整金额应在下个结算周期的结算依据中记为“结算调整项目”费用。

（二）可根据结算周期内对单个经营主体的影响设定阈值，超出阈值的，应在下个月的结算依据中记为“结算调整项目”；低于阈值的，可每年定期开展统一结算调整。

第六节 违约处理

第一百零三条 对付款违约经营主体的处理应符合以下要求：

（一）若经营主体未能在付款截止日前完成全额付款，电网企业应及时告知电力交易机构，电力交易机构按规定向经营主体发出违约通知。

（二）当电力交易机构发出违约通知后，电网企业应尽快按照违约金额提出履约保函、保险的适用申请。电力交易机构向履约保函、保险开立单位出具索赔通知及履约保函、保险原件，要求开立单位支付款项。电网企业向经营主体付款的总额不应超过实际收款及提取到的履约保函、保险金额总和。

（三）电力交易机构向违约经营主体发出履约保函、保险执行告知书，同时发出暂停交易通知，并做好相关信用记录。

第九章 风险防控

第一节 基本要求

第一百零四条 建立健全电力市场风险防控机制，防范市场风险，保障电力

系统安全和市场平稳运行，维护经营主体合法权益和社会公共利益。

第一百零五条 市场运营机构在国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门指导下，履行市场风险防控职责，市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

第二节 风险分类

第一百零六条 电力市场风险类型包括：

（一）电力供需风险，指电力供应与需求大幅波动、超出正常预测偏差范围，影响电力系统供需平衡的风险。

（二）市场价格异常风险，指部分时段或局部地区市场价格持续偏高或偏低，波动范围或持续时间明显超过正常变化范围的风险。

（三）电力系统安全运行风险，指电力系统在运行中承受扰动时，无法承受住扰动引起的暂态过程并过渡到一个可接受的运行工况，或者在新的运行工况下，各种约束条件不能得到满足的风险。

（四）电力市场技术支持系统风险，指支撑电力市场的各类技术支持系统出现异常或不可用状态，影响市场正常运行的风险。

（五）网络安全风险，指因黑客、恶意代码等攻击、干扰和破坏等行为，造成被攻击系统及其中数据的机密性、完整性和可用性被破坏的风险。

（六）履约风险，指经营主体签订的批发、零售合同，由于经营主体失信、存在争议或不可抗力等原因而不能正常履行，影响市场结算工作正常开展的风险。

第三节 风险防控与处置

第一百零七条 市场风险监测以事前、事中为主。市场运营机构按照国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门要求，加强对电力市场各类交易活动的风险防范和监测。

第一百零八条 市场运营机构按照有关程序对市场风险进行预警，并报告国

家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门。

第一百零九条 市场运营机构负责编制各类风险处置预案，包括风险级别、处置措施、各方职责等内容，并滚动修编。风险处置预案经国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门审定后执行。

第一百一十条 市场风险发生时，各方按照事前制定的有关预案，在事中、事后采取相应的措施进行处置，尽可能减小风险造成的后果，并按要求披露市场风险处置情况。

第十章 市场干预

第一节 市场干预条件

第一百一十一条 市场干预分为政府干预和市场运营机构干预。

第一百一十二条 现货市场运行过程中发生下列情形之一的，由国家能源局派出机构、省（区、市）价格等有关主管部门根据职责作出市场干预决定，包括临时中止市场运行、中止部分或全部规则的执行、价格管制等措施，并委托市场运营机构实施市场干预：

- （一）电力供应严重不足时。
- （二）电力市场未按照规则运行和管理时。
- （三）电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改时。
- （四）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果时。
- （五）市场价格达到价格限值且触发管控条件时。
- （六）其他认为需要进行市场干预的情形。

第一百一十三条 现货市场运行过程中出现如下情况时，市场运营机构应按照国家安全第一的原则采取取消市场出清结果、实施发用电计划管理等措施对市场进行干预，并尽快报告国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门：

- （一）电力系统发生故障导致网络拓扑发生重大变化，或当电网整体、局部发生稳定破坏，严重危及电网安全时。
- （二）因重大自然灾害、突发事件等原因导致电网运行安全风险较大时。

(三) 电力市场技术支持系统发生重大故障，导致无法按照市场规则进行出清和调度时。

(四) 其他认为需要进行市场干预的情形。

第二节 市场干预内容

第一百一十四条 市场运营机构须按要求记录干预的原因、措施，分析存在的问题，形成方案建议，并尽快向国家能源局派出机构、省（区、市）价格等有关主管部门备案。

第一百一十五条 市场运营机构应公布市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令第 599 号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

第一百一十六条 市场干预期间的干预触发条件、干预规则等由国家能源局派出机构和省（区、市）价格等有关主管部门制定，并在省（区、市）/区域市场交易规则中明确。若干预期间机组总发电收入低于核定的总发电成本（包含调用停机机组的启动成本），应按照核定的总发电成本对机组进行结算。

第一百一十七条 当采用价格管制的方式干预市场时，管制定价的制定应综合考虑市场供需情况、电力稀缺价值以及机组变动成本等因素，定期根据市场运行情况更新、调整计算方法，并同步建立与结算联动的机制。

第三节 市场中止和恢复

第一百一十八条 当触发市场干预条件，且市场中止之外的措施不足以将市场恢复到正常运行状态，由国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门做出市场中止决定，并委托市场运营机构实施。市场运营机构应立即发布市场中止声明。突发情况时，市场运营机构可按规定进行市场干预，并做好相关记录，事后由国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门做出是否中止市场的决定并发布。

第一百一十九条 当异常情况解除、电力市场重启具备条件后，经国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门同意，市场运营机构按程序恢复市场正常运行。市场恢复通知应按要求提前向经营主体发布。

第一百二十条 国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门应建立电力市场中止和恢复工作机制并在规则中予以明确。

第十一章 争议处理

第一百二十一条 经营主体之间、经营主体与市场运营机构之间、经营主体与电网企业之间因参与电力现货市场发生争议的，可先通过市场管理委员会调解，也可向国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门申请行政调解；调解不成的可通过仲裁、司法等途径解决争议。

第一百二十二条 市场成员应按照规定时间提出争议调解申请：

（一）对于出清价格、结算依据中的电量或金额有争议的，应在市场运营机构给出查询回复后的10个工作日内以书面方式提出。

（二）对于结算凭证中的电量或金额有争议的，应在电网企业给出结算查询回复后的10个工作日内以书面方式提出。

（三）对于其他争议，市场成员应在事件发生之日起2年内提出。

第一百二十三条 市场成员有义务为国家能源局派出机构、省（区、市）有关主管部门提供争议处理所需的数据和材料。承担调解工作的相关人员应遵守保密规定，不得泄露因调解工作知悉的商业秘密。

第十二章 电力市场技术支持系统

第一百二十四条 电力市场技术支持系统与市场成员及市场运营所需相关系统的数据通信应符合相关标准和通信协议。

第一百二十五条 电力市场技术支持系统功能规范要求：

（一）电力市场技术支持系统应符合国家有关技术标准和行业标准。

（二）电力市场技术支持系统所有软、硬件模块应采用冗余配置。

(三) 电力市场技术支持系统应建立备用系统或并列双活运行系统, 实现双套系统互为主备和并列运行, 防止遭受严重自然灾害而导致的系统瘫痪。

(四) 电力市场技术支持系统应保障电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全, 并具备可维护性、适应性、稳定性, 适应电力市场逐步发展完善的需要。

(五) 电力市场技术支持系统须对电力市场的经营主体注册管理、数据申报、合同分解与管理、市场出清、调度计划编制、安全校核、辅助服务、市场信息发布、市场结算、市场运行监控等运作环节提供技术支撑, 保障电力市场稳定运行。

(六) 电力市场技术支持系统应具备数据校验功能, 支持对规则配置和生效设置的校验, 包括各类分项数据的单一合理性验证、各种关联数据的相关性验证。

(七) 电力市场技术支持系统应能够按照相关要求和数据接口规范提供数据接口服务, 支持市场成员按规定获取相关数据, 市场成员在使用数据接口服务时应满足相关网络安全要求。

(八) 电力市场技术支持系统应具备在线监测功能, 按有关规定对市场运营情况进行监测, 并向国家能源局派出机构、省(区、市)有关主管部门开放相应的访问权限。

(九) 现货结算子系统应充分考虑未来发展趋势, 统筹规划系统功能的维护管理与扩展升级, 满足市场全周期全品种结算要求。

第一百二十六条 电力市场技术支持系统第三方校验要求:

(一) 电力市场技术支持系统投入运行前, 应由国家能源局派出机构、省(区、市)有关主管部门组织第三方开展市场出清软件的标准算例校验。

(二) 电力市场技术支持系统应通过第三方校验, 确保电力现货市场技术支持系统算法模型、市场出清功能和结果与现货市场规则一致, 同时满足出清时效性及实用性的要求。

(三) 电力市场技术支持系统由国家能源局派出机构、省(区、市)有关主管部门遵循利益回避原则组织独立第三方开展校验。

第一百二十七条 电力市场技术支持系统数据交互和管理的要求:

（一）电力市场技术支持系统交互应支持多周期多品种电力交易全过程业务，相关数据交互应确保流程清晰、数据准确、责任明晰，可支持市场出清的离线仿真。

（二）电力市场技术支持系统数据交互应满足《中华人民共和国网络安全法》《电力监控系统安全防护规定》《电力监控系统安全防护方案》等法律法规和相关文件要求。

（三）电力市场技术支持系统交换数据精度应满足电力市场运行规则要求。

（四）电力市场技术支持系统交换的数据应由市场运营机构、经营主体和承担计量、资金结算等服务的单位按各自职责进行采集、提供和核验，并负责数据准确性。

第十三章 附则

第一百二十八条 本规则由国家发展改革委、国家能源局负责解释。

第一百二十九条 本规则自2023年10月15日起施行，有效期截至2026年10月15日。

附件

名词解释

1. 电力批发市场（Wholesale Electricity Market）：发电企业和电力批发用户或售电公司之间进行电力交易的市场，主要包括通过

市场化方式开展的中长期电能量交易和现货电能量交易等。

2. 电力零售市场（Retail Electricity Market）：在批发市场的基础上，由电力零售商和电力用户自主开展交易的市场。

3. 电力现货市场（Electricity Spot Market）：通过现货交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。

4. 中长期交易（Medium and Long-term Transaction）：对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、周、多日等不同时间维度的交易。中长期交易合同包括实物合同和财务合同。

5. 安全校核（Power System Security Analysis）：对检修计划、发电计划、市场出清结果和电网运行方式等内容，从电力系统运行安全角度分析的过程。分析方法包括静态安全分析、暂态稳定分析、动态稳定分析、电压稳定分析等。

6. 辅助服务市场（Ancillary Service Market）：为维护电力系统的安全稳定运行、保证电能质量，由发电企业、电网企业、电力用户等提供除正常电能生产、传输、使用之外的电力辅助服务的市场，包括调频、备用、无功调节、黑启动等市场。

7. 节点边际电价（Locational Marginal Price, LMP）：现货电能量交易中，在满足发电侧和输电安全等约束条件下，为满足某一电气节点增加单位负荷时导致的系统总电能供给成本的增量。

8. 分区边际电价（Zonal Marginal Price）：当电网存在输电阻塞时，按阻塞断面将市场分成几个不同的分区（即价区），并以分

区内边际机组的价格作为该分区市场出清价格，即分区边际电价。

9. 市场限价（Market Price Cap & Floor）：一般分为报价限价和出清限价等。报价限价指允许经营主体申报的价格范围，出清限价指市场运行允许出现的价格范围。

10. 日前市场（Day-ahead Market）：运行日提前一天（D-1 日）进行的决定运行日（D 日）机组组合状态和发电计划的电能量市场。

11. 日内市场（Intra-day Market）：运行日（D 日）滚动进行的决定运行日（D 日）未来数小时调度机组组合状态和发电计划的电能量市场。

12. 实时市场（Real-time Market）：运行日（D 日）进行的决定运行日（D 日）未来 5—15 分钟最终调度资源分配状态和计划的电能量市场。

13. 市场注册（Market Registration）：指市场交易成员将用于取得经营主体资格相关的信息和资料提交给市场运营机构并获得经营主体资格的过程。

14. 市场出清（Market Clearing）：电力市场根据市场规则通过竞争确定交易量、价。

15. 市场结算（Market Settlement）：根据交易结果和市场规则相关规定，在规定周期内对市场成员参与电能量等市场的有关款项进行的计算、划拨。

16. 阻塞管理（Congestion Management）：当市场出清过程中进行安全校核时，若输电线路潮流超出了安全约束，市场运营机构需根据一定原则调整发电机组出力，改变输电线路潮流使其符合安全约束，并且分配调整后产生的盈余或者成本。

17. 阻塞费用（Congestion Cost）：因潮流阻塞需要系统总购电费用的增加部分，阻塞费用等于两节点之间的节点价格价差乘以连接两节点线路的潮流。

18. 调频服务（Frequency Regulation Service）：电力系统频率偏离目标频率时，并网主体通过调速系统、自动功率控制等方式，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。

19. 备用服务（Reserve Service）：为保证电力系统可靠供电，在调度需求指令下，并网主体通过预留调节能力，并在规定的时间内响应调度指令所提供的服务。

20. 市场监测（Market Monitoring）：对发电企业生产及运行情况、电网运行状态、用户用电行为等运行情况，以及交易组织、交易行为等市场运营情况进行监视的行为。

21. 履约保函（Prudential Deposit）：又称信用保证书，是指银行、保险公司、担保公司或担保人应申请人或企业的请求，向受益人或企业及第三方（电力交易机构）开立的一种书面信用担保凭证，以书面形式出具的、凭提交与承诺条件相符的书面索款通知和其它类似单据即行付款的保证文件。

22. 电力市场技术支持系统（Electricity Market Operation System）：是支持

电力市场运营的计算机、数据网络与通信设备、各种技术标准和应用程序的有机组合，包括现货市场技术支持系统、电力交易平台等。

国家能源局关于进一步加强电力市场管理委员会 规范运作的指导意见

（国能发监管〔2023〕57号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，天津、内蒙古、辽宁、上海、重庆、四川、甘肃、广西工业和信息化主管部门，北京市城市管理委员会，各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司，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，有关电力企业、交易中心：

为深入贯彻党的二十大精神，全面落实党中央、国务院决策部署，充分发挥电力市场管理委员会协同共治作用，进一步加强行业自律、规范运作机制、形成监管合力，保障电力市场平稳运行，推动电力市场健康发展，提出以下意见。

一、重要意义

组建电力市场管理委员会是电力交易机构实现独立规范运行的重要保障措施。电力市场管理委员会是独立于电力交易机构的自治性议事协调机制，履行建立健全市场成员行为自律职责，与运营机构市场监测、监管机构专业监管共同构建电力市场运行“三道防线”。随着电力市场建设步伐日益加快，主体类别、市场规则、交易品种呈现多样化态势，进一步加强电力市场管理委员会规范运作，有利于促进电力市场健康有序发展，切实维护市场成员合法权益。

二、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的二十大精神，坚持依法依规、客观中立、公平公正的原则，以构建主体多元、竞争有序的电力交易格局为目标，充分发挥电力市场管理委员会在电力市场建设过程中的议事协调作用，建立科学合理的议事机制，充分体现市场各方意愿，为市场各方积极参

与电力市场建设提供平等的议事平台和机制保障，促进电力市场长期健康发展。

（二）工作原则

协调沟通。坚持团结协作、平等沟通，积极发挥电力市场管理委员会平台的协调沟通作用，促进市场成员充分发表意见、交流看法、增进了解。

民主议事。坚持合作共赢，建立科学合理的议事机制，打造公开、公平、公正的交流平台，确保电力市场管理委员会规范、高效运作，维护各类市场成员合法权益。

集体决策。坚持电力市场管理委员会委员的广泛性、代表性，充分体现各方意愿，广泛选择成员代表，充分反映各方诉求。

专业支撑。坚持发挥各类市场成员专业优势，凝聚行业合力，在电力市场相关交易规则、实施细则、实施方案、研讨协调电力市场相关事项等方面提供专业技术支撑和人才队伍保障。

三、规范运作

（一）明确工作职责

电力市场管理委员会工作职责包括：

1. 研究讨论电力交易机构章程，审议电力市场管理委员会工作规则、秘书处工作规则，推荐电力交易机构高级管理人员；
2. 协调电力市场相关事项，建立听取市场成员诉求的机制，研究讨论市场运行中出现的异常情况、市场成员提出的合理诉求等，提出相关问题的解决建议；
3. 研究讨论电力市场相关交易规则、实施细则及实施方案，审议规则、细则、方案和关键市场参数的标准与取值，提出报价或出清价格上下限设置、信息披露相关内容建议；
4. 协助国家能源局及其派出机构和政府有关部门监督规范市场运营机构行为，建立市场自律监督工作机制。

（二）优化组织架构

1. 电力市场管理委员会应由电网企业（含增量配电网企业）、发电企业、售电企业、电力用户、市场运营机构、第三方机构等各方面代表组成，按照发电

方代表、购电方代表（售电企业、电力用户）、输配电方代表、市场运营机构代表（电力交易机构、电力调度机构）、第三方代表分类，按合理比例确定各类别代表人数。发电方代表、购电方代表人数应多于其他代表。

2. 电力市场管理委员会设主任委员1名，副主任委员若干名。区域电力市场管理委员会主任委员由国家发展改革委、国家能源局提名，省（自治区、直辖市）电力市场管理委员会主任委员由国家能源局派出机构和所在地区有关政府部门提名，由各自电力市场管理委员会投票表决。主任委员原则上任期不超过三年，同一主任委员不得连任超过两届任期。

3. 电力市场管理委员会秘书处负责电力市场管理委员会日常工作。秘书处应配备专业素质的专职人员，工作人员可由成员单位选派，并定期轮换。

4. 可以组建成员类别工作组，开展类别领域选举、议事等相关工作。

5. 可以组建专业工作组，在各成员单位中择优组成，开展业务领域专项工作。

6. 可以组建专家委员会，负责提供电力市场建设专业咨询。专家委员会由相关领域专家和第三方咨询研究机构代表等组成。专家委员会在咨询过程中应遵守客观公正、实事求是的原则。

（三）完善议事规则

1. 建立健全议事机制。电力市场管理委员会要建立健全商议事项发起、召集、审议流程，确保议事程序公开透明、公平合理，切实保障市场成员合法权益。

2. 明确议题发起流程。秘书处定期收集整理成员代表提出的合理诉求和议题建议，并向电力市场管理委员会成员通报。由多名成员代表联名提议的，或主任委员、副主任委员、市场运营机构认为必要的，由秘书处形成会议议题。议题产生后，超过三分之一的成员代表投票通过的，作为正式会议议题。会议议题需至少提前一周通知各成员单位，并抄送国家能源局及其派出机构和政府有关部门。

3. 明确会议召集方式。电力市场管理委员会会议由主任委员根据正式会议议题和工作安排召集成员代表开会。会议应有三分之二以上代表且每类别均有代

表出席方可举行。原则上每年至少召开两次全体会议，根据工作需要通过线上或者线下等方式不定期召开专题会议。国家能源局及其派出机构和政府有关部门可根据需要，派员参加有关会议。

4. 明确议事审议流程。议题审议原则上采取投票表决的方式确定，三分之二及以上表决同意的则为通过，形成审议结果。市场运营机构代表、第三方代表不参加投票表决。各类交易规则、细则、方案等经电力市场管理委员会审议通过后，按照有关规定，提交国家能源局及其派出机构和政府有关部门审定后执行。需要修订的，应提请电力市场管理委员会审议通过后，报原审定机构和部门批准或备案。

5. 议题产生、议题审议的投票工作结束后，秘书处应整理各成员代表的投票结果，并保存归档。

6. 国家能源局及其派出机构和政府有关部门对电力市场管理委员会的审议结果可以行使否决权。

四、监督落实

（一）加强自律监督

电力市场管理委员会对参与市场交易的各方实施市场内部自律管理，督促市场成员签订自律公约，充分发挥市场自律和社会监督作用，收集掌握电力市场相关问题线索，协助国家能源局及其派出机构和政府有关部门促进电力交易机构独立规范运行，监督和纠正扰乱电力市场正常秩序的行为。

（二）加强规范指导

国家能源局及其派出机构和政府有关部门应在相关制度中明确对电力市场管理委员会的监督条款，加大对电力市场管理委员会的指导力度，引导电力市场管理委员会规范运作。主任委员履职不到位的，国家能源局及其派出机构可向电力市场管理委员会提出重新推选的意见。

（三）加快组织实施

各电力市场管理委员会应及时按本指导意见制修订相关制度，及时开展换届、完善议事规则、优化决策机制等工作，加快推动组建成员类别工作组、专业

工作组和专家委员会。各成员单位应积极参加电力市场管理委员会会议和有关工作。

国家能源局

2023年8月21日

国家发展改革委、国家能源局关于做好 2023 年 电力中长期合同签订履约工作的通知

（发改运行〔2022〕1861 号）

各省、自治区、直辖市发展改革委、能源局，天津市工业和信息化局、内蒙古自治区工业和信息化厅、辽宁省工业和信息化厅、上海市经济和信息化委员会、重庆市经济和信息化委员会、四川省经济和信息化厅、甘肃省工业和信息化厅，北京市城市管理委员会，国家能源局各派出能源监管机构，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、华润集团有限公司、国家开发投资集团有限公司、中国广核集团有限公司：

为深入贯彻党的二十大精神，落实党中央、国务院决策部署，加强能源产供储销体系建设，规范有序做好电力中长期合同签订履约工作，充分发挥中长期合同压舱石、稳定器作用，保障电力平稳运行，现就 2023 年电力中长期合同签订履约工作有关事项通知如下：

一、确保市场主体高比例签约

（一）坚持电力中长期合同高比例签约。市场化电力用户 2023 年年度中长期合同签订电量应高于上一年度用电量的 80%，并通过后续季度、月度、月内合同签订，保障全年中长期合同签订电量高于上一年度用电量的 90%。燃煤发电企业 2023 年年度中长期合同签订电量不低于上一年实际发电量的 80%，月度（含月内）及以上合同签订电量不低于上一年实际发电量的 90%。水电和新能源占比较高省份签约比例可适当放宽。对于足额签订电力中长期合同的煤电企业，各地应优先协调给予煤炭和运力保障，支撑电力中长期合同足额履约。

（二）鼓励签订多年中长期合同。各地政府主管部门要积极引导市场主体签订一年期以上的电力中长期合同，对多年期合同予以优先安排、优先组织、优先

执行。探索建立多年合约价格调整机制，合同签约价格较实际市场价格偏离较大时，引导市场主体平等协商调整合同执行价格。

（三）推动优先发电计划通过电力中长期合同方式落实。各地要将本地优先发电计划转化为电力中长期合同或差价合约，鼓励高比例签订年度中长期合同或差价合约，明确分月安排及责任落实主体，确保优先发电计划刚性执行。

（四）推进电力中长期合同电子化运转。全面推进中长期合同签订平台化和电子化。在签约形式上，市场主体在参与交易前签订交易承诺书，视为同意在交易平台签订交易电子合同；具备条件的地区，可通过“电子签章”或具有同等法律效力的方式履行电子签约手续。在市场主体已授权的前提下，可通过交易平台自动履行电子签约手续，并形成规范的电子合同制式文本。

二、强化分时段签约

（一）优化时段划分方式。各地政府主管部门要会同电网企业、电力交易机构，根据电源结构变化、近三年电力供需形势及电力现货市场试运行计划，考虑2023年本地区电力供需形势，进一步优化时段划分方式，交易时段数量由3—5段增加至5段以上，结合各地实际用电负荷与新能源出力特性，按需明确划分尖峰、深谷时段。各地要充分考虑电力现货市场试运行安排，做好与现货市场的衔接，约定在现货市场运行期间的负荷曲线形成方式和调整方式。进一步扩大分时段交易范围，2023年分时段签约规模、比例均不得低于上一年度。

（二）完善分时段交易组织方式。采取双边协商、集中交易（包含竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易）等多种方式灵活组织开展分时段交易，交易周期包含年度、季度（多月）、月度等。鼓励年度、季度（多月）分时段交易以双边协商为主，月度分时段交易以集中竞价为主，电网企业代理购电市场化采购方式按国家相关政策执行。具备条件的省份，进一步将分时段交易逐步细化至月内，实现按旬、周定期开市，现货试点地区应实现按工作日连续开市。

三、优化跨省区中长期交易机制

（一）送受端政府主管部门加强对接。送受端政府主管部门要加强对接，鼓

励签订多年、年度送受电协议，明确年度及分月电量规模、分时曲线（或形成方式）和市场价格形成机制。地方政府主管部门指导本地区发电企业、电网企业、交易机构采用市场化方式，落实政府间送受电协议内容。

（二）坚持跨省区中长期合同高比例签约。推动跨省区优先发电计划全部通过中长期交易合同方式落实，对于配套电源等明确送电主体的优先发电计划，年度市场应按照年度计划足额签约。对于未明确送电主体的优先发电计划，年度签约比例不得低于年度送电规模的90%，剩余电量通过月度或者月内中长期交易确定，如交易未达成，可先行安排送电，待价格协商一致后结算或清算。配套电源在优先落实省间送电计划、满足国家明确消纳省份购电需求的基础上，如仍有富余电力，可参与其他市场化交易。

（三）健全跨省区中长期交易机制。完善跨省区中长期交易机制，进一步缩短交易周期，实现按旬、周定期开市，具备条件的按工作日连续开市。通过双边协商、集中交易（包含竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易）等方式确定送电价格、规模和分时曲线（或形成方式），年度签约时需确定分月电量规模及曲线（或形成方式），进一步拉大峰谷价差。对于跨省跨区煤电（包括跨省区输电通道配套煤电），要严格落实国家煤电上网电价“基准价+上下浮动”市场化价格机制相关要求。

四、完善市场价格形成机制

（一）引导市场交易电价充分反映成本变化。充分考虑燃料生产成本和发电企业承受能力，鼓励购售双方在中长期合同中设立交易电价与煤炭、天然气价格挂钩联动条款，引导形成交易电价随煤炭、天然气市场价格变化合理浮动机制，更好保障能源稳定供应。

（二）合理拉大峰谷价差。各地应结合实际情况，制定同本地电力供需和市场建设情况相适应的中长期合同分时段价格形成机制，合理拉大峰谷价差，加强中长期与现货价格机制衔接。在日内平段价格和加权平均交易价格均不超过国家允许的价格浮动范围的前提下，鼓励探索自行约定日内各时段价格。

（三）健全高耗能企业市场交易电价形成机制。基于国家出台的高耗能行业

重点领域能效标杆水平和基准水平，各地电力主管部门应推动相关职能部门及时出台并动态完善本地区高耗能企业目录清单。高耗能企业交易价格不受燃煤基准价上浮 20% 限制。高耗能企业与其他企业同场交易的，供应紧张时可优先出清其他企业交易电量。优先推动高耗能用户落实可再生能源消纳责任权重，通过参与绿电交易或购买绿证方式完成消纳责任权重。

（四）完善绿电价格形成机制。鼓励电力用户与新能源企业签订年度及以上的绿电交易合同，为新能源企业锁定较长周期并且稳定的价格水平。绿色电力交易价格根据绿电供需形成，应在对标当地燃煤市场化均价基础上，进一步体现绿色电力的环境价值，在成交价格中分别明确绿色电力的电能量价格和绿色环境价值。落实绿色电力在交易组织、电网调度、交易结算等环节的优先定位，加强绿电交易与绿证交易衔接。

五、建立健全中长期合同灵活调整机制

（一）推动中长期交易连续运营。各地要加强市场模式、交易品种、交易方式等的系统设计，完善年度、月度、月内等多周期协同交易体系，创新交易机制、缩短交易周期、提高交易频次，积极探索推进中长期交易向日延伸，加快推动中长期交易连续运营。2023 年各地应做到按周或旬常态化开市，可在电能量交易时同步开展合同转让、回购交易，提高市场主体交易便捷性。

（二）完善新能源合同市场化调整机制。完善与新能源发电特性相适应的中长期交易机制，满足新能源对合同电量、曲线的灵活调节需求，鼓励新能源高占比地区探索丰富新能源参与市场交易品种，不断完善新能源中长期合同市场化调整机制，丰富市场主体调整合同偏差手段。

（三）完善偏差电量结算机制。各地应按照“照付不议、偏差结算”原则，加快建立和完善偏差结算机制，引导市场主体按照合同电量安排发用电计划。偏差结算价格机制及偏差资金的分配方式应在市场规则中予以明确并提前向市场主体发布。电力现货市场运行期间，中长期偏差电量按照现货市场规则结算。针对新能源高占比地区可适当放宽分时段偏差电量结算要求，并视市场建设进程逐步收紧。电网企业代理购电用户偏差电量电费按国家相关政策执行。

六、强化中长期合同履约和监管

（一）做好中长期合同调度执行。电力调度机构应根据负荷预测、可再生能源发电等情况合理安排电网运行方式，做好中长期交易合同执行。因电力供需、电网安全、可再生能源消纳等原因需要调整生产计划的，优先通过市场化方式进行。不断完善应急调度机制，在市场化手段用尽的情况下，通过应急调度保障电网安全、电力平衡和清洁能源消纳，由于实施应急调度影响原有中长期合同执行的，根据实际情况进行责任划分。

（二）强化电力中长期合同履约。各地结合本地实际进一步修订完善分时段结算规则和流程，保障分时段合同正常履约。若一定时间内购售双方无法自主协商达成一致，将优先按照有关市场平均价格结算，待协商一致后进行统一清算。对于跨省跨区中长期交易，送受端市场主体签订合同后，需严格按照合同约定的送电规模、曲线、价格执行，政府相关部门不得干预。

（三）推进各级信用中心见证签约。电力交易机构负责归集市场主体签约、履约等市场主体非私有信息并传递至各级信用中心，确保信息传递安全性。国家公共信用信息中心归集北京、广州电力交易中心中长期合同信息，省级信用中心归集省级电力交易中心中长期合同信息，并共享至全国信用信息共享平台，同时纳入诚信履约保障平台开展监管。各级信用中心要建立信用记录，做好风险提示。相关单位要配合各级信用中心完成见证签约流程。

（四）健全市场主体信用评价体系。各地政府主管部门要健全完善市场主体信用评价制度，丰富评价维度和指标，探索信用评价方法，拓展评价结果应用，建立全面、规范的市场主体信用档案。加大对违约行为的追责力度，提高违约成本，促进市场主体诚信履约，持续改善市场信用环境。提升市场监督能力，落实市场主体信用情况定期披露。根据市场主体信用状况开展分级履约监管，对于未完成履约责任，或违法失信行为影响电力安全和市场秩序的市场主体，要依法依规开展失信惩戒。

七、强化保障措施

（一）按时完成中长期合同签订工作。各地要充分考虑市场建设进度及市场主体承受能力，做好组织协调，稳步推动中长期合同签订工作，避免市场价格大幅波动。在时段划分段数、偏差结算机制、交易频次和周期等方面分阶段推进实施，与现货市场建设有效衔接。各地应在12月20日前完成2023年年度中长期合同签订工作，并于年底前向国家发展改革委、国家能源局报送2023年年度中长期合同签订情况。

（二）做好市场信息披露工作。有关各方应严格落实电力市场信息披露相关制度办法，切实做好信息披露工作，保障市场公开透明。进一步加强零售市场信息披露管理工作，采取有效措施提升零售市场透明度。持续完善信息披露制度，提高交易信息披露的完整性、及时性和准确性，加强信息披露跟踪评价、监管通报。

（三）加强市场主体引导和培训。充分尊重市场主体意愿，引导市场主体主动签约、诚信履约。加强政策规则宣贯培训，强化各类主体对电力市场的正确认识和正确理解，促进电力市场高效运转。

国家发展改革委

国家能源局

2022年12月2日

国家能源局关于印发《发电机组进入及退出商业运营办法》的通知（2023 修订）

（国能发监管规〔2023〕48 号）

国家能源局各派出机构，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，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，内蒙古电力（集团）有限责任公司，有关电力企业、交易中心：

为进一步规范发电机组和独立新型储能进入及退出商业运营管理，维护市场主体合法权益，促进电力系统安全稳定运行，我们对《发电机组进入及退出商业运营管理办法》（电监市场〔2011〕32 号）进行了修订，现将修订后的《发电机组进入及退出商业运营办法》印发你们，请遵照执行。

国家能源局

2023 年 6 月 12 日

发电机组进入及退出商业运营办法

第一章 总则

第一条 为规范新建（包括扩建、改建）发电机组和独立新型储能进入及退出商业运营管理，维护市场主体合法权益，促进电力系统安全稳定运行，根据《电力监管条例》等有关规定，制定本办法。

第二条 本办法适用于按照国家有关规定经国家或地方政府主管部门核准或备案的省级及以上电力调度机构调度的发电机组及独立新型储能。省级以下电力调度机构调度的发电机组和独立新型储能参照本办法执行。

第三条 发电机组和独立新型储能进入及退出商业运营相关工作应坚持公

开、公平、公正、高效原则。

第二章 并网调试工作条件和程序

第四条 发电机组和独立新型储能并网调试运行工作应遵循《电网运行准则》等有关规定。

第五条 首次并网调试应遵循以下工作程序：

（一）拥有发电机组和独立新型储能的市场主体与电力调度机构、电网企业签订并网调度协议和购售电合同。

（二）拥有自备机组和独立新型储能的电力用户与电网企业签订高压供用电合同。

（三）发电机组和独立新型储能按照《电网运行准则》明确的时间要求向电力调度机构提交并网运行申请书和有关资料。

（四）电力调度机构自接到发电企业申请后 10 个工作日内安排并网调试运行。对涉及电网安全稳定运行的相关试验，原则上抽水蓄能机组应自电力调度机构批准之日起 60 日内完成，其他发电机组应自电力调度机构批准之日起 30 日内完成。电力调度机构因故不能及时安排或不能按时完成并网调试运行的，应书面向并网主体说明原因，并报国家能源局派出机构备案。

（五）发电机组和独立新型储能相关电力工程应符合有关规定，并通过有资质的质监机构监督检查。符合豁免条件的电力工程除外。

（六）独立新型储能应按照国家质量、环境、消防有关规定，完成相关手续。

第三章 进入商业运营条件

第六条 发电机组进入商业运营前应当完成以下工作：火力发电机组按《火力发电建设工程启动试运及验收规程》（DL/T5437）要求完成分部试运、整套启动试运。水力发电机组按《水电工程验收规程》（NB/T35048）要求完成带负荷连续运行、可靠性运行。风力发电项目按《风力发电场项目建设工程验收规程》（GB/T31997）要求完成整套启动试运。光伏发电项目按《光伏发电工程验收规

范》（GB/T50796）要求完成整套启动试运。抽水蓄能机组按照《可逆式抽水蓄能机组启动试运行规程》（GB/T18482）要求完成全部试验项目并通过 15 天试运行考核。其余类型发电机组和独立新型储能按照相应工程验收规范完成整套启动试运行。

第七条 发电机组进入商业运营应具备下列条件：

- （一）签署机组启动验收交接书或鉴定书。
- （二）完成并网运行必需的试验项目，电力调度机构已确认发电机组和接入系统设备（装置）满足电网安全稳定运行技术要求和调度管理要求。
- （三）签订并网调度协议和购售电合同。
- （四）取得电力业务许可证（发电类）。发电机组应在项目完成启动试运工作后 3 个月内（风电、光伏发电项目应当在并网后 6 个月内）取得电力业务许可证（发电类），或按规定变更许可事项，分批投产的发电项目应分批申请。符合许可豁免政策的机组除外。
- （五）以发电为主、总装机容量五万千瓦及以上的大、中型水电站大坝已经国家认定的机构安全注册或登记备案。

第八条 独立新型储能进入商业运营应具备下列条件：

- （一）签署项目启动验收交接书或鉴定书。
- （二）完成并网运行必需的试验项目，电力调度机构已确认接入系统设备（装置）满足电网安全稳定运行技术要求和调度管理要求。
- （三）签订并网调度协议、购售电合同或高压供用电合同。

第九条 电网企业负责进入商业运营有关材料的收集、办理、存档等工作。

第四章 进入商业运营程序

第十条 在完成整套设备启动试运行后 3 个月内（风电、光伏发电项目在并网后 6 个月内），拥有发电机组、独立新型储能的市场主体分别具备第七条、第八条商业运营条件后，以正式文件将相关材料报送电网企业，从完成整套设备启动试运行时间点起自动进入商业运营。届时未具备商业运营条件的，属并网主体

自身原因的，从具备商业运营条件时间点起进入商业运营，不属并网主体自身原因的，从完成整套设备启动试运行时间点起进入商业运营。

第十一条 火电、水电机组自并网发电之日起参与电力辅助服务费用分摊，自完成整套启动试运行时间点起正式纳入电力并网运行和辅助服务管理范畴，参与电力并网运行和辅助服务管理考核、补偿和分摊。核电机组自完成整套启动试运行时间点起纳入电力并网运行和辅助服务管理。水电以外的可再生能源发电机组、独立新型储能自首台机组或逆变器并网发电之日起纳入电力并网运行和辅助服务管理。

第五章 调试运行期上网电量结算

第十二条 发电机组和独立新型储能在规定时间内自动进入商业运营的，调试运行期自并网时间点起至完成整套设备启动试运行时间点止。未在规定时间内自动进入商业运营的，调试运行期自并网时间点起至进入商业运营时间点止。

第十三条 发电机组和独立新型储能调试运行期上网电量，由电网企业收购，纳入代理购电电量来源。发电机组和独立新型储能自完成整套设备启动试运行时间点起至满足直接参与电力市场交易条件前，上网电量继续由电网企业收购，纳入代理购电电量来源。

第十四条 发电机组和独立新型储能调试运行期上网电量，按照当地同类型机组当月代理购电市场化采购平均价结算。同类型机组当月未形成代理购电市场化采购电量的，按照最近一次同类型机组月度代理购电市场化采购平均价结算。发电机组和独立新型储能在进入商业运营时间点起，执行现行有关电价政策。

第十五条 国家能源局派出机构确定调试运行期的发电机组和独立新型储能，以及退出商业运营但仍然可以发电上网的发电机组（不含煤电应急备用电源）和独立新型储能辅助服务费用分摊标准，分摊标准原则上应当高于商业运营机组分摊标准，但不超过当月调试期电费收入的 10%，分摊费用月结月清。

第六章 退出商业运营程序

第十六条 发电机组符合下列条件之一的，自动退出商业运营：

（一）按国家有关文件规定注销电力业务许可证的，从注销时刻起。

（二）发电机组、独立新型储能进行扩建、改建并按规定解网的，从解网时刻起。

（三）属于以发电为主、总装机容量五万千瓦及以上的大、中型水电站，其大坝安全注册登记证逾期失效或被注销、撤销的，从逾期失效或被注销、撤销时刻起；大坝已完成登记备案但未在监督管理部门要求的期限内办理安全注册的，从逾期时刻起。大坝安全注册等级降级且在1年内未达到甲级标准的，从降级满1年次日起；大坝连续两次安全注册等级均为乙级或丙级且在1年内未达到甲级标准的，从第二次注册登记为乙级或丙级满1年次日起。

其中，由于水电站大坝登记备案逾期未办理安全注册、安全注册等级降级、连续两次安全注册等级均为乙级或丙级等原因，发电机组退出商业运营但仍然可以发电上网的，在相关问题完成整改前，不得申请重新进入商业运营。

发电机组退出商业运营的，发电企业应当及时告知相关电网企业和电力调度机构、电力交易机构。

第十七条 发电机组和独立新型储能退出商业运营前，原则上应与有关各方完成相关合同、协议的清算和解除工作。退出商业运营的发电机组和独立新型储能再次进入商业运营的，按照本办法履行相关程序并执行有关结算规定。

第七章 附则

第十八条 发电机组和独立新型储能与电网企业、电力调度机构、电力交易机构对进入及退出商业运营发生争议的，应本着平等、自愿、诚信的原则协商解决。不能达成一致意见的，由国家能源局派出机构按本办法等有关规定进行协调解决，或自行通过司法程序解决。

第十九条 国家能源局派出机构可根据本办法，结合辖区实际细化相关条款或制订实施细则。

第二十条 本办法自印发之日起施行，有效期5年。《发电机组进入及退出

《商业运营管理办法》（电监市场〔2011〕32号）、《国家能源局关于取消新建机组进入商业运营审批有关事项的通知》（国能监管〔2015〕18号）同时废止。已出台文件与本办法不一致的，以本办法为准。

国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于进一步加快 电力现货市场建设工作的通知

（发改办体改〔2023〕813号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，天津市工业和信息化局、内蒙古自治区工业和信息化厅、辽宁省工业和信息化厅、广西壮族自治区工业和信息化厅、重庆市经济和信息化委员会、四川省经济和信息化厅、甘肃省工业和信息化厅，北京市城市管理委员会，国家能源局各派出机构，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、中国广核集团有限责任公司，内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为加快全国统一电力市场体系建设，推动构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，有效助力构建新型能源体系，现就进一步加快电力现货市场建设工作通知如下：

一、总体要求

推进电力现货市场建设是贯彻党的二十大精神，落实新发展理念，促进能源高质量发展的重要举措。经过几年探索，电力现货市场在优化资源配置、提升电力安全保供能力、促进可再生能源消纳等方面作用显著。为加快全国统一电力市场体系建设，推动电力资源在更大范围共享互济和优化配置，在确保有利于电力安全稳定供应的前提下，有序实现电力现货市场全覆盖，加快形成统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的电力市场体系，充分发挥市场在电力资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，进一步激发各环节经营主体活力，助力规划建设新型能源体系，加快建设高效规范、公平竞争、充分开放的全国统一大市场。

二、进一步明确现货市场建设要求

（一）推动现货市场转正式运行。各省/区域、省间现货市场连续运行一年以上，并依据市场出清结果进行调度生产和结算的，可按程序转入正式运行。第一责任单位要委托具备专业能力和经验的第三方机构开展评估并形成正式评估报告。在满足各项条件的基础上，报国家发展改革委、国家能源局备案。

（二）有序扩大现货市场建设范围。福建尽快完善市场方案设计，2023年底前开展长周期结算试运行。浙江加快市场衔接，2024年6月前启动现货市场连续结算试运行。四川结合实际持续探索适应高比例水电的丰枯水季相衔接市场模式和机制。辽宁、江苏、安徽、河南、湖北、河北南网、江西、陕西等力争在2023年底前开展长周期结算试运行。其他地区（除西藏外）加快推进市场建设，力争在2023年底前具备结算试运行条件。鼓励本地平衡较困难的地区探索与周边现货市场联合运行。

（三）加快区域电力市场建设。南方区域电力现货市场在2023年底前启动结算试运行。2023年底前建立长三角电力市场一体化合作机制，加快推动长三角电力市场建设工作。京津冀电力市场在条件成熟后，力争2024年6月前启动模拟试运行。

（四）持续优化省间交易机制。省间电力现货市场继续开展连续结算试运行，2023年底前具备连续开市能力。推动跨省跨区电力中长期交易频次逐步提高，加强与省间现货协调衔接，探索逐日开市、滚动交易的市场模式。

三、进一步扩大经营主体范围

（五）加快放开各类电源参与电力现货市场。按照2030年新能源全面参与市场交易的时间节点，现货试点地区结合实际制定分步实施方案。分布式新能源装机占比较高的地区，推动分布式新能源上网电量参与市场，探索参与市场的有效机制。暂未参与所在地区现货市场的新能源发电主体，应视为价格接受者参与电力现货市场出清，可按原有价格机制进行结算，但须按照规则进行信息披露，并与其他经营主体共同按市场规则公平承担相应的不平衡费用。

（六）不断扩大用户侧主体参与市场范围。现货市场运行的地方，电网企业要定期预测代理购电工商业用户用电量及典型负荷曲线，通过场内集中交易方式

（不含撮合交易）代理购电，以报量不报价等方式、作为价格接受者参与现货市场出清结算。加快开展用户侧参与省间现货交易的相关问题研究。

（七）鼓励新型主体参与电力市场。通过市场化方式形成分时价格信号，推动储能、虚拟电厂、负荷聚合商等新型主体在削峰填谷、优化电能质量等方面发挥积极作用，探索“新能源+储能”等新方式。为保证系统安全可靠，参考市场同类主体标准进行运行管理考核。持续完善新型主体调度运行机制，充分发挥其调节能力，更好地适应新型电力系统需求。

四、统筹做好各类市场机制衔接

（八）做好现货与中长期交易衔接。更好发挥中长期交易在平衡长期供需、稳定市场预期的基础作用，优化中长期合同市场化调整机制，缩短交易周期，提高交易频次，完善交易品种，推动中长期与现货交易更好统筹衔接。考虑新能源难以长周期准确预测的特性，为更好地适应新能源参与现货市场需求，研究对新能源占比较高的省份，适当放宽年度中长期合同签订比例。开展现货交易地区，中长期交易需连续运营，并实现执行日前七日（D-7日）至执行日前两日（D-2日）连续不间断交易。绿电交易纳入中长期交易范畴，交易合同电量部分按照市场规则，明确合同要素并按现货价格结算偏差电量。

（九）加强现货交易与辅助服务衔接。加强现货与辅助服务有序协调，在交易时序、市场准入等方面做好衔接。现货市场连续运行地区，调频辅助服务费用可向用户侧疏导，其他辅助服务品种按照“成熟一个、疏导一个”原则确定疏导时机及方式，具体由国家发展改革委同国家能源局另行确定。做好省间、省内现货市场与区域辅助服务市场的衔接融合，提升电力资源优化配置效率。

（十）完善电力市场价格体系。现货试点地区要加强中长期、辅助服务与现货、省间与省内市场在价格形成机制方面的协同衔接。各地现货市场出清价格上限设置应满足鼓励调节电源顶峰需要并与需求侧响应价格相衔接，价格下限设置可参考当地新能源平均变动成本。严格落实燃煤发电上网侧中长期交易价格机制，不得组织专场交易，减少结算环节的行政干预。推动批发市场分时电价信号通过零售合同等方式向终端用户传导，引导用户优化用电行为。

（十一）探索建立容量补偿机制。推动开展各类可靠性电源成本回收测算工作，煤电等可靠性电源年平均利用小时数较低的地区可结合测算情况，尽快明确建立容量补偿机制时间节点计划和方案，探索实现可靠性电源容量价值的合理补偿。

五、提升电力现货市场运营保障能力

（十二）加强市场建设运营基础保障。省间、省内现货市场连续运行地区要优化调度、交易机构组织机构设置，加强组织人员基础保障，进一步明确现货市场运营岗位职责划分，运营岗位编制和人员到岗率应达到合理比例，实施专职专用。健全市场运营保密管理制度，设立现货市场独立运营场所。完善市场运营管理机制，形成相关管理办法，依规开展交易组织工作。强化市场运营能力建设，探索建立市场运营人员上岗考核制度，促进运营机构从业人员提升技术能力；加强市场运营系统保障能力，完善系统功能，提升自动化管理水平，并建立容灾备份系统。

（十三）规范开展信息披露工作。确保披露内容全面、准确、及时，为经营主体参与交易提供基础保障。提高电力现货市场信息披露服务水平，增加手机客户端等发布渠道，为经营主体信息获取提供便利。

（十四）加强电力现货市场风险防控能力。电力现货市场运营机构要做好现货市场运行情况的记录、分析、总结等工作，加强市场运行监测，有效防范市场运营风险，维护市场交易的公平、公正。构建市场运营评价体系，科学合理设置市场评价指标，提升市场运行综合评估能力，为市场建设督导、考核等工作提供量化支撑。

（十五）充分发挥市场管理委员会作用。充分发挥市场管理委员会在现货市场建设运营中的推动和支撑作用，各地第一责任单位、国家能源局派出监管机构结合实际需要，建立常态化市场规则修订机制，协调电力市场相关事项，推动经营主体深度参与市场建设全过程，充分体现各方主体意愿。

六、强化组织保障

（十六）强化组织落实。国家发展改革委、国家能源局要加强对统一电力市场体系建设的总体指导协调。各省（区、市）政府要按照 2017 年以来现货市场建设相关文件要求，明确任务分工，完善电力现货市场工作机制，强化监督管理、风险防范、培训宣传等工作。

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2023 年 10 月 12 日

国家能源局综合司关于开展跨省跨区电力交易与市场秩序 专项监管工作的通知

（国能综通监管〔2023〕122号）

国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司，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：

为加强跨省跨区电力交易与市场秩序监管，推动跨省跨区电力市场化交易规范开展，促进电力资源在更大范围优化配置，根据《国家能源局关于印发〈2023年能源监管重点任务清单〉的通知》（国能发监管〔2023〕5号）安排，决定开展跨省跨区电力交易与市场秩序专项监管工作。现将有关事项通知如下。

一、工作目标

贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及配套文件有关要求，健全市场化交易机制，推进跨省跨区电力市场化交易，加强垄断环节监管，督促北京、广州电力交易中心和电网企业相关部门规范组织开展跨省跨区电力交易，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系。推动解决厂网之间突出问题，维护良好的市场秩序，保障市场成员合法权益，实现资源在更大范围优化配置。

二、工作内容

围绕近两年电力市场监管发现的突出问题，重点对以下情况进行监管。

（一）交易组织情况。重点对跨省跨区直接交易、发电权交易、合同转让交易、省间电力现货交易等各类跨省跨区交易的合理性、合规性和公平性进行监管。包括各类交易主体直接参与跨省跨区交易、公平使用跨省跨区通道情况，配套电源外送电量、可再生能源占比的合规性，通道电力流向与规划的一致性。

（二）合同签订和执行情况。重点对合同完整性，合同执行和调整规范性、公平性进行监管。包括购售电合同和并网调度协议的完整性、签订的及时性以及

备案情况，合同电量调减的合理性，减免和退还偏差考核费用的合规性等。

（三）电费结算情况。重点对电费结算的合规性、公平性进行监管。包括出具电费结算依据情况，结算金额的准确性，电费中承兑汇票使用比例，输电费用收取与实际物理潮流匹配情况，交易计划偏差结算（考核）资金收取和分配情况，电费清算及时性等。

（四）信息披露情况。重点对市场交易信息披露情况进行监管。包括对影响交易主体重大利益的关键参数和事项披露的及时性、准确性、完整性等。

（五）市场运营机构履职尽责情况。重点对市场运营机构独立规范运行，开展运营监控、风险防控、市场运营分析等情况进行监管。包括市场运营机构工作协同机制建设情况，对市场运行异常事件监控和风险防控的职责履行情况，电力市场管理委员会会议事决策职责履行情况等。

三、工作步骤

（一）启动部署（10月下旬—11月中旬）。国家能源局组织成立工作组，编制印发专项监管工作通知，启动跨省跨区电力交易与市场秩序专项监管工作。

（二）现场核查（11月下旬—12月上旬）。组成工作组进驻国家电网、南方电网总部和北京、广州电力交易中心，采取监管座谈、查阅资料、核查账簿等方式开展现场核查。以问题为导向，根据工作需要，对电网企业相关部门开展延伸监管，充分核查、验证有关情况。对监管发现的问题，工作组采取一定方式向监管对象反馈核实，形成问题清单和监管工作报告报国家能源局。

（三）问题处置（12月中旬—12月底）。国家能源局汇总梳理现场核查工作情况，对发现的问题，视情况采取责令整改、监管约谈、行政处罚等方式进行处理，并将专项监管工作情况适时按程序发布。

四、工作要求

（一）提高思想认识。开展跨省跨区电力交易与市场秩序专项监管工作是加快建设全国统一电力市场体系的一项重要工作，有利于维护公平竞争的市场秩序，保障市场成员合法权益，促进电力资源在更大范围优化配置。电力交易中心

和电网企业相关部门要切实提高思想认识，充分认识专项监管工作的重要意义，积极支持配合做好相关工作。

（二）主动配合监管。电力交易中心和电网企业相关部门要积极配合专项监管，指派专人负责与工作组对接，按照要求及时、准确、完整提供材料和数据，落实相关责任，配合工作组高质量完成现场核查工作。

（三）认真整改落实。电力交易中心和电网企业相关部门要认真做好整改落实工作，制定详细的整改方案，采取有针对性的措施，逐一整改落实。并以此次专项监管为契机，举一反三进行整改，建立健全长效机制，不断推动跨省跨区电力市场化交易健康发展。

国家能源局综合司

2023年10月27日

自然资源部、国家能源局关于印发矿产资源和电力市场化交易专项整治工作方案的通知

（自然资发〔2023〕181号 2023年9月21日）

各省（自治区、直辖市）自然资源主管部门、能源（电力）主管部门，有关省（自治区、直辖市）发展改革委、工业和信息化主管部门，新疆生产建设兵团自然资源局、发展改革委，北京市城市管理委员会：

为深入贯彻党的二十大精神，落实党中央、国务院关于加快建设全国统一大市场部署，进一步规范矿产资源和电力市场交易秩序，整治地方保护和市场分割突出问题，自然资源部和国家能源局制定了《矿产资源和电力市场化交易专项整治工作方案》，现予以印发，请遵照执行。执行过程中，遇到重大问题，请及时汇总上报。

自然资源部

国家能源局

2023年9月21日

矿产资源和电力市场化交易专项整治工作方案

为深入贯彻落实《中共中央 国务院关于加快建设全国统一大市场的意见》、落实建设全国统一大市场部署总体工作方案和近期举措，进一步规范矿产资源和电力市场交易秩序，自然资源部和国家能源局决定在全国范围内开展以行政手段干预矿产资源和电力市场化交易专项整治工作（以下简称专项整治）。

一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的二十大精神，坚持稳中求进总基调，完整、准确、全面贯彻新发展理念，加快构建新发展格局。紧紧围绕加快建设全国统一大市场的工作目标，聚焦以行政手段干预矿产资源和电力市场化交易问题，压实地方和部门责任，打破地方保护和市场分割，进一步

规范矿产资源和电力市场交易秩序，保障安全稳定供应，助力能源资源高质量发展。

二、整治内容

本次专项整治聚焦 2023 年 1 月 1 日以来全国矿产资源和电力市场化交易行为，各地要认真核查是否存在以行政手段干预矿产资源和电力市场化交易行为，重点治理以下问题：

（一）违反矿业权竞争性出让的规定。包括违反矿产资源规划、国家产业政策和相关规定，违规出让矿业权；未落实全面推进矿业权竞争性出让要求，对本应以招标拍卖挂牌方式出让的矿业权，不进行竞争性出让；超出规定允许的协议出让范围，违规协议出让矿业权。

（二）设置不合理的矿业权出让条件。违反市场监管总局等 4 部门《关于开展妨碍统一市场和公平竞争的政策措施清理工作的通知》（国市监竞协发〔2023〕53 号）有关规定，违规设置不合理或歧视性的矿业权出让条件，违规增加矿业权出让前置资格审查内容，排斥或限制外地经营者、非国有企业。

（三）干预经营主体销售矿产品。以行政手段实施干预，限定交易、妨碍矿产品在地区之间自由流通。包括阻碍、限制外地矿产品进入本地区；实施严禁矿产品外运外销，以行政权力阻止本地矿产品外流；设置相关许可或规定，对跨区销售矿产品违规收取额外费用。

（四）干预电力市场准入行为。包括对发电企业、电力用户等进入电力市场设置不合理准入门槛和程序，对售电企业额外增设《售电公司管理办法》规定的注册条件和注册程序以外的要求，限制交易主体自由参与跨省跨区交易等。

（五）干预电力市场交易组织行为。包括出台与现行交易规则相违背的交易方案，以交易方案、会议纪要、有关通知等文件或领导批示代替交易规则，以行政手段违规干预交易机构交易组织和电网企业调度运行，随意调整交易结果，违规减免偏差考核责任，干预信息公开和信息披露，干预国家能源局派出机构的市场监管行为和对违规企业的查处、督促整改行为等。

（六）干预电力市场价格行为。包括违规干预价格形成，指定交易对象、交

易电量和交易价格，采取分割市场电量、隐形确定供需比等方式限制市场竞争、人为造成供需失衡；未执行市场交易价格，针对不同地区、特定类型的主体规定歧视性价格，组织以各种名目限定价格或者变相限定价格的强制专场交易，强制分配低价电等。

三、工作步骤

本年度专项整治工作分4个阶段开展，具体如下：

（一）启动部署，收集线索（2023年9月）。

自然资源部和国家能源局联合印发专项整治工作方案，明确整治工作内容、步骤和要求，做好具体工作安排。在自然资源部和国家能源局门户网站开设专栏，进一步畅通经营主体和各界反映问题渠道，及时收集相关问题线索。

（二）全面自查，及时整改（2023年9月—10月）。

各地严格按照整治工作方案要求，对辖区内涉及的以行政手段干预矿产资源和电力市场化交易行为进行系统梳理和全面自查，发现问题及时整改。自然资源部和国家能源局将把专栏收集的以行政手段干预矿产资源和电力市场化交易行为问题线索以及电力领域综合监管发现的相关问题转有关地方核查。

各省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团在自查整改的基础上，由各省级自然资源主管部门和能源（电力）主管部门分别牵头形成自查报告于10月30日前报送自然资源部和国家能源局。自查报告内容包括但不限于：矿产资源/电力市场运行基本情况、干预矿产资源/电力市场化交易行为情况、整改情况、下一步工作计划和典型案例等。

（三）评估核查，巩固成果（2023年11月）。

自然资源部组织部内有关司局对地方自然资源主管部门报来的自查报告进行分析，赴各省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团，通过查阅资料、核查档案、实地查看、工作座谈等方式开展评估核查。各评估核查组于11月底前将核查情况、地方整改情况、下一步工作意见建议和典型案例等形成专项整治评估核查总结。

国家能源局组织派出机构，对地方能源（电力）主管部门报来的自查报告进

行分析，赴辖区内相关单位，通过查阅资料、实地查看、工作座谈等方式开展评估核查。各派出机构于11月底前将核查情况、地方政府整改情况、下一步工作意见建议和典型案例等形成专项整治评估核查总结报国家能源局。

对矿产资源和电力市场化交易的重点区域，自然资源部和国家能源局将视情联合开展评估核查。对应整改未整改的，或者进度缓慢、工作不实、效果不佳的，将在全国范围内予以通报。

（四）全面总结，建立机制（2023年12月）。

各地要在开展专项整治工作的基础上，健全管理制度，完善工作机制，加强日常监管，防止违法违规行为反弹。要通过整治具体问题，举一反三，对本地区地方性法规、地方政府规章、规范性文件及其他政策文件进行全面自查，发现问题的，根据权限修订、废止，或者提请本级人大、政府修订或废止。

自然资源部和国家能源局汇总梳理专项整治情况，根据情况适时选择典型案例予以通报。形成以行政手段干预矿产资源和电力市场化交易行为专项整治工作报告，总结专项整治中的好经验、好做法，推动建立完善长效机制，重要情况报国务院。

四、工作要求

（一）高度重视。各地、有关部门和派出机构要高度重视此次专项整治工作，切实提高政治站位，强化责任担当，贯彻落实党中央、国务院加快建设全国统一大市场的决策部署，完整、准确、全面贯彻新发展理念，促进构建新发展格局。

地方自然资源主管部门负责矿产资源市场化交易专项整治，地方能源（电力）主管部门负责电力市场化交易专项整治。自然资源部、国家能源局要加强指导，确保专项整治工作有序推进、取得实效。

（二）扎实推进。各地要按照本通知要求，认真动员部署，组建政治强、业务精、作风正的工作队伍，精心组织实施。对发现的违法违规情况，要立行立改，并将整治情况通过媒体向社会公开，确保专项整治行动取得实效。

（三）巩固成果。各地在自查整改中要敢于直面问题，做到求真务实，全面系统梳理辖区内以行政手段干预矿产资源和电力市场化交易行为。在自查整改和

评估核查中要结合学习贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想主题教育要求，敢于动真碰硬，全面掌握实际情况，及时发现和指出存在问题，制定有针对性的整改措施，提出有针对性的意见建议。

电力市场注册基本规则

国能发监管规〔2024〕76 号

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，天津市、辽宁省、上海市、重庆市、四川省、甘肃省经信委（工信委、工信厅），各派出机构，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、国家能源投资集团有限责任公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家开发投资集团有限公司、中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司、华润（集团）有限公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，北京、广州电力交易中心，各相关发电企业、电力交易中心：

为贯彻落实党中央、国务院进一步深化电力体制改革，加快建设全国统一大市场的有关精神，建立健全全国统一电力市场“1+N”基础规则体系，进一步规范市场主体注册管理水平，我们组织制定了《电力市场注册基本规则》。现印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2024 年 9 月 13 日

第一章 总则

第一条 为贯彻落实党中央、国务院进一步深化电力体制改革、加快建设全国统一大市场的有关精神，统一电力市场注册机制，加强和规范电力市场注册工作，维护电力市场秩序和各类经营主体合法权益，根据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118 号）《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会 2024 年第 20 号令）等文件，结合工作实际，制定本规则。

第二条 本规则所称电力市场包含电力中长期、现货、辅助服务市场等。

第三条 本规则所称的经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体（含新型储能企业、虚拟电厂、智能微电网等）。

第四条 电力市场注册应遵循以下原则：

（一）规范入市。拟参与电力市场交易的经营主体应在电力交易机构办理市场注册，对注册业务信息以及相关支撑性材料的真实性、准确性、完整性负责。

（二）公开透明。电力交易机构公平公开受理各类市场注册业务，不得设置不合理和歧视性的条件以限制商品服务、要素资源自由流动，做到服务无差别，信息规范披露，接受公众监督。

（三）全国统一。严格落实“全国一张清单”管理模式，严禁各部门自行发布具有市场准入性质的负面清单，严禁单独设置附加条件。经营主体市场注册业务流程、审验标准、受理期限、公示要求应做到全国统一规范。

（四）信息共享。经营主体可自主选择电力交易机构进行办理，获取交易资格，无需重复注册。电力交易平台应实现互联互通，共享注册信息，实现“一地注册、各方共享”。

第五条 电力交易机构负责开展电力市场注册服务，建设并运维电力交易平台市场注册业务功能，依法依规披露市场注册业务的相关信息。实现与电力调度机构电力调度自动化系统及电网企业营销、新型电力负荷管理系统的市场注册所需信息交互，提升经营主体市场注册业务便捷性。

第六条 本规则适用于全国范围内各类经营主体的电力市场注册，各省、自治区、直辖市统一按照规范执行。

第二章 基本条件

第七条 经营主体应当是财务独立核算、能够独立承担民事责任的企业、经法人单位授权的内部核算主体、个体工商户、执行工商业电价或具有分布式电源的自然人等民事主体，提供有效身份证明证件及相关注册材料，可办理市场注册业务；若存在较严重的不良信用记录或者曾作出虚假承诺等情形的经营主体，在

修复后方可办理市场注册业务。

第八条 发电企业基本条件：

（一）依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得、按规定时限正在办理或者豁免电力业务许可证（发电类）；

（二）已与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统；

（三）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求；

（四）并网自备电厂取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为经营主体直接参与电力市场交易。

第九条 售电公司按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）（以下简称《售电公司管理办法》）规定执行，如有新规的从其规定。

第十条 电力用户基本条件：

（一）工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易，暂未直接参与市场交易的工商业用户按规定由电网企业代理购电；

（二）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

第十一条 新型储能企业基本条件：

（一）与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统；

（二）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求；

（三）满足最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电时间等对应的技术条件，具体数值以相关标准或国家、地方有关部门规定为准；

（四）配建新型储能与所属经营主体视为一体，具备独立计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度，具有法人资格时可选择转为独立新型储能项目，作为经营主体直接参与电力市场交易。

第十二条 虚拟电厂（含负荷聚合商）经营主体基本条件：

（一）与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，接入新型电力负荷管

理系统或电力调度自动化系统；

（二）具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求；

（三）具备聚合可调节负荷以及分布式电源、新型储能等资源的能力；

（四）具备对聚合资源的调节或控制能力，拥有具备信息处理、运行监控、业务管理、计量监管、控制执行等功能的软硬件系统；

（五）聚合范围、调节性能等条件应满足相应市场的相关规则规定。

第十三条 分布式电源经营主体基本条件：

（一）依法取得发电项目核准或者备案文件；

（二）与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，根据电压等级标准接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统；

（三）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求。

第十四条 电动汽车充电设施经营主体基本条件：

（一）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求；

（二）有放电能力的电动汽车充电设施，与电网企业签订负荷确认协议，接入新型电力负荷管理系统。

第十五条 智能微电网经营主体基本条件初期参照电力用户基本条件执行，后期视国家有关规定进行调整。

第十六条 当国家政策调整或者交易规则变化导致经营主体类型或进入电力市场基本条件发生变化时，国家能源局按照全国统一标准进行调整。

第三章 市场注册

第十七条 经营主体参与电力市场交易，应当符合基本条件，在电力交易机构办理市场注册。

第十八条 经营主体市场注册按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办

理。经营主体应提交身份认证、联系方式等信息以及相关支撑性材料，签订入市协议等。售电公司市场注册条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第十九条 电力交易机构收到经营主体提交的市场注册申请和注册材料后，在5个工作日内进行审查，必要时组织对经营主体进行现场核验。对于市场注册材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第二十条 市场注册审查通过的发电企业、电力用户、新型储能企业、分布式电源、电动汽车充电设施经营主体原则上无需公示，注册手续直接生效。

第二十一条 电力交易机构将市场注册生效的经营主体纳入经营主体目录，实行动态管理，按照信息披露要求向社会公布，根据国家能源局派出机构和地方政府主管部门要求备案。

第二十二条 具有多重主体身份的经营主体，应当按经营主体类别分别进行注册。

第二十三条 原则上同一经营主体在同一合同周期内仅可与一家售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）确立服务关系。

第二十四条 当国家政策调整或者交易规则变化导致市场注册信息发生变化时，电力交易机构应按照全国统一的原则组织经营主体重新注册或补充完善注册信息。

第四章 信息变更

第二十五条 经营主体市场注册信息发生变化后，应在5个工作日内向首次注册的电力交易机构提出信息变更申请。

第二十六条 经营主体市场注册信息变更按照申请、承诺、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交变更信息以及相关支撑性材料，若办理信息变更时其他注册信息或支撑性材料已过有效期，需要同步进行更新。售电公司市场注册信息变更条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第二十七条 信息变更主要包含以下内容：

- （一）经营主体身份名称变更、法定代表人（或负责人）更换；
- （二）公司股东、股权结构的重大变化，因公司股权转让导致公司控股股东或者实际控制人发生变化等；
- （三）电力业务许可证变更、延续等；
- （四）发电企业机组转让、机组关停退役、机组调度关系调整、机组自备公用性质转换、机组进入及退出商业运营、机组容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等；
- （五）新型储能企业主体储能项目（单元）转让、储能单元容量调整、其他影响交易组织的关键技术参数变更等；
- （六）售电公司、虚拟电厂（含负荷聚合商）资产总额发生影响年度代理电量规模或调节能力的变化、企业高级或中级职称的专业人员变更、配电网运营资质变化、业务范围变更等。

第二十八条 电力交易机构收到经营主体提交的变更申请和变更材料后，在5个工作日内进行审查。对于变更材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第二十九条 市场注册信息变更审查通过的发电企业、电力用户、新型储能企业、分布式电源、电动汽车充电设施经营主体原则上无需公示，信息变更手续直接生效。

第三十条 经营主体市场注册信息发生变化未按规定时间进行变更，并造成不良影响或经济损失的，由经营主体承担相应责任。

第三十一条 经营主体在市场注册信息变更期间可正常参与市场交易。

第五章 市场注销

第三十二条 经营主体退出电力市场交易，分为申请注销和自动注销。售电公司市场注销条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第三十三条 经营主体有下列正当理由之一的，可申请注销：

（一）经营主体宣告破产，或虽未破产但被地方政府主管部门关停或主动拆除，不再发电或者用电；

（二）因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有经营主体非自身原因无法继续参加市场的情况；

（三）因电网网架调整，导致经营主体的发用电物理属性无法满足所在地区的电力市场进入条件；

（四）经营主体所有机组关停退役的；

（五）经营主体全部电量不再属于工商业用电性质的。

第三十四条 经营主体申请注销，应当符合正当理由，向首次注册的电力交易机构提出市场注销申请。

第三十五条 经营主体申请注销按照申请、声明、审查、公示、生效的流程办理。经营主体应提交注销申请、合同处理完毕声明以及相关支撑材料。

第三十六条 电力交易机构收到经营主体提交的注销申请和注销材料后，在 5 个工作日内进行审查。对于注销材料不符合要求的，应予以一次性告知。

第三十七条 电力交易机构每年开展经营主体持续满足注册条件核验，必要时组织对经营主体进行现场核验，发现符合正当理由退出电力市场交易或工商营业执照注销、吊销且未申请市场注销的，予以自动注销处理，并报国家能源局派出机构和地方政府主管部门备案。售电公司持续满足注册条件核验按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第三十八条 经营主体自动注销由电力交易机构发起，按照公示、生效的流程办理。售电公司退出电力市场交易条件和流程按照《售电公司管理办法》规定执行，虚拟电厂（含负荷聚合商）初期参照《售电公司管理办法》执行。

第三十九条 对于即将市场注销的经营主体，其所有已签订但未履行的市场交易合同，原则上通过自主协商等方式在下一个合同履行月之前的 10 个工作日内完成处理。因市场交易合同各方造成的损失由退市的经营主体承担，或自行通过司法程序解决。

第四十条 电力交易机构应通过电力交易平台，将经营主体市场注销信息向社会公示，公示期为 10 个工作日，公示期满无异议，在电力交易平台中予以注销，保留其历史信息 5 年。

第四十一条 已市场注销的经营主体再次参与电力市场交易，应在电力交易机构重新办理市场注册。

第六章 异议处理

第四十二条 任何单位或个人对于经营主体电力市场注册存在异议，可通过异议反馈渠道向电力交易机构实名反映，需提供包括但不限于异议内容、有效联系方式等信息。异议反馈应提供相关证明材料，不得捏造事实、虚假举证。

第四十三条 对于公示期间存在异议的经营主体，电力交易机构应根据调查情况分类处理。

（一）如因公示材料疏漏缺失、人员等变更而产生异议，经营主体可以补充材料申请再公示；

（二）如因材料造假发生异议，经营主体自接到电力交易机构关于异议的告知之日起，5 个工作日内无法做出合理解释，电力交易机构终止其市场注册业务公示，将情况报送首次注册地国家能源局派出机构和地方政府主管部门；

（三）如对市场注销存在异议，经营主体可向电力交易机构说明情况，电力交易机构根据调查结果予以驳回或撤销公示。

第四十四条 对于公示生效后仍存在异议的经营主体，电力交易机构应继续开展调查，对于调查后不满足电力市场注册条件的经营主体，按照前款要求处理。

第四十五条 电力交易机构应对实名反映人相关身份信息进行保密，不得对外泄露，并及时回复调查处理情况。

第七章 监督管理

第四十六条 国家能源局派出机构和地方政府主管部门按职责分工，对经营主体、电力交易机构开展的电力市场注册工作进行监督管理。

第四十七条 对未及时按本规则办理业务的经营主体，电力交易机构应采取提醒、公告等措施并报国家能源局派出机构和地方政府主管部门。

第四十八条 对于经营主体存在未按规定办理电力市场注册手续、提供虚假注册资料等严重情形的，国家能源局及其派出机构可依照《电力监管条例》第三十一条、《电力市场监管办法》第三十六条有关规定处理。对于电力交易机构存在未按照规定办理电力市场注册等情形的，国家能源局及其派出机构可依照《电力监管条例》第三十三条、《电力市场监管办法》第三十八条有关规定处理。对售电公司在注册过程中存在其他违规行为的，地方政府主管部门可依照《售电公司管理办法》第二十八、二十九、四十二、四十三条有关规定处理。

第四十九条 经营主体在办理电力市场注册业务过程中存在违法违规和失信行为的，纳入电力交易信用评价，国家能源局派出机构和地方政府主管部门可依法依规采取将其纳入失信管理等措施。

第八章 附则

第五十条 本规则由国家能源局负责解释。

第五十一条 本规则自发布之日起施行，有效期五年。

国家能源局综合司关于进一步规范电力市场交易行为 有关事项的通知

（国能综通监管〔2024〕148号）

各派出机构，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、国家能源投资集团有限责任公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家开发投资集团有限公司、中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司、华润（集团）有限公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，北京、广州电力交易中心，有关发电企业：

近期，国家能源局聚焦全国统一电力市场建设，先后组织开展了电力领域综合监管和电力市场秩序突出问题专项监管。在监管过程中，发现部分经营主体存在违反市场交易规则、实施串通报价等问题，损害了其他经营主体的利益。为有效防范市场运营风险，进一步规范经营主体交易行为，保障电力市场的统一、开放、竞争、有序，根据《电力监管条例》《电力市场运行基本规则》《电力市场监管办法》等有关法规规章，现将有关事项通知如下。

一、全面贯彻落实全国统一电力市场建设部署要求

（一）各经营主体、电力市场运营机构、电力市场管理委员会等要全面贯彻落实党的二十届三中全会关于全国统一电力市场建设部署要求，加快推动建设统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的全国统一电力市场，依法合规经营，不得利用市场力或串通其他经营主体在电力市场中进行排他性行为、不正当竞争。

二、持续推动经营主体合规交易

（二）各经营主体应自觉维护公平公正电力市场秩序，严格遵守电力市场规则及国家相关规定，依法合规参与电力市场交易，不得滥用市场支配地位操纵市场价格，不得实行串通报价、哄抬价格及扰乱市场秩序等行为。

（三）拥有售电公司的发电企业，不得利用“发售一体”优势直接或变相以

降低所属售电公司购电成本的方式抢占市场份额，不得对民营售电公司等各类售电主体和电力大用户进行区别对待。

（四）电力市场管理委员会要充分发挥市场自律和社会监督作用，进一步强化市场内部自律管理，督促市场成员签订自律公约并规范执行。

三、着力规范市场报价行为

（五）各经营主体要进一步规范市场报价行为，综合考虑机组固定成本、燃料成本、能源供需等客观情况合规报价，推动交易价格真实准确反映电力商品价值。

（六）各经营主体原则上以市场注册主体为单位独立进行报价。各经营主体间不得通过口头约定、签订协议等方式串通报价。有多个发电厂组成的发电企业进行电能量交易，不得集中报价。

（七）发电侧、售电侧相关经营主体之间不得通过线上、线下等方式在中长期双边协商交易外统一约定交易价格、电量等申报要素实现特定交易。

四、定期做好市场监测分析

（八）电力市场运营机构要按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，履行好市场监控和风险防控责任，对违反交易规则、串通报价等违规行为依规开展监测，发现问题及时向相关派出机构报告，同时每半年向国家能源局及派出机构报送监测情况总结。

五、不断强化日常监管

（九）各派出机构要切实履行监管职责，综合运用现场检查、非现场监管等手段，及时发现扰乱市场秩序问题，督促相关经营主体认真整改。同时加大执法力度，对发现的违法违规的行为，依据《电力监管条例》《电力市场监管办法》等进行严肃查处。

（十）各经营主体、电力市场运营机构、电力市场管理委员会，如发现相关问题线索要及时向属地派出机构报告。重大情况相关派出机构按规定报国家能源局。

国家能源局综合司

2024年11月8日

国家能源局关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见

国能发法改（2024）93号

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，天津市、辽宁省、上海市、重庆市、四川省、甘肃省经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出机构，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、国家能源投资集团有限责任公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家开发投资集团有限公司、中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司、华润（集团）有限公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，北京、广州电力交易中心：

为深入贯彻党的二十届三中全会关于能源改革的相关部署，充分发挥新型经营主体在提高电力系统调节能力、促进可再生能源消纳、保障电力安全供应等方面的作用，鼓励新模式、新业态创新发展，培育能源领域新质生产力，加快构建新型电力系统，依据《能源法》等有关法律法规，提出以下意见。

一、新型经营主体的概念和范围。新型经营主体是具备电力、电量调节能力且具有新技术特征、新运营模式的配电环节各类资源，分为单一技术类新型经营主体和资源聚合类新型经营主体。其中，单一技术类新型经营主体主要包括分布式光伏、分散式风电、储能等分布式电源和可调节负荷；资源聚合类新型经营主体主要包括虚拟电厂（负荷聚合商）和智能微电网。虚拟电厂是运用数字化、智能化等先进技术，聚合分布式电源和可调节负荷等，协同参与系统运行和市场交易的电力运行组织模式。智能微电网是以新能源为主要电源、具备一定智能调节和自平衡能力、可独立运行也可与大电网联网运行的小型发配用电系统。配电环节具备相应特征的源网荷储一体化项目可视作智能微电网。

二、支持新型经营主体创新发展。新型经营主体应当持续提升技术管理水平和调节能力，更好适应新型电力系统需要。鼓励虚拟电厂聚合分布式光伏、分散式风电、新型储能、可调节负荷等资源，为电力系统提供灵活调节能力。支持具

备条件的工业企业、工业园区等开展智能微电网建设，提高新能源就地消纳水平。探索建立通过新能源直连增加企业绿电供给的机制。新型经营主体原则上可豁免申领电力业务许可证，另有规定除外。电网企业要做好新型经营主体并（联）网或平台接入等服务，明确服务流程、可接入容量等信息，提高服务效率。

三、完善新型经营主体调度运行管理。新型经营主体应落实安全生产及涉网安全管理相关政策要求，满足国家、行业有关技术标准。各地加快推动新型经营主体实现可观、可测、可调、可控。鼓励调节容量5兆瓦及以上、满足相应技术指标要求的新型经营主体提供电能量和辅助服务。各地可结合电力系统调节需求和电力市场运营能力，进一步降低调节容量要求。电网企业应协助新型经营主体按所提供需求接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统，满足信息网络安全防护相关要求。新型经营主体应当与电网企业通过协议明确资产、调控、安全等方面的权责边界。当自然灾害、设备故障等突发情况影响电力系统安全稳定运行时，新型经营主体及被聚合资源应接受电力调度机构统一指挥。

四、鼓励新型经营主体平等参与电力市场。新型经营主体参与市场与其他经营主体享有平等的市场地位，并按有关规定公平承担偏差结算和不平衡资金分摊等相关费用，缴纳输配电价、系统运行费用和政府性基金及附加等。鼓励资源聚合类新型经营主体整合调节容量小的资源，整体参与电力市场、实现协同调度。资源聚合类新型经营主体与被聚合资源协商确定权利义务，签订代理服务合同，并在电力交易机构备案。被聚合资源在同一合同周期内，原则上仅可被一家资源聚合类新型经营主体代理。

五、优化新型经营主体市场注册。各地电力交易机构应为新型经营主体设置注册类别，不得增设注册门槛。具备条件的新型经营主体进入或退出电力市场，按照电力市场注册相关规则办理手续。其中，资源聚合类新型经营主体和被聚合资源均应履行注册手续，鼓励资源聚合类新型经营主体集中办理注册手续。

六、完善适应新型经营主体的电力市场交易机制。提升电力中长期交易灵活性，引入分时段标准化交易产品，加快实现分时段交易结算，引导新型经营主体根据自身电力电量平衡需求灵活参与各时间尺度电力中长期交易。加快电力现货

市场建设，推动新型经营主体以报量报价或报量不报价等灵活方式参与电力现货市场，探索电力现货市场出清节点向更低电压等级延伸，为新型经营主体响应市场需求提供更加准确的价格信号。完善辅助服务市场，推动新型经营主体公平参与辅助服务市场，研究适时引入备用、爬坡等辅助服务新品种。提高信息披露及时性、准确性，推动电力市场价格信号以适当方式向社会公开披露。

七、做好计量结算工作。新型经营主体按照参与电能量和辅助服务交易类型，依据电能量计量装置进行结算，由电力交易机构出具新型主体结算依据。资源聚合类新型经营主体在批发市场中结算数据由被聚合资源计量数据加总形成。资源聚合类新型经营主体暂由电网企业清分结算到户。

八、加强组织保障。国家能源局会同有关部门及时完善适应新型经营主体发展的市场机制，明确监管要求，加快制修订新型经营主体相关标准。国家能源局派出机构和地方政府有关部门应按照职责分工做好对新型经营主体的监督管理，结合实际及时制定出台适应新型经营主体发展的技术要求、交易细则等，持续规范新型经营主体电力市场交易行为，防止市场操纵。电网企业、电力市场运营机构要持续提升对新型经营主体参与电力交易和系统运行的技术支持能力和服务水平。

国家能源局

2024年11月28日

七、新能源

国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于 2023 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知

（发改办能源〔2023〕569 号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，天津市、辽宁省、上海市、重庆市、四川省、甘肃省经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，电力规划设计总院、水电水利规划设计总院：

为助力实现碳达峰、碳中和目标，加快规划建设新型能源体系，推动可再生能源高质量发展，根据《国家发展改革委、国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807 号），现将 2023 年可再生能源电力消纳责任权重和 2024 年预期目标印发给你们，并就有关事项通知如下。

一、2023 年可再生能源电力消纳责任权重为约束性指标，各省（自治区、直辖市）按此进行考核评估；2024 年权重为预期性指标，各省（自治区、直辖市）按此开展项目储备。2023 年各省（自治区、直辖市）可再生能源电力消纳责任权重见附件 1，2024 年各省（自治区、直辖市）预期目标见附件 2。

二、各省（自治区、直辖市）按照非水电消纳责任权重合理安排本省（自治区、直辖市）风电、光伏发电保障性并网规模。严格落实西电东送和跨省跨区输电通道可再生能源电量占比要求，2023 年的占比原则上不低于 2022 年实际执行情况。

三、各省级行政区域可再生能源电力消纳责任权重完成情况以实际消纳的可再生能源物理电量为主要核算方式，各承担消纳责任的市场主体权重完成情况以自身持有的可再生能源绿色电力证书为主要核算方式，绿证核发交易按有关规定执行。

四、各省级能源主管部门会同经济运行管理部门要切实承担牵头责任，按照

消纳责任权重积极推动本地区可再生能源电力建设，开展跨省跨区电力交易，制定本行政区域可再生能源电力消纳实施方案，切实将权重落实到承担消纳责任的市场主体。2024年2月底前，向国家发展改革委、国家能源局报送2023年可再生能源电力消纳责任权重完成情况。

五、各电网企业要切实承担组织责任，密切配合省级能源主管部门，按照消纳责任权重组织调度、运行和交易等部门，认真做好可再生能源电力并网消纳、跨省跨区输送和市场交易。2024年1月底前，国家电网、南方电网所属省级电网企业和内蒙古电力（集团）有限责任公司向省级能源主管部门、经济运行管理部门和国家能源局相关派出机构报送2023年本经营区及各承担消纳责任的市场主体可再生能源电力消纳量完成情况。

六、国家能源局各派出机构要切实承担监管责任，积极协调落实可再生能源电力并网消纳和跨省跨区交易，对监管区域内消纳责任权重完成情况开展监管。2024年2月底前，向国家发展改革委、国家能源局报送2023年监管情况。

国家发展改革委、国家能源局将组织电规总院、水电总院、国家发展改革委能源研究所等单位按月跟踪监测各省级行政区域可再生能源电力建设进展及消纳利用水平，按年度通报各省级行政区域消纳责任权重完成情况。

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2023年7月16日

- 附件：1.2023年各省（自治区、直辖市）可再生能源电力消纳责任权重（略）
2.2024年各省（自治区、直辖市）可再生能源电力消纳责任权重预期目标（略）

国家发展改革委、财政部、中国人民银行、银保监会、国家能源局关于引导加大金融支持力度 促进风电和光伏发电等行业健康有序发展的通知

（发改运行〔2021〕266号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、财政厅（局），人民银行上海总部、各分行、营业管理部、各省会（首府）城市中心支行、副省级城市中心支行，各银保监局，能源局：

近年来，各地和有关企业坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，认真落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，推动我国风电、光伏发电等行业快速发展。与此同时，部分可再生能源企业受多方面因素影响，现金流紧张，生产经营出现困难。为加大金融支持力度，促进风电和光伏发电等行业健康有序发展，现就有关事项通知如下：

一、充分认识风电和光伏发电等行业健康有序发展的重要意义。大力发展可再生能源是推动绿色低碳发展、加快生态文明建设的重要支撑，是应对气候变化、履行我国国际承诺的重要举措，我国实现2030年前碳排放达峰和努力争取2060年前碳中和的目标任务艰巨，需要进一步加快发展风电、光伏发电、生物质发电等可再生能源。采取措施缓解可再生能源企业困难，促进可再生能源良性发展，是实现应对气候变化目标，更好履行我国对外庄重承诺的必要举措。各地政府主管部门、有关金融机构要充分认识发展可再生能源的重要意义，合力帮助企业渡过难关，支持风电、光伏发电、生物质发电等行业健康有序发展。

二、金融机构按照商业化原则与可再生能源企业协商展期或续贷。对短期偿付压力较大但未来有发展前景的可再生能源企业，金融机构可以按照风险可控原则，在银企双方自主协商的基础上，根据项目实际和预期现金流，予以贷款展期、续贷或调整还款进度、期限等安排。

三、金融机构按照市场化、法治化原则自主发放补贴确权贷款。已纳入补贴

清单的可再生能源项目所在企业，对已确权应收未收的财政补贴资金，可申请补贴确权贷款。金融机构以审核公布的补贴清单和企业应收未收补贴证明材料等为增信手段，按照市场化、法治化原则，以企业已确权应收未收的财政补贴资金为上限自主确定贷款金额。申请贷款时，企业需提供确权证明等材料作为凭证和抵押依据。

四、对补贴确权贷款给予合理支持。各类银行金融机构均可在依法合规前提下向具备条件的可再生能源企业在规定的额度内发放补贴确权贷款，鼓励可再生能源企业优先与既有开户银行沟通合作。相关可再生能源企业结合自身情况和资金压力自行确定是否申请补贴确权贷款，相关银行根据与可再生能源企业沟通情况和风险评估等自行确定是否发放补贴确权贷款。贷款金额、贷款年限、贷款利率等均由双方自主协商。

五、补贴资金在贷款行定点开户管理。充分考虑银行贷款的安全性，降低银行运行风险，建立封闭还贷制度，即企业当年实际获得的补贴资金直接由电网企业拨付给企业还贷专用账户，不经过企业周转。可再生能源企业与银行达成合作意向的，企业需在银行开设补贴确权贷款专户，作为补贴资金封闭还贷的专用账户。

六、通过核发绿色电力证书方式适当弥补企业分担的利息成本。补贴确权贷款的利息由贷款的可再生能源企业自行承担，利率及利息偿还方式由企业和银行自行协商。为缓解企业承担的利息成本压力，国家相关部门研究以企业备案的贷款合同等材料为依据，以已确权应收未收财政补贴、贷款金额、贷款利率等信息为参考，向企业核发相应规模的绿色电力证书，允许企业通过指标交易市场进行买卖。在指标交易市场的收益大于利息支出的部分，作为企业的合理收益留存企业。

七、足额征收可再生能源电价附加。为保证可再生能源补贴资金来源，各相关电力用户需严格按照国家规定承担并足额缴纳依法合规设立的可再生能源电价附加，各级地方政府不得随意减免或选择性征收。各燃煤自备电厂应认真配合相关部门开展可再生能源电价附加拖欠情况核查工作，并限期补缴拖欠的金额。

八、优先发放补贴和进一步加大信贷支持力度。企业结合实际情况自愿选择是否主动转为平价项目，对于自愿转为平价项目的，可优先拨付资金，贷款额度和贷款利率可自主协商确定。

九、试点先行。基础条件好、积极性高的地方，以及资金需求特别迫切的企业可先行开展试点，积极落实国家政策，并在国家确定的总体工作方案基础上探索解决可再生能源补贴问题的有效做法。鼓励开展试点的地方和企业结合自身实际进一步开拓创新，研究新思路和新方法，使政府、银行、企业等有关方面更好的形成合力，提高工作积极性。对于试点地方和企业的好经验好做法，国家将积极向全国推广。

十、增强责任感，防范化解风险。各银行和有关金融机构要充分认识可再生能源行业对我国生态文明建设和履行国际承诺的重要意义，树立大局意识，增强责任感，帮助企业有效化解生产经营和金融安全风险，促进可再生能源行业健康有序发展。

国家发展改革委

财政部

中国人民银行

银保监会

国家能源局

2021年2月24日

国家发展改革委、国家能源局关于推进电力源网荷储 一体化和多能互补发展的指导意见

（发改能源规〔2021〕280号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家能源局各派出机构：

为实现“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”的目标，着力构建清洁低碳、安全高效的能源体系，提升能源清洁利用水平和电力系统运行效率，贯彻新发展理念，更好地发挥源网荷储一体化和多能互补在保障能源安全中的作用，积极探索其实施路径，现提出以下意见：

一、重要意义

源网荷储一体化和多能互补发展是电力行业坚持系统观念的内在要求，是实现电力系统高质量发展的客观需要，是提升可再生能源开发消纳水平和非化石能源消费比重的必然选择，对于促进我国能源转型和经济社会发展具有重要意义。

（一）有利于提升电力发展质量和效益。强化源网荷储各环节间协调互动，充分挖掘系统灵活性调节能力和需求侧资源，有利于各类资源的协调开发和科学配置，提升系统运行效率和电源开发综合效益，构建多元供能智慧保障体系。

（二）有利于全面推进生态文明建设。优先利用清洁能源资源、充分发挥常规电站调节性能、适度配置储能设施、调动需求侧灵活响应积极性，有利于加快能源转型，促进能源领域与生态环境协调可持续发展。

（三）有利于促进区域协调发展。发挥跨区源网荷储协调互济作用，扩大电力资源配置规模，有利于推进西部大开发形成新格局，改善东部地区环境质量，提升可再生能源电量消费比重。

二、总体要求

（一）指导思想。

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，将源网荷储一体化和多能互补作为电力工业高质量发展的重要举措，积极构建清洁低碳安全高效的新型电力系统，促进能源行业转型升级。

（二）基本原则。

绿色优先，协调互济。遵循电力系统发展客观规律，坚守安全底线，充分发挥源网荷储协调互济能力，优先可再生能源开发利用，结合需求侧负荷特性、电源结构和电网调节能力，因地制宜确定电源合理规模与配比，促进能源转型和绿色发展。

提升存量，优化增量。通过提高存量电源调节能力、输电通道利用水平、电力需求响应能力，重点提升存量电力设备利用效率；在资源条件较好、互补特性较优、需求市场较大的送受端，合理优化增量规模、结构与布局。

市场驱动，政策支持。使市场在资源配置中起决定性作用，更好发挥政府作用，破除市场壁垒，依靠技术进步、效率提高、成本降低，加强引导扶持，建立健全相关政策体系，不断提升产业竞争力。

（三）源网荷储一体化实施路径。

通过优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，以先进技术突破和体制机制创新为支撑，探索构建源网荷储深度融合的新型电力系统发展路径，主要包括区域（省）级、市（县）级、园区（居民区）级“源网荷储一体化”等具体模式。

充分发挥负荷侧的调节能力。依托“云大物移智链”等技术，进一步加强源网荷储多向互动，通过虚拟电厂等一体化聚合模式，参与电力中长期、辅助服务、现货等市场交易，为系统提供调节支撑能力。

实现就地就近、灵活坚强发展。增加本地电源支撑，调动负荷响应能力，降低对大电网的调节支撑需求，提高电力设施利用效率。通过坚强局部电网建设，提升重要负荷中心应急保障和风险防御能力。

激发市场活力，引导市场预期。主要通过完善市场化电价机制，调动市场主体积极性，引导电源侧、电网侧、负荷侧和独立储能等主动作为、合理布局、优

化运行，实现科学健康发展。

（四）多能互补实施路径。

利用存量常规电源，合理配置储能，统筹各类电源规划、设计、建设、运营，优先发展新能源，积极实施存量“风光水火储一体化”提升，稳妥推进增量“风光水（储）一体化”，探索增量“风光储一体化”，严控增量“风光火（储）一体化”。

强化电源侧灵活调节作用。充分发挥流域梯级水电站、具有较强调节性能水电站、火电机组、储能设施的调节能力，减轻送受端系统的调峰压力，力争各类可再生能源综合利用率保持在合理水平。

优化各类电源规模配比。在确保安全的前提下，最大化利用清洁能源，稳步提升输电通道输送可再生能源电量比重。

确保电源基地送电可持续性。统筹优化近期开发外送规模与远期自用需求，在确保中长期近区电力自足的前提下，明确近期可持续外送规模，超前谋划好远期电力接续。

三、推进源网荷储一体化，提升保障能力和利用效率

（一）区域（省）级源网荷储一体化。依托区域（省）级电力辅助服务、中长期和现货市场等体系建设，公平无歧视引入电源侧、负荷侧、独立电储能等市场主体，全面放开市场化交易，通过价格信号引导各类市场主体灵活调节、多向互动，推动建立市场化交易用户参与承担辅助服务的市场交易机制，培育用户负荷管理能力，提高用户侧调峰积极性。依托 5G 等现代信息通讯及智能化技术，加强全网统一调度，研究建立源网荷储灵活高效互动的电力运行与市场体系，充分发挥区域电网的调节作用，落实电源、电力用户、储能、虚拟电厂参与市场机制。

（二）市（县）级源网荷储一体化。在重点城市开展源网荷储一体化坚强局部电网建设，梳理城市重要负荷，研究局部电网结构加强方案，提出保障电源以及自备应急电源配置方案。结合清洁取暖和清洁能源消纳工作开展市（县）级源网荷储一体化示范，研究热电联产机组、新能源电站、灵活运行电热负荷一体化运营方案。

（三）园区（居民区）级源网荷储一体化。以现代信息通讯、大数据、人工智能、储能等新技术为依托，运用“互联网+”新模式，调动负荷侧调节响应能力。在城市商业区、综合体、居民区，依托光伏发电、并网型微电网和充电基础设施等，开展分布式发电与电动汽车（用户储能）灵活充放电相结合的园区（居民区）级源网荷储一体化建设。在工业负荷大、新能源条件好的地区，支持分布式电源开发建设和就近接入消纳，结合增量配电网等工作，开展源网荷储一体化绿色供电园区建设。研究源网荷储综合优化配置方案，提高系统平衡能力。

四、推进多能互补，提升可再生能源消纳水平

（一）风光储一体化。对于存量新能源项目，结合新能源特性、受端系统消纳空间，研究论证增加储能设施的必要性和可行性。对于增量风光储一体化，优化配套储能规模，充分发挥配套储能调峰、调频作用，最小化风光储综合发电成本，提升综合竞争力。

（二）风光水（储）一体化。对于存量水电项目，结合送端水电出力特性、新能源特性、受端系统消纳空间，研究论证优先利用水电调节性能消纳近区风光电力、因地制宜增加储能设施的必要性和可行性，鼓励通过龙头电站建设优化出力特性，实现就近打捆。对于增量风光水（储）一体化，按照国家及地方相关环保政策、生态红线、水资源利用政策要求，严控中小水电建设规模，以大中型水电为基础，统筹汇集送端新能源电力，优化配套储能规模。

（三）风光火（储）一体化。对于存量煤电项目，优先通过灵活性改造提升调节能力，结合送端近区新能源开发条件和出力特性、受端系统消纳空间，努力扩大就近打捆新能源电力规模。对于增量基地化开发外送项目，基于电网输送能力，合理发挥新能源地域互补优势，优先汇集近区新能源电力，优化配套储能规模；在不影响电力（热力）供应前提下，充分利用近区现役及已纳入国家电力发展规划煤电项目，严控新增煤电需求；外送输电通道可再生能源电量比例原则上不低于 50%，优先规划建设比例更高的通道；落实国家及地方相关环保政策、生态红线、水资源利用等政策要求，按规定取得规划环评和规划水资源论证审查意见。对于增量就地开发消纳项目，在充分评估当地资源条件和消纳能力的基础上，

优先利用新能源电力。

五、完善政策措施

（一）加强组织领导。以电力系统安全稳定为基础、以市场消纳为导向，按照局部利益服从整体利益原则，发挥国家能源主管部门的统筹协调作用，加强源网荷储一体化和多能互补项目规划与国家及地方电力发展规划、可再生能源规划等的衔接，推动项目有序实施。在组织评估论证和充分征求国家能源局派出机构、送受端能源主管部门和电力企业意见基础上，按照“试点先行，逐步推广”原则，通过国家电力发展规划编制、年度微调、中期滚动调整，将具备条件的项目优先纳入国家电力发展规划。

（二）落实主体责任。各省级能源主管部门是组织推进源网荷储一体化和多能互补项目的责任主体，应会同国家能源局派出机构积极组织相关电源、电网、用电企业及咨询机构开展项目及实施方案的分类组织、研究论证、评估筛选、编制报送、建设实施等工作。对于跨省区开发消纳项目，相关能源主管部门应在符合国家总体能源格局和电力流向基础上，经充分协商达成初步意向，会同国家能源局派出机构组织开展实施方案研究并行文上报国家能源主管部门。各地必须严格落实国家电力发展规划，坚决防止借机扩张化石电源规模、加剧电力供需和可再生能源消纳矛盾，确保符合绿色低碳发展方向。

（三）建立协调机制。各投资主体应加强源网荷储统筹协调，积极参与相关规划研究，共同推进项目前期工作，实现规划一体化；协调各电力项目建设进度，确保同步建设、同期投运，推动建设实施一体化。国家能源局派出机构负责牵头建立所在区域的源网荷储一体化和多能互补项目协调运营和利益共享机制，进一步深化电力辅助服务市场、中长期交易等市场化机制建设，发挥协同互补效益，充分挖掘常规电源、储能、用户负荷等各方调节能力，提升可再生能源消纳水平，实现项目运行调节和管理规范的一体化。

（四）守住安全底线。坚持底线思维，统筹发展和安全，在推进相关项目过程中，有效防范化解各类安全风险，通过合理配置不同电源类型，研究电力系统源网荷储各环节的安全共治机制，探索新型电力系统安全治理手段，保障新能源

安全消纳，为我国全面实现绿色低碳转型构筑坚强的安全屏障。

（五）完善支持政策。源网荷储一体化和多能互补项目中的新能源发电项目应落实国家可再生能源发电项目管理政策，在国家和地方可再生能源规划实施方案中统筹安排；鼓励具备条件地区统一组织推进相关项目建设，支持参与跨省区电力市场化交易、增量配电改革及分布式发电市场化交易。

（六）鼓励社会投资。降低准入门槛，营造权利平等、机会平等、规则平等的投资环境。在符合电力项目相关投资政策和管理办法基础上，鼓励社会资本等各类投资主体投资各类电源、储能及增量配电网项目，或通过资本合作等方式建立联合体参与项目投资开发建设。

（七）加强监督管理。国家能源局派出机构应加强对相关项目事中事后监管，全过程监管项目规划编制、核准、建设、并网和调度运行、市场化交易、电费结算及价格财税扶持政策等，并提出针对性监管意见，推动源网荷储一体化和多能互补项目的有效实施和可持续发展。

本指导意见由国家发展改革委、国家能源局负责解释，自印发之日起施行，有效期5年。

国家发展改革委

国家能源局

2021年2月25日

国务院关于加快建立健全绿色低碳循环发展 经济体系的指导意见

（国发〔2021〕4号）

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

建立健全绿色低碳循环发展经济体系，促进经济社会发展全面绿色转型，是解决我国资源环境生态问题的基础之策。为贯彻落实党的十九大部署，加快建立健全绿色低碳循环发展的经济体系，现提出如下意见。

一、总体要求

（一）指导思想。以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，全面贯彻习近平生态文明思想，认真落实党中央、国务院决策部署，坚定不移贯彻新发展理念，全方位全过程推行绿色规划、绿色设计、绿色投资、绿色建设、绿色生产、绿色流通、绿色生活、绿色消费，使发展建立在高效利用资源、严格保护生态环境、有效控制温室气体排放的基础上，统筹推进高质量发展和高水平保护，建立健全绿色低碳循环发展的经济体系，确保实现碳达峰、碳中和目标，推动我国绿色发展迈上新台阶。

（二）工作原则。

坚持重点突破。以节能环保、清洁生产、清洁能源等为重点率先突破，做好与农业、制造业、服务业和信息技术的融合发展，全面带动一二三产业和基础设施绿色升级。

坚持创新引领。深入推动技术创新、模式创新、管理创新，加快构建市场导向的绿色技术创新体系，推行新型商业模式，构筑有力有效的政策支持体系。

坚持稳中求进。做好绿色转型与经济发展、技术进步、产业接续、稳岗就业、民生改善的有机结合，积极稳妥、韧性持久地加以推进。

坚持市场导向。在绿色转型中充分发挥市场的导向性作用、企业的主体作用、

各类市场交易机制的作用，为绿色发展注入强大动力。

（三）主要目标。到 2025 年，产业结构、能源结构、运输结构明显优化，绿色产业比重显著提升，基础设施绿色化水平不断提高，清洁生产水平持续提高，生产生活方式绿色转型成效显著，能源资源配置更加合理、利用效率大幅提高，主要污染物排放总量持续减少，碳排放强度明显降低，生态环境持续改善，市场导向的绿色技术创新体系更加完善，法律法规政策体系更加有效，绿色低碳循环发展的生产体系、流通体系、消费体系初步形成。到 2035 年，绿色发展内生动力显著增强，绿色产业规模迈上新台阶，重点行业、重点产品能源资源利用效率达到国际先进水平，广泛形成绿色生产生活方式，碳排放达峰后稳中有降，生态环境根本好转，美丽中国建设目标基本实现。

二、健全绿色低碳循环发展的生产体系

（四）推进工业绿色升级。加快实施钢铁、石化、化工、有色、建材、纺织、造纸、皮革等行业绿色化改造。推行产品绿色设计，建设绿色制造体系。大力发展再制造产业，加强再制造产品认证与推广应用。建设资源综合利用基地，促进工业固体废物综合利用。全面推行清洁生产，依法在“双超双有高耗能”行业实施强制性清洁生产审核。完善“散乱污”企业认定办法，分类实施关停取缔、整合搬迁、整改提升等措施。加快实施排污许可制度。加强工业生产过程中危险废物管理。

（五）加快农业绿色发展。鼓励发展生态种植、生态养殖，加强绿色食品、有机农产品认证和管理。发展生态循环农业，提高畜禽粪污资源化利用水平，推进农作物秸秆综合利用，加强农膜污染治理。强化耕地质量保护与提升，推进退化耕地综合治理。发展林业循环经济，实施森林生态标志产品建设工程。大力推进农业节水，推广高效节水技术。推行水产健康养殖。实施农药、兽用抗菌药使用减量和产地环境净化行动。依法加强养殖水域滩涂统一规划。完善相关水域禁渔管理制度。推进农业与旅游、教育、文化、健康等产业深度融合，加快一二三产业融合发展。

（六）提高服务业绿色发展水平。促进商贸企业绿色升级，培育一批绿色流

通主体。有序发展出行、住宿等领域共享经济，规范发展闲置资源交易。加快信息服务业绿色转型，做好大中型数据中心、网络机房绿色建设和改造，建立绿色运营维护体系。推进会展业绿色发展，指导制定行业相关绿色标准，推动办展设施循环使用。推动汽修、装修装饰等行业使用低挥发性有机物含量原辅材料。倡导酒店、餐饮等行业不主动提供一次性用品。

（七）壮大绿色环保产业。建设一批国家绿色产业示范基地，推动形成开放、协同、高效的创新生态系统。加快培育市场主体，鼓励设立混合所有制公司，打造一批大型绿色产业集团；引导中小企业聚焦主业增强核心竞争力，培育“专精特新”中小企业。推行合同能源管理、合同节水管理、环境污染第三方治理等模式和以环境治理效果为导向的环境托管服务。进一步放开石油、化工、电力、天然气等领域节能环保竞争性业务，鼓励公共机构推行能源托管服务。适时修订绿色产业指导目录，引导产业发展方向。

（八）提升产业园区和产业集群循环化水平。科学编制新建产业园区开发建设规划，依法依规开展规划环境影响评价，严格准入标准，完善循环产业链条，推动形成产业循环耦合。推进既有产业园区和产业集群循环化改造，推动公共设施共建共享、能源梯级利用、资源循环利用和污染物集中安全处置等。鼓励建设电、热、冷、气等多种能源协同互济的综合能源项目。鼓励化工等产业园区配套建设危险废物集中贮存、预处理和处置设施。

（九）构建绿色供应链。鼓励企业开展绿色设计、选择绿色材料、实施绿色采购、打造绿色制造工艺、推行绿色包装、开展绿色运输、做好废弃产品回收处理，实现产品全周期的绿色环保。选择 100 家左右积极性高、社会影响大、带动作用强的企业开展绿色供应链试点，探索建立绿色供应链制度体系。鼓励行业协会通过制定规范、咨询服务、行业自律等方式提高行业供应链绿色化水平。

三、健全绿色低碳循环发展的流通体系

（十）打造绿色物流。积极调整运输结构，推进铁水、公铁、公水等多式联运，加快铁路专用线建设。加强物流运输组织管理，加快相关公共信息平台建设和信息共享，发展甩挂运输、共同配送。推广绿色低碳运输工具，淘汰更新或改

造老旧车船，港口和机场服务、城市物流配送、邮政快递等领域要优先使用新能源或清洁能源汽车；加大推广绿色船舶示范应用力度，推进内河船型标准化。加快港口岸电设施建设，支持机场开展飞机辅助动力装置替代设备建设和应用。支持物流企业构建数字化运营平台，鼓励发展智慧仓储、智慧运输，推动建立标准化托盘循环共用制度。

（十一）加强再生资源回收利用。推进垃圾分类回收与再生资源回收“两网融合”，鼓励地方建立再生资源区域交易中心。加快落实生产者责任延伸制度，引导生产企业建立逆向物流回收体系。鼓励企业采用现代信息技术实现废物回收线上与线下有机结合，培育新型商业模式，打造龙头企业，提升行业整体竞争力。完善废旧家电回收处理体系，推广典型回收模式和经验做法。加快构建废旧物资循环利用体系，加强废纸、废塑料、废旧轮胎、废金属、废玻璃等再生资源回收利用，提升资源产出率和回收利用率。

（十二）建立绿色贸易体系。积极优化贸易结构，大力发展高质量、高附加值的绿色产品贸易，从严控制高污染、高耗能产品出口。加强绿色标准国际合作，积极引领和参与相关国际标准制定，推动合格评定合作和互认机制，做好绿色贸易规则与进出口政策的衔接。深化绿色“一带一路”合作，拓宽节能环保、清洁能源等领域技术装备和服务合作。

四、健全绿色低碳循环发展的消费体系

（十三）促进绿色产品消费。加大政府绿色采购力度，扩大绿色产品采购范围，逐步将绿色采购制度扩展至国有企业。加强对企业和居民采购绿色产品的引导，鼓励地方采取补贴、积分奖励等方式促进绿色消费。推动电商平台设立绿色产品销售专区。加强绿色产品和服务认证管理，完善认证机构信用监管机制。推广绿色电力证书交易，引领全社会提升绿色电力消费。严厉打击虚标绿色产品行为，有关行政处罚等信息纳入国家企业信用信息公示系统。

（十四）倡导绿色低碳生活方式。厉行节约，坚决制止餐饮浪费行为。因地制宜推进生活垃圾分类和减量化、资源化，开展宣传、培训和成效评估。扎实推进塑料污染全链条治理。推进过度包装治理，推动生产经营者遵守限制商品过度

包装的强制性标准。提升交通系统智能化水平，积极引导绿色出行。深入开展爱国卫生运动，整治环境脏乱差，打造宜居生活环境。开展绿色生活创建活动。

五、加快基础设施绿色升级

（十五）推动能源体系绿色低碳转型。坚持节能优先，完善能源消费总量和强度双控制度。提升可再生能源利用比例，大力推动风电、光伏发电发展，因地制宜发展水能、地热能、海洋能、氢能、生物质能、光热发电。加快大容量储能技术研发推广，提升电网汇集和外送能力。增加农村清洁能源供应，推动农村发展生物质能。促进燃煤清洁高效开发转化利用，继续提升大容量、高参数、低污染煤电机组占煤电装机比例。在北方地区县城积极发展清洁热电联产集中供暖，稳步推进生物质耦合供热。严控新增煤电装机容量。提高能源输配效率。实施城乡配电网建设和智能升级计划，推进农村电网升级改造。加快天然气基础设施建设和互联互通。开展二氧化碳捕集、利用和封存试验示范。

（十六）推进城镇环境基础设施建设升级。推进城镇污水管网全覆盖。推动城镇生活污水收集处理设施“厂网一体化”，加快建设污泥无害化资源化处置设施，因地制宜布局污水资源化利用设施，基本消除城市黑臭水体。加快城镇生活垃圾处理设施建设，推进生活垃圾焚烧发电，减少生活垃圾填埋处理。加强危险废物集中处置能力建设，提升信息化、智能化监管水平，严格执行经营许可证管理制度。提升医疗废物应急处理能力。做好餐厨垃圾资源化利用和无害化处理。在沿海缺水城市推动大型海水淡化设施建设。

（十七）提升交通基础设施绿色发展水平。将生态环保理念贯穿交通基础设施规划、建设、运营和维护全过程，集约利用土地等资源，合理避让具有重要生态功能的国土空间，积极打造绿色公路、绿色铁路、绿色航道、绿色港口、绿色空港。加强新能源汽车充换电、加氢等配套基础设施建设。积极推广应用温拌沥青、智能通风、辅助动力替代和节能灯具、隔声屏障等节能环保先进技术和产品。加大工程建设中废弃资源综合利用力度，推动废旧路面、沥青、疏浚土等材料以及建筑垃圾的资源化利用。

（十八）改善城乡人居环境。相关空间性规划要贯彻绿色发展理念，统筹城

市发展和安全，优化空间布局，合理确定开发强度，鼓励城市留白增绿。建立“美丽城市”评价体系，开展“美丽城市”建设试点。增强城市防洪排涝能力。开展绿色社区创建行动，大力发展绿色建筑，建立绿色建筑统一标识制度，结合城镇老旧小区改造推动社区基础设施绿色化和既有建筑节能改造。建立乡村建设评价体系，促进补齐乡村建设短板。加快推进农村人居环境整治，因地制宜推进农村改厕、生活垃圾处理和污水治理、村容村貌提升、乡村绿化美化等。继续做好农村清洁供暖改造、老旧危房改造，打造干净整洁有序美丽的村庄环境。

六、构建市场导向的绿色技术创新体系

（十九）鼓励绿色低碳技术研发。实施绿色技术创新攻关行动，围绕节能环保、清洁生产、清洁能源等领域布局一批前瞻性、战略性、颠覆性科技攻关项目。培育建设一批绿色技术国家技术创新中心、国家科技资源共享服务平台等创新基地平台。强化企业创新主体地位，支持企业整合高校、科研院所、产业园区等力量建立市场化运行的绿色技术创新联合体，鼓励企业牵头或参与财政资金支持的绿色技术研发项目、市场导向明确的绿色技术创新项目。

（二十）加速科技成果转化。积极利用首台（套）重大技术装备政策支持绿色技术应用。充分发挥国家科技成果转化引导基金作用，强化创业投资等各类基金引导，支持绿色技术创新成果转化应用。支持企业、高校、科研机构等建立绿色技术创新项目孵化器、创新创业基地。及时发布绿色技术推广目录，加快先进成熟技术推广应用。深入推进绿色技术交易中心建设。

七、完善法律法规政策体系

（二十一）强化法律法规支撑。推动完善促进绿色设计、强化清洁生产、提高资源利用效率、发展循环经济、严格污染治理、推动绿色产业发展、扩大绿色消费、实行环境信息公开、应对气候变化等方面法律法规制度。强化执法监督，加大违法行为查处和问责力度，加强行政执法机关与监察机关、司法机关的工作衔接配合。

（二十二）健全绿色收费价格机制。完善污水处理收费政策，按照覆盖污水

处理设施运营和污泥处理处置成本并合理盈利的原则，合理制定污水处理收费标准，健全标准动态调整机制。按照产生者付费原则，建立健全生活垃圾处理收费制度，各地区可根据本地实际情况，实行分类计价、计量收费等差别化管理。完善节能环保电价政策，推进农业水价综合改革，继续落实好居民阶梯电价、气价、水价制度。

（二十三）加大财税扶持力度。继续利用财政资金和预算内投资支持环境基础设施补短板强弱项、绿色环保产业发展、能源高效利用、资源循环利用等。继续落实节能环保、资源综合利用以及合同能源管理、环境污染第三方治理等方面的所得税、增值税等优惠政策。做好资源税征收和水资源费改税试点工作。

（二十四）大力发展绿色金融。发展绿色信贷和绿色直接融资，加大对金融机构绿色金融业绩评价考核力度。统一绿色债券标准，建立绿色债券评级标准。发展绿色保险，发挥保险费率调节机制作用。支持符合条件的绿色产业企业上市融资。支持金融机构和相关企业开展绿色融资。推动国际绿色金融标准趋同，有序推进绿色金融市场双向开放。推动气候投融资工作。

（二十五）完善绿色标准、绿色认证体系和统计监测制度。开展绿色标准体系顶层设计和系统规划，形成全面系统的绿色标准体系。加快标准化支撑机构建设。加快绿色产品认证制度建设，培育一批专业绿色认证机构。加强节能环保、清洁生产、清洁能源等领域统计监测，健全相关制度，强化统计信息共享。

（二十六）培育绿色交易市场机制。进一步健全排污权、用能权、用水权、碳排放权等交易机制，降低交易成本，提高运转效率。加快建立初始分配、有偿使用、市场交易、纠纷解决、配套服务等制度，做好绿色权属交易与相关目标指标的对接协调。

八、认真抓好组织实施

（二十七）抓好贯彻落实。各地区各有关部门要思想到位、措施到位、行动到位，充分认识建立健全绿色低碳循环发展经济体系的重要性和紧迫性，将其作为高质量发展的重要内容，进一步压实工作责任，加强督促落实，保质保量完成各项任务。各地区要根据本地实际情况研究提出具体措施，在抓落实上投入更大

精力，确保政策措施落到实处。

（二十八）加强统筹协调。国务院各有关部门要加强协同配合，形成工作合力。国家发展改革委要会同有关部门强化统筹协调和督促指导，做好年度重点工作安排部署，及时总结各地区各有关部门的好经验好模式，探索编制年度绿色低碳循环发展报告，重大情况及时向党中央、国务院报告。

（二十九）深化国际合作。统筹国内国际两个大局，加强与世界各个国家和地区在绿色低碳循环发展领域的政策沟通、技术交流、项目合作、人才培养等，积极参与和引领全球气候治理，切实提高我国推动国际绿色低碳循环发展的能力和水平，为构建人类命运共同体作出积极贡献。

（三十）营造良好氛围。各类新闻媒体要讲好我国绿色低碳循环发展故事，大力宣传取得的显著成就，积极宣扬先进典型，适时曝光破坏生态、污染环境、严重浪费资源和违规乱上高污染、高耗能项目等方面的负面典型，为绿色低碳循环发展营造良好氛围。

国务院

2021年2月2日

国家发展改革委、国家能源局关于完善能源绿色低碳转型 体制机制和政策措施的意见

（发改能源〔2022〕206号）

各省、自治区、直辖市人民政府，新疆生产建设兵团，国务院有关部门，有关中央企业，有关行业协会：

能源生产和消费相关活动是最主要的二氧化碳排放源，大力推动能源领域碳减排是做好碳达峰碳中和工作，以及加快构建现代能源体系的重要举措。党的十八大以来，各地区、各有关部门围绕能源绿色低碳发展制定了一系列政策措施，推动太阳能、风能、水能、生物质能、地热能等清洁能源开发利用取得了明显成效，但现有的体制机制、政策体系、治理方式等仍然面临一些困难和挑战，难以适应新形势下推进能源绿色低碳转型的需要。为深入贯彻落实《中共中央、国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》和《2030年前碳达峰行动方案》有关要求，经国务院同意，现就完善能源绿色低碳转型的体制机制和政策措施提出以下意见。

一、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届历次全会精神，深入贯彻习近平生态文明思想，坚持稳中求进工作总基调，立足新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，深入推动能源消费革命、供给革命、技术革命、体制革命，全方位加强国际合作，从国情实际出发，统筹发展与安全、稳增长和调结构，深化能源领域体制机制改革创新，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，促进能源高质量发展和经济社会发展全面绿色转型，为科学有序推动如期实现碳达峰、碳中和目标和建设现代化经济体系提供保障。

（二）基本原则

——坚持系统观念、统筹推进。加强顶层设计，发挥制度优势，处理好发展和减排、整体和局部、短期和中长期的关系，处理好转型各阶段不同能源品种之间的互补、协调、替代关系，推动煤炭和新能源优化组合，统筹推进全国及各地区能源绿色低碳转型。

——坚持保障安全、有序转型。在保障能源安全的前提下有序推进能源绿色低碳转型，先立后破，坚持全国“一盘棋”，加强转型中的风险识别和管控。在加快形成清洁低碳能源可靠供应能力基础上，逐步对化石能源进行安全可靠替代。

——坚持创新驱动、集约高效。完善能源领域创新体系和激励机制，提升关键核心技术创新能力。贯彻节约优先方针，着力降低单位产出资源消耗和碳排放，增强能源系统运行和资源配置效率，提高经济社会综合效益。加快形成减污降碳的激励约束机制。

——坚持市场主导、政府引导。深化能源领域体制改革，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，构建公平开放、有效竞争的能源市场体系。更好发挥政府作用，在规划引领、政策扶持、市场监管等方面加强引导，营造良好的发展环境。

（三）主要目标

“十四五”时期，基本建立推进能源绿色低碳发展的制度框架，形成比较完善的政策、标准、市场和监管体系，构建以能耗“双控”和非化石能源目标制度为引领的能源绿色低碳转型推进机制。到2030年，基本建立完整的能源绿色低碳发展基本制度和政策体系，形成非化石能源既基本满足能源需求增量又规模化替代化石能源存量、能源安全保障能力得到全面增强的能源生产消费格局。

二、完善国家能源战略和规划实施的协同推进机制

（四）强化能源战略和规划的引导约束作用。以国家能源战略为导向，强化国家能源规划的统领作用，各省（自治区、直辖市）结合国家能源规划部署和当地实际制定本地区能源规划，明确能源绿色低碳转型的目标和任务，在规划编制及实施中加强各能源品种之间、产业链上下游之间、区域之间的协同互济，整体提高能源绿色低碳转型和供应安全保障水平。加强能源规划实施监测评估，健全

规划动态调整机制。

（五）建立能源绿色低碳转型监测评价机制。重点监测评价各地区能耗强度、能源消费总量、非化石能源及可再生能源消费比重、能源消费碳排放系数等指标，评估能源绿色低碳转型相关机制、政策的执行情况和实际效果。完善能源绿色低碳发展考核机制，按照国民经济和社会发展规划纲要、年度计划及能源规划等确定的能源相关约束性指标，强化相关考核。鼓励各地区通过区域协作或开展可再生能源电力消纳量交易等方式，满足国家规定的可再生能源消费最低比重等指标要求。

（六）健全能源绿色低碳转型组织协调机制。国家能源委员会统筹协调能源绿色低碳转型相关战略、发展规划、行动方案和政策体系等。建立跨部门、跨区域的能源安全与发展协调机制，协调开展跨省跨区电力、油气等能源输送通道及储备等基础设施和安全体系建设，加强能源领域规划、重大工程与国土空间规划以及生态环境保护等专项规划衔接，及时研究解决实施中的问题。按年度建立能源绿色低碳转型和安全保障重大政策实施、重大工程建设台账，完善督导协调机制。

三、完善引导绿色能源消费的制度和政策体系

（七）完善能耗“双控”和非化石能源目标制度。坚持把节约能源资源放在首位，强化能耗强度降低约束性指标管理，有效增强能源消费总量管理弹性，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，合理确定各地区能耗强度降低目标，加强能耗“双控”政策与碳达峰、碳中和目标任务的衔接。逐步建立能源领域碳排放控制机制。制修订重点用能行业单位产品能耗限额强制性国家标准，组织对重点用能企业落实情况进行监督检查。研究制定重点行业、重点产品碳排放核算方法。统筹考虑各地区可再生能源资源状况、开发利用条件和经济发展水平等，将全国可再生能源开发利用中长期总量及最低比重目标科学分解到各省（自治区、直辖市）实施，完善可再生能源电力消纳保障机制。推动地方建立健全用能预算管理制度，探索开展能耗产出效益评价。加强顶层设计和统筹协调，加快建设全国碳排放权交易市场、用能权交易市场、绿色电力交易市场。

（八）建立健全绿色能源消费促进机制。推进统一的绿色产品认证与标识体系建设，建立绿色能源消费认证机制，推动各类社会组织采信认证结果。建立电能替代推广机制，通过完善相关标准等加强对电能替代的技术指导。完善和推广绿色电力证书交易，促进绿色电力消费。鼓励全社会优先使用绿色能源和采购绿色产品及服务，公共机构应当作出表率。各地区应结合本地实际，采用先进能效和绿色能源消费标准，大力宣传节能及绿色消费理念，深入开展绿色生活创建行动。鼓励有条件的地方开展高水平绿色能源消费示范建设，在全社会倡导节约用能。

（九）完善工业领域绿色能源消费支持政策。引导工业企业开展清洁能源替代，降低单位产品碳排放，鼓励具备条件的企业率先形成低碳、零碳能源消费模式。鼓励建设绿色用能产业园区和企业，发展工业绿色微电网，支持在自有场所开发利用清洁低碳能源，建设分布式清洁能源和智慧能源系统，对余热余压余气等综合利用发电减免交叉补贴和系统备用费，完善支持自发自用分布式清洁能源发电的价格政策。在符合电力规划布局和电网安全运行条件的前提下，鼓励通过创新电力输送及运行方式实现可再生能源电力项目就近向产业园区或企业供电，鼓励产业园区或企业通过电力市场购买绿色电力。鼓励新兴重点用能领域以绿色能源为主满足用能需求并对余热余压余气等进行充分利用。

（十）完善建筑绿色用能和清洁取暖政策。提升建筑节能标准，推动超低能耗建筑、低碳建筑规模化发展，推进和支持既有建筑节能改造，积极推广使用绿色建材，健全建筑能耗限额管理制度。完善建筑可再生能源应用标准，鼓励光伏建筑一体化应用，支持利用太阳能、地热能 and 生物质能等建设可再生能源建筑供能系统。在具备条件的地区推进供热计量改革和供热设施智能化建设，鼓励按热量收费，鼓励电供暖企业和用户通过电力市场获得低谷时段低价电力，综合运用峰谷电价、居民阶梯电价和输配电价机制等予以支持。落实好支持北方地区农村冬季清洁取暖的供气价格政策。

（十一）完善交通运输领域能源清洁替代政策。推进交通运输绿色低碳转型，优化交通运输结构，推行绿色低碳交通设施装备。推行大容量电气化公共交通和

电动、氢能、先进生物液体燃料、天然气等清洁能源交通工具，完善充换电、加氢、加气（LNG）站点布局及服务设施，降低交通运输领域清洁能源用能成本。对交通供能场站布局和建设在土地空间等方面予以支持，开展多能融合交通供能场站建设，推进新能源汽车与电网能量互动试点示范，推动车桩、船岸协同发展。对利用铁路沿线、高速公路服务区等建设新能源设施的，鼓励对同一省级区域内的项目统一规划、统一实施、统一核准（备案）。

四、建立绿色低碳为导向的能源开发利用新机制

（十二）建立清洁低碳能源资源普查和信息共享机制。结合资源禀赋、土地用途、生态保护、国土空间规划等情况，以市（县）级行政区域为基本单元，全面开展全国清洁低碳能源资源详细勘查和综合评价，精准识别可开发清洁低碳能源资源并进行数据整合，完善并动态更新全国清洁低碳能源资源数据库。加强与国土空间基础信息平台的衔接，及时将各类清洁低碳能源资源分布等空间信息纳入同级国土空间基础信息平台 and 国土空间规划“一张图”，并以适当方式与地方各级政府、企业、行业协会和研究机构等共享。提高可再生能源相关气象观测、资源评价以及预测预报技术能力，为可再生能源资源普查、项目开发和电力系统运行提供支撑。构建国家能源基础信息及共享平台，整合能源全产业链信息，推动能源领域数字经济发展。

（十三）推动构建以清洁低碳能源为主体的能源供应体系。以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点，加快推进大型风电、光伏发电基地建设，对区域内现有煤电机组进行升级改造，探索建立送受两端协同为新能源电力输送提供调节的机制，支持新能源电力能建尽建、能并尽并、能发尽发。各地区按照国家能源战略和规划及分领域规划，统筹考虑本地区能源需求和清洁低碳能源资源等情况，在省级能源规划总体框架下，指导并组织制定市（县）级清洁低碳能源开发利用、区域能源供应相关实施方案。各地区应当统筹考虑本地区能源需求及可开发资源量等，按就近原则优先开发利用本地清洁低碳能源资源，根据需要积极引入区域外的清洁低碳能源，形成优先通过清洁低碳能源满足新增用能需求并逐渐替代存量化石能源的能源生产消费格局。鼓励各地区建设多能互补、就近平衡、以清洁低碳能

源为主体的新型能源系统。

（十四）创新农村可再生能源开发利用机制。在农村地区优先支持屋顶分布式光伏发电以及沼气发电等生物质能发电接入电网，电网企业等应当优先收购其发电量。鼓励利用农村地区适宜分散开发风电、光伏发电的土地，探索统一规划、分散布局、农企合作、利益共享的可再生能源项目投资经营模式。鼓励农村集体经济组织依法以土地使用权入股、联营等方式与专业化企业共同投资经营可再生能源发电项目，鼓励金融机构按照市场化、法治化原则为可再生能源发电项目提供融资支持。加大对农村电网建设的支持力度，组织电网企业完善农村电网。加强农村电网技术、运行和电力交易方式创新，支持新能源电力就近交易，为农村公益性和生活用能以及乡村振兴相关产业提供低成本绿色能源。完善规模化沼气、生物天然气、成型燃料等生物质能和地热能开发利用扶持政策和保障机制。

（十五）建立清洁低碳能源开发利用的国土空间管理机制。围绕做好碳达峰碳中和工作，统筹考虑清洁低碳能源开发以及能源输送、储存等基础设施用地用海需求。完善能源项目建设用地分类指导政策，调整优化可再生能源开发用地用海要求，制定利用沙漠、戈壁、荒漠土地建设可再生能源发电工程的土地支持政策，完善核电、抽水蓄能厂（场）址保护制度并在国土空间规划中予以保障，在国土空间规划中统筹考虑输电通道、油气管道走廊用地需求，建立健全土地相关信息共享与协同管理机制。严格依法规范能源开发涉地（涉海）税费征收。符合条件的海上风电等可再生能源项目可按规定申请减免海域使用金。鼓励在风电等新能源开发建设中推广应用节地技术和节地模式。

五、完善新型电力系统建设和运行机制

（十六）加强新型电力系统顶层设计。推动电力来源清洁化和终端能源消费电气化，适应新能源电力发展需要制定新型电力系统发展战略和总体规划，鼓励各类企业等主体积极参与新型电力系统建设。对现有电力系统进行绿色低碳发展适应性评估，在电网架构、电源结构、源网荷储协调、数字化智能化运行控制等方面提升技术和优化系统。加强新型电力系统基础理论研究，推动关键核心技术突破，研究制定新型电力系统相关标准。推动互联网、数字化、智能化技术与电

力系统融合发展，推动新技术、新业态、新模式发展，构建智慧能源体系。加强新型电力系统技术体系建设，开展相关技术试点和区域示范。

（十七）完善适应可再生能源局域深度利用和广域输送的电网体系。整体优化输电网络和电力系统运行，提升对可再生能源电力的输送和消纳能力。通过电源配置和运行优化调整尽可能增加存量输电通道输送可再生能源电量，明确最低比重指标并进行考核。统筹布局以送出可再生能源电力为主的大型电力基地，在省级电网及以上范围优化配置调节性资源。完善相关省（自治区、直辖市）政府间协议与电力市场相结合的可再生能源电力输送和消纳协同机制，加强省际、区域间电网互联互通，进一步完善跨省跨区电价形成机制，促进可再生能源在更大范围消纳。大力推进高比例容纳分布式新能源电力的智能配电网建设，鼓励建设源网荷储一体化、多能互补的智慧能源系统和微电网。电网企业应提升新能源电力接纳能力，动态公布经营区域内可接纳新能源电力的容量信息并提供查询服务，依法依规将符合规划和安全生产条件的新能源发电项目和分布式发电项目接入电网，做到应并尽并。

（十八）健全适应新型电力系统的市场机制。建立全国统一电力市场体系，加快电力辅助服务市场建设，推动重点区域电力现货市场试点运行，完善电力中长期、现货和辅助服务交易有机衔接机制，探索容量市场交易机制，深化输配电等重点领域改革，通过市场化方式促进电力绿色低碳发展。完善有利于可再生能源优先利用的电力交易机制，开展绿色电力交易试点，鼓励新能源发电主体与电力用户或售电公司等签订长期购售电协议。支持微电网、分布式电源、储能和负荷聚合商等新兴市场主体独立参与电力交易。积极推进分布式发电市场化交易，支持分布式发电（含电储能、电动车船等）与同一配电网内的电力用户通过电力交易平台就近进行交易，电网企业（含增量配电网企业）提供输电、计量和交易结算等技术支持，完善支持分布式发电市场化交易的价格政策及市场规则。完善支持储能应用的电价政策。

（十九）完善灵活性电源建设和运行机制。全面实施煤电机组灵活性改造，完善煤电机组最小出力技术标准，科学核定煤电机组深度调峰能力；因地制宜建

设既满足电力运行调峰需要、又对天然气消费季节差具有调节作用的天然气“双调峰”电站；积极推动流域控制性调节水库建设和常规水电站扩机增容，加快建设抽水蓄能电站，探索中小型抽水蓄能技术应用，推行梯级水电储能；发挥太阳能热发电的调节作用，开展废弃矿井改造储能等新型储能项目研究示范，逐步扩大新型储能应用。全面推进企业自备电厂参与电力系统调节，鼓励工业企业发挥自备电厂调节能力就近利用新能源。完善支持灵活性煤电机组、天然气调峰机组、水电、太阳能热发电和储能等调节性电源运行的价格补偿机制。鼓励新能源发电基地提升自主调节能力，探索一体化参与电力系统运行。完善抽水蓄能、新型储能参与电力市场的机制，更好发挥相关设施调节作用。

（二十）完善电力需求响应机制。推动电力需求响应市场化建设，推动将需求侧可调节资源纳入电力电量平衡，发挥需求侧资源削峰填谷、促进电力供需平衡和适应新能源电力运行的作用。拓宽电力需求响应实施范围，通过多种方式挖掘各类需求侧资源并组织其参与需求响应，支持用户侧储能、电动汽车充电设施、分布式发电等用户侧可调节资源，以及负荷聚合商、虚拟电厂运营商、综合能源服务商等参与电力市场交易和系统运行调节。明确用户侧储能安全发展的标准要求，加强安全监管。加快推进需求响应市场化建设，探索建立以市场为主的需求响应补偿机制。全面调查评价需求响应资源并建立分级分类清单，形成动态的需求响应资源库。

（二十一）探索建立区域综合能源服务机制。探索同一市场主体运营集供电、供热（供冷）、供气为一体的多能互补、多能联供区域综合能源系统，鼓励地方采取招标等竞争性方式选择区域综合能源服务投资经营主体。鼓励增量配电网通过拓展区域内分布式清洁能源、接纳区域外可再生能源等提高清洁能源比重。公共电网企业、燃气供应企业应为综合能源服务运营企业提供可靠能源供应，并做好配套设施运行衔接。鼓励提升智慧能源协同服务水平，强化共性技术的平台化服务及商业模式创新，充分依托已有设施，在确保能源数据信息安全的前提下，加强数据资源开放共享。

六、完善化石能源清洁高效开发利用机制

（二十二）完善煤炭清洁开发利用政策。立足以煤为主的基本国情，按照能源不同发展阶段，发挥好煤炭在能源供应保障中的基础作用。建立煤矿绿色发展长效机制，优化煤炭产能布局，加大煤矿“上大压小、增优汰劣”力度，大力推动煤炭清洁高效利用。制定矿井优化系统支持政策，完善绿色智能煤矿建设标准体系，健全煤矿智能化技术、装备、人才发展支持政策体系。完善煤矸石、矿井水、煤矿井下抽采瓦斯等资源综合利用及矿区生态治理与修复支持政策，加大力度支持煤矿充填开采技术推广应用，鼓励利用废弃矿区开展新能源及储能项目开发建设。依法依规加快办理绿色智能煤矿等优质产能和保供煤矿的环保、用地、核准、采矿等相关手续。科学评估煤炭企业产量减少和关闭退出的影响，研究完善煤炭企业退出和转型发展以及从业人员安置等扶持政策。

（二十三）完善煤电清洁高效转型政策。在电力安全保供的前提下，统筹协调有序控煤减煤，推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。按照电力系统安全稳定运行和保供需要，加强煤电机组与非化石能源发电、天然气发电及储能的整体协同。推进煤电机组节能提效、超低排放升级改造，根据能源发展和安全保供需要合理建设先进煤电机组。充分挖掘现有大型热电联产企业供热潜力，鼓励在合理供热半径内的存量凝汽式煤电机组实施热电联产改造，在允许燃煤供热的区域鼓励建设燃煤背压供热机组，探索开展煤电机组抽汽蓄能改造。有序推动落后煤电机组关停整合，加大燃煤锅炉淘汰力度。原则上不新增企业燃煤自备电厂，推动燃煤自备机组公平承担社会责任，加大燃煤自备机组节能减排力度。支持利用退役火电机组的既有厂址和相关设施建设新型储能设施或改造为同步调相机。完善火电领域二氧化碳捕集利用与封存技术研发和试验示范项目支持政策。

（二十四）完善油气清洁高效利用机制。提升油气田清洁高效开采能力，推动炼化行业转型升级，加大减污降碳协同力度。完善油气与地热能以及风能、太阳能等能源资源协同开发机制，鼓励油气企业利用自有建设用地发展可再生能源和建设分布式能源设施，在油气田区域内建设多能融合的区域供能系统。持续推动油气管网公平开放并完善接入标准，梳理天然气供气环节并减少供气层级，在

满足安全和质量标准等前提下，支持生物燃料乙醇、生物柴油、生物天然气等清洁能源接入油气管网，探索输气管道掺氢输送、纯氢管道输送、液氢运输等高效输氢方式。鼓励传统加油站、加气站建设油气电氢一体化综合交通能源服务站。加强二氧化碳捕集利用与封存技术推广示范，扩大二氧化碳驱油技术应用，探索利用油气开采形成地下空间封存二氧化碳。

七、健全能源绿色低碳转型安全保供体系

（二十五）健全能源预测预警机制。加强全国以及分级分类的能源生产、供应和消费信息系统建设，建立跨部门跨区域能源安全监测预警机制，各省（自治区、直辖市）要建立区域能源综合监测体系，电网、油气管网及重点能源供应企业要完善经营区域能源供应监测平台并及时向主管部门报送相关信息。加强能源预测预警的监测评估能力建设，建立涵盖能源、应急、气象、水利、地质等部门的极端天气联合应对机制，提高预测预判和灾害防御能力。健全能源供应风险应对机制，完善极端情况下能源供应应急预案和应急状态下的协同调控机制。

（二十六）构建电力系统安全运行和综合防御体系。各类发电机组运行要严格遵守《电网调度管理条例》等法律法规和技术规范，建立煤电机组退出审核机制，承担支持电力系统运行和保供任务的煤电机组未经许可不得退出运行，可根据机组性能和电力系统运行需要经评估后转为应急备用机组。建立各级电力规划安全评估制度，健全各类电源并网技术标准，从源头管控安全风险。完善电力电量平衡管理，制定年度电力系统安全保供方案。建立电力企业与燃料供应企业、管输企业的信息共享与应急联动机制，确保极端情况下能源供应。建立重要输电通道跨部门联防联控机制，提升重要输电通道运行安全保障能力。建立完善负荷中心和特大型城市应急安全保障电源体系。完善电力监控系统安全防控体系，加强电力行业关键信息基础设施安全保护。严格落实地方政府、有关电力企业的电力安全生产和供应保障主体责任，统筹协调推进电力应急体系建设，强化新型储能设施等安全事故防范和处置能力，提升本质安全水平。健全电力应急保障体系，完善电力应急制度、标准和预案。

（二十七）健全能源供应保障和储备应急体系。统筹能源绿色低碳转型和能

源供应安全保障，提高适应经济社会发展以及各种极端情况的能源供应保障能力，优化能源储备设施布局，完善煤电油气供应保障协调机制。加快形成政府储备、企业社会责任储备和生产经营库存有机结合、互为补充，实物储备、产能储备和其他储备方式相结合的石油储备体系。健全煤炭产品、产能储备和应急储备制度，完善应急调峰产能、可调节库存和重点电厂煤炭储备机制，建立以企业为主体、市场化运作的煤炭应急储备体系。建立健全地方政府、供气企业、管输企业、城镇燃气企业各负其责的多层次天然气储气调峰和应急体系。制定煤制油气技术储备支持政策。完善煤炭、石油、天然气产供储销体系，探索建立氢能产供储销体系。按规划积极推动流域龙头水库电站建设，提升水库储能、运行调节和应急调用能力。

八、建立支撑能源绿色低碳转型的科技创新体系

（二十八）建立清洁低碳能源重大科技协同创新体系。建设并发挥好能源领域国家实验室作用，形成以国家战略科技力量为引领、企业为主体、市场为导向、产学研用深度融合的能源技术创新体系，加快突破一批清洁低碳能源关键技术。支持行业龙头企业联合高等院校、科研院所和行业上下游企业共建国家能源领域研发创新平台，推进各类科技力量资源共享和优化配置。围绕能源领域相关基础零部件及元器件、基础软件、基础材料、基础工艺等关键技术开展联合攻关，实施能源重大科技协同创新研究。加强新型储能相关安全技术研发，完善设备设施、规划布局、设计施工、安全运行等方面技术标准规范。

（二十九）建立清洁低碳能源产业链供应链协同创新机制。推动构建以需求端技术进步为导向，产学研用深度融合、上下游协同、供应链协作的清洁低碳能源技术创新促进机制。依托大型新能源基地等重大能源工程，推进上下游企业协同开展先进技术装备研发、制造和应用，通过工程化集成应用形成先进技术及产业化能力。加快纤维素等非粮生物燃料乙醇、生物航空煤油等先进可再生能源燃料关键技术协同攻关及产业化示范。推动能源电子产业高质量发展，促进信息技术及产品与清洁低碳能源融合创新，加快智能光伏创新升级。依托现有基础完善清洁低碳能源技术创新服务平台，推动研发设计、计量测试、检测认证、知识产

权服务等科技服务业与清洁低碳能源产业链深度融合。建立清洁低碳能源技术成果评价、转化和推广机制。

（三十）完善能源绿色低碳转型科技创新激励政策。探索以市场化方式吸引社会资本支持资金投入大、研究难度高的战略性清洁低碳能源技术研发和示范项目。采取“揭榜挂帅”等方式组织重大关键技术攻关，完善支持首台（套）先进重大能源技术装备示范应用的政策，推动能源领域重大技术装备推广应用。强化国有能源企业节能低碳相关考核，推动企业加大能源技术创新投入，推广应用新技术，提升技术水平。

九、建立支撑能源绿色低碳转型的财政金融政策保障机制

（三十一）完善支持能源绿色低碳转型的多元化投融资机制。加大对清洁低碳能源项目、能源供应安全保障项目投融资支持力度。通过中央预算内投资统筹支持能源领域对碳减排贡献度高的项目，将符合条件的重大清洁低碳能源项目纳入地方政府专项债券支持范围。国家绿色发展基金和现有低碳转型相关基金要将清洁低碳能源开发利用、新型电力系统建设、化石能源企业绿色低碳转型等作为重点支持领域。推动清洁低碳能源相关基础设施项目开展市场化投融资，研究将清洁低碳能源项目纳入基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点范围。中央财政资金进一步向农村能源建设倾斜，利用现有资金渠道支持农村能源供应基础设施建设、北方地区冬季清洁取暖、建筑节能等。

（三十二）完善能源绿色低碳转型的金融支持政策。探索发展清洁低碳能源行业供应链金融。完善清洁低碳能源行业企业贷款审批流程和评级方法，充分考虑相关产业链长期成长性及对碳达峰、碳中和的贡献。创新适应清洁低碳能源特点的绿色金融产品，鼓励符合条件的企业发行碳中和债等绿色债券，引导金融机构加大对具有显著碳减排效益项目的支持；鼓励发行可持续发展挂钩债券等，支持化石能源企业绿色低碳转型。探索推进能源基础信息应用，为金融支持能源绿色低碳转型提供信息服务支撑。鼓励能源企业践行绿色发展理念，充分披露碳排放相关信息。

十、促进能源绿色低碳转型国际合作

（三十三）促进“一带一路”绿色能源合作。鼓励金融产品和服务创新，支持“一带一路”清洁低碳能源开发利用。推进“一带一路”绿色能源务实合作，探索建立清洁低碳能源产业链上下游企业协同发展合作机制。引导企业开展清洁低碳能源领域对外投资，在相关项目开展中注重资源节约、环境保护和安全生产。推动建设能源合作最佳实践项目。依法依规管理碳排放强度高的产品生产、流通和出口。

（三十四）积极推动全球能源治理中绿色低碳转型发展合作。建设和运营好“一带一路”能源合作伙伴关系和国际能源变革论坛等，力争在全球绿色低碳转型进程中发挥更好作用。依托中国—东盟、中国—非盟、中国—东盟、中国—中东欧、亚太经合组织（APEC）可持续能源中心等合作平台，持续支持可再生能源、电力、核电、氢能等清洁低碳能源相关技术人才合作培养，开展能力建设、政策、规划、标准对接和人才交流。提升与国际能源署（IEA）、国际可再生能源署（IRENA）等国际组织的合作水平，积极参与并引导在联合国、二十国集团（G20）、APEC、金砖国家、上合组织等多边框架下的能源绿色低碳转型合作。

（三十五）充分利用国际要素助力国内能源绿色低碳发展。落实鼓励外商投资产业目录，完善相关支持政策，吸引和引导外资投入清洁低碳能源产业领域。完善鼓励外资融入我国清洁低碳能源产业创新体系的激励机制，严格知识产权保护。加强绿色电力认证国际合作，倡议建立国际绿色电力证书体系，积极引导和参与绿色电力证书核发、计量、交易等国际标准研究制定。推动建立中欧能源技术创新合作平台等清洁低碳能源技术创新国际合作平台，支持跨国企业在华设立清洁低碳能源技术联合研发中心，促进清洁低碳、脱碳无碳领域联合攻关创新与示范应用。

十一、完善能源绿色低碳发展相关治理机制

（三十六）健全能源法律和标准体系。加强能源绿色低碳发展法制建设，修订和完善能源领域法律制度，健全适应碳达峰碳中和工作需要的能源法律制度体

系。增强相关法律法规的针对性和有效性，全面清理现行能源领域法律法规中与碳达峰碳中和工作要求不相适应的内容。健全清洁低碳能源相关标准体系，加快研究和制修订清洁高效火电、可再生能源发电、核电、储能、氢能、清洁能源供热以及新型电力系统等领域技术标准和安全标准。推动太阳能发电、风电等领域标准国际化。鼓励各地区和行业协会、企业等依法制定更加严格的地方标准、行业标准和企业标准。制定能源领域绿色低碳产业指导目录，建立和完善能源绿色低碳转型相关技术标准及相应的碳排放量、碳减排量等核算标准。

（三十七）深化能源领域“放管服”改革。持续推动简政放权，继续下放或取消非必要行政许可事项，进一步优化能源领域营商环境，增强市场主体创新活力。破除制约市场竞争的各类障碍和隐性壁垒，落实市场准入负面清单制度，支持各类市场主体依法平等进入负面清单以外的能源领域。优化清洁低碳能源项目核准和备案流程，简化分布式能源投资项目程序。创新综合能源服务项目建设管理机制，鼓励各地区依托全国投资项目在线审批监管平台建立综合能源服务项目多部门联审机制，实行一窗受理、并联审批。

（三十八）加强能源领域监管。加强对能源绿色低碳发展相关能源市场交易、清洁低碳能源利用等监管，维护公平公正的能源市场秩序。稳步推进能源领域自然垄断行业改革，加强对有关企业在规划落实、公平开放、运行调度、服务价格、社会责任等方面的监管。健全对电网、油气管网等自然垄断环节企业的考核机制，重点考核有关企业履行能源供应保障、科技创新、生态环保等职责情况。创新对综合能源服务、新型储能、智慧能源等新产业新业态监管方式。

国家发展改革委

国家能源局

2022年1月30日

国家发展改革委关于印发《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》的通知

（发改气候规〔2017〕2191 号）

各省、自治区、直辖市及计划单列市人民政府，新疆生产建设兵团，外交部、教育部、科技部、工业和信息化部、民政部、财政部、国土资源部、环境保护部、住房城乡建设部、交通运输部、水利部、农业部、商务部、卫生计生委、国资委、税务总局、质检总局、统计局、林业局、国管局、法制办、中科院、气象局、海洋局、铁路局、民航局、人民银行、证监会、银监会、认监委：

为贯彻落实党中央、国务院关于建立全国碳排放权交易市场的决策部署，稳步推进全国碳排放权交易市场建设，经国务院同意，现将《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》印发你们，请按照执行。

附件：全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）

国家发展改革委

2017 年 12 月 18 日

附件：

全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）

建立碳排放权交易市场，是利用市场机制控制温室气体排放的重大举措，也是深化生态文明体制改革的迫切需要，有利于降低全社会减排成本，有利于推动经济向绿色低碳转型升级。为扎实推进全国碳排放权交易市场（以下简称“碳市场”）建设工作，确保 2017 年顺利启动全国碳排放交易体系，根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》和《生态文明体制改革总体方案》，制定本方案。

一、总体要求

（一）指导思想

深入贯彻落实党的十九大精神，高举中国特色社会主义伟大旗帜，坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，紧紧围绕统筹推进“五位一体”总体布局和协调推进“四个全面”战略布局，牢固树立创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，认真落实党中央、国务院关于生态文明建设的决策部署，充分发挥市场机制对控制温室气体排放的作用，稳步推进建立全国统一的碳市场，为我国有效控制和逐步减少碳排放，推动绿色低碳发展作出新贡献。

（二）基本原则

坚持市场导向、政府服务。贯彻落实简政放权、放管结合、优化服务的改革要求，以企业为主体，以市场为导向，强化政府监管和服务，充分发挥市场对资源配置的决定性作用。

坚持先易后难、循序渐进。按照国家生态文明建设和控制温室气体排放的总体要求，在不影响经济平稳健康发展的前提下，分阶段、有步骤地推进碳市场建设。在发电行业（含热电联产，下同）率先启动全国碳排放交易体系，逐步扩大参与碳市场的行业范围，增加交易品种，不断完善碳市场。

坚持协调协同、广泛参与。统筹国际、国内两个大局，统筹区域、行业可持续发展与控制温室气体排放需要，按照供给侧结构性改革总体部署，加强与电力体制改革、能源消耗总量和强度“双控”、大气污染防治等相关政策措施的协调。持续优化完善碳市场制度设计，充分调动部门、地方、企业和社会积极性，共同推进和完善碳市场建设。

坚持统一标准、公平公开。统一市场准入标准、配额分配方法和有关技术规范，建设全国统一的排放数据报送系统、注册登记系统、交易系统和结算系统等市场支撑体系。构建有利于公平竞争的市场环境，及时准确披露市场信息，全面接受社会监督。

（三）目标任务

坚持将碳市场作为控制温室气体排放政策工具的工作定位，切实防范金融等方面风险。以发电行业为突破口率先启动全国碳排放交易体系，培育市场主体，

完善市场监管，逐步扩大市场覆盖范围，丰富交易品种和交易方式。逐步建立起归属清晰、保护严格、流转顺畅、监管有效、公开透明、具有国际影响力的碳市场。配额总量适度从紧、价格合理适中，有效激发企业减排潜力，推动企业转型升级，实现控制温室气体排放目标。自本方案印发之后，分三个阶段稳步推进碳市场建设工作。

基础建设期。用一年左右的时间，完成全国统一的数据报送系统、注册登记系统和交易系统建设。深入开展能力建设，提升各类主体参与能力和管理水平。开展碳市场管理制度建设。

模拟运行期。用一年左右的时间，开展发电行业配额模拟交易，全面检验市场各要素环节的有效性和可靠性，强化市场风险预警与防控机制，完善碳市场管理制度和支撑体系。

深化完善期。在发电行业交易主体间开展配额现货交易。交易仅以履约（履行减排义务）为目的，履约部分的配额予以注销，剩余配额可跨履约期转让、交易。在发电行业碳市场稳定运行的前提下，逐步扩大市场覆盖范围，丰富交易品种和交易方式。创造条件，尽早将国家核证自愿减排量纳入全国碳市场。

二、市场要素

（四）交易主体。初期交易主体为发电行业重点排放单位。条件成熟后，扩大至其他高耗能、高污染和资源性行业。适时增加符合交易规则的其他机构和个人参与交易。

（五）交易产品。初期交易产品为配额现货，条件成熟后增加符合交易规则的国家核证自愿减排量及其他交易产品。

（六）交易平台。建立全国统一、互联互通、监管严格的碳排放权交易系统，并纳入全国公共资源交易平台体系管理。

三、参与主体

（七）重点排放单位。发电行业年度排放达到 2.6 万吨二氧化碳当量（综合能源消费量约 1 万吨标准煤）及以上的企业或者其他经济组织为重点排放单

位。年度排放达到 2.6 万吨二氧化碳当量及以上的其他行业自备电厂视同发电行业重点排放单位管理。在此基础上，逐步扩大重点排放单位范围。

（八）监管机构。国务院发展改革部门与相关部门共同对碳市场实施分级监管。国务院发展改革部门会同相关行业主管部门制定配额分配方案和核查技术规范并监督执行。各相关部门根据职责分工分别对第三方核查机构、交易机构等实施监管。省级、计划单列市应对气候变化主管部门监管本辖区内的数据核查、配额分配、重点排放单位履约等工作。各部门、各地方各司其职、相互配合，确保碳市场规范有序运行。

（九）核查机构。符合有关条件要求的核查机构，依据核查有关规定和技术规范，受委托开展碳排放相关数据核查，并出具独立核查报告，确保核查报告真实、可信。

四、制度建设

（十）碳排放监测、报告与核查制度。国务院发展改革部门会同相关行业主管部门制定企业排放报告管理办法、完善企业温室气体核算报告指南与技术规范。各省级、计划单列市应对气候变化主管部门组织开展数据审定和报送工作。重点排放单位应按规定及时报告碳排放数据。重点排放单位和核查机构须对数据的真实性、准确性和完整性负责。

（十一）重点排放单位配额管理制度。国务院发展改革部门负责制定配额分配标准和办法。各省级及计划单列市应对气候变化主管部门按照标准和办法向辖区内的重点排放单位分配配额。重点排放单位应当采取有效措施控制碳排放，并按实际排放清缴配额（“清缴”是指清理应缴未缴配额的过程）。省级及计划单列市应对气候变化主管部门负责监督清缴，对逾期或不足额清缴的重点排放单位依法依规予以处罚，并将相关信息纳入全国信用信息共享平台实施联合惩戒。

（十二）市场交易相关制度。国务院发展改革部门会同相关部门制定碳排放权市场交易管理办法，对交易主体、交易方式、交易行为以及市场监管等进行规定，构建能够反映供需关系、减排成本等因素的价格形成机制，建立有效防范价格异常波动的调节机制和防止市场操纵的风险防控机制，确保市场要素完整、公

开透明、运行有序。

五、发电行业配额管理

（十三）配额分配。发电行业配额按国务院发展改革部门会同能源部门制定的分配标准和方法进行分配（发电行业配额分配标准和方法另行制定）。

（十四）配额清缴。发电行业重点排放单位需按年向所在省级、计划单列市应对气候变化主管部门提交与其当年实际碳排放量相等的配额，以完成其减排义务。其富余配额可向市场出售，不足部分需通过市场购买。

六、支撑系统

（十五）重点排放单位碳排放数据报送系统。建设全国统一、分级管理的碳排放数据报送信息系统，探索实现与国家能耗在线监测系统的连接。

（十六）碳排放权注册登记系统。建设全国统一的碳排放权注册登记系统及其灾备系统，为各类市场主体提供碳排放配额和国家核证自愿减排量的法定确权登记服务，并实现配额清缴及履约管理。国务院发展改革部门负责制定碳排放权注册登记系统管理办法与技术规范，并对碳排放权注册登记系统实施监管。

（十七）碳排放权交易系统。建设全国统一的碳排放权交易系统及其灾备系统，提供交易服务和综合信息服务。国务院发展改革部门会同相关部门制定交易系统管理办法与技术规范，并对碳排放权交易系统实施监管。

（十八）碳排放权交易结算系统。建立碳排放权交易结算系统，实现交易资金结算及管理，并提供与配额结算业务有关的信息查询和咨询等服务，确保交易结果真实可信。

七、试点过渡

（十九）推进区域碳交易试点向全国市场过渡。2011年以来开展区域碳交易试点的地区将符合条件的重点排放单位逐步纳入全国碳市场，实行统一管理。区域碳交易试点地区继续发挥现有作用，在条件成熟后逐步向全国碳市场过渡。

八、保障措施

（二十）加强组织领导。国务院发展改革部门会同有关部门，根据工作需要将按程序适时调整完善本方案，重要情况及时向国务院报告。各部门应结合实际，按职责分工加强对碳市场的监管。

（二十一）强化责任落实。国务院发展改革部门会同相关部门负责全国碳市场建设。各省级及计划单列市人民政府负责本辖区内的碳市场建设工作。符合条件的省（市）受国务院发展改革部门委托建设运营全国碳市场相关支撑系统，建成后接入国家统一数据共享交换平台。

（二十二）推进能力建设。组织开展面向各类市场主体的能力建设培训，推进相关国际合作。鼓励相关行业协会和中央企业集团开展行业碳排放数据调查、统计分析等工作，为科学制定配额分配标准提供技术支撑。

（二十三）做好宣传引导。加强绿色循环低碳发展与碳市场相关政策法规的宣传报道，多渠道普及碳市场相关知识，宣传推广先进典型经验和成熟做法，提升企业和公众对碳减排重要性和碳市场的认知水平，为碳市场建设运行营造良好社会氛围。

碳排放权交易管理办法（试行）

中华人民共和国生态环境部令

（第 19 号）

《碳排放权交易管理办法（试行）》已于 2020 年 12 月 25 日由生态环境部部务会议审议通过，现予公布，自 2021 年 2 月 1 日起施行。

部长 黄润秋

2020 年 12 月 31 日

第一章 总 则

第一条 为落实党中央、国务院关于建设全国碳排放权交易市场的决策部署，在应对气候变化和促进绿色低碳发展中充分发挥市场机制作用，推动温室气体减排，规范全国碳排放权交易及相关活动，根据国家有关温室气体排放控制的要求，制定本办法。

第二条 本办法适用于全国碳排放权交易及相关活动，包括碳排放配额分配和清缴，碳排放权登记、交易、结算，温室气体排放报告与核查等活动，以及对前述活动的监督管理。

第三条 全国碳排放权交易及相关活动应当坚持市场导向、循序渐进、公平公开和诚实守信的原则。

第四条 生态环境部按照国家有关规定建设全国碳排放权交易市场。

全国碳排放权交易市场覆盖的温室气体种类和行业范围，由生态环境部拟订，按程序报批后实施，并向社会公开。

第五条 生态环境部按照国家有关规定，组织建立全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构，组织建设全国碳排放权注册登记系统和全国碳排放权交易系统。

全国碳排放权注册登记机构通过全国碳排放权注册登记系统，记录碳排放配

额的持有、变更、清缴、注销等信息，并提供结算服务。全国碳排放权注册登记系统记录的信息是判断碳排放配额归属的最终依据。

全国碳排放权交易机构负责组织开展全国碳排放权集中统一交易。

全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构应当定期向生态环境部报告全国碳排放权登记、交易、结算等活动和机构运行有关情况，以及应当报告的其他重大事项，并保证全国碳排放权注册登记系统和全国碳排放权交易系统安全稳定可靠运行。

第六条 生态环境部负责制定全国碳排放权交易及相关活动的技术规范，加强对地方碳排放配额分配、温室气体排放报告与核查的监督管理，并会同国务院其他有关部门对全国碳排放权交易及相关活动进行监督管理和指导。

省级生态环境主管部门负责在本行政区域内组织开展碳排放配额分配和清缴、温室气体排放报告的核查等相关活动，并进行监督管理。

设区的市级生态环境主管部门负责配合省级生态环境主管部门落实相关具体工作，并根据本办法有关规定实施监督管理。

第七条 全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构及其工作人员，应当遵守全国碳排放权交易及相关活动的技术规范，并遵守国家其他有关主管部门关于交易监管的规定。

第二章 温室气体重点排放单位

第八条 温室气体排放单位符合下列条件的，应当列入温室气体重点排放单位（以下简称重点排放单位）名录：

- （一）属于全国碳排放权交易市场覆盖行业；
- （二）年度温室气体排放量达到 2.6 万吨二氧化碳当量。

第九条 省级生态环境主管部门应当按照生态环境部的有关规定，确定本行政区域重点排放单位名录，向生态环境部报告，并向社会公开。

第十条 重点排放单位应当控制温室气体排放，报告碳排放数据，清缴碳排放配额，公开交易及相关活动信息，并接受生态环境主管部门的监督管理。

第十一条 存在下列情形之一的，确定名录的省级生态环境主管部门应当将相关温室气体排放单位从重点排放单位名录中移出：

（一）连续二年温室气体排放未达到 2.6 万吨二氧化碳当量的；

（二）因停业、关闭或者其他原因不再从事生产经营活动，因而不再排放温室气体的。

第十二条 温室气体排放单位申请纳入重点排放单位名录的，确定名录的省级生态环境主管部门应当进行核实；经核实符合本办法第八条规定条件的，应当将其纳入重点排放单位名录。

第十三条 纳入全国碳排放权交易市场的重点排放单位，不再参与地方碳排放权交易试点市场。

第三章 分配与登记

第十四条 生态环境部根据国家温室气体排放控制要求，综合考虑经济增长、产业结构调整、能源结构优化、大气污染物排放协同控制等因素，制定碳排放配额总量确定与分配方案。

省级生态环境主管部门应当根据生态环境部制定的碳排放配额总量确定与分配方案，向本行政区域内的重点排放单位分配规定年度的碳排放配额。

第十五条 碳排放配额分配以免费分配为主，可以根据国家有关要求适时引入有偿分配。

第十六条 省级生态环境主管部门确定碳排放配额后，应当书面通知重点排放单位。

重点排放单位对分配的碳排放配额有异议的，可以自接到通知之日起七个工作日内，向分配配额的省级生态环境主管部门申请复核；省级生态环境主管部门应当自接到复核申请之日起十个工作日内，作出复核决定。

第十七条 重点排放单位应当在全国碳排放权注册登记系统开立账户，进行相关业务操作。

第十八条 重点排放单位发生合并、分立等情形需要变更单位名称、碳排放

配额等事项的，应当报经所在地省级生态环境主管部门审核后，向全国碳排放权注册登记机构申请变更登记。全国碳排放权注册登记机构应当通过全国碳排放权注册登记系统进行变更登记，并向社会公开。

第十九条 国家鼓励重点排放单位、机构和个人，出于减少温室气体排放等公益目的自愿注销其所持有的碳排放配额。

自愿注销的碳排放配额，在国家碳排放配额总量中予以等量核减，不再进行分配、登记或者交易。相关注销情况应当向社会公开。

第四章 排放交易

第二十条 全国碳排放权交易市场的交易产品为碳排放配额，生态环境部可以根据国家有关规定适时增加其他交易产品。

第二十一条 重点排放单位以及符合国家有关交易规则的机构和个人，是全国碳排放权交易市场的交易主体。

第二十二条 碳排放权交易应当通过全国碳排放权交易系统进行，可以采取协议转让、单向竞价或者其他符合规定的方式。

全国碳排放权交易机构应当按照生态环境部有关规定，采取有效措施，发挥全国碳排放权交易市场引导温室气体减排的作用，防止过度投机的交易行为，维护市场健康发展。

第二十三条 全国碳排放权注册登记机构应当根据全国碳排放权交易机构提供的成交结果，通过全国碳排放权注册登记系统为交易主体及时更新相关信息。

第二十四条 全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构应当按照国家有关规定，实现数据及时、准确、安全交换。

第五章 排放核查与配额清缴

第二十五条 重点排放单位应当根据生态环境部制定的温室气体排放核算与报告技术规范，编制该单位上一年度的温室气体排放报告，载明排放量，并于每年3月31日前报生产经营场所所在地的省级生态环境主管部门。排放报告所涉

数据的原始记录和管理台账应当至少保存五年。

重点排放单位对温室气体排放报告的真实性、完整性、准确性负责。

重点排放单位编制的年度温室气体排放报告应当定期公开，接受社会监督，涉及国家秘密和商业秘密的除外。

第二十六条 省级生态环境主管部门应当组织开展对重点排放单位温室气体排放报告的核查，并将核查结果告知重点排放单位。核查结果应当作为重点排放单位碳排放配额清缴依据。

省级生态环境主管部门可以通过政府购买服务的方式委托技术服务机构提供核查服务。技术服务机构应当对提交的核查结果真实性、完整性和准确性负责。

第二十七条 重点排放单位对核查结果有异议的，可以自被告知核查结果之日起七个工作日内，向组织核查的省级生态环境主管部门申请复核；省级生态环境主管部门应当自接到复核申请之日起十个工作日内，作出复核决定。

第二十八条 重点排放单位应当在生态环境部规定的时限内，向分配配额的省级生态环境主管部门清缴上年度的碳排放配额。清缴量应当大于等于省级生态环境主管部门核查结果确认的该单位上年度温室气体实际排放量。

第二十九条 重点排放单位每年可以使用国家核证自愿减排量抵销碳排放配额的清缴，抵销比例不得超过应清缴碳排放配额的5%。相关规定由生态环境部另行制定。

用于抵销的国家核证自愿减排量，不得来自纳入全国碳排放权交易市场配额管理的减排项目。

第六章 监督管理

第三十条 上级生态环境主管部门应当加强对下级生态环境主管部门的重点排放单位名录确定、全国碳排放权交易及相关活动情况的监督检查和指导。

第三十一条 设区的市级以上地方生态环境主管部门根据对重点排放单位温室气体排放报告的核查结果，确定监督检查重点和频次。

设区的市级以上地方生态环境主管部门应当采取“双随机、一公开”的方式，监督检查重点排放单位温室气体排放和碳排放配额清缴情况，相关情况按程序报生态环境部。

第三十二条 生态环境部和省级生态环境主管部门，应当按照职责分工，定期公开重点排放单位年度碳排放配额清缴情况等信息。

第三十三条 全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构应当遵守国家交易监管等相关规定，建立风险管理机制和信息披露制度，制定风险管理预案，及时公布碳排放权登记、交易、结算等信息。

全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构的工作人员不得利用职务便利谋取不正当利益，不得泄露商业秘密。

第三十四条 交易主体违反本办法关于碳排放权注册登记、结算或者交易相关规定的，全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构可以按照国家有关规定，对其采取限制交易措施。

第三十五条 鼓励公众、新闻媒体等对重点排放单位和其他交易主体的碳排放权交易及相关活动进行监督。

重点排放单位和其他交易主体应当按照生态环境部有关规定，及时公开有关全国碳排放权交易及相关活动信息，自觉接受公众监督。

第三十六条 公民、法人和其他组织发现重点排放单位和其他交易主体有违反本办法规定行为的，有权向设区的市级以上地方生态环境主管部门举报。

接受举报的生态环境主管部门应当依法予以处理，并按照规定反馈处理结果，同时为举报人保密。

第七章 罚 则

第三十七条 生态环境部、省级生态环境主管部门、设区的市级生态环境主管部门的有关工作人员，在全国碳排放权交易及相关活动的监督管理中滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊的，由其上级行政机关或者监察机关责令改正，并依法给予处分。

第三十八条 全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构及其工作人员违反本办法规定，有下列行为之一的，由生态环境部依法给予处分，并向社会公开处理结果：

- （一）利用职务便利谋取不正当利益的；
- （二）有其他滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊行为的。

全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构及其工作人员违反本办法规定，泄露有关商业秘密或者有构成其他违反国家交易监管规定行为的，依照其他有关规定处理。

第三十九条 重点排放单位虚报、瞒报温室气体排放报告，或者拒绝履行温室气体排放报告义务的，由其生产经营场所所在地设区的市级以上地方生态环境主管部门责令限期改正，处一万元以上三万元以下的罚款。逾期未改正的，由重点排放单位生产经营场所所在地的省级生态环境主管部门测算其温室气体实际排放量，并将该排放量作为碳排放配额清缴的依据；对虚报、瞒报部分，等量核减其下一年度碳排放配额。

第四十条 重点排放单位未按时足额清缴碳排放配额的，由其生产经营场所所在地设区的市级以上地方生态环境主管部门责令限期改正，处二万元以上三万元以下的罚款；逾期未改正的，对欠缴部分，由重点排放单位生产经营场所所在地的省级生态环境主管部门等量核减其下一年度碳排放配额。

第四十一条 违反本办法规定，涉嫌构成犯罪的，有关生态环境主管部门应当依法移送司法机关。

第八章 附 则

第四十二条 本办法中下列用语的含义：

（一）温室气体：是指大气中吸收和重新放出红外辐射的自然和人为的气态成分，包括二氧化碳（CO₂）、甲烷（CH₄）、氧化亚氮（N₂O）、氢氟碳化物（HFCs）、全氟化碳（PFCs）、六氟化硫（SF₆）和三氟化氮（NF₃）。

（二）碳排放：是指煤炭、石油、天然气等化石能源燃烧活动和工业生产过

程以及土地利用变化与林业等活动产生的温室气体排放，也包括因使用外购的电力和热力等所导致的温室气体排放。

（三）碳排放权：是指分配给重点排放单位的规定时期内的碳排放额度。

（四）国家核证自愿减排量：是指对我国境内可再生能源、林业碳汇、甲烷利用等项目的温室气体减排效果进行量化核证，并在国家温室气体自愿减排交易注册登记系统中登记的温室气体减排量。

第四十三条 本办法自 2021 年 2 月 1 日起施行。

生态环境部关于发布《碳排放权登记管理规则（试行）》 《碳排放权交易管理规则（试行）》和《碳排放权 结算管理规则（试行）》的公告

（生态环境部公告 2021 年第 21 号）

为进一步规范全国碳排放权登记、交易、结算活动，保护全国碳排放权交易市场各参与方合法权益，我部根据《碳排放权交易管理办法（试行）》，组织制定了《碳排放权登记管理规则（试行）》《碳排放权交易管理规则（试行）》和《碳排放权结算管理规则（试行）》，现将有关事项公告如下：

一、全国碳排放权注册登记机构成立前，由湖北碳排放权交易中心有限公司承担全国碳排放权注册登记系统账户开立和运行维护等具体工作。

二、全国碳排放权交易机构成立前，由上海环境能源交易所股份有限公司承担全国碳排放权交易系统账户开立和运行维护等具体工作。

三、《碳排放权登记管理规则（试行）》《碳排放权交易管理规则（试行）》和《碳排放权结算管理规则（试行）》自本公告发布之日起施行。

特此公告。

- 附件：1. 碳排放权登记管理规则（试行）
2. 碳排放权交易管理规则（试行）
3. 碳排放权结算管理规则（试行）

生态环境部

2021 年 5 月 14 日

附件 1

碳排放权登记管理规则（试行）

第一章 总则

第一条 为规范全国碳排放权登记活动，保护全国碳排放权交易市场各参与方的合法权益，维护全国碳排放权交易市场秩序，根据《碳排放权交易管理办法（试行）》，制定本规则。

第二条 全国碳排放权持有、变更、清缴、注销的登记及相关业务的监督管理，适用本规则。全国碳排放权注册登记机构（以下简称注册登记机构）、全国碳排放权交易机构（以下简称交易机构）、登记主体及其他相关参与方应当遵守本规则。

第三条 注册登记机构通过全国碳排放权注册登记系统（以下简称注册登记系统）对全国碳排放权的持有、变更、清缴和注销等实施集中统一登记。注册登记系统记录的信息是判断碳排放配额归属的最终依据。

第四条 重点排放单位以及符合规定的机构和个人，是全国碳排放权登记主体。

第五条 全国碳排放权登记应当遵循公开、公平、公正、安全和高效的原则。

第二章 账户管理

第六条 注册登记机构依申请为登记主体在注册登记系统中开立登记账户，该账户用于记录全国碳排放权的持有、变更、清缴和注销等信息。

第七条 每个登记主体只能开立一个登记账户。登记主体应当以本人或者本单位名义申请开立登记账户，不得冒用他人或者其他单位名义或者使用虚假证件开立登记账户。

第八条 登记主体申请开立登记账户时，应当根据注册登记机构有关规定提供申请材料，并确保相关申请材料真实、准确、完整、有效。委托他人或者其他单位代办的，还应当提供授权委托书等证明委托事项的 necessary 材料。

第九条 登记主体申请开立登记账户的材料中应当包括登记主体基本信息、联系信息以及相关证明材料等。

第十条 注册登记机构在收到开户申请后，对登记主体提交相关材料进行形式审核，材料审核通过后 5 个工作日内完成账户开立并通知登记主体。

第十一条 登记主体下列信息发生变化时，应当及时向注册登记机关提交信息变更证明材料，办理登记账户信息变更手续：

- （一）登记主体名称或者姓名；
- （二）营业执照，有效身份证明文件类型、号码及有效期；
- （三）法律法规、部门规章等规定的其他事项。

注册登记机关在完成信息变更材料审核后5个工作日内完成账户信息变更并通知登记主体。

联系电话、邮箱、通讯地址等联系信息发生变化的，登记主体应当及时通过注册登记系统在登记账户中予以更新。

第十二条 登记主体应当妥善保管登记账户的用户名和密码等信息。登记主体登记账户下发生的一切活动均视为其本人或者本单位行为。

第十三条 注册登记机关定期检查登记账户使用情况，发现营业执照、有效身份证明文件与实际不符，或者发生变化且未按要求及时办理登记账户信息变更手续的，注册登记机关应当对有关不合格账户采取限制使用等措施，其中涉及交易活动的应当及时通知交易机构。

对已采取限制使用等措施的不合格账户，登记主体申请恢复使用的，应当向注册登记机关申请办理账户规范手续。能够规范为合格账户的，注册登记机关应当解除限制使用措施。

第十四条 发生下列情形的，登记主体或者依法承继其权利义务的主体应当提交相关申请材料，申请注销登记账户：

- （一）法人以及非法人组织登记主体因合并、分立、依法被解散或者破产等原因导致主体资格丧失；
- （二）自然人登记主体死亡；
- （三）法律法规、部门规章等规定的其他情况。

登记主体申请注销登记账户时，应当了结其相关业务。申请注销登记账户期间和登记账户注销后，登记主体无法使用该账户进行交易等相关操作。

第十五条 登记主体如对第十三条所述限制使用措施有异议，可以在措施生

效后 15 个工作日内向注册登记机构申请复核；注册登记机构应当在收到复核申请后 10 个工作日内予以书面回复。

第三章 登记

第十六条 登记主体可以通过注册登记系统查询碳排放配额持有数量和持有状态等信息。

第十七条 注册登记机构根据生态环境部制定的碳排放配额分配方案和省级生态环境主管部门确定的配额分配结果，为登记主体办理初始分配登记。

第十八条 注册登记机构应当根据交易机构提供的成交结果办理交易登记，根据经省级生态环境主管部门确认的碳排放配额清缴结果办理清缴登记。

第十九条 重点排放单位可以使用符合生态环境部规定的国家核证自愿减排量抵销配额清缴。用于清缴部分的国家核证自愿减排量应当在国家温室气体自愿减排交易注册登记系统注销，并由重点排放单位向注册登记机构提交有关注销证明材料。注册登记机构核验相关材料后，按照生态环境部相关规定办理抵销登记。

第二十条 登记主体出于减少温室气体排放等公益目的自愿注销其所持有的碳排放配额，注册登记机构应当为其办理变更登记，并出具相关证明。

第二十一条 碳排放配额以承继、强制执行等方式转让的，登记主体或者依法承继其权利义务的主体应当向注册登记机构提供有效的证明文件，注册登记机构审核后办理变更登记。

第二十二条 司法机关要求冻结登记主体碳排放配额的，注册登记机构应当予以配合；涉及司法扣划的，注册登记机构应当根据人民法院的生效裁判，对涉及登记主体被扣划部分的碳排放配额进行核验，配合办理变更登记并公告。

第四章 信息管理

第二十三条 司法机关和国家监察机关依照法定条件和程序向注册登记机构查询全国碳排放权登记相关数据和资料的，注册登记机构应当予以配合。

第二十四条 注册登记机构应当依照法律、行政法规及生态环境部相关规定

建立信息管理制度，对涉及国家秘密、商业秘密的，按照相关法律法规执行。

第二十五条 注册登记机构应当与交易机构建立管理协调机制，实现注册登记系统与交易系统的互通互联，确保相关数据和信息及时、准确、安全、有效交换。

第二十六条 注册登记机构应当建设灾备系统，建立灾备管理机制和技术支撑体系，确保注册登记系统和交易系统数据、信息安全，实现信息共享与交换。

第五章 监督管理

第二十七条 生态环境部加强对注册登记机构和注册登记活动的监督管理，可以采取询问注册登记机构及其从业人员、查阅和复制与登记活动有关的信息资料、以及法律法规规定的其他措施等进行监管。

第二十八条 各级生态环境主管部门及其相关直属业务支撑机构工作人员，注册登记机构、交易机构、核查技术服务机构及其工作人员，不得持有碳排放配额。已持有碳排放配额的，应当依法予以转让。

任何人在成为前款所列人员时，其本人已持有或者委托他人代为持有的碳排放配额，应当依法转让并办理完成相关手续，向供职单位报告全部转让相关信息并备案在册。

第二十九条 注册登记机构应当妥善保存登记的原始凭证及有关文件和资料，保存期限不得少于20年，并进行凭证电子化管理。

第六章 附则

第三十条 注册登记机构可以根据本规则制定登记业务规则等实施细则。

第三十一条 本规则自公布之日起施行。

附件 2

碳排放权交易管理规则（试行）

第一章 总则

第一条 为规范全国碳排放权交易，保护全国碳排放权交易市场各参与方的合法权益，维护全国碳排放权交易市场秩序，根据《碳排放权交易管理办法（试行）》，制定本规则。

第二条 本规则适用于全国碳排放权交易及相关服务业务的监督管理。全国碳排放权交易机构（以下简称交易机构）、全国碳排放权注册登记机构（以下简称注册登记机构）、交易主体及其他相关参与方应当遵守本规则。

第三条 全国碳排放权交易应当遵循公开、公平、公正和诚实信用的原则。

第二章 交易

第四条 全国碳排放权交易主体包括重点排放单位以及符合国家有关交易规则的机构和个人。

第五条 全国碳排放权交易市场的交易产品为碳排放配额，生态环境部可以根据国家有关规定适时增加其他交易产品。

第六条 碳排放权交易应当通过全国碳排放权交易系统进行，可以采取协议转让、单向竞价或者其他符合规定的方式。

协议转让是指交易双方协商达成一致意见并确认成交的交易方式，包括挂牌协议交易及大宗协议交易。其中，挂牌协议交易是指交易主体通过交易系统提交卖出或者买入挂牌申报，意向受让方或者出让方对挂牌申报进行协商并确认成交的交易方式。大宗协议交易是指交易双方通过交易系统进行报价、询价并确认成交的交易方式。

单向竞价是指交易主体向交易机构提出卖出或买入申请，交易机构发布竞价公告，多个意向受让方或者出让方按照规定报价，在约定时间内通过交易系统成交的交易方式。

第七条 交易机构可以对不同交易方式设置不同交易时段，具体交易时段的设置和调整由交易机构公布后报生态环境部备案。

第八条 交易主体参与全国碳排放权交易，应当在交易机构开立实名交易账

户，取得交易编码，并在注册登记机构和结算银行分别开立登记账户和资金账户。每个交易主体只能开设一个交易账户。

第九条 碳排放配额交易以“每吨二氧化碳当量价格”为计价单位，买卖申报量的最小变动计量为 1 吨二氧化碳当量，申报价格的最小变动计量为 0.01 元人民币。

第十条 交易机构应当对不同交易方式的单笔买卖最小申报数量及最大申报数量进行设定，并可以根据市场风险状况进行调整。单笔买卖申报数量的设定和调整，由交易机构公布后报生态环境部备案。

第十一条 交易主体申报卖出交易产品的数量，不得超出其交易账户内可交易数量。交易主体申报买入交易产品的相应资金，不得超出其交易账户内的可用资金。

第十二条 碳排放配额买卖的申报被交易系统接受后即刻生效，并在当日交易时间内有效，交易主体交易账户内相应的资金和交易产品即被锁定。未成交的买卖申报可以撤销。如未撤销，未成交申报在该日交易结束后自动失效。

第十三条 买卖申报在交易系统成交后，交易即告成立。符合本规则达成的交易于成立时即告交易生效，买卖双方应当承认交易结果，履行清算交收义务。依照本规则达成的交易，其成交结果以交易系统记录的成交数据为准。

第十四条 已买入的交易产品当日内不得再次卖出。卖出交易产品的资金可以用于该交易日内的交易。

第十五条 交易主体可以通过交易机构获取交易凭证及其他相关记录。

第十六条 碳排放配额的清算交收业务，由注册登记机构根据交易机构提供的成交结果按规定办理。

第十七条 交易机构应当妥善保存交易相关的原始凭证及有关文件和资料，保存期限不得少于 20 年。

第三章 风险管理

第十八条 生态环境部可以根据维护全国碳排放权交易市场健康发展的需

要，建立市场调节保护机制。当交易价格出现异常波动触发调节保护机制时，生态环境部可以采取公开市场操作、调节国家核证自愿减排量使用方式等措施，进行必要的市场调节。

第十九条 交易机构应建立风险管理制度，并报生态环境部备案。

第二十条 交易机构实行涨跌幅限制制度。

交易机构应当设定不同交易方式的涨跌幅比例，并可以根据市场风险状况对涨跌幅比例进行调整。

第二十一条 交易机构实行最大持仓量限制制度。交易机构对交易主体的最大持仓量进行实时监控，注册登记机构应当对交易机构实时监控提供必要支持。

交易主体交易产品持仓量不得超过交易机构规定的限额。

交易机构可以根据市场风险状况，对最大持仓量限额进行调整。

第二十二条 交易机构实行大户报告制度。

交易主体的持仓量达到交易机构规定的大户报告标准的，交易主体应当向交易机构报告。

第二十三条 交易机构实行风险警示制度。交易机构可以采取要求交易主体报告情况、发布书面警示和风险警示公告、限制交易等措施，警示和化解风险。

第二十四条 交易机构应当建立风险准备金制度。风险准备金是指由交易机构设立，用于为维护碳排放权交易市场正常运转提供财务担保和弥补不可预见风险带来的亏损的资金。风险准备金应当单独核算，专户存储。

第二十五条 交易机构实行异常交易监控制度。交易主体违反本规则或者交易机构业务规则、对市场正在产生或者将产生重大影响的，交易机构可以对该交易主体采取以下临时措施：

（一）限制资金或者交易产品的划转和交易；

（二）限制相关账户使用。

上述措施涉及注册登记机构的，应当及时通知注册登记机构。

第二十六条 因不可抗力、不可归责于交易机构的重大技术故障等原因导致部分或者全部交易无法正常进行的，交易机构可以采取暂停交易措施。

导致暂停交易的原因消除后，交易机构应当及时恢复交易。

第二十七条 交易机构采取暂停交易、恢复交易等措施时，应当予以公告，并向生态环境部报告。

第四章 信息管理

第二十八条 交易机构应建立信息披露与管理制度，并报生态环境部备案。交易机构应当在每个交易日发布碳排放配额交易行情等公开信息，定期编制并发布反映市场成交情况的各类报表。

根据市场发展需要，交易机构可以调整信息发布的具体方式和相关内容。

第二十九条 交易机构应当与注册登记机构建立管理协调机制，实现交易系统与注册登记系统的互通互联，确保相关数据和信息及时、准确、安全、有效交换。

第三十条 交易机构应当建立交易系统的灾备系统，建立灾备管理机制和技术支撑体系，确保交易系统和注册登记系统数据、信息安全。

第三十一条 交易机构不得发布或者串通其他单位和个人发布虚假信息或者误导性陈述。

第五章 监督管理

第三十二条 生态环境部加强对交易机构和交易活动的监督管理，可以采取询问交易机构及其从业人员、查阅和复制与交易活动有关的信息资料、以及法律法规规定的其他措施等进行监管。

第三十三条 全国碳排放权交易活动中，涉及交易经营、财务或者对碳排放配额市场价格有影响的尚未公开的信息及其他相关信息内容，属于内幕信息。禁止内幕信息的知情人、非法获取内幕信息的人员利用内幕信息从事全国碳排放权交易活动。

第三十四条 禁止任何机构和个人通过直接或者间接的方法，操纵或者扰乱全国碳排放权交易市场秩序、妨碍或者有损公正交易的行为。因为上述原因造成

严重后果的交易，交易机构可以采取适当措施并公告。

第三十五条 交易机构应当定期向生态环境部报告的事项包括交易机构运行情况和年度工作报告、经会计师事务所审计的年度财务报告、财务预决算方案、重大开支项目情况等。

交易机构应当及时向生态环境部报告的事项包括交易价格出现连续涨跌停或者大幅波动、发现重大业务风险和技术风险、重大违法违规行为或者涉及重大诉讼、交易机构治理和运行管理等出现重大变化等。

第三十六条 交易机构对全国碳排放权交易相关信息负有保密义务。交易机构工作人员应当忠于职守、依法办事，除用于信息披露的信息之外，不得泄露所知悉的市场交易主体的账户信息和业务信息等信息。交易系统软硬件服务提供者等全国碳排放权交易或者服务参与、介入相关主体不得泄露全国碳排放权交易或者服务中获取的商业秘密。

第三十七条 交易机构对全国碳排放权交易进行实时监控和风险控制，监控内容主要包括交易主体的交易及其相关活动的异常业务行为，以及可能造成市场风险的全国碳排放权交易行为。

第六章 争议处置

第三十八条 交易主体之间发生有关全国碳排放权交易的纠纷，可以自行协商解决，也可以向交易机构提出调解申请，还可以依法向仲裁机构申请仲裁或者向人民法院提起诉讼。

交易机构与交易主体之间发生有关全国碳排放权交易的纠纷，可以自行协商解决，也可以依法向仲裁机构申请仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第三十九条 申请交易机构调解的当事人，应当提出书面调解申请。交易机构的调解意见，经当事人确认并在调解意见书上签章后生效。

第四十条 交易机构和交易主体，或者交易主体间发生交易纠纷的，当事人均应当记录有关情况，以备查阅。交易纠纷影响正常交易的，交易机构应当及时采取止损措施。

第七章 附则

第四十一条 交易机构可以根据本规则制定交易业务规则等实施细则。

第四十二条 本规则自公布之日起施行。

附件 3

碳排放权结算管理规则（试行）

第一章 总则

第一条 为规范全国碳排放权交易的结算活动，保护全国碳排放权交易市场各参与方的合法权益，维护全国碳排放权交易市场秩序，根据《碳排放权交易管理办法（试行）》，制定本规则。

第二条 本规则适用于全国碳排放权交易的结算监督管理。全国碳排放权注册登记机构（以下简称注册登记机构）、全国碳排放权交易机构（以下简称交易机构）、交易主体及其他相关参与方应当遵守本规则。

第三条 注册登记机构负责全国碳排放权交易的统一结算，管理交易结算资金，防范结算风险。

第四条 全国碳排放权交易的结算应当遵守法律、行政法规、国家金融监管的相关规定以及注册登记机构相关业务规则等，遵循公开、公平、公正、安全和高效的原则。

第二章 资金结算账户管理

第五条 注册登记机构应当选择符合条件的商业银行作为结算银行，并在结算银行开立交易结算资金专用账户，用于存放各交易主体的交易资金和相关款项。

注册登记机构对各交易主体存入交易结算资金专用账户的交易资金实行分账管理。

注册登记机构与交易主体之间的业务资金往来，应当通过结算银行所开设的专用账户办理。

第六条 注册登记机构应与结算银行签订结算协议，依据中国人民银行等有关主管部门的规定和协议约定，保障各交易主体存入交易结算资金专用账户的交易资金安全。

第三章 结算

第七条 在当日交易结束后，注册登记机构应当根据交易系统的成交结果，按照货银对付的原则，以每个交易主体为结算单位，通过注册登记系统进行碳排放配额与资金的逐笔全额清算和统一交收。

第八条 当日完成清算后，注册登记机构应当将结果反馈给交易机构。经双方确认无误后，注册登记机构根据清算结果完成碳排放配额和资金的交收。

第九条 当日结算完成后，注册登记机构向交易主体发送结算数据。如遇到特殊情况导致注册登记机构不能在当日发送结算数据的，注册登记机构应及时通知相关交易主体，并采取限制出入金等风险管控措施。

第十条 交易主体应当及时核对当日结算结果，对结算结果有异议的，应在下一交易日开市前，以书面形式向注册登记机构提出。交易主体在规定时间内没有对结算结果提出异议的，视作认可结算结果。

第四章 监督与风险管理

第十一条 注册登记机构针对结算过程采取以下监督措施：

- （一）专岗专人。根据结算业务流程分设专职岗位，防范结算操作风险。
- （二）分级审核。结算业务采取两级审核制度，初审负责结算操作及银行间头寸划拨的准确性、真实性和完整性，复审负责结算事项的合法合规性。
- （三）信息保密。注册登记机构工作人员应当对结算情况和相关信息严格保密。

第十二条 注册登记机构应当制定完善的风险防范制度，构建完善的技术系

统和应急响应程序，在全国碳排放权结算业务实施风险防范和控制。

第十三条 注册登记机构建立结算风险准备金制度。结算风险准备金由注册登记机构设立，用于垫付或者弥补因违约交收、技术故障、操作失误、不可抗力等造成的损失。风险准备金应当单独核算，专户存储。

第十四条 注册登记机构应当与交易机构相互配合，建立全国碳排放权交易结算风险联防联控制度。

第十五条 当出现以下情形之一的，注册登记机构应当及时发布异常情况公告，采取紧急措施化解风险：

（一）因不可抗力、不可归责于注册登记机构的重大技术故障等原因导致结算无法正常进行；

（二）交易主体及结算银行出现结算、交收危机，对结算产生或者将产生重大影响。

第十六条 注册登记机构实行风险警示制度。注册登记机构认为有必要的，可以采取发布风险警示公告，或者采取限制账户使用等措施，以警示和化解风险，涉及交易活动的应当及时通知交易机构。

出现下列情形之一的，注册登记机构可以要求交易主体报告情况，向相关机构或者人员发出风险警示并采取限制账户使用等处置措施：

（一）交易主体碳排放配额、资金持仓量变化波动较大；

（二）交易主体的碳排放配额被法院冻结、扣划的；

（三）其他违反国家法律、行政法规和部门规章规定的情况。

第十七条 提供结算业务的银行不得参与碳排放权交易。

第十八条 交易主体发生交收违约的，注册登记机构应当通知交易主体在规定的期限内补足资金，交易主体未在规定时间内补足资金的，注册登记机构应当使用结算风险准备金或自有资金予以弥补，并向违约方追偿。

第十九条 交易主体涉嫌重大违法违规，正在被司法机关、国家监察机关和生态环境部调查的，注册登记机构可以对其采取限制登记账户使用的措施，其中涉及交易活动的应当及时通知交易机构，经交易机构确认后采取相关限制措施。

第五章 附则

第二十条 清算：是指按照确定的规则计算碳排放权和资金的应收应付数额的行为。

交收：是指根据确定的清算结果，通过变更碳排放权和资金履行相关债权债务的行为。

头寸：指的是银行当前所有可以运用的资金的总和，主要包括在中国人民银行的超额准备金、存放同业清算款项净额、银行存款以及现金等部分。

第二十一条 注册登记机构可以根据本规则制定结算业务规则等实施细则。

第二十二条 本规则自公布之日起施行。

国务院办公厅转发国家发展改革委、国家能源局《关于促进新时代新能源高质量发展实施方案》的通知

（国办函〔2022〕39 号）

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

国家发展改革委、国家能源局《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》已经国务院同意，现转发给你们，请认真贯彻落实。

国务院办公厅

2022 年 5 月 14 日

关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案

（国家发展改革委、国家能源局）

近年来，我国以风电、光伏发电为代表的新能源发展成效显著，装机规模稳居全球首位，发电量占比稳步提升，成本快速下降，已基本进入平价无补贴发展的新阶段。同时，新能源开发利用仍存在电力系统对大规模高比例新能源接网和消纳的适应性不足、土地资源约束明显等制约因素。要实现到 2030 年风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上的目标，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，必须坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，完整、准确、全面贯彻新发展理念，统筹发展和安全，坚持先立后破、通盘谋划，更好发挥新能源在能源保供增供方面的作用，助力扎实做好碳达峰、碳中和工作。按照党中央、国务院决策部署，现就促进新时代新能源高质量发展制定如下实施方案。

一、创新新能源开发利用模式

（一）加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设。加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系，在土地预审、规划选址、环境保护等方面加强协调指导，提高审批效率。按照推动

煤炭和新能源优化组合的要求，鼓励煤电企业与新能源企业开展实质性联营。

（二）促进新能源开发利用与乡村振兴融合发展。鼓励地方政府加大力度支持农民利用自有建筑屋顶建设户用光伏，积极推进乡村分散式风电开发。统筹农村能源革命与农村集体经济发展，培育农村能源合作社等新型市场主体，鼓励村集体依法利用存量集体土地通过作价入股、收益共享等机制，参与新能源项目开发。鼓励金融机构为农民投资新能源项目提供创新产品和服务。

（三）推动新能源在工业和建筑领域应用。在具备条件的工业企业、工业园区，加快发展分布式光伏、分散式风电等新能源项目，支持工业绿色微电网和源网荷储一体化项目建设，推进多能互补高效利用，开展新能源电力直供电试点，提高终端用能的新能源电力比重。推动太阳能与建筑深度融合发展。完善光伏建筑一体化应用技术体系，壮大光伏电力生产型消费者群体。到 2025 年，公共机构新建建筑屋顶光伏覆盖率力争达到 50%；鼓励公共机构既有建筑等安装光伏或太阳能热利用设施。

（四）引导全社会消费新能源等绿色电力。开展绿色电力交易试点，推动绿色电力在交易组织、电网调度、价格形成机制等方面体现优先地位，为市场主体提供功能健全、友好易用的绿色电力交易服务。建立完善新能源绿色消费认证、标识体系和公示制度。完善绿色电力证书制度，推广绿色电力证书交易，加强与碳排放权交易市场的有效衔接。加大认证采信力度，引导企业利用新能源等绿色电力制造产品和提供服务。鼓励各类用户购买新能源等绿色电力制造的产品。

二、加快构建适应新能源占比逐渐提高的新型电力系统

（五）全面提升电力系统调节能力和灵活性。充分发挥电网企业在构建新型电力系统中的平台和枢纽作用，支持和指导电网企业积极接入和消纳新能源。完善调峰调频电源补偿机制，加大煤电机组灵活性改造、水电扩机、抽水蓄能和太阳能热发电项目建设力度，推动新型储能快速发展。研究储能成本回收机制。鼓励西部等光照条件好的地区使用太阳能热发电作为调峰电源。深入挖掘需求响应潜力，提高负荷侧对新能源的调节能力。

（六）着力提高配电网接纳分布式新能源的能力。发展分布式智能电网，推

动电网企业加强有源配电网（主动配电网）规划、设计、运行方法研究，加大投资建设改造力度，提高配电网智能化水平，着力提升配电网接入分布式新能源的能力。合理确定配电网接入分布式新能源的比例要求。探索开展适应分布式新能源接入的直流配电网工程示范。

（七）稳妥推进新能源参与电力市场交易。支持新能源项目与用户开展直接交易，鼓励签订长期购售电协议，电网企业应采取有效措施确保协议执行。对国家已有明确价格政策的新能源项目，电网企业应按照国家有关法规严格落实全额保障性收购政策，全生命周期合理小时数外电量可以参与电力市场交易。在电力现货市场试点地区，鼓励新能源项目以差价合约形式参与电力市场交易。

（八）完善可再生能源电力消纳责任权重制度。科学合理设定各省（自治区、直辖市）中长期可再生能源电力消纳责任权重，做好可再生能源电力消纳责任权重制度与新增可再生能源不纳入能源消费总量控制的衔接。建立完善可再生能源电力消纳责任考评指标体系和奖惩机制。

三、深化新能源领域“放管服”改革

（九）持续提高项目审批效率。完善新能源项目投资核准（备案）制度，加强事前事中事后全链条全领域监管。依托全国投资项目在线审批监管平台，建立新能源项目集中审批绿色通道，制定项目准入负面清单和企业承诺事项清单，推进实施企业投资项目承诺制，不得以任何名义增加新能源企业的不合理投资成本。推动风电项目由核准制调整为备案制。以新能源为主体的多能互补、源网荷储、微电网等综合能源项目，可作为整体统一办理核准（备案）手续。

（十）优化新能源项目接网流程。地方能源主管部门、电网企业要结合新能源项目发展需要，及时优化电网规划建设方案和投资计划安排。推动电网企业建立新能源项目接网一站式服务平台，提供新能源项目可用接入点、可接入容量、技术规范等信息，实现新能源项目接网全流程线上办理，大幅压缩接网时间。接网及送出工程原则上由电网企业投资建设，电网企业要改进完善内部审批流程，合理安排建设时序，确保送出工程与电源建设的进度相匹配；由发电企业建设的新能源接网及送出工程，电网企业可在双方协商同意后依法依规回购。

（十一）健全新能源相关公共服务体系。开展全国新能源资源勘查与评价，建立可开发资源数据库，形成县级以上行政区域内各类新能源资源详查评价成果和图谱并向社会发布。建立测风塔及测风数据共享机制。完善新能源产业防灾减灾综合服务体系。加快推动新能源装备标准和检测认证等公共服务体系建设，支持建设国家新能源装备质量公告平台和关键产品公共检测平台。

四、支持引导新能源产业健康有序发展

（十二）推进科技创新与产业升级。建立产学研一体化平台，建设国家级新能源实验室和研发平台，加大基础理论研究投入，超前布局前沿技术和颠覆性技术。推行“揭榜挂帅”、“赛马”等机制，推动企业、科研院所、高校等针对新能源占比逐渐提高的电力系统安全稳定可靠等问题开展系统性研究，提出解决方案。加大对产业智能制造和数字化升级的支持力度。编制实施智能光伏产业发展行动计划，提升产品全周期智能化、信息化水平。推进高效太阳能电池、先进风电设备等关键技术突破，加快推动关键基础材料、设备、零部件等技术升级。推动退役风电机组、光伏组件回收处理技术和相关新产业链发展，实现全生命周期闭环式绿色发展。

（十三）保障产业链供应链安全。出台推动能源电子产业发展的指导意见，加快电子信息技术与新能源产业融合创新。推动强链补链，依照新能源产业链分工对供应链上下游实施科学统筹管理。增加扩产项目信息透明度，增强设备、材料企业对产业供需变化的响应能力，防控价格异常波动，增强新能源产业链供应链韧性。指导地方政府做好新能源产业规划，落实光伏产业规范条件。优化新能源产业知识产权保护环境，加大侵权惩罚力度。规范新能源产业发展秩序，遏制低水平项目盲目发展，及时纠正违反公平竞争的做法，破除地方保护主义，优化新能源企业兼并重组市场环境和审批流程。

（十四）提高新能源产业国际化水平。加强新能源产业知识产权国际合作，推动计量、检测和试验研究能力达到世界先进水平，积极参与风电、光伏、海洋能、氢能、储能、智慧能源及电动汽车等领域国际标准、合格评定程序的制定和修订，提高计量和合格评定结果互认水平，提升我国标准和检测认证机构的国际

认可度和影响力。

五、保障新能源发展合理空间需求

（十五）完善新能源项目用地管制规则。建立自然资源、生态环境、能源主管部门等相关单位的协同机制。在符合国土空间规划和用途管制要求基础上，充分利用沙漠、戈壁、荒漠等未利用地，布局建设大型风光电基地。将新能源项目的空间信息按规定纳入国土空间规划“一张图”，严格落实生态环境分区管控要求，统筹安排大型风光电基地建设项目用地用林用草。地方政府要严格依法征收土地使用税费，不得超出法律规定征收费用。

（十六）提高国土空间资源利用效率。新建新能源项目要严格执行土地使用标准，不得突破标准控制，鼓励推广应用节地技术和节地模式，用地节约集约化程度必须达到国内同行业先进水平。优化调整近岸风电场布局，鼓励发展深远海风电项目；规范设置登陆电缆管廊，最大程度减少对岸线的占用和影响。鼓励“风光渔”融合发展，切实提高风电、光伏发电项目海域资源利用效率。

六、充分发挥新能源的生态环境保护效益

（十七）大力推广生态修复类新能源项目。坚持生态优先，科学评价新能源项目生态环境影响和效益，研究出台光伏治沙等生态修复类新能源项目设计、施工、运维等标准规范，支持在石漠化、荒漠化土地以及采煤沉陷区等矿区开展具有生态环境保护和修复效益的新能源项目。

（十八）助力农村人居环境整治提升。因地制宜推动生物质能、地热能、太阳能供暖，在保障能源安全稳定供应基础上有序开展新能源替代散煤行动，促进农村清洁取暖、农业清洁生产。深入推进秸秆综合利用和畜禽粪污资源化利用。制定符合生物质燃烧特性的专用设备技术标准，推广利用生物质成型燃料。

七、完善支持新能源发展的财政金融政策

（十九）优化财政资金使用。加强央地联动，按照以收定支原则用好可再生能源发展基金。全面落实税务部门征收可再生能源发展基金的有关要求，确保应收尽收。利用好现有资金渠道支持新能源发展。研究将新能源领域符合条件的公

益性建设项目纳入地方政府债券支持范围。

（二十）完善金融相关支持措施。在依法合规、风险可控、商业可持续前提下，金融机构可以自主确定是否对已纳入可再生能源发电补贴清单的项目发放补贴确权贷款，金融机构和企业可自主协商确定贷款金额、期限、利率、还款计划等。充分发挥电网企业融资优势，积极拓展资金来源，推动可再生能源发电延续补贴资金年度收支平衡。支持符合条件的金融机构提供绿色资产支持（商业）票据、保理等创新方案，解决新能源企业资金需求。

（二十一）丰富绿色金融产品服务。合理界定新能源绿色金融项目的信用评级标准和评估准入条件。加大绿色债券、绿色信贷对新能源项目的支持力度。研究探索将新能源项目纳入基础设施不动产投资信托基金（REITs）试点支持范围。支持将符合条件的新能源项目温室气体核证减排量纳入全国碳排放权交易市场进行配额清缴抵销。

国家能源局综合司关于积极推动新能源发电项目 能并尽并、多发满发有关工作的通知

国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

今年以来，我国电力、煤炭消费较快增长，电力供需持续偏紧。加快风电、光伏发电项目建设并网，增加清洁电力供应，既有利于缓解电力供需紧张形势，也有利于助力完成能耗双控目标，促进能源低碳转型。为进一步做好2021年度新能源发电项目并网接入工作，现将有关事项明确如下。

一、请各电网企业按照“能并尽并”原则，对具备并网条件的风电、光伏发电项目，切实采取有效措施，保障及时并网。

二、请各电网企业按照“多发满发”原则，严格落实优先发电制度，加强科学调度，优化安排系统运行方式，实现新能源发电项目多发满发，进一步提高电力供应能力。

三、请各单位加大统筹协调力度，加快风电、光伏发电项目配套接网工程建设，与新能源发电项目建设做好充分衔接，保障同步投运。

四、请各单位科学组织力量，优化工作流程，合理安排工期，在确保安全生产的前提下，做好各项工作，为能源电力供应发挥积极作用。

国家能源局综合司

2021年10月15日

国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于做好新能源 配套送出工程建设有关事项的通知

（发改办运行〔2021〕445号）

各省、自治区、直辖市发展改革委、经信委（工信委、工信厅、经信厅、工信局）、能源局，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：

在碳达峰、碳中和目标背景下，风电、光伏发电装机将快速增长，并网消纳成为越来越重要的条件。为更好推动我国能源转型，满足新能源快速增长需求，避免风电、光伏发电等电源送出工程成为制约新能源发展的因素，现就有关事项通知如下：

一、高度重视电源配套送出工程对新能源并网的影响。为努力实现碳达峰、碳中和目标，需要进一步加快发展风电、光伏发电等非化石能源。新能源机组和配套送出工程建设不同步将影响新能源并网消纳，各地和有关企业要高度重视新能源配套工程建设，采取切实行动，尽快解决并网消纳矛盾，满足快速增长的并网消纳需求。

二、加强电网和电源规划统筹协调。统筹资源开发条件和电源送出通道，科学合理选取新能源布点，做好新能源与配套送出工程的统一规划；考虑规划整体性和运行需要，优先电网企业承建新能源配套送出工程，满足新能源并网需求，确保送出工程与电源建设的进度相匹配；结合不同工程特点和建设周期，衔接好网源建设进度，保障风电、光伏发电等电源项目和配套送出工程同步规划、同步核准、同步建设、同步投运，做到电源与电网协同发展。

三、允许新能源配套送出工程由发电企业建设。对电网企业建设有困难或规划建设时序不匹配的新能源配套送出工程，允许发电企业投资建设，缓解新能源快速发展并网消纳压力。发电企业建设配套送出工程应充分进行论证，并完全自

愿，可以多家企业联合建设，也可以一家企业建设，多家企业共享。

四、做好配套工程回购工作。发电企业建设的新能源配套工程，经电网企业与发电企业双方协商同意，可在适当时机由电网企业依法依规进行回购。

五、确保新能源并网消纳安全。投资建设承建主体转变仅涉及产权变化，调度运行模式保持不变。各投资主体应做好配套送出工程的运行维护工作，确保系统安全运行。

请各地高度重视新能源并网消纳工作，会同相关电网、发电企业，科学规划，加强监管，简化核准或备案手续，规范程序，合理确定承建主体，尽量缩短时间，以满足新能源高质量发展需要。

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2021年5月31日

国家发展改革委、国家能源局、财政部、自然资源部、生态环境部、住房和城乡建设部、农业农村部、中国气象局、国家林业和草原局关于印发《“十四五”可再生能源发展规划》的通知

(发改能源〔2021〕1445号)

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、财政厅、自然资源厅、生态环境厅、住房和城乡建设厅、农业农村厅、气象局、林业和草原局，国家能源局各派出机构，有关中央企业：

为深入贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略，落实碳达峰、碳中和目标，推动可再生能源产业高质量发展，根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》和《“十四五”现代能源体系规划》有关要求，我们组织编制了《“十四五”可再生能源发展规划》。现印发给你们，请遵照执行。

国家发展改革委

国家能源局

财政部

自然资源部

生态环境部

住房和城乡建设部

农业农村部

中国气象局

国家林业和草原局

2021年10月21日

附件：

“十四五”可再生能源发展规划（发布稿）

前 言

当前，全球新一轮能源革命和科技革命深度演变、方兴未艾，大力发展可再生能源已经成为全球能源转型和应对气候变化的重大战略方向和一致宏大行动。加快发展可再生能源、实施可再生能源替代行动，是推进能源革命和构建清洁低碳、安全高效能源体系的重大举措，是保障国家能源安全的必然选择，是我国生态文明建设、可持续发展的客观要求，是构建人类命运共同体、践行应对气候变化自主贡献承诺的主导力量。

“十四五”时期是我国全面建成小康社会、实现第一个百年奋斗目标之后，乘势而上开启全面建设社会主义现代化国家新征程、向第二个百年奋斗目标进军的第一个五年，也是推动能源绿色低碳转型、落实应对气候变化国家自主贡献目标的攻坚期，我国可再生能源将进入全新的发展阶段。按照《中华人民共和国可再生能源法》要求，根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》和《“十四五”现代能源体系规划》，制订本规划。

一、发展基础和发展形势

（一）可再生能源发展取得显著成就。

“十三五”期间，我国可再生能源实现跨越式发展，装机规模、利用水平、技术装备、产业竞争力迈上新台阶，取得了举世瞩目的成就，为可再生能源进一步高质量发展奠定了坚实基础。

开发规模持续扩大。截至 2020 年底，我国可再生能源发电装机达到 9.34 亿千瓦，占发电总装机的 42.5%，风电、光伏发电、水电、生物质发电装机分别达到 2.8、2.5、3.4、0.3 亿千瓦，连续多年稳居世界第一。

利用水平显著提升。2020 年我国可再生能源利用总量达 6.8 亿吨标准煤，占一次能源消费总量的 13.6%。其中，可再生能源发电量 2.2 万亿千瓦时，占全部

发电量的 29.1%，主要流域水电、风电、光伏发电利用率分别达到 97%、97%、98%；可再生能源非电利用量约 5000 万吨标准煤。

技术水平不断提高。水电具备百万千瓦级水轮机组自主设计制造能力，特高坝和大型地下洞室设计施工能力世界领先。陆上低风速风电技术国际一流，海上大容量风电机组技术保持国际同步。光伏技术快速迭代，多次刷新电池转换效率世界纪录，量产单晶硅、多晶硅电池平均转换效率分别达到 22.8%和 20.8%。

产业优势持续增强。水电产业优势明显，我国已成为全球水电建设的中坚力量。风电产业链完整，7 家风电整机制造企业位列全球前十。光伏产业占据全球主导地位，多晶硅、硅片、电池片和组件分别占全球产量的 76%、96%、83%和 76%。全产业链集成制造有力推动我国可再生能源装备制造成本持续下降、国际竞争力持续增强。

政策体系日益完善。以可再生能源法为基础，可再生能源发电全额保障性收购管理办法出台，可再生能源电力消纳保障机制稳步实施，市场化竞争性配置有序推进，监测预警机制逐步完善，事中事后监管进一步加强，稳定了市场预期，调动了各类市场主体的积极性。

但也应该看到，虽然可再生能源发电增长较快，但在能源消费增量中的比重还低于国际平均水平；可再生能源规模化发展和高效消纳利用的矛盾仍然突出，新型电力系统亟待加快构建；制造成本下降较快，但非技术成本仍相对较高；可再生能源非电利用发展相对滞后；保障可再生能源高质量发展的体制机制有待进一步健全完善。

（二）可再生能源发展面临新形势。

“十四五”及今后一段时期是世界能源转型的关键期，全球能源将加速向低碳、零碳方向演进，可再生能源将逐步成长为支撑经济社会发展的主力能源；我国将坚决落实碳达峰、碳中和目标任务，大力推进能源革命向纵深发展，我国可再生能源发展正处于大有可为的战略机遇期。

从国际看，大力发展可再生能源成为全球能源革命和应对气候变化的主导方向和一致行动。全球能源转型进程明显加快，以风电、光伏发电为代表的新能源

呈现性能快速提高、经济性持续提升、应用规模加速扩张态势，形成了加快替代传统化石能源的世界潮流。过去五年，全球新增发电装机中可再生能源约占 70%，全球新增发电量中可再生能源约占 60%。各主要国家和地区纷纷提高应对气候变化自主贡献力度，进一步催生可再生能源大规模阶跃式发展新动能，推动可再生能源成为全球能源低碳转型的主导方向，预计 2050 年全球 80%左右的电力消费来自可再生能源。科技创新高度活跃，新一代信息技术、新材料技术为可再生能源高效发展提供有力支撑，储能技术、精准天气预测技术、柔性输电技术、可中断工业负荷技术等持续进步，可再生能源与信息、交通、建筑等领域交叉融合，为可再生能源发展开辟了更加广阔的前景。能源系统形态加速迭代演进，分散化、扁平化、去中心化的趋势特征日益明显，传统能源生产和消费之间的界限逐步打破，为可再生能源营造了更加开放多元的发展环境。

从国内看，我国可再生能源发展面临新任务新要求，机遇前所未有，高质量跃升发展任重道远。我国经济长期向好，能源需求仍将持续增长，发展可再生能源是增强国家能源安全保障能力、逐步实现能源独立的必然选择。按照 2035 年生态环境根本好转、美丽中国建设目标基本实现的远景目标，发展可再生能源是我国生态文明建设、可持续发展的客观要求。我国承诺二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值、努力争取 2060 年前实现碳中和，明确 2030 年风电和太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上，对可再生能源发展提出了新任务、新要求。作为碳减排的重要举措，我国可再生能源将加快步入跃升发展新阶段，实现对化石能源的加速替代，成为积极应对气候变化、构建人类命运共同体的主导力量。我国风电和光伏发电技术持续进步、竞争力不断提升，正处于平价上网的历史性拐点，迎来成本优势凸显的重大机遇，将全面进入无补贴平价甚至低价市场化发展新时期。同时，我国可再生能源发展面临既要大规模开发、又要高水平消纳、更要保障电力安全可靠供应等多重挑战，必须加大力度解决高比例消纳、关键技术创新、稳定性可靠性等关键问题，可再生能源高质量发展的任务艰巨而繁重。

综合判断，“十四五”时期我国可再生能源将进入高质量跃升发展新阶段，呈现新特征：一是大规模发展，在跨越式发展基础上，进一步加快提高发电装机占

比；二是高比例发展，由能源电力消费增量补充转为增量主体，在能源电力消费中的占比快速提升；三是市场化发展，由补贴支撑发展转为平价低价发展，由政策驱动发展转为市场驱动发展；四是高质量发展，既大规模开发、也高水平消纳、更保障电力稳定可靠供应。我国可再生能源将进一步引领能源生产和消费革命的主流方向，发挥能源绿色低碳转型的主导作用，为实现碳达峰、碳中和目标提供主力支撑。

二、指导方针和发展目标

（一）指导思想。

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届历次全会精神，完整、准确、全面贯彻新发展理念，深入实施能源安全新战略，坚持稳中求进工作总基调，锚定碳达峰、碳中和目标，以高质量跃升发展为主题，以提质增效为主线，以改革创新为动力，坚持可再生能源优先发展、大力发展不动摇，以区域布局优化发展、以重大基地支撑发展、以示范工程引领发展、以行动计划落实发展，实施可再生能源替代行动，提高可再生能源消纳和存储能力，巩固提升可再生能源产业核心竞争力，加快构建新型电力系统，促进可再生能源大规模、高比例、市场化、高质量发展，有效支撑清洁低碳、安全高效的能源体系建设。

（二）基本原则。

坚持创新驱动。把创新作为可再生能源发展的根本动力，着力推动可再生能源技术进步、成本下降、效率提升、体制完善，加快培育可再生能源新技术、新模式、新业态，持续提升可再生能源产业链供应链现代化水平，巩固提升可再生能源产业创新力和竞争力。

坚持多元迭代。优化发展方式，坚持集中式与分布式并举、陆上与海上并举、就地消纳与外送消纳并举、单品种开发与多品种互补并举、单一场景与综合场景并举，构建可再生能源多能互补、因地制宜、多元迭代发展新局面。

坚持系统观念。统筹电源与电网、可再生能源与传统化石能源、可再生能源开发与消纳的关系，加快构建新型电力系统，提升可再生能源消纳和存储能力，

实现能源绿色低碳转型与安全可靠供应相统一。

坚持市场主导。落实“放管服”改革，健全市场机制，破除市场壁垒，营造公平开放、充分竞争的市场环境，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，调动全社会开发利用可再生能源的积极性，不断提升可再生能源自我发展、自主发展能力。

坚持生态优先。践行绿水青山就是金山银山的发展理念，把生态环境保护摆到更加突出的位置，贯穿到可再生能源规划建设全过程，充分发挥可再生能源的生态环境效益和生态治理效益，推动可再生能源开发利用与生态环境保护协调发展、相得益彰。

坚持协同融合。加强可再生能源与国土、环保、水利、财税、金融等政策协同，形成促进新时代可再生能源高质量发展的强大合力，推动可再生能源与新兴技术、新型城镇化、乡村振兴、新基建等深度融合，不断拓展可再生能源发展新领域、新场景。

（三）发展目标。

1. 2035 年远景目标

展望 2035 年，我国将基本实现社会主义现代化，碳排放达峰后稳中有降，在 2030 年非化石能源消费占比达到 25%左右和风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上的基础上，上述指标均进一步提高。可再生能源加速替代化石能源，新型电力系统取得实质性成效，可再生能源产业竞争力进一步巩固提升，基本建成清洁低碳、安全高效的能源体系。

2. “十四五”可再生能源发展主要目标锚定碳达峰、碳中和与 2035 年远景目标，按照 2025 年非化石能源消费占比 20%左右任务要求，大力推动可再生能源发电开发利用，积极扩大可再生能源非电利用规模，“十四五”主要发展目标是：

——可再生能源总量目标。2025 年，可再生能源消费总量达到 10 亿吨标准煤左右。“十四五”期间，可再生能源在一次能源消费增量中占比超过 50%。

——可再生能源发电目标。2025 年，可再生能源年发电量达到 3.3 万亿千瓦小时左右。“十四五”期间，可再生能源发电量增量在全社会用电量增量中的占比超

过 50%，风电和太阳能发电量实现翻倍。

——可再生能源电力消纳目标。2025 年，全国可再生能源电力总量消纳责任权重达到 33%左右，可再生能源电力非水电消纳责任权重达到 18%左右，可再生能源利用率保持在合理水平。

——可再生能源非电利用目标。2025 年，地热能供暖、生物质供热、生物质燃料、太阳能热利用等非电利用规模达到 6000 万吨标准煤以上。

专栏 1 2025 年可再生能源开发利用主要目标				
类别	单位	2020 年	2025 年	属性
1 可再生能源发电利用				
1.1 可再生能源电力总量消纳责任权重	%	28.8	33	预期性
1.2 非水电可再生能源电力消纳责任权重	%	11.4	18	预期性
1.3 可再生能源发电量	万亿千瓦时	2.21	3.3	预期性
2 可再生能源非电利用	万吨	—	6000	预期性
3 可再生能源利用总量	亿吨标准煤	6.8	10	预期性

三、优化发展方式，大规模开发可再生能源

坚持生态优先、因地制宜、多元融合发展，在“三北”地区优化推动风电和光伏发电基地化规模化开发，在西南地区统筹推进水风光综合开发，在中东南部地区重点推动风电和光伏发电就地就近开发，在东部沿海地区积极推进海上风电集群化开发，稳步推动生物质能多元化开发，积极推动地热能规模化开发，稳妥推进海洋能示范化开发。

（一）大力推进风电和光伏发电基地化开发。

在风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续规模化开发条件的地区，着力提升新能源就地消纳和外送能力，重点建设新疆、黄河上游、河西走廊、黄河几字弯、冀北、松辽、黄河下游新能源基地和海上风电基地集群。

统筹推进陆上风电和光伏发电基地建设。发挥区域市场优势，主要依托省级

和区域电网消纳能力提升，创新开发利用方式，推进松辽、冀北、黄河下游等以就地消纳为主的大型风电和光伏发电基地建设。利用省内省外两个市场，依托既有和新增跨省跨区输电通道、火电“点对网”外送通道，推动光伏治沙、可再生能源制氢和多能互补开发，重点建设新疆、黄河上游、河西走廊、黄河几字弯等新能源基地。

加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电太阳能发电基地。以风光资源为依托、以区域电网为支撑、以输电通道为牵引、以高效消纳为目标，统筹优化风电光伏布局和支撑调节电源，在内蒙古、青海、甘肃等西部北部沙漠、戈壁、荒漠地区，加快建设一批生态友好、经济优越、体现国家战略和国家意志的大型风电光伏基地项目。依托已建跨省区输电通道和火电“点对网”输电通道，重点提升存量输电通道输电能力和新能源电量占比，多措并举增配风电光伏基地。依托“十四五”期间建成投产和开工建设重点输电通道，按照新增通道中可再生能源电量占比不低于50%的要求，配套建设风电光伏基地。依托“十四五”期间研究论证输电通道，规划建设风电光伏基地。创新发展方式和应用模式，建设一批就地消纳的风电光伏项目。发挥区域电网内资源时空互济能力，统筹区域电网调峰资源，打破省际电网消纳边界，加强送受两端协调，保障大型风电光伏基地消纳。

专栏2 “十四五”重大陆上新能源基地

01 新疆新能源基地

结合哈密-郑州、准东-皖南特高压通道输电能力提升和哈密-重庆新规划外送通道建设，统筹本地消纳和外送消纳，在北疆以风电为主建设千万千瓦级的新能源基地；在南疆以光伏为主建设千万千瓦级的新能源基地，探索光伏治沙等新发展方式；在东疆风电、光伏发电、光热发电相结合，建设千万千瓦级新能源基地。

02 黄河上游新能源基地

发挥黄河上游水电调节优势，重点在青海海西州、海南州等地区统筹推进光伏发电和风电基地化开发。在甘肃庆阳、白银等地区建设千万千瓦级风电光伏基地。

专栏2 “十四五”重大陆上新能源基地	
03 河西走廊新能源基地	依托甘肃省内新能源消纳能力和酒泉-湖南特高压直流输电能力提升，有序推进酒泉风电基地二期后续风电项目建设，重点在河西地区新增布局若干个百万千瓦级的新能源基地。
04 黄河几字弯新能源基地	依托宁夏-浙江、宁东-山东、上海庙-山东、蒙西-天津南、陕北-湖北等跨省跨区输电通道，结合黄河流域生态保护和高质量发展，有序推进配套新能源基地开发建设，推动传统能源基地向综合绿色能源基地转型，形成辐射地域广阔的新能源基地集群。重点在内蒙古西部阿拉善、巴彦淖尔、鄂尔多斯、包头，陕西榆林、延安、渭南，山西大同、忻州、朔州、运城，宁夏北部和东部地区布局建设新能源基地。
05 冀北新能源基地	切实提高锡盟-山东、锡盟-泰州、张北-雄安等既有输电通道利用率和新能源电量占比，加快推进张家口可再生能源示范区建设，重点在张家口、承德、乌兰察布、锡盟等地区布局一批百万千瓦级新能源基地。“十四五”期间，重点推进河北地区张家口可再生能源示范区、承德风电基地三期建设；推进内蒙古锡盟特高压通道和火电“点对网”通道增配新能源基地建设，继续推进乌兰察布风电基地建设。
06 松辽新能源基地	推进黑龙江大庆可再生能源综合应用示范区建设和哈尔滨、佳木斯等地区新能源基地建设；在吉林结合本地负荷增长、扎鲁特-青州特高压通道外送能力提升等，推动白城、松原、四平新能源基地（陆上风光三峡）开发建设；在辽西北铁岭、朝阳、阜新等地区结合工矿废弃土地修复、乡村振兴及光伏治沙开展新能源项目建设；在蒙东地区结合通辽、赤峰本地负荷增长以及扎鲁特-青州输电通道外送能力提升，推动新能源基地建设。
07 黄河下游绿色能源廊道	在河南、山东的黄河下游干支流及周边区域，集中规划实施一批风电、光伏
专栏2 “十四五”重大陆上新能源基地	
	发电规模化应用工程。在河南洛阳、新乡、商丘、平顶山等地区重点推进风电开发；在山东滨州、潍坊等鲁北地区利用丰富的盐碱滩涂地等未利用土地资源，推动新能源与储能等融合发展。

有序推进海上风电基地建设。开展省级海上风电规划制修订，同步开展规划环评，优化近海海上风电布局，鼓励地方政府出台支持政策，积极推动近海海上风电规模化发展。开展深远海海上风电规划，完善深远海海上风电开发建设管理，推动深远海海上风电技术创新和示范应用，探索集中送出和集中运维模式，积极推进深远海海上风电降本增效，开展深远海海上风电平价示范。探索推进具有海上能源资源供给转换枢纽特征的海上能源岛建设示范，建设海洋能、储能、制氢、海水淡化等多种能源资源转换利用一体化设施。加快推动海上风电集群化开发，重点建设山东半岛、长三角、闽南、粤东和北部湾五大海上风电基地。

专栏3 “十四五”海上风电开发建设重点	
01	<p>海上风电基地集群</p> <p>推动山东半岛、长三角、闽南、粤东、北部湾等千万千瓦级海上风电基地开发建设，推进一批百万千瓦级的重点项目集中连片开发，结合基地开发建设推进深远海海上风电平价示范和海上能源岛示范工程。</p>
02	<p>深远海海上风电平价示范</p> <p>推进漂浮式风电机组基础、远海柔性直流输电技术创新和示范应用，力争“十四五”期间开工建设我国首个漂浮式商业化海上风电项目。在广东、广西、福建、山东、江苏、浙江、上海等资源建设和条件好的区域，结合基地项目建设，推动一批百万千瓦级深远海海上风电示范工程开工建设，2025年前力争建成一至两个平价海上风电场工程。</p>
专栏3 “十四五”海上风电开发建设重点	
03	<p>海上能源岛示范</p> <p>结合山东半岛、长三角、闽南、粤东和北部湾等重点风电基地开发，融合区域储能、海水淡化、海洋养殖等发展需求，在基地内或附近配套建设1~2个海上能源岛示范工程。</p>
04	<p>海上风电与海洋油气田深度融合发展示范</p> <p>统筹海上风电与油气田开发，形成海上风电与油气田区域电力系统互补供电模式，逐步实现海上风电与海洋油气产业融合发展。</p>

(二)积极推进风电和光伏发电分布式开发。积极推动风电分布式就近开发。在工业园区、经济开发区、油气矿区及周边地区,积极推进风电分散式开发。重点推广应用低风速风电技术,合理利用荒山丘陵、沿海滩涂等土地资源,在符合区域生态环境保护要求的前提下,因地制宜推进中东南部风电就地就近开发。创新风电投资建设模式和土地利用机制,实施“千乡万村驭风行动”,大力推进乡村风电开发。积极推进资源优质地区老旧风电机组升级改造,提升风能利用效率。

大力推动光伏发电多场景融合开发。全面推进分布式光伏开发,重点推进工业园区、经济开发区、公共建筑等屋顶光伏开发利用行动,在新建厂房和公共建筑积极推进光伏建筑一体化开发,实施“千家万户沐光行动”,规范有序推进整县(区)屋顶分布式光伏开发,建设光伏新村。积极推进“光伏+”综合利用行动,鼓励农(牧)光互补、渔光互补等复合开发模式,推动光伏发电与5G基站、大数据中心等信息产业融合发展,推动光伏在新能源汽车充电桩、铁路沿线设施、高速公路服务区及沿线等交通领域应用,因地制宜开展光伏廊道示范。推进光伏电站开发建设,优先利用采煤沉陷区、矿山排土场等工矿废弃土地及油气矿区建设光伏电站。积极推动老旧光伏电站技改升级行动,提升发电效益。

专栏 4 风电和光伏发电分布式开发	
01 城镇屋顶光伏行动	重点推动可利用屋顶面积充裕、电网接入和消纳条件好的政府大楼、交通枢纽、学校医院、工业园区等建筑屋顶，发展“自发自用、余电上网”的分布式光伏发电，提高建筑屋顶分布式光伏覆盖率。“十四五”期间，新建工业园区、新增大型公共建筑分布式光伏安装率达到 50%以上。
02 “光伏+”综合利用行动	推动农光互补、渔光互补等光伏发电复合开发，在新能源汽车充电桩、高速铁路沿线设施、高速公路服务区等交通领域和 5G 基站、数据中心等信息产业领域推动“光伏+”综合利用。
03 千乡万村驭风行动	以县域为单元大力推动乡村风电建设，推动 100 个左右的县、10000 个左右的行政村乡村风电开发。
04 千家万户沐光行动	结合乡村振兴战略，统筹农村具备条件的屋顶或统筹安排村集体集中场地开展分布式光伏建设，建成 1000 个左右光伏示范村。
05 新能源电站升级改造行动	在风光资源禀赋优越区域，推进已达或临近寿命期的风电和光伏发电设备退役改造，提升装机容量、发电效率和电站经济性。因地制宜推进受环保约束与经济性提升要求需提早退役的风电机组和光伏电站升级改造，理顺相关政策与管理机制，推动有序发展。
06 光伏廊道示范	重点利用铁路边坡、高速公路、主干渠道、园区道路和农村道路两侧用地范围外的空闲土地资源，推进分布式光伏或小型集中式光伏开发建设，拓展光伏应用场景，推进光伏发电与生态环保、文化旅游相结合。
专栏 4 风电和光伏发电分布式开发	
伏应用场景，推进光伏发电与生态环保、文化旅游相结合。	

（三）统筹推进水风光综合基地一体化开发。

科学有序推进大型水电基地建设。推进前期工作，实施雅鲁藏布江下游水电开发。做好金沙江中上游等主要河流战略性工程和控制性水库的勘测设计工作，按照生态优先、统筹考虑、适度开发、确保底线原则，进一步优化工程建设方案。积极推动金沙江岗托、奔子栏、龙盘，雅砻江牙根二级，大渡河丹巴等水电站前期工作。推动工程建设，实现金沙江乌东德、白鹤滩，雅砻江两河口等水电站按

期投产；推进金沙江拉哇、大渡河双江口等水电站建设；重点开工建设金沙江旭龙、雅砻江孟底沟、黄河羊曲等水电站。落实网源衔接，推进白鹤滩送电江苏、浙江输电通道建成投产，推进金沙江上游送电湖北等水电基地外送输电通道开工建设。加强四川等地的电网网架结构，提升丰水期通道输电能力，保障水电丰水期送出。

积极推进大型水电站优化升级，发挥水电调节潜力。充分发挥水电既有调峰潜力，在保护生态的前提下，进一步提升水电灵活调节能力，支撑风电和光伏发电大规模开发。在中东部及西部地区，适应新能源的大规模发展，对已建、在建水电机组进行增容改造。科学推进金沙江、雅砻江、大渡河、乌江、红水河、黄河上游等主要水电基地扩机。

做好生态环境保护与移民安置。继续做好水电规划环境影响评价和项目环境影响评价，加强保护措施效果跟踪监测，推进环境影响跟踪评价，持续改进和提升生态环境保护措施及其运行效果。建立健全移民、地方、企业共享水电开发利益的长效机制，充分发挥水电开发的经济效益和社会效益，推动库区发展、移民收益与电站效益结合，增强库区发展动力，构筑水电开发共建、共享、共赢的新局面。

依托西南水电基地统筹推进水风光综合基地开发建设。做好主要流域周边风能、太阳能资源勘查，依托已建成水电、“十四五”期间新投产水电调节能力和水电外送通道，推进“十四五”期间水风光综合基地统筹开发。针对前期和规划水电项目，按照建设水风光综合基地为导向，统筹进行水风光综合开发前期工作。统筹水电和新能源开发时序，做好风电和光伏发电开发及电网接入，明确风电和光伏发电消纳市场，完善水风光综合基地的资源开发、市场交易和调度运行机制，推进川滇黔桂、藏东南水风光综合基地开发建设。

专栏5 “十四五”水风光综合基地	
01 川滇黔桂水风光综合基地	依托水电调节能力及外送通道，重点推进金沙江上游川藏段（四川侧）和川滇段、金沙江中下游、大渡河、雅砻江、乌江、红水河等水风光基地综合开发。
02 藏东南水风光综合基地	“十四五”期间，重点推进金沙江上游川藏段（西藏侧）、雅鲁藏布江下游等水风光基地综合开发。中长期依托西藏地区水电大规模开发，持续推进西藏主要流域水风光综合基地规划论证和统筹建设。

（四）稳步推进生物质能多元化开发。

稳步发展生物质发电。优化生物质发电开发布局，稳步发展城镇生活垃圾焚烧发电，有序发展农林生物质发电和沼气发电，探索生物质发电与碳捕集、利用与封存相结合的发展潜力和示范研究。有序发展生物质热电联产，因地制宜加快生物质发电向热电联产转型升级，为具备资源条件的县城、人口集中的乡村提供民用供暖，为中小工业园区集中供热。开展生物质发电市场化示范，完善区域垃圾焚烧处理收费制度，还原生物质发电环境价值。

积极发展生物质能清洁供暖。合理发展以农林生物质、生物质成型燃料等为主的生物质锅炉供暖，鼓励采用大中型锅炉，在城镇等人口聚集区进行集中供暖，开展农林生物质供暖供热示范。在大气污染防治非重点地区乡村，可按照就地取材原则，因地制宜推广户用成型燃料炉具供暖。

加快发展生物天然气。在粮食主产区、林业三剩物富集区、畜禽养殖集中区等种植养殖大县，以县域为单元建立产业体系，积极开展生物天然气示范。统筹规划建设年产千万立方米级的生物天然气工程，形成并入城市燃气管网以及车辆用气、锅炉燃料、发电等多元应用模式。

大力发展非粮生物质液体燃料。积极发展纤维素等非粮燃料乙醇，鼓励开展醇、电、气、肥等多联产示范。支持生物柴油、生物航空煤油等领域先进技术装备研发和推广使用。

专栏 6 生物质能多元化开发
01 生物天然气示范
专栏 6 生物质能多元化开发
在河北、山东、河南、安徽、内蒙古、吉林、新疆等有机废弃物丰富、禽畜粪污处理紧迫、用气需求量大的区域，开展生物天然气示范县建设，每县推进 1~3 个年产千万立方米级的生物天然气工程，带动农村有机废弃物处理、有机肥生产和消费、清洁燃气利用的循环产业体系建立。
02 生物质发电市场化示范
在长三角、珠三角等经济发达、垃圾处理收费基础好的地区优先试点，开展生活垃圾焚烧发电市场化运行示范，示范区内新核准垃圾焚烧发电项目上网电价参考当地燃煤发电基准价实行竞争性电价机制。
03 生物质能清洁供暖示范
在华北、东北、华中等乡村地区开展生物质能清洁供暖试点示范，坚持因地制宜，推广“生物质成型燃料+户用炉具”、集中式生物质锅炉供暖等不同类型应用。

(五) 积极推进地热能规模化开发。

积极推进中深层地热能供暖制冷。结合资源情况和市场需求，在北方地区大力推进中深层地热能供暖，因地制宜选择“取热不耗水、完全同层回灌”或“密封式、井下换热”技术，最大程度减少对地下土壤、岩层和水体的干扰。探索新型管理技术和市场运营模式，鼓励采取地热区块整体开发方式，推广“地热能+”多能互补的供暖形式。推动中深层地热能供暖集中规划、统一开发，鼓励开展地热能与旅游业、种养殖业及工业等产业的综合利用。加强中深层地热能制冷研究，积极探索东南沿海中深层地热能制冷技术应用。

全面推进浅层地热能开发。重点在具有供暖制冷双需求的华北平原、长江经济带等地区，优先发展土壤源热泵，积极发展再生水源热泵，适度发展地表水源热泵，扩大浅层地热能开发利用规模。满足南方地区不断增长的供暖需求，大力推进云贵等高寒地区地热能开发利用。

有序推动地热能发电发展。在西藏、青海、四川等地区推动高温地热能发电发展，支持干热岩与增强型地热能发电等先进技术示范。在东中部等中低温地热

资源富集地区，因地制宜推进中低温地热能发电。支持地热能发电与其他可再生能源一体化发展。

专栏 7 地热能规模化开发重点	
01 中深层地热能开发	大力推进华北平原、汾渭平原、松辽平原、鄂尔多斯盆地等地区水热型地热供暖开发，重点推动河南千万平方米级中深层地热供暖规模化利用。鼓励利用不同地热资源品位，开展中深层地热能供暖利用模式和应用范围示范，探索有利于地热能开发利用的新型管理技术和市场运营模式。
02 浅层地热能开发	在满足土壤热平衡情况下，积极采用地埋管地源热泵供暖供冷；在确保 100% 回灌的前提下，积极稳妥推广地下水源热泵供暖供冷；对地表水资源丰富的长江中下游区域，积极发展地表水源热泵供暖供冷；大力推进云贵高寒地区地热能利用。在京津冀鲁豫以及长江流域地区，结合供暖（制冷）需求因地制宜推进浅层地热能开发，推进浅层地热能集群化利用示范。

（六）稳妥推进海洋能示范化开发。

稳步发展潮汐能发电。优先支持具有一定工作基础、站址优良的潮汐能电站建设，推动万千瓦级潮汐能示范电站建设。开展潟湖式、动态潮汐能技术等环境友好型新型潮汐能技术示范，开展具备综合利用前景的潮汐能综合开发工程示范。

开展潮流能和波浪能示范。继续实施潮流能示范工程，积极推进兆瓦级潮流能发电机组应用，开展潮流能独立供电示范应用。探索推进波浪能发电示范工程建设，推动多种形式的波浪能发电装置应用。

探索开发海岛可再生能源。结合“生态岛礁”工程，选择有电力需求、可再生能源资源丰富的海岛，开展海岛可再生能源多能互补示范，探索海洋能在海岛多能互补电力系统的推广应用。

四、促进存储消纳，高比例利用可再生能源

加快建设可再生能源存储调节设施，强化多元化智能化电网基础设施支撑，提升新型电力系统对高比例可再生能源的适应能力。加强可再生能源发电终端直接利用，扩大可再生能源多元化非电利用规模，推动可再生能源规模化制氢利用，

促进乡村可再生能源综合利用，多措并举提升可再生能源利用水平。

(一) 提升可再生能源存储能力。

加快推进抽水蓄能电站建设。开展各省（区、市）抽水蓄能电站需求论证，积极开展省级抽水蓄能资源调查行动，明确抽水蓄能电站的建设规模和布局，编制全国新一轮抽水蓄能中长期规划。大力推动项目建设，实现丰宁、长龙山等在建抽水蓄能电站按期投产；加快已纳入规划、条件成熟的大型抽水蓄能电站开工建设；加快纳入全国抽水蓄能电站中长期规划项目前期工作并力争开工。在新能源快速发展地区，因地制宜开展灵活分散的中小型抽水蓄能电站示范，扩大抽水蓄能发展规模。

专栏 8 “十四五”抽水蓄能电站开发建设重点	
01 重点开工抽水蓄能项目	<p>已批复电站：华北电网区域的河北滦平、徐水、灵寿，内蒙古美岱、乌海，山东泰安二期，山西浑源；东北电网区域的辽宁庄河、大雅河，黑龙江尚志；华东电网区域的浙江磐安、泰顺、天台、建德、桐庐，安徽桐城、宁国、岳西、石台、霍山，江苏连云港，福建云霄；华中电网区域的江西奉新、洪屏二期，河南鲁山，湖北大幕山、平坦原、紫云山，湖南安化；西南电网区域的重庆栗子湾；西北电网区域的甘肃昌马，青海哇让，宁夏牛首山；南方电网区域的广西南宁，贵州贵阳（石厂坝）、黔南（黄丝），海南羊林。</p> <p>中长期规划电站：依据全国抽水蓄能电站中长期规划，积极推进纳规项目前期工作，加快推进具备条件的项目开工建设。</p>
02 抽水蓄能资源调查行动	<p>坚持生态优先，避让生态保护红线、天然林和基本草原等管控因素，加大抽水蓄能电站选点工作力度，选择地形条件、工程地质、水文泥沙等建设条件合适、距高比等关键经济指标合理的抽水蓄能站点，按照能纳尽纳的原则，纳入中长期抽水蓄能发展规划。</p>
03 中小型抽水蓄能示范	<p>统筹大规模电力送受、新能源渗透率不断提高等因素，在中东南部地区利用已建成的山谷水库和沿岸山顶地势，试点推进灵活分散的中小型抽水蓄能电站建设，提升区域新能源电力消纳能力。研究探索利用矿井等开展中小型抽水蓄能电站布局。</p>

推进黄河上游梯级电站大型储能试点项目建设。开展黄河上游梯级电站大型

储能项目研究，解决工程技术问题，提升开发建设经济性。探索新能源发电抽水与梯级储能电站、流域梯级水电站的联合运行，创新运行机制。充分利用黄河上游已建成梯级水电站调节库容，推进龙羊峡-拉西瓦河段百万千瓦级梯级电站大型储能试点项目建设，支撑青海省新能源消纳和外送。

有序推进长时储热型太阳能热发电发展。推进关键核心技术攻关，推动太阳能热发电成本明显下降。在青海、甘肃、新疆、内蒙古、吉林等资源优质区域，发挥太阳能热发电储能调节能力和系统支撑能力，建设长时储热型太阳能热发电项目，推动太阳能热发电与风电、光伏发电基地一体化建设运行，提升新能源发电的稳定性可靠性。

推动其他新型储能规模化应用。明确新型储能独立市场主体地位，完善储能参与各类电力市场的交易机制和技术标准，发挥储能调峰调频、应急备用、容量支撑等多元功能，促进储能在电源侧、电网侧和用户侧多场景应用。创新储能发展商业模式，明确储能价格形成机制，鼓励储能为可再生能源发电和电力用户提供各类调节服务。创新协同运行模式，有序推动储能与可再生能源协同发展，提升可再生能源消纳利用水平。

（二）促进可再生能源就地就近消纳。

加强电网基础设施建设及智能化升级，提升电网对可再生能源的支撑保障能力。加强可再生能源富集地区电网配套工程及主网架建设，提升关键局部断面送出能力，支撑可再生能源在区域内统筹消纳。推动配电网扩容改造和智能化升级，提升配电网柔性开放接入能力、灵活控制能力和抗扰动能力，增强电网就地就近平衡能力，构建适应大规模分布式可再生能源并网和多元负荷需要的智能配电网。

提升可再生能源就地消纳能力。积极推进煤电灵活性改造，推动自备电厂主动参与调峰，在新能源资源富集地区合理布局一批天然气调峰电站，充分提升系统调节能力。优化电力调度运行，合理安排系统开机方式，动态调整各类电源发电计划，探索推进多种电源联合调度。引导区域电网内共享调峰和备用资源，创新调度运行与市场机制，促进可再生能源在区域电网内就地消纳。

（三）推动可再生能源外送消纳。

加强送受端电网支撑，提升“三北”地区既有特高压输电通道新能源外送规模。强化送受端地区网架结构，提升电网基础设施支撑能力，推动“三北”地区既有特高压交直流通道输电能力尽快达到设计水平。统筹配套一批风电和光伏发电基地，充分提升输电通道中新能源电量占比，扩大跨省跨区可再生能源消纳规模，持续提升存量特高压通道可再生能源电量输送比例。

提升基础设施利用率，推动既有火电“点对网”专用输电通道外送新能源。利用上都、托克托、锦界、府谷等火电“点对网”专用输电通道，就近布局风电和光伏发电项目，通过火电专用通道外送，推动传统单一煤电基地向风光火（储）一体化综合能源基地转型。

优化新建通道布局，推动可再生能源跨省跨区消纳。加快建设白鹤滩至华东、金沙江上游至湖北特高压输电通道，在确保水电外送的基础上，扩大风电和光伏发电外送规模。加快建设陕北至湖北、哈密至重庆、陇东至山东等特高压直流输电通道建设，提升配套火电深度调峰能力，在送端区域内统筹布局风电和光伏发电基地，可再生能源电量占比原则上不低于 50%。

（四）加强可再生能源多元直接利用。

推动可再生能源发电在终端直接应用。在工业园区、大型生产企业和大数据中心等周边地区，因地制宜开展新能源电力专线供电，建设新能源自备电站，推动绿色电力直接供应和对燃煤自备电厂替代，建设一批绿色直供电示范工厂和示范园区，开展发供用高比例新能源示范。结合增量配电网试点，积极发展以可再生能源为主的微电网、直流配电网，扩大分布式可再生能源终端直接应用规模。在边远地区，结合新型储能，构建基于高比例可再生能源的独立供电系统，推动可再生能源直接应用。

扩大可再生能源非电直接利用规模。做好区域可再生能源供暖与国土空间规划、城市规划等的衔接，在北方清洁供暖中因地制宜优先利用可再生能源供暖，在具备条件的地区开展规模化可再生能源供暖行动。在城镇新区推动可再生能源供暖与天然气、电力等其他清洁供暖方式的耦合集成，示范建设以可再生能源供

暖为主的多能互补供暖体系。持续推进燃料乙醇、生物柴油等清洁液体燃料商业化应用，在科学研究动力和安全性能的基础上，扩大在重型道路交通、航空和航运中对汽油柴油的规模化替代。提高燃气、热力管网等基础设施对可再生能源应用的兼容性，加快完善相关标准，探索推动地热能集中供暖纳入城镇供热管网、生物天然气并入城乡燃气管网。

开展高比例可再生能源应用示范。在学校医院、机场车站、工业园区等区域，推动可再生能源与终端冷热水电气等集成耦合利用，促进可再生能源技术融合、应用方式和体制机制等创新，建设高度自平衡的可再生能源局域能源网，实现高比例可再生能源自产自消。在可再生能源资源富集、体制机制创新先行先试地区等，扩大分布式能源接入和应用规模，以县域为单位统筹可再生能源开发利用，创新可再生能源全产业链开发利用合作模式，因地制宜创建绿色能源示范县（园）。继续推进清洁能源示范省建设，推动可再生能源资源丰富地区率先实现碳达峰，并在支撑全国能源清洁低碳转型中发挥更大作用，推动中东部能源消费集中的地区显著提升可再生能源消费比重。

专栏 9 可再生能源多元直接利用	
01 可再生能源规模化供热行动	推动建筑领域、工业领域可再生能源供热，开展生物质替代城镇燃料工程。统筹规划、建设和改造供热基础设施，建立可再生能源与传统能源协同互补、梯级利用的供热体系。
02 发供用高比例新能源示范	在有条件的地区，利用新能源直供电、风光氢储耦合、柔性负荷等技术，通过开发利用模式创新，推动新能源开发、输送与终端消费的一体化融合，打造发供用高比例新能源示范，实现新能源电力消费占比达到 70%以上。
03 绿色能源示范县（园）	选择国际合作生态园、国家经济开发区、省级产业园区等示范带动作用显著的园区，开展区域内新增能源消费 100%由可再生能源供给的绿色能源园区示范。
04 清洁能源示范省	继续推进清洁能源示范省建设，推动四川、宁夏、甘肃、青海等可再生能源资源丰富地区进一步提升可再生能源消费占比，争取率先实现碳达峰，增强

专栏9 可再生能源多元直接利用

可再生能源供给能力。推动浙江等中东部能源消费集中的地区，创新体制机制，挖掘省内可再生能源资源潜力，扩大外部调入规模，显著提升可再生能源消费比重。

（五）推动可再生能源规模化制氢利用。

开展规模化可再生能源制氢示范。在可再生能源发电成本低、氢能储输用产业发展条件较好的地区，推进可再生能源发电制氢产业化发展，打造规模化的绿氢生产基地。

推进化工、煤矿、交通等重点领域绿氢替代。推广燃料电池在工矿区、港区、船舶、重点产业园区等示范应用，统筹推进绿氢终端供应设施和能力建设，提高交通领域绿氢使用比例。在可再生能源资源丰富、现代煤化工或石油化工产业基础好的地区，重点开展能源化工基地绿氢替代。积极探索氢气在冶金化工领域的替代应用，降低冶金化工领域化石能源消耗。

专栏10 可再生能源规模化制氢利用

创新可再生能源利用方式，开展大规模离网制氢示范和并网型风光制氢示范。

（六）扩大乡村可再生能源综合利用。

加快构建以可再生能源为基础的乡村清洁能源利用体系。利用建筑屋顶、院落空地、田间地头、设施农业、集体闲置土地等推进风电和光伏发电分布式发展，提升乡村就地绿色供电能力。继续实施北方地区清洁取暖工程，因地制宜推动生物质能、地热能、太阳

能、电能供暖，完善产业基础，构建县域内城乡融合的多能互补清洁供暖体系。提高农林废弃物、畜禽粪便的资源化利用率，发展生物天然气和沼气，助力农村人居环境整治提升。推动乡村能源技术和体制创新，促进乡村可再生能源充分开发和就地消纳，建立经济可持续的乡村清洁能源开发利用模式。开展村镇新能源微能网示范，扩大乡村绿色能源消费市场，提升乡村用能清洁化、电气化水

平，支撑生态宜居美丽乡村建设。

持续推进农村电网巩固提升。加大农村电网基础设施投入，加快实施农村电网巩固提升工程，聚焦脱贫地区等农村电网薄弱环节，加快消除农村电力基础设施短板，提升农村电网供电可靠性。全面提升乡村电气化水平，建设满足大规模分布式可再生能源接入、电动汽车下乡等发展需要的县域内城乡互联配电网，筑牢乡村振兴电气化基础。

提升乡村可再生能源普遍服务水平。统筹乡村可再生能源发展与乡村集体经济，通过集体土地作价入股、收益共享等机制，培育乡村能源合作社等新型集体经济模式，支持乡村振兴。强化县域可再生能源开发利用综合服务能力，积极开展乡村能源站行动，建设具备分布式可再生能源诊断检修、电动汽车充换电服务、生物质成型燃料加工等能力的乡村能源站，培养专业化服务队伍，提高乡村能源公共服务能力。结合数字乡村建设工程，推动城乡可再生能源数字化、智能化水平同步发展，推进可再生能源与农业农村生产经营深度融合，提升乡村智慧用能水平。积极探索能源服务商业模式和运行机制，引导鼓励社会主体参与，壮大乡村能源队伍，构建功能齐全、上下联动、自我发展的乡村可再生能源服务体系。

专栏 11 乡村可再生能源综合利用	
01 乡村能源站行动	在居住分散、集中供暖供气困难、可再生能源资源丰富的乡村地区，建设以生物质成型燃料加工站为主的乡村能源站；在人口规模较大、具备集中供暖条件的乡村地区，建设以生物质锅炉、地热能等为主的乡村能源站，实现当地可再生能源资源集约开发和高效运营管理。
02 农村电网巩固提升行动	加快西部及脱贫地区，特别是国家乡村振兴重点地区及革命老区的农村电网巩固提升工程。推进中东部地区城乡供电服务均等化进程，加快提升农村电网信息化、自动化、智能化水平，筑牢乡村振兴电气化基础。
03 村镇新能源微能网示范	在有条件的区域结合当地资源及用能特点，以村镇为单元，综合利用新能源和各类能源新技术，构建以风、光、生物质为主，储能、天然气为辅，高度自给的新能源微能网。

五、坚持创新驱动，高质量发展可再生能源

布局前沿方向，激发创新活力，完善可再生能源创新链，加大可再生能源关键技术攻关力度，加快培育新模式新业态，提高产业链现代化水平，提升供应链弹性韧性，持续巩固提升我国可再生能源产业竞争力。

（一）加大可再生能源技术创新攻关力度。

推行“揭榜挂帅”“赛马制”等创新机制，提升新型电力系统稳定性可靠性。改善新能源发电涉网性能，提高风能、太阳能资源预报准确度和风电、光伏发电功率预测精度，提升风电、光伏发电主动支撑能力和适应电力系统扰动的能力。加大新型电力系统关键技术与推广应用，提升系统智能化水平，创新高比例可再生能源、高比例电力电子装置的电力系统稳定理论、规划方法和运行控制技术，提升系统安全稳定运行水平。研究建立电力应急保障体系，合理配置长时新型储能，优化系统风光水火储发展结构，提高多元互济能力，提高气象灾害预警精度，提升电力可靠供应裕度和应急保障能力。

加强可再生能源前沿技术和核心技术装备攻关。加强前瞻性研究，加快可再生能源前沿性、颠覆性开发利用技术攻关。重点开展超大型海上风电机组研制、高海拔大功率风电机组关键技术研究，开展光伏发电户外实证示范，掌握钙钛矿等新一代高效低成本光伏电池制备及产业化生产技术，突破适用于可再生能源灵活制氢的电解水制氢设备关键技术，研发储备钠离子电池、液态金属电池、固态锂离子电池、金属空气电池、锂硫电池等高能量密度储能技术。推进大容量风电机组创新突破；突破生物天然气原料预处理、消化、利用等全产业链关键技术；推进适用于可再生能源制氢的新型电解水设备研制；加快大容量、高密度、高安全、低成本新型储能装置研制。

持续推进可再生能源工程技术创新及应用。以重大工程为依托，推动水电特殊地质条件地区地基处理与筑坝技术研究，突破高水头大容量水轮发电机组制造技术。重点推进深远海海域海上风电勘察、施工、输电、运维新技术研究和应用。推进光热发电工程施工技术与配套装备创新，研发光热电站集成技术。支持干热岩开发技术、高温地热发电技术的研究与应用，开展中深层地热供暖技术创新。

专栏 12 可再生能源技术创新示范	
01 深远海风电技术	支持大容量风电机组由近（海）及远（海）应用，开展海上新型漂浮式基础风电机组示范，推进新型基础的使用，提升海上风电柔性直流输电技术，推动海上风电运维数字化、智能化发展。
02 光伏发电户外实证	结合不同地区气候特点，在寒温、暖温、高原、湿热等典型气候地区进行光伏发电实证基地建设，开展光伏关键部件及系统实证研究，为光伏产业升级提供支撑。
03 新型高效光伏电池技术	开展新型高效晶硅电池、钙钛矿电池等先进高效电池技术应用示范，以规模化市场推动前沿技术发展，持续推进光伏发电技术进步、产业升级。
04 地热能发电技术	研发大容量高效地热型蒸汽轮机设备；研发单机容量兆瓦级以上规模的地热发电系统关键设备及系统集成技术，并开展示范。
05 中深层地热供暖技术	开发中深层水热型地热开采模拟软件，攻关砂岩地层尾水回灌技术，研究降低钻井成本、提高深埋管传热效率技术，实现气举反循环钻进工艺在中深含水层储能成井方面的应用，实现防腐蚀井管和滤水管成井工艺应用，研发地下水抽灌系统的防垢和除垢系统。

（二）培育可再生能源发展新模式新业态。

推动可再生能源智慧化发展。推动可再生能源与人工智能、物联网、区块链等新兴技术深度融合，发展智能化、联网化、共享化的可再生能源生产和消费新模式。推广新能源云平台应用，汇聚能源全产业链信息，推动能源领域数字经济发展。

大力发展综合能源服务。依托智能配电网、城镇燃气网、热力管网等能源网络，综合可再生能源、储能、柔性网络等先进能源技术和互联通信技术，推动分布式可再生能源高效灵活接入与生产消费一体化，建设冷热水电气一体供应的区域综合能源系统。发展与大规模分布式可再生能源相适应的专业化、网格化运行维护服务体系，通过移动用户终端等方式实现分布式能源设备运行状态监测、故障检修的快速响应，培养一批高专业化水平的新能源“店小二”。

推动可再生能源与电动汽车融合发展。利用大数据和智能控制等新技术，将波动性可再生能源与电动汽车充放电互动匹配，实现车电互联。采用现代信息技术与智能管理技术，整合分散的电动汽车充电设施，通过电力市场交易等促进可再生能源与电动汽车互动发展。

创新推动光伏治沙规模化发展。开展光伏治沙示范应用，因地制宜科学选择治理模式、种植作物等，探索形成不同条件下合理的光伏治沙建设方案。重点在内蒙古西部的库布其、乌兰布和、巴丹吉林、腾格里沙漠地区，新疆南部塔里木盆地，青海西部柴达木盆地，甘肃河西走廊北部，陕西北部等地区，统筹资源条件和消纳能力，建设一批光伏治沙新能源发电基地。带动沙漠治理、耐旱作物种植、观光旅游等相关产业发展，形成沙漠治理、生态修复、生态经济、沙漠产业多位一体、治用并行、平衡发展的体系。

（三）提升可再生能源产业链供应链现代化水平。

锻造产业链供应链长板。推动可再生能源产业优化升级，加强制造设备升级和新产品规模化应用，实施可再生能源产业智能制造和绿色制造工程，推动产业高端化、智能化、绿色化发展。

补齐产业链供应链短板。推动可再生能源产业基础再造，加快重要产业技术工程化攻关。推动退役风电机组、光伏组件回收处理技术与新产业链发展，补齐风电、光伏发电绿色产业链最后一环，实现全生命周期绿色闭环式发展。发展可再生能源发电、供热、制气等先进适用技术，推动可再生能源产业链供应链多元化。

完善产业标准认证体系。健全可再生能源技术装备标准、检测、认证和质量监督组织体系，完善可再生能源设备生产、项目建设和运营管理。鼓励国内企业积极参与国际可再生能源领域标准制定，推进标准体系、合格评定体系与国际接轨，促进认证结果国际互认。

（四）完善可再生能源创新链。

加强科技创新支撑。加大对能源研发创新平台支持力度，重点支持可再生能源、新型电力系统、规模化储能、氢能等技术领域，整合资源、组织力量对核心

技术方向实施重大科技协同研究和重大工程技术协同创新。加大高水平人才培养与引进力度，鼓励各类院校开设可再生能源专业学科并与企业开展人才培养合作，完善可再生能源领域高端人才引进机制，完善人才评价和激励机制，造就一批具有国际竞争力的科技人才与创新团队。

打通科技成果转化通道。发展大容量风电机组及其关键零部件测试技术与平台，建设典型气候条件下光伏发电技术实证公共服务平台，加快推动新技术实证验证与工程转化。加强知识产权保护，推进创新创业机构改革，建设专业化市场化技术转移机构和技术经理人队伍，促进科技成果转化，通过产学研展洽会等多种形式，加强国内外先进科技成果转化对接。

六、健全体制机制，市场化发展可再生能源

深化能源体制和“放管服”改革，推进能源低碳转型，激发市场主体活力，完善可再生能源电力消纳保障机制，健全可再生能源市场化发展体制机制，健全绿色能源消费机制，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，为可再生能源发展营造良好环境。

（一）深化可再生能源行业“放管服”改革。

加大简政放权力度。落实政府权责清单制度，持续优化可再生能源市场化法治化营商环境。实施市场准入负面清单制度，破除清单之外隐性准入壁垒，进一步放宽准入限制。完善投资管理机制，对不涉及国家安全、全国重大生产力布局 and 战略性资源开发的可再生能源项目，推动核准改备案，鼓励实施企业投资项目承诺制。优化可再生能源项目核准和备案流程，规范风电和光伏发电增容更新、延寿运行等管理，进一步简化分布式可再生能源投资管理程序。

完善监督管理机制。构建有利于可再生能源发展的协同监管机制，加强可再生能源规划、产业政策、开发建设、电网接入、调度交易、消纳利用等监管，确保国家规划政策有效实施。对可再生能源新产业新业态实施包容审慎监管。推进可再生能源行业信用体系建设，大力推进信用监管，建立市场主体信用评级制度，健全守信激励和失信惩戒机制。

提升政务服务水平。创新政务服务方式，构建能源与自然资源、生态环境等

多部门联动审批机制，推行项目核准（备案）“一站式”服务。深入开展“互联网+政务服务”，促进政务服务标准化规范化，推动政务服务质量和效能全面提升。建立可再生能源开发利用多部门协调机制，优化相关权证办理流程，推动落实项目建设条件，营造良好发展环境。

（二）健全可再生能源电力消纳保障机制。

强化可再生能源电力消纳责任权重引导。建立以可再生能源利用为导向的开发建设管理机制，明确可再生能源电力消纳责任权重目标并逐年提升，逐步缩小各地权重目标差异，引导各地加强可再生能源开发利用，推动跨省跨区可再生能源电力交易。强化权重目标分解落实，促进各类市场主体公平合理共担可再生能源电力消纳责任，推动自备电厂、市场化电力用户等积极消纳利用可再生能源。

加强可再生能源电力消纳责任权重评价考核。加强对省级行政区域消纳责任权重完成情况监测评价，推动纳入地方政府考核体系，强化对电网、市场主体消纳量完成情况考核，压实地方责任。完善激励机制，建立完善鼓励消纳、优先利用可再生能源的政策机制，扩大可再生能源消纳利用规模。

建立健全可再生能源电力消纳长效机制。科学制定可再生能源合理利用率指标，形成有利于可再生能源发展和系统整体优化的动态调整机制。统筹电源侧、电网侧、负荷侧资源，完善调度运行机制，多维度提升电力系统调节能力。推动源网荷共担消纳责任，构建由电网保障消纳、市场化自主消纳、分布式发电交易消纳共同组成的多元并网消纳机制。

（三）完善可再生能源市场化发展机制。

健全可再生能源开发建设管理机制。完善风电、光伏发电项目开发建设管理办法，建立以市场化竞争配置为主、竞争配置和市场自主相结合的项目开发管理机制。开展生物质发电项目竞争性配置，逐步形成有效的市场化开发机制，推动生物质发电补贴逐步退坡。探索水风光综合基地市场化开发管理机制，推动各类投资主体积极参与水风光综合开发。加强风电、太阳能、生物质能、地热能项目开发建设统计和非电利用生产运行信息统计，推进可再生能源行业统计体系全覆盖。发挥全国统一电力市场体系价格信号引导作用，通过市场机制优化可再生能

源开发建设布局。

完善可再生能源全额保障性收购制度。落实可再生能源法，进一步完善全额保障性收购制度，做好可再生能源电力保障性收购与市场化交易的衔接。逐步扩大可再生能源参与市场化交易比重，对保障小时数以外电量，鼓励参与市场实现充分消纳。

完善可再生能源价格形成和补偿机制。完善风电和光伏发电市场化价格形成机制，促进技术进步和成本下降，稳定投资预期。建立完善有利于分布式发电发展、可再生能源消纳利用的输配电价机制。完善抽水蓄能电站价格形成机制，提升抽水蓄能电站开发建设积极性，促进抽水蓄能大规模、高质量发展。建立完善地热发电、生物质发电价格机制。

构建可再生能源参与市场交易机制。完善可再生能源参与电力市场交易规则，破除市场和行政壁垒，形成充分反映可再生能源环境价值、与传统电源公平竞争的市场机制。推动可再生能源与电力消纳责任主体签订多年长期购售电协议，推动受端市场用户直接参与可再生能源跨省交易。完善可再生能源参与现货市场相关机制，充分发挥日内、实时市场作用。完善电力辅助服务补偿和分摊机制，体现调峰气电、储能等灵活性调节资源的市场价值，促进区域电网内调峰和备用资源的共享。完善分布式发电市场化交易机制，规范交易流程，扩大交易规模。

（四）建立健全绿色能源消费机制。

完善绿色电力证书机制。强化绿证的绿色电力消费属性标识功能，拓展绿证核发范围，推动绿证价格由市场形成，鼓励平价项目积极开展绿证交易。做好绿证与可再生能源电力消纳保障机制的衔接。做好绿证交易与碳交易的衔接，进一步体现可再生能源的生态环境价值。

建立绿色能源消费评价、认证与标识体系。在统一的绿色产品标识与认证体系下，推动建立绿色能源消费评价体系，逐步建立基于绿证的绿色能源消费认证标准、制度和标识体系，激发绿证交易活力，以评价、认证为手段促进科学、灵活的绿色能源消费体系构建。

积极引导绿色能源消费。发挥媒体作用，深入开展绿色能源消费公益宣传和教
育，加大对使用可再生能源的企业、服务、活动等消费主体和消费行为的认证
力度。加大绿色能源消费产品认证力度，鼓励新能源设备制造、汽车、IT 等企
业提高绿色能源使用比例，生产绿色产品。提高工业、建筑、交通等领域和公共
机构绿色用能要求，运用政府采购政策支持可再生能源消费。

七、坚持开放融入，深化可再生能源国际合作

加强应对气候变化国际合作，积极参与全球能源转型变革，深层次推进可再
生能源产业国际合作。

（一）持续参与全球绿色低碳能源体系建设。

持续完善国际合作交流机制和平台。用好“一带一路”能源部长会平台，打造
绿色、包容的“一带一路”能源合作伙伴关系，凝聚“一带一路”绿色发展共识。办
好国际能源变革论坛及相关活动。加强与重要国际组织和国家间的新能源政
策对话及合作，深入开展规划引领、政策设计、技术交流、融资互动、经验分享
等全方位对接，发出中国声音、讲好中国故事。

积极参与全球能源与气候治理。强化与其他发展中国家能源绿色发展合作，
提高发展中国家能源领域应对气候变化能力。为有需要的国家提供能力建设、低
碳转型等支持，务实推动全球能源转型。

（二）深化推进国际技术与产能合作。

加强可再生能源与新能源技术创新合作。围绕构建新型电力系统，加强与相
关国家在高效低成本新能源发电技术、储能、氢能等先进技术上的务实合作。鼓
励可再生能源领域国际技术创新交流，积极融入全球可再生能源创新网络。

推进可再生能源产业国际化和国际产能合作。充分把握国际国内市场差异化
特点，发挥国内市场规模大、应用场景多等优势，积极探索与国外先进企业合作
的新模式、新途径。鼓励制造业企业开展包括装备、技术、标准、品牌在内的可
再生能源优质产业走出去。

（三）积极参与可再生能源国际标准体系建设。

加大可再生能源技术标准的交流合作与互认，积极参与国际电工委员会等可

再生能源合格评定互认体系，支持国内企业和机构参与国际标准的制修订，提升我国在国际认证、认可、检测等领域的贡献度。

八、保障措施

强化政策协同保障，开展可再生能源资源详查与储量评估，完善可再生能源发展相关土地、财政、金融等政策，为可再生能源快速发展提供保障。

（一）完善可再生能源资源评估和服务体系。

加强可再生能源开发生态环境保护关键技术研究。重点针对水电、风电等开发过程中对生态环境造成的影响，开展水生生态、陆生生态影响基础研究及相关环境影响减缓技术研究。

加强可再生能源资源开发储量评估。会同自然资源、气象等管理部门共同开展地热能利用、风电和光伏发电开发资源量评估，对全国可利用的风电和光伏发电资源进行全面勘查评价，按照资源禀赋、土地用途、生态保护、城乡建设等情况，准确识别各县域单元具备开发利用条件的资源潜力，建立全国风电和光伏发电可开发资源数据库，并及时将可再生能源资源的可开发利用范围等空间信息纳入同级国土空间基础信息平台 and 国土空间规划一张图，对重要的新能源开发基地、储备基地、抽水蓄能站点等进行前瞻性布局。会同建筑管理部门开展建筑附加和建筑一体化太阳能资源评估。会同农业农村管理部门开展农村生物质能等新能源资源评估，明确可再生能源发展空间。

构建资源详查评估服务体系。发挥各级公共机构和各类企业优势，健全网格化、立体式新能源资源详查评估服务体系，通过政府组织等方式，实现各类新能源资源共享，科学引导新能源产业投资与项目开发。

（二）加强可再生能源土地和环境支持保障。

依据国土空间规划，完善可再生能源空间用途管制规则，出台可再生能源空间布局专项规划，保障可再生能源开发利用合理的用地用海空间需求。统一土地性质认定，明确不同地类的用地标准，优化土地用途和生态环境保护管理，完善复合用地政策，降低不合理的土地使用成本。全面评估秸秆综合利用、畜禽粪污资源化利用、垃圾焚烧等的环境保护价值，强化生物质能利用与大气污染物排放

标准等环境保护要求和政策的协同，加强生物质能的资源化利用，推进生物质成型燃料及专用设备标准制定。

（三）加强可再生能源财政政策支持。

加大可再生能源发展基金征收力度，央地联动，根据“以收定支”的原则，研究完善深远海风电、生物质能、地热能等对于碳达峰有重要作用的可再生能源支持政策。

（四）完善可再生能源绿色金融体系。

完善绿色金融标准体系，实施金融支持绿色低碳发展专项政策，把可再生能源领域融资按规定纳入地方政府贴息等激励计划，建立支持终端分布式可再生能源的资金扶持机制。丰富绿色金融产品和市场体系，开展水电、风电、太阳能、抽水蓄能电站基础设施不动产投资信托基金等试点，进一步加大绿色债券、绿色信贷对符合条件新能源项目的支持力度。鼓励社会资本按照市场化原则，多渠道筹资，设立投资基金，支持可再生能源产业发展。

九、规划实施

（一）加强规划衔接。

以国家发展规划为统领，以国土空间规划为基础，强化可再生能源发展规划与中长期能源规划、现代能源体系规划和各分领域能源规划的衔接。建立健全能源领域规划会商与协调机制，协调可再生能源开发规模、布局、时序与系统调节能力、跨省跨区输电通道建设，保障可再生能源规划重点任务、重大工程实施。

（二）细化任务落实。

更好发挥国家规划对地方规划的导向作用，各省级政府应将本规划确定的主要目标、重点任务和重大工程等列入本地区能源发展规划及相关专项规划，明确责任主体、进度要求和考核机制。

（三）加强国家统筹。

对纳入国家基地的项目，坚持自上而下、上下结合、国家统筹、省负总责，建立国家和省两级协调，在现有投资管理体制下，以省为主体统筹开展基地建设，各类企业平等竞争，开发企业、电网企业和项目所在地方政府具体落实。

国家对基地项目实行统一规划、统一布局、明确标准和要求，对纳入国家基地项目协调落实土地、环保、送出消纳、并网运行等建设条件。

（四）加强监测评估。

坚持对规划实施情况进行动态监测、中期评估和总结评估，严格评估程序，适时开展评估工作，及时总结经验、分析问题、制订对策，对规划滚动实施提出建议，规划确需调整的，由国家能源局按程序修订后公布。建立可再生能源发电项目开发建设月度调度机制，及时掌握项目建设运行情况、协调解决重大问题。

十、环境影响分析

可再生能源开发利用可替代大量化石能源消耗、减少温室气体和污染物排放、显著增加新的就业岗位，对环境和社会发展起到重要且积极作用。可再生能源上游装备制造业绿色发展趋势明确，业内主流的风电、光伏发电设备制造企业纷纷做出 100%使用可再生能源、大幅提前实现企业碳中和等公开承诺，产能不断向可再生能源资源丰富区域优化布局，降低生产过程碳排放等环境影响。水电、风电、太阳能发电、太阳能热利用在能源生产过程中不排放污染物和温室气体，可显著减少各类化石能源消耗，同时降低煤炭开采的生态破坏和燃煤发电的水资源消耗。农林生物质从生长到最终利用的全生命周期内不增加二氧化碳排放，生物质发电排放的二氧化硫、氮氧化物和烟尘等污染物也远少于燃煤发电。可再生能源尤其是风电、光伏发电设备批量退役与回收处理问题将制定具体的管理办法。随着全生命周期碳排放管理、全生命周期环境影响评价体系的建立和完善，可再生能源产业将积极构建全生命周期绿色闭环式发展体系。同时，对于可再生能源大规模开发的重点地区，将根据有关法规要求，做好区域资源环境承载能力分析和生态环境影响预测评估，分析重大项目建设的环境影响，提出预防或减轻不良环境影响的政策、管理、技术措施，进一步促进可再生能源开发利用与生态环境保护协调发展。

2025 年，全国可再生能源年利用量折合 10 亿吨标准煤，届时可再生能源年利用量相当于减少二氧化碳排放量约 26 亿吨，减少二氧化硫排放量约 50 万吨，减少氮氧化物排放约 60 万吨，减少烟尘排放约 10 万吨，年节约用水约 40 亿立

方米，环境效益显著。

国家发展改革委、国家能源局关于鼓励可再生能源发电企业 自建或购买调峰能力增加并网规模的通知

（发改运行〔2021〕1138 号）

各省、自治区、直辖市发展改革委、经信委（工信委、工信厅）、能源局，北京市城市管理委员会，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、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：

为努力实现应对气候变化自主贡献目标，促进风电、太阳能发电等可再生能源大力发展和充分消纳，依据可再生能源相关法律法规和政策的规定，按照能源产供储销体系建设和可再生能源消纳的相关要求，在电网企业承担可再生能源保障性并网责任的基础上，鼓励发电企业通过自建或购买调峰储能能力的方式，增加可再生能源发电装机并网规模，现通知如下：

一、充分认识提高可再生能源并网规模的重要性和紧迫性

近年来，我国可再生能源迅猛发展，但电力系统灵活性不足、调节能力不够等短板和问题突出，制约更高比例和更大规模可再生能源发展。未来我国实现 2030 年前碳达峰和努力争取 2060 年前碳中和的目标任务艰巨，需要付出艰苦卓绝的努力。实现碳达峰关键在促进可再生能源发展，促进可再生能源发展关键在于消纳，保障可再生能源消纳关键在于电网接入、调峰和储能。各地、各有关电力企业要充分认识可再生能源发展和消纳的同等重要意义，高度重视可再生能源并网工作，将可再生能源发展、并网、消纳同步研究、同步推进，确保 2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和目标如期实现。

二、引导市场主体多渠道增加可再生能源并网规模

（一）多渠道增加可再生能源并网消纳能力。电网企业要切实承担电网建设

发展和可再生能源并网消纳的主体责任，统筹调峰能力建设和资源利用，每年新增的并网消纳规模中，电网企业应承担主要责任，电源企业适当承担可再生能源并网消纳责任。随着新能源发电技术进步、效率提高，以及系统调峰成本的下降，将电网企业承担的消纳规模和比例有序调减。

（二）鼓励发电企业自建储能或调峰能力增加并网规模。在电网企业承担风电和太阳能发电等可再生能源保障性并网责任以外，仍有投资建设意愿的可再生能源发电企业，鼓励在自愿的前提下自建储能或调峰资源增加并网规模。对按规定比例要求配建储能或调峰能力的可再生能源发电企业，经电网企业按程序认定后，可安排相应装机并网。

（三）允许发电企业购买储能或调峰能力增加并网规模。在电网企业承担风电和太阳能发电等可再生能源保障性并网责任以外，仍有投资建设意愿的可再生能源发电企业，可通过与调峰资源市场主体进行市场化交易的方式承担调峰责任，以增加可再生能源发电装机并网规模。鼓励可再生能源发电企业与新增抽水蓄能和储能电站等签订新增消纳能力的协议或合同，明确市场化调峰资源的建设、运营等责任义务。签订储能或调峰能力合同的可再生能源发电企业，经电网企业按程序认定后，可安排相应装机并网。

（四）鼓励多渠道增加调峰资源。承担可再生能源消纳对应的调峰资源，包括抽水蓄能电站、化学储能等新型储能、气电、光热电站、灵活性制造改造的煤电。以上调峰资源不包括已列为应急备用和调峰电源的资源。

三、自建合建调峰和储能能力的确认与管理

（一）自建调峰资源方式挂钩比例要求。自建调峰资源指发电企业按全资比例建设抽水蓄能、化学储能电站、气电、光热电站或开展煤电灵活性改造。为鼓励发电企业市场化参与调峰资源建设，超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率 15%的挂钩比例（时长 4 小时以上，下同）配建调峰能力，按照 20%以上挂钩比例进行配建的优先并网。配建比例 2022 年后根据情况适时调整，每年公布一次。各省级主管部门组织电网企业或第三方技术机构对项目调峰能力措施和效果进行评估确认后，可结合实际情况对挂钩比例进行适当调整。

（二）合建调峰资源方式挂钩比例要求。合建调峰资源指发电企业按一定出资比例与其他市场主体联合建设抽水蓄能、化学储能电站、气电、光热电站或开展煤电灵活性改造。合建调峰资源完成后，可按照自建调峰资源方式挂钩比例乘以出资比例配建可再生能源发电。为鼓励发电企业积极参与自建调峰资源，初期可以适当高于出资比例进行配建。

（三）自建合建调峰和储能能力确定。自建合建调峰和储能能力按照“企业承诺、政府备案、过程核查、假一罚二”的原则进行确定。主动自建合建调峰和储能能力的发电企业，自行提供调峰和储能项目建设证明材料，对项目基本情况、调峰能力、投产时间等作出明确承诺，提交省级政府主管部门备案；实施过程中省级主管部门委托电网企业或第三方机构对企业自建合建项目进行全面核查或抽查，对于发现未按承诺履行建设责任的企业，在计算调峰能力时按照未完成容量的 2 倍予以扣除；相关企业要限期整改，未按期整改的企业不得参与下年度可再生能源市场化并网。

（四）加强自建合建调峰和储能项目运行管理。自建合建调峰和储能项目建成投运后，企业可选择自主运营项目或交由本地电网企业调度管理。对于发电企业自主运营的调峰和储能项目，可作为独立市场主体参与电力市场，按照国家相关政策获取收益；对于交由电网企业调度管理的调峰和储能项目，电网调度机构根据电网调峰需要对相关项目开展调度管理，项目按相关价格政策获取收益。为保证项目调峰和储能能力可用性，电网调度机构不定期对相关项目开展调度测试。

四、购买调峰与储能能力的确认与管理

（一）购买调峰资源主要方式。购买调峰资源指发电企业通过市场交易的方式向抽水蓄能、化学储能电站、气电、光热电站或开展灵活性改造的火电等市场主体购买调峰能力，包括购买调峰储能项目和购买调峰储能服务两种方式。为保证发电企业购买的调峰资源不占用电网企业统筹负责的系统消纳能力，被购买的主体仅限于本年度新建的调峰资源。

（二）购买调峰资源挂钩比例要求。超过电网企业保障性并网以外的规模初

期按照 15%的挂钩比例购买调峰能力，鼓励按照 20%以上挂钩比例购买。购买比例 2022 年后根据情况适时调整，每年度公布一次。各省级主管部门组织电网企业或第三方技术机构对项目调峰能力措施和效果进行评估确认后，可结合实际情况对挂钩比例进行适当调整。

（三）购买调峰和储能能力确定。购买调峰和储能项目由买方企业向省级政府主管部门作出承诺并提供购买合同，根据购买合同中签订的调峰能力进行确定。实施过程中买方企业负责督促卖方企业保证项目落实到位，省级政府主管部门委托电网企业或第三方机构对购买合同中的项目进行全面核查或抽查，对于发现未按承诺履行建设责任的企业，在计算调峰能力时按照未完成容量的 2 倍予以扣除；相关企业要限期整改，未按期整改的企业不得参与下年度可再生能源市场化并网。

（四）加强购买调峰和储能项目运行管理。购买调峰和储能项目建成投运后，对于购买调峰储能项目的，视同企业自建项目进行运行管理；对于购买调峰储能服务的，发电企业与调峰储能项目企业签订调峰服务绑定协议或合同，约定双方权责和收益分配方式，鼓励签订 10 年以上的长期协议或合同。为保证项目调峰和储能能力可用性，电网调度机构不定期对相关项目开展调度测试。

五、自建或购买调峰与储能能力的数量标准与动态调整

（一）抽水蓄能、电化学储能和光热电站调峰能力认定。抽水蓄能电站、电化学储能和光热电站，按照装机规模认定调峰能力。

（二）气电调峰能力认定。气电按照机组设计出力认定调峰能力，对于因气源、天气等原因导致发电出力受限的情况，按照实际最大出力认定调峰能力。

（三）煤电灵活性制造改造调峰能力认定。灵活性制造改造的煤电机组，按照制造改造可调出力范围与改造前可调出力或者平均可调出力范围的差值认定调峰能力。

（四）统筹安排发电和调峰项目建设投产时序。考虑新建调峰资源项目的建设周期，各地在安排发电项目时要做到与新增调峰项目同步建成、同步并网。调峰储能配建比例按可再生能源发电项目核准（备案）当年标准执行。

（五）建立调峰与储能能力标准和配建比例动态调整机制。随着可再生能源并网规模和比例的不断扩大，以及调峰储能技术进步和成本下降，各地要统筹处理好企业积极性和系统调峰需求的关系，可结合本地实际情况对调峰与储能能力标准和配建比例进行动态调整。

六、调峰和储能交易机制的运行与监管

（一）未用完的调峰资源可交易至其他市场主体。通过自建或合建方式落实调峰资源的发电企业，如果当年配建的可再生能源发电规模低于规定比例，不允许结转至下年继续使用，可通过市场化方式交易给其他发电企业。

（二）指标交易需在省内统筹。为保证新增调峰能力切实发挥促进可再生能源消纳作用，发电企业在自建、共建、购买调峰资源以及开展调峰资源指标交易过程中，均在本省（区、市）范围内进行统筹。

（三）加强运行监管。各地政府主管部门会同电网企业，对发电企业承诺自建、共建或购买调峰项目加强监管，项目投产后调度机构不定期按照企业承诺的调峰能力开展调度运行，确保调峰能力真实可信可操作，对于虚假承诺调峰能力的企业，取消下年度自行承担可再生能源消纳责任资格。

七、保障措施

（一）加强组织领导。国家发展改革委、国家能源局统筹推进全国可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模相关工作，全面跟踪各地、各企业落实进展，协调解决推进中的重大问题。各省（自治区、直辖市）发展改革委、能源局会同省级相关部门结合本地电力发展实际，推动本地发电企业自行承担可再生能源消纳责任相关工作，与电网企业保障性并网、应急备用和调峰机组建设工作做好有效衔接，避免项目重复计入。

（二）电网企业切实发挥监督和并网责任。国家电网公司、南方电网公司要组织好各地电网企业，配合地方政府主管部门加强对发电企业自建共建和购买调峰储能项目的有效监督，保证各项目顺利推进和真实可用。对于按要求完成调峰储能能力建设的企业，要认真做好相应匹配规模新能源并网接入工作。

（三）健全完善奖惩和评估机制。国家发展改革委、国家能源局将健全完善奖惩和评估机制，对可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模工作进展成效显著的地区进行表扬，对工作进展滞后的地区进行约谈；在工作推进过程中，将适时采取第三方评估等方式，对各地可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模工作开展全面评估。

国家发展改革委

国家能源局

2021年7月29日

国家发展改革委关于印发《分布式发电管理暂行办法》的通知

（发改能源〔2013〕1381 号）

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，华能、大唐、国电、华电、中电投集团公司，国家电网公司、南方电网公司，中广核、中节能集团公司，国家开发投资公司，中石油、中石化集团公司，中海油总公司，神华、中煤集团公司、中联煤层气公司：

为推动分布式发电应用，促进节能减排和可再生能源发展，我委组织制定了《分布式发电管理暂行办法》。现印发你们，请按照执行。

附件：分布式发电管理暂行办法

国家发展改革委
2013 年 7 月 18 日

附件

分布式发电管理暂行办法

第一章 总 则

第一条 为推进分布式发电发展，加快可再生能源开发利用，提高能源效率，保护生态环境，根据《中华人民共和国可再生能源法》《中华人民共和国节约能源法》等规定，制定本办法。

第二条 本办法所指分布式发电，是指在用户所在场地或附近建设安装、运行方式以用户端自发自用为主、多余电量上网，且在配电网系统平衡调节为特征的发电设施或有电力输出的能量综合梯级利用多联供设施。

第三条 本办法适用于以下分布式发电方式：

- （一）总装机容量 5 万千瓦及以下的小水电站；
- （二）以各个电压等级接入配电网的风能、太阳能、生物质能、海洋能、地

热能等新能源发电；

（三）除煤炭直接燃烧以外的各种废弃物发电，多种能源互补发电，余热余压余气发电、煤矿瓦斯发电等资源综合利用发电；

（四）总装机容量 5 万千瓦及以下的煤层气发电

（五）综合能源利用效率高于 70%且电力就地消纳的天然气热电冷联供等。

第四条 分布式发电应遵循因地制宜、清洁高效、分散布局、就近利用的原则，充分利用当地可再生能源和综合利用资源，替代和减少化石能源消费。

第五条 分布式发电在投资、设计、建设、运营等各个环节均依法实行开放、公平的市场竞争机制。分布式发电项目应符合有关管理要求，保证工程质量和生产安全。

第六条 国务院能源主管部门会同有关部门制定全国分布式发电产业政策，发布技术标准和工程规范，指导和监督各地区分布式发电的发展规划、建设和运行的管理工作。

第二章 资源评价和综合规划

第七条 发展分布式发电的领域包括：

- （一）各类企业、工业园区、经济开发区等；
- （二）政府机关和事业单位的建筑物或设施；
- （三）文化、体育、医疗、教育、交通枢纽等公共建筑物或设施；
- （四）商场、宾馆、写字楼等商业建筑物或设施；
- （五）城市居民小区、住宅楼及独立的住宅建筑物；
- （六）农村地区村庄和乡镇；
- （七）偏远农牧区和海岛；
- （八）适合分布式发电的其他领域。

第八条 目前适用于分布式发电的技术包括：

- （一）小水电发供用一体化技术；
- （二）与建筑物结合的用户侧光伏发电技术；

- （三）分散布局建设的并网型风电、太阳能发电技术；
- （四）小型风光储等多能互补发电技术；
- （五）工业余热余压余气发电及多联供技术；
- （六）以农林剩余物、畜禽养殖废弃物、有机废水和生活垃圾等为原料的气化、直燃和沼气发电及多联供技术；
- （七）地热能、海洋能发电及多联供技术；
- （八）天然气多联供技术、煤层气（煤矿瓦斯）发电技术；
- （九）其他分布式发电技术。

第九条 省级能源主管部门会同有关部门，对可用于分布式发电的资源进行调查评价，为分布式发电规划编制和项目建设提供科学依据。

第十条 省级能源主管部门会同有关部门，根据各种可用于分布式发电的资源情况和当地用能需求，编制本省、自治区、直辖市分布式发电综合规划，明确分布式发电各重点领域的发展目标、建设规模和总体布局等，报国务院能源主管部门备案。

第十一条 分布式发电综合规划应与经济社会发展总体规划、城市规划、天然气管网规划、配电网建设规划和无电地区电力建设规划等相衔接。

第三章 项目建设和管理

第十二条 鼓励企业、专业化能源服务公司和包括个人在内的各类电力用户投资建设并经营分布式发电项目，豁免分布式发电项目发电业务许可。

第十三条 各省级投资主管部门和能源主管部门组织实施本地区分布式发电建设。依据简化程序、提高效率的原则，实行分级管理。

第十四条 国务院能源主管部门组织分布式发电示范项目建设，推动分布式发电发展和管理方式创新，促进技术进步和产业化。

第四章 电网接入

第十五条 国务院能源主管部门会同有关方面制定分布式发电接入配电网的

技术标准、工程规范和相关管理办法。

第十六条 电网企业负责分布式发电外部接网设施以及由接入引起公共电网改造部分的投资建设，并为分布式发电提供便捷、及时、高效的接入电网服务，与投资经营分布式发电设施的项目单位（或个体经营者、家庭用户）签订并网协议和购售电合同。

第十七条 电网企业应制定分布式发电并网工作流程，以城市或县为单位设立并公布接受分布式发电投资人申报的地点及联系方式，提高服务效率，保证无障碍接入。

对于以 35 千伏及以下电压等级接入配电网的分布式发电，电网企业应按专门设置的简化流程办理并网申请，并提供咨询、调试和并网验收等服务。

对于小水电站和以 35 千伏以上电压等级接入配电网的分布式发电，电网企业应根据其接入方式、电量使用范围，本着简便和及时高效的原则做好并网管理，提供相关服务。

第十八条 鼓励结合分布式发电应用建设智能电网和微电网，提高分布式能源的利用效率和安全稳定运行水平。

第十九条 国务院能源主管部门派出机构负责建立分布式发电监管和并网争议解决机制，切实保障各方权益。

第五章 运行管理

第二十条 分布式发电有关并网协议、购售电合同的执行及多余上网电量的收购、调剂等事项，由国务院能源主管部门派出机构会同省级能源主管部门协调，或委托下级部门协调。

分布式发电如涉及供电营业范围调整，由国务院能源主管部门派出机构会同省级能源主管部门根据相关法律法规予以明确。

第二十一条 分布式发电以自发自用为主，多余电量上网，电网调剂余缺。采用双向计量电量结算或净电量结算的方式，并可考虑峰谷电价因素。结算周期在合同中商定，原则上按月结算。电网企业应保证分布式发电多余电量的优先上

网和全额收购。

第二十二條 国务院能源主管部门派出机构会同省级能源主管部门组织建立分布式发电的监测、统计、信息交换和信息公开等体系，可委托电网企业承担有关信息统计工作，分布式发电项目单位（或个体经营者、家庭用户）应配合提供有关信息。

第二十三條 分布式发电投资方要建立健全运行管理规章制度。包括个人和家庭用户在内的所有投资方，均有义务在电网企业的指导下配合或参与运行维护，保障项目安全可靠运行。

第二十四條 分布式发电设施并网接入点应安装电能计量装置，满足上网电量的结算需要。电网企业负责对电能计量进行管理。

分布式发电在运行过程中应保存完整的能量输出和燃料消耗计量数据。

第二十五條 拥有分布式发电设施的项目单位、个人及家庭用户应接受能源主管部门及相关部门的监督检查，如实提供包括原始数据在内的运行记录。

第二十六條 分布式发电应满足有关发电、供电质量要求，运行管理应满足有关技术、管理规定和规程规范要求。

电网及电力运行管理机构应优先保障分布式发电正常运行。具备条件的分布式发电在紧急情况下应接受并服从电力运行管理机构的应急调度。

第六章 政策保障及措施

第二十七條 根据有关法律法规及政策规定，对符合条件的分布式发电给予建设资金补贴或单位发电量补贴。建设资金补贴方式仅限于电力普遍服务范围。

享受建设资金补贴的，不再给予单位发电量补贴。

享受补贴的分布式发电包括：风力发电、太阳能发电、生物质发电、地热发电、海洋能发电等新能源发电。其他分布式发电的补贴政策按相关规定执行。

第二十八條 对农村、牧区、偏远地区和海岛的分布式发电，以及分布式发电的科学技术研究、标准制定和示范工程，国家给予资金支持。

第二十九條 加强科学技术普及和舆论宣传工作，营造有利于加快发展分布

式发电的社会氛围。

第七章 附 则

第三十条 各省级能源主管部门会同国务院能源主管部门派出机构及价格、财政等主管部门，根据本办法制定分布式发电管理实施细则。

第三十一条 本办法自发布之日起施行。

国家发展改革委、财政部、国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知

（发改能源〔2023〕1044 号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、财政厅（局）、能源局，国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，有关中央企业，水电水利规划设计总院、电力规划设计总院：

为贯彻落实党的二十大精神，完善支持绿色发展政策，积极稳妥推进碳达峰碳中和，做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作，促进可再生能源电力消费，保障可再生能源电力消纳，服务能源安全保供和绿色低碳转型，现就有关事项通知如下。

一、总体要求

深入贯彻党的二十大精神和习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略，落实党中央、国务院决策部署，进一步健全完善可再生能源绿色电力证书（以下简称绿证）制度，明确绿证适用范围，规范绿证核发，健全绿证交易，扩大绿电消费，完善绿证应用，实现绿证对可再生能源电力的全覆盖，进一步发挥绿证在构建可再生能源电力绿色低碳环境价值体系、促进可再生能源开发利用、引导全社会绿色消费等方面的作用，为保障能源安全可靠供应、实现碳达峰碳中和目标、推动经济社会绿色低碳转型和高质量发展提供有力支撑。

二、明确绿证的适用范围

（一）绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。

（二）国家对符合条件的可再生能源电量核发绿证，1 个绿证单位对应 1000 千瓦时可再生能源电量。

(三)绿证作为可再生能源电力消费凭证,用于可再生能源电力消费量核算、可再生能源电力消费认证等,其中:可交易绿证除用作可再生能源电力消费凭证外,还可通过参与绿证绿电交易等方式在发电企业和用户间有偿转让。国家发展改革委、国家能源局负责确定核发可交易绿证的范围,并根据可再生能源电力生产消费情况动态调整。

三、规范绿证核发

(四)国家能源局负责绿证相关管理工作。绿证核发原则上以电网企业、电力交易机构提供的数据为基础,与发电企业或项目业主提供数据相核对。绿证对应电量不得重复申领电力领域其他同属性凭证。

(五)对全国风电(含分散式风电和海上风电)、太阳能发电(含分布式光伏发电和光热发电)、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所生产的全部电量核发绿证,实现绿证核发全覆盖。其中:

对集中式风电(含海上风电)、集中式太阳能发电(含光热发电)项目的上网电量,核发可交易绿证。

对分散式风电、分布式光伏发电项目的上网电量,核发可交易绿证。

对生物质发电、地热能发电、海洋能发电等可再生能源发电项目的上网电量,核发可交易绿证。

对存量常规水电项目,暂不核发可交易绿证,相应的绿证随电量直接无偿划转。对2023年1月1日(含)以后新投产的完全市场化常规水电项目,核发可交易绿证。

四、完善绿证交易

(六)绿证依托中国绿色电力证书交易平台,以及北京电力交易中心、广州电力交易中心开展交易,适时拓展至国家认可的其他交易平台,绿证交易信息应实时同步至核发机构。现阶段可交易绿证仅可交易一次。

(七)绿证交易采取双边协商、挂牌、集中竞价等方式进行。其中,双边协

商交易由市场主体双方自主协商绿证交易数量和价格；挂牌交易中绿证数量和价格信息在交易平台发布；集中竞价交易按需适时组织开展，按照相关规则明确交易数量和价格。

（八）对享受中央财政补贴的项目绿证，初期采用双边协商和挂牌方式为主，创造条件推动尽快采用集中竞价方式进行交易，绿证收益按相关规定执行。平价（低价）项目、自愿放弃中央财政补贴和中央财政补贴已到期项目，绿证交易方式不限，绿证收益归发电企业或项目业主所有。

五、有序做好绿证应用工作

（九）支撑绿色电力交易。在电力交易机构参加绿色电力交易的，相应绿证由核发机构批量推送至电力交易机构，电力交易机构按交易合同或双边协商约定将绿证随绿色电力一同交易，交易合同中应分别明确绿证和物理电量的交易量、交易价格。

（十）核算可再生能源消费。落实可再生能源消费不纳入能源消耗总量和强度控制，国家统计局会同国家能源局核定全国和各地区可再生能源电力消费数据。

（十一）认证绿色电力消费。以绿证作为电力用户绿色电力消费和绿电属性标识认证的唯一凭证，建立基于绿证的绿色电力消费认证标准、制度和标识体系。认证机构通过两年内的绿证开展绿色电力消费认证，时间自电量生产自然月（含）起，认证信息应及时同步至核发机构。

（十二）衔接碳市场。研究推进绿证与全国碳排放权交易机制、温室气体自愿减排交易机制的衔接协调，更好发挥制度合力。

（十三）推动绿证国际互认。我国可再生能源电量原则上只能申领核发国内绿证，在不影响国家自主贡献目标实现的前提下，积极推动国际组织的绿色消费、碳减排体系与国内绿证衔接。加强绿证核发、计量、交易等国际标准研究制定，提高绿证的国际影响力。

六、鼓励绿色电力消费

（十四）深入开展绿证宣传和推广工作，在全社会营造可再生能源电力消费氛围，鼓励社会各用能单位主动承担可再生能源电力消费社会责任。鼓励跨国公司及其产业链企业、外向型企业、行业龙头企业购买绿证、使用绿电，发挥示范带动作用。推动中央企业、地方国有企业、机关和事业单位发挥先行带头作用，稳步提升绿电消费比例。强化高耗能企业绿电消费责任，按要求提升绿电消费水平。支持重点企业、园区、城市等高比例消费绿色电力，打造绿色电力企业、绿色电力园区、绿色电力城市。

七、严格防范、严厉查处弄虚作假行为

（十五）严格防范、严厉查处在绿证核发、交易及绿电交易等过程中的造假行为。加大对电网企业、电力交易机构、电力调度机构的监管力度，做好发电企业或项目业主提供数据之间的核对工作。适时组织开展绿证有关工作抽查，对抽查发现的造假等行为，采用通报、约谈、取消一定时期内发证及交易等手段督促其整改，重大违规违纪问题按程序移交纪检监察及审计部门。

八、加强组织实施

（十六）绿证核发机构应按照国家可再生能源发电项目建档立卡赋码规则设计绿证统一编号，制定绿证相关信息的加密、防伪、交互共享等相关技术标准及规范，建设国家绿证核发交易系统，全面做好绿证核发、交易、划转等工作，公开绿证核发、交易信息，做好绿证防伪查验工作，加强绿证、可再生能源消费等数据共享。

（十七）电网企业、电力交易机构应及时提供绿证核发所需信息，参与制定相关技术标准及规范。发电企业或项目业主应提供项目电量信息或电量结算材料作为核对参考。对于电网企业、电力交易机构不能提供绿证核发所需信息的项目，原则上由发电企业或项目业主提供绿证核发所需信息的材料。

（十八）各发电企业或项目业主应及时建档立卡。各用能单位、各已建档立卡的发电企业或项目业主应按照绿证核发和交易规则，在国家绿证核发交易系统注册账户，用于绿证核发和交易。省级专用账户由绿证核发机构统一分配，由各

省级发改、能源部门统筹管理，用于接受无偿划转的绿证。

（十九）国家能源局负责制定绿证核发和交易规则，组织开展绿证核发和交易，监督管理实施情况，并会同有关部门根据实施情况适时调整完善政策措施，共同推动绿证交易规模和应用场景不断扩大。国家能源局各派出机构做好辖区内绿证制度实施的监管，及时提出监管意见和建议。

（二十）《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》（发改能源〔2017〕132号）即行废止。

国家发展改革委

财政部

国家能源局

2023年7月25日

国家能源局关于进一步规范可再生能源发电项目电力业务 许可管理的通知

（国能发资质规〔2023〕67号）

各派出机构，有关电力企业：

为进一步规范可再生能源发电项目电力业务许可管理，助力推动能源绿色低碳高质量发展，现就有关事项通知如下。

一、豁免分散式风电项目电力业务许可

在现有许可豁免政策基础上，将分散式风电项目纳入许可豁免范围，不要求其取得电力业务许可证。

本通知印发前，已取得电力业务许可证的分散式风电项目运营企业，向所在地国家能源局派出机构（以下简称派出机构）申请注销电力业务许可证。

二、明确可再生能源发电项目相关管理人员兼任范围

可再生能源发电项目运营企业申请电力业务许可证时，其生产运行负责人、技术负责人、安全负责人和财务负责人的任职资格和工作经历应符合《电力业务许可证管理规定》要求。项目由专业运维公司或企业（集团）内部关联企业统一管理的上述人员中，技术负责人、财务负责人可在不同省份项目间兼任；生产运行负责人只能在同一省份不同项目间兼任，其他情况不得兼任。可再生能源发电项目运营企业申请电力业务许可证时，应提供上述人员的任职文件及相关工作经历。

已取得电力业务许可证的可再生能源发电项目运营企业，如管理人员不符合上述要求，应在本通知印发后1年内进行变更，逾期未变更的，按照许可条件未保持情况处理。

三、规范可再生能源发电项目许可登记

风电、光伏发电等可再生能源发电项目申请电力业务许可证时，“机组情况

登记”同一栏目中可登记单台/个（以下统称台）机组 / 单元（以下统称机组），也可登记多台机组。登记单台机组的，投产日期为机组首次并网发电的日期；登记多台机组的，投产日期为多台机组中最后一台机组并网的日期。同一批次投产机组因机组型号不同分开登记的，投产日期均登记为该批次最后一台机组的并网日期。项目运营企业应对申请电力业务许可证时填报的投产日期真实性负责。本通知印发前已经取得电力业务许可证的企业，许可证中登记的机组投产日期与上述要求不一致的，应在本通知印发后 1 年内向发证机关申请登记事项变更，并提供可以证明机组投产日期的有关材料；逾期未变更的，按照企业运营机组实际情况与许可登记不一致情况处理。

光伏发电项目以交流侧容量（逆变器的额定输出功率之和，单位 MW）在电力业务许可证中登记，分批投产的可以分批登记。本通知印发前，以光伏组件的标称功率总和（单位 MWp）在电力业务许可证中登记的，不再进行变更。

四、调整可再生能源发电项目（机组）许可延续政策

达到设计寿命的风电机组，按照《风电场改造升级和退役管理办法》（国能发新能规〔2023〕45 号）相关规定及时开展安全性评估。经评估符合安全运行条件且评估结果报当地能源主管部门后，相关运营企业按照《电力业务许可证监督管理办法》第十五条申请许可延续；未开展安全评估或评估结果不符合安全运行要求的，注销（变更）电力业务许可证。

达到设计寿命的生物质、光热发电机组，参照煤电机组许可延续政策和标准执行。

根据目前水电行业管理政策，水电机组暂不纳入许可延续管理。水电机组申请电力业务许可证时，不登记机组设计寿命。

五、明确异地注册企业电力业务许可管理职责

可再生能源发电项目所在地与运营企业注册地不在同一省份的，该发电项目电力业务许可证的申请及变更应向项目所在地派出机构提出。同一企业在不同派出机构辖区运营多个可再生能源发电项目，但未在项目所在地市场监督管理部门

登记为公司、非公司企业法人或分支机构的，电力业务许可证的申请及许可事项的变更应由项目法人分别向各项目所在地派出机构提出。某个企业（以统一社会信用代码识别）在一个派出机构辖区内，所有项目只能取得一个电力业务许可证。

六、加强可再生能源发电项目许可数据信息管理

建立许可数据信息定期核验机制，持证可再生能源发电项目运营企业应当结合日常业务，每年对运营项目许可相关数据信息进行 1 次核对，对已发生变化的登记事项和许可事项应在 30 日内向派出机构申请办理变更手续，并补充完善其他相关数据信息。对于 2 年内未登录系统进行数据信息完善的企业，派出机构应予以重点关注，加强日常监管，确保许可数据信息动态调整，同时在国家可再生能源发电项目信息管理平台建档立卡系统中予以更新。

本通知自印发之日起施行，有效期五年。

国家能源局

2023 年 10 月 7 日

国家能源局关于印发《风电开发建设管理暂行办法》的通知

（国能新能〔2011〕285号）

各省（区、市）发展改革委（能源局），国家电网公司、南方电网公司、华能集团公司、大唐集团公司、华电集团公司、国电集团公司、中电投集团公司、神华集团公司、中广核集团公司、中节能集团公司、水电水利规划设计总院：

为加强风电项目管理，规范风电的产业发展和保障并网运行，现将《风电开发建设管理暂行办法》印发你们，请遵照执行。

附：风电开发建设管理暂行办法

国家能源局

二〇一一年八月二十五日

风电开发建设管理暂行办法

第一章 总 则

第一条 为加强风能资源开发管理，规范风电项目建设，促进风电有序健康发展，根据《中华人民共和国行政许可法》《中华人民共和国可再生能源法》和《企业投资项目核准暂行办法》，制定本办法。

第二条 风电开发建设管理包括风电场工程的建设规划、项目前期工作、项目核准、竣工验收、运行监督等环节的行政组织管理和技术质量管理。

第三条 国务院能源主管部门负责全国风电开发建设管理。各省（区、市）政府能源主管部门在国务院能源主管部门的指导和组织下，按照国家有关规定负责本地区风电开发建设管理。委托国家风电建设技术归口管理单位承担全国风电技术质量管理。

第四条 本办法适用于国务院投资主管部门和省级政府投资主管部门核准的所有风电项目。海上风电开发建设还应符合《海上风电开发建设管理暂行办法》（国能新能〔2010〕29号）的要求。

第二章 建设规划

第五条 风电场工程建设规划是风电场工程项目建设的基本依据,要坚持“统筹规划、有序开发、分步实施、协调发展”的方针,协调好风电开发与环境保护、土地及海域利用、军事设施保护、电网建设及运行的关系。

第六条 国务院能源主管部门负责全国风电场工程建设规划(含百万千瓦级、千万千瓦级风电基地规划)的编制和实施工作,在进行风能资源评价、风电市场消纳、土地及海域使用、环境保护等建设条件论证的基础上,确定全国风电建设规模和区域布局。

第七条 省级政府能源主管部门根据全国风电场工程建设规划要求,在落实项目风能资源、项目场址和电网接入等条件的基础上,综合项目的建设经济效益和社会效益,按照有关技术规范要求组织编制本地区的风电场工程建设规划与年度开发计划,报国务院能源主管部门备案,并抄送国家风电建设技术归口管理单位。

第八条 风电建设技术归口管理单位综合考虑风能资源、能源需求和技术进步等因素,负责对各省(区、市)风电场工程建设规划与年度开发计划进行技术经济评价。

第九条 国务院能源主管部门依法对地方规划进行备案管理,各省(区、市)风电场工程年度开发计划内的项目经国务院能源主管部门备案后,方可享受国家可再生能源发展基金的电价补贴。

第十条 各电网企业依据国务院能源主管部门备案的各省(区、市)风电场工程建设规划、年度开发计划,落实风电场工程配套电力送出工程。

第三章 项目前期工作

第十一条 项目前期工作包括选址测风、风能资源评价、建设条件论证、项目开发申请、可行性研究和项目核准前的各项准备工作。

企业开展测风要向县级以上政府能源主管部门提出申请,按照气象观测管理要求开展相关工作。

第十二条 风电项目开发企业开展前期工作之前应向省级以上政府能源主管部门提出开展风电场项目开发前期工作的申请。按照项目核准权限划分，5万千瓦及以上项目开发前期工作申请由省级政府能源主管部门受理后，上报国务院能源主管部门批复。

第十三条 省级政府能源主管部门提出的年度开发计划，应包括建设总规模和各项目的开发申请报告，国务院投资主管部门和省级政府投资主管部门核准的项目均应包括在内。项目的开发申请报告应在预可行性研究阶段工作成果的基础上编制，包括以下内容：

（一）风电场风能资源测量与评估成果、风电场地形图测量成果、工程地质勘察成果及工程建设条件；

（二）项目建设必要性，初步确定开发任务、工程规模、设计方案和电网接入条件；

（三）初拟建设用地或用海的类别、范围，环境影响初步评价；

（四）初步的项目经济和社会效益分析；

国务院能源主管部门对满足上述要求的项目予以备案。

第十四条 为促进风电技术进步，国务院能源主管部门可根据需要选择特定开发区域及项目，组织省级政府能源主管部门采取特许权招标方式确定项目投资开发主体及项目关键设备。也可对已明确投资开发主体的大型风电基地的项目提出统一的技术条件，会同项目所在地省级政府能源主管部门指导项目单位对关键设备集中招标采购。

第四章 项目核准

第十五条 为做好地方规划及项目建设与国家规划衔接，根据项目核准管理权限，省级政府投资主管部门核准的风电场工程项目，须按照报国务院能源主管部门备案后的风电场工程建设规划和年度开发计划进行。

第十六条 风电场工程项目按照国务院规定的项目核准管理权限，分别由国务院投资主管部门和省级政府投资主管部门核准。

由国务院投资主管部门核准的风电场工程项目，经所在地省级政府能源主管部门对项目申请报告初审后，按项目核准程序，上报国务院投资主管部门核准。项目单位属于中央企业的，所属集团公司需同时向国务院投资主管部门报送项目核准申请。

第十七条 项目单位应遵循节约、集约和合理利用土地资源的原则，按照有关法律法规与技术规定要求落实建设方案和建设条件，编写项目申请报告，办理项目核准所需的支持性文件。

第十八条 风电场工程项目申请报告应达到可行性研究的深度，并附有下列文件：

（一）项目列入全国或所在省（区、市）风电场工程建设规划及年度开发计划的依据文件；

（二）项目开发前期工作批复文件，或项目特许权协议，或特许权项目中标通知书；

（三）项目可行性研究报告及其技术审查意见；

（四）土地管理部门出具的关于项目用地预审意见；

（五）环境保护管理部门出具的环境影响评价批复意见；

（六）安全生产监督管理部门出具的风电场工程安全预评价报告备案函；

（七）电网企业出具的关于风电场接入电网运行的意见，或省级以上政府能源主管部门关于项目接入电网的协调意见。

（八）金融机构同意给予项目融资贷款的文件；

（九）根据有关法律法规应提交的其它文件。

第十九条 风电场工程项目须经过核准后方可开工建设。项目核准后2年内不开工建设的，项目原核准机构可按照规定收回项目。风电场工程开工以第一台风电机组基础施工为标志。

第五章 竣工验收与运行监督

第二十条 项目所在省级政府能源主管部门负责指导和监督项目竣工验收，

协调和督促电网企业完成电网接入配套设施建设并与项目单位签订并网调度协议和购售电合同。项目单位完成土建施工、设备安装和配套电力送出设施，办理好各专项验收，待电网企业建成电力送出配套电网设施后，制定整体工程竣工验收方案，报项目所在地省级政府能源主管部门备案。项目单位和电网企业按有关技术规定和备案的验收方案进行竣工验收，将结果报告省级政府能源主管部门，省级政府能源主管部门审核后报国务院能源主管部门备案。

第二十一条 电网企业配合进行项目并网运行调试，按照相关技术规定进行项目电力送出工程和并网运行的竣工验收。完成竣工验收后将结果报告省级政府能源主管部门，省级政府能源主管部门审核后报国务院能源主管部门备案。

第二十二条 项目单位应根据电网调度和信息管理要求，向电网调度机构及可再生能源信息管理机构传送和报告运行信息。未经批准，项目运行实时数据不得向境外传送，项目控制系统不能与公共互联网直接联接。项目单位长期保留的测风塔、机组附带的测风仪的使用要符合气象观测管理的有关要求。

第二十三条 项目投产1年后，国务院能源主管部门可组织有规定资质的单位，根据相关技术规定对项目建设和运行情况进行后评估，3个月内完成评估报告，评估结果作为项目单位参与后续风电项目开发的依据。项目单位应按照评估报告对项目设施和运行管理进行必要的改进。

第二十四条 多个风电场工程在同一地域同期建设，可由项目所在地省级政府能源主管部门组织有关单位统一协调办理电网接入、建设用地或用海预审、环境影响评价、安全预评价等手续。

第二十五条 风电项目单位应按照国务院能源主管部门及国家可再生能源信息管理机构的要求，报告风电场工程相关运行信息。如发生火灾、风电机组严重损毁以及其他停产7天以上事故，或风电机组部件发生批量质量问题，应在第一时间向国务院能源主管部门及省级政府能源主管部门报告。

第六章 违规责任

第二十六条 风电场工程未按规定程序和条件获得核准擅自开工建设，不能

享受国家可再生能源发展基金的电价补贴，电网企业不予接受其并网运行。

第二十七条 对于违规擅自开工建设的项目，一经发现，省级以上政府能源主管部门将责令其停止建设，并依法追究有关责任人的法律和行政责任。

第二十八条 通过国家特许权招标方式获得投资开发主体资格的项目单位发生违约，项目单位承担特许权协议规定的相关责任；情节严重的，按照招标投标法规定，自违约时间起3年内取消其参与同类项目投标资格，并予以公告。参加国家特许权项目招标或设备集中招标的设备制造企业违反招标约定，自违约发生时间起3年内该企业不得参与同类项目投标。

第二十九条 风电场发生火灾、风电机组严重损毁以及其他停产7天以上事故，或风电机组部件发生批量质量问题，超过7天未以任何方式报告情况，或未按规定向国家可再生能源信息管理机构提交有关信息的，省级以上政府能源主管部门将责令其改正，并依法追究有关责任人的法律和行政责任。

第七章 附 则

第三十条 本办法由国家能源局负责解释。

第三十一条 本办法由国家能源局发布，自发布之日起施行。

国家能源局、国家海洋局关于印发《海上风电开发建设 管理办法》的通知

（国能新能〔2016〕394号）

天津、河北、辽宁、上海、江苏、浙江、福建、山东、广东、广西、海南发展改革委（能源局）、海洋厅（局），国家电网公司、南方电网公司，华能、大唐、华电、国电、国家电投、神华、三峡、中核、中广核，水电水利规划设计总院、中国风能协会：

为进一步完善海上风电管理体系，规范海上风电开发建设秩序，促进海上风电产业持续健康发展，国家能源局、国家海洋局制定了《海上风电开发建设管理办法》，现印发你们，请遵照执行。

自通知印发之日起，海上风电项目管理按照本办法执行，国家能源局不再统一编制全国海上风电开发建设方案。

附：海上风电开发建设管理办法

国家能源局

国家海洋局

2016年12月29日

附件：

海上风电开发建设管理办法

第一章 总 则

第一条 为规范海上风电项目开发建设管理，促进海上风电有序开发、规范建设和持续发展，根据《行政许可法》《可再生能源法》《海域使用管理法》《海洋环境保护法》和《海岛保护法》，特制定本办法。

第二条 本办法所称海上风电项目是指沿海多年平均大潮高潮线以下海域的

风电项目，包括在相应开发海域内无居民海岛上的风电项目。

第三条 海上风电开发建设管理包括海上风电发展规划、项目核准、海域海岛使用、环境保护、施工及运行等环节的行政组织管理和技术质量管理。

第四条 国家能源局负责全国海上风电开发建设管理。各省（自治区、直辖市）能源主管部门在国家能源局指导下，负责本地区海上风电开发建设管理。可再生能源技术支撑单位做好海上风电技术服务。

第五条 海洋行政主管部门负责海上风电开发建设海域海岛使用和环境保护的管理和监督。

第二章 发展规划

第六条 海上风电发展规划包括全国海上风电发展规划、各省（自治区、直辖市）以及市县级海上风电发展规划。全国海上风电发展规划和各省（自治区、直辖市）海上风电发展规划应当与可再生能源发展规划、海洋主体功能区规划、海洋功能区划、海岛保护规划、海洋经济发展规划相协调。各省（自治区、直辖市）海上风电发展规划应符合全国海上风电发展规划。

第七条 海上风电场应当按照生态文明建设要求，统筹考虑开发强度和资源环境承载能力，原则上应在离岸距离不少于 10 公里、滩涂宽度超过 10 公里时海域水深不得少于 10 米的海域布局。在各种海洋自然保护区、海洋特别保护区、自然历史遗迹保护区、重要渔业水域、河口、海湾、滨海湿地、鸟类迁徙通道、栖息地等重要、敏感和脆弱生态区域，以及划定的生态红线区内不得规划布局海上风电场。

第八条 国家能源局统一组织全国海上风电发展规划编制和管理；会同国家海洋局审定各省（自治区、直辖市）海上风电发展规划；适时组织有关技术单位对各省（自治区、直辖市）海上风电发展规划进行评估。

第九条 各省（自治区、直辖市）能源主管部门组织有关单位，按照标准要求编制本省（自治区、直辖市）管理海域内的海上风电发展规划，并落实电网接入方案和市场消纳方案。

第十条 各省（自治区、直辖市）海洋行政主管部门，根据全国和各省（自治区、直辖市）海洋主体功能区规划、海洋功能区划、海岛保护规划、海洋经济发展规划，对本地区海上风电发展规划提出用海用岛初审和环境影响评价初步意见。

第十一条 鼓励海上风能资源丰富、潜在开发规模较大的沿海县市编制本辖区海上风电规划，重点研究海域使用、海缆路由及配套电网工程规划等工作，上报当地省级能源主管部门审定。

第十二条 各省（自治区、直辖市）能源主管部门可根据国家可再生能源发展相关政策及海上风电行业发展状况，开展海上风电发展规划滚动调整工作，具体程序按照规划编制要求进行。

第三章 项目核准

第十三条 省级及以下能源主管部门按照有关法律法规，依据经国家能源局审定的海上风电发展规划，核准具备建设条件的海上风电项目。核准文件应及时对社会公开并抄送国家能源局和同级海洋行政主管部门。

未纳入海上风电发展规划的海上风电项目，开发企业不得开展海上风电项目建设。

鼓励海上风电项目采取连片规模化方式开发建设。

第十四条 国家能源局组织有关技术单位按年度对全国海上风电核准建设情况进行评估总结，根据产业发展的实际情况完善支持海上风电发展的政策措施和规划调整的建议。

第十五条 鼓励海上风电项目采取招标方式选择开发投资企业，各省（自治区、直辖市）能源主管部门组织开展招投标工作，上网电价、工程方案、技术能力等作为重要考量指标。

第十六条 项目投资企业应按要求落实工程建设方案和建设条件，办理项目核准所需的支持性文件。

第十七条 省级及以下能源主管部门应严格按照有关法律法规明确海上风电

项目核准所需支持性文件，不得随意增加支持性文件。

第十八条 项目开工前，应落实有关利益协调解决方案或协议，完成通航安全、接入系统等相关专题的论证工作，并依法取得相应主管部门的批复文件。

海底电缆按照《铺设海底电缆管道管理规定》及实施办法的规定，办理路由调查勘测及铺设施工许可手续。

第四章 海域海岛使用

第十九条 海上风电项目建设用海应遵循节约和集约利用海域和海岸线资源的原则，合理布局，统一规划海上送出工程输电电缆通道和登陆点，严格限制无居民海岛风电项目建设。

第二十条 海上风电项目建设用海面积和范围按照风电设施实际占用海域面积和安全区占用海域面积界定。海上风电机组用海面积为所有风电机组塔架占用海域面积之和，单个风电机组塔架用海面积一般按塔架中心点至基础外缘线点再向外扩 50m 为半径的圆形区域计算；海底电缆用海面积按电缆外缘向两侧各外扩 10m 宽为界计算；其他永久设施用海面积按《海籍调查规范》的规定计算。各种用海面积不重复计算。

第二十一条 项目单位向省级及以下能源主管部门申请核准前，应向海洋行政主管部门提出用海预审申请，按规定程序和要求审查后，由海洋行政主管部门出具项目用海预审意见。

第二十二条 海上风电项目核准后，项目单位应按照程序及时向海洋行政主管部门提出海域使用申请，依法取得海域使用权后方可开工建设。

第二十三条 使用无居民海岛建设海上风电的项目单位应当按照《海岛保护法》等法律法规办理无居民海岛使用申请审批手续，并取得无居民海岛使用权后，方可开工建设。

第五章 环境保护

第二十四条 项目单位在提出海域使用权申请前，应当按照《海洋环境保护

法》《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》、地方海洋环境保护相关法规及相关技术标准要求，委托有相应资质的机构编制海上风电项目环境影响报告书，报海洋行政主管部门审查批准。

第二十五条 海上风电项目核准后，项目单位应按环境影响报告书及批准意见的要求，加强环境保护设计，落实环境保护措施；项目核准后建设条件发生变化，应在开工前按《海洋工程环境影响评价管理规定》办理。

第二十六条 海上风电项目建成后，按规定程序申请环境保护设施竣工验收，验收合格后，该项目方可正式投入运营。

第六章 施工及运行

第二十七条 海上风电项目经核准后，项目单位应制定施工方案，办理相关施工手续，施工企业应具备海洋工程施工资质。项目单位和施工企业应制定应急预案。

项目开工以第一台风电机组基础施工为标志。

第二十八条 项目单位负责海上风电项目的竣工验收工作，项目所在省（自治区、直辖市）能源主管部门负责海上风电项目竣工验收的协调和监督工作。

第二十九条 项目单位应建立自动化风电机组监控系统，按规定向电网调度机构和国家可再生能源信息管理中心传送风电场的相关数据。

第三十条 项目单位应建立安全生产制度，发生重大事故和设备故障应及时向电网调度机构、当地能源主管部门和能源监管派出机构报告，当地能源主管部门和能源监管派出机构按照有关规定向国家能源局报告。

第三十一条 项目单位应长期监测项目所在区域的风资源、海洋环境等数据，监测结果应定期向省级能源主管部门、海洋行政主管部门和国家可再生能源信息管理中心报告。

第三十二条 新建项目投产一年后，项目建设单位应视实际情况，及时委托有资质的咨询单位，对项目建设和运行情况进行后评估，并向省级能源主管部门报备。

第三十三条 海上风电设计方案、建设施工、验收及运行等必须严格遵守国家、地方、行业相关标准、规程规范，国家能源局组织相关机构进行工程质量监督检查工作，形成海上风电项目质量监督检查评价工作报告，并向全社会予以发布。

第七章 其它

第三十四条 海上风电基地或大型海上风电项目，可由当地省级能源主管部门组织有关单位统一协调办理电网接入系统、建设用海预审、环境影响评价等相关手续。

第三十五条 各省（自治区、直辖市）能源主管部门可根据本办法，制定本地区海上风电开发建设管理办法实施细则。

第八章 附 则

第三十六条 本办法由国家能源局和国家海洋局负责解释。

第三十七条 本办法由国家能源局和国家海洋局联合发布，自发布之日起施行，原发布的《海上风电开发建设管理暂行办法》（国能新能[2010]29号）和《海上风电开发建设管理暂行办法实施细则》（国能新能[2011]210号）自动失效。

国家能源局关于印发《风电场利用率监测统计管理办法》的通知

（国能发新能规〔2022〕49号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网、南方电网，中国华能、中国大唐、中国华电、国家电投、中国三峡集团、国家能源集团、中核集团、中广核，内蒙古电力（集团）有限公司，水电水利规划设计总院、电力规划设计总院、风能专委会：

为进一步规范完善风电场受限电量和利用率监测统计工作，促进风电消纳和风电行业高质量发展，我们组织制定了《风电场利用率监测统计管理办法》，现印送你们，请遵照执行。

国家能源局

2022年4月26日

风电场利用率监测统计管理办法

第一条 为进一步规范完善风电场受限电量和利用率的监测统计工作，促进风电消纳和风电行业高质量发展，制定本办法。

第二条 本办法适用于全国各级电网企业及并网风电场。

第三条 本办法中风电场受限电量是指排除场内设备故障、缺陷或检修等自身原因影响后，风电场可发而未发出的电量。

第四条 风电企业应在风电场开发建设、运行等方面，电网企业应在电网规划建设和调度运行管理等方面，分别落实有效措施，共同促进风电消纳。风电场出力受限时，风电企业和电网企业应相互配合做好受限电量统计工作。

第五条 风电场每日受限电量按如下公式计算：

受限电量=受限时段风电场可用机组可发电量－受限时段风电场实发电量

其中，风电场可用机组可发电量指风电场内除受场内设备故障、缺陷或检修等因素影响风电机组外，剩余可用风电机组在所处自然条件和设备状态下（不考

虑电力系统运行因素影响），在相应时间内理论上可发出的电量。

系统原因受限电量=受限电量－特殊原因受限电量

其中，系统原因受限电量是指风电场受电力系统用电负荷及调峰能力、网架约束、安全稳定运行等因素影响可发而未能发出的电量。

特殊原因受限电量包括以下情况：

（一）因台风、地震、洪水、覆冰、泥石流等不可抗因素导致的风电场出力受限；

（二）风电场处于并网调试阶段或自动发电控制系统（AGC）测试阶段、风电场以临时方案接入系统时输送功率超过输变电设备送电极限、风电场出力超出场站并网调度协议载明的装机容量等情况下造成的出力受限；

（三）风电场由于并网技术条件不满足相关标准要求，或违反并网管理要求等原因进行整改造成的出力受限；

（四）由于风电场送出输变电设备正常计划检修造成的出力受限；

（五）市场化方式并网风电场因未落实并网条件导致的出力受限；

（六）风电场因市场化交易决策不当导致的出力受限；

（七）因风电场外重大工程施工、重大社会活动、执行特殊保电任务导致的出力受限。

多种特殊原因同时产生受限电量时，统计时按照主要原因归纳为上述某一类情况。

第六条 风电受限电量计算方法主要采用机舱风速法，各地区风电场根据设备条件差异也可结合实际采用样板机法、测风塔外推法等其他经过验证的计算方法；具体可由风电企业与所属电网调度机构协商确定。

机舱风速法是指基于风电机组实际风速-功率曲线，通过实测的机舱风速得出风机理论发电功率，进而计算风电场受限电量的方法。样板机法是指根据风电场风机地理位置和地势分布，在选定一定数量“样板机”（一般不超过风电场全部风机数量的10%，“样板机”不限电）基础上，通过“样板机”电量推算得出限电风机理论发电功率，进而计算受限电量的方法。测风塔外推法是在测风塔优化选址

基础上，根据风电场所处区域的地形、地貌，采用微观气象学、计算流体力学理论，将测风塔风速、风向推算至风电场每台风机轮毂高度处的风速、风向，并通过风速-功率曲线得出风机理论发电功率，进而计算受限电量的方法。

第七条 风电场受限时段以电力调度机构下达限电指令和解除限电指令时间为准，或以调度自动化系统自动控制时段为准。电力调度机构和风电场均应准确记录限电时间、出力限值和原因。

第八条 风电场定期向电力调度机构提供风电场受限电量计算所需的基础数据和满足质量、精度要求的实时运行数据。电力调度机构定期对风电场所提供数据的准确性、合理性进行校核。电力调度机构和风电场定期在风电场出力不受限时段（不少于 6 小时）对所采用计算方法的准确性进行测试，偏差较大时应及时调整相关方法策略。

第九条 风电场利用率和地区风电利用率区分两种情况按如下公式计算：

（一）考虑全部原因受限电量情况

风电场利用率=风电场实际发电量/风电场可用机组可发电量

地区风电利用率= \sum 风电场实际发电量/ \sum 风电场可用机组可发电量

（二）仅考虑系统原因受限电量情况

风电场利用率=(风电场可用机组可发电量-系统原因受限电量)/风电场可用机组可发电量

地区风电利用率= \sum (风电场可用机组可发电量-系统原因受限电量)/ \sum 风电场可用机组可发电量

第十条 风电场发电数据报送以单个风电场为单元。各风电场于每月 5 日前将风电场上月月度发电信息表（附件 1）报送至相应电力调度机构，同时在国家可再生能源信息管理平台 and 全国新能源电力消纳监测预警平台填报。

第十一条 省级电网企业对其调度机构调度范围内风电场每月报送数据进行汇总、整理、分析和校核，在每月 15 日前向国家能源局当地派出机构报送各省（区、市）风电场月度发电信息报表（附件 2），同时在国家可再生能源信息管理平台 and 全国新能源电力消纳监测预警平台填报，并向其调度机构调度范围内各

风电场披露。

第十二条 风电场如对省级电网企业每月披露结果存在异议，可及时联系相应电力调度机构进行校验修正，并向电力调度机构提供相关依据；对校验修正结果仍有异议的，可申请国家能源局当地派出机构督促进一步校核。

第十三条 国家能源局派出机构对风电企业、电网企业执行本办法的相关情况开展监督检查，并依照有关法规对违规行为予以处理。

第十四条 相关单位应严格按照本办法计算风电场消纳情况，如实完整报送统计数据，未按要求报送、弄虚作假、谎报、瞒报的，由国家能源局派出机构按照《电力监管条例》有关规定进行处理。

第十五条 国家能源局组织全国新能源消纳监测预警中心按月监测、按季评估，滚动公布各省级区域风电场消纳情况。

第十六条 风电场消纳情况发布需遵循国家相关法律法规和保密规定。

第十七条 国家能源局派出机构可依据本办法制定当地实施细则。

第十八条 本办法由国家能源局负责解释，自发布之日起施行，有效期暂定为5年，原《风电场弃风电量计算办法（试行）》（办输电〔2012〕154号）同时废止。

附件：1.XX 风电场月度发电信息表（略）

2.XX 省（区、市）风电月度发电信息表（略）

国家林业和草原局关于规范风电场项目建设使用林地的通知

（林资发〔2019〕17号）

各省、自治区、直辖市林业和草原主管部门，内蒙古、大兴安岭森工（林业）集团公司，新疆生产建设兵团林业和草原局，国家林业和草原局各派出机构：

近些年来，各地大规模发展风电，风电场项目占用森林和林地面积大幅上升，违法违规使用林地、野蛮施工、植被恢复不到位等问题时有发生，对森林生态功能、森林景观等造成较大损害，引起社会广泛关注。为规范风电场项目建设使用林地，减少对森林植被和生态环境的损害与影响，现将有关事项通知如下：

一、充分认识规范风电场建设使用林地的重要性

陆上风电场项目建设过程中，多沿地势较高的山脊、山岗布设风机，并配套建设道路和集电线路，点多线长，这些地方既是山地生态系统重要的分水岭，也是生态最脆弱的地带，风机基础挖掘、场地平整、道路和集电线路施工等使用林地，大范围扰动地表，破坏地表植被，极易造成大面积水土流失，加剧区域生态退化，对森林资源安全和森林生态整体功能发挥影响较大。发展风电产业是我国推进能源转型、应对气候变化的重要途径之一，但是，我国是一个缺林少绿、生态脆弱的国家，风电开发必须正确处理好与森林资源保护的关系。各地要深入贯彻落实党的十九大精神，以习近平生态文明思想为指导，牢固树立社会主义生态文明观，坚持节约资源和保护环境的基本国策，实行最严格的生态保护制度，依法规范风电场建设使用林地，促进风电产业健康发展，推动人与自然和谐共生。

二、风电场建设使用林地禁建区域

严格保护生态功能重要、生态脆弱敏感区域的林地。自然遗产地、国家公园、自然保护区、森林公园、湿地公园、地质公园、风景名胜区、鸟类主要迁徙通道和迁徙地等区域以及沿海基干林带和消浪林带，为风电场项目禁止建设区域。

三、风电场建设使用林地限制范围

风电场建设应当节约集约使用林地。风机基础、施工和检修道路、升压站、集电线路等，禁止占用天然乔木林（竹林）地、年降雨量 400 毫米以下区域的有林地、一级国家级公益林地和二级国家级公益林中的有林地。本通知下发之前已经核准但未取得使用林地手续的风电场项目，要重新合理优化选址和建设方案，加强生态影响分析和评估，不得占用年降雨量 400 毫米以下区域的有林地和一级国家级公益林地，避让二级国家级公益林中有林地集中区域。

四、强化风电场道路建设和临时用地管理

风电场施工和检修道路，应尽可能利用现有森林防火道路、林区道路、乡村道路等道路，在其基础上扩建的风电场道路原则上不得改变现有道路性质。风电场新建配套道路应与风电场一同办理使用林地手续，风电场配套道路要严格控制道路宽度，提高标准，合理建设排水沟、过水涵洞、挡土墙等设施；严格按照设计规范施工，禁止强推强挖式放坡施工，防止废弃砂石任意放置和随意滚落，同步实施水土保持和恢复林业生产条件的措施。吊装平台、施工道路、弃渣场、集电线路等临时占用林地的，应在临时占用林地期满后一年内恢复林业生产条件，并及时恢复植被。

五、加强风电场建设使用林地的指导和监管

各级林业和草原主管部门要与本地区能源主管部门做好风电开发建设规划和核准工作的衔接，提前介入测风选址工作，指导建设单位避让生态脆弱区和生态敏感区；定期检查，依法严厉打击风电场项目未批先占、少批多占、拆分报批、以其他名义骗取使用林地行政许可等违法违规行为；对野蛮施工破坏林地、林木，未及时恢复林业生产条件及弄虚作假骗取使用林地行政许可的风电场项目，要依法追责。

国家林业和草原局各派驻森林资源监督机构要加强对风电场项目建设的监督检查。

本通知自发布之日起施行，有效期至 2024 年 2 月 28 日。

特此通知。

国家林业和草原局

2019 年 2 月 26 日

国家能源局关于印发《光伏电站开发建设管理办法》的通知

（国能发新能规〔2022〕104号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，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、中国广核集团有限公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，有关发电企业，电力规划设计总院、水电水利规划设计总院，国家可再生能源信息管理中心、全国新能源消纳监测预警中心，中国光伏行业协会：

为规范光伏电站开发建设管理，促进光伏发电持续健康高质量发展，我们对《光伏电站项目管理暂行办法》进行了修订，形成了《光伏电站开发建设管理办法》，现印送你们，请遵照执行。

国家能源局

2022年11月30日

光伏电站开发建设管理办法

第一章 总则

第一条 为规范光伏电站开发建设管理，保障光伏电站和电力系统清洁低碳、安全高效运行，促进光伏发电行业持续健康高质量发展，根据《中华人民共和国可再生能源法》《中华人民共和国电力法》《企业投资项目核准和备案管理条例》《电力监管条例》《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》《国务院办公厅转发国家发展改革委 国家能源局关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知》等有关规定，制定本办法。

第二条 本办法适用于集中式光伏电站的行业管理、年度开发建设方案、项目建设管理、电网接入管理、运行监测等。分布式光伏发电管理另行规定。

第三条 国家能源局负责全国光伏电站开发建设和运行的监督管理工作。省级能源主管部门在国家能源局指导下，负责本省（区、市）光伏电站开发建设和运行的监督管理工作。国家能源局派出机构负责所辖区域内光伏电站的国家规划与政策执行、资质许可、公平接网、电力消纳等方面的监管工作。电网企业承担光伏电站并网条件的落实或认定、电网接入、调度能力优化、电量收购等工作，配合各级能源主管部门分析测算电网消纳能力与接入送出条件。有关方面按照国家法律法规和部门职责等规定做好光伏电站的安全生产监督管理工作。

第二章 行业管理

第四条 国家能源局编制全国可再生能源发展规划，确定全国光伏电站开发建设的总体目标和重大布局，并结合发展实际与需要适时调整。

第五条 国家能源局依托国家可再生能源发电项目信息管理平台组织开展并网在运光伏电站项目的建档立卡工作。建档立卡的内容主要包括项目名称、建设地点、项目业主、装机容量、并网时间、项目运行状态等信息。每个建档立卡的光伏电站项目由系统自动生成项目编码，作为项目全生命周期的唯一身份识别代码。

第六条 国家能源局加强对光伏电站项目开发建设及运行的全过程监测，规范市场开发秩序，优化发展环境，根据光伏电站发展的实际情况及时完善行业政策、规范和标准等，并会同有关部门深化“放管服”改革，完善相关支持政策。

第三章 年度开发建设方案

第七条 省级能源主管部门负责做好本省（区、市）可再生能源发展规划与国家能源、可再生能源、电力等发展规划和重大布局的衔接，根据本省（区、市）可再生能源发展规划、非水电可再生能源电力消纳责任权重以及电网接入与消纳条件等，制定光伏电站年度开发建设方案。涉及跨省跨区外送消纳的光伏电站，相关送受端省（区、市）能源主管部门在制定可再生能源发展规划、年度开发建设方案时应充分做好衔接。

第八条 省级能源主管部门制定的光伏电站年度开发建设方案可包括项目清单、开工建设与投产时间、建设要求、保障措施等内容，其中项目清单可视发展需要并结合本地实际分类确定为保障性并网项目和市场化并网项目。各地可结合实际，一次性或分批确定项目清单，并及时向社会公布相关情况。纳入光伏电站年度开发建设方案的项目，电网企业应及时办理电网接入手续。鼓励各级能源主管部门采用建立项目库的管理方式，做好光伏电站项目储备。

第九条 保障性并网项目原则上由省级能源主管部门通过竞争性配置方式确定。市场化并网项目按照国家和各省（区、市）有关规定确定，电网企业应配合省级能源主管部门对市场化并网项目通过自建、合建共享或购买服务等市场化方式落实的并网条件予以认定。

第十条 各省（区、市）光伏电站年度开发建设方案和竞争性配置项目办法应及时向国家能源局报备，并抄送当地国家能源局派出机构。各级能源主管部门要优化营商环境，规范开发建设秩序，不得将强制配套产业或投资、违规收取项目保证金等作为项目开发建设的门槛。

第四章 项目建设管理

第十一条 光伏电站项目建设前应做好规划选址、资源测评、建设条件论证、市场需求分析等各项准备工作，重点落实光伏电站项目的接网消纳条件，符合用地用海和河湖管理、生态环保等有关要求。

第十二条 按照国务院投资项目管理规定，光伏电站项目实行备案管理。各省（区、市）可制定本省（区、市）光伏电站项目备案管理办法，明确备案机关及其权限等，并向社会公布。备案机关及其工作人员应当依法对项目进行备案，不得擅自增减审查条件，不得超出办理时限。备案机关及有关部门应当加强对光伏电站的事中事后监管。

第十三条 光伏电站完成项目备案后，项目单位应抓紧落实各项建设条件。已经完成备案并纳入年度开发建设方案的项目，在办理完成相关法律法规要求的各项建设手续后应及时开工建设，并会同电网企业做好与配套电力送出工程的衔

接。

第十四条 光伏电站项目备案容量原则上为交流侧容量（即逆变器额定输出功率之和）。项目单位应按照备案信息进行建设，不得自行变更项目备案信息的重要事项。项目备案后，项目法人发生变化，项目建设地点、规模、内容发生重大变更，或者放弃项目建设的，项目单位应当及时告知备案机关并修改相关信息。各省级能源主管部门和备案机关可视需要组织核查备案后2年内未开工建设或者未办理任何其他手续的项目，及时废止确实不具备建设条件的的项目。

第五章 电网接入管理

第十五条 光伏电站配套电力送出工程（含汇集站，下同）建设应与光伏电站建设相协调。光伏电站项目单位负责投资建设项目场址内集电线路和升压站（开关站）工程，原则上电网企业负责投资建设项目场址外配套电力送出工程。各省级能源主管部门负责做好协调工作。

第十六条 电网企业应根据国家确定的光伏电站开发建设总体目标和重大布局、各地区可再生能源发展规划和年度开发建设方案，结合光伏电站发展需要，及时优化电网规划建设方案和投资计划安排，统筹开展光伏电站配套电网建设和改造，鼓励采用智能电网等先进技术，提高电力系统接纳光伏发电的能力。

第十七条 光伏电站项目接入系统设计工作一般应在电源项目本体可行性研究阶段开展，在纳入年度开发建设方案后20个工作日内向电网企业提交接入系统设计方案报告。电网企业应按照积极服务、简捷高效的原则，建立和完善光伏电站项目接网审核和服务程序。项目单位提交接入系统设计报告评审申请后，电网企业应按照电网公平开放的有关要求在规定时间内出具书面回复意见，对于确实不具备接入条件的项目应书面说明原因。鼓励电网企业推广新能源云等信息平台，提供项目可用接入点、可接入容量、技术规范等信息，实现接网全流程线上办理，提高接网申请审核效率。

第十八条 500千伏及以上的光伏电站配套电力送出工程，由项目所在地省（区、市）能源主管部门上报国家能源局，履行纳入规划程序；500千伏以下的

光伏电站配套电力送出工程经项目所在地省（区、市）能源主管部门会同电网企业审核确认后自动纳入相应电力规划。

第十九条 电网企业应改进完善内部审批流程，合理安排建设时序，加强网源协调发展，建立网源沟通机制，提高光伏电站配套电力送出工程相关工作的效率，衔接好网源建设进度，确保配套电力送出工程与光伏电站项目建设的进度相匹配，满足相应并网条件后“能并尽并”。光伏电站并网后，电网企业应及时掌握情况并按月报送相关信息。

第二十条 电网企业建设确有困难或规划建设时序不匹配的光伏电站配套电力送出工程，允许光伏电站项目单位投资建设。光伏电站项目单位建设配套送出工程应充分进行论证，并完全自愿，可以多家企业联合建设，也可以一家企业建设，多家企业共享。光伏电站项目单位建设的配套电力送出工程，经电网企业与光伏电站项目单位双方协商同意，可由电网企业依法依规进行回购。

第二十一条 光伏电站项目应符合国家有关光伏电站接入电网的技术标准规范等有关要求，科学合理确定容配比，交流侧容量不得大于备案容量或年度开发建设方案确定的规模。涉网设备必须通过经国家认可的检测认证机构检测认证，经检测认证合格的设备，电网企业非必要不得要求重复检测。项目单位要认真做好涉网设备管理，不得擅自停运和调整参数。

第二十二条 项目主体工程及配套电力送出工程完工后，项目单位应及时组织项目竣工验收。项目单位提交并网运行申请书后，电网企业应按国家有关技术标准规范和管理规定，在规定时间内配合开展光伏电站涉网设备和电力送出工程的并网调试、竣工验收，并参照《新能源场站并网调度协议示范文本》《购售电合同示范文本》与项目单位签订并网调度协议和购售电合同。对于符合条件且自愿参与市场化交易的光伏电站，项目单位按照相关电力市场规则要求执行。

第二十三条 除国家能源局规定的豁免情形外，光伏电站项目应当在并网后6个月内取得电力业务许可证，国家能源局派出机构按规定公开行政许可信息。电网企业不得允许并网后6个月内未取得电力业务许可证的光伏电站项目发电上网。

第二十四条 电网企业应采取系统性技术措施，合理安排电网运行方式，完善光伏电站并网运行的调度技术体系，按照有关规定保障光伏电站安全高效并网运行。光伏电站项目单位应加强运行维护管理，积极配合电网企业的并网运行调度管理。

第六章 运行监测

第二十五条 光伏电站项目单位负责电站建设和运营，是光伏电站的安全生产责任主体，必须贯彻执行国家及行业安全生产管理规定，依法加强光伏电站建设运营全过程的安全生产管理，并加大对安全生产的投入保障力度，改善安全生产条件，提高安全生产水平，确保安全生产。

第二十六条 国家能源局负责全国光伏电站工程的安全监管（包括施工安全监管、质量监督管理及运行监管），国家能源局派出机构依职责承担所辖区域内光伏电站工程的安全监管，地方政府电力管理等部门依据法律法规和相关规定落实“管行业必须管安全、管业务必须管安全、管生产经营必须管安全”的相关工作。光伏电站建设、调试、运行和维护过程中发生电力事故、电力安全事件和信息安全事件时，项目单位和有关参建单位应按相关规定要求及时向有关部门报告。

第二十七条 国家能源局依托国家可再生能源发电项目信息管理平台 and 全国新能源电力消纳监测预警平台开展光伏电站项目全过程信息监测。省级能源主管部门应督促项目单位按照有关要求，及时在国家可再生能源发电项目信息管理平台 and 全国新能源电力消纳监测预警平台报送相关信息，填写、更新项目建档立卡内容。

第二十八条 电网企业要会同全国新能源消纳监测预警中心及时公布各省级区域并网消纳情况及预测分析，引导理性投资、有序建设。对项目单位反映的有关问题，省级能源主管部门要会同电网企业等有关单位及时协调、督导和纠正。

第二十九条 鼓励光伏电站开展改造升级工作，应用先进、高效、安全的技术和设备。光伏电站的拆除、设备回收与再利用，应符合国家资源回收利用和生态环境、安全生产等相关法律法规与政策要求，不得造成环境污染破坏与安全事

故事件，鼓励项目单位为设备回收与再利用创造便利条件。

第三十条 各省级能源主管部门可根据本办法，制定适应本省（区、市）实际的具体管理办法。

第七章 附 则

第三十一条 本办法由国家能源局负责解释。

第三十二条 本办法自发布之日起施行，有效期5年。《光伏电站项目管理暂行办法》（国能新能〔2013〕329号）同时废止。

国家能源局关于印发《分布式光伏发电项目 管理暂行办法》的通知

（国能新能〔2013〕433号）

各省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）、计划单列市发展改革委、新疆生产建设兵团发展改革委，国家电网公司、南方电网公司，水电水利规划设计总院：

为推进分布式光伏发电应用，规范分布式光伏发电项目管理，现将《分布式光伏发电项目管理暂行办法》印送你们，请遵照执行。

国家能源局

2013年11月18日

分布式光伏发电项目管理暂行办法

第一章 总则

第一条 为规范分布式光伏发电项目建设管理，推进分布式光伏发电应用，根据《中华人民共和国可再生能源法》《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国行政许可法》，以及《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》，制定本办法。

第二条 分布式光伏发电是指在用户所在场地或附近建设运行，以用户侧自发自用为主、多余电量上网且在配电网系统平衡调节为特征的光伏发电设施。

第三条 鼓励各类电力用户、投资企业、专业化合同能源服务公司、个人等作为项目单位，投资建设和经营分布式光伏发电项目。

第四条 国务院能源主管部门负责全国分布式光伏发电规划指导和监督管理；地方能源主管部门在国务院能源主管部门指导下，负责本地区分布式光伏发电规划、建设的监督管理；国家能源局派出机构负责对本地区分布式光伏发电规划和政策执行、并网运行、市场公平及运行安全进行监管。

第五条 分布式光伏发电实行“自发自用、余电上网、就近消纳、电网调节”的运营模式。电网企业采用先进技术优化电网运行管理，为分布式光伏发电运行提供系统支撑，保障电力用户安全用电。鼓励项目投资经营主体与同一供电区内的电力用户在电网企业配合下以多种方式实现分布式光伏发电就近消纳。

第二章 规模管理

第六条 国务院能源主管部门依据全国太阳能发电相关规划、各地区分布式光伏发电发展需求和建设条件，对需要国家资金补贴的项目实行总量平衡和年度指导规模管理。不需要国家资金补贴的项目不纳入年度指导规模管理范围。

第七条 省级能源主管部门根据本地区分布式光伏发电发展情况，提出下一年度需要国家资金补贴的项目规模申请。国务院能源主管部门结合各地项目资源、实际应用以及可再生能源电价附加征收情况，统筹协调平衡后，下达各地区年度指导规模，在年度中期可视各地区实施情况进行微调。

第八条 国务院能源主管部门下达的分布式光伏发电年度指导规模，在该年度内未使用的规模指标自动失效。当年规模指标与实际需求差距较大的，地方能源主管部门可适时提出调整申请。

第九条 鼓励各级地方政府通过市场竞争方式降低分布式光伏发电的补贴标准。优先支持申请低于国家补贴标准的分布式光伏发电项目建设。

第三章 项目备案

第十条 省级及以下能源主管部门依据国务院投资项目管理规定和国务院能源主管部门下达的本地区分布式光伏发电的年度指导规模指标，对分布式光伏发电项目实行备案管理。具体备案办法由省级人民政府制定。

第十一条 项目备案工作应根据分布式光伏发电项目特点尽可能简化程序，免除发电业务许可、规划选址、土地预审、水土保持、环境影响评价、节能评估及社会风险评估等支持性文件。

第十二条 对个人利用自有住宅及在住宅区域内建设的分布式光伏发电项

目，由当地电网企业直接登记并集中向当地能源主管部门备案。不需要国家资金补贴的项目由省级能源主管部门自行管理。

第十三条 各级管理部门和项目单位不得自行变更项目备案文件的主要事项，包括投资主体、建设地点、项目规模、运营模式等。确需变更时，由备案部门按程序办理。

第十四条 在年度指导规模指标范围内的分布式光伏发电项目，自备案之日起两年内未建成投产的，在年度指导规模中取消，并同时取消享受国家资金补贴的资格。

第十五条 鼓励地市级或县级政府结合当地实际，建立与电网接入申请、并网调试和验收、电费结算和补贴发放等相结合的分布式光伏发电项目备案、竣工验收等一站式服务体系，简化办理流程，提高管理效率。

第四章 建设条件

第十六条 分布式光伏发电项目所依托的建筑物及设施应具有合法性，项目单位与项目所依托的建筑物、场地及设施所有人非同一主体时，项目单位应与所有人签订建筑物、场地及设施的使用或租用协议，视经营方式与电力用户签订合同能源服务协议。

第十七条 分布式光伏发电项目的设计和安装应符合有关管理规定、设备标准、建筑工程规范和安全规范等要求。承担项目设计、咨询、安装和监理的单位，应具有国家规定的相应资质。

第十八条 分布式光伏发电项目采用的光伏电池组件、逆变器等设备应通过符合国家规定的认证认可机构的检测认证，符合相关接入电网的技术要求。

第五章 电网接入和运行

第十九条 电网企业收到项目单位并网接入申请后，应在 20 个工作日内出具并网接入意见，对于集中多点接入的分布式光伏发电项目可延长到 30 个工作日。

第二十条 以 35 千伏及以下电压等级接入电网的分布式光伏发电项目，由地

市级或县级电网企业按照简化程序办理相关并网手续，并提供并网咨询、电能表安装、并网调试及验收等服务。

第二十一条 以 35 千伏以上电压等级接入电网且所发电量在并网点范围内使用的分布式光伏发电项目，电网企业应根据其接入方式、电量使用范围，本着简便和及时高效的原则做好并网管理，提供相关服务。

第二十二条 接入公共电网的分布式光伏发电项目，接入系统工程以及因接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。接入用户侧的分布式光伏发电项目，用户侧的配套工程由项目单位投资建设。因项目接入电网引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。

第二十三条 电网企业应采用先进运行控制技术，提高配电网智能化水平，为接纳分布式光伏发电创造条件。在分布式光伏发电安装规模较大、占电网负荷比重较高的供电区，电网企业应根据发展需要建设分布式光伏发电并网运行监测、功率预测和优化运行相结合的综合技术体系，实现分布式光伏发电高效利用和系统安全运行。

第六章 计量与结算

第二十四条 分布式光伏发电项目本体工程建成后，向电网企业提出并网调试和验收申请。电网企业指导和配合项目单位开展并网运行调试和验收。电网企业应根据国家有关标准制定分布式光伏发电电网接入和并网运行验收办法。

第二十五条 电网企业负责对分布式光伏发电项目的全部发电量、上网电量分别计量，免费提供并安装电能计量表，不向项目单位收取系统备用容量费。电网企业在有关并网接入和运行等所有环节提供的服务均不向项目单位收取费用。

第二十六条 享受电量补贴政策的分布式光伏发电项目，由电网企业负责向项目单位按月转付国家补贴资金，按月结算余电上网电量电费。

第二十七条 在经济开发区等相对独立的供电区统一组织建设的分布式光伏发电项目，余电上网部分可向该供电区内其他电力用户直接售电。

第七章 产业信息监测

第二十八条 组织地市级或县级能源主管部门按月汇总项目备案信息。省级能源主管部门按季分类汇总备案信息后报送国务院能源主管部门。

第二十九条 各省级能源主管部门负责本地区分布式光伏发电项目建设和运行信息统计，并分别于每年7月、次年1月向国务院能源主管部门报送上半年和上一年度的统计信息，同时抄送国家能源局及其派出监管机构、国家可再生能源信息中心。

第三十条 电网企业负责建设本级电网覆盖范围内分布式光伏发电的运行监测体系，配合本级能源主管部门向所在地的能源管理部门按季报送项目建设运行信息，包括项目建设、发电量、上网电量、电费和补贴发放与结算等信息。

第三十一条 国务院能源主管部门委托国家可再生能源信息中心开展分布式光伏发电行业信息管理，组织研究制定工程设计、安装、验收等环节的标准规范，统计全国分布式光伏发电项目建设运行信息，分析评价行业发展现状和趋势，及时提出相关政策建议。经国务院能源主管部门批准，适时发布相关产业信息。

第八章 违规责任

第三十二条 电网企业未按照规定收购分布式光伏发电项目余电上网电量，造成项目单位损失的，应当按照《中华人民共和国可再生能源法》的规定承担经济赔偿责任。

第九章 附则

第三十三条 本办法由国家能源局负责解释，自发布之日起施行。

国家能源局、国务院扶贫办关于印发《光伏扶贫电站 管理办法》的通知

（国能发新能〔2018〕29号）

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、扶贫办，各派出能源监管机构，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司：

为规范光伏扶贫电站建设运行管理，保障光伏扶贫实施效果，促进光伏扶贫健康有序发展，根据《中共中央国务院关于打赢脱贫攻坚战的决定》（中发〔2015〕34号）和《关于实施光伏发电扶贫工作的意见》（发改能源〔2016〕621号），国家能源局、国务院扶贫办制定了《光伏扶贫电站管理办法》，现印发你们，请按要求认真贯彻落实。

附件：光伏扶贫电站管理办法

国家能源局

国务院扶贫办

2018年3月26日

附件：

光伏扶贫电站管理办法

第一条 光伏扶贫是资产收益扶贫的有效方式，是产业扶贫的有效途径。为规范光伏扶贫电站建设运行管理，保障光伏扶贫实施效果，根据《中共中央国务院关于打赢脱贫攻坚战的决定》（中发〔2015〕34号）和《关于实施光伏发电扶贫工作的意见》（发改能源〔2016〕621号），制定本办法。

第二条 光伏扶贫电站是以扶贫为目的，在具备光伏扶贫实施条件的地区，利用政府性资金投资建设的光伏电站，其产权归村集体所有，全部收益用于扶贫。

第三条 本办法适用于国家“十三五”光伏扶贫电站项目。

第四条 光伏扶贫对象为列入国家光伏扶贫实施范围的建档立卡贫困村的建

档立卡贫困户，优先扶持深度贫困地区和弱劳动能力贫困人口。

第五条 光伏扶贫电站原则上应在建档立卡贫困村按照村级电站方式建设。根据当地实际情况，确有必要并经充分论证可以联建方式建设村级电站。

第六条 光伏扶贫电站由各地根据财力可能筹措资金建设，包括各级财政资金以及东西协作、定点帮扶和社会捐赠资金。光伏扶贫电站不得负债建设，企业不得投资入股。

第七条 村级扶贫电站规模根据帮扶的贫困户数量按户均5千瓦左右配置，最大不超过7千瓦，单个电站规模原则上不超过300千瓦，具备就近接入和消纳条件的可放宽至500千瓦。村级联建电站外送线路电压等级不超过10千伏，建设规模不超过6000千瓦。

第八条 光伏扶贫电站由县级政府按照“规划、设计、施工、验收、运维”五统一的原则实施，运用市场化方式委托专业机构负责光伏扶贫电站的建设、运行和维护。电站建设应符合国家相关规程规范和技术要求，确保质量与安全。光伏组件、逆变器等主要设备应采用国家资质检测认证机构认证的产品，鼓励采用达到“领跑者”技术指标的先进技术。鼓励采用设计施工采购（EPC）总承包方式统一开展县域内村级电站建设。

第九条 县级政府负责落实村级扶贫电站的建设场址和用地，场址土地不得属于征收土地使用税、耕地占用税的范围，不得占用基本农田，并符合《国土资源部 国务院扶贫办 国家能源局关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规〔2017〕8号）规定。

电网公司负责建设配套接入电网工程，将光伏扶贫电站接网工程优先纳入电网改造升级计划，确保村级扶贫电站和接入电网工程同步建成投产。

第十条 省级政府能源、扶贫主管部门根据光伏扶贫政策要求组织对各县级光伏扶贫电站进行验收和评估，并将验收和评估情况形成书面报告报送国家能源局和国务院扶贫办。国家能源局会同国务院扶贫办对光伏扶贫电站验收和评估情况进行监督检查。

第十一条 电网公司保障光伏扶贫项目优先调度与全额消纳。

第十二条 光伏扶贫电站不参与竞价，执行国家制定的光伏扶贫价格政策。

第十三条 光伏扶贫电站优先纳入可再生能源补助目录，补助资金优先发放，原则上年度补助资金于次年 1 季度前发放到位。

第十四条 光伏扶贫电站收益分配与使用管理，按国务院扶贫办《村级光伏扶贫电站收益分配管理办法》（国开办〔2017〕61 号）执行。

第十五条 光伏扶贫电站实行目录管理。国家能源局会同国务院扶贫办按建档立卡贫困村代码，对光伏扶贫电站统一编码、建立目录。纳入目录的，享受光伏扶贫电站政策。光伏扶贫电站有关信息统一纳入国家可再生能源信息管理平台。

第十六条 光伏扶贫电站项目计划下达后，对于一年内未开工建设、验收不合格且未按期整改的项目撤回计划，并给予通报。

第十七条 国家能源局、国务院扶贫办负责组织协调光伏扶贫重大问题，会同相关部门审核各省光伏扶贫实施方案，下达项目计划，对各省光伏扶贫实施工作进行指导监督。国务院扶贫办负责扶贫对象的识别认定和扶贫收益分配的管理监督。省级政府能源、扶贫主管部门负责本省光伏扶贫工作的统筹协调和管理监督，审核县级政府申报的扶贫实施方案和光伏扶贫补助目录，编制本省光伏扶贫实施方案并上报项目计划，出台本省光伏扶贫管理实施细则，组织本省光伏扶贫电站的验收和评估，保障本省光伏扶贫电站财政补助资金及时拨付和收益合理分配。县级政府负责落实光伏扶贫电站各项建设条件，编制本县光伏扶贫实施方案，申报光伏扶贫补助目录，组织实施光伏电站建设与运维，做好光伏扶贫收益分配。

第十八条 鼓励光伏企业积极履行社会责任，采取农光、牧光、渔光等复合方式，以市场化收益支持扶贫。

第十九条 本办法发布前已纳入国家光伏扶贫计划且已建成的集中式电站，按本办法执行。省级政府能源、扶贫主管部门应根据本办法制定本省光伏扶贫实施细则。

第二十条 本办法由国家能源局会同国务院扶贫办负责解释，自发布之日起施行。

国家能源局关于印发《光伏电站消纳监测统计管理办法》的通知

（国能发新能规〔2021〕57号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）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、国家能源投资集团有限责任公司、国家电力投资集团有限公司、中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、各有关发电企业，全国新能源消纳监测预警中心，电力规划设计总院、水电水利规划设计总院，中国光伏行业协会：

为进一步规范光伏电站消纳监测统计工作，建立健全光伏电站消纳监测体系和信息发布制度，统一光伏电站消纳利用率计算方法，现将《光伏电站消纳监测统计管理办法》印送你们，请遵照执行。

国家能源局

2021年12月3日

光伏电站消纳监测统计管理办法

第一章 总则

第一条 为提高光伏行业监测管理水平，进一步规范和完善光伏电站消纳统计工作，建立健全光伏电站消纳监测体系和信息发布制度，统一光伏电站消纳利用率计算方法，制定本办法。

第二条 本办法适用于接入电网运行并接受电网调度的集中式光伏电站，分布式及其他光伏发电项目可参照执行。

第三条 国家能源局组织全国新能源消纳监测预警中心，依托全国新能源电力消纳监测预警平台，利用现代信息技术开展光伏电站消纳监测工作。

第四条 相关信息平台及监测系统的建设和运行应符合《中华人民共和国网

络安全法》《电力监控系统安全防护规定》（国家发展改革委 2014 年第 14 号令）和《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》（国能安全〔2015〕36 号）有关要求。

第二章 光伏电站数据报送

第五条 数据采集和报送以单个光伏电站为单元。

第六条 各光伏电站应按照电网企业的相关要求提供光伏电站基础数据以及满足质量、精度要求的预测和实时运行数据。

（1）光伏电站基础数据：包括光伏电站装机容量、逆变器型号与台数、逆变器容量、逆变器效率、光伏组件型号与数量、光伏组件标准工况下的设备参数、样板逆变器台数及容量等。

（2）光伏电站预测和实时运行数据：包括逆变器功率、发电量、运行状态等，样板逆变器实时出力曲线，光伏电站并网点预测功率、实际功率，光伏电站可用功率，气象监测数据。数据应实时采集，采集周期根据光伏电站实际情况确定，一般不超过 5 分钟。

第三章 数据统计管理

第七条 光伏电站应配合电网企业加强光伏电站消纳监测工作，每月 5 日前填写上月消纳数据统计/披露表（附件 1），与运行数据一并报送至电网企业。

第八条 电网企业对光伏电站运行数据进行监测、归集、整理、校核，开展光伏电站消纳监测统计相关工作，并于每月 8 日前向光伏电站披露消纳统计数据，反馈消纳数据统计/披露表（附件 1）。

第九条 光伏电站通过全国新能源电力消纳监测预警平台，按月报送各光伏电站的可用发电量、实际发电量、受限电量等消纳统计数据，以便开展消纳统计校核工作。对电网企业披露结果存在异议的，每月 10 日前向电网企业反馈。

第十条 电网企业应于每月 15 日前以省为单位报送上月经营区域内光伏电站可用发电量、实际发电量、受限电量、利用率等消纳统计数据，并将光伏电站

消纳数据统计表（附件 2）、分布式及其他光伏发电项目消纳数据统计表（附件 3）通过全国新能源电力消纳监测预警平台报送国家能源局并抄送所属辖区内国家能源局派出机构，相关计算依据《光伏电站消纳利用率计算导则》（附件 4）。电网企业保留光伏电站运行相关数据 3 年以上，以备抽查。

第十一条 国家能源局组织全国新能源消纳监测预警中心，按《光伏电站消纳利用率计算导则》相关规定完成各区域光伏电站消纳情况分析和统计校核工作。

第十二条 国家能源局派出机构要加强光伏电站消纳统计监管工作，定期组织对光伏电站消纳统计情况进行抽查。可依据本办法制定实施细则，并报国家能源局备案。

第十三条 相关单位应严格按照本办法计算光伏电站消纳情况，如实完整报送统计数据，未按要求报送、弄虚作假、谎报、瞒报的，由国家能源局派出机构责令其改正；情节严重的，给予通报。

第四章 全国光伏电站消纳信息统计与发布

第十四条 国家能源局组织全国新能源消纳监测预警中心按月监测、按季评估，滚动公布各省级区域光伏电站消纳情况。

第十五条 光伏电站消纳情况发布需遵循国家相关法律法规和保密规定。

第五章 附则

第十六条 本办法由国家能源局负责解释，自发布之日起施行，有效期 5 年。

附件：1. XX 光伏电站 XX 月消纳数据统计/披露表（略）

2. XX 电网公司 XX 月光伏电站消纳数据统计表（略）

3. XX 电网公司 XX 月分布式及其他光伏发电项目消纳数据统计表（略）

4. 光伏电站消纳利用率计算导则（略）

国家能源局综合司关于按月公布和报送户用光伏项目 信息有关事项的通知

（国能综通新能〔2023〕17号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，国家电网、南方电网、内蒙古电力集团，国家可再生能源信息管理中心：

为保障户用光伏健康有序发展，做好户用光伏信息统计管理工作，现将按月公布和报送户用光伏项目信息有关要求通知如下。

一、请各省级能源主管部门、电网企业高度重视并规范户用光伏项目管理工作，做好与可再生能源发电项目建档立卡工作的衔接，完善户用光伏项目信息报送事项。

二、各省级电网企业应做好所辖经营区域户用光伏项目信息公布和报送工作。请各省级能源主管部门加强沟通协调，组织电网企业（含地方电网企业）认真落实信息公布和报送工作，由国家电网公司、南方电网公司所属省级电网企业分别汇总并对外公布和报送本省相关信息（内蒙古电力公司汇总并对外公布和报送所辖经营区域相关信息）。

三、请相关省级能源主管部门组织地方电网企业于每月8日前按附件1、2向国家电网公司、南方电网公司所属省级电网企业和内蒙古电力公司报送户用光伏项目信息。各省级电网企业（含内蒙古电力公司）于每月10日前按附件1公布汇总后的全省户用光伏项目信息，于每月12日前按附件1、2报送国家能源局并抄送国家可再生能源信息管理中心。其中，附件2相关信息应与可再生能源发电项目建档立卡信息保持一致。

四、户用光伏项目信息按月报送工作自2023年3月起实施，请各单位按照上述有关要求对2023年1月、2月信息进行补报。

五、请各省级能源主管部门组织各省级电网企业（含内蒙古电力公司）在2023年3月第一次填报数据时按附件3向国家能源局报送所辖经营区域截至

2022 年底的户用光伏累计装机规模，并抄送国家可再生能源信息管理中心。

六、《关于 2019 年户用光伏项目信息公布和报送有关事项的通知》（国能综通新能〔2019〕45 号）同时废止。

国家能源局综合司

2023 年 2 月 27 日

- 附件：1. XX 省（区、市）户用光伏项目装机容量统计表（略）
2. X 省 XX 年 X 月户用光伏项目名单（略）
3. 截至 2022 年底户用光伏项目累计装机容量统计表（略）

自然资源部办公厅、国家林业和草原局办公室、国家能源局综合司关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知

（自然资办发〔2023〕12号）

各省、自治区、直辖市自然资源、林业和草原、能源主管部门，新疆生产建设兵团自然资源局、林业和草原局、能源局：

为贯彻落实《国务院关于印发扎实稳住经济一揽子政策措施的通知》（国发〔2022〕12号）要求，进一步支持绿色能源发展，加快大型光伏基地建设，规范项目用地管理，现通知如下。

一、引导项目合理布局

（一）做好光伏发电产业发展规划与国土空间规划的衔接。各地要认真做好绿色能源发展规划等专项规划与国土空间规划的衔接，优化大型光伏基地和光伏发电项目空间布局。在市、县、乡镇国土空间总体规划中将其列入重点建设项目清单，合理安排光伏项目新增用地规模、布局和开发建设时序。在符合“三区三线”管控规则的前提下，相关项目经可行性论证后可统筹纳入国土空间规划“一张图”，作为审批光伏项目新增用地用林用草的规划依据。

（二）鼓励利用未利用地和存量建设用地发展光伏发电产业。在严格保护生态前提下，鼓励在沙漠、戈壁、荒漠等区域选址建设大型光伏基地；对于油田、气田以及难以复垦或修复的采煤沉陷区，推进其中的非耕地区域规划建设光伏基地。项目选址应当避让耕地、生态保护红线、历史文化保护线、特殊自然景观价值和文化标识区域、天然林地、国家沙化土地封禁保护区（光伏发电项目输出线路允许穿越国家沙化土地封禁保护区）等；涉及自然保护地的，还应当符合自然保护地相关法规和政策要求。新建、扩建光伏发电项目，一律不得占用永久基本农田、基本草原、I级保护林地和东北内蒙古重点国有林区。

二、光伏发电项目用地实行分类管理

光伏发电项目用地包括光伏方阵用地（含光伏面板、采用直埋电缆敷设方式的集电线路等用地）和配套设施用地（含变电站及运行管理中心、集电线路、场内外道路等用地，具体依据《光伏电站工程项目用地控制指标》的分类），根据用地性质实行分类管理。

（一）光伏方阵用地。光伏方阵用地不得占用耕地，占用其他农用地的，应根据实际合理控制，节约集约用地，尽量避免对生态和农业生产造成影响。光伏方阵用地涉及使用林地的，须采用林光互补模式，可使用年降水量400毫米以下区域的灌木林地以及其他区域覆盖度低于50%的灌木林地，不得采伐林木、割灌及破坏原有植被，不得将乔木林地、竹林地等采伐改造为灌木林地后架设光伏板；光伏支架最低点应高于灌木高度1米以上，每列光伏板南北方向应合理设置净间距，具体由各地结合实地确定，并采取有效水土保持措施，确保灌木覆盖度等生长状态不低于林光互补前水平。光伏方阵按规定使用灌木林地的，施工期间应办理临时使用林地手续，运营期间相关方签订协议，项目服务期满后应当恢复林地原状。光伏方阵用地涉及占用基本草原外草原的，地方林草主管部门应科学评估本地区草原资源与生态状况，合理确定项目的适建区域、建设模式与建设要求。鼓励采用“草光互补”模式。

光伏方阵用地不得改变地表形态，以第三次全国国土调查及后续开展的年度国土变更调查成果为底版，依法依规进行管理。实行用地备案，不需按非农建设用地审批。

（二）配套设施用地管理。光伏发电项目配套设施用地，按建设用地进行管理，依法依规办理建设用地审批手续。其中，涉及占用耕地的，按规定落实占补平衡。符合光伏用地标准，位于方阵内部和四周，直接配套光伏方阵的道路，可按农村道路用地管理，涉及占用耕地的，按规定落实进出平衡。其他道路按建设用地管理。

三、加快办理项目用地手续

（一）建立用地用林用草联审机制。各地自然资源、林草主管部门要建立项目用地用林用草审查协调联动机制，对于符合国土空间规划和用途管制要求、纳

入国土空间规划“一张图”的国家大型光伏基地建设范围项目，在项目立项与论证时，要对项目用地用林用草提出意见与要求，严格执行《光伏电站工程项目用地控制指标》和光伏电站使用林地有关规定，保障项目用地用林用草合理需求。

（二）及时办理征地或租赁等用地手续。光伏发电项目用地涉及使用建设用地的，可依照土地征收规定办理土地征收手续。光伏方阵用地允许以租赁等方式取得，用地单位与农村集体经济组织或国有土地权利主体、当地乡镇政府签订用地与补偿协议，报当地县级自然资源和林业主管部门备案。

四、加强用地监管

（一）部门协同。省级自然资源、林业、能源主管部门应会同同级有关部门，结合本地实际，制定光伏发电项目用地实施办法与管理措施，加强对光伏发电项目建设的指导与监督，促进产业高质量发展。

（二）强化用地日常监管与执法。自然资源和林业主管部门在开展年度国土变更调查时，将光伏方阵的占地范围作为单独图层作出标注，作为用地监管的基本依据。省级自然资源和林业主管部门要加强对光伏发电项目用地，特别是光伏方阵用地的日常监管，不得改变土地用途，严禁擅自建设非发电必要的配套设施。各地要将光伏发电项目用地纳入日常督察执法，及时发现和严肃查处违法违规用地行为。

五、稳妥处置历史遗留问题

本通知自发布之日起施行。施行之前已按照《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规〔2017〕8号）规定批准立项的光伏发电项目（包括动工和未动工建设），可按批准立项时用地预审和用地有关意见执行，不得扩大项目用地面积和占用耕地林地草地面积；已经通过用地预审或地方明确用地意见、但项目未立项的，按本《通知》规定要求执行。生态保护红线内零星分布的已有光伏设施，按照相关法律法规规定进行管理，严禁扩大现有规模与范围，项目到期后由建设单位负责做好生态修复。

《自然资源部办公厅关于过渡期内支持巩固拓展脱贫攻坚成果同乡村振兴

有效衔接的通知》（自然资办发〔2022〕45 号）与本《通知》不一致的，以本《通知》为准。

自然资源部办公厅
国家林业和草原局办公室
国家能源局综合司
2023 年 3 月 20 日

国家发展改革委、国家能源局关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知

（发改能源〔2019〕19号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、经信委（工信委、工信厅），各国家能源局派出机构，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司、中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、国家能源投资集团公司、国家电力投资集团公司、中国华润集团公司、中国长江三峡集团公司、国家开发投资公司、中国核工业集团公司、中国广核集团有限公司、电力规划设计总院、水电水利规划设计总院：

随着风电、光伏发电规模化发展和技术快速进步，在资源优良、建设成本低、投资和市场条件好的地区，已基本具备与燃煤标杆上网电价平价（不需要国家补贴）的条件。为促进可再生能源高质量发展，提高风电、光伏发电的市场竞争力，现将推进风电、光伏发电无补贴平价上网的有关要求和支持政策措施通知如下。

一、开展平价上网项目和低价上网试点项目建设。各地区要认真总结本地区风电、光伏发电开发建设经验，结合资源、消纳和新技术应用等条件，推进建设不需要国家补贴执行燃煤标杆上网电价的风电、光伏发电平价上网试点项目（以下简称平价上网项目）。在资源条件优良和市场消纳条件保障度高的地区，引导建设一批上网电价低于燃煤标杆上网电价的低价上网试点项目（以下简称低价上网项目）。在符合本省（自治区、直辖市）可再生能源建设规划、国家风电、光伏发电年度监测预警有关管理要求、电网企业落实接网和消纳条件的前提下，由省级政府能源主管部门组织实施本地区平价上网项目和低价上网项目，有关项目不受年度建设规模限制。对于未在规定期限内开工并完成建设的风电、光伏发电项目，项目核准（备案）机关应及时予以清理和废止，为平价上网项目和低价上网项目让出市场空间。

二、优化平价上网项目和低价上网项目投资环境。有关地方政府部门对平价上网项目和低价上网项目在土地利用及土地相关收费方面予以支持，做好相关规

划衔接，优先利用国有未利用土地，鼓励按复合型方式用地，降低项目场址相关成本，协调落实项目建设和电力送出消纳条件，禁止收取任何形式的资源出让费等费用，不得将在本地投资建厂、要求或变相要求采购本地设备作为项目建设的捆绑条件，切实降低项目的非技术成本。各级地方政府能源主管部门可会同其他相关部门出台一定时期内的补贴政策，仅享受地方补贴的项目仍视为平价上网项目。

三、保障优先发电和全额保障性收购。对风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目，电网企业应确保项目所发电量全额上网，并按照可再生能源监测评价体系要求监测项目弃风、弃光状况。如存在弃风弃光情况，将限发电量核定为可转让的优先发电计划。经核定的优先发电计划可在全国范围内参加发电权交易（转让），交易价格由市场确定。电力交易机构应完善交易平台和交易品种，组织实施相关交易。

四、鼓励平价上网项目和低价上网项目通过绿证交易获得合理收益补偿。风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目，可按国家可再生能源绿色电力证书管理机制和政策获得可交易的可再生能源绿色电力证书（以下简称绿证），通过出售绿证获得收益。国家通过多种措施引导绿证市场化交易。

五、认真落实电网企业接网工程建设责任。在风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目规划阶段，有关省级能源主管部门要督促省级电网企业做好项目接网方案和消纳条件的论证工作。有关省级电网企业负责投资项目升压站之外的接网等全部配套电网工程，做好接网等配套电网建设与项目建设进度衔接，使项目建成后能够及时并网运行。

六、促进风电、光伏发电通过电力市场化交易无补贴发展。国家发展改革委、国家能源局会同有关单位组织开展分布式发电市场化交易试点工作。鼓励在国家组织实施的社会资本投资增量配电网、清洁能源消纳产业园区、局域网、新能源微电网、能源互联网等示范项目中建设无需国家补贴的风电、光伏发电项目，并以试点方式开展就近直接交易。鼓励用电负荷较大且持续稳定的工业企业、数据中心和配电网经营企业与风电、光伏发电企业开展中长期电力交易，实现有关风

电、光伏发电项目无需国家补贴的市场化发展。

七、降低就近直接交易的输配电价及收费。对纳入国家有关试点示范中的分布式市场化交易试点项目，交易电量仅执行风电、光伏发电项目接网及消纳所涉及电压等级的配电网输配电价，免交未涉及的上一电压等级的输电费。对纳入试点的就近直接交易可再生能源电量，政策性交叉补贴予以减免。

八、扎实推进本地消纳平价上网项目和低价上网项目建设。接入公共电网在本省级电网区域内消纳的无补贴风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目，由有关省级能源主管部门协调落实支持政策后自主组织建设。省级电网企业承担收购平价上网项目和低价上网项目的电量收购责任，按项目核准时国家规定的当地燃煤标杆上网电价与风电、光伏发电项目单位签订长期固定电价购售电合同（不少于 20 年），不要求此类项目参与电力市场化交易（就近直接交易试点和分布式市场交易除外）。

九、结合跨省跨区输电通道建设推进无补贴风电、光伏发电项目建设。利用跨省跨区输电通道外送消纳的无补贴风电、光伏发电项目，在送受端双方充分衔接落实消纳市场和电价并明确建设规模和时序后，由送受端省级能源主管部门具体组织实施。鼓励具备跨省跨区输电通道的送端地区优先配置无补贴风电、光伏发电项目，按受端地区燃煤标杆上网电价（或略低）扣除输电通道的输电价格确定送端的上网电价，受端地区有关政府部门和电网企业负责落实跨省跨区输送无补贴风电、光伏发电项目的电量消纳，在送受端电网企业协商一致的基础上，与风电、光伏发电企业签订长期固定电价购售电合同（不少于 20 年）。对无补贴风电、光伏发电项目要严格落实优先上网和全额保障性收购政策，不要求参与跨区电力市场化交易。

十、创新金融支持方式。国家开发银行、四大国有商业银行等金融机构应根据国家新能源发电发展规划和有关地区新能源发电平价上网实施方案，合理安排信贷资金规模，创新金融服务，开发适合项目特点的金融产品，积极支持新能源发电实现平价上网。同时，鼓励支持符合条件的发电项目及相关发行人通过发行企业债券进行融资，并参考专项债券品种推进审核。

十一、做好预警管理衔接。风电、光伏发电监测预警（评价）为红色的地区除已安排建设的平价上网示范项目及通过跨省跨区输电通道外送消纳的无补贴风电、光伏发电项目外，原则上不安排新的本地消纳的平价上网项目和低价上网项目；鼓励橙色地区选取资源条件较好的已核准（备案）项目开展平价上网和低价上网工作；绿色地区在落实消纳条件的基础上自行开展平价上网项目和低价上网项目建设。

十二、动态完善能源消费总量考核支持机制。开展省级人民政府能源消耗总量和强度“双控”考核时，在确保完成全国能耗“双控”目标条件下，对各地区超出规划部分可再生能源消费量不纳入其“双控”考核。

请各有关单位按照上述要求，积极推进风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目建设，各省（自治区、直辖市）能源主管部门应将有关项目信息报送国家能源局。国家发展改革委、国家能源局将及时公布平价上网项目和低价上网项目名单，协调和督促有关方面做好相关支持政策的落实工作。

对按照本通知要求在 2020 年底前核准（备案）并开工建设的风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目，在其项目经营期内有关支持政策保持不变。国家发展改革委、国家能源局将及时研究总结各地区的试点经验，根据风电、光伏发电的发展状况适时调整 2020 年后的平价上网政策。

国家发展改革委

国家能源局

2019 年 1 月 7 日

国家发展改革委等部门关于促进退役风电、光伏设备循环利用的指导意见

（发改环资〔2023〕1030号）

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、工业和信息化主管部门、生态环境厅（局）、商务主管部门、国资委：

近年来，我国新能源产业快速发展，风电、光伏等新能源设备大量应用，装机规模稳居全球首位。随着产业加快升级和设备更新换代，新能源设备将面临批量退役问题。为全面贯彻党的二十大精神，深入贯彻《2030年前碳达峰行动方案》有关部署，加快构建废弃物循环利用体系，促进退役风电、光伏设备循环利用，现提出如下意见。

一、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大精神，深入贯彻习近平生态文明思想，完整、准确、全面贯彻新发展理念，加快构建新发展格局，着力推动高质量发展，加快发展方式绿色转型，深入践行全面节约战略，积极构建覆盖绿色设计、规范回收、高值利用、无害处置等环节的风电和光伏设备循环利用体系，补齐风电、光伏产业链绿色低碳循环发展最后一环，助力实现碳达峰碳中和。

（二）基本原则

——坚持系统观念。坚持从设备全生命周期角度考虑风电、光伏设备退役问题，加强产业链上下游协同，促进退役风电、光伏设备循环利用，实现资源利用效率最大化。

——坚持创新驱动。着力推动退役风电、光伏设备循环利用技术创新、模式创新，促进循环利用技术进步、成本下降、效率提升。鼓励有条件的地方和企业率先行动，培育先进技术和商业模式。

——坚持分类施策。综合考虑产业发展阶段、设备类型和退役情况，远近结合、适度超前，加快规范集中式风电场、光伏电站设备循环利用，逐步完善分布式光伏设备处理责任机制。

——坚持区域统筹。结合各地风电、光伏设备生产和退役情况，因地制宜布局退役设备循环利用产业集聚区，支持退役风电、光伏设备在区域间协同利用，加快培育资源循环利用产业。

（三）主要目标

到2025年，集中式风电场、光伏电站退役设备处理责任机制基本建立，退役风电、光伏设备循环利用相关标准规范进一步完善，资源循环利用关键技术取得突破。到2030年，风电、光伏设备全流程循环利用技术体系基本成熟，资源循环利用模式更加健全，资源循环利用能力与退役规模有效匹配，标准规范更加完善，风电、光伏产业资源循环利用水平显著提升，形成一批退役风电、光伏设备循环利用产业集聚区。

二、重点任务

（一）大力推进绿色设计。引导生产制造企业以轻量化、易拆解、易运输、易回收为目标，在产品的设计生产阶段进行绿色设计。积极实施《光伏制造行业规范条件

》等规范要求，深入开展“绿色设计示范企业”创建。鼓励生产制造企业在保障产品质量性能和使用安全的前提下，在产品的设计生产过程中优先选用再生材料。引导生产制造企业强化信息公开，面向设备回收、资源化利用主体公开零部件原材料、产品结构等详细信息和资源循环利用技术建议。（工业和信息化部、国家发展改革委按职责分工负责）

（二）建立健全退役设备处理责任机制。督促指导集中式风电和光伏发电企业依法承担退役新能源设备（含零部件，下同）处理责任，不得擅自以填埋、丢弃等方式非法处置退役设备，不得向生活垃圾收集设施中投放工业固体废弃物。督促指导发电企业将废弃物循环利用和妥善处置作为风电场改造升级项目的重要内容。（国家能源局、生态环境部按职责分工负责）督促指导发电企业拆除风

电、光伏设备后及时做好周边环境修复。（国家能源局、自然资源部按职责分工负责）指导发电企业完善退役风电、光伏设备报废管理制度，提升报废资产处置效率。落实国有资产交易流转有关要求，进一步优化国有退役风电、光伏设备处理处置制度，推动企业高效、规范处置相关资产。（国务院国资委、国家能源局按职责分工负责）

（三）完善设备回收体系。支持光伏设备制造企业通过自主回收、联合回收或委托回收等模式，建立分布式光伏回收体系。鼓励风电、光伏设备制造企业主动提供回收服务。支持第三方专业回收企业开展退役风电、光伏设备回收业务。支持发展退役新能源设备拆除、运输、回收、拆解、利用“一站式”服务模式。鼓励生产制造企业、发电企业、运营企业、回收企业、利用企业建立长效合作机制，畅通回收利用渠道，加强上下游产业衔接协同。引导风电机组拆除后进行就地、就近、集中拆解。引导再生资源回收企业规范有序回收废钢铁、废有色金属等再生资源。（国家发展改革委、工业和信息化部、商务部按职责分工负责）

（四）强化资源再生利用能力。鼓励再生利用企业开展退役风电、光伏设备精细化拆解和高水平再生利用，重点聚焦风电机组中的基础、塔架、叶片、机舱、发电机、齿轮箱、电控柜等部件，以及光伏组件中的光伏层压件、边框、接线盒等部件开展高水平再生利用。支持龙头企业针对复杂材料加快形成再生利用产业化能力，重点聚焦风机叶片纤维复合材料，以及光伏组件中半导体材料、金属材料、聚合物等，探索兼顾经济性、环保性的再生利用先进技术和商业模式。（工业和信息化部、国家发展改革委按职责分工负责）

（五）稳妥推进设备再制造。严格用户单位采购再制造产品质量把关。稳妥推进风力发电机组、光伏组件再制造产业发展，率先发展风电设备中发电机、齿轮箱、主轴承等高值部件，以及光伏逆变器等关键零部件再制造。稳妥有序探索在新能源运营维修领域应用再制造部件，支持风电、光伏设备生产制造企业和运维企业拓展再制造业务。鼓励研究机构、行业组织和骨干企业共同搭建风力发电机组、光伏组件零部件再制造检测验证平台。培育风电、光伏再制造设备第三方鉴定评估机构，促进行业规范发展。（国家发展改革委、工业和信息化部、市场

监管总局按职责分工负责）

（六）规范固体废物无害化处置。加大对退役风电、光伏设备回收利用处置全过程环境污染防治的监管力度，严格退役设备无害化处置的污染控制要求，确保符合国家环境保护标准，减少终端固体废物带来的环境污染风险。（生态环境部负责）

三、强化保障措施

（一）加大技术研发力度。将退役风电、光伏设备循环利用技术研发纳入国家重点研发计划相关重点专项。开发风电、光伏设备残余寿命评估技术，构建设备寿命评估方法学和技术体系，推动设备及关键部件延续利用和梯次利用。开展光伏组件高纯分离、稀有金属回收提取、复合材料回收利用、再生资源高值利用、风电设备零部件再制造等重点难点技术攻关，突破核心技术装备，研究建立全材料整线回收工艺。加快光伏组件回收等产业技术基础公共服务平台建设。加快开展利用技术体系集成示范，推动形成若干“政产学研用”一体化的科技成果转化模式。（科技部、工业和信息化部按职责分工负责）

（二）强化资金和政策支持。利用中央预算内投资现有资金渠道，加强对退役风电、光伏设备循环利用项目的支持。依法落实节能节水、固定资产加速折旧、资源综合利用产品增值税即征即退等相关税收优惠政策。研究将退役风电、光伏设备循环利用产业纳入绿色产业指导目录。丰富绿色金融产品和服务，为符合条件的退役风电、光伏设备循环利用类项目提供融资便利。鼓励有条件的地方制定退役风电、光伏设备循环利用产业专项支持政策。（国家发展改革委、财政部、税务总局、人民银行等部门按职责分工负责）

（三）健全标准规范体系。研究制定风电和光伏设备绿色设计、综合利用等标准规范。支持行业协会、龙头企业、第三方研究机构等研究制定退役风电、光伏设备相关技术标准。（工业和信息化部、国家能源局、国家发展改革委、市场监管总局等部门按职责分工负责）研究制定特殊环境下退役风电、光伏设备的绿色拆解及不同材质（含金属和复合材料）零部件回收利用标准。完善寿命期内风电设备、光伏组件及相关零部件运行评价标准，将设备及零部件可回收、可循环

利用作为评价的重要内容，推动开展绿色认证工作。（市场监管总局负责）加快研究以填埋、焚烧、回收利用等方式处理废弃风机叶片、光伏组件整机和零部件的环境影响，针对废弃风电和光伏设备回收、利用、处置过程的污染控制问题，研究制定废弃风电光伏设备污染防治技术规范。（生态环境部负责）

（四）培育重点地区和企业。结合各地风电、光伏设备生产和退役情况，指导支持部分重点区域建设退役新能源设备循环利用产业集聚区。（国家发展改革委、工业和信息化部、国家能源局会同有关部门负责）支持中央企业发挥示范引领作用，率先加强退役风电、光伏设备循环利用，建设一批重点项目。（国务院国资委、国家发展改革委会同有关部门负责）

四、加强组织实施

（一）加强组织领导。国家发展改革委加强统筹协调，加大对退役风电、光伏设备循环利用工作的推进力度。各有关部门按职责分工，制定相关配套政策，形成协同推进合力。各地要充分认识退役风电、光伏设备循环利用的重要意义，采取有力措施强化政策落实。

（二）强化宣传引导。各地、各有关部门要加大对退役风电、光伏设备循环利用优秀项目和典型案例的宣介力度，推广一批可借鉴、可复制的先进经验。鼓励地方、行业协会和相关机构组织开展技术产品对接交流会、应用示范现场会等活动，促进先进技术产品模式交流推广。支持行业协会、第三方研究机构以编制行业发展报告等形式，梳理技术趋势和发展实践，推广最新技术模式，宣传典型案例，引导行业健康发展。

国家发展改革委

国家能源局

工业和信息化部

生态环境部

商务部

国务院国资委

2023年7月21日

财政部、国家发展改革委、国家能源局关于促进非水 可再生能源发电健康发展的若干意见

（财建〔2020〕4号）

各省、自治区、直辖市财政厅（局）、发展改革委、物价局、能源局，新疆生产建设兵团财政局、发展改革委，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司：

非水可再生能源是能源供应体系的重要组成部分，是保障能源安全的重要内容。当前，非水可再生能源发电已进入产业转型升级和技术进步的关键期，风电、光伏等可再生能源已基本具备与煤电等传统能源平价的条件。为促进非水可再生能源发电健康稳定发展，提出以下意见。

一、完善现行补贴方式

（一）以收定支，合理确定新增补贴项目规模。根据可再生能源发展规划、补助资金年度增收水平等情况，合理确定补助资金当年支持新增项目种类和规模。财政部将商有关部门公布年度新增补贴总额。国家发展改革委、国家能源局在不超过年度补贴总额范围内，合理确定各类需补贴的可再生能源发电项目新增装机规模，并及早向社会公布，引导行业稳定发展。新增海上风电和光热项目不再纳入中央财政补贴范围，按规定完成核准（备案）并于2021年12月31日前全部机组完成并网的存量海上风力发电和太阳能光热发电项目，按相应价格政策纳入中央财政补贴范围。

（二）充分保障政策延续性和存量项目合理收益。已按规定核准（备案）、全部机组完成并网，同时经审核纳入补贴目录的可再生能源发电项目，按合理利用小时数核定中央财政补贴额度。对于自愿转为平价项目的存量项目，财政、能源主管部门将在补贴优先兑付、新增项目规模等方面给予政策支持。价格主管部门将根据行业发展需要和成本变化情况，及时完善垃圾焚烧发电价格形成机制。

（三）全面推行绿色电力证书交易。自2021年1月1日起，实行配额制下的绿色电力证书交易（以下简称绿证），同时研究将燃煤发电企业优先发电权、

优先保障企业煤炭进口等与绿证挂钩，持续扩大绿证市场交易规模，并通过多种市场化方式推广绿证交易。企业通过绿证交易获得收入相应替代财政补贴。

二、完善市场配置资源和补贴退坡机制

（四）持续推动陆上风电、光伏电站、工商业分布式光伏价格退坡。继续实施陆上风电、光伏电站、工商业分布式光伏等上网指导价退坡机制，合理设置退坡幅度，引导陆上风电、光伏电站、工商业分布式光伏尽快实现平价上网。

（五）积极支持户用分布式光伏发展。通过定额补贴方式，支持自然人安装使用“自发自用、余电上网”模式的户用分布式光伏设备。同时，根据行业技术进步、成本变化以及户用光伏市场情况，及时调整自然人分布式光伏发电项目定额补贴标准。

（六）通过竞争性方式配置新增项目。在年度补贴资金总额确定的情况下，进一步完善非水可再生能源发电项目的市场化配置机制，通过市场竞争的方式优先选择补贴强度低、退坡幅度大、技术水平高的项目。

三、优化补贴兑付流程

（七）简化目录制管理。国家不再发布可再生能源电价附加目录。所有可再生能源项目通过国家可再生能源信息管理平台填报电价附加申请信息。电网企业根据财政部等部门确定的原则，依照项目类型、并网时间、技术水平等条件，确定并定期向全社会公开符合补助条件的可再生能源发电项目清单，并将清单审核情况报财政部、国家发展改革委、国家能源局。此前，三部委已发文公布的1-7批目录内项目直接列入电网企业可再生能源发电项目补贴清单。

（八）明确补贴兑付主体责任。电网企业依法依规收购可再生能源发电量，及时兑付电价，收购电价（可再生能源发电上网电价）超出常规能源发电平均上网电价的部分，中央财政按照既定的规则与电网企业进行结算。

（九）补贴资金按年度拨付。财政部根据年度可再生能源电价附加收入预算和补助资金申请情况，将补助资金拨付到国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司和省级财政部门，电网企业根据补助资金收支情况，按照相关部门确定

的优先顺序兑付补助资金，光伏扶贫、自然人分布式、参与绿色电力证书交易、自愿转为平价项目等项目可优先拨付资金。电网企业应切实加快兑付进度，确保资金及时拨付。

（十）鼓励金融机构按照市场化原则对列入补贴发电项目清单的企业予以支持。鼓励金融机构按照市场化原则对于符合规划并纳入补贴清单的发电项目，合理安排信贷资金规模，切实解决企业合规新能源项目融资问题。同时，鼓励金融机构加强支持力度，创新融资方式，加快推动已列入补贴清单发电项目的资产证券化进程。

四、加强组织领导

促进非水可再生能源高质量发展是推动能源战略转型、加快生态文明建设的重要内容，各有关方面要采取有力措施，全面实施预算绩效管理，保障各项政策实施效果。各省级发改、财政、能源部门要加强对本地区非水可再生能源的管理，结合实际制定发展规划。各省级电网要按照《中华人民共和国可再生能源法》以及其他政策法规规定，通过挖掘燃煤发电机组调峰潜力、增加电网调峰电源、优化调度运行方式等，提高非水可再生能源电力消纳水平，确保全额保障性收购政策落实到位。

财政部

国家发展改革委

国家能源局

2020年1月20日

财政部、国家发展改革委、国家能源局关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知

(财建〔2020〕426号)

各省、自治区、直辖市财政厅(局)、发展改革委、能源局，新疆生产建设兵团财政局、发展改革委，国家电网有限公司，中国南方电网有限责任公司：

为促进可再生能源高质量发展，2020年1月，财政部、发展改革委、国家能源局印发了《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》(财建〔2020〕4号，以下简称4号文)，明确了可再生能源电价附加补助资金(以下简称补贴资金)结算规则。为进一步明确相关政策，稳定行业预期，现将补贴资金有关事项补充通知如下：

一、项目合理利用小时数

4号文明确，按合理利用小时数核定可再生能源发电项目中央财政补贴资金额度。为确保存量项目合理收益，基于核定电价时全生命周期发电小时数等因素，现确定各类项目全生命周期合理利用小时数如下：

(一)风电一类、二类、三类、四类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为48000小时、44000小时、40000小时和36000小时。海上风电全生命周期合理利用小时数为52000小时。

(二)光伏发电一类、二类、三类资源区项目全生命周期合理利用小时数为32000小时、26000小时和22000小时。国家确定的光伏领跑者基地项目和2019、2020年竞价项目全生命周期合理利用小时数在所在资源区小时数基础上增加10%。

(三)生物质发电项目，包括农林生物质发电、垃圾焚烧发电和沼气发电项目，全生命周期合理利用小时数为82500小时。

二、项目补贴电量

项目全生命周期补贴电量=项目容量×项目全生命周期合理利用小时数。其中，项目容量按核准（备案）时确定的容量为准。如项目实际容量小于核准（备案）容量的，以实际容量为准。

三、补贴标准

按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号，以下简称5号文）规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量，按照上网电价给予补贴，补贴标准=（可再生能源标杆上网电价（含通过招标等竞争方式确定的上网电价）-当地燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率）。

在未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量给予补贴。

按照5号文规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，所发电量超过全生命周期补贴电量部分，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

按照5号文规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，风电、光伏发电项目自并网之日起满20年后，生物质发电项目自并网之日起满15年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

四、加强项目核查

发展改革委、国家能源局、财政部将组织对补贴项目有关情况进行核查。其中，价格主管部门负责核查电价确定和执行等情况；电网企业负责核查项目核准（备案）和容量等情况，能源主管部门负责制定相关核查标准；财政主管部门负责核查补贴发放等情况。

电网企业应建立信息化数据平台，对接入的可再生能源发电项目装机、发电量、利用小时数等运行情况进行连续监测，对电费和补贴结算进行追踪分析，确保项目信息真实有效，符合国家制定的价格、项目和补贴管理办法。

（一）项目纳入可再生能源发电补贴清单时，项目业主应对项目实际容量进行申报。如在核查中发现申报容量与实际容量不符的，将按不符容量的2倍核减补贴资金。

（二）电网企业应按确定的项目补贴电量和补贴标准兑付补贴资金。如在核查中发现超标准拨付的情况，由电网企业自行承担。

特此通知。

财政部

国家发展改革委

国家能源局

2020年9月29日

国家发展改革委、国家能源局关于印发《可再生能源调峰机组 优先发电试行办法》的通知

（发改运行〔2016〕1558号）

北京市、河北省、江西省、河南省、陕西省、西藏自治区发展改革委，各省、自治区、直辖市经信委（工信委、工信厅）、能源局，中国电力企业联合会，国家电网公司、中国南方电网有限责任公司，中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、国家电力投资集团公司、中国长江三峡集团公司、神华集团公司、国家开发投资公司：

为提升电力系统调峰能力，有效缓解弃水、弃风、弃光，促进可再生能源消纳，根据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）文件精神和《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）有关要求，我们联合制定了《可再生能源调峰机组优先发电试行办法》，现印发你们，请按照执行。执行过程中出现的问题和情况，请及时反馈，以便进一步改进。

附件：可再生能源调峰机组优先发电试行办法

国家发展改革委

国家能源局

2016年7月14日

附件：

可再生能源调峰机组优先发电试行办法

第一章 总则

第一条 为贯彻《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）文件精神，落实《国家发展改革委、国家能源局关于印发电

力体制改革配套文件的通知》（发改经体[2015]2752 号）的要求，提高电力系统调峰能力，有效缓解弃水、弃风、弃光，促进可再生能源消纳，制定试行办法。

第二条 为促进可再生能源消纳，在全国范围内通过企业自愿、电网和发电企业双方约定的方式确定部分机组为可再生能源调峰。在履行正常调峰义务基础上，可再生能源调峰机组优先调度，按照“谁调峰、谁受益”原则，建立调峰机组激励机制。

第三条 可再生能源调峰应坚持本地为主，鼓励跨省区实施，坚持因地制宜，坚持市场化方向。

第二章 完善调峰激励

第四条 结合可再生能源建设规模、消纳情况、电源结构和负荷特性，各省（区、市）安排一定规模煤电机组为可再生能源调峰，具体数量由各省（区、市）政府有关部门会同电力企业根据实际情况确定并调整。

第五条 为平抑可再生能源发电波动，调峰机组应优先增加或压减出力，调峰能力应至少满足《发电厂并网运行管理规定》有关要求。单机容量 30 万千瓦及以下的常规煤电机组，出力至少能降到额定容量 50%以下；30 万千瓦以上的机组，出力至少能降到额定容量 60%以下。出力低于 60%的部分视为为可再生能源调峰的压减出力部分。一般地区可实行轮流 7-10 天的停机调峰；调峰困难地区或困难时段，视情况延长停机调峰的时间。

第六条 逐步改变热电机组年度发电计划安排原则，坚持“以热定电”，鼓励热电机组在采暖期参与调峰。安排为可再生能源调峰机组的热电机组，在国家出台相关统一技术标准之前，热电比高于 50%的，调峰能力应达到 50%，热电比低于 50%的，调峰能力应达到 60%。

第七条 根据建立优先发电制度的要求，对于可再生能源调峰机组，按照高于上年本地火电平均利用小时一定水平安排发电计划，具体数额由各省（区、市）政府有关部门会同有关单位确定，增加的利用小时数与承诺的调峰次数和调峰深度挂钩。

第八条 可再生能源调峰机组因调峰无法完成的优先发电计划，应遵照节能低碳电力调度的原则，通过替代发电交易给其他机组。替代发电优先在同一发电集团内部进行，鼓励可再生能源发电参与替代。替代双方依据平等协商原则，确定替代电量、交易时段、补偿价格、网损、结算方式等。替代发电按月组织，次月交易执行。已建立电力市场交易平台的，应通过市场机制开展发电权交易，通过市场机制确定电量、价格等。确定为可再生能源调峰机组的，不得参与电力直接交易。

第九条 鼓励自备电厂纯凝汽发电机组参与调峰。参与电网调峰时，如果增加受电量，增加部分可视同替代电量获得一定补偿；调峰能力达到 50%及以上的，在承担相应社会责任并成为合格发电市场主体后，可参加电力直接交易出售富余电量。

第三章 鼓励跨省区补偿

第十条 积极推进跨省区辅助服务市场化。加强国家调度、区域调度、省级调度间沟通协调，充分利用地区间高峰时间差，开展旋转备用、事故备用共享，减少可再生能源富集地区开机容量，提升可再生能源消纳水平。

第十一条 根据可再生能源波动性特点，建立跨省区灵活日前和日内交易机制，实现调峰资源与可再生能源发电的动态匹配。

第十二条 跨省区送受可再生能源电量的，应以国家指令性计划和政府间框架协议为基础，送受省份协商确定送受电计划。

协商不一致的，按照政府确定的计划（协议）执行。鼓励市场化探索，协商确定的计划以外的电量，通过市场竞争机制确定价格，送电地区的降价空间应按一定比例用于受电省份可再生能源调峰机组补偿。跨省区送受可再生能源的电价按照《国家发展改革委关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知》（发改价格[2015]962 号）执行。

第四章 增加调峰能力

第十三条 鼓励发电企业对煤电机组稳燃、汽轮机、汽路以及制粉等进行技术改造，在保证运行稳定和满足环保要求的前提下，争取提升机组调峰能力10%-20%；对热电机组安装在线监测系统，加快储热、热电解耦等技术改造，争取提升热电机组调峰能力10%-20%。

第十四条 鼓励建设背压机组供热，系统调峰困难地区，严格限制现役纯凝机组供热改造，确需供热改造满足采暖需求的，需同步安装蓄热装置，确保系统调峰安全。

第十五条 对发电企业技术改造，制定鼓励政策，支持企业发行债券融资或实施贷款贴息。

第十六条 可再生能源发电在规划时应明确电力消纳市场，同步制定配套电网送出规划，完善政府协调保障机制，确保电源与电网工程同步投产。

第十七条 考虑电网系统调峰需求，合理布局规划、有序开发建设一批抽水蓄能、燃气等调峰机组，发展储能装置。

第十八条 提高发电机组的调峰能力技术标准，在设计、制造和设备选型环节，考虑电网调峰要求。

第五章 强化信用监管

第十九条 充分发挥信用监管的作用，将调峰情况纳入发电企业信用评价指标体系，作为一项信用记录，录入电力行业信息平台，使调峰信息状况透明，可追溯、可核查。

第二十条 电力调度机构定期将调峰情况提供政府有关部门和第三方征信机构，第三方征信机构根据政府有关要求，建立完善调峰信息公示制度，推动信息披露规范化、制度化、程序化，在指定网站发布信息，接受市场主体的监督和政府部门的监管。

第二十一条 建立针对发电企业调峰情况的守信激励和失信惩戒机制，对于按照约定实施调峰的发电企业按照有关规定给予优惠政策，对于失信违反约定的发电企业要予以警告，严重失信的要纳入不良信息记录，并按有关规定进行惩戒。

第六章 加强组织管理

第二十二条 各省（区、市）政府有关部门会同电网企业根据实际情况，公布具体调峰机组名单，定期更新调峰机组的调峰能力，制定可再生能源调峰机组的运行管理办法，落实可再生能源调峰机组激励政策，加强调峰机组优先发电政策执行情况考核。已经开展调峰辅助服务补偿的地区，要在满足《并网发电厂辅助服务管理暂行规定》有关要求基础上，加强政策间的有效衔接，确保相互促进、形成合力。

第二十三条 发电企业按照自愿原则参与可再生能源调峰，具备调峰能力的发电企业与电网企业签订优先发电协议或合同，服从调度统一安排，满足电网调峰要求。

第二十四条 电网企业应创造条件安排可再生能源调峰机组试验，加强对可再生能源调峰机组的运行考核，落实优先发电协议或合同，保障优先发电量予以落实。可再生能源调峰机组发电量进度可不受“三公”调度考核的限制。

第二十五条 可再生能源调峰优先发电应结合可再生能源就近消纳试点共同开展，试点地区及时总结经验，为下一步推广打好基础。

第七章 附则

第二十六条 本办法自印发之日起施行。

国家发展改革委关于印发《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》的通知

（发改能源〔2016〕625号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出机构，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，华能、大唐、华电、国电、国电投、神华、三峡、华润、中核、中广核、中国节能集团公司：

为贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及相关配套文件要求，根据《可再生能源法》，我们编制了《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》，现印发你们，请按照执行。

附件：可再生能源发电全额保障性收购管理办法

国家发展改革委
2016年3月24日

附件：

可再生能源发电全额保障性收购管理办法

第一章 总则

第一条 为贯彻落实《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及相关配套文件的有关要求，加强可再生能源发电全额保障性收购管理，保障非化石能源消费比重目标的实现，推动能源生产和消费革命，根据《中华人民共和国可再生能源法》等法律法规，制定本办法。

第二条 本办法适用于风力发电、太阳能发电、生物质能发电、地热能发电、海洋能发电等非水可再生能源。水力发电参照执行。

第二章 全额保障性收购

第三条 可再生能源发电全额保障性收购是指电网企业（含电力调度机构）根据国家确定的上网标杆电价和保障性收购利用小时数，结合市场竞争机制，通过落实优先发电制度，在确保供电安全的前提下，全额收购规划范围内的可再生能源发电项目的上网电量。

水力发电根据国家确定的上网标杆电价（或核定的电站上网电价）和设计平均利用小时数，通过落实长期购售电协议、优先安排年度发电计划和参与现货市场交易等多种形式，落实优先发电制度和全额保障性收购。根据水电特点，为促进新能源消纳和优化系统运行，水力发电中的调峰机组和大型机组享有靠前优先顺序。

第四条 各电网企业和其他供电主体（以下简称电网企业）承担其电网覆盖范围内，按照可再生能源开发利用规划建设、依法取得行政许可或者报送备案、符合并网技术标准的可再生能源发电项目全额保障性收购的实施责任。

第五条 可再生能源并网发电项目年发电量分为保障性收购电量部分和市场交易电量部分。其中，保障性收购电量部分通过优先安排年度发电计划、与电网公司签订优先发电合同（实物合同或差价合同）保障全额按标杆上网电价收购；市场交易电量部分由可再生能源发电企业通过参与市场竞争方式获得发电合同，电网企业按照优先调度原则执行发电合同。

第六条 国务院能源主管部门会同经济运行主管部门对可再生能源发电受限地区，根据电网输送和系统消纳能力，按照各类标杆电价覆盖区域，参考准许成本加合理收益，核定各类可再生能源并网发电项目保障性收购年利用小时数并予以公布，并根据产业发展情况和可再生能源装机投产情况对各地区各类可再生能源发电保障性收购年利用小时数适时进行调整。地方有关主管部门负责在具体工作中落实该小时数，可再生能源并网发电项目根据该小时数和装机容量确定保障性收购年上网电量。

第七条 不存在限制可再生能源发电情况的地区，电网企业应根据其资源条件保障可再生能源并网发电项目发电量全额收购。

第八条 生物质能、地热能、海洋能发电以及分布式光伏发电项目暂时不参与市场竞争，上网电量由电网企业全额收购；各类特许权项目、示范项目按特许权协议或技术方案明确的利用小时数确定保障性收购年利用小时数。

第九条 保障性收购电量范围内，受非系统安全因素影响，非可再生能源发电挤占消纳空间和输电通道导致的可再生能源并网发电项目限发电量视为优先发电合同转让至系统内优先级较低的其他机组，由相应机组按影响大小承担对可再生能源并网发电项目的补偿费用，并做好与可再生能源调峰机组优先发电的衔接。计入补偿的限发电量最大不超过保障性收购电量与可再生能源实际发电量的差值。保障性收购电量范围内的可再生能源优先发电合同不得主动通过市场交易转让。

因并网线路故障（超出设计标准的自然灾害等不可抗力造成的故障除外）、非计划检修导致的可再生能源并网发电项目限发电量由电网企业承担补偿。

由于可再生能源资源条件造成实际发电量达不到保障发电量以及因自身设备故障、检修等原因造成的可再生能源并网发电项目发电量损失由可再生能源发电项目自行承担，不予补偿。可再生能源发电由于自身原因，造成不能履行的发电量应采用市场竞争的方式由各类机组竞价执行。

可再生能源并网发电项目保障性收购电量范围内的限电补偿费用标准按项目所在地对应的最新可再生能源上网标杆电价或核定电价执行。

第十条 电网企业协助电力交易机构（未设立交易机构地区由电网企业负责）负责根据限发时段电网实际运行情况，参照调度优先级由低到高顺序确定承担可再生能源并网发电项目限发电量补偿费用的机组范围（含自备电厂），并根据相应机组实际发电量大小分摊补偿费用。保障性收购电量范围内限发电量及补偿费用分摊情况按月统计报送国务院能源主管部门派出机构和省级经济运行主管部门备案，限发电量补偿分摊可根据实际发电情况在月度间滚动调整，并按年度结算相关费用。

第十一条 鼓励超出保障性收购电量范围的可再生能源发电量参与各种形式的电力市场交易，充分发挥可再生能源电力边际成本低的优势，通过市场竞争的

方式实现优先发电，促进可再生能源电力多发满发。

对已建立电力现货市场交易机制的地区，鼓励可再生能源发电参与现货市场和中长期电力合约交易，优先发电合同逐步按现货交易及相关市场规则以市场化方式实现；参与市场交易的可再生能源发电量按照项目所在地的补贴标准享受可再生能源电价补贴。

第三章 保障措施

第十二条 国务院能源主管部门按照全国可再生能源开发利用规划，确定在规划期内应当达到的可再生能源发电量占全部发电量的比重。省级能源主管部门会同经济运行主管部门指导电网企业制定落实可再生能源发电量比重目标的措施，并在年度发电计划和调度运行方式安排中予以落实。

第十三条 省级经济运行主管部门在制定发电量计划时，严格落实可再生能源优先发电制度，使可再生能源并网发电项目保障性收购电量部分通过充分安排优先发电并严格执行予以保障。

发电计划须预留年内计划投产可再生能源并网发电项目的发电计划空间，在年度建设规模内的当年新投产项目按投产时间占全年比重确定保障性收购年利用小时数。

第十四条 电网企业应按照本办法与可再生能源并网发电项目企业在每年第四季度签订可再生能源优先发电合同。

第十五条 电网企业应按照节能低碳电力调度原则，依据有关部门制定的市场规则，优先执行可再生能源发电计划和可再生能源电力交易合同，保障风能、太阳能、生物质能等可再生能源发电享有最高优先调度等级，不得要求可再生能源项目向优先级较低的发电项目支付费用的方式实现优先发电。电网企业应与可再生能源发电企业在共同做好可再生能源功率预测预报的基础上，将发电计划和合同分解到月、周、日、小时等时段，优先安排可再生能源发电。

第十六条 电网企业应建立完善适应高比例可再生能源并网的调度运行机制，充分挖掘系统调峰潜力，科学安排机组组合，合理调整旋转备用容量，逐步

改变按省平衡的调度方式，扩大调度平衡范围。各省（区、市）有关部门和省级电网企业应积极配合，促进可再生能源跨省跨区交易，合理扩大可再生能源电力消纳范围。

第十七条 风电、太阳能发电等可再生能源发电企业应配合电网企业加强功率预测预报工作，提高短期和中长期预测水平，按相关规定向电网企业或电力交易机构提交预报结果，由电网企业统筹确定网内可再生能源发电预测曲线，确保保障性收购电量的分解落实，并促进市场交易电量部分多发满发。可再生能源发电企业应按有关规定参与辅助服务费用分摊。

第十八条 建立供需互动的需求侧响应机制，形成用户参与辅助服务分担共享机制。鼓励通过价格手段引导电力用户优化用电负荷特性，实现负荷移峰填谷。鼓励用户参与调峰调频等辅助服务，提高系统的灵活性和可再生能源消纳能力。

第四章 监督管理

第十九条 国务院能源主管部门及派出机构履行可再生能源发电全额保障性收购的监管责任。

第二十条 国务院能源主管部门派出机构应会同省级经济运行主管部门，根据本办法，结合本地实际情况，制定实施细则，报国家发展改革委、国家能源局同意后实施。

第二十一条 国务院能源主管部门派出机构会同省级能源主管部门和经济运行主管部门负责对电网企业与可再生能源并网发电项目企业签订优先发电合同情况和执行情况进行监管。

第二十二条 可再生能源并网发电项目限发电量由电网企业和可再生能源发电企业协助电力交易机构按国家有关规定的进行计算统计。对于可再生能源并网发电项目限发电量及补偿费用分摊存在异议的，可由国务院能源主管部门派出机构会同省级经济运行主管部门协调。

第二十三条 对于发生限制可再生能源发电的情况，电网企业应及时分析原因，并保留相关运行数据，以备监管机构检查。

相关情况由国务院能源主管部门及派出机构定期向社会公布。

第五章 附则

第二十四条 本办法由国家发展改革委、国家能源局负责解释，并根据电力体制改革和电力市场建设情况适时修订。

第二十五条 本办法自发布之日起施行。

国家发展改革委、国家能源局、工业和信息化部、财政部、自然资源部、住房城乡建设部、交通运输部、农业农村部、应急部、市场监管总局关于进一步提升电动汽车充电基础设施服务保障能力的实施意见

（发改能源规〔2022〕53号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、工业和信息化厅（委、局）、财政厅（局）、自然资源主管部门、住房和城乡建设厅（委、管委、局）、交通运输厅（局、委）、农业农村厅（局、委）、应急厅（局）、市场监管局（厅、委）、消防救援总队，国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司：

“十三五”期间，我国充电基础设施实现了跨越式发展，充电技术快速提升，标准体系逐步完备，产业生态稳步形成，建成世界上数量最多、辐射面积最大、服务车辆最全的充电基础设施体系。但快速发展的背后仍存在居住社区建桩难、公共充电设施发展不均衡、用户充电体验有待提升、行业质量与安全监管体系有待完善等突出问题，亟需加快相关技术、模式与机制创新，进一步提升充电服务保障能力。

为全面贯彻落实《国务院办公厅关于印发新能源汽车产业发展规划（2021—2035年）的通知》（国办发〔2020〕39号），支撑新能源汽车产业发展，突破充电基础设施发展瓶颈，推动构建新型电力系统，助力“双碳”目标实现，制定如下实施意见。

到“十四五”末，我国电动汽车充电保障能力进一步提升，形成适度超前、布局均衡、智能高效的充电基础设施体系，能够满足超过2000万辆电动汽车充电需求。

一、加快推进居住社区充电设施建设安装

（一）完善居住社区充电设施建设推进机制。各地发展改革、能源部门应加

强与住房和城乡建设等部门的统筹协作，共同推进居住社区充电设施建设与改造。居住社区管理单位应积极配合用户安装充电设施并提供必要协助。业主委员会应结合自身实际，明确物业服务区域内充电设施建设的具体流程。

（二）推进既有居住社区充电设施建设。各地发展改革、能源、住房和城乡建设部门等应制定既有居住社区充电设施建设改造行动计划，明确行动目标、重点任务和推进时序，结合城镇老旧小区改造及城市居住社区建设补短板行动，因地制宜推进。具备安装条件的，居住社区要配建一定比例的公共充电车位，建立充电车位分时共享机制，为用户充电创造条件。

（三）严格落实新建居住社区配建要求。新建居住社区要确保固定车位100%建设充电设施或预留安装条件。预留安装条件时需将管线和桥架等供电设施建设到车位以满足直接装表接电需要。各地相关部门应在新建住宅项目规划报批、竣工验收环节依法监督。

（四）创新居住社区充电服务商业模式。鼓励充电运营企业或居住社区管理单位接受业主委托，开展居住社区充电设施“统建统营”，统一提供充电设施建设、运营与维护等有偿服务，提高充电设施安全管理水平和绿电消费比例。鼓励“临近车位共享”“多车一桩”等新模式。

二、提升城乡地区充换电保障能力

（五）建立健全规划工作机制。各地发展改革、能源部门要积极会同工业和信息化、自然资源、住房和城乡建设、交通运输等部门，科学编制省级充电基础设施“十四五”专项规划，指导地市以区县为基本单元编制布局规划。优先利用存量停车场等土地资源，以新增土地供应方式建设的公共充电场站，应加强论证。涉及布局、土地利用和用途管制等方面的内容，应与相关规划做好衔接。

（六）优化城市公共充电网络建设布局。进一步优化中心城区公共充电网络布局，加大外围城区公共充电设施建设力度，因地制宜布局换电站，提升公共充电服务保障能力。充分考虑公交、出租、物流等专用车充电需求，结合停车场站等建设专用充电站。鼓励充电运营企业通过新建、改建、扩容、迁移等方式，逐步提高快充桩占比。

（七）加强县城、乡镇充电网络布局。按照全面推进乡村振兴有关要求，结合推进以县城为重要载体的城镇化建设，加快补齐县城、乡镇充电基础设施建设短板，加快实现电动汽车充电站“县县全覆盖”、充电桩“乡乡全覆盖”。优先在企事业单位、商业建筑、交通枢纽、公共停车场等场所配置公共充电设施。

（八）加快高速公路快充网络有效覆盖。加快制定各省高速公路快充网络分阶段覆盖方案。明确高速公路快充站建设标准规范，将快充站纳入高速公路服务区配套基础设施范围，加强高速公路快充站项目立项与验收环节管理，做好建设用地和配套电源保障工作。力争到 2025 年，国家生态文明试验区、大气污染防治重点区域的高速公路服务区快充站覆盖率不低于 80%，其他地区不低于 60%。

（九）提升单位和园区内部充电保障。政府机关、企事业单位、工业园区等内部停车场加快配建相应比例充电设施或预留建设安装条件，满足公务用车和职工私家车充电需要。鼓励单位和园区内部充电桩对外开放，进一步提升公共充电供给能力。

三、加强车网互动等新技术研发应用

（十）推进车网互动技术创新与试点示范。支持电网企业联合车企等产业链上下游打造新能源汽车与智慧能源融合创新平台，开展跨行业联合创新与技术研发，加速推进车网互动试验测试与标准化体系建设。积极推进试点示范，探索新能源汽车参与电力现货市场的实施路径，研究完善新能源汽车消费和储放绿色电力的交易和调度机制。探索单位和园区内部充电设施开展“光储充放”一体化试点应用。

（十一）鼓励推广智能有序充电。各地发展改革、能源部门要引导居民参与智能有序充电，加快开展智能有序充电示范小区建设，逐步提高智能有序充电桩建设比例。各地价格主管部门要抓好充电设施峰谷电价政策落实。鼓励将智能有序充电纳入充电桩和新能源汽车产品功能范围，加快形成行业统一标准。

（十二）加强充换电技术创新与标准支撑。加快大功率充电标准制定与推广应用，加强跨行业协作，推动产业各方协同升级。推进无线充电、自动无人充电等新技术研发。推动主要应用领域形成统一的换电标准，提升换电模式的安全性、

可靠性与经济性。完善新能源汽车电池和充电设施之间的数据交互标准。

（十三）加快换电模式推广应用。围绕矿场、港口、城市转运等场景，支持建设布局专用换电站，加快车电分离模式探索和推广，促进重型货车和港口内部集卡等领域电动化转型。探索出租、物流运输等领域的共享换电模式，优化提升共享换电服务。

四、加强充电设施运维和网络服务

（十四）加强充电设备运维与充电秩序维护。充电运营企业要完善充电设备运维体系，通过智能化和数字化手段，提升设备可用率和故障处理能力。鼓励停车场与充电运营企业创新技术与管理措施，引导燃油汽车与新能源汽车分区停放，维护良好充电秩序。

（十五）提升公共充电网络服务体验。加快推进充电运营企业平台互联互通，实现信息共享与跨平台、多渠道支付结算，提升充电便利性和用户体验。鼓励停车充电一体化等模式创新，实现停车和充电数据信息互联互通，落实充电车辆停车优惠等惠民措施。

五、做好配套电网建设与供电服务

（十六）加强配套电网建设保障。电网企业要做好电网规划与充电设施规划的衔接，加大配套电网建设投入，合理预留高压、大功率充电保障能力。各地自然资源、住房和城乡建设部门要对充电设施配套电网建设用地、廊道空间等资源予以保障，加大工程建设协调推进力度。

（十七）加强配套供电服务和监管。电网企业要全面提升“获得电力”服务水平，优化线上用电保障服务，落实“三零”“三省”服务举措，为充电运营企业和个人业务办理提供契约式服务、实施限时办结。国家能源局派出机构要加大供电和价格政策执行情况监管力度，配合地方政府市场监管部门规范转供电行为，做好配套供电服务保障工作。

六、加强质量和安全监管

（十八）建立健全行业监管体系。推动建立充电设备产品质量认证运营商采

信制度。建立“僵尸企业”和“僵尸桩”退出机制，支持优势企业兼并重组、做大做强。严格按照“三管三必须”要求，落实各方安全责任。强化汽车、电池和充电设施生产企业产品质量安全责任，严格建设、设计、施工、监理单位建设安装质量安全把关。在加油站、加气站建设安装充电设施应布置在辅助服务区内。充电设施业主、居住社区管理单位、售后维保单位等应加强充电设施安全管理，及时发现、消除安全隐患。各地能源、住房和城乡建设、消防部门结合职责，加强配套供电、规划建设及集中充电场所的消防安全监督管理。建立完善各级安全管理机制，加强充电设施运营安全监管，强化社区用电安全管理。建立火灾事故调查处理、溯源机制，鼓励相关安全责任保险推广应用。

（十九）加快建立国家、省、市三级监管平台体系。扩大监管平台覆盖城市范围，逐步建成纵向贯通、横向协同的国家、省、市三级充电设施监管平台体系，完善数据服务、安全监管、运行分析等功能，推进跨平台安全预警信息交换共享。加快充电设施监管平台与新能源汽车监测平台数据融合，探索构建车桩一体化监管体系。政府监管平台应保持立场公正，定期向社会发布本省充电基础设施运行情况。

七、加大财政金融支持力度

（二十）优化财政支持政策。对作为公共设施的充电桩建设给予财政支持。鼓励地方建立与服务质量挂钩的运营补贴标准，进一步向优质场站倾斜。鼓励地方加强大功率充电、车网互动等示范类设施的补贴力度，促进行业转型升级。

（二十一）提高金融服务能力。创新利用专项债券和基金等金融工具，重点支持充电设施以及配套电网建设与改造项目。鼓励各类金融机构通过多种渠道，为充电设施建设提供金融支持。鼓励保险机构开发适合充电设施的保险产品。

请各有关单位按照上述要求，严格落实责任分工，结合本地区实际完善相关管理工作机制。本实施意见自印发之日起施行，有效期5年。

国家发展改革委

国家能源局

工业和信息化部

财政部

自然资源部

住房和城乡建设部

交通运输部

农业农村部

应急部

市场监管总局

2022年1月10日

国家发展改革委、国家能源局关于开展全国煤电机组改造升级的通知

（发改运行〔2021〕1519号）

各省、自治区、直辖市发展改革委、经信委（工信委、工信厅）、能源局，北京市城市管理委员会，国家能源局各派出能源监管机构，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、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：

为认真贯彻落实《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》精神，推动能源行业结构优化升级，进一步提升煤电机组清洁高效灵活性水平，促进电力行业清洁低碳转型，助力全国碳达峰、碳中和目标如期实现，国家发展改革委、国家能源局会同有关方面制定了《全国煤电机组改造升级实施方案》（以下简称《实施方案》），现印发你们，请遵照执行。现将有关落实事项通知如下：

一、高度重视。我国力争实现 2030 年前碳达峰和努力争取 2060 年前碳中和的目标，对优化能源结构和煤炭清洁高效利用提出了更高要求。煤电机组改造升级是提高电煤利用效率、减少电煤消耗、促进清洁能源消纳的重要手段，对推动碳达峰碳中和目标如期实现具有重要意义。各地、各企业要高度重视，将煤电机组改造升级作为一项重要工作抓好抓实抓细，切实提高煤电机组运行水平。

二、扎实推进。各地政府主管部门要会同有关方面，完整、准确、全面贯彻新发展理念，按照《实施方案》要求，科学确定本地煤电机组改造升级目标和实施路径，研究制定本省（区、市）煤电机组改造升级实施方案，于 11 月底前报送国家发展改革委、国家能源局，经国家发展改革委、国家能源局组织第三方综合评估论证后，于年底前形成操作性实施方案。

三、加强统筹。各地在推进煤电机组改造升级工作过程中，需统筹考虑煤电节能降耗改造、供热改造和灵活性改造制造，实现“三改”联动。同时，要合理安排机组改造时序，保证本地电力安全可靠供应。

四、完善政策。各地要结合本地实际，在财政、金融、价格等方面健全完善相关政策，对煤电机组改造升级工作予以支持，提高企业改造积极性，保证改造工作平稳推进。

五、明确分工。各地要明确牵头部门，与相关部门明确责任分工形成合力，共同推进煤电机组改造升级工作。中央发电企业要与各地政府主管部门做好充分沟通，保证集团煤电机组改造升级工作与地方有效衔接。电网企业要合理安排煤电机组检修方案，保证各地煤电机组改造过程中电网安全平稳运行。

附件：全国煤电机组改造升级实施方案

国家发展改革委

国家能源局

2021 年 10 月 29 日

附件

全国煤电机组改造升级实施方案

为贯彻落实《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》精神，进一步降低煤电机组能耗，提升灵活性和调节能力，提高清洁高效水平，促进电力行业清洁低碳转型，助力全国碳达峰、碳中和目标如期实现，制定全国煤电机组改造升级实施方案如下。

一、充分认识煤电机组改造升级的重要意义

电力行业是煤炭消耗的主要行业之一，是国家节能减排工作重点管控行业。“十一五”“十二五”“十三五”期间，电力行业按照国家的要求和部署，深入实施煤电节能减排升级改造，火电供电煤耗持续下降。2020 年全国 6000 千瓦及以上火电厂供电煤耗为 305.5 克标准煤/千瓦时，比 2015 年下降 9.9 克/千瓦时，比 2010 年下降 27.5 克/千瓦时，比 2005 年下降 64.5 克/千瓦时。以 2005 年为基准年，2006—2020 年，供电煤耗降低累计减少电力二氧化碳排放 66.7 亿吨，对电力二氧化碳减排贡献率为 36%，有效减缓了电力二氧化碳排放总量的

增长。与此同时也要看到，目前我国发电和供热行业二氧化碳排放量占全国排放量的比重超过 40%，是全国二氧化碳排放的重点行业。因此，进一步推进煤电机组节能降耗是提高能源利用效率的有效手段，对实现电力行业碳排放达峰，乃至全国碳达峰、碳中和目标具有重要意义。

二、总体要求

（一）指导思想。

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，深入贯彻习近平生态文明思想，完整、准确、全面贯彻新发展理念，处理好发展和减排、整体和局部、短期和中长期的关系，推行更严格能效环保标准，推动煤电行业实施节能降耗改造、供热改造和灵活性改造制造“三改联动”，严控煤电项目，持续优化能源电力结构和布局，深入推进煤电清洁、高效、灵活、低碳、智能化高质量发展，努力实现我国煤电行业碳达峰目标。

（二）基本原则。

坚持底线思维，确保电力安全。坚守能源电力安全稳定供应底线，统筹好发展和安全、增量和存量的关系，准确把握并科学发挥煤电的兜底保障作用和灵活调节能力，为加快构建以新能源为主体的新型电力系统做出积极贡献。

坚持统筹联动，实现降耗减碳。统筹推进节能改造、供热改造和灵活性改造，鼓励企业采取先进技术，持续降低碳排放、污染物排放和能耗水平，提供综合服务，实现角色转变，不断提升清洁低碳、高效灵活发展能力。

坚持政策引导，合理把握节奏。进一步完善鼓励企业改造的产业政策、市场机制和配套措施，合理保障煤电企业存续发展条件。坚持分类施策、分企施策、一厂一策、一机一策，指导企业科学编制改造方案，并结合电力供需情况合理把握节奏、稳妥有序实施。

坚持市场导向，经济技术可行。优先推广使用成熟适用技术进行煤电节能减排改造，进一步加强新装备、新技术研发和试验示范工作，推动行业整体节能降耗。充分尊重企业市场主体地位，制定切实可行的改造目标和任务，统筹

兼顾安全、技术和经济目标。

（三）主要目标。

全面梳理煤电机组供电煤耗水平，结合不同煤耗水平煤电机组实际情况，探索多种技术改造方式，分类提出改造实施方案。统筹考虑大型风电光伏基地项目外送和就近消纳调峰需要，以区域电网为基本单元，在相关地区妥善安排配套煤电调峰电源改造升级，提升煤电机组运行水平和调峰能力。按特定要求新建的煤电机组，除特定需求外，原则上采用超超临界、且供电煤耗低于 270 克标准煤/千瓦时的机组。设计工况下供电煤耗高于 285 克标准煤/千瓦时的湿冷煤电机组和高于 300 克标准煤/千瓦时的空冷煤电机组不允许新建。到 2025 年，全国火电平均供电煤耗降至 300 克标准煤/千瓦时以下。

节煤降耗改造。对供电煤耗在 300 克标准煤/千瓦时以上的煤电机组，应加快创造条件实施节能改造，对无法改造的机组逐步淘汰关停，并视情况将具备条件的转为应急备用电源。“十四五”期间改造规模不低于 3.5 亿千瓦。

供热改造。鼓励现有燃煤发电机组替代供热，积极关停采暖和工业供汽小锅炉，对具备供热条件的纯凝机组开展供热改造，在落实热负荷需求的前提下，“十四五”期间改造规模力争达到 5000 万千瓦。

灵活性改造制造。存量煤电机组灵活性改造应改尽改，“十四五”期间完成 2 亿千瓦，增加系统调节能力 3000—4000 万千瓦，促进清洁能源消纳。“十四五”期间，实现煤电机组灵活制造规模 1.5 亿千瓦。

三、推动煤电机组节能提效升级和清洁化利用

（一）开展汽轮机通流改造。进一步提升煤电机组能效水平，重点针对服役时间较长、通流效率低、热耗高的 60 万千瓦及以下等级亚临界、超临界机组，推广采用汽轮机通流部分改造技术，因厂制宜开展综合性、系统性节能改造，改造后供电煤耗力争达到同类型机组先进水平。

（二）开展锅炉和汽轮机冷端余热深度利用改造。大力推广煤电机组冷端优化和烟气余热深度利用技术。鼓励采取成熟适用的改造措施，提高机组运行真空，提升节能提效水平。鼓励现役机组应用烟气余热深度利用技术。

（三）开展煤电机组能量梯级利用改造。鼓励有条件的机组结合实际情况对锅炉尾部烟气余热利用系统与锅炉本体烟风系统、汽机热力系统等进行系统集成优化。

（四）探索高温亚临界综合升级改造。探索创新煤电机组节能改造技术，及时总结高温亚临界综合升级改造示范项目先进经验，适时向全国推广应用。梳理排查具备改造条件的亚临界煤电机组，统筹衔接上下游设备供应能力和电力电量供需平衡，科学制定改造实施方案，有序推进高温亚临界综合升级改造。

（五）推动煤电机组清洁化利用。新建燃煤发电机组应同步建设先进高效的脱硫、脱硝和除尘设施，确保满足最低技术出力以上全负荷范围达到超低排放要求。支持有条件的发电企业同步开展大气污染物协同脱除，减少二氧化硫、汞、砷等污染物排放。对于环保约束条件较严格的区域，鼓励新建机组实现适度优于超低排放限值的水平。

四、开展煤电机组供热改造

（一）全力拓展集中式供热需求。着力整合供热资源，支持配套热网工程建设和老旧管网改造工程，加快推进供热区域热网互联互通，尽早实现各类热源联网运行，充分发挥热电联产机组供热能力。鼓励热电联产机组在技术经济合理的前提下，适当发展长输供热项目，吸引工业热负荷企业向存量煤电企业周边发展，扩大供热范围。同步推进小热电机组科学整合，鼓励有条件的地区通过替代建设高效清洁供热热源等方式，逐步淘汰单机容量小、能耗高、污染重的燃煤小热电机组。

（二）推动具备条件的纯凝机组开展热电联产改造。优先对城市或工业园区周边具备改造条件且运行未满15年的在役纯凝发电机组实施采暖供热改造。因厂制宜采用打孔抽气、低真空供热、循环水余热利用等成熟适用技术，鼓励具备条件的机组改造为背压热电联产机组，加大力度推广应用工业余热供热、热泵供热等先进供热技术。

（三）优化已投产热电联产机组运行。鼓励对热电联产机组实施技术改造，充分回收利用电厂余热，进一步提高供热能力，满足新增热负荷需求。继续实

施煤发电机组灵活性制造和灵活性改造，综合考虑技术可行性、经济性和运行安全性，现役机组灵活性改造后，最小发电出力达到 30%左右额定负荷。

五、加快实施煤发电机组灵活性制造灵活性改造

（一）新建机组全部实现灵活性制造。新建煤发电机组纯凝工况调峰能力的一般化要求为最小发电出力达到 35%额定负荷，采暖热发电机组在供热期运行时要通过热电解耦力争实现单日 6h 最小发电出力达到 40%额定负荷的调峰能力，其他类型机组应采取措施尽量降低最小发电出力。鼓励通过技术创新示范，探索进一步降低机组最小发电出力的可靠措施。

（二）现役机组灵活性改造应改尽改。纯凝工况调峰能力的一般要求为最小发电出力达到 35%额定负荷，采暖热发电机组在供热期运行时要通过热电解耦力争实现单日 6h 最小发电出力达到 40%额定负荷的调峰能力。

六、淘汰关停低参数小火电

（一）加快淘汰煤电落后产能。落实《国家发展改革委 国家能源局关于深入推进供给侧结构性改革 进一步淘汰煤电落后产能 促进煤电行业优化升级的意见》（发改能源〔2019〕431 号）等相关文件要求，加大淘汰煤电落后产能工作力度，倒逼煤电产业结构优化调整。淘汰关停的煤电机组“关而不拆”，原则上全部创造条件转为应急备用和调峰电源，确有必要进行拆除的，需报国家发展改革委和国家能源局同意。淘汰关停的煤电机组，可用于容量替代新建清洁高效煤发电机组。

（二）合理安排关停机组纳入应急备用。符合能效、环保、安全等政策和标准要求的机组，在无需原址重建、“退城进郊”异地建设等情况下，可“关而不拆”，作为应急备用电源发挥作用。科学认定和退出应急备用机组，严格应急备用电源运行调度管理，常态下停机备用，应急状态下启动，顶峰运行后停机，在发挥保供作用的同时为降低整体能耗和排放作出贡献。“十四五”期间，形成并保持 1500 万千瓦的应急备用能力。

七、规范燃煤自备电厂运行

（一）全面清理违法违规燃煤自备电厂。对违规核准、未核先建、批建不符、擅自变更或超出自备机组配套项目转供电等违法违规问题进行严肃查处。禁止以各种名义将公用电厂转为燃煤自备电厂。健全机制，引导自备电厂与清洁能源开展替代发电。

（二）加大自备煤电机组节能减排力度。加强监管，确保自备电厂严格执行公用燃煤电厂的最新大气污染物排放标准和总量控制要求，污染物排放不符合环保要求的要限产或停产改造。严格按照国家能耗、环保政策和相关标准梳理不达标机组，对于符合淘汰条件的自备机组应限时实施淘汰关停，并做好电源热源衔接，排放和能耗水平偏高的自备机组要加快实施超低排放和节能改造。

八、优化煤电机组运行管理

（一）提升大容量高参数机组负荷利用率。提高电网调度的灵活性和智能化水平，优化机组运行和开机方式，合理利用系统内各类调峰资源，充分发挥60万千瓦及以上大容量高参数机组承担基本负荷时的清洁高效优势。充分发挥负荷侧调节能力，发展各类灵活性用电负荷，通过完善市场机制和价格机制引导用户错峰用电，实现快速灵活的需求侧响应。通过优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，依托“云大物移智”等技术，进一步加强源网荷储多项互动和高度融合。

（二）提升煤电企业管理水平。各发电企业应采用专业化运营模式，提高煤电项目的专业化运行管理水平，确保项目安全高效运行。加强燃煤发电机组综合诊断，积极开展运行优化试验，科学制定优化运行方案，合理确定运行方式和参数，使机组在各种负荷范围内保持最佳运行状态。扎实做好燃煤发电机组设备运行维护，提高机组安全健康水平和设备可用率。鼓励有条件的发电企业积极探索节能降耗路径，提高机组的生产效率和经济效益，进一步提升电厂清洁高效发展水平。

（三）提升电煤煤质。通过优先释放煤矿项目优质产能、保障煤炭跨区运输铁路运力等措施，提高电煤产运需保障水平。同等条件下，优先保障能效水平先进的燃煤发电机组的燃料供应。充分发挥市场作用，平抑电煤价格大幅波

动，确保电厂燃用设计煤种，最

大限度避免因燃料品质波动造成的机组实际运行能耗增加。

九、严格新增煤电机组节能降耗标准

（一）严格能效准入门槛。加强对新增煤电项目设计煤耗水平的管控，鼓励煤电项目的前期论证、设备选择、工艺设计等各个环节提高标准，设计工况下供电煤耗高于 285 克标准煤/千瓦时的湿冷煤电机组和高于 300 克标准煤/千瓦时的空冷煤电机组不允许建设投产。

（二）提高机组参数水平。新建非热电联产燃煤发电项目原则上采用 60 万千瓦及以上超超临界机组。机组设计供电煤耗结合出力系数、深度调峰、煤质等因素进行修正后，应不高于《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额》（GB21258）、《热电联产单位产品能源消耗限额》（GB35574）中新（改、扩）建机组能耗准入值，并根据国家标准的最新要求实时调整。

十、加大对节能降耗改造机组政策支持

（一）加强煤电技术攻关。实行揭榜挂帅制度，结合行业技术成熟度和应用需求，进一步加大对煤电节能减排重大关键技术和设备研发支持力度，提升技术装备自主化水平。稳步推进 650℃等级超超临界燃煤发电技术、低成本超低排放循环流化床锅炉发电技术、智能电厂技术、燃煤电厂大规模二氧化碳捕集利用与封存技术、整体煤气化燃料电池发电集成优化技术、综合能源基地一体化集成技术，以及亚临界机组升级改造等节能减排突出技术的集中攻关和试点示范，条件成熟的适时推广应用。建立发电企业、电网企业、设备制造企业、设计单位和研究机构多方参与的技术创新应用体系，推动产学研联合，鼓励各发电企业充分发挥主观能动性积极提高节能减排水平，加强低碳发展意识和能力建设，积极推进煤电节能减排和绿色低碳转型先进技术集成应用示范项目建设和科研创新成果产业化。积极开展先进技术经验交流，实现技术共享。

（二）加大财政、金融等方面支持力度。统筹运用相关资金，对煤电节能减排综合升级改造重大技术研发和示范项目建设适当给予资金支持。鼓励各地

因地制宜制定背压式热发电机组支持政策以及燃煤耦合生物质发电项目电量奖补政策等。鼓励社会资本等各类投资主体以多种投融资模式进入煤电节能减排综合升级改造领域。引导金融机构加大对煤电节能减排综合升级改造项目给予优惠信贷等投融资支持力度。拓宽煤电节能减排综合升级改造投融资渠道，为煤电节能减排综合升级改造提供资金支持。支持符合条件的企业发行企业债券，募集资金用于煤电节能减排综合升级改造等领域。鼓励发电企业与有关技术服务机构合作，通过合同能源管理等第三方投资模式推进煤电节能减排综合升级改造。

（三）健全市场化交易机制。在交易组织、合同签订、合同分解执行等环节中，充分考虑发电机组煤耗水平，引导节能减排指标好的发电机组多签市场化合同。加强优化运行调度，建立机组发电量与能耗水平挂钩机制，促进供电煤耗低的发电机组多发电。加快健全完善辅助服务市场机制，使参与灵活性改造制造的调峰机组获得相应收益。

国家能源局综合司关于开展可再生能源发电项目 开发建设按月调度的通知

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，国家电网、南方电网、内蒙古电力公司，国家可再生能源信息管理中心，各有关企业：

根据《国家发展改革委 国家能源局关于 2021 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》（发改能源〔2021〕704 号）和《国家能源局关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》（国能发新能〔2021〕25 号）要求，为进一步推动可再生能源发电项目开发建设，确保实现全年开发建设目标，拟按月开展项目开发建设情况调度，现将有关事项通知如下：

一、建立可再生能源发电项目开发建设按月调度机制，对可再生能源发电项目从核准（审批、备案）、开工、建设、并网到投产进行全过程调度。

二、自 2021 年 8 月起，各省级能源主管部门、各主要中央发电企业于每月 15 日前分别将本省（区、市）、本企业可再生能源发电项目上月开发建设情况（包括新核准容量、新开工容量、累计在建容量、累计并网容量、预计年底并网容量等）统计汇总后直报国家能源局新能源司（具体见附件）。

三、国家电网公司每月 15 日前将新能源云平台覆盖范围内可再生能源项目上月开发建设情况报国家能源局新能源司。南方电网公司、内蒙古电力公司将企业经营区域内可再生能源项目并网、投产信息每月 15 日前报国家能源局新能源司。

四、各省级能源主管部门要组织本省可再生能源项目开发建设单位依托国家可再生能源信息管理中心可再生能源发电项目信息管理系统及时填报可再生能源发电项目开发建设情况。国家可再生能源信息管理中心每月 20 日前要将上月全国可再生能源电力开发建设情况形成月度监测评估报告报国家能源局新能源司，并抄报各省级能源主管部门。

国家能源局综合司

2021年7月29日

附件：可再生能源电力开发建设月度监测情况表（略）

国家能源局关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知

（国能发新能〔2021〕25号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网、南方电网、内蒙古电力公司、电规总院、水电总院，各有关企业，各有关行业协会（学会、商会）：

2021年是“十四五”开局之年，风电、光伏发电进入新发展阶段。为持续推动风电、光伏发电高质量发展，现就2021年风电、光伏发电开发建设有关事项通知如下：

一、总体要求

深入学习贯彻习近平生态文明思想和习近平总书记关于能源安全新战略的重要论述，落实碳达峰、碳中和目标，以及2030年非化石能源占一次能源消费比重达到25%左右、风电太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上等任务，坚持目标导向，完善发展机制，释放消纳空间，优化发展环境，发挥地方主导作用，调动投资主体积极性，推动风电、光伏发电高质量跃升发展。2021年，全国风电、光伏发电发电量占全社会用电量的比重达到11%左右，后续逐年提高，确保2025年非化石能源消费占一次能源消费的比重达到20%左右。

二、强化可再生能源电力消纳责任权重引导机制

按照目标导向和责任共担原则，根据“十四五”规划目标，制定发布各省级行政区域可再生能源电力消纳责任权重和新能源合理利用率目标，引导各省级能源主管部门依据本区域非水电可再生能源电力消纳责任权重和新能源合理利用率目标，积极推动本省（区、市）风电、光伏发电项目建设和跨省区电力交易，确定本省（区、市）完成非水电可再生能源电力最低消纳责任权重所必需的年度新增风电、光伏发电项目并网规模和新增核准（备案）规模，认真组织并统筹衔接做好项目开发建设和储备工作。

三、建立并网多元保障机制

建立保障性并网、市场化并网等并网多元保障机制。

各省（区、市）完成年度非水电最低消纳责任权重所必需的新增并网项目，由电网企业实行保障性并网，2021年保障性并网规模不低于9000万千瓦。保障性并网规模可省际置换，通过跨省区电力交易落实非水电消纳责任权重的，经送、受省份协商并会同电网企业签订长期协议后，根据输送（交易）新能源电量相应调减受端省保障性并网规模并调增至送端省。保障性并网项目由各省级能源主管部门通过竞争性配置统一组织。

对于保障性并网范围以外仍有意愿并网的项目，可通过自建、合建共享或购买服务等市场化方式落实并网条件后，由电网企业予以并网。并网条件主要包括配套新增的抽水蓄能、储热型光热发电、火电调峰、新型储能、可调节负荷等灵活调节能力。

四、加快推进存量项目建设

2020年底前已核准且在核准有效期内的风电项目、2019年和2020年平价风电光伏项目、以及竞价光伏项目直接纳入各省（区、市）保障性并网项目范围。各类存量项目应在规定时限内建成投产，对于超出核准（备案）有效期而长期不建的项目，各省级能源主管部门应及时组织清理，对确实不具备建设条件的，应及时予以废止。

各省2021年保障性并网规模主要用于安排存量项目。存量项目不能满足今年非水电最低消纳责任权重要求、保障性并网仍有空间的省（区、市），省级能源主管部门应按剩余保障性并网规模抓紧组织开展竞争性配置，确定2021年并网的新增项目，加快核准（备案），积极推进建设，确保尽早建成投产。

五、稳步推进户用光伏发电建设

2021年户用光伏发电项目国家财政补贴预算额度为5亿元，度电补贴额度按照国务院价格主管部门发布的2021年相关政策执行，项目管理和申报程序按照《国家能源局关于2019年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》（国能

发新能〔2019〕49号）有关要求执行。在确保安全前提下，鼓励有条件的户用光伏项目配备储能。户用光伏发电项目由电网企业保障并网消纳。

六、抓紧推进项目储备和建设

各省级能源主管部门应根据《可再生能源发展“十四五”规划》明确的方向和任务，依据本省（区、市）2022年非水电最低消纳责任权重，确定2022年度保障性并网规模，抓紧组织开展保障性并网项目竞争性配置，组织核准（备案）一批新增风电、光伏发电项目，做好项目储备，推动项目及时开工建设，实现接续发展。

七、保障措施

各省级能源主管部门要及时公布保障性并网规模，落实保障性并网和市场化并网项目，及时编制年度开发建设方案并抓紧组织实施。要优化营商环境，规范开发建设秩序，不得将配套产业作为项目开发建设的门槛。要督促地方落实项目建设条件，推动出台土地、财税和金融等支持政策，减轻新能源开发建设不合理负担，调动各类市场主体投资积极性。要加大与自然资源、林业草原、生态环境、住房建设等部门的协调，为风电、光伏发电项目开发建设创造有利条件。

电网企业要简化接网流程、方便接网手续办理，推广新能源云平台，实现全国全覆盖，服务新能源为主体的新型电力系统。要加强接网工程建设，确保纳入年度开发建设方案的保障性并网和市场化并网项目“能并尽并”，不得附加额外条件。要会同全国新能源消纳监测预警中心及时公布各省级区域并网消纳情况及预测分析，引导理性投资、有序建设。

发电企业对纳入年度开发建设方案的项目，要按照核准（备案）文件要求，及时组织开展项目建设。要加强工程质量管控，确保建设安全和生产安全。要及时在国家可再生能源发电项目信息管理平台填报并按月更新项目信息。

国家可再生能源信息管理中心要按月统计项目信息并报国家能源局，抄送各省级能源主管部门和相关派出机构。

国家能源局将加强可再生能源电力消纳责任权重落实情况监测评估，引导和

促进风电、光伏发电开发建设。各派出机构要加强对辖区内风电、光伏发电规划落实、项目竞争性配置、电网送出工程建设、项目并网消纳等事项的监管，按要求组织开展清洁能源消纳情况综合监管，保障风电、光伏发电开发建设运行规范有序。

国家能源局

2021年5月11日

国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于公布 2020 年风电、光伏发电平价上网项目的通知

（发改办能源〔2020〕588 号）

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司、电力规划设计总院、水电水利规划设计总院、各有关发电企业：

根据《国家发展改革委 国家能源局关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》（发改能源〔2019〕19 号）、《关于 2020 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》（国能发新能〔2020〕17 号）要求，结合各省级能源主管部门报送信息，2020 年风电平价上网项目装机规模 1139.67 万千瓦、光伏发电平价上网项目装机规模 3305.06 万千瓦，现予公布。

请有关项目单位抓紧做好风电、光伏发电平价上网项目开发建设，2019 年第一批和 2020 年风电、光伏发电平价上网项目须于 2020 年底前核准（备案）并开工建设，除并网消纳受限原因以外，风电项目须于 2022 年底前并网，光伏发电项目须于 2021 年底前并网。国家能源局将按年度梳理并公布在规定时限内并网的风电、光伏发电平价上网项目，未在规定时限内并网的风电、光伏发电平价上网项目将从 2019 年第一批、2020 年风电、光伏发电平价上网项目清单中移除。

请电网企业按照平价上网项目有关政策要求，认真落实接网工程建设责任，确保平价上网项目优先发电和全额保障性收购，按项目核准时国家规定的当地燃煤标杆上网电价与风电、光伏发电平价上网项目单位签订长期固定电价购售电合同（不少于 20 年）。

请有关省级能源主管部门和国家能源局派出机构协调推进有关项目建设，加强对有关支持政策的督促落实。

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2020年7月31日

- 附件：1. 2020年风电、光伏发电平价上网项目信息汇总表（略）
2. 2020年拟建平价上网项目信息表（略）
3. 2019年平价上网项目信息调整情况一览表（略）

国家能源局关于印发《风电场改造升级和退役管理办法》的通知

（国能发新能规〔2023〕45 号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，有关发电企业，电力规划设计总院、水电水利规划设计总院，国家可再生能源信息管理中心、中国可再生能源学会风能专业委员会：

为统筹推进风电场改造升级和退役管理工作，促进风电行业高质量发展，我们研究制定了《风电场改造升级和退役管理办法》，现印送你们，请遵照执行。

国家能源局

2023 年 6 月 5 日

风电场改造升级和退役管理办法

第一章 总 则

第一条 为统筹推进风电场改造升级和退役管理工作，鼓励技术进步，提高风电场资源利用效率和发电水平，推进风电产业高质量发展，助力实现碳达峰碳中和，根据《中华人民共和国可再生能源法》《政府核准的投资项目目录（2016 年本）》《电力业务许可证监督管理办法》和《电力业务许可证注销管理办法》，制定本办法。

第二条 本办法所称风电场改造升级，是指对场内风电机组、配套升压变电站、场内集电线路等设施进行更换或技术改造，一般分为增容改造和等容改造两种。

本办法所称风电场退役，是指一次性解列风电机组后拆除风电场全部设施，并按要求注销发电许可证，修复生态环境。

鼓励并网运行超过 15 年或单台机组容量小于 1.5 兆瓦的风电场开展改造升

级，并网运行达到设计使用年限的风电场应当退役，经安全运行评估，符合安全运行条件可以继续运营。

第三条 风电场改造升级和退役管理工作按照公平自愿、先进高效、生态优先、有序实施、确保安全的原则组织实施。

第四条 国家能源局会同有关部门按职责负责统筹管理全国风电场改造升级和退役。各省级能源主管部门会同有关部门按职责负责组织实施本行政区域内风电场改造升级和退役。国家能源局派出机构负责监管辖区内风电场改造升级和退役。电网企业负责风电场改造升级配套送出工程的改扩建，拆除退役风电场的配套送出工程以及生态修复。发电企业具体实施风电场改造升级和退役以及生态修复，实施中加强全过程安全管理，并按规定接受质量监督。

第二章 组织管理

第五条 发电企业根据风电场运行情况，论证提出项目改造升级和退役方案，并向项目所在地县级及以上能源主管部门提出需求。

第六条 省级能源主管部门根据本行政区域内发电企业提出的风电场改造升级需求，结合本地区风电发展规划和电力运行情况，按年度编制省级风电场改造升级和退役实施方案，明确列入改造升级和退役风电场的名称、规模和时序，确保稳妥有序实施。实施方案征求同级相关部门和省级电网公司意见，涉及享受国家财政补贴的，需报国家能源局组织复核后，抄送国家电网公司或南方电网公司。

第七条 各级能源主管部门应针对风电场改造升级项目特点简化审批流程，建立简便高效规范的审批管理工作机制，对纳入省级改造升级和退役实施方案的风电场予以核准变更。国家能源局派出机构积极办理电力业务许可变更手续。

第八条 风电机组达到设计使用年限时，发电企业应及时开展安全性评估，评估结果报当地能源主管部门、国家能源局派出机构和电网企业。经评估不符合安全运行条件的风电场，发电企业应及时拆除，并按要求恢复生态环境。国家能源局派出机构及时注销电力业务许可证，电网企业及时解除并网连接，视情拆除配套送出工程。

第三章 电网接入

第九条 电网公司根据省级风电场改造升级和退役实施方案，积极做好项目接入，及时受理，简化程序，主动服务，加强并网安全管理，确保网源协调。

发电企业按照并网运行管理有关规定配合做好系统接入和并网安全管理，改造项目实施前需重新办理接入系统意见。

风电场增容改造配套送出工程改扩建原则上由电网企业负责。对于电网企业建设有困难或规划建设时序不匹配的配套送出工程，允许发电企业投资建设，建设完成后，经电网企业与发电企业双方协商同意，可由电网企业依法依规进行回购。

国家能源局派出机构负责加强并网安全管理。

第十条 风电场改造升级原并网容量不占用新增消纳空间，鼓励新增并网容量通过市场化方式并网。

第十一条 电网企业负责指导发电企业开展涉网试验及保障网络安全、电力系统安全所必须的其他试验，根据平等互利、协商一致和确保电力系统安全稳定运行的原则，与发电企业重新签订并网调度协议和购售电合同。

第四章 有关保障

第十二条 风电场改造升级项目用地按照国家有关法律和规定执行。鼓励采用节地技术和节地模式，提高土地使用效率，对不改变风电机组位置且改造后用地面积总和不大于改造前面积的改造升级项目，符合国土空间规划的，不需要重新办理用地预审与选址意见书。改造升级应尽量不占或少占林地、草原，改造升级确需使用林地、草原的，应符合林地、草原使用条件并依法办理使用手续。涉及农用地转为建设用地的，依法办理农用地转用审批手续。生态保护红线和自然保护区内的风电场原则上不进行改造升级，严禁扩大现有规模与范围，项目到期退役后由建设单位负责做好生态修复。

第十三条 风电场改造升级和退役应依法履行环评、水保手续，按照国家生态环境相关的法律法规做好生态环境保护和生态恢复，不得对生态环境造成永久

性破坏。

第十四条 并网运行未满 20 年且累计发电量未超过全生命周期补贴电量的风电场改造升级项目，按照《财政部 发展改革委 国家能源局关于〈关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见〉有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号）相关规定享受中央财政补贴资金，改造升级工期计入项目全生命周期补贴年限。改造升级完成后按照《财政部办公厅关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕6 号）有关规定，由电网企业及时变更补贴清单，每年补贴电量按实际发电量执行且不超过改造前项目全生命周期补贴电量的 5%。风电场完成改造升级后，对并网运行满 20 年或累计补贴电量超过改造前项目全生命周期补贴电量的项目，不再享受中央财政补贴资金，坚决杜绝骗取国家补贴行为。

第十五条 风电场改造升级项目补贴电量的上网电价按改造前项目电价政策执行，其它电量的上网电价执行项目核准变更当年的电价政策。

第十六条 委托国家可再生能源信息管理中心进行全国风电场改造升级和退役项目的信息监测统计和建档立卡，及时更新全国可再生能源发电项目库。

省级能源主管部门负责督促发电企业在国家可再生能源发电项目信息平台及时更新填报相关信息。

第五章 循环利用和处置

第十七条 国家能源局会同有关部门推动退役风电设备行业标准规范制修订工作，支持龙头企业、行业协会、第三方研究机构等共同制定退役风电相关技术标准。

第十八条 发电企业应依法依规负责风电场改造升级和退役的废弃物循环利用和处置。

第十九条 鼓励发电企业、设备制造企业、科研机构等有关单位开展风电场废旧物资循环利用研究，建立健全风电循环利用产业链体系，培育壮大风电产业循环利用新业态。

第六章 附 则

第二十条 本办法由国家能源局负责解释，海上风电场改造升级和退役管理办法另行制定。

第二十一条 本办法自发布之日起施行，有效期五年。

第二十二条 各省级能源主管部门可参照本办法制定本省（区、市）风电场改造升级和退役管理细则。

国家能源局关于印发加快油气勘探开发与新能源融合发展 行动方案（2023-2025年）的通知

（国能发油气〔2023〕21号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，有关中央企业：

为深入贯彻落实党的二十大精神，大力提升油气勘探开发力度，加强能源产供储销体系建设，助力油气在新型能源体系中发挥更大作用，推动油气行业增智扩绿，探索形成多能互补、融合发展新模式，按照石油天然气行业碳达峰工作及油气相关规划要求，衔接《“十四五”可再生能源发展规划》及《国务院办公厅转发国家发展改革委 国家能源局关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知》（国办函〔2022〕39号），制定本行动方案。现印发你们，请遵照执行。

特此通知。

国家能源局

2023年2月27日

附件：

加快油气勘探开发与新能源融合发展行动方案（2023-2025年）

一、发展形势

我国经济长期向好，能源需求持续增长。“十四五”时期，要统筹推进油气供应安全和绿色发展，在稳油增气、提升油气资源供给能力的基础上，加快行业绿色低碳转型势在必行。要加强油气勘探开发与新能源融合发展，大力推进新能源和低碳负碳产业发展，加大清洁能源开发利用和生产用能替代，增加油气商品供应，持续提升油气净贡献率和综合能源供应保障能力。特别是我国老油区已逐步进入开发后期，面临油气资源接替不足、稳产难度大、生产成本高等难题。需要

依托油区及周边资源，以油气产业为基础加强新能源新材料新业务开发利用，推动传统油气生产向综合能源开发利用和新材料制造基地转型发展，形成油气上游领域与新能源新产业融合、多能互补的发展新格局，持续推动能源生产供应结构转型升级。

二、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，完整、准确、全面贯彻新发展理念，锚定碳达峰碳中和目标，深入落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，以高质量发展为主题，以改革创新为动力，坚持油气勘探开发与新能源融合大规模发展，实施陆上、海上清洁替代行动。推动油气开发企业提高油气商品供应量、新能源开发利用和存储能力，推动能源清洁低碳、安全高效开发利用。

（二）基本原则

坚持多元迭代。优化发展方式，坚持陆上与海上并举、集中式与分布式并举、单品种开发与多品种互补并举、单一场景与综合场景并举，构建油气与新能源多能互补、因地制宜、多元迭代发展新局面。

坚持系统观念。统筹油气增产与新能源开发、新能源消纳与储能、风光发电与气电调峰的关系，加快构建油气勘探开发与新能源融合发展模式，实现油气保障供应与绿色低碳转型相统一。

坚持生态优先。践行“绿水青山就是金山银山”的发展理念，把生态环境保护摆到更加突出的位置，贯穿到油气勘探开发与新能源融合发展规划建设全过程中，充分发挥生态环境效益和生态治理效益。

（三）主要目标

到 2025 年，大力推动油气勘探开发与新能源融合发展，积极扩大油气企业开发利用绿电规模，主要发展目标是：

——油气供给稳步增长。通过油气促进新能源高效开发利用，满足油气田提高电气化率新增电力需求，替代勘探开发自用油气，累计清洁替代增加天然气商品供应量约 45 亿立方米。通过加大增压开采等措施，累计增产天然气约 30 亿立

方米。通过低成本绿电支撑减氧空气驱、二氧化碳驱、稠油热采电加热辅助等三次采油方式累计增产原油 200 万吨以上。

——绿色发展效果显著。坚持在保护中开发、在开发中保护、环保优先，加快开发利用地热、风能和太阳能资源，创新能源供需动态匹配核心技术和工作模式，积极推进环境友好、节能减排、多能融合的油气生产体系，努力打造“低碳”“零碳”油气田。

——行业转型明显加快。大力推进油气企业发展新能源产业，持续推动能源生产供应结构转型升级。积极推进陆上油气勘探开发自消纳风电和光伏发电，风光发电集中式和分布式开发。统筹推进海上风电与油气勘探开发，形成海上风电与油气田区域电力系统互补供电模式，逐步实现产业融合发展。

三、优化发展方式，推动油气勘探开发与新能源融合高质量跃升发展

坚持生态优先、因地制宜、多元融合发展，初期立足于就地就近消纳为主，大力推进陆上油气矿区及周边地区风电和光伏发电，统筹推进海上风电与油气勘探开发，加快提升油气上游新能源开发利用和存储能力，积极推进绿色油气田示范建设。

（一）统筹推进陆上油气勘探开发与风光发电。充分利用陆上油气田风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续规模化开发条件的优势，着力提升新能源就地消纳能力。重点推进大庆、长庆、胜利、塔里木、新疆、华北等油田风电和光伏发电集中式开发，支撑油气勘探开发清洁用能，加快实现燃料油气的替代，提高油气采收率，大幅增加油气商品供应量。在油气矿区及周边地区，积极推进油区内风电和光伏发电分布式开发，重点推广应用低风速风电技术，合理利用荒山丘陵、沿海滩涂等资源，积极推进风电就地就近开发。在新疆、青海、甘肃等油气和太阳能资源丰富的地区，建设油气与太阳能同步开发综合利用示范工程，充分利用太阳能聚光集热及储热技术，实现油气生产过程的清洁化供热，助力低碳油气开发。

（二）统筹推进海上油气勘探开发与海上风电建设。通过海上风电开发为油气平台提供绿色电力，替代分散式燃气或燃油发电，提高能源使用效率、降低碳

排放，形成海上风电与油气田区域电力系统互补供电模式。考虑到海上油气田开发和后续滚动上产涉及航空、运输、管道建设规划布局，周边区域新能源建设优先由油气开发企业统筹推进实施，逐步实现海上风电与海洋油气产业融合发展。充分依托岸电保障油气产业与海上风电融合发展。在不具备岸电的情况下，推进海上风电为平台孤网直供电，实施绿色电力部分替代；在具备岸电的情况下，以电网作为调峰，推进高比例海上风电为油气平台供电，逐步实现绿色电力全部替代；积极有序开发漂浮式风电，为深远海油气平台输送绿色电力。

（三）加快提升油气上游新能源存储消纳能力。推动新型储能在油气上游规模化应用。发挥储能调峰调频、应急备用、容量支撑等多元功能，促进储能在电源侧、油气勘探开发用户侧多场景应用，有序推动储能与新能源协同发展。陆上风光资源富集地区合理布局天然气调峰电站，提升系统调节能力。海上打造以风电与天然气发电融合发展为主的综合能源模式，为海上平台提供稳定可靠的绿色电力。

（四）积极推进绿色油气田示范建设。在新能源富集、体制机制创新先行先试的油气田，建设一批低碳或零碳油气田建设示范工程。促进油气勘探开发与新能源技术融合、应用方式和体制机制等创新，进一步降低天然气自用量，扩大分布式能源接入和应用规模，创新新能源全产业链开发利用合作模式，完成低碳油田建设和示范引领，有力支撑油气行业绿色低碳转型。

四、保障措施

（一）健全体制机制，强化政策支持。推进能源低碳转型，激发市场主体活力，健全新能源市场化发展体制机制，健全绿色能源消费机制，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用。各级能源主管部门要加大支持力度，对于作为油气勘探开发用能清洁替代的太阳能、风能、氢能、地热等新能源项目，优先列入各级能源发展规划。各油气开发企业要按照方案要求，细化落实措施，加快工作进度。各电网企业要积极支持油气勘探开发与新能源融合发展，加快构建智能电网，推进各级电网协调发展，支持新能源优先就地就近消纳。国家能源局将强化组织协调及跟踪调度，适时组织现场督导。

（二）提高油气勘探开发与新能源融合项目备案效率。依托全国投资项目在线审批监管平台，用于油气勘探开发的风光发电、氢能地热等多能互补、源网荷储、微电网等新能源设施，作为油气开发项目的产能建设配套，整体办理备案手续。

（三）加大油气勘探开发与新能源融合发展技术创新攻关力度。重点推进油气产能建设项目配套的低成本太阳能光热利用、油气田储能（电和热）技术、分布式微电网和综合能源智慧管控等领域。提高风能、太阳能资源预报准确度和风电、光伏发电功率预测精度，提升风电、光伏发电适应电力系统扰动能力，支撑油气生产平稳运行。

（四）大力推广生态修复类新能源产能配套项目。支持在石漠化、荒漠化土地等油气矿区开展具有生态环境保护和修复效益的新能源项目。根据有关法规要求，做好新能源产能配套项目所在区域资源环境承载能力分析和生态环境影响预测评估，分析项目建设的环境影响，提出预防或减轻不良环境影响的政策、管理、技术措施，进一步促进油气勘探开发与新能源融合及生态环境保护协调发展。

国家能源局综合司关于进一步做好抽水蓄能规划建设 工作有关事项的通知

（国能综通新能〔2023〕47号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，国家电网公司、中国南方电网有限公司，水电水利规划设计总院、电力规划设计总院、中国国际工程咨询有限公司，中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会：

自《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035年）》发布实施以来，抽水蓄能规划建设成效显著，进入新发展阶段。为贯彻落实党的二十大精神，加快规划建设新型能源体系，助力碳达峰碳中和目标实现，推动抽水蓄能高质量发展，针对当前抽水蓄能规划建设以及行业发展新形势新情况，现就进一步做好有关工作通知如下。

一、充分认识推进抽水蓄能高质量发展的重要意义

抽水蓄能是电力系统重要的绿色低碳清洁灵活调节电源，合理规划建设抽水蓄能电站，可为新能源大规模接入电力系统安全稳定运行提供有效支撑，有利于新能源大规模高比例高质量发展，对构建新型电力系统、促进能源绿色低碳转型意义重大。但同时，与其他常规电源不同，抽水蓄能电站本身并不增加电力供应，其功能作用主要是为电力系统提供调节服务，应根据新能源发展和电力系统运行需要，科学规划、合理布局、有序建设，以抽水蓄能高质量发展促进、保障能源高质量发展。

二、抓紧开展抽水蓄能发展需求论证

电力系统调节需求是抽水蓄能规划建设的重要前提和基本依据。针对目前部分地区前期论证不够、工作不深、需求不清、项目申报过热等情况，坚持需求导向，深入开展抽水蓄能发展需求研究论证工作。力争今年上半年全面完成。

（一）分省分区域开展需求论证。各省级能源主管部门要会同电网企业组织

开展本行政区域需求论证工作，按程序上报；国家能源局充分利用各方工作成果，组织国家电网、南方电网和相关机构开展各区域电网以及主要流域水风光一体化基地、以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地等特定电源的需求论证，并形成全国抽水蓄能发展需求论证成果。

（二）科学研究分析未来合理需求。要客观系统分析本地区电力系统发展现状和存在问题，科学分析预测不同规划水平年负荷水平、特性和电源结构等，统筹各类调节电源，按相关规程规范和要求，多方案分析论证抽水蓄能的技术需求、经济合理需求，统筹考虑规划水平年新能源合理利用率、电价承受能力等因素，研究提出抽水蓄能的合理需求规模建议。

（三）突出重点开展需求论证。要重点聚焦“十四五”、统筹“十五五”开工项目规模开展需求论证，以 2030 年和 2035 年为规划水平年，并对 2040 年进行初步分析和展望。

三、有序开展新增项目纳规工作

经深入开展需求论证并按程序确认的合理建设规模是各地区开展项目纳规工作的基础。在抽水蓄能发展需求研究论证基础上，各省级能源主管部门要对本行政区域已纳规项目开展全面评估，统筹已建、在建和已纳规项目，区分抽水蓄能为本省服务、为区域电网服务以及为特定电源服务的不同功能定位，组织开展站址比选、布局优化和项目纳规工作，布局项目要落实到计划核准年度。对于需求确有缺口的省份，按有关要求有序纳规。对于经深入论证、需求没有缺口的省份，暂时不予新增纳规，但可根据实际情况，按照“框定总量、提高质量、优中选优、有进有出、动态调整”的原则，提出项目调整建议。国家能源局根据需求论证情况和实际需要，及时对全国或部分区域的中长期规划进行滚动调整，保持适度超前，支撑发展。

四、大力提升产业链支撑能力

为适应抽水蓄能快速跃升发展需要，组织行业协会、研究机构及重点企业等加强行业监测评估，对抽水蓄能投资、设计、施工、设备制造、运行、管理等产

业链各环节进行监测和能力评估，针对开发建设规模、时序不协同和产业链薄弱环节，研究应对措施，加快各方面能力提升，更好支撑行业加快发展。

请各省级能源主管部门、行业组织、电网企业以及各有关单位，按照上述要求认真做好抽水蓄能发展的各项工作，共同促进抽水蓄能行业平稳有序、高质量发展。

国家能源局综合司

2023年4月23日

国家能源局关于进一步规范可再生能源发电项目 电力业务许可管理的通知

（国能发资质规〔2023〕67号）

各派出机构，有关电力企业：

为进一步规范可再生能源发电项目电力业务许可管理，助力推动能源绿色低碳高质量发展，现就有关事项通知如下。

一、豁免分散式风电项目电力业务许可

在现有许可豁免政策基础上，将分散式风电项目纳入许可豁免范围，不要求其取得电力业务许可证。

本通知印发前，已取得电力业务许可证的分散式风电项目运营企业，向所在地国家能源局派出机构（以下简称派出机构）申请注销电力业务许可证。

二、明确可再生能源发电项目相关管理人员兼任范围

可再生能源发电项目运营企业申请电力业务许可证时，其生产运行负责人、技术负责人、安全负责人和财务负责人的任职资格和工作经历应符合《电力业务许可证管理规定》要求。项目由专业运维公司或企业（集团）内部关联企业统一管理的上述人员中，技术负责人、财务负责人可在不同省份项目间兼任；生产运行负责人只能在同一省份不同项目间兼任，其他情况不得兼任。可再生能源发电项目运营企业申请电力业务许可证时，应提供上述人员的任职文件及相关工作经历。

已取得电力业务许可证的可再生能源发电项目运营企业，如管理人员不符合上述要求，应在本通知印发后1年内进行变更，逾期未变更的，按照许可条件未保持情况处理。

三、规范可再生能源发电项目许可登记

风电、光伏发电等可再生能源发电项目申请电力业务许可证时，“机组情况登记”同一栏目中可登记单台/个（以下统称台）机组/单元（以下统称机组），也可登记多台机组。登记单台机组的，投产日期为机组首次并网发电的日期；登记多台机组的，投产日期为多台机组中最后一台机组并网的日期。同一批次投产机组因机组型号不同分开登记的，投产日期均登记为该批次最后一台机组的并网日期。项目运营企业应对申请电力业务许可证时填报的投产日期真实性负责。本通知印发前已经取得电力业务许可证的企业，许可证中登记的机组投产日期与上述要求不一致的，应在本通知印发后 1 年内向发证机关申请登记事项变更，并提供可以证明机组投产日期的有关材料；逾期未变更的，按照企业运营机组实际情况与许可登记不一致情况处理。

光伏发电项目以交流侧容量（逆变器的额定输出功率之和，单位 MW）在电力业务许可证中登记，分批投产的可以分批登记。本通知印发前，以光伏组件的标称功率总和（单位 MWp）在电力业务许可证中登记的，不再进行变更。

四、调整可再生能源发电项目（机组）许可延续政策

达到设计寿命的风电机组，按照《风电场改造升级和退役管理办法》（国能发新能规〔2023〕45 号）相关规定及时开展安全性评估。经评估符合安全运行条件且评估结果报当地能源主管部门后，相关运营企业按照《电力业务许可证监督管理办法》第十五条申请许可延续；未开展安全评估或评估结果不符合安全运行要求的，注销（变更）电力业务许可证。

达到设计寿命的生物质、光热发电机组，参照煤电机组许可延续政策和标准执行。

根据目前水电行业管理政策，水电机组暂不纳入许可延续管理。水电机组申请电力业务许可证时，不登记机组设计寿命。

五、明确异地注册企业电力业务许可管理职责

可再生能源发电项目所在地与运营企业注册地不在同一省份的，该发电项目电力业务许可证的申请及变更应向项目所在地派出机构提出。同一企业在不同派出机构辖区运营多个可再生能源发电项目，但未在项目所在地市场监督管理部门登记为公司、非公司企业法人或分支机构的，电力业务许可证的申请及许可事项的变更应由项目法人分别向各项目所在地派出机构提出。某个企业（以统一社会信用代码识别）在一个派出机构辖区内，所有项目只能取得一个电力业务许可证。

六、加强可再生能源发电项目许可数据信息管理

建立许可数据信息定期核验机制，持证可再生能源发电项目运营企业应当结合日常业务，每年对运营项目许可相关数据信息进行1次核对，对已发生变化的登记事项和许可事项应在30日内向派出机构申请办理变更手续，并补充完善其他相关数据信息。对于2年内未登录系统进行数据信息完善的企业，派出机构应予以重点关注，加强日常监管，确保许可数据信息动态调整，同时在国家可再生能源发电项目信息管理平台建档立卡系统中予以更新。

本通知自印发之日起施行，有效期五年。

国家能源局

2023年10月7日

全额保障性收购可再生能源电量监管办法

中华人民共和国国家发展和改革委员会令

（第15号）

《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》已经2024年2月5日第9次委务会议审议通过，现予公布，自2024年4月1日起施行。

主任：郑栅洁

2024年2月8日

第一条 为促进可再生能源高质量发展，推动新型电力系统建设，规范电力市场相关成员全额保障性收购可再生能源电量行为，依照《中华人民共和国可再生能源法》《电力监管条例》《企业投资项目核准和备案管理条例》和国家有关规定，制定本办法。

第二条 本办法适用于风力发电、太阳能发电、生物质能发电、海洋能发电、地热能发电等非水可再生能源发电。水力发电参照执行。

第三条 本办法所称全额保障性收购范围是指至少同时满足以下条件的可再生能源发电项目的上网电量：

- （一）符合可再生能源开发利用规划（沼气发电除外）；
- （二）项目依法取得行政许可或者报送备案；
- （三）符合并网技术标准。

第四条 可再生能源发电项目的上网电量包括保障性收购电量和市场交易电量。保障性收购电量是指按照国家可再生能源消纳保障机制、比重目标等相关规定，应由电力市场相关成员承担收购义务的电量。市场交易电量是指通过市场化方式形成价格的电量，由售电企业和电力用户等电力市场相关成员共同承担收购责任。

第五条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构等应按照国家相关政策要求，组织可再生能源发电企业、售电企业和电力用户等电力市场相关成员，按照

以下分工完成可再生能源电量全额保障性收购工作：

（一）电网企业应组织电力市场相关成员，确保可再生能源发电项目保障性收购电量的消纳；

（二）电力交易机构应组织电力市场相关成员，推动可再生能源发电项目参与市场交易；

（三）电力调度机构应落实可再生能源发电项目保障性电量收购政策要求，并保障已达成市场交易电量合同的执行。

对未达成市场交易的电量，在确保电网安全的前提下，电网企业、电力调度机构可按照相关规定，采用临时调度措施充分利用各级电网富余容量进行消纳。

第六条 因可再生能源发电企业原因、电网安全约束、电网检修、市场报价或者不可抗力等因素影响可再生能源电量收购的，对应电量不计入全额保障性收购范围，电网企业、电力调度机构、电力交易机构应记录具体原因及对应的电量。

第七条 国家能源局及其派出机构（以下简称电力监管机构）依照本办法对电网企业、电力调度机构、电力交易机构等电力市场相关成员全额保障性收购可再生能源电量情况实施监管。

第八条 电力企业应依照法律、行政法规和规章的有关规定，从事可再生能源电力的建设、生产和交易，并依法接受电力监管机构的监管。

第九条 电网企业应按照相关规划和规定要求，统筹建设或者改造可再生能源发电项目配套电网设施。电网企业与可再生能源发电企业应加强协调，根据项目建设合理工期安排建设时序，力争实现同步投产。如遇客观原因接入工程无法按期投入运行，电网企业应通过临时接入等方式最大限度保障可再生能源发电机组接入并网。

第十条 电网企业应为可再生能源发电企业提供接入并网设计必要信息、办理流程时限查询、受理咨询答疑等规范便捷的并网服务，并在接网协议中明确接网工程建设时间，提高接网服务效率。

电网企业、电力调度机构应按规定与可再生能源发电企业签订并网调度协议、购售电合同等。售电企业、电力用户、可再生能源发电企业之间应签订代理

售电协议、电力交易合同等，并在电网企业、电力调度机构、电力交易机构的组织下完成可再生能源电力消纳。

第十一条 电网企业和可再生能源发电企业应严格落实安全生产主体责任，加强安全生产管理，强化电力可靠性管理，保障设备安全，避免或者减少设备原因影响可再生能源电量收购。双方应按照国家有关规定，确定设备维护和保障设备安全的责任分界点。国家有关规定未明确的，由双方协商确定。

第十二条 电力调度机构应按照相关规定要求，编制可再生能源发电调度计划并组织实施。电力调度机构进行日计划安排和实时调度时，应按照国家有关规定和市场交易规则，保障可再生能源发电优先调度。

第十三条 电力调度机构应根据可再生能源发电机组特性，编制保障可再生能源发电优先调度的具体操作规程。

第十四条 电力交易机构应按照国家有关规定和电力市场公平公正交易的要求，为可再生能源发电企业、售电企业、电力用户等电力市场相关成员做好市场注册服务，严格按照市场交易规则要求组织完成可再生能源电力交易。

第十五条 电网企业和可再生能源发电企业应按要求做好可再生能源电量收购监测统计，真实、完整地记载和保存有关数据资料，及时记录未收购电量（不含自发自用电量），必要时互相进行对照核实，并进行具体分析。

第十六条 省级及以上电网企业应于每月 8 日前按对应级别向国家发展改革委、国家能源局及其派出机构报送上一月度可再生能源发电相关信息：

- （一）上网电量、保障性收购电量、市场交易电量和临时调度电量等；
- （二）未收购电量及相关原因。

第十七条 电力调度机构和电力交易机构应于每月 8 日前向可再生能源发电企业披露上一月度可再生能源电量收购相关信息：

- （一）上网电量、电价，保障性收购、市场交易和临时调度的电量、电价；
- （二）未收购电量及相关原因。

第十八条 电力监管机构依法对电网企业、电力调度机构、电力交易机构、可再生能源发电企业进行现场检查，被检查单位应予以配合，提供与检查事项有

关的文件、资料，并如实回答有关问题。电力监管机构对电网企业、电力调度机构、电力交易机构、可再生能源发电企业提供的统计数据和文件资料可依法进行核查，对核查中发现的问题，应责令限期改正。

第十九条 可再生能源发电并网双方达不成协议，影响可再生能源电力正常消纳的，电力监管机构应进行协调；经协调仍不能达成协议的，由电力监管机构按照有关规定予以裁决。

电网企业、电力调度机构、电力交易机构和可再生能源发电企业因履行合同或协议发生争议，可向电力监管机构申请调解。

电力监管机构对电网企业、电力调度机构、电力交易机构、可再生能源发电企业违反本办法，损害公共利益的行为及其处理情况，可定期向社会公布。

电力监管机构工作人员未依照本办法履行监管职责的，依法追究其责任。

第二十条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构有下列行为之一，未按规定收购可再生能源电量造成可再生能源发电企业经济损失的，应承担赔偿责任，并由电力监管机构责令限期改正；拒不改正的，电力监管机构可处以可再生能源发电企业经济损失额一倍以下的罚款：

（一）未按有关规定建设或者未及时完成建设可再生能源发电项目接入工程的；

（二）拒绝或者阻碍与可再生能源发电企业签订购售电合同、并网调度协议和电力交易合同的；

（三）未提供或者未及时提供可再生能源发电并网服务的；

（四）未优先调度可再生能源发电的；

（五）因电网企业、电力调度机构或者电力交易机构原因造成未能全额保障性收购可再生能源电量的其他情形。

第二十一条 电力调度机构、电力交易机构不按照电力市场运行规则组织交易的，由电力监管机构责令改正；拒不改正的，依照《电力监管条例》等规定追究其责任。

第二十二条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构、可再生能源发电企

业未按照国家有关规定记载和保存可再生能源发电相关资料的，依照《电力监管条例》等规定追究其责任。

第二十三条 国家能源局各派出机构可根据实际制定辖区监管办法实施细则。

第二十四条 本办法自2024年4月1日起施行，2007年9月1日起施行的《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》（原国家电力监管委员会令第25号）同时废止。

国家能源局关于印发《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》的通知

（国能发新能规〔2024〕67号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，有关中央企业，水规总院、电规总院、各有关协会：

为贯彻落实党的二十大和二十届二中、三中全会精神，健全绿色低碳发展机制，按照《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号）有关要求，我们制定了《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》，现印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2024年8月26日

可再生能源绿色电力证书核发和交易规则

第一章 总 则

第一条 为规范可再生能源绿色电力证书（Green Electricity Certificate（GEC），以下简称绿证）核发和交易，依法维护各方合法权益，根据《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号）等要求，制定本规则。

第二条 本规则适用于我国境内生产的风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等可再生能源发电项目电量对应绿证的核发、交易及相关管理

工作。

第三条 绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。绿证核发和交易应坚持“统一核发、交易开放、市场竞争、信息透明、全程可溯”的原则，核发由国家统一组织，交易面向社会开放，价格通过市场化方式形成，信息披露及时、准确，全生命周期数据真实可信、防篡改、可追溯。

第二章 职责分工

第四条 国家能源局负责绿证具体政策设计，制定核发交易相关规则，指导核发机构和交易机构开展具体工作。

第五条 国家能源局电力业务资质管理中心（以下简称国家能源局资质中心）具体负责绿证核发工作。

第六条 电网企业、电力交易机构、国家可再生能源信息管理中心配合做好绿证核发工作，为绿证核发、交易、应用、核销等提供数据和技术支撑。

第七条 绿证交易机构按相关规范要求负责各自绿证交易平台建设运营，组织开展绿证交易，并按要求将交易信息同步至国家绿证核发交易系统。

第八条 绿证交易主体包括卖方和买方。卖方为已建档立卡的发电企业或项目业主，买方为符合国家有关规定的法人、非法人组织和自然人。买方和卖方应依照本规则合法合规参与绿证交易。交易主体可委托代理机构参与绿证核发和交易。

第九条 电网企业、电力交易机构、发电企业或项目业主，以及交易主体委托的代理机构，应按要求及时提供或核对绿证核发所需信息，并对信息的真实性、准确性负责。电网企业还应按相关规定，做好参与电力市场交易补贴项目绿证收益的补贴扣减。

第三章 绿证账户

第十条 交易主体应在国家绿证核发交易系统建立唯一的实名绿证账户，用

于参与绿证核发和交易，记载其持有的绿证情况。其中：

卖方在国家可再生能源发电项目信息管理平台完成可再生能源发电项目建档立卡后，在国家绿证核发交易系统注册绿证账户，注册信息自动同步至各绿证交易平台。买方可在国家绿证核发交易系统注册绿证账户，也可通过任一绿证交易平台提供注册相关信息，注册相关信息自动推送至国家绿证核发交易系统并生成绿证账户。省级专用账户通过国家绿证核发交易系统统一分配，由各省级发改、能源主管部门统筹管理，用于参与绿证交易和接受无偿划转的绿证。国家能源局资质中心可依据补贴项目参与绿色电力交易相关要求，设立相应的绿证专用账户。

第十一条 交易主体注册绿证账户时应按要求提交营业执照或国家认可的身份证明等材料，并保证账户注册申请资料真实完整、准确有效。其中卖方还须承诺仅申领中国绿证、不重复申领其他同属性凭证。

第十二条 当注册信息发生变化时，交易主体应及时提交账户信息变更申请。账户可通过原注册渠道申请注销，注销后交易主体无法使用该账户进行相关操作。

第四章 绿证核发

第十三条 可再生能源发电项目电量由国家能源局按月统一核发绿证，稳步提升核发效率。

第十四条 对风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等可再生能源发电项目上网电量，以及 2023 年 1 月 1 日（含）以后新投产的完全市场化常规水电项目上网电量，核发可交易绿证。对项目自发自用电量 and 2023 年 1 月 1 日（不含）之前的常规存量水电项目上网电量，现阶段核发绿证但暂不参与交易。

可交易绿证核发范围动态调整。

第十五条 1 个绿证单位对应 1000 千瓦时可再生能源电量。不足核发 1 个绿证的当月电量结转至次月。

第十六条 绿证核发原则上以电网企业、电力交易机构提供的数据为基础，与发电企业或项目业主提供数据相核对。

电网企业、电力交易机构应在每月 22 日前，通过国家绿证核发交易系统推送绿证核发所需上月电量信息。

对于自发自用等电网企业无法提供绿证核发所需电量信息的，可再生能源发电企业或项目业主可直接或委托代理机构提供电量信息，并附电量计量等相关证明材料，还应定期提交经法定电能计量检定机构出具的电能量计量装置检定证明。

第十七条 国家能源局资质中心依托国家绿证核发交易系统开展绿证核发工作。对于电网企业、电力交易机构无法提供绿证核发所需信息的，国家可再生能源信息管理中心对发电企业或项目业主申报数据及材料初核，国家能源局资质中心复核后核发相应绿证。

第五章 交易及划转

第十八条 绿证既可单独交易；也可随可再生能源电量一同交易，并在交易合同中单独约定绿证数量、价格及交割时间等条款。

第十九条 绿证在符合国家相关规范要求的平台开展交易，目前依托中国绿色电力证书交易平台，以及北京、广州电力交易中心开展绿证单独交易；依托北京、广州、内蒙古电力交易中心开展跨省区绿色电力交易，依托各省（区、市）电力交易中心开展省内绿色电力交易。

绿证交易平台按国家需要适时拓展。

第二十条 现阶段绿证仅可交易一次。绿证交易最小单位为 1 个，价格单位为元/个。

第二十一条 绿证交易的组织方式主要包括挂牌交易、双边协商、集中竞价等，交易价格由市场化方式形成。国家绿证核发交易系统与各绿证交易平台实时同步待出售绿证和绿证交易信息，确保同一绿证不重复成交。

（一）挂牌交易。卖方可同时将拟出售绿证的数量和价格等相关信息在多个

绿证交易平台挂牌，买方通过摘牌的方式完成绿证交易和结算。

（二）双边协商交易。买卖双方可自主协商确定绿证交易的数量和价格，并通过选定的绿证交易平台完成交易和结算。鼓励双方签订省内、省间中长期双边交易合同，提前约定双边交易的绿证数量、价格及交割时间等。

（三）集中竞价交易。按需适时组织开展，具体规则另行明确。

第二十二条 可交易绿证完成交易后，交易平台应将交易主体、数量、价格、交割时间等信息实时同步至国家绿证核发交易系统。国家能源局资质中心依绿证交易信息实时做好绿证划转，划转后的绿证相关信息与对应交易平台同步。

对 2023 年 1 月 1 日（不含）前投产的存量常规水电项目对应绿证，依据电网企业、电力交易机构报送的水电电量交易结算结果，从卖方账户直接划转至买方账户；电网代理购电的，相应绿证依电量交易结算结果自动划转至相应省级绿证账户，绿证分配至用户的具体方式由省级能源主管部门会同相关部门确定。

第二十三条 参与绿色电力交易的对应绿证通过国家绿证核发交易系统，由国家能源局资质中心依绿色电力交易结算信息做好绿证划转，划转后的绿证相关信息与对应电力交易中心同步。绿色电力交易组织方式等按相关规则执行。

第二十四条 绿证有效期 2 年，时间自电量生产自然月（含）起计算。

对 2024 年 1 月 1 日（不含）之前的可再生能源发电项目电量，对应绿证有效期延至 2025 年底。

超过有效期或已声明完成绿色电力消费的绿证，国家能源局资质中心应及时予以核销。

第二十五条 任何单位不得采取强制性手段直接或间接干扰绿证市场，包括干涉绿证交易价格形成机制、限制绿证交易区域等。

第六章 信息管理

第二十六条 国家绿证核发交易系统建设和运行管理由国家能源局资质中心组织实施，国家可再生能源信息管理中心配合。

第二十七条 国家绿证核发交易系统提供绿证在线查验服务，用户登录绿证

账户或通过扫描绿证二维码，可获取绿证编码、项目名称、项目类型、电量生产日期等信息。

第二十八条 国家能源局资质中心按要求汇总统计全国绿证核发和交易信息，按月编制发布绿证核发和交易报告。支撑绿证与可再生能源电力消纳责任权重、能耗“双控”、碳市场有效衔接，国家可再生能源信息管理中心会同电网企业、电力交易机构按有关要求及时核算相关绿证交易数据。

第二十九条 国家能源局资质中心通过国家绿证核发交易系统披露全国绿证核发、交易和核销信息，各绿证交易平台定期披露本平台绿证交易和核销信息。披露内容主要包括绿证核发量、交易量、平均交易价格、核销信息等。

第三十条 国家绿证核发交易系统和各绿证交易平台应按照国家相关信息数据安全要求，利用人工智能、云计算、区块链等新技术，保障绿证核发交易数据真实可信、系统安全可靠、全过程防篡改、可追溯，相关信息留存5年以上备查。

第七章 绿证监管

第三十一条 国家能源局各派出机构会同地方相关部门做好辖区内绿证制度实施的监管，及时提出监管意见和建议。国家能源局会同有关部门做好指导。

第三十二条 因推送数据迟延、填报信息有误、系统故障等原因导致绿证核发或交易有误的，国家能源局资质中心或绿证交易平台应及时予以纠正。

第三十三条 当出现以下情况时，依法依规采取以下处置措施。

（一）对于绿证对应电量重复申领其他同属性凭证，或存在数据造假等行为的卖方主体，以及为绿证对应电量颁发其他同属性凭证的绿证交易平台，责令其改正；拒不改正的，予以约谈。

对于扰乱正常绿证交易市场秩序的交易主体，责令其改正；拒不改正的，予以约谈。

（二）对于发生违纪违法问题，按程序移交纪检监察和司法部门处理。

第八章 附 则

第三十四条 国家能源局资质中心依据本规则编制绿证核发实施细则，各绿证交易平台依据本规则完善绿证交易实施细则。

第三十五条 本规则由国家能源局负责解释。

本规则自印发之日起实施，有效期 5 年。

国家能源局综合司 生态环境部办公厅关于做好可再生能源绿色电力证书与自愿减排市场衔接工作的通知

（国能综通新能〔2024〕124号）

各省（自治区、直辖市）能源局、生态环境厅（局），有关省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团发展改革委、生态环境局，国家能源局各派出机构，有关中央企业：

为全面贯彻党的二十大和二十届二中、三中全会精神，积极稳妥推进碳达峰碳中和，不断健全资源环境要素市场化配置体系，推动可再生能源绿色电力证书（以下简称绿证）与全国温室气体自愿减排交易市场（以下简称自愿减排市场）有效衔接，现将有关事项通知如下。

一、设立两年过渡期。过渡期内，适用于《温室气体自愿减排项目方法学 并网海上风力发电》《温室气体自愿减排项目方法学 并网光热发电》的项目（以下简称深远海海上风电、光热发电项目）有关企业，可自主选择核发交易绿证或申请中国核证自愿减排量（以下简称CCER）；光伏、其他风电项目暂不新纳入自愿减排市场。过渡期后，综合绿证和自愿减排市场运行情况，适时调整绿证与自愿减排市场对于深远海海上风电、光热发电项目的衔接要求。

二、避免可再生能源发电项目从绿证和CCER重复获益。对于深远海海上风电、光热发电项目，拟选择参加绿证交易的，相应电量不得申请CCER；拟申请CCER的，在完成自愿减排项目审定和登记后，由国家能源局资质中心“冻结”计入期内未交易绿证；在完成减排量核查和登记后，由国家能源局资质中心注销减排量对应的未交易绿证，并向社会公开信息。有关部门要切实维护和保障可再生能源发电企业自主选择权益。

三、建立信息共享机制。国家能源局、生态环境部通过国家绿证核发交易系统、CCER注册登记平台建立信息共享机制，及时互通深远海海上风电、光热发电项目绿证核发交易和CCER申请有关信息。

四、加强交易监管。国家能源局、生态环境部组织指导有关方面运用大数据、

区块链等技术手段加强国家绿证核发交易系统、CCER 注册登记平台建设，从源头上确保数据真实。有关方面要定期核验检查数据，防止可再生能源发电项目从绿证和 CCER 重复获益。

五、本通知自 2024 年 10 月 1 日起生效，有效期 2 年。

国家能源局综合司 生态环境部办公厅

2024 年 8 月 26 日

国家发展改革委 国家能源局 自然资源部 生态环境部 中国气象局 国家林草局关于开展风电和光伏发电资源普查试点工作的通知

国能发新能〔2024〕43号

为准确掌握我国风电和光伏发电资源条件，以更大力度推动新能源高质量发展，决定在部分地区率先开展风电和光伏发电资源普查试点工作。现就有关事项通知如下：

一、试点地区

按照普查基础良好、对象覆盖全面、具有区域典型性的原则，选择河北、内蒙古、上海、浙江、西藏、青海等6个省（自治区、直辖市）作为试点地区，以县域为单元，开展风电和光伏发电资源普查试点工作。

二、试点内容

各试点地区根据自身资源禀赋，因地制宜开展陆上风电、地面光伏和屋顶分布式光伏发电资源普查，具备条件的地区可拓展至光热及领海范围内海上风电、海上光伏、海洋能等其他新能源发电资源普查。专属经济区的海上风电、光伏发电资源调查由国务院自然资源主管部门结合实际统一组织开展。重点做好4方面工作：

（一）摸清开发现状。全面调查试点地区已建、在建风电和光伏发电场站位置、场区范围、发电能力、用地用海类型、光伏板下种植、生态环境敏感性等基本情况。

（二）评估资源禀赋。以已有气象观测数据和已建在建电站的测风测光数据为支撑，开展国产化自主技术的风能太阳能资源精细化数值模拟，时空分辨率分别不低于1千米、1小时，评估各试点地区的风能、太阳能等资源禀赋；结合风电和光伏发电的技术发展水平，评估各试点地区风电和光伏发电的发电能力，以及年、月、日等不同时间尺度的波动特性和分布规律，分析时空分布情况和互补特性等。

（三）明确开发条件。结合风电和光伏发电建设条件需要，摸清各试点地区风光资源分布的海拔高程、坡度坡向、湖泊冰川、地质灾害、潮汐、洋流、海底地貌、台风等环境要素和天然地形地貌特征，摸清生态保护红线、自然保护地、饮用水水源保护区、耕地和永久基本农田、Ⅱ级及以上保护林地、国家级公益林、天然林地、基本草原等环境敏感区及管控要求，以及国土空间、生态环保、水资源、防沙治沙与风电光伏一体化等政策条件。坚持耕地保护优先、生态优先，保护林草植被，重点向“三北”等沙漠、戈壁、荒漠地区倾斜，避让耕地和永久基本农田，尽量避让南方地区林草地，在严守相关管控要求的前提下，提出风电和光伏发电的可利用区域。

（四）评估可开发量。按统一技术标准，全面摸清各试点地区的理论可开发量和技术可开发量。其中，理论可开发量是考虑风光资源禀赋、天然地形地貌等因素后的最大可开发装机规模。技术可开发量是在理论可开发量的基础上，考虑“三区三线”、耕地和永久基本农田、自然保护地、林地、基本草原、湿地、湖泊河道、饮用水水源保护区（含水源保护地）、水利、通航、军事、港口等用地用海政策后的最大可开发装机规模；根据开发条件和发电能力差异等，进行技术可开发量的分级评估。

三、具体任务

（一）建立工作机制。国家层面成立试点工作小组，成员单位包括国家发展改革委、国家能源局、自然资源部、生态环境部、中国气象局、国家林草局，负责制定试点工作方案及相关技术标准指引、建立统一的工作平台，协调解决重大问题、总结试点成效。各试点地区结合实际情况，建立完善的工作机制，充分依托自然资源、林草、气象等现有成果，利用好新能源发电企业现有观测数据基础，加强成果整合、集成，实现跨行业数据共享，做好普查工作中的政策协调、数据融合、经费保障等工作。

（二）统一技术标准。为确保工作的技术规范性和一致性，试点工作小组组织制定普查技术标准指引，明确普查对象可开发量评估、气象资源数值模拟技术路线、观测站标准化建设及数据管理、风光资源数据处理、普查成果制图、普查

报告编制等技术规范，根据试点应用和反馈情况，形成标准清单，及时制（修）定相关技术标准。

（三）搭建工作平台。试点工作小组组织搭建统一工作平台，融合基础数据、技术标准、政策要求及普查工作流程，支撑形成各类普查对象可开发量、空间布局等普查成果，推动普查工作智能化、信息化高效开展。各试点地区依托工作平台，融合地区风能太阳能资源、开发利用现状、国土空间规划及其他相关规划等数据，开展资源普查工作，并及时提出修改完善建议。

（四）建设观测网络。各试点地区应优先利用气象站观测数据和风光电站测风测光数据，并按照开发区域全覆盖、观测要素全覆盖的原则，按需开展观测站标准化建设，形成覆盖各试点地区县级行政区、能够指导风电和光伏发电规划布局的区域资源观测网络。原则上试点地区陆上各县应至少保证1个180m高度的风资源观测点和1个太阳能辐射观测点，并至少实现连续3年有效观测；原则上沿海试点地区海上至少保证5个200m高度的风资源观测点和5个太阳能辐射观测点，并至少实现连续3年有效观测；具备海洋能开发基础的沿海试点地区，可根据各省情况开展潮流能、波浪能基本要素的观测。

（五）形成试点成果。各试点地区依托工作平台，以县域为单元，开展资源普查工作，形成陆上（海上）风电和地面（海上、屋顶）光伏等资源普查报告、高精度风光资源图谱、可开发量数据库、工作经验总结等成果，并及时纳入国土空间规划“一张图”实施监督信息系统。

四、工作进度

（一）试点准备阶段。2024年6月至2024年9月，建设技术标准体系和普查工作平台；建立工作机制，完成基础资料收集，开展风光资源观测网络的前期准备工作。

（二）试点实施阶段。2024年10月至2025年9月，以县级行政区域为单元，充分利用现有基础资料和成果，开展试点地区的陆上（海上）风电和地面（海上、屋顶）光伏等资源普查工作，完成资源禀赋、建设条件、可开发量的初步评估。

（三）试点总结阶段。2025年10月至2025年12月，各试点地区形成资源普查成果，总结试点工作经验，报送试点工作小组。

五、工作要求

（一）加强工作组织。各试点地区能源和气象主管部门要高度重视、密切协作，进一步细化资源普查实施方案，建立普查工作机制，开展资源普查工作。水电水利规划设计总院、中国气象局公共气象服务中心发挥能源气象服务保障联合工作机制作用，制定普查技术标准体系指引，搭建普查工作平台，并配合做好资源普查相关技术支撑工作；国家海洋技术中心发挥专业优势，做好海洋能资源普查组织协调和成果集成工作。

（二）整合社会资源。各试点地区要充分调动相关部门及开发企业的积极性，有效利用好气象部门观测资源以及开发企业已有的测风测光等基础数据，充分依托自然资源、林草、生态环境等方面的现有成果，加强各行业既有成果的整合、集成、应用，加快推动试点普查工作高效开展。

（三）利用先进技术。数据融合工作鼓励采用网上填报、云共享、自动识别等方式开展，通过信息化手段提高普查数据处理的效率和质量。试点工作开展过程中，充分利用大数据、云计算、人工智能、地理信息、卫星遥感、激光雷达、数值模拟等新技术，创新风电和光伏发电资源普查方式，科学、高效推进试点工作。

（四）确保数据质量。坚守数据质量第一原则，强化事前事中事后数据质量的管控检查核查。科学统一制定普查工作相关数据标准规范，并做好宣贯及培训工作。严格执行普查方案及标准中相关数据要求，认真组织，科学规范数据处理，确保普查数据真实准确、完整可信。

（五）落实普查经费。坚持节约高效原则，充分利用现有条件和已有经费渠道，发挥试点地区政府和企业的的作用，落实资源普查经费，确保普查工作顺利开展。

（六）做好经验总结。普查试点工作完成后，各试点地区要及时进行总结评价，并将试点普查工作成果报试点工作小组，为开展全国范围的风电和光伏发电资源普查工作奠定基础。

试点工作中遇到重大事项或相关问题，及时向试点工作小组报告。其他有条件的省（自治区、直辖市）有风电和光伏发电资源普查意愿的，可参照此通知开展工作。

国家发展改革委 国家能源局 自然资源部
生态环境部 中国气象局 国家林草局

2024年5月24日

国家能源局关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知

（国能发电力〔2024〕44号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，北京市城市管理委员会，各派出机构，有关电力企业：

做好新形势下新能源消纳工作，是规划建设新型能源体系、构建新型电力系统的重要内容，对提升非化石能源消费比重、推动实现“双碳”目标具有重要意义。为深入贯彻落实习近平总书记在中共中央政治局第十二次集体学习时的重要讲话精神，提升电力系统对新能源的消纳能力，确保新能源大规模发展的同时保持合理利用水平，推动新能源高质量发展，现就有关事项通知如下。

一、加快推进新能源配套电网项目建设

（一）加强规划管理。对500千伏及以上配套电网项目，国家能源局每年组织国家电力发展规划内项目调整，并为国家布局的大型风电光伏基地、流域水风光一体化基地等重点项目开辟纳规“绿色通道”，加快推动一批新能源配套电网项目纳规。对500千伏以下配套电网项目，省级能源主管部门要优化管理流程，做好项目规划管理；结合分布式新能源的开发方案、项目布局等，组织电网企业统筹编制配电网发展规划，科学加强配电网建设，提升分布式新能源承载力。

（二）加快项目建设。各级能源主管部门会同电网企业，每年按权限对已纳入规划的新能源配套电网项目建立项目清单，在确保安全的前提下加快推进前期、核准和建设工作，电网企业按季度向能源主管部门报送项目进展情况，同时抄送所在地相应的国家能源局派出机构。电网企业承担电网工程建设主体责任，要会同发电企业统筹确定新能源和配套电网项目的建设投产时序，优化投资计划安排，与项目前期工作进度做好衔接，不得因资金安排不及时影响项目建设。对电网企业建设有困难或规划建设时序不匹配的新能源配套送出工程，允许发电企业投资建设，经电网企业与发电企业双方协商同意后可在适当时机由电网企业依法依规进行回购。为做好2024年新能源消纳工作，重点推动一批配套电网项目建设（详见附件1、2）。

（三）优化接网流程。电网企业要优化工作流程，简化审核环节，推行并联办理，缩减办理时限，进一步提高效率。要按照国家关于电网公平开放的相关规定，主动为新能源接入电网提供服务，更多采取“线上受理”“一次告知”等方式受理接入电网申请。

二、积极推进系统调节能力提升和网源协调发展

（四）加强系统调节能力建设。省级能源主管部门要会同国家能源局派出机构及相关部门，根据新能源增长规模和利用率目标，开展电力系统调节能力需求分析，因地制宜制定本地区电力系统调节能力提升方案，明确新增煤电灵活性改造、调节电源、抽水蓄能、新型储能和负荷侧调节能力规模，以及省间互济等调节措施，并组织做好落实。国家能源局结合国家电力发展规划编制，组织开展跨省区系统调节能力优化布局工作，促进调节资源优化配置。

（五）强化调节资源效果评估认定。省级能源主管部门要会同国家能源局派出机构，组织电网企业等单位，开展煤电机组灵活性改造效果综合评估，认定实际调节能力，分析运行情况，提出改进要求；开展对各类储能设施调节性能的评估认定，提出管理要求，保障调节效果；合理评估负荷侧调节资源参与系统调节的规模和置信度，持续挖掘潜力。

（六）有序安排新能源项目建设。省级能源主管部门要结合消纳能力，科学安排集中式新能源的开发布局、投产时序和消纳方向，指导督促市（县）级能源主管部门合理安排分布式新能源的开发布局，督促企业切实抓好落实，加强新能源与配套电网建设的协同力度。对列入规划布局方案的沙漠戈壁荒漠地区大型风电光伏基地，要按照国家有关部门关于风电光伏基地与配套特高压通道开工建设的时序要求，统筹推进新能源项目建设。

（七）切实提升新能源并网性能。发电企业要大力提升新能源友好并网性能，探索应用长时间尺度功率预测、构网型新能源、各类新型储能等新技术，提升新能源功率预测精度和主动支撑能力。电网企业要积极与发电企业合作，加强省级/区域级新能源场站基础信息和历史数据共享，共同促进新能源友好并网技术进

步。国家能源局组织修订新能源并网标准，明确新能源并网运行规范，推动标准实施应用，提升新能源并网性能，促进新能源高质量发展。

三、充分发挥电网资源配置平台作用

（八）进一步提升电网资源配置能力。电网企业要结合新能源基地建设，进一步提升跨省跨区输电通道输送新能源比例；根据新能源消纳需要及时调整运行方式，加强省间互济，拓展消纳范围；全面提升配电网可观可测、可调可控能力；完善调度运行规程，促进各类调节资源公平调用和调节能力充分发挥；构建智慧化调度系统，提高电网对高比例新能源的调控能力。因地制宜推动新能源微电网、可再生能源局域网建设，提升分布式新能源消纳能力。

（九）充分发挥电力市场机制作用。省级能源主管部门、国家能源局派出机构及相关部门按职责加快建设与新能源特性相适应的电力市场机制。优化省间电力交易机制，根据合同约定，允许送电方在受端省份电价较低时段，通过采购受端省份新能源电量完成送电计划。加快电力现货市场建设，进一步推动新能源参与电力市场。打破省间壁垒，不得限制跨省新能源交易。探索分布式新能源通过聚合代理等方式有序公平参与市场交易。建立健全区域电力市场，优化区域内省间错峰互济空间和资源共享能力。

四、科学优化新能源利用率目标

（十）科学确定各地新能源利用率目标。省级能源主管部门要会同相关部门，在科学开展新能源消纳分析的基础上，充分考虑新能源发展、系统承载力、系统经济性、用户承受能力等因素，与本地区电网企业、发电企业充分衔接后，确定新能源利用率目标。部分资源条件较好的地区可适当放宽新能源利用率目标，原则上不低于90%，并根据消纳形势开展年度动态评估。

（十一）优化新能源利用率目标管理方式。省级能源主管部门对本地区新能源利用率目标承担总体责任，于每年一季度按相关原则组织有关单位研究提出当年新能源利用率目标。各省份新能源利用率目标要抄报国家能源局，并抄送所在

地相应的国家能源局派出机构，国家能源局会同有关单位进行全国统筹，必要时对部分省份的目标进行调整。

（十二）强化新能源利用率目标执行。省级能源主管部门根据当年可再生能源电力消纳责任权重目标及新能源利用率目标，确定新能源年度开发方案和配套消纳方案。新能源年度开发方案要分地区确定开发规模，集中式新能源要具体到项目和投产时序，消纳方案要明确各类调节能力建设安排、拓展消纳空间的措施及实施效果。电网企业要进一步压实责任，围绕新能源利用率目标持续完善消纳保障措施。对实际利用率未达目标的省份，国家能源局以约谈、通报等方式予以督促整改。

五、扎实做好新能源消纳数据统计管理

（十三）统一新能源利用率统计口径。发电和电网企业要严格落实国家能源局《风电场利用率监测统计管理办法》（国能发新能规〔2022〕49号）和《光伏电站消纳监测统计管理办法》（国能发新能规〔2021〕57号）（以下简称《办法》）规定的风电场、光伏电站可用发电量和受限电量统计方法，新能源利用率按仅考虑系统原因受限电量的情况计算，电网企业要明确并公布特殊原因受限电量的认定标准及计算说明。

（十四）加强新能源消纳数据校核。发电和电网企业要严格按《办法》要求，向全国新能源电力消纳监测预警中心报送新能源并网规模、利用率和可用发电量、实际发电量、受限电量、特殊原因受限电量等基础数据，配合全国新能源电力消纳监测预警中心做好数据统计校核。全国新能源电力消纳监测预警中心会同国家可再生能源信息管理中心共同开展新能源消纳数据统计校核工作，向国家能源局报送新能源消纳情况。

（十五）强化信息披露和统计监管。各级电网企业严格按《办法》要求，每月向其电力调度机构调度范围内的风电场、光伏电站披露利用率及可用发电量、实际发电量、受限电量、特殊原因受限电量等基础数据。国家能源局派出机构对发电和电网企业的新能源消纳数据统计工作开展监督检查，督促相关单位如实统计、披露数据。

六、常态化开展新能源消纳监测分析和监管工作

(十六) 加强监测分析和预警。国家能源局组织全国新能源电力消纳监测预警中心、国家可再生能源信息管理中心,开展月度消纳监测、半年分析会商和年度消纳评估工作。全面跟踪分析全国新能源消纳形势,专题研究新能源消纳困难地区问题,督促各单位按职责分工落实。每年一季度,做好上年度新能源消纳工作总结,滚动测算各省份本年度新能源利用率和新能源消纳空间,同步开展中长周期(3—5年)测算,提出措施建议。

(十七) 开展新能源消纳监管。国家能源局及其派出机构将新能源消纳监管作为一项重要监管内容,围绕消纳工作要求,聚焦消纳举措落实,常态化开展监管。加强对新能源跨省消纳措施的监管,督促有关单位取消不合理的限制性措施。

各地各单位要按以上要求认真做好新能源消纳工作,如遇重大事项,及时报告国家能源局。

特此通知。

附件:

1. 2024年开工的新能源配套电网重点项目
2. 2024年投产的新能源配套电网重点项目

国家能源局

2024年5月28日

国家能源局关于促进新型储能并网和调度运用的通知

（国能发科技规〔2024〕26号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门、城市管理委，各派出机构，有关中央企业：

为深入贯彻党的二十大精神，加快规划建设新型能源体系，落实《关于加快推动新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号）、《新型储能项目管理规范（暂行）》（国能发科技规〔2021〕47号）、《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号）有关要求，规范新型储能并网接入管理，优化调度运行机制，充分发挥新型储能作用，支撑构建新型电力系统，现就有关事项通知如下。

一、总体要求

（一）准确把握新型储能功能定位。新型储能是指除抽水蓄能外，以输出电力为主要形式，并对外提供服务的储能技术，具有建设周期短、布局灵活、响应速度快等优势，可在电力系统运行中发挥调峰、调频、调压、备用、黑启动、惯量响应等多种功能，是构建新型电力系统的重要支撑技术。随着装机规模迅速增长，新型储能在促进新能源开发消纳和电力系统安全稳定运行等方面的作用正在逐步显现。应结合新型储能功能定位和市场化要求，进一步规范新型储能并网管理，持续完善新型储能调度机制，保障新型储能合理高效利用，有力支撑新型电力系统建设。

（二）明确接受电力系统调度新型储能范围。接入电力系统并签订调度协议的新型储能，可分为调度调用新型储能和电站自用新型储能两类。调度调用新型储能指具备独立计量装置，并且按照市场出清结果或电力调度机构指令运行的新型储能，包括独立储能电站、具备条件独立运行的新能源配建储能等；电站自用新型储能指与发电企业、用户等联合运行，由发电企业、用户等根据自身需求进

行控制的新型储能，包括未独立运行的新能源配建储能、火电联合调频储能、具备接受调度指令能力的用户侧储能等。

二、加强新型储能并网和调度运行管理

（三）规范新型储能并网接入管理。电网企业及电力调度机构须制定新型储能并网细则及并网服务工作指引等，明确并网流程、相关标准和涉网试验要求。电力调度机构按照平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则，组织新型储能开展并网验收并签订并网调度协议，新型储能应在并网后规定时间内完成全部涉网试验。

（四）优化新型储能调度方式。电力调度机构应根据系统需求，制定新型储能调度运行规程，科学确定新型储能调度运行方式，公平调用新型储能调节资源。积极支持新能源+储能、聚合储能、光储充一体化等联合调用模式发展，优先调用新型储能试点示范项目，充分发挥各类储能价值。调用新型储能时，对于参与电力市场的新型储能，按照市场出清结果安排新型储能运行，对于暂不具备参与电力市场条件的新型储能，通过调度指令进行调用。在发生危及电力系统安全事故（事件）及其他必要情况时，所有调管范围内的新型储能应接受电力调度机构统一直接调用，直接调用期间按照独立储能充放电价格机制执行。

（五）加强新型储能运行管理。各地在制修订电力市场规则或《电力辅助服务管理实施细则》《电力并网运行管理实施细则》时，明确、细化各类新型储能的考核实施细则。新型储能应按电力调度机构要求及时报送运行信息，电力调度机构定期向全国新型储能大数据平台推送新型储能调用情况。

三、明确新型储能并网和调度技术要求

（六）规范新型储能并网接入技术要求。新型储能接入系统应符合电力系统安全稳定运行要求，完成相应性能试验及涉网试验，新型储能设备应满足国家、行业技术标准及管理规范有关要求，确保安全稳定运行。新型储能项目单位需制定详细的运行维护规程、现场操作规程、事故预案及应急管理措施、停运检修计划等，并定期向电力调度机构报备。

（七）明确新型储能调度运行技术要求。新型储能应配备功率控制系统或协调控制系统。所有调管范围内的新型储能应具备按照调度指令进行有功功率和无功功率自动调节的能力，接入所属电力调度机构的AGC、AVC等系统，接受并执行调度指令，并具备信息安全防护措施。新能源基地配建新型储能调度原则按照《新能源基地送电配置新型储能规划技术导则》（NB/T 11194-2023）执行。

（八）鼓励存量新型储能技术改造。鼓励存量新型储能开展技术改造，具备接受调度指令能力。满足相应技术条件后，电力调度机构应及时开展新型储能并网及调度工作。

（九）推动新型储能智慧调控技术创新。结合新型储能多场景和市场化运行需求，积极开展新型储能与其他电源协同优化调度技术、规模化储能系统集群智能调度关键技术、基于新型储能的电网主动支撑技术、电动汽车等分布式储能虚拟电厂聚合互动调控技术等研发攻关工作，着力推动新技术应用。

四、强化新型储能并网和调度协调保障

（十）加强新型储能项目管理。省级能源主管部门应会同有关单位加强新型储能项目管理体系建设，加强本地区新型储能规划、备案、建设、运行、调用管理。

（十一）做好新型储能并网服务。电网企业及电力调度机构应公平无歧视地向新型储能提供电网接入服务，做好技术指导，优化并网接入流程，保障新型储能安全高效并网。

（十二）以市场化方式促进新型储能调用。各地充分考虑新型储能特点，加快推进完善新型储能参与电能量市场和辅助服务市场有关细则，丰富交易品种，考虑配套政策、电力供需情况，通过灵活有效的市场化手段，促进新型储能“一体多用、分时复用”，进一步丰富新型储能的商业化商业模式。

（十三）加强新型储能并网调度监督管理。国家能源局派出机构、省级能源主管部门按照各自职责加强新型储能并网和调度运行的监督与管理，建立健全新型储能并网和调度运行管理协调机制，协调处理有关争议。工作中发现的重大问题及时向国家能源局报告。

本通知自发布之日起施行，有效期五年。

国家能源局

2024年4月2日

八、电力安全

电力安全生产监督管理办法

中华人民共和国国家发展和改革委员会令

（第21号）

《电力安全生产监督管理办法》已经国家发展和改革委员会主任办公会审议通过，现予公布，自2015年3月1日起施行。

主任：徐绍史

2015年2月17日

第一章 总则

第一条 为了有效实施电力安全生产监督管理，预防和减少电力事故，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，依据《中华人民共和国安全生产法》《中华人民共和国突发事件应对法》《电力监管条例》《生产安全事故报告和调查处理条例》《电力安全事故应急处置和调查处理条例》等法律法规，制定本办法。

第二条 本办法适用于中华人民共和国境内以发电、输电、供电、电力建设为主营业务并取得相关业务许可或按规定豁免电力业务许可的电力企业。

第三条 国家能源局及其派出机构依照本办法，对电力企业的电力运行安全（不包括核安全）、电力建设施工安全、电力工程质量安全、电力应急、水电站大坝运行安全和电力可靠性工作等方面实施监督管理。

第四条 电力安全生产工作应当坚持“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，建立电力企业具体负责、政府监管、行业自律和社会监督的工作机制。

第五条 电力企业是电力安全生产的责任主体，应当遵照国家有关安全生产的法律法规、制度和标准，建立健全电力安全生产责任制，加强电力安全生产管理，完善电力安全生产条件，确保电力安全生产。

第六条 任何单位和个人对违反本办法和国家有关电力安全生产监督管理规

定的行为，有权向国家能源局及其派出机构投诉和举报，国家能源局及其派出机构应当依法处理。

第二章 电力企业的安全生产责任

第七条 电力企业的主要负责人对本单位的安全生产工作全面负责。电力企业从业人员应当依法履行安全生产方面的义务。

第八条 电力企业应当履行下列电力安全生产管理基本职责：

（一）依照国家安全生产法律法规、制度和标准，制定并落实本单位电力安全生产管理制度和规程；

（二）建立健全电力安全生产保证体系和监督体系，落实安全生产责任；

（三）按照国家有关法律法规设置安全生产管理机构、配备专职安全管理人员；

（四）按照规定提取和使用电力安全生产费用，专门用于改善安全生产条件；

（五）按照有关规定建立健全电力安全生产隐患排查治理制度和风险预控体系，开展隐患排查及风险辨识、评估和监控工作，并对安全隐患和风险进行治理、管控；

（六）开展电力安全生产标准化建设；

（七）开展电力安全生产培训宣传教育工作，负责以班组长、新工人、农民工为重点的从业人员安全培训；

（八）开展电力可靠性管理工作，建立健全电力可靠性管理体系，准确、及时、完整报送电力可靠性信息；

（九）建立电力应急管理体系，健全协调联动机制，制定各级各类应急预案并开展应急演练，建设应急救援队伍，完善应急物资储备制度；

（十）按照规定报告电力事故和电力安全事件信息并及时开展应急处置，对电力安全事件进行调查处理。

第九条 发电企业应当按照规定对水电站大坝进行安全注册，开展大坝安全定期检查和信息化建设工作；对燃煤发电厂贮灰场进行安全备案，开展安全巡查

和定期安全评估工作。

第十条 电力建设单位应当对电力建设工程施工安全和工程质量安全负全面管理责任，履行工程组织、协调和监督职责，并按照规定将电力工程项目的安全生产管理情况向当地派出机构备案，向相关电力工程质监机构进行工程项目质量监督注册申请。

第十一条 供电企业应当配合地方政府对电力用户安全用电提供技术指导。

第三章 电力系统安全

第十二条 电力企业应当共同维护电力系统安全稳定运行。在电网互联、发电机组并网过程中应严格履行安全责任，并在双方的联（并）网调度协议中具体明确，不得擅自联（并）网和解网。

第十三条 各级电力调度机构是涉及电力系统安全的电力安全事故（事件）处置的指挥机构，发生电力安全事故（事件）或遇有危及电力系统安全的情况时，电力调度机构有权采取必要的应急处置措施，相关电力企业应当严格执行调度指令。

第十四条 电力调度机构应当加强电力系统安全稳定运行管理，科学合理安排系统运行方式，开展电力系统安全分析评估，统筹协调电网安全和并网运行机组安全。

第十五条 电力企业应当加强发电设备设施和输变配电设备设施安全管理和技术管理，强化电力监控系统（或设备）专业管理，完善电力系统调频、调峰、调压、调相、事故备用等性能，满足电力系统安全稳定运行的需要。

第十六条 发电机组、风电场以及光伏电站等并入电网运行，应当满足相关技术标准，符合电网运行的有关安全要求。

第十七条 电力企业应当根据国家有关规定和标准，制订、完善和落实预防电网大面积停电的安全技术措施、反事故措施和应急预案，建立完善与国家能源局及其派出机构、地方人民政府及电力用户等的应急协调联动机制。

第四章 电力安全生产的监督管理

第十八条 国家能源局依法负责全国电力安全生产监督管理工作。国家能源局派出机构（以下简称“派出机构”）按照属地化管理的原则，负责辖区内电力安全生产监督管理工作。

涉及跨区域的电力安全生产监督管理工作，由国家能源局负责或者协调确定具体负责的区域派出机构；同一区域内涉及跨省的电力安全生产监督管理工作，由当地区域派出机构负责或者协调确定具体负责的省级派出机构。

50兆瓦以下小水电站的安全生产监督管理工作，按照相关规定执行。50兆瓦以下小水电站的涉网安全由派出机构负责监督管理。

第十九条 国家能源局及其派出机构应当采取多种形式，加强有关安全生产的法律法规、制度和标准的宣传，向电力企业传达国家有关安全生产工作各项要求，提高从业人员的安全生产意识。

第二十条 国家能源局及其派出机构应当建立健全电力行业安全生产工作协调机制，及时协调、解决安全生产监督管理中存在的重大问题。

第二十一条 国家能源局及其派出机构应当依法对电力企业执行有关安全生产法规、标准和规范情况进行监督检查。

国家能源局组织开展全国范围的电力安全生产大检查，制定检查工作方案，并对重点地区、重要电力企业、关键环节开展重点督查。派出机构组织开展辖区内的电力安全生产大检查，对部分电力企业进行抽查。

第二十二条 国家能源局及其派出机构对现场检查中发现的安全生产违法、违规行为，应当责令电力企业当场予以纠正或者限期整改。对现场检查中发现的重大安全隐患，应当责令其立即整改；安全隐患危及人身安全时，应当责令其立即从危险区域内撤离人员。

第二十三条 国家能源局及其派出机构应当监督指导电力企业隐患排查治理工作，按照有关规定对重大安全隐患挂牌督办。

第二十四条 国家能源局及其派出机构应当统计分析电力安全生产信息，并定期向社会公布。根据工作需要，可以要求电力企业报送与电力安全生产相关的文件、资料、图纸、音频或视频记录和有关数据。

国家能源局及其派出机构发现电力企业在报送资料中存在弄虚作假及其他违规行为的，应当及时纠正和处理。

第二十五条 国家能源局及其派出机构应当依法组织或参与电力事故调查处理。

国家能源局组织或参与重大和特别重大电力事故调查处理；督办有重大社会影响的电力安全事件。派出机构组织或参与较大和一般电力事故调查处理，对电力系统安全稳定运行或对社会造成较大影响的电力安全事件组织专项督查。

第二十六条 国家能源局及其派出机构应当依法组织开展电力应急管理工作。

国家能源局负责制定电力应急体系发展规划和国家大面积停电事件专项应急预案，开展重大电力突发安全事件应急处置和分析评估工作。派出机构应当按照规定权限和程序，组织、协调、指导电力突发安全事件应急处置工作。

第二十七条 国家能源局及其派出机构应当组织开展电力安全培训和宣传教育工作。

第二十八条 国家能源局及其派出机构配合地方政府有关部门、相关行业管理部门，对重要电力用户安全用电、供电电源配置、自备应急电源配置和使用实施监督管理。

第二十九条 国家能源局及其派出机构应当建立安全生产举报制度，公开举报电话、信箱和电子邮件地址，受理有关电力安全生产的举报；受理的举报事项经核实后，对违法行为严重的电力企业，应当向社会公告。

第五章 罚 则

第三十条 电力企业造成电力事故的，依照《生产安全事故报告和调查处理条例》和《电力安全事故应急处置和调查处理条例》，承担相应的法律责任。

第三十一条 国家能源局及其派出机构从事电力安全生产监督管理工作的人员滥用职权、玩忽职守或者徇私舞弊的，依法给予行政处分；构成犯罪的，由司法机关依法追究刑事责任。

第三十二条 国家能源局及其派出机构通过现场检查发现电力企业有违反本办法规定的行为时，可以对电力企业主要负责人或安全生产分管负责人进行约谈，情节严重的，依据《安全生产法》第九十条，可以要求其停工整顿，对发电企业要求其暂停并网运行。

第三十三条 电力企业有违反本办法规定的行为时，国家能源局及其派出机构可以对其违规情况向行业进行通报，对影响电力用户安全可靠供电行为的处理情况，向社会公布。

第三十四条 电力企业发生电力安全事件后，存在下列情况之一的，国家能源局及其派出机构可以责令限期改正，逾期不改正的应当将其列入安全生产不良信用记录和安全生产诚信“黑名单”，并处以 1 万元以下的罚款：

- （一）迟报、漏报、谎报、瞒报电力安全事件信息的；
- （二）不及时组织应急处置的；
- （三）未按规定对电力安全事件进行调查处理的。

第三十五条 电力企业未履行本办法第八条规定的，由国家能源局及其派出机构责令限期整改，逾期不整改的，对电力企业主要负责人予以警告；情节严重的，由国家能源局及其派出机构对电力企业主要负责人处以 1 万元以下的罚款。

第三十六条 电力企业有下列情形之一的，由国家能源局及其派出机构责令限期改正；逾期不改正的，由国家能源局及其派出机构依据《电力监管条例》第三十四条，对其处以 5 万元以上、50 万元以下的罚款，并将其列入安全生产不良信用记录和安全生产诚信“黑名单”：

- （一）拒绝或阻挠国家能源局及其派出机构从事监督管理工作的人员依法履行电力安全生产监督管理职责的；
- （二）向国家能源局及其派出机构提供虚假或隐瞒重要事实的文件、资料的。

第六章 附 则

第三十七条 本办法下列用语的含义：

- （一）电力系统，是指由发电、输电、变电、配电以及电力调度等环节组成

的电能生产、传输和分配的系统。

（二）电力事故，是指电力生产、建设过程中发生的电力安全事故、电力人身伤亡事故、发电设备或输变电设备设施损坏造成直接经济损失的事故。

（三）电力安全事件，是指未构成电力安全事故，但影响电力（热力）正常供应，或对电力系统安全稳定运行构成威胁，可能引发电力安全事故或造成较大社会影响的事件。

（四）重大安全隐患，是指可能造成一般以上人身伤亡事故、电力安全事故、直接经济损失 100 万元以上的电力设备事故和其他对社会造成较大影响的隐患。

第三十八条 本办法自二〇一五年三月一日起施行。原国家电力监管委员会《电力安全生产监管办法》同时废止。

国家能源局关于印发《电力安全生产“十四五”行动计划》的通知

（国能发安全〔2021〕62号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、经信委（工信厅、经信厅），北京市城市管理委员会，各派出机构，全国电力安全生产委员会企业成员单位：

为贯彻落实党中央、国务院关于加强安全生产工作的决策部署，统筹发展和安全，深入贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略，牢固树立“四个安全”治理理念，不断提升全国电力安全生产水平，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，特制定《电力安全生产“十四五”行动计划》。现予以印发，请按照执行。

国家能源局

2021年12月8日

附件：

电力安全生产“十四五”行动计划

二〇二一年十二月

前 言

电力是重要基础产业，电力安全生产事关人民生命财产安全，关系国计民生和经济发展全局。做好电力安全生产工作是以人民为中心发展思想的客观要求，是落实总体国家安全观和能源安全新战略的具体体现。当前，世界百年未有之大变局加速演进，我国经济发展、能源消费增速强劲，“碳达峰、碳中和”目标已经明确，多元供给保障能力正在逐步提高，能源转型变革任重道远。“十四五”是开启全面建成社会主义现代化国家新征程、向第二个百年奋斗目标进军的第一年，是“双碳”目标启航的关键时期。坚持人民至上、生命至上，统筹发展和安全，按照“三管三必须”原则，以“安全是技术、安全是管理、安全是文化、安

全是责任”治理理念为引领，大力提升电力安全生产整体水平，确保电力系统安全稳定运行，确保人民群众安康幸福、共享改革发展和社会文明进步成果，是电力行业的重大历史使命。

本行动计划依据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《“十四五”国家应急体系规划》等编制，主要阐明“十四五”电力安全生产工作的指导思想、基本原则、行动目标、主要任务、重点行动和保障措施，是“十四五”时期我国电力安全生产工作的总体蓝图。

一、总体形势

（一）“十三五”时期电力安全生产成效

“十三五”期间，电力行业认真学习领会习近平总书记关于安全生产重要论述，坚决贯彻落实党中央、国务院关于安全生产决策部署，深刻汲取电力重特大事故教训，大力推进电力安全生产领域改革发展，逐步形成了“安全是技术、安全是管理、安全是文化、安全是责任”的“四个安全”治理理念并有力指导了电力安全生产实践，各项工作取得了明显成效。

——安全技术蓬勃发展。拥有自主知识产权的大型电力装备达到国际领先水平，以云大物智移等为代表的新一代电力技术广泛应用于电力安全生产各个环节，人身安全防护、设备防误操作等方面的安全技术不断创新，技术对提升本质安全的关键作用得到了有效发挥。

——安全管理水平稳步提升。安全生产标准化、防事故二十五项重点要求等基础工作进一步夯实，风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制有效落实，电力行业基本建立起危险源辨识、风险分析、风险评估、风险控制为一体的闭环和分层次管理的安全风险管控体系，建立起近期与远期结合、常态与极端结合、综合与专项结合“三结合”的电力安全风险管控机制并坚持不懈推动落地实施，电力事故防范能力大幅提升。

——安全文化逐步形成。“和谐·守规”的电力安全文化氛围基本形成，“电力安全文化建设年”活动成效明显，电力企业安全文化建设广泛开展并各具特色，初步构建起了自我约束、持续改进的安全文化建设长效机制。

——安全责任层层压实。电力企业严格履行法定责任，健全全员安全生产责任制，法定代表人和实际控制人同为安全生产第一责任人的要求得到全面落实。行业监管和属地安全管理责任逐步落实，安全监管执法不断强化，责任追究机制不断完善，齐抓共管工作格局初步形成。

——应急能力显著提高。应急预案体系持续完善，应急指挥协调联动机制不断加强，应急保障、预防预警、救援处置能力进一步提升。成功处置应对金沙江堰塞湖等重大险情和台风、洪涝等自然灾害，圆满完成各项重大活动保电任务。

自 2017 年以来，电力人身伤亡事故起数和伤亡人数总体下降并保持较低数字，没有发生大面积停电事件以及电力系统水电站大坝垮坝、漫坝等对社会造成重大影响的事件，电力安全生产局面总体稳定。

（二）“十四五”时期电力安全生产形势

“十四五”时期，我国能源消费增长迅猛，能源发展进入新阶段，在保供压力明显增大的情形下，电力安全发展的一些深层次矛盾凸显，风险隐患增多。

——电力供需平衡压力增大。受人民生活水平改善、工业生产及外贸增长大幅拉动、经济和社会活动大规模恢复等因素影响，预计“十四五”期间，全国用电增长将维持在 5% 左右的中高速区间，2025 年全社会用电量将达到 9.5-9.8 万亿千瓦时。能源转型过程中，系统调峰能力阶段性不足，部分时段电力供应能力受到挑战，错峰限电风险将增加。

——电力系统安全运行风险显著加大。电网规模持续扩大，系统结构愈加复杂，交直流混联大电网与微电网等新型网架结构深度耦合，“双高”“双峰”特征凸显，灵活调节能力不足，系统性风险始终存在。电力设备规模大幅增长，输电通道日益密集，储能等新业态蓬勃发展，设施设备运维管控风险骤增。

——网络与信息安全风险持续升高。新能源、分布式电源大量接入电网，源网荷储能量交互新形式不断涌现，电力行业网络与信息系统安全边界向末端延伸。电力大数据获取、存储、处理使数据篡改和泄漏可能性增加，云计算、物联网、移动互联技术在电力系统深度应用，电力行业网络安全暴露面持续扩大。

——电力建设施工安全风险集中凸显。“十四五”是向“碳达峰”目标迈进的关

键期和窗口期，新能源及配套送出项目密集建设，电力工程作业面和风险点快速扩大，建设资源进一步摊薄，建设、监理等施工力量不足的矛盾将进一步加剧，安全主体责任落实及施工作业现场安全管控难度加大。水电资源开发、抽水蓄能电站建设进入新阶段，各类风险防范和安全管理任务艰巨。

——重大突发事件应对能力明显不足。近年来，我国遭受的自然灾害突发性强、破坏性大，监测预警难度不断提高，部分重要密集输电通道、枢纽变电站、大型发电厂因灾受损风险升高。部分城市防范电力突发事件应急处置能力不足，效率不高。流域梯级水电站、新能源厂站综合应急能力存在短板，威胁电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。

今后五年，是全国各行业大力实施“碳达峰、碳中和”战略目标的关键时期，也是电力体制改革继续深化、电力科技快速发展的重要时期，对于企业发展转型、安全新技术应用、电力市场化交易体系建设等方面可能给电力安全生产带来的风险因素，需要及时做出分析预判，也需要予以积极应对。

二、指导思想、基本原则和行动目标

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中、六中全会精神，坚持“人民至上、生命至上”，统筹发展和安全，深入贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略，把握“十四五”时期电力发展新阶段新特征新要求，按照“三管三必须”原则，牢固树立“四个安全”治理理念，着力强化企业安全生产主体责任，加快构建科学量化的安全指标体系，全面落实风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，切实增强安全防范治理能力，有效遏制电力安全事故，坚决杜绝电力生产安全重特大事故，为实施“双碳”重大战略决策、推动经济社会高质量发展、实现第二个百年奋斗目标提供坚强的电力安全保障。

（二）基本原则

——坚持安全发展。贯彻以人民为中心的发展思想，坚持底线思维，服务能源低碳转型和新型电力系统构建大局，统筹发展和安全，加强电力规划建设、运

行管理、应急保障各环节安全风险管控，实现电力高质量发展和高水平安全的良性互动。

——坚持理念引领。以“四个安全”治理理念为引领，依托技术保障安全、管理提升安全、文化促进安全、责任守护安全，系统谋划技术支撑、管理提升、文化建设和责任落实的各项措施，全面提升电力本质安全水平。

——坚持关口前移。严格安全生产准入，健全电力安全风险分级管控体系，完善隐患排查治理和挂牌督办机制，建立电力重大基础设施安全评估机制，强化电力应急体系和应急能力建设，构建电力安全治理长效机制。

——坚持创新驱动。运用现代科技手段，提升电力安全生产信息化、数字化、智能化水平，推动电力安全治理数字化转型升级。构建科学量化的安全指标体系，探索电力安全审计、安全责任保险、安全信用惩戒等管理模式创新，推动安全责任落实。

——坚持齐抓共管。强化电力安全生产主体责任，落实行业监管责任和地方各级政府有关部门的电力安全管理责任。有效发挥行业协会、科研高校等社会力量作用，充分激发电力企业员工主动参与安全生产工作积极性，共谋安全治理，共享安全成果。

（三）行动目标

——总体目标。到 2025 年底，电力安全生产监督管理量化评价指标体系基本形成，电力安全治理体系基本完善，治理能力现代化水平明显提升。以本质安全为目标的新技术应用覆盖率显著提高，面向新型电力系统的安全保障体系初步建立。安全文化核心理念实现全员渗透，安全生产责任层层落实机制有效运转。电力系统运行风险有效控制，电力安全生产状况稳定在控，电力突发事件处置应对有力，电力人身责任起数和事故死亡人数趋于“零”。

——目标量化指标。

序号	关键指标	预期值	指标性质
1	电力人身事故死亡人数	五年平均降幅≥30%	约束性
2	电力人身伤亡事故起数	五年平均降幅≥30%	约束性
3	电力设备事故起数	五年平均起数≤2起	约束性
4	电力安全事故起数	五年总起数≤3起	约束性
5	电力安全事件起数	五年平均起数≤4起	约束性
6	电力网络安全事件起数	五年平均起数≤4起	约束性
7	自然灾害导致重大以上大面积停电后，减供负荷恢复80%以上及停电重点地区、重要城市负荷恢复90%以上的时间	≤7天	预期性
8	省、市、县三级大面积停电事件应急预案修编完成率	100%	预期性
9	电力企业网络安全事件应急预案修编完成率	100%	预期性
10	电力安全生产标准化建设覆盖率	100%	预期性

注1：指标1和指标2的基准值为2020年电力人身事故死亡人数（45人）和起数（36起）。

注2：降幅最低约束条件：“十四五”期间争取1年或多年实现电力人身事故死亡人数和起数个数，其他年份降幅比照基准值不低于20%。

注3：降幅最低限计算公式： $\text{五年平均值} = (\text{基准值} \times 4 \times 20\% + (\text{基准值} - 9)) / 5 \text{年} / \text{基准值} \times 100\%$ 。

三、主要任务

（一）学习贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述

认真学习贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述，贯彻落实党中央、国务院关于安全生产的重大决策部署，加强对电力行业安全生产的监管。建立健全长效学习机制，着力提升传达时效，充分利用全国电力安委会、联席会议、“季会周报”等平台，将学习要点第一时间向全行业传达到位。持续丰富学习形式，推动电力行业各单位学习传达，在安全培训、安规教育、班组建设等开辟学习专栏，促进电力从业者全员入脑入心。坚持做好督导检查，将学习情况纳入安全审计、业务指导、事故调查等各项工作，督促各有关单位细化方案措施，列出清单台账，确保学习贯彻工作不缺课、不走样、有收获、有成效。不断推动实践促学，把习

近平总书记关于安全生产重要论述的内涵要义与电力行业特点紧密结合，真正落实到电力安全风险管控、事故事件应急处置等工作当中，切实提高电力安全生产水平。

（二）提高依法治理水平

完善电力安全生产政策法规体系。研究跟进“碳达峰、碳中和”战略发展路径，及时制定和调整电力安全生产指导政策，支持和保障电力企业减碳措施有效实施。加强电力安全生产法规规章科学性、系统性、完备性建设，基于综合管理、电网安全、发电安全、建设安全和质量、应急管理、网络安全、大坝安全、行业监管八个纵向维度，技术、管理、文化、责任四个横向要素，构建网格化的法规规章体系。贯彻落实新修订的《安全生产法》及相关法规，及时制定、修订电力安全生产规章制度。牢固树立法规规章的严肃性和权威性，制定监管执法机构行政处罚裁量权适用指引，增强现场执法的可操作性。

构建科学量化的评价指标体系。针对不同类型的电力企业，围绕治理体系核心要素，整合现有安全评价体系，采取简洁、通用、可提取的指标形式，构建能够真实反映电力安全生产水平的评价指标体系，推进电力安全生产监督管理从定性向定量转变。建设电力安全生产评价指标信息化平台，依托电力行业安全专家团队，构建“线上+线下”评价方式，基本实现评价结果成为辅助安全生产决策部署的有效手段。

推进电力安全监管效能提升。构建企业负责、职工参与、政府监管、行业自律、社会监督的协同共治机制，实施分级分类监管、重点监管和精准监管。建立以安全信用为核心的新型监管机制，充分发挥“信用能源”等平台的安全信息公示监督作用，制定失信行为认定标准，落实联合惩戒措施。提升监管现代化水平，加快推进电力安全生产监管信息化工程建设，统筹利用非现场监管和现场监管两种模式，重点增强非现场监管能力。完善随机抽查执法制度，明确执法清单和权力清单，明确电力安全监管执法人员选任标准和程序，完善电力安全监管执法人员上岗培训制度，规范执法行为、提高执法能力。

（三）提升能源转型安全保障能力

强化电力供应安全保障。建立电力企业与燃料供应企业、管网企业的信息共享与应急联动机制，完善一次能源储备预警机制，强化一次能源安全供应保障。推动微电网等新型供电形式安全发展，形成多元化多层次电力安全供应保障体系。加强电网调度安全管理，强化跨省跨区安全调剂余缺能力。提升电网灵活安全调节能力，推动应急备用和调峰电源建设，推动建立健全可调负荷资源参与辅助服务市场机制，推动各类储能安全发展，为新能源发展提供安全保障。推动需求侧响应能力建设，完善高峰用电时段有序用电制度和执行监督手段，切实保障民生用电和重点用电。

提升电网对新能源的安全消纳能力。加强新能源机组并网安全性和稳定性，强化关键节点频率、电压安全支撑。推动建立次同步振荡广域监控系统，提升新形态稳定问题风险防控能力。推动建立新能源规划发展政企会商机制，提升电网对新能源的安全消纳能力。

强化新能源发展安全保障。积极探索新能源发电安全管理新思路，厘清安全责任界面，创新安全管理模式和技术措施，加强新能源开发，特别是以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电、光伏基地项目的安全风险评估和管控。完善新能源发电安全技术标准体系，加强新能源和储能电站发电并网安全管理，强化抽水蓄能电站建设运行安全监管，提升新能源发电运行安全水平。

强化新型电力系统运行安全保障。加强新型电力系统安全运行基础理论研究，重点开展新型电力系统运行特性分析与故障辨识、安全规划、安全防御、智能调度系统以及大规模新能源并网安全等研究。结合智慧城市建设及微电网建设，开展配电网安全运行关键技术研究，全面提高输配电系统安全水平。针对火电机组日益复杂的运行工况，利用智能计算和大数据挖掘技术，推动开展燃煤电厂智能 DCS 控制技术研究和应用，提高发电安全运行水平。

（四）发挥技术支撑作用

加快电力安全生产数字化转型升级。适应数字化发展趋势，探索数字化治理手段，推进数字化技术赋能“四个安全”治理，逐步实现安全业务数字化，以技术驱动电力安全业务转型升级。贯彻落实《“工业互联网+安全生产”行动计划

（2021-2023）》，整合电力行业和企业安全生产信息化系统，推进“工业互联网+安全生产”电力行业分中心建设，为国家安全生产监管平台提供数据支撑。打造基于工业互联网的电力安全生产新型能力，组织开展“工业互联网+安全生产”应用试点，推动5G+安全生产、边缘计算、数字孪生、智慧屏、安全芯片等新技术新产品应用和展示，全面提升电力安全快速感知能力、实时监测能力、超前预警能力、应急处置能力和系统评估能力。

推进人身安全防护新技术研究与应用。推广基于物联网技术的智能安全工器具、实时在线防止电气误操作系统，利用视频和大数据开展人员身份识别、行为识别、定位识别，逐步实现违章作业自动智能告警，有效保障受限空间、临时作业现场等施工区域现场作业人员安全。逐步推进高危作业人工替代技术，开发应用带电作业机器人、炉内无人机和爬壁作业机器人等新技术，从根本上消除安全隐患。在安全培训领域广泛应用虚拟现实技术和人机交互技术，提高从业人员特别是现场作业人员风险预知和应急处置实战能力。

推进设备运行安全新技术研究与应用。提高设备状态监测技术水平，加快突破综合管廊工程、碳纤维导线、特高压换流变压器等状态监测和风险预警技术难题。提高设备设施运维技术水平，针对通信共享铁塔应用趋势，研究调整杆塔校核技术。推广应用新型智能故障定位技术，加大智能巡检机器人应用覆盖率。高度重视重大电磁风险防控，加快研究极端地磁暴等复杂电磁环境安全防护技术。大力推进电力设备振动诊断、预警与治理关键技术国产化，力争突破一批进口设备“卡脖子”问题。深入开展大型变压器、电缆火灾早期预警和灭火技术研究，推广应用电化学储能电站安全运行提升技术，有效防止设备火灾事故。

推进大坝安全新技术研究与应用。研究高坝大库监测检测、缺陷处理及补强加固技术，研制研发专用材料、装备，增强大坝安全隐患排查治理能力。研究大坝安全智能化运行管理技术，实现大坝安全保障水平和管理效能双提升。研究大坝安全应急勘察、抢险救援技术，研发专用装备，推进大坝安全应急能力现代化建设。总结复杂环境条件下水电工程勘察、设计、施工和建设管理技术经验，构建完善大坝全生命周期安全风险管控体系。

推进电力应急能力提升关键技术研究与应用。利用现代信息技术与先进能源电力技术深度融合，推进灾害监测、应急装备、辅助决策等大面积停电应急关键技术研究应用。推广应用能够有效支撑用能设施“即插即用”的设备装置，提升应急救援装备的可靠性和应急单兵作业能力。推广新型减震、隔震技术，优化结构抗震性能，提高电力基础设施设备抗震能力。推进地质灾害、风电防雷、海洋生物等监测预警技术研究，以及海上风电、偏远地区新能源防灾减灾救灾技术研究，加快灾后勘察及灾损快速评估技术研究和专业抢险救援设备研制应用。

完善电力安全生产技术标准体系。提高安全技术标准体系设计的系统性、前瞻性，建立安全技术标准制定统筹工作机制。充分发挥团体标准作用，利用社会资源，制定边界更加宽泛、要求更加严格适用的安全生产技术团体标准。推进标准普及和宣传。积极参与国际安全标准制定工作，加快与国际标准接轨，提高企业国际市场竞争力。

（五）筑牢安全管理基础

加强电力安全生产管理理论和应用研究。认真研究落实党中央、国务院关于安全生产的新精神新要求，发挥国家和行业智库作用，组织电力行业和社会各界专家学者，开展安全生产管理理论研究。研究分析“碳达峰、碳中和”背景下，电力安全生产管理面临的新形势新任务，鼓励跨界探索和理论创新。打造电力行业安全生产品牌论坛、品牌业务圈，搭建更加广泛的沟通交流平台，使全行业共享电力安全生产管理应用最佳实践成果。

夯实电力安全生产管理基础。进一步强化企业安全生产基础管理，坚持抓好安全例会、安全检查、“两票”管理等基础工作，组织修订并严格落实《防止电力生产事故的二十五项重点要求》，坚决执行电力安全生产禁令。不断提升电力企业班组安全管理水平，加快根治违章指挥、违章作业、违反劳动纪律的行为。完善电力技术监督管理体系和标准体系，规范监督服务工作，加强专业交流沟通。在按期完成《电力安全生产专项整治三年行动方案》各项任务的基础上，巩固整治成果，构建安全生产管理长效机制。

全面加强风险分级管控与隐患排查治理双重预防机制建设。继续健全隐患排

查治理制度、重大隐患治理情况向所在地负有安全监管职责的部门和企业职代会“双报告”制度，修订《电力安全隐患监督管理暂行规定》，进一步明确隐患排查治理标准和信息报送流程，严格重大隐患挂牌督办制度。继续完善电力行业风险管控长效机制，落实风险分级管控责任，坚持定期召开行业和企业层面的风险分析例会，形成风险辨识、评估、预警、防范和管控的有效闭环管理。制定发布电力行业风险管控体系建设指导意见，开展电网、发电、电力建设安全风险监测预警系统和数据库建设，加快形成风险大数据分析支撑能力。

深化电力安全生产标准化建设。深入贯彻国家关于安全生产标准化工作要求，坚持电力行业安全生产标准化工作统一规范管理，强化落实安全生产标准化的法定工作职责。及时修订电网、发电、电力建设施工企业等安全生产标准化规范，做好企业自查自评工作。建立电力安全生产标准化达标评级管理新模式，充分发挥电力行业相关协会学会作用，推行电力企业安全生产标准化建设定级制度。研究制定电力企业班组安全标准化建设规范，进一步提升班组人员的安全意识和履职能力。

加强电网安全运行管理。推动优化电力系统结构布局，有效控制并逐步化解电力系统重大结构性风险，强化分层分区运行能力。加强电力设施保护，常态化开展枢纽变电站、重要换流站、主干电网和重要输电通道动态风险评估，优化电力设施运行环境，提升防外力破坏监测能力。加强涉网安全管理，做深做细年度运行方式分析，完善常态化电网安全风险管控工作机制。强化新能源场站涉网安全管理，促进厂网协调支撑，保障电力系统安全平稳转型。加强配电网和农村电网升级改造的安全管理。

加强发电运行安全管理。加强能源转型背景下火电机组新运行特征研究，完善安全风险管控措施。制定二次再热等新型高参数大容量火电机组运行规程规范，确保新投运机组运行安全。强化老旧机组改造安全风险分析，加强叶片疲劳度等燃机安全运行状态深度分析，构建设备运行状况评估及寿命预估体系。研究制定综合智慧能源利用项目安全管理指导政策，出台一批安全标准。加强核电保安电源管理，加强核电冷源安全风险防范，从规划布局、建设运行、监测监视、

预报预警等方面，辨识核电冷源系统安全风险，研究制定针对性防范措施和应急预案。

加强电力建设安全管理。按照高危行业管理要求，严格落实电力建设施工企业强制性安全措施。制定电力建设危险性较大工程行业标准和安全管理规定，明确危险性较大的分部分项工程、超过一定规模危险性较大的分部分项清单，建立重大建设工程外部安全专家定期巡查制度。制定电力建设工程管理、现场管理禁令清单，制定落后工艺和设备淘汰清单。研究制定电力建设施工企业安全总监岗位职责指导规范，有效落实电力企业技术负责人安全生产技术决策和指挥权。加强电力建设工程工期管理。规范电力建设安全生产费用提取，专款专用。

全面强化外委工程、外协人员管理。进一步强化准入管理，严格外委工程承包单位资质审查和外协人员资格审查，定期开展外委工程承包单位安全履约能力评价，实行违法违规单位及其主要负责人“双黑名单”制。将“两外”人员纳入本单位安全管理体系，杜绝“以包代管”，切实做到统一标准、统一要求。加强“两外”人员安全生产培训管理，加强培训效果评估，提高外委工程、外协人员的事故风险预控能力。

（六）推进安全文化建设

持续加强“和谐·守规”安全文化建设。贯彻落实《电力安全文化建设指导意见》，推进文化制度、组织机构、传播体系、产业发展机制、品牌创建、教育培训等六项重点工程建设，利用工业互联网、大数据、人工智能技术，形成电力安全文化新形态。完善电力企业安全文化建设基本规范，打造各具特色的企业安全文化。强化电力企业管理层的安全文化引领作用，提高主要负责人参与安全文化活动的频度。大力开展电力安全科普基地建设和科普宣传工作，利用“安全生产月”“国家防灾减灾日”等活动，固化一批安全科普精品活动项目，提高全员安全文化建设参与度。

完善电力安全生产教育培训体系。加强对电力行业安全教育培训工作指导，完善相关规章制度，利用信息化技术建立安全培训教材库和师资库，整合分享教学资源 and 师资力量，全面提高培训水平。要在企业内部建立分层分类的安全生产

培训管理标准，重点加强对安全管理人员、新入职人员及临时务工人员的培训，提高培训标准，保障培训效果。进一步规范电力从业人员职业技能取证培训和技能鉴定管理，研究建立电力行业注册安全工程师联合培养机制。建设电力行业安全生产教育培训信息化平台，开展安全培训大数据分析和应用，促进培训质量提升和人才资源共享。

构建电力安全文化建设评估体系。针对电网、火电、水电、新能源、电力建设等不同类型的企业，研究电力安全文化评估方法，确定电力安全文化建设评估指标，建立电力安全文化建设评估体系。试点开展电力企业班组安全文化建设成效评估，进一步探索员工安全文化建设评估方式，对员工安全意识、安全行为、安全能力、安全习惯等安全文化素养进行系统评估，激发企业安全工作活力，营造安全生产良好氛围。

（七）强化安全责任落实

落实电力企业安全生产主体责任。开展针对电力企业主要负责人、分管负责人和安全管理人员的安全生产法规定期轮训，强化安全生产意识。健全电力企业从主要负责人到一线岗位员工的全员安全生产责任制，完善安全责任层层落实机制，建立主要负责人对风险管控、隐患排查、应急救援和信息报送等关键环节的主责制度。结合国家法律法规和企业实际，建立动态安全履职责任清单和权力清单。

推进建立“党建+安全”工作机制。鼓励企业基层党组织结合党建活动，通过多种形式，促进形成学安全、知安全、懂安全、促安全的良好氛围。发挥车间、班组等基层党组织的战斗堡垒作用，用好“党员责任区”“党员示范岗”“党员服务队”等载体，积极开展“党员无违章”“党员身边无违章”等活动，引导党员在安全生产实际行动中发挥模范先锋带头作用。加强党员安全模范宣传示范，将安全工作成效纳入优秀党支部、优秀党员评选条件。

创新安全责任落实方式和手段。推进建立电力企业安全履职情况第三方评估考核制度，试点开展以电力安全生产责任落实为核心的电力安全审计，构建更加科学有效的安全责任落实长效机制。鼓励电力企业参加安全生产责任保险，用责

任保险等经济手段，加强安全生产管理。积极探索数字技术赋能安全责任落实，建立日常生产管理系统与企业 and 员工安全责任的数据关联，实现以大数据为支撑的安全责任动态监测和履职监督。

完善安全生产执法监督和考核机制。推动明确各级地方政府在电力建设工程、网络与信息安全、电力应急管理等方面的安全职责，进一步强化行业监管和地方电力安全管理的协同配合。健全电力安全现场检查、行政处罚、事故查处、责任追究等制度，强化电力安全监管执法和企业安全生产考核。落实“四不放过”，完善电力事故事件责任追究制度，建立电力事故问题整改督办制度，确保事故问责闭环管理。建立政府购买服务和第三方机构协助监管机制，有效发挥第三方机构技术、人才等作用。

（八）抓实电力安全专项工作

强化可靠性管理作用。加快《电力可靠性管理办法》及相关配套规范文件的修订和颁布，健全电力可靠性信息统计、发布和可靠性评价、评估、预测等制度，建立反映电力系统充裕性和安全性的可靠性评价指标体系。督促市场主体落实电力可靠性管理责任，推进电力可靠性管理方式现代化，提高可靠性数据的可靠性和实用性。发挥大数据在电力可靠性管理中的应用，依靠可靠性数据构建风险监测预警体系，通过对典型事件、运行工况、设备缺陷、地域特征等多方面数据分析，为电力安全提供辅助决策，实现可靠性管理和电力安全深度融合。

强化电力建设工程质量监督。进一步理顺电力建设工程质量监督体系，加强质监机构和专家队伍建设，推进构建电力建设工程质量分级监督管理体制。完善质量监督相关制度和技术标准，更新质监检查检测手段。建设数字化监督管理平台，提升质量监督水平和效率。全面落实工程参建各方主体质量责任，强化建设单位首要责任和勘察、设计、施工单位主体责任，加强工程质量检测管理。建立质量监督信用管理工作机制，进一步发挥质量投诉举报和质量问题通报的监督作用。

强化水电站大坝安全保障。完善大坝安全法律法规及技术标准体系，推动大坝安全领域风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制建设，提高水电站大坝运

行安全风险管控水平。加强电力企业隐患自查自改自报的规范管理。进一步加强电力企业大坝安全应急管理,不断完善以大坝安全应急预案建设为重点的电力企业突发事件预防与应急准备。进一步发挥科技引领作用,加大创新力度,推动北斗系统、智能大坝等新技术研发和推广应用,促进水电站大坝安全管理新技术的应用。

强化流域梯级水电站风险管控措施。健全流域梯级水电站风险管控体制机制,推进国家、省、市、县四级流域梯级水电站安全应急组织机构和流域梯级水电企业安全应急管理机构建设,组建流域梯级水电安全及应急技术中心。研究制定流域梯级水电站安全应急管理办法和流域梯级水电站失事专项应急预案,规范流域水电站应急预案编制、备案、演练和培训工作。开展流域水电站安全风险评价及应急能力评估工作,提升应急指挥及应急技术装备水平。

强化网络与信息安全管理。健全电力系统网络安全制度规范,加强行业网络安全等级保护、关键信息基础设施保护制度,落实监督检查,推进电力数据分类分级和安全保护,强化行业关键数据保护、个人信息保护,强化电力关键信息基础设施网络安全审查和供应链安全管控。统筹新型电力系统网络安全防护顶层设计,优化电力监控系统安全防护体系,提升配电系统网络安全水平,增强新型电力系统业务网络安全支撑能力。提升网络攻击态势感知与实战攻防能力,建设行业侧网络安全态势感知平台、网络安全仿真验证环境(靶场),开展多层次电力行业特色网络安全攻防演习,推动网络安全监测全场景覆盖与情报共享。提升网络安全自主可控能力,加快推进关键信息基础设施漏洞库、北斗系统、商用密码应用基础设施建设。加强行业网络安全专家和专业队伍培养,推进行业级网络安全实验室建设,持续加强宣传教育,提升全员网络安全意识。

(九) 提升电力应急处置水平

强化电力应急预案体系和应急演练。修订《电力企业应急预案编制导则》等管理规定,推进企业应急预案修编和预案体系完善工作。制订年度大面积停电应急预案编制和演练计划,推进县级以上地方各级政府开展大面积停电事件应急预案编修和演练。建设各类专项预案、现场处置方案、典型事故、自然灾害事件应

急演练示范库，开展电力重特大事故和自然灾害事件情景构建，提升应急演练水平。

加强电力应急能力建设。完善电力企业应急能力建设评估工作长效机制，定期规范开展评估工作，滚动提升电力企业应急能力。针对重大事件的不确定性影响，开展复杂性叠加性情景构建，以保障人身安全和基本生产秩序为出发点，提高电力企业综合应急能力。开展以新型储能技术为支撑的局部电网黑启动专项研究，提高极端状况下电网应急处置能力。

推进电力应急资源共建共享。完善国家和地方电力应急专家库，制定专家管理规则，保持一批专业精干的专家队伍，为电力应急日常管理和突发事件处置提供技术支撑。继续推进国家级电力应急救援基地建设，打造电力应急救援新技术装备试点应用和应急救援队伍专业培训平台。建设 2-3 个标准化应急演练场所，推进利用互联网开展应急演练。建设电力行业应急资源信息共享平台，盘活闲置应急资源，实现应急物资的共享应用。

加强电力应急协同处置机制建设。建设电力行业应急指挥系统平台，推进安全监管和应急处置信息的实时采集、监测预警，全面提升电力突发事件综合指挥和协调处置能力。提高地方政府大面积停电事件应急处置能力，健全京津冀、环渤海、粤港澳、长江经济带、陆上丝绸之路等跨地区应急救援资源共享及联合处置机制，开展跨省和跨区域的联合应急演练。推进大面积停电事件应急能力示范县（市）建设，提升基层应对能力。继续推进应急产业发展，在技术转化、产品研发和应对机制方面加大军民融合力度，提高联合应对重大电力突发事件能力。

四、重点行动

（一）电力安全生产政策法规体系建设行动

根据国家安全生产政策法规修订情况，结合能源转型发展和新型电力系统构建过程中出现的新特点、新业态和新动向，不断修订完善电力行业安全生产政策法规，并加强培训和宣贯。

专栏 1 电力安全生产政策法规制定修订重点

- 推动修订《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国

国务院令 599 号)和《电力安全生产监督管理办法》(国家发展和改革委员会令 21 号)、《水电站大坝安全运行监督管理规定》(国家发展和改革委员会令 23 号)、《电力建设工程施工安全监督管理办法》(国家发展和改革委员会令 28 号)、《电力监控系统安全防护规定》(国家发展和改革委员会令 14 号)、《电力可靠性监督管理办法》(国家电力监管委员会令 24 号)等法规。

■ 修订电力建设工程质量监督检查系列大纲、《电力安全隐患监督管理暂行规定》等。

■ 制定电力建设工程质量监督管理办法、电网安全评估办法、电力安全风险管控办法、电力安全监管行政处罚自由裁量适用规则、电力事故经济损失认定标准、小型电力建设项目工程施工安全监督管理简易适用规则等规范性文件。

■ 制定电力建设工程施工安全反事故措施、基建领域安全生产标准化实施规范、安全生产标准化建设工作指引、电力行业安全生产“党政同责、一岗双责、齐抓共管”工作指南等规范标准。

(二) 量化评价指标体系建设行动

根据不同类型电力企业,构建科学的电力安全生产监督管理量化指标体系模型和关键“指标库”,建设评价体系管理平台,实现全过程数字化展现,形成“线上+线下”评价模式。组织电力企业开展指标体系应用试点,积累实践经验,至“十四五”末,实现对电力行业安全生产状况的全面量化评价,形成安全生产状况预警管理和辅助安全生产决策部署能力。

专栏 2 电力安全生产关键指标示例(预防和发展引领指标)

■ 技术类一级指标:人身安全、电力系统安全、电力设备设施安全、网络信息安全、安全技术管理、前沿科技应用。

■ 管理类一级指标:安全管理体系、组织机构保障、安全生产投入、人员管理、相关方管理、双重预防机制建设、安全基础管理、安全培训、应急管理。

■ 文化类一级指标:全员参与程度、文化宣传程度、安全文化水平。

■ 责任类一级指标:安全责任制、激励约束机制、安全事故管理。

（三）电网安全运行水平提升行动

加强电网安全评估，提升目标网架本质安全水平。完善跨省、跨区电网格局，管控影响电网安全稳定运行的各类风险隐患。完善电网安全风险管控制度，做深做细年度运行方式分析，有效控制并逐步化解电力系统重大结构性风险。强化电网重大基础设施安全风险管控，加强特高压直流系统、密集输电通道、枢纽变电站、重要换流站、电力调控中心等运行安全管理。

专栏3 提升电网安全运行水平重点任务

■ 制定各级电网安全评估制度。在发输供电能力充裕性、系统稳定性、极端情形应对能力等方面，对各级电网安全进行评估校核。

■ 推动优化电力系统结构布局。严格执行新版《电力系统安全稳定导则》，优化电力系统结构布局，着力预防短路电流超标、局部潮流重载等系统安全问题。

■ 加强电网运行方式分析和风险管控。研究编制年度运行方式分析报告内容深度规定，实施风险失控问责制度。

■ 完善电网重大基础设施安全风险管控体系。推动电力设施保护条例修订，完善密集输电通道联防联控工作机制，建立“一道一策”风险管控制度，推动将密集通道纳入社会治安综合治理范围。建立枢纽变电站（换流站）、电力调度控制中心安全风险管控体系。

■ 强化特高压直流系统运行风险管控。对直流近区雷击、山火、飘挂物等风险源进行定期治理。加强直流线路杆塔地网维护，督促电网企业建立直流谐振、山火、飘挂物等隐患风险台账并动态更新。

■ 加强新能源并网安全管理。加强电网企业并网安全技术管理，确保机组相关参数性能满足并网运行条件

（四）构建新型电力系统安全技术体系专项行动

结合高性能计算等技术提出新型电力系统仿真分析技术，并以此为基础，深入研究新型电力系统运行特性及故障机理，提出设计安全约束及安全评估技术。提出适应高比例新能源和高比例电力电子装备接入、源网荷储灵活互动的系统安全稳定控制技术。开发面向新型电力系统安全稳定运行关键装备，推动安全技术

创新实验室及标准创新基地建设。

专栏 4 新型电力系统安全攻关重点

■ 新型电力系统仿真分析技术。研发电力电子设备/集群精细化建模与高效仿真技术，更大规模和更高精度的交直流混联电网仿真技术，建立智能化计算分析镜像系统。

■ 新型电力系统运行特性分析与故障辨识。研究新型电力系统电力电量平衡特征、安全稳定运行主要风险、系统稳定特性及应对措施、故障演化机理及状态辨识技术。开展安稳导则适用性研究，提出新型电力系统的安全约束条件及安全校核方法，研究提出安全性评估指标体系。

■ 新型电力系统安全稳定运行技术。突破源网荷储多元接入的多级调度协同、广域协调安全稳定控制技术，高比例新能源和高比例电力电子设备接入电网稳定运行控制技术，多馈入直流系统换相失败综合防治技术。智慧能源系统安全稳定运行控制技术。

■ 新型电力系统安全运行关键装备。研制交直流协调控制快速控制保护装置、直流故障限流器，开发过电压抑制与监测、主动电压支撑、暂态潮流调控、故障电流限制、振荡动态阻尼等装备。

（五）强化新能源安全管理专项行动

针对点多面广、区域分散、增速迅猛的新能源发电，积极探索新形势下安全监管工作的新思路、新方式、新做法，创新安全管理模式，有效管控安全风险，不断提高新能源发电安全生产水平。

专栏 5 新能源发电安全管理重点推进方向

■ 探索新能源发电项目区域集中管控模式。开展新能源发电项目“无人值班、少人值守、运维管一体化”的区域集中管控中心试点，厘清集控中心与电网调度机构管理界面，提升新能源发电安全管控水平。

■ 加快新能源安全管理专业人才培养。加快新能源发电安全管理专业队伍建设，积极培育熟悉新能源领域的安全管理人才。

■ 完善新能源发电安全技术标准体系。根据风电、光伏等新能源发电安全

生产特点，制修订新能源发电项目并网等相关技术标准和规程规范，增强监管法规标准体系适用性，扩大技术标准覆盖面。

■ 大力推进新能源智慧电站建设。运用基于三维数字信息模型技术，实现机组设备在线故障诊断和异常情况即时预警功能，提高新能源发电安全管理成效。

（六）强化常规发电安全管理专项行动

采取有效措施大力提升常规发电安全生产总体水平。

专栏 6 常规发电安全管理重点推进方向

■ 推进“两个清单”管理。研究制定发电企业安全风险管控体系建设导则，强化发电安全生产“两个清单”管理，动态更新问题和措施“两个清单”，实现安全生产风险隐患闭环管理。

■ 开展机组检修安全专项行动。强化机组检修技改期间风险管控和安全管理，落实反事故措施，开展检修现场督导检查，遏制检修事故多发态势。

■ 加强机组延寿安全管理。构建完善机组延寿安全评估标准，做好延寿机组改造，确保延寿机组符合安全生产要求。

■ 开展尿素替代液氨改造。按照国家危化品使用管理有关要求，加快推进煤电企业尿素替代液氨系统改造，消除重大危险源。

（七）加强水电站大坝安全管理专项行动

加强常规水电站大坝安全管理，严格管控水电站大坝全生命周期安全风险。根据抽水蓄能电站特点，研究制定相关技术标准和安全防范措施，确保大坝运行安全。

专栏 7 水电站大坝安全管理重点推进方向

■ 推进大坝安全在线监控系统建设。按照《水电站大坝安全运行监督管理规定》要求，加快推进坝高 100 米以上、库容 1 亿立方米以上大坝和病险坝的运行和管理单位，建设大坝安全在线监控系统，力争到 2025 年实现全覆盖。

■ 完善大坝安全技术支撑体系。推动具有一定规模水电装机的发电企业，根据情况设立大坝安全管理中心，加强大坝安全技术管理。

■ 强化大坝安全技术应用。建设基于 BIM+GIS 的大坝安全灾害影响分析及三维交互展示系统，实现大坝安全智能辅助决策。研究高坝大库监测检测、缺陷处理及补强加固技术，研制研发专用材料、装备，增强大坝安全隐患排查治理能力。研究智能巡检、视频监控、北斗变形监测、卫星遥感勘察等在水电站大坝场景下的应用技术，实现大坝安全风险智能感知。

■ 制定抽蓄电站引水隧洞检查技术标准。规范抽蓄电站引水隧洞定期检查内容、程序。

■ 加大抽蓄电站漫坝事故防范力度。针对抽蓄电站发电工况（上库水流至下库）叠加下库遭遇洪水或山体塌方等自然灾害的情形，研究制定下库漫坝防范措施。完善运行管理制度，做好电站库水位预警和监视装置的检修维护，杜绝“超抽”事件发生。

（八）电力工程建设安全水平提升行动

健全施工安全标准规范体系，推行作业人员实名制管理，加强电力建设项目分包单位准入，提升现场施工安全监理水平，开展施工示范班组建设，加强技术支撑保障，提升电力工程建设安全管理水平。

专栏 8 电力工程建设本质安全提升

■ 建立覆盖全行业从业人员信息管理平台。利用“互联网+”等技术，建立作业人员数据库，记录培训和技能状况、从业经历、信用信息等情况。

■ 开展工程监理能力专项提升行动。加强监理队伍建设，强化现场施工安全监理。

■ 完善标准化制度体系。围绕“四个安全”治理理念，积极开展安全生产标准化工程建设，研究出台电力建设工程安全检查标准、电力建设工程安全生产风险分级管控体系实施指南、电力建设工程隐患排查治理体系实施指南等电力建设工程行业标准规范，推动形成完整的安全生产标准体系。

■ 加强分包单位及人员安全管理。加强电力建设项目分包单位准入管理，合理确定资质、能力、业绩条件，从源头管控人员安全风险，实行分包人员与本单位职工“无差别”管理。

■ 开展示范班组建设。从班组安全生产责任落实、班组安全规章制度建设、班组安全教育和培训、班组应急能力建设、班组安全文化建设等方面树立样板和标杆，逐步把相关经验推广覆盖到企业其他班组。

■ 开展“智慧工地”建设工程。深入推进全站安全视频监控、智能安全帽、沉浸式的安全教育体验、人工智能安全隐患和违章识别技术等应用。

■ 高危作业人工替代技术方面。研发和应用推广适用于电力建设工程的硬岩全断面隧道掘进机，全地形基坑机械作业装备，塔吊安装、拆除及使用安全监测等技术。

（九）电力监控系统安全防护能力提升行动

进一步完善电力监控系统纵深防御体系，强化发电厂电力监控系统网络安全综合防御能力，全面提升电力监控系统网络安全保护水平。

专栏 9 电力监控系统安全防护能力提升重点推进方向

■ 持续完善电力监控系统安全防护体系，修订和补充电力监控系统安全防护相关配套方案，落实关键信息基础设施安全重点保护要求。

■ 加强电力监控系统相关全业务全周期网络安全管理，建立电力监控系统设备准入、运行、退役定期检测机制，加强软件安全检测和版本控制，加强电力网络安全防护专用设备的安全管理。

■ 进一步提升电力生产控制大区网络结构安全和系统本体安全，提升系统及重要应用的安全可信水平，研究加强新型电力系统建设背景下的新能源场站自身安全和厂网信息交互安全，完善电力监控系统应急备用措施。

（十）网络与信息安全基础能力提升行动

建立健全电力行业和企业网络安全态势感知、监测预警、应急指挥体系，强化仿真验证能力，推动电力北斗系统研发应用创新，推进密码基础设施建设，提升基础设施的安全可控水平。

专栏 10 网络与信息安全基础能力提升攻关重点

■ 建设行业级网络安全态势感知平台，统筹开展行业攻防演练，健全网络安全应急指挥体系。

■ 搭建覆盖发、输、变、配、用、调电力全业务的高仿真行业级网络安全仿真验证环境，支撑网络安全仿真验证、攻防对抗演练培训、电力系统漏洞挖掘验证。

■ 推进电力北斗系统应用创新技术攻关，推进北斗系统在电力行业关键领域深入应用。

■ 加快推进密码应用基础设施建设、密码改造和商用密码应用安全性评估。

（十一）电力应急体系建设专项行动

着力完善巨灾情形下的电力应急预案，探索实施大面积停电智慧应急预案管理，健全电力应急预案体系。汇聚行业优势资源，建设覆盖政策研究、科技攻关、产业推广等领域的电力应急支撑平台，完善电力应急支撑保障体系。

专栏 11 电力应急体系现代化建设重点

■ 完善巨灾电力应急预案。针对可能发生极为罕见、特别重大的自然灾害等突发事件，编制巨灾应对专项预案，明确各方任务分工、应急响应流程等。

■ 探索实施智慧应急预案管理。推进电力突发事件应急预案数字化管理，开展重大事件情景构建和应用探索，根据事件地点和类型自动调阅，自动分解形成应急指挥预口令，为应急指挥决策提供支持。

■ 建立国家级新型电力系统综合应急基地。依托基地重点研究分析新型电力系统应对重大自然灾害、重大电力事故的薄弱环节，针对性补强应急队伍、装备、物资，示范引领带动行业综合应急能力提升。

■ 培育国家级电力应急研究中心。开展电力应急前沿技术研究，制定国家电力应急关键技术攻关指南，制定重要电力应急物资产品推广名录，推动建设电力应急物资储备库，制定电力应急产业推荐目录、鼓励清单，加快发展应急能力建设评估等电力应急服务业。

（十二）电力应急能力现代化建设行动

建设国家电力应急指挥中心，实现全国电力行业统一应急指挥调度。开展电力行业自然灾害风险普查，实施能源重大基础设施安全风险评估，摸清重大危险源、主要承灾体、重大基础设施底数。着力提高综合监测预警、电力应急辅助决

策、电力系统抢修恢复能力、重点用户自保自救能力。

专栏 12 电力应急能力现代化建设重点

■ 开展自然灾害风险普查。制定电力行业自然灾害风险普查实施工作方案，摸清电力行业重大自然灾害、主要承灾体底数，形成分布图、明细表。

■ 实施重大基础设施安全风险评估。出台电力重大基础设施安全风险评估实施细则，明确重大基础设施分级分类标准，开展重大基础设施首次登记，滚动开展安全风险评估。

■ 建设国家电力应急指挥中心。与国务院安委办、国家防总等部门，各省电力主管部门，国家能源局各派出机构，全国电力安委会企业成员单位等实现音视频互联互通。整合电力安全应急领域重要数据资源，实现关键数据的实时互动展现，监测预警，资源智能调配，以及事故、事件等数据的常规和应急报送。

■ 开展电力应急强基专项督查。推动制定重点电力应急预案“流程图”。重点推动电力应急相关岗位人员做到“三个清楚”，清楚应急职责，清楚应急预案，清楚应急流程。

■ 加强用户自备应急电源建设。推动《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》升级为国家强制性标准。充分挖掘新型能源动力设施减灾方面“源荷一体，可储可供”的潜力。

■ 建设可移动应急电源储备库。开展可移动应急电源分布调查，针对性补充可移动应急电源资源。建立市场协议储备机制或社会协调联动机制，满足巨灾情形下跨省、跨区域抢修恢复需求。

■ 提升关键领域抢修恢复能力。重点开展复杂地形特高压输电设施损毁抢修、城市地下电力设施快速抢修等技术攻关，着力提升雨雪冰冻灾害、极端强降雨等情形下的抢修恢复能力。

（十三）电力安全生产反违章行动

研究建立“重大违章停岗”“多次违章下岗”等违章处罚机制。建立安全生产违章行为信息库及分专业分级标准，研究制定违章扣分及处罚规范。全面推行“双随机、一公开”安全执法检查，进一步健全电力安全约束和惩戒失信行为机制，

推动对电力安全领域严重失信行为实施联合惩戒。对接社会信用体系建设，建立电力安全领域信用激励和惩戒措施清单。

专栏 13 电力安全信用体系建设重点方向

- 健全电力安全约束和惩戒失信行为机制。
- 建立电力安全领域信用红黑名单制度。
- 建立电力安全领域信用激励和惩戒措施清单。
- 建立外委电力工程施工人员个人信用统一管理模式。
- 建立电力安全联合执法工作机制。

（十四）安全教育培训体系构建行动

指导电力行业构建安全教育培训体系，健全完善规章制度、标准规范及评估评级管理体系，研究建立电力安全管理人员持证上岗机制。推动电力行业探索开展安全教育培训课程互认、学分互认机制建设，建立安全培训基础信息收集与大数据分析管理机制，开展安全培训大数据分析和应用，促进培训质量提升。

专栏 14 安全教育培训体系建设重点方向

- 构建安全教育培训体系。
- 制定安全教育培训管理标准。
- 建立安全教育培训教材库。
- 建立安全教育培训师资库。
- 研究建立电力安全管理人员持证上岗机制。

（十五）安全文化精品工程建设推广行动

研究制定电力企业安全文化精品工程建设标准，针对不同类型企业，不同地域和专业特点，总结和培育一批特色鲜明、参与面广、确有实效的安全文化精品工程。设立电力行业安全文化建设指导中心，汇聚行业和社会资源，培养一批高水平的专家人才，切实服务电力企业安全文化建设。建设安全文化交流平台和网络传播平台，集中宣传推广精品工程建设成果。进一步完善激励机制，加强青年专业人才培养，激发员工共同参与安全文化建设的活力，形成良好的安全文化氛围。

专栏 15 安全文化传播体系构建主要内容

■ 传播组织载体建设。成立正式和非正式团体，培养兼具专业素养和安全素养的复合型安全文化人才。

■ 传播环境载体建设。鼓励企业在生产、办公、作业现场加强安全文化宣传，形成外在环境载体；鼓励企业在不同部门、工种、班组构建安全文化氛围，形成内在环境载体。

■ 传播设施载体建设。建设电力安全文化教育室、VR 体验室、安全展室展厅、安全文化长廊。

■ 传播活动载体建设。建设以文娱、体育、竞赛、知识性和趣味性活动为主体的电力安全文化传播活动载体；针对不同岗位、不同工种组织开展安全文化教育课堂、讲座、培训，打造全方位的教育培训载体。

■ 传播媒介载体建设。发挥企业内部刊物、宣传橱窗、黑板报等媒介载体作用，完善传统媒介载体建设；利用企业网站、微博、微信、抖音、第三方客户端等新媒体宣传阵地，开发系列漫画、短视频、小游戏、网剧等文化产品，完善新型媒介载体建设。

（十六）电力安全审计行动

以落实安全生产责任为核心，试点开展电力企业安全审计工作，强化企业和企业主要负责人及相关负责人的安全责任意识。以国家法律法规和行业规章制度为基础，研究制定安全审计标准和工作指引，构建安全审计工作机制和监管机制，探索独立客观的第三方审计服务模式。

专栏 16 电力安全审计主要方向

- 企业安全生产主体责任管理机制的建设和运作情况。
- 企业安全生产规章制度和操作规程的编制和执行情况。
- 企业安全教育培训计划的编制和实施情况。
- 企业安全生产投入安排的准确性和有效性。
- 企业安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制建设及运转情况。
- 企业安全生产标准化、信息化建设情况。

- 企业应急管理体系建设及生产安全事故应急处置情况。
- 企业生产安全事故调查处理及信息报送管理情况。

五、保障措施

（一）加强组织领导

建立健全国家能源局牵头组织、国家能源局各派出机构协同各级地方能源管理部门督促指导、各电力企业细化落实的电力安全生产“十四五”行动计划实施工作机制。各级地方能源管理部门、国家能源局各派出机构和电力企业要加强组织领导，密切协调配合，制定实施方案，分解建设任务，合理安排进度，科学有序推进。各单位应做好本行动计划与《电力安全生产三年行动计划（2018-2020）》《电力行业应急能力建设三年行动计划（2018-2020）》《电力安全生产专项整治三年行动方案》等文件落实的衔接工作。

（二）强化政策支持

建立健全政府引导、企业为主、社会资本共同参与的多元化安全投入长效机制，设立企业安全生产专项资金和应急救援资金，实行安全生产费用专款专用，持续加大安全生产资金投入。大力支持电力安全技术创新，鼓励采用与社会资本合作的方式，吸引社会资本参与有合理回报的安全基础设施项目建设和重大安全科技攻关。支持培育电力安全生产基础共性技术产品研发、公共服务平台建设和解决方案提供商及电力安全社会化服务机构。

（三）增强资源保障

建立政府、企业、社会多方参与的电力安全生产治理支撑体系，推动电力企业与高校、科研院所形成产学研用战略联盟，加强电力安全科学与工程专业技术领军人才和青年技术拔尖人才培养，建设电力安全科技人才流动机制。建设一批电力安全生产基础理论研究和协同创新团队，设立一批电力安全技术支撑机构。结合国家安全与应急产业发展政策，开展电力安全科技示范项目建设，推进电力安全与应急产业示范基地建设。

（四）抓好监督落实

各级地方能源管理部门、国家能源局各派出机构和电力企业，要建立以自评

估与督导检查相结合的动态评估机制，按照目标评价与过程监测相结合的评估及考核原则，分年度就行动计划实施情况进行监测、评估，密切跟踪行动计划执行情况。要总结实施经验，发现问题及时修改完善，充分发挥行动计划的约束和引领作用，保证行动计划顺利执行，有关情况及时报告国家能源局。

国家能源局关于加强电力企业安全风险预控体系建设的指导意见

（国能安全〔2015〕1号）

国家电网公司、南方电网公司，中国华能、大唐、华电、国电、中电投集团公司，中国电建、能建集团公司，有关电力企业：

为进一步深化“安全第一、预防为主、综合治理”的安全生产方针，实现电力安全生产的系统化、科学化、标准化和精细化管理，提高电力企业安全管理水平，有效防范各类电力事故的发生，现就加强电力行业安全风险预控体系建设提出如下意见。

一、总体要求和建设目标

（一）总体要求。准确把握电力生产的特点和规律，深入研究如何在现有安全管理基础上提升安全管理的系统性、前瞻性、可控性，探索适合电力行业生产实际的、基于风险的，系统化、规范化与持续改进的安全风险管理模式，逐步构建一套理念先进、方法得当、管控有效的安全风险预控体系，建立隐患排查新常态和安全生产长效机制，有效防范各类事故，保持电力安全生产形势的持续稳定，为我国经济社会的快速发展提供安全可靠的电力保障。

（二）建设目标。以风险控制为主线，以危害辨识、风险评估、风险控制和持续改进的闭环管理为原则，结合本单位生产实际，系统地提出电网、设备设施、劳动安全、作业环境、职业健康风险管控的内容、目标与途径，强调事前危害辨识与风险评估、事中落实管控措施、事后总结与改进，最终达到风险超前控制和持续改进的目的。

二、主要建设任务

（三）实施危害辨识和风险评估。电力企业要建立科学的风险评估技术标准，规范风险评估方法，量化风险等级。要发动全员，全方位、全过程地辨识生产系统、设备设施、人员行为、环境条件等因素可能导致的安全、健康和社会影响等

方面的风险，确保危害辨识和风险评估的及时性、全面性、科学性。要对辨识出的风险分类梳理、分级管控、分层落实，确定出各类、各级、各层的安全预控重点。要建立风险数据库并持续地开展动态辨识，评估更新，对辨识出的风险进行动态管理。

（四）完善管理制度和技术标准。电力企业要按照“沿用、完善、建立”的总体思路，“以规范、简洁、高效”为指导思想，以风险控制为主线，以PDCA（策划-执行-检查-改进）的闭环管理为原则，系统梳理完善风险预控的规程、标准和制度，建立企业安全风险预控体系文件，为体系建设提供技术支撑。在制度和标准的编制过程中，应详细梳理各项管理业务，明确各项业务的工作流程和工作步骤，并在制度中以流程图等直观、简明的形式让风险管理的要求有效落地，为全面规范、深化体系应用奠定基础。

（五）做好风险管控工作。电力企业要对评估出来的不可接受的风险，结合风险类型和性质，结合企业自身的安全技术和经济能力，结合安全生产隐患排查治理、标准化创建、技术改造等日常管理工作，制定针对性的应对措施。对不同种类、不同等级的风险应该明确相应的管理职责和实施主体，使风险管控在日常工作得到落实。

（六）建立检查、审核等持续改进的工作机制。电力企业要对风险预控工作进行定期检查，并通过安全生产工作会、安全分析会等形式对风险预控工作进行总结和分析，对检查和回顾中发现的问题，要及时纠正、限期整改。要建立体系审核工作机制，编制体系审核管理办法，明确审核内容和方法，检验风险预控体系的有效性、全面性和适宜性，确保风险可控在控。要根据人员、设备、环境和管理等因素变化，持续地进行危害辨识、风险评估、管控与更新完善，实现风险预控体系的持续改进。

三、措施保障

（七）树立“关口前移、系统管控”的安全理念，为体系建设奠定思想基础。各单位要从促进电力工业科学发展、安全发展的高度，提高对安全风险预控体系重要性的认识，树立关口前移和系统控制的安全理念，以理念指导思想，以思想

引领行动，从源头上消除不安全意识和行为，为安全风险预控体系建设奠定坚实的思想基础。

（八）强化理念宣贯和人员培训，为体系建设构筑人才保障。体系的建立和实施涉及安全生产各环节，需要全体员工的积极、主动参与。电力企业在体系的推进过程中必须进行理念的宣贯和全员培训，使企业员工，特别是各级管理人员掌握体系管理内容、体系结构和运作方法，解决员工基本认知，并掌握体系核心内涵，彻底消除员工畏难情绪和抵触情绪，激励全员做好体系建设的内在动力，有效推动体系的建设和实施。

（九）坚持闭环管理的工作原则，为体系建设提供有效手段。电力企业要按照体系建设 PDCA 闭环管理的原则，结合本单位实际情况，建立起符合本单位生产实际的、科学的、规范的风险预控流程：从构建目标责任机制、运行推进机制、考核激励机制、持续改进机制等方面下功夫，将安全风险预控体系建立和日常管理有机结合，建立常态化、制度化、体系化的工作机制。

（十）培育安全文化，为体系建设营造良好氛围。电力企业要大力实施理念引领，文化渗透工程。大力弘扬先进的安全理念，培养员工“事前风险辨识、事中风险管控、事后回顾总结”的作业与管理行为模式，推动企业安全管理从他律阶段向自律阶段、团队互助阶段过渡，实现从“要我安全”到“我要安全”的转变，实现安全管理的自主管理、自主提升。

四、工作要求

（十一）结合生产实际，实现体系本土化和专业化。电力企业安全风险体系建设应基于本单位安全生产管理现状，能够切实解决安全生产实际问题。在建设过程中，要结合电力安全生产传统有效的管理方法和手段，对国际上先进的安全管理体系要加以消化和吸收，坚持传承和创新并重，实现体系本土化和专业化，避免生搬硬套。各级各类人员的业务技能，包括管理技能、技术技能，是风险预控管理建设质量的重大制约因素，需要不断进行培训，提高体系专业化水平。

（十二）加强组织领导，建立协调机制。电力企业要结合安全风险预控体系建设需求，加强组织领导，设立体系建设组织机构，确定管理机构职责、人员构

成和职责分工。要根据体系建设的基础和初步准备情况，制定推动体系建设的工作目标、工作任务、工作方法、责任分工和工作周期等。在体系的推行过程中，要强化生产技术、调度、安监、教育培训等部门的通力合作、相互协调，发挥专业优势，确保所制定的制度标准符合生产实际和风险预控的要求。

（十三）坚持全员参与，促进安全意识的提升。风险预控体系以一种自下而上的方式，电力企业要发动全员（包括承包商及其员工）参与到岗位危害的辨识、风险评估和管控工作中，使员工清楚自身面临的安全风险、可能后果和控制方法，建立按标准做事的行为模式，促进全员安全意识的提升。

（十四）杜绝形式主义，实现持续改进。安全风险管理体系推行要坚决杜绝形式主义，不能将体系的建设和实施作为一种运动和一项短期工作进行突击，各单位要切实将推行体系建设作为提高安全生产管理水平，实现持续改进的手段，切实发挥体系作用。

国家能源局

2015年1月7日

电力建设工程施工安全监督管理办法

中华人民共和国国家发展和改革委员会令

(第 28 号)

《电力建设工程施工安全监督管理办法》已经国家发展和改革委员会审议通过，现予公布，自 2015 年 10 月 1 日起施行。

主任：徐绍史

2015 年 8 月 18 日

第一章 总则

第一条 为了加强电力建设工程施工安全监督管理，保障人民群众生命和财产安全，根据《中华人民共和国安全生产法》《中华人民共和国特种设备安全法》《建设工程安全生产管理条例》《电力监管条例》《生产安全事故报告和调查处理条例》，制定本办法。

第二条 本办法适用于电力建设工程的新建、扩建、改建、拆除等有关活动，以及国家能源局及其派出机构对电力建设工程施工安全实施监督管理。

本办法所称电力建设工程，包括火电、水电、核电（除核岛外）、风电、太阳能发电等发电建设工程，输电、配电等电网建设工程，及其他电力设施建设工程。

本办法所称电力建设工程施工安全包括电力建设、勘察设计、施工、监理单位等涉及施工安全的生产活动。

第三条 电力建设工程施工安全坚持“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，建立“企业负责、职工参与、行业自律、政府监管、社会监督”的管理机制。

第四条 电力建设单位、勘察设计单位、施工单位、监理单位及其他与电力建设工程施工安全有关的单位，必须遵守安全生产法律法规和标准规范，建立健全安全生产保证体系和监督体系，建立安全生产责任制和安全生产规章制度，保

证电力建设工程施工安全，依法承担安全生产责任。

第五条 开展电力建设工程施工安全的科学技术和先进技术的推广应用，推进企业和工程建设项目实施安全生产标准化建设，推进电力建设工程安全生产科学管理，提高电力建设工程施工安全水平。

第二章 建设单位安全责任

第六条 建设单位对电力建设工程施工安全负全面管理责任，具体内容包括：

（一）建立健全安全生产组织和管理机制，负责电力建设工程安全生产组织、协调、监督职责；

（二）建立健全安全生产监督检查和隐患排查治理机制，实施施工现场全过程安全生产管理；

（三）建立健全安全生产应急响应和事故处置机制，实施突发事件应急抢险和事故救援；

（四）建立电力建设工程项目应急管理体系，编制应急综合预案，组织勘察设计、施工、监理等单位制定各类安全事故应急预案，落实应急组织、程序、资源及措施，定期组织演练，建立与国家有关部门、地方政府应急体系的协调联动机制，确保应急工作有效实施；

（五）及时协调和解决影响安全生产重大问题。

建设工程实行工程总承包的，总承包单位应当按照合同约定，履行建设单位对工程的安全生产责任；建设单位应当监督工程总承包单位履行对工程的安全生产责任。

第七条 建设单位应当按照国家有关规定实施电力建设工程招标投标管理，具体包括：

（一）应当将电力建设工程发包给具有相应资质等级的单位，禁止中标单位将中标项目的主体和关键性工作分包给他人完成；

（二）应当在电力建设工程招标文件中对投标单位的资质、安全生产条件、安全生产费用使用、安全生产保障措施等提出明确要求；

(三)应当审查投标单位主要负责人、项目负责人、专职安全生产管理人员是否满足国家规定的资格要求；

(四)应当与勘察设计、施工、监理等中标单位签订安全生产协议。

第八条 按照国家有关安全生产费用投入和使用管理规定，电力建设工程概算应当单独计列安全生产费用，不得在电力建设工程投标中列入竞争性报价。根据电力建设工程进展情况，及时、足额向参建单位支付安全生产费用。

第九条 建设单位应当向参建单位提供满足安全生产的要求的施工现场及毗邻区域内各种地下管线、气象、水文、地质等相关资料，提供相邻建筑物和构筑物、地下工程等有关资料。

第十条 建设单位应当组织参建单位落实防灾减灾责任，建立健全自然灾害预测预警和应急响应机制，对重点区域、重要部位地质灾害情况进行评估检查。

应当对施工营地选址布置方案进行风险分析和评估，合理选址。组织施工单位对易发生泥石流、山体滑坡等地质灾害工程项目的办公营地、生产设备设施、施工现场及周边环境开展地质灾害隐患排查，制定和落实防范措施。

第十一条 建设单位应当执行定额工期，不得压缩合同约定的工期。如工期确需调整，应当对安全影响进行论证和评估。论证和评估应当提出相应的施工组织措施和安全保障措施。

第十二条 建设单位应当履行工程分包管理责任，严禁施工单位转包和违法分包，将分包单位纳入工程安全管理体系，严禁以包代管。

第十三条 建设单位应在电力建设工程开工报告批准之日起15日内，将保证安全施工的措施，包括电力建设工程基本情况、参建单位基本情况、安全组织及管理措施、安全投入计划、施工组织方案、应急预案等内容向建设工程所在地国家能源局派出机构备案。

第三章 勘察设计单位安全责任

第十四条 勘察设计单位应当按照法律法规和工程建设强制性标准进行电力建设工程的勘察设计，提供的勘察设计文件应当真实、准确、完整，满足工程施

工安全的需要。

在编制设计计划书时应当识别设计适用的工程建设强制性标准并编制条文清单。

第十五条 勘察单位在勘察作业过程中，应当制定并落实安全生产技术措施，保证作业人员安全，保障勘察区域各类管线、设施和周边建筑物、构筑物安全。

第十六条 电力建设工程所在区域存在自然灾害或电力建设活动可能引发地质灾害风险时，勘察设计单位应当制定相应专项安全技术措施，并向建设单位提出灾害防治方案建议。

应当监控基础开挖、洞室开挖、水下作业等重大危险作业的地质条件变化情况，及时调整设计方案和安全技术措施。

第十七条 设计单位在规划阶段应当开展安全风险、地质灾害分析和评估，优化工程选线、选址方案；可行性研究阶段应当对涉及电力建设工程安全的重大问题进行分析评价；初步设计应当提出相应施工方案和安全防护措施。

第十八条 对于采用新技术、新工艺、新流程、新设备、新材料和特殊结构的电力建设工程，勘察设计单位应当在设计文件中提出保障施工作业人员安全和预防生产安全事故的措施建议；不符合现行相关安全技术规范或标准规定的，应当提请建设单位组织专题技术论证，报送相应主管部门同意。

第十九条 勘察设计单位应当根据施工安全操作和防护的需要，在设计文件中注明涉及施工安全的重点部位和环节，提出防范安全生产事故的指导意见；工程开工前，应当向参建单位进行技术和安全交底，说明设计意图；施工过程中，对不能满足安全生产要求的设计，应当及时变更。

第四章 施工单位安全责任

第二十条 施工单位应当具备相应的资质等级，具备国家规定的安全生产条件，取得安全生产许可证，在许可的范围内从事电力建设工程施工活动。

第二十一条 施工单位应当按照国家法律法规和标准规范组织施工，对其施工现场的安全生产负责。应当设立安全生产管理机构，按规定配备专（兼）职安

全生产管理人员，制定安全管理制度和操作规程。

第二十二条 施工单位应当按照国家有关规定计列和使用安全生产费用。应当编制安全生产费用使用计划，专款专用。

第二十三条 电力建设工程实行施工总承包的，由施工总承包单位对施工现场的安全生产负总责，具体包括：

（一）施工单位或施工总承包单位应当自行完成主体工程的施工，除可依法对劳务作业进行劳务分包外，不得对主体工程进行其它形式的施工分包；禁止任何形式的转包和违法分包；

（二）施工单位或施工总承包单位依法将主体工程以外项目进行专业分包的，分包单位必须具有相应资质和安全生产许可证，合同中应当明确双方在安全生产方面的权利和义务。施工单位或施工总承包单位履行电力建设工程安全生产监督管理职责，承担工程安全生产连带管理责任，分包单位对其承包的施工现场安全生产负责；

（三）施工单位或施工总承包单位和专业承包单位实行劳务分包的，应当分包给具有相应资质的单位，并对施工现场的安全生产承担主体责任。

第二十四条 施工单位应当履行劳务分包安全管理责任，将劳务派遣人员、临时用工人员纳入其安全管理体系，落实安全措施，加强作业现场管理和控制。

第二十五条 电力建设工程开工前，施工单位应当开展现场查勘，编制施工组织设计、施工方案和安全技术措施并按技术管理相关规定报建设单位、监理单位同意。

分部分项工程施工前，施工单位负责项目管理的技术人员应当向作业人员进行安全技术交底，如实告知作业场所和工作岗位可能存在的风险因素、防范措施以及现场应急处置方案，并由双方签字确认；对复杂自然条件、复杂结构、技术难度大及危险性较大的分部分项工程需编制专项施工方案并附安全验算结果，必要时召开专家会议论证确认。

第二十六条 施工单位应当定期组织施工现场安全检查和隐患排查治理，严格落实施工现场安全措施，杜绝违章指挥、违章作业、违反劳动纪律行为发生。

第二十七条 施工单位应当对因电力建设工程施工可能造成损害和影响的毗邻建筑物、构筑物、地下管线、架空线缆、设施及周边环境采取专项防护措施。对施工现场出入口、通道口、孔洞口、邻近带电区、易燃易爆及危险化学品存放处等危险区域和部位采取防护措施并设置明显的安全警示标志。

第二十八条 施工单位应当制定用火、用电、易燃易爆材料使用等消防安全管理制度，确定消防安全责任人，按规定设置消防通道、消防水源，配备消防设施和灭火器材。

第二十九条 施工单位应当按照国家有关规定采购、租赁、验收、检测、发放、使用、维护和管理施工机械、特种设备，建立施工设备安全管理制度、安全操作规程及相应的管理台帐和维保记录档案。

施工单位使用的特种设备应当是取得许可生产并经检验合格的特种设备。特种设备的登记标志、检测合格标志应当置于该特种设备的显著位置。

安装、改造、修理特种设备的单位，应当具有国家规定的相应资质，在施工前按规定履行告知手续，施工过程按照相关规定接受监督检验。

第三十条 施工单位应当按照相关规定组织开展安全生产教育培训工作。企业主要负责人、项目负责人、专职安全生产管理人员、特种作业人员需经培训合格后持证上岗，新入场人员应当按规定经过三级安全教育。

第三十一条 施工单位对电力建设工程进行调试、试运行前，应当按照法律法规和工程建设强制性标准，编制调试大纲、试验方案，对各项试验方案制定安全技术措施并严格实施。

第三十二条 施工单位应当根据电力建设工程施工特点、范围，制定应急救援预案、现场处置方案，对施工现场易发生事故的部位、环节进行监控。实行施工总承包的，由施工总承包单位组织分包单位开展应急管理工作。

第五章 监理单位安全责任

第三十三条 监理单位应当按照法律法规和工程建设强制性标准实施监理，履行电力建设工程安全生产管理的监理职责。监理单位资源配置应当满足工程监

理要求，依据合同约定履行电力建设工程施工安全监理职责，确保安全生产监理与工程质量控制、工期控制、投资控制的同步实施。

第三十四条 监理单位应当建立健全安全监理工作制度，编制含有安全监理内容的监理规划和监理实施细则，明确监理人员安全职责以及相关工作安全监理措施和目标。

第三十五条 监理单位应当组织或参加各类安全检查活动，掌握现场安全生产动态，建立安全管理台帐。重点审查、监督下列工作：

（一）按照工程建设强制性标准和安全生产标准及时审查施工组织设计中的安全技术措施和专项施工方案；

（二）审查和验证分包单位的资质文件和拟签订的分包合同、人员资质、安全协议；

（三）审查安全管理人员、特种作业人员、特种设备操作人员资格证明文件和主要施工机械、工器具、安全用具的安全性能证明文件是否符合国家有关标准；检查现场作业人员及设备配置是否满足安全施工的要求；

（四）对大中型起重机械、脚手架、跨越架、施工用电、危险品库房等重要施工设施投入使用前进行安全检查签证。土建交付安装、安装交付调试及整套启动等重大工序交接前进行安全检查签证；

（五）对工程关键部位、关键工序、特殊作业和危险作业进行旁站监理；对复杂自然条件、复杂结构、技术难度大及危险性较大分部分项工程专项施工方案的实施进行现场监理；监督交叉作业和工序交接中的安全施工措施的落实；

（六）监督施工单位安全生产费的使用、安全教育培训情况。

第三十六条 在实施监理过程中，发现存在生产安全事故隐患的，应当要求施工单位及时整改；情节严重的，应当要求施工单位暂时或部分停止施工，并及时报告建设单位。施工单位拒不整改或者不停止施工的，监理单位应当及时向国家能源局派出机构和政府有关部门报告。

第六章 监督管理

第三十七条 国家能源局依法实施电力建设工程施工安全的监督管理，具体内容如下：

（一）建立健全电力建设工程安全生产监管机制，制定电力建设工程施工安全行业标准；

（二）建立电力建设工程施工安全生产事故和重大事故隐患约谈、诫勉制度；

（三）加强层级监督指导，对事故多发地区、安全管理薄弱的企业和安全隐患突出的项目、部位实施重点监督检查。

第三十八条 国家能源局派出机构按照国家能源局授权实施辖区内电力建设工程施工安全监督管理，具体内容如下：

（一）部署和组织开展辖区内电力建设工程施工安全监督检查；

（二）建立电力建设工程施工安全生产事故和重大事故隐患约谈、诫勉制度；

（三）依法组织或参加辖区内电力建设工程施工安全事故的调查与处理，做好事故分析和上报工作。

第三十九条 国家能源局及其派出机构履行电力建设工程施工安全监督管理职责时，可以采取下列监管措施：

（一）要求被检查单位提供有关安全生产的文件和资料（含相关照片、录像及电子文本等），按照国家规定如实公开有关信息；

（二）进入被检查单位施工现场进行监督检查，纠正施工中违反安全生产要求的行为；

（三）对检查中发现的生产安全事故隐患，责令整改；对重大生产安全事故隐患实施挂牌督办，重大生产安全事故隐患整改前或整改过程中无法保证安全的，责令其从危险区域撤出作业人员或者暂时停止施工；

（四）约谈存在生产安全事故隐患整改不到位的单位，受理和查处有关安全生产违法行为的举报和投诉，披露违反本办法有关规定的行为和单位，并向社会公布；

（五）法律法规规定的其它措施。

第四十条 国家能源局及其派出机构应建立电力建设工程施工安全领域相关

单位和人员的信用记录，并将其纳入国家统一的信用信息平台，依法公开严重违法失信信息，并对相关责任单位和人员采取一定期限内市场禁入等惩戒措施。

第四十一条 生产安全事故或自然灾害发生后，有关单位应当及时启动相关应急预案，采取有效措施，最大程度减少人员伤亡、财产损失，防止事故扩大和衍生事故发生。建设、勘察设计、施工、监理等单位应当按规定报告事故信息。

第七章 罚则

第四十二条 国家能源局及其派出机构有下列行为之一的，对直接负责的主管人员和其它直接责任人员依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任：

- （一）迟报、漏报、瞒报、谎报事故的；
- （二）阻碍、干涉事故调查工作的；
- （三）在事故调查中营私舞弊、作伪证或者指使他人作伪证的；
- （四）不依法履行监管职责或者监督不力，造成严重后果的；
- （五）在实施监管过程中索取或者收受他人财物或者谋取其他利益；
- （六）其他违反国家法律法规的行为。

第四十三条 建设单位未按规定提取和使用安全生产费用的，责令限期改正；逾期未改正的，责令该建设工程停止施工。

第四十四条 电力建设工程参建单位有下列情形之一的，责令改正；拒不改正的，处5万元以上50万元以下的罚款；造成严重后果，构成犯罪的，依法追究刑事责任：

- （一）拒绝或者阻碍国家能源局及其派出机构及其从事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文件、资料；
- （三）未按照国家有关监管规章、规则的规定披露有关信息的。

第四十五条 建设单位有下列行为之一的，责令限期改正，并处20万元以上50万元以下的罚款；造成重大安全事故，构成犯罪的，对直接责任人员，依照刑法有关规定追究刑事责任；造成损失的，依法承担赔偿责任：

（一）对电力勘察、设计、施工、调试、监理等单位提出不符合安全生产法律、法规和强制性标准规定的要求的；

（二）违规压缩合同约定工期的；

（三）将工程发包给不具有相应资质等级的施工单位的。

第四十六条 电力勘察设计单位有下列行为之一的，责令限期改正，并处 10 万元以上 30 万元以下的罚款；情节严重的，责令停业整顿，提请相关部门降低资质等级，直至吊销资质证书；造成重大安全事故，构成犯罪的，对直接责任人员，依照刑法有关规定追究刑事责任；造成损失的，依法承担赔偿责任：

（一）未按照法律、法规和工程建设强制性标准进行勘察、设计的；

（二）采用新技术、新工艺、新流程、新设备、新材料的电力建设工程和特殊结构的电力建设工程，设计单位未在设计中提出保障施工作业人员安全和预防生产安全事故的措施建议的。

第四十七条 施工单位有下列行为之一的，责令限期改正；逾期未改正的，责令停业整顿，并处 10 万元以上 30 万元以下的罚款；情节严重的，提请相关部门降低资质等级，直至吊销资质证书；造成重大安全事故，构成犯罪的，对直接责任人员，依照刑法有关规定追究刑事责任；造成损失的，依法承担赔偿责任：

（一）未按本办法设立安全生产管理机构、配备专（兼）职安全生产管理人员或者分部分项工程施工时无专（兼）职安全生产管理人员现场监督的；

（二）主要负责人、项目负责人、专职安全生产管理人员、特种（殊）作业人员未持证上岗的；

（三）使用国家明令淘汰、禁止使用的危及电力施工安全的工艺、设备、材料的；

（四）未按照规定在施工起重机械和整体提升脚手架、模板等自升式架设施验收合格后取得使用登记证书的；

（五）未向作业人员提供安全防护用品、用具的；

（六）未在施工现场的危险部位设置明显的安全警示标志，或者未按照国家有关规定在施工现场设置消防通道、消防水源、配备消防设施和灭火器材的。

第四十八条 挪用安全生产费用的，责令限期改正，并处挪用费用 20% 以上 50% 以下的罚款；造成重大安全事故，构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第四十九条 监理单位有下列行为之一的，责令限期改正；逾期未改正的，责令停业整顿，并处 10 万元以上 30 万元以下的罚款；情节严重的，提请相关部门降低资质等级，直至吊销资质证书；造成重大安全事故，构成犯罪的，对直接责任人员，依照刑法有关规定追究刑事责任；造成损失的，依法承担赔偿责任：

- （一）未对重大安全技术措施或者专项施工方案进行审查的；
- （二）发现安全事故隐患未及时要求施工单位整改或者暂时停止施工的；
- （三）施工单位拒不整改或者不停止施工，未及时向有关主管部门报告的；
- （四）未依照法律、法规和工程建设强制性标准实施监理的。

第五十条 违反本办法的规定，施工单位的主要负责人、项目负责人未履行安全生产管理职责的，责令限期改正；逾期未改正的，责令施工单位停业整顿；造成重大安全事故、重大伤亡事故或者其他严重后果，构成犯罪的，依照刑法有关规定追究刑事责任。

作业人员不服管理、违反规章制度和操作规程冒险作业造成重大伤亡事故或者其他严重后果，构成犯罪的，依照刑法有关规定追究刑事责任。

施工单位的主要负责人、项目负责人有前款违法行为，尚不够刑事处罚的，处 2 万元以上 20 万元以下的罚款或者按照管理权限给予撤职处分；自刑罚执行完毕或者受处分之日起，5 年内不得担任任何施工单位的主要负责人、项目负责人。

第五十一条 本办法规定的行政处罚，由国家能源局及其派出机构或者其他有关部门依照法定职权决定。有关法律、行政法规对电力建设工程安全生产违法行为的行政处罚决定机关另有规定的，从其规定。

第八章 附则

第五十二条 本办法自公布之日起 30 日后施行，原电监会发布的《电力建设安全生产监督管理办法》（电监安全〔2007〕38 号）同时废止。

第五十三条 本办法由国家发展和改革委员会负责解释。

国家能源局关于印发《电网安全风险管控办法》的通知

（国能发安全规〔2024〕85号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位，有关电力企业：

为了有效防范电网大面积停电风险，建立以科学防范为导向、流程管理为手段、全过程闭环监管为支撑的电网安全风险管控机制，保障新型电力系统安全高质量发展，国家能源局制定了《电网安全风险管控办法》。现印发给你们，请抓好贯彻落实，做好电网安全风险管控各方面工作，切实保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。

国家能源局

2024年10月30日

电网安全风险管控办法

第一章 总则

第一条 为了有效防范电网大面积停电风险，建立以科学防范为导向，流程管理为手段，全过程闭环监管为支撑的全面覆盖、全程管控、高效协同的电网安全风险管控机制，制定本办法。

第二条 电网企业及其电力调度机构、发电企业、电力用户和其他并网主体的业主单位在电网安全风险管控中负主体责任，国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门负责各自职责范围内电网安全风险管控工作的监督管理。

第三条 各有关单位应当高度重视电网安全风险管控工作，定期梳理电网安全风险，有针对性地做好风险识别、风险定级、风险监视、风险控制、风险治理工作，以便及时了解、掌握和化解电网安全风险。

第二章 电网安全风险识别和定级

第四条 电网企业及其电力调度机构负责组织风险识别，发电企业、电力用户和其他并网主体的业主单位应当配合做好风险识别工作。风险识别应当明确风险可能导致的后果、查找风险原因、判明故障场景。

第五条 风险可能导致的后果主要包括电网减供负荷或停电用户的比例，以及机组故障停运、其他并网主体无序脱网、重要电力用户停电等对电网稳定运行和电力可靠供应的影响程度等指标。

第六条 风险形成原因主要包括电网结构、电源布局、负荷特性、设备状态、人员行为、运行环境等因素。部分风险可以由多个原因组合而成。

第七条 故障场景可以参照《电力系统安全稳定导则》规定的三级大扰动，各电力企业可以根据实际情况将第三级大扰动中的多重故障、其他偶然因素进行细化。

第八条 电网企业及其电力调度机构负责组织进行风险定级。

电网安全风险等级按以下原则划分。对于可能导致特别重大电力安全事故的风险，定义为一级风险；对于可能导致重大电力安全事故的风险，定义为二级风险；对于可能导致较大电力安全事故的风险，定义为三级风险；对于可能导致一般电力安全事故或县域电网全停的风险，定义为四级风险；其他风险由电网企业及其电力调度机构自行定义。

第三章 电网安全风险监视

第九条 电网安全风险监视应当遵循分区分级的原则。

对于四级以上电网安全风险，其中跨区电网风险由跨区电网工程所属电网企业负责监视，国家能源局负责相关工作的监督指导；区域内跨省的电网风险，由当地区域电网企业负责监视，国家能源局当地区域派出机构负责相关工作的监督指导；省内的电网风险，由当地电网企业负责监视，国家能源局当地派出机构、地方电力管理部门按照各自职责，负责相关工作的监督指导。其他风险由电网企业自行监视。

第十条 电网安全风险监视工作应当密切跟踪风险的发展变化情况，动态识别电网安全风险，滚动调整电网安全风险等级。

第十一条 对于四级以上电网安全风险，相关电网企业应当按照第九条所列监督指导关系，报告国家能源局或相关派出机构、地方电力管理部门，国家能源局派出机构应当报告国家能源局并抄报当地省（自治区、直辖市）人民政府。

第四章 电网安全风险控制

第十二条 电网企业及其电力调度机构、发电企业、电力用户和其他并网主体的业主单位负责管辖范围内风险控制工作，将电网安全风险可能导致的后果控制在合理范围内。国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门负责督促指导各自职责范围内的风险控制工作。

第十三条 对于四级以上风险，电网企业及其电力调度机构应当制定风险控制方案。风险控制方案要符合国家有关法规和技术规定、规程等要求，综合考虑风险控制方法与途径，必要时与发电企业、电力用户等其他风险相关方进行沟通和说明，确保风险控制方案的可行性和控制措施的可操作性。

对于其他风险，电网企业及其电力调度机构要明确控制措施。

第十四条 电网企业、发电企业、电力用户和其他并网主体的业主单位应当落实各自责任，保证风险控制所需的人力、物力、财力，确保风险控制方案和措施落实到位。

第十五条 电网企业、发电企业、电力用户和其他并网主体的业主单位应当综合采取降低风险概率、减轻风险后果、提升应急处置能力等措施，控制电网安全风险。

降低风险概率的措施包括但不限于专项隐患排查、组织设备特巡、精心挑选作业人员、加强现场安全监督、加强设备技术监督管理。

减轻风险后果的措施包括但不限于转移负荷、调整调度计划、取消市场出清结果、调整运行方式、合理安排作业时间、采取需求侧管理措施。

提升应急处置能力的措施包括但不限于制定应急处置方案、开展反事故应急

演练、提前告知用户安全风险、提前预警灾害性天气。

第十六条 可能对发电企业、电力用户造成影响的电网风险，电网企业及其电力调度机构应当及时做好风险告知和说明；发电企业、电力用户由于自身原因可能影响电网安全运行的，要及时向电网企业及其电力调度机构报告。

第十七条 电网企业及其电力调度机构应对风险控制方案或措施的实施效果进行评估，其他风险相关方的上级单位应对下级单位风险控制方案或措施的落实情况进行检查，确保风险控制措施得到有效实施。

第五章 电网安全风险治理

第十八条 电网安全风险治理应当遵循源头治理、综合治理的原则，系统防范化解电网安全风险。

第十九条 风险治理应当与电网规划相结合，通过优化电网规划，适当调整规划项目实施次序，增强网架结构，夯实电力系统安全运行基础。

第二十条 风险治理应当与设计工作相结合，通过全面细致开展勘察，综合考虑运行环境、用电需求、负荷特性等因素，实施差异化设计，做好设备选型，提高系统抵御风险能力。

第二十一条 风险治理应当与建设施工相结合，通过合理优化施工方案，加强过程管控，提升建设施工水平，严格竣工验收，确保电网建设工程质量。

第二十二条 风险治理应当与隐患排查治理相结合，通过加强日常安全隐患排查和治理工作，消除影响电力系统安全运行的重大隐患和薄弱环节，减少事故，确保电网安全。

第二十三条 风险治理应当与可靠性管理相结合，通过加强设备全寿命周期管理，分析设备的运行状况、健康水平，落实整改措施，降低电网运行的潜在风险。同时加强设备可靠性统计工作，为风险的识别、分级提供技术支持。

第二十四条 风险治理应当与物资管理相结合，通过加强全链条物资采购管理，强化设备监造和验收调试，严格入网把关，提升设备整体技术和质量水平。

第二十五条 风险治理应当与灾害防范相结合，通过总结灾害发生规律，评

估对电网安全运行造成的影响，因地制宜提高设防标准，并在规划设计、建设运行、物资管理等环节加以落实，提高电网防灾减灾能力。

第二十六条 风险治理应当与应急管理相结合，通过完善应急预案体系，建立健全应急联动机制，加强应急演练，形成多元化应急物资储备方式，控制和减少事故造成的损失。

第二十七条 电网企业及其电力调度机构、发电企业、电力用户和其他并网主体的业主单位应当统筹推动风险治理工作，定期开展自查和评估，必要时将重点难点问题向国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门报告。

第六章 工作实施和监督管理

第二十八条 电网企业及其电力调度机构应通过运行方式分析等方式，按年度总结本单位电网安全风险管控工作开展情况，深入分析所辖电网存在的安全风险，形成风险识别清单；提出有针对性的风险管控措施，形成风险控制方案和风险治理建议，编制形成本企业年度风险管控报告。

电网企业及其电力调度机构要建立逐级报备审查年度风险管控报告机制。各省级以上电网企业及其电力调度机构应当于每年 2 月 28 日前，将本企业年度风险管控报告报担负相应监督指导职责的国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门。

国家能源局各区域派出机构要汇总形成本区域年度风险管控报告，于每年 3 月 20 日前上报国家能源局。

第二十九条 电网企业及其电力调度机构要做好重点时段安全风险管控工作，组织开展迎峰度夏、迎峰度冬专项安全风险分析，形成专项风险管控报告。报告应当围绕迎峰度夏（冬）电力供需总体特点，滚动识别迎峰度夏（冬）期间的安全风险，对风险监视、控制工作作出安排。

各省级以上电网企业及其电力调度机构应当分别于每年 5 月 1 日和 11 月 1 日前，将迎峰度夏、迎峰度冬安全风险分析报告报国家能源局或相关派出机构、地方电力管理部门。

第三十条 对于识别、监视到的四级以上的电网安全风险，电网企业及其电力调度机构要及时将风险识别、定级、监视、控制措施及其实施效果评估情况报担负相应风险监督指导职责的国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门。对于发电企业、电力用户和其他并网主体的业主单位等风险相关方未落实风险控制方案的，电网企业及其电力调度机构要及时报告国家能源局当地派出机构、地方电力管理部门。

第三十一条 国家能源局及其区域派出机构应当建立年度运行方式分析会议制度，原则上每年3月31日前会同地方电力管理部门组织电网企业及其电力调度机构、发电企业、相关电力用户和其他并网主体的业主单位召开运行方式分析会议，通报运行方式分析结论，统一厂网认识，加强厂网协同，督促重大风险管控措施和治理建议的落实。

国家能源局区域派出机构应当会同区域内各派出机构、地方电力管理部门共同召开区域运行方式分析会议。

第三十二条 国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门应当跟踪企业上报的电网安全风险管控情况，不定期开展电网安全风险管控落实情况的监督检查或重点抽查，协调、指导相关方解决电网安全风险管控中的重点难点问题。

第三十三条 对于未按要求报告或未及时采取管控措施而导致电力安全事故或事件的，国家能源局及其派出机构将依据有关法律法规对责任单位和责任人进行处理。

第七章 附则

第三十四条 本办法所称“以上”均包括本数。

第三十五条 本办法自公布之日起施行，原《电网安全风险管控办法（试行）》（国能安全〔2014〕123号）同时废止。

国家能源局关于印发《电力企业应急预案 管理办法》的通知（2014 修订）

（国能安全〔2014〕508 号）

各派出机构，大坝中心，国家电网公司，南方电网公司，华能、大唐、华电、国电、中电投集团公司，中电建、中能建集团公司，各有关电力企业：

为做好电力企业应急预案管理工作，现将国家能源局修订后的《电力企业应急预案管理办法》印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2014 年 11 月 27 日

电力企业应急预案管理办法

第一章 总 则

第一条 为规范电力企业应急预案管理工作，完善电力企业应急预案体系，增强电力企业应急预案的科学性、针对性、实效性和可操作性，依据《中华人民共和国突发事件应对法》《电力安全事故应急处置和调查处理条例》《电力安全生产监督管理办法》《突发事件应急预案管理办法》《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》等法律、法规、规章和标准，制定本办法。

第二条 本办法适用于电力企业应急预案的编制、评审、发布、备案、培训、演练和修订等工作。

第三条 电力企业应急预案管理工作应当遵循分类管理、分级负责、条块结合、网厂协调的原则。对涉及国家机密的应急预案，应当严格按照国家保密规定进行管理。

第四条 国家能源局负责对电力企业应急预案管理工作进行监督和指导。国家能源局派出机构在授权范围内，负责对辖区内电力企业应急预案管理工作进行监督和指导。

涉及跨区域的电力企业应急预案管理的监督指导工作，由国家能源局协调确定；同一区域内涉及跨省的电力企业应急预案管理的监督指导工作，由区域监管局负责。

第五条 电力企业是应急预案管理工作的责任主体，应当按照本办法的规定，建立健全应急预案管理制度，完善应急预案体系，规范开展应急预案的编制、评审、发布、备案、培训、演练、修订等工作，保障应急预案的有效实施。

第二章 预案编制

第六条 电力企业应当依据有关法律、法规、规章、标准和规范性文件要求，结合本单位实际情况，编制相关应急预案，并按照“横向到边，纵向到底”的原则建立覆盖全面、上下衔接的应急预案体系。

第七条 电力企业应急预案体系主要由综合应急预案、专项应急预案和现场处置方案构成。

第八条 电力企业应当根据本单位的组织结构、管理模式、生产规模、风险种类、应急能力及周边环境等，组织编制综合应急预案。

综合应急预案是应急预案体系的总纲，主要从总体上阐述突发事件的应急工作原则，包括应急预案体系、风险分析、应急组织机构及职责、预警及信息报告、应急响应、保障措施等内容。

第九条 电力企业应当针对本单位可能发生的自然灾害类、事故灾难类、公共卫生事件类和社会安全事件类等各类突发事件，组织编制相应的专项应急预案。

专项应急预案是电力企业为应对某一类或某几类突发事件，或者针对重要生产设施、重大危险源、重大活动内容而制定的应急预案。专项应急预案主要包括事件类型和危害程度分析、应急指挥机构及职责、信息报告、应急响应程序和处置措施等内容。

第十条 电力企业应当根据风险评估情况、岗位操作规程以及风险防控措施，组织本单位现场作业人员及相关专业人员共同编制现场处置方案。

现场处置方案是电力企业根据不同突发事件类别，针对具体的场所、装置或设施所制定的应急处置措施，主要包括事件特征、应急组织及职责、应急处置和注意事项等内容。

第十一条 电力企业应当成立以主要负责人（或分管负责人）为组长，相关部门人员参加的应急预案编制工作组，明确工作职责和任务分工，制定工作计划，组织开展应急预案编制工作。应急预案编制工作组中的安全管理人员应当持有国家能源局颁发的电力安全培训合格证。

开展本单位应急预案编制工作前，电力企业应当组织对应急预案编制工作组成员进行培训，明确应急预案编制步骤、编制要素以及编制注意事项等内容。

第十二条 电力企业编制应急预案应当在开展风险评估和应急能力评估的基础上进行。

（一）风险评估。电力企业应对本单位存在的危险因素、可能发生的突发事件类型及后果进行分析，评估突发事件的危害程度和影响范围，提出风险防控措施。

（二）应急能力评估。电力企业应在全面调查和客观分析本单位应急队伍、装备、物资等情况以及可利用社会应急资源的基础上开展应急能力评估，并依据评估结果，完善应急保障措施。

第十三条 电力企业编制的应急预案应当符合下列基本要求：

- （一）应急组织和人员的职责分工明确，并有具体的落实措施；
- （二）有明确、具体的突发事件预防措施和应急程序，并与其应急能力相适应；
- （三）有明确的应急保障措施，并能满足本单位的应急工作要求；
- （四）预案基本要素齐全、完整，预案附件提供的信息准确；
- （五）相关应急预案之间以及与所涉及的其他单位或政府有关部门的应急预案在内容上应相互衔接。

第十四条 电力企业可结合本单位具体情况，以应急实用手册或应急处置卡的形式，图文并茂地说明预案中的应急组织机构及职责、响应程序、处置措施、

现场急救及逃生知识等内容。

第十五条 预案编制完成后，电力企业应当在应急预案评审前组织预案涉及的相关部门或人员对预案进行桌面演练，以检验预案的可操作性，并记录在案。

第三章 预案评审

第十六条 电力企业应当组织本单位应急预案评审工作，组建评审专家组，涉及网厂协调和社会联动的应急预案的评审，可邀请政府相关部门、国家能源局及其派出机构和其他相关单位人员参加。

第十七条 应急预案评审结果应当形成评审意见，评审专家应当按照“谁评审、谁签字、谁负责”的原则在评审意见上签字。电力企业应当按照评审专家组意见对应急预案进行修订完善。

评审意见应当记录、存档。

第十八条 预案评审应当注重电力企业应急预案的实用性、基本要素的完整性、预防措施的针对性、组织体系的科学性、响应程序的操作性、应急保障措施的可行性、应急预案的衔接性等内容。

第十九条 电力企业应急预案经评审合格后，由电力企业主要负责人签署印发。

第四章 预案备案

第二十条 电力企业应当按照以下规定将应急预案报国家能源局或其派出机构备案：

（一）中央电力企业（集团公司或总部）向国家能源局备案。

中国南方电网有限责任公司同时向当地国家能源局区域派出机构备案。

其他电力企业向所在地国家能源局派出机构备案。

（二）需要备案的应急预案包括：综合应急预案，自然灾害类、事故灾难类相关专项应急预案。

第二十一条 电力企业报备应急预案时，应先通过预案报备管理系统进行网

上申请，经国家能源局或其派出机构网上审查并准予备案登记后，将有关材料刻盘送至国家能源局或其派出机构备案。

第二十二条 国家能源局及其派出机构应当指导、督促检查电力企业做好应急预案备案工作，并对电力企业应急预案的备案情况和备案内容提出审查意见。对于符合备案要求的电力企业应急预案，应当出具《电力企业应急预案备案登记表》，并建立预案库登记管理；对于不符合备案要求的电力企业应急预案，应当要求企业完善后重新备案。

第五章 预案培训

第二十三条 电力企业应当组织开展应急预案培训工作，确保所有从业人员熟悉本单位应急预案、具备基本的应急技能、掌握本岗位事故防范措施和应急处置程序。应急预案教育培训情况应当记录在案。

第二十四条 电力企业应当将应急预案的培训纳入本单位安全生产培训工作计划，每年至少组织一次预案培训，并进行考核。培训的主要内容应当包括：本单位的应急预案体系构成、应急组织机构及职责、应急资源保障情况以及针对不同类型突发事件的预防和处置措施等。

第二十五条 对需要公众广泛参与的非涉密应急预案，电力企业应当配合有关政府部门做好宣传工作。

第六章 预案演练

第二十六条 电力企业应当建立应急预案演练制度，根据实际情况采取灵活多样的演练形式，组织开展人员广泛参与、处置联动性强、节约高效的应急预案演练。

第二十七条 电力企业应当对应急预案演练进行整体规划，并制定具体的应急预案演练计划。

第二十八条 电力企业根据本单位的风险防控重点，每年应当至少组织一次专项应急预案演练，每半年应当至少组织一次现场处置方案演练。

第二十九条 电力企业在开展应急预案演练前，应当制定演练方案，明确演练目的、演练范围、演练步骤和保障措施等，保证演练效果和演练安全。

第三十条 电力企业在开展应急预案演练后，应当对演练效果进行评估，并针对演练过程中发现的问题对相关应急预案提出修订意见。评估和修订意见应当有书面记录。

第七章 预案修订

第三十一条 电力企业编制的应急预案应当每三年至少修订一次，预案修订结果应当详细记录。

第三十二条 有下列情形之一的，电力企业应当及时对应急预案进行相应修订：

- （一）企业生产规模发生较大变化或进行重大技术改造的；
- （二）企业隶属关系发生变化的；
- （三）周围环境发生变化、形成重大危险源的；
- （四）应急指挥体系、主要负责人、相关部门人员或职责已经调整的；
- （五）依据的法律、法规和标准发生变化的；
- （六）应急预案演练、实施或应急预案评估报告提出整改要求的；
- （七）国家能源局及其派出机构或有关部门提出要求的。

第三十三条 应急预案修订涉及应急组织体系与职责、应急处置程序、主要处置措施、事件分级标准等重要内容的，修订工作应当参照本办法规定的预案编制、评审与发布、备案程序组织进行。仅涉及其他内容的，修订程序可根据情况适当简化。

第八章 监督管理

第三十四条 对于在电力企业应急预案编制和管理工作中做出显著成绩的单位 and 人员，国家能源局及其派出机构可以给予表彰和奖励。

第三十五条 电力企业未按照本办法规定实施应急预案管理有关工作的，国

家能源局及其派出机构应责令其限期整改；造成后果的将依据有关规定追究其责任。

第三十六条 国家能源局及其派出机构可不定期督查和重点抽查电力企业应急预案编制和评审情况。对评审过程存在不规范行为的，应当责令其改正；发现弄虚作假的，则撤销备案。

第九章 附 则

第三十七条 本办法中所称电力企业是指以从事发电、输电、供电生产和电力建设等为主营业务的企业。

第三十八条 核电站涉及核事件的应急预案管理工作不适用于本办法。

第三十九条 本办法自发布之日起施行。原国家电力监管委员会《电力企业应急预案管理办法》同时废止。

国家能源局关于印发《电力企业应急能力建设评估管理办法》的通知

（国能发安全〔2020〕66号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、经信委（工信委、工信厅），北京市城管委，各派出机构，全国电力安委会企业成员单位，各有关单位：

为深入贯彻落实习近平总书记关于应急管理的重要论述，积极推进电力应急管理体系和能力现代化，全面加强电力行业应急能力建设，进一步规范电力企业应急能力建设评估工作，国家能源局组织编制了《电力企业应急能力建设评估管理办法》。现印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2020年12月1日

电力企业应急能力建设评估管理办法

第一章 总则

第一条 为加强电力应急管理制度化、规范化和标准化建设，提高电力突发事件应对能力，依据《中华人民共和国安全生产法》《中华人民共和国突发事件应对法》《电力安全事故应急处置和调查处理条例》等法律、行政法规，制定本办法。

第二条 电力企业应急能力建设评估（以下简称“应急能力建设评估”）是指以电力企业为评估主体，以应急能力建设和提升为目标，对突发事件综合应对能力进行评估，查找应急能力存在的问题和不足，指导电力企业建设完善应急体系的过程。

第三条 本办法原则上适用于省级及以上区域发电集团公司、300兆瓦及以上火力发电企业、50兆瓦及以上水力发电企业，各省（自治区、直辖市）电力（电网）公司、各市（地、州、盟）供电公司以及电力建设企业。其他类型电力

企业可参照本办法自行开展评估。

第四条 应急能力建设评估工作遵循行业指导、企业自主、分类量化、持续改进的原则。对涉及国家机密的，应当严格按照国家保密规定进行管理。

第五条 国家能源局负责组织制修订应急能力建设评估标准规范，对应急能力建设评估工作进行监督和指导。国家能源局派出机构、地方电力管理部门负责对辖区内应急能力建设评估工作进行监督和指导。电力企业应当制定完善应急能力建设评估规章制度，明确管理部门、职责和目标考核要求，保障工作有效落实。

第六条 电力企业应当滚动开展应急能力建设评估工作，原则上评估周期不超过5年。电力企业应急预案修订涉及应急组织体系与职责、应急处置程序、主要处置措施、事件分级标准等重要内容的，或重要应急资源发生重大变化时应当及时开展评估。

第二章 评估内容和方法

第七条 应急能力建设评估内容参照最新有效的《电网企业应急能力建设评估规范》《发电企业应急能力建设评估规范》《电力建设企业应急能力建设评估规范》。

第八条 应急能力建设评估应当以应急预案和应急体制、机制、法制为核心，围绕预防与应急准备、监测与预警、应急处置与救援、事后恢复与重建四个方面开展。

第九条 预防与应急准备方面包括法规制度、规划实施、组织体系、预案体系、培训演练、应急队伍、指挥中心等。监测与预警方面包括事件监测、预警管理等。应急处置与救援方面包括先期处置、应急指挥、现场救援、信息报送和发布、舆情应对等。事后恢复与重建方面包括后期处置、处置评估、恢复重建等。

第十条 应急能力建设评估应当以静态评估和动态评估相结合的方法进行。静态评估应当对电力企业应急管理相关制度文件、物资装备等体系建设方面相关资料进行评估，主要方式包括检查资料、现场勘查等。动态评估应当重点考察电力企业应急管理第一责任人及相关人员对本岗位职责、应急基本常识、国家相关

法律法规等的掌握程度，主要方式包括访谈、考问、考试、演练等。

第三章 评估组织

第十一条 电力企业应当在评估前制定评估工作方案。评估工作方案的内容至少应当包括评估内容、评估组专家信息、评估期间日程安排、电力企业参与评估及配合人员安排等。

第十二条 电力企业可自行或委托第三方机构组建评估工作组，工作组由不少于 5 名评估人员（含 1 名组长）组成。评估工作组中应当至少包含 1 名电力安全应急专家库中的专家，且选用专家须为非被评估单位人员。

第十三条 评估工作应当严格依据评分标准对各项指标进行评分，逐级汇总并转化为得分率。评估工作组应当对评估结果的真实性负责。

第十四条 评估结果应当根据评估得分率确定，分为合格、不合格。评估得分率在 80%以上的为合格，得分率在 80%以下的为不合格。

第十五条 评估工作结束后，电力企业应当及时组织编制应急能力建设评估报告。评估结果为合格的，电力企业应当在 30 日内将评估报告直接报送国家能源局派出机构和地方电力管理部门；评估结果为不合格的，电力企业应当根据专家组意见进行整改并重新组织评估，合格后再将评估报告和整改计划一并报送国家能源局派出机构和地方电力管理部门。

第四章 评估结果应用

第十六条 全国电力安委会企业成员单位、国家能源局派出机构、地方电力管理部门应当于每年 1 月底前，将本系统、本地区上一年度应急能力建设评估工作情况报送国家能源局。

第十七条 国家能源局研究推进应急能力评估信息化平台建设、应用及数据共享工作。国家能源局派出机构、地方电力管理部门根据评估工作情况，可以选择应急能力评估得分率较高的电力企业推广交流经验，促进提高应急能力建设水平。

第十八条 电力企业应当总结评估工作经验，发现问题及时整改，强化闭环管理，完善制度体系，将应急能力建设评估与安全生产标准化、风险分级管控和隐患排查治理等有机结合，不断强化电力安全生产与应急管理工作。

第五章 监督管理

第十九条 国家能源局派出机构、地方电力管理部门应当将应急能力建设评估情况纳入安全生产监管范围，重点对评估结果不合格的电力企业应急能力建设工作加强监督管理。根据电力应急管理工作需要，可将其他电力企业纳入本办法适用范围。

第二十条 国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门应当不定期对应急能力建设评估报告进行抽查与复核。经抽查与复核发现评估报告与实际不符，应急能力未达到有关规定的要求，相关电力企业应当限期改正或者重新评估，并在30日内提交整改报告。

第二十一条 国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门对评估报告弄虚作假、评估工作不按规定开展的电力企业，应当采取约谈、通报等方式督促整改；情节严重的，应当按照相关规定给予处理。

第六章 附 则

第二十二条 本办法由国家能源局负责解释。

第二十三条 本办法自2021年1月1日起施行。

国家能源局关于印发《电力安全隐患治理监督管理规定》的通知（2022 修订）

（国能发安全规〔2022〕116号）

第一章 总 则

第一条 为贯彻落实“安全第一、预防为主、综合治理”方针，规范电力安全隐患（以下简称隐患）排查治理工作，建立隐患监督管理长效机制，防范电力事故和电力安全事件发生，依据《中华人民共和国安全生产法》《电力监管条例》等相关法律法规和电力行业相关规定，制定本规定。

第二条 本规定所称隐患是指电力企业（含电力建设施工企业）违反安全生产法律、法规、规章、标准、规程和安全生产管理制度的规定，或者因其他因素在电力生产和建设施工过程中产生的可能导致电力事故和电力安全事件的人的不安全行为、设备设施的不安全状态、不良的工作环境以及安全管理方面的缺失。核安全隐患除外。

第三条 电力企业负隐患排查治理主体责任，按照本规定开展隐患排查治理工作。国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门依据相关法律法规和相关规定负隐患监督管理责任，在职责范围内按照本规定对电力企业隐患排查治理工作开展相关监督管理。

第四条 国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门依法对重大隐患进行督办。重大隐患判定标准由国家能源局负责制定。其他隐患判定由电力企业负责。

第二章 隐患排查治理

第五条 电力企业主要负责人是本单位隐患排查治理的第一责任人，对隐患排查治理工作全面负责，组织建立并落实隐患排查治理制度机制，督促、检查本单位隐患排查治理工作，及时消除隐患。

第六条 电力企业应当建立包括下列内容的隐患排查治理制度：

(一) 主要负责人、分管负责人、部门和岗位人员隐患排查治理工作要求、职责范围、防控责任；

(二) 隐患排查事项、具体内容和排查周期；

(三) 重大隐患以外的其他隐患判定标准；

(四) 隐患的治理流程；

(五) 重大隐患治理结果评估；

(六) 隐患排查治理能力培训；

(七) 资金、人员和设备设施保障；

(八) 应当纳入的其他内容。

第七条 电力企业应当定期组织安全生产管理人员、专业技术人员和其他相关人员根据《防止电力生产事故的二十五项重点要求》《防止电力建设工程施工安全事故三十项重点要求》等电力安全生产相关法规、标准、规程排查本单位的隐患，对排查出的隐患应当进行登记。

登记信息应当包括排查对象、时间、人员、隐患级别、隐患具体描述等内容，经隐患排查工作责任人审核确认后妥善保存。

第八条 电力企业应当建立重大隐患即时报告制度，发现重大隐患立即向国家能源局派出机构、地方电力管理部门报告，涉及水电站大坝安全的重大隐患应同时报送国家能源局大坝安全监察中心。涉及消防、环保、防洪、航运和灌溉等重大隐患，电力企业要同时报告地方人民政府有关部门。重大隐患信息报告应包括：隐患名称、隐患现状及其产生的原因、隐患危害程度和治理难易程度分析、隐患的治理计划等（详见附件）。

第九条 隐患涉及相邻地区、单位或者社会公众安全的，电力企业应及时通知相邻地区、单位，并报告地方人民政府有关部门，现场进行必要的隔离并设置安全警示标志。

第十条 电力企业要建立隐患管理台账，制定切实可行的治理方案，落实治理责任、治理资金、治理措施和治理期限，限期将隐患整改到位。在隐患治理过程中，应当加强监测，采取有效的预防措施，确保安全，必要时应制定应急预案，

开展应急演练。

隐患治理工作涉及其他单位的，电力企业应协调相关单位及时治理，存在困难的应报告国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门协调解决。

第十一条 在重大隐患排除前或者排除过程中无法保证安全的，电力企业应当停产停业，或者停止运行存在重大隐患的设备设施，撤离人员，并及时向国家能源局派出机构、地方电力管理部门报告。

第十二条 重大隐患治理工作结束后，电力企业应当组织对隐患的治理情况进行评估。电力企业委托第三方机构提供隐患排查治理服务的，隐患排查治理的责任仍由本单位承担。

第十三条 对国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门检查发现并责令停产停业治理的重大隐患，生产经营单位完成治理并经评估后，符合安全生产条件和检查单位要求的，方可恢复生产经营和使用。

第十四条 电力企业应如实记录隐患排查治理情况，通过职工大会或者职工代表大会、信息公示栏等方式向本单位从业人员通报。重大隐患排查治理情况应当及时向职工大会或者职工代表大会报告。

第十五条 鼓励电力企业建立隐患排查治理激励约束制度，对发现、报告和消除隐患的有功人员，给予奖励或者表彰；对排查治理不力的人员予以相应处理。

第十六条 电力企业应当定期对本单位隐患排查治理情况进行统计分析，相关情况及时向国家能源局派出机构、地方电力管理部门报送。

第三章 监督管理

第十七条 对发现的重大隐患，国家能源局派出机构、地方电力管理部门应于10个工作日内将隐患情况（详见附件）逐级报送至国家能源局。

国家能源局派出机构、地方电力管理部门应依照法律法规和相关规定对重大隐患治理进行督办，国家能源局认为有必要的，可直接督办。督办可采用督办通知单的方式，内容主要包括：督办名称、督办事项、整改和过程防控要求、办理期限、督办解除程序和方式。

第十八条 任何单位或者个人发现隐患或者隐患排查治理违法行为，均有权向国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门报告或者举报。

第十九条 国家能源局派出机构、地方电力管理部门应加强信息化建设，定期统计分析电力企业隐患排查治理情况，并将重大隐患纳入相关信息系统管理。

第二十条 国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门对检查中发现的隐患，应当责令立即治理；重大隐患排除前或者排除过程中无法保证安全的，应当责令从危险区域内撤出作业人员，责令暂时停产停业，或者停止使用相关设备设施。

第二十一条 电力企业有下列情形之一的，由国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门依照法律法规和相关规定进行处罚，并将涉及的违法违规行为纳入信用记录，实施失信惩戒；构成犯罪的，转相关部门追究刑事责任。

- （一）电力企业未将隐患排查治理情况如实记录或者未向从业人员通报的；
- （二）电力企业主要负责人未履行隐患排查治理相应职责的；
- （三）未建立隐患排查治理制度或者重大隐患排查治理情况未按照规定报告、未采取措施消除隐患的；
- （四）其他违反隐患排查治理相关规定应予以处罚的情形。

第四章 附 则

第二十二条 本规定自 2023 年 2 月 1 日起施行，有效期 5 年。《电力安全隐患监督管理暂行规定》（电监安全〔2013〕5 号）同时废止。

附件：重大电力安全隐患信息报告单（略）

国家能源局关于印发《电力安全事故调查程序规定》的通知

（国能发安全规〔2023〕76号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位：

为了规范电力安全事故调查工作，国家能源局制定了《电力安全事故调查程序规定》。现印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2023年11月2日

附件：

电力安全事故调查程序规定

第一条 为了规范电力安全事故调查工作，根据《中华人民共和国安全生产法》《生产安全事故报告和调查处理条例》和《电力安全事故应急处置和调查处理条例》等法律法规，制定本规定。

第二条 国家能源局及其派出机构（以下简称能源监管机构）组织调查电力安全事故（以下简称事故），适用本规定。

国务院授权国家能源局组织调查特别重大事故，国家另有规定的，从其规定。

第三条 事故调查应当按照依法依规、实事求是、科学严谨、注重实效的原则，及时、准确地查清事故原因，查明事故性质和责任，评估应急处置工作，总结事故教训，提出整改措施，并对事故责任单位和人员提出处理建议。

第四条 任何单位和个人不得阻挠和干涉对事故的依法调查。

第五条 能源监管机构调查事故，应当及时组织事故调查组。

第六条 重大事故、国务院授权组织调查的特别重大事故由国家能源局组织事故调查组。

第七条 较大事故、一般事故由事故发生地国家能源局派出机构（以下简称派出机构）组织事故调查组。

较大事故、一般事故跨省（自治区、直辖市）的，由事故发生地国家能源局区域监管局组织事故调查组；较大事故、一般事故跨区域的，由国家能源局指定派出机构组织事故调查组。

国家能源局认为有必要调查的较大事故，由国家能源局组织事故调查组。

派出机构可委托事故发生单位组织调查未造成供电用户停电的一般事故。

第八条 组织事故调查组应当遵循精简、高效的原则。根据事故的具体情况，事故调查组由能源监管机构、有关地方人民政府、应急管理部门、负有电力安全生产监督管理职责的地方电力管理部门派人组成。

事故有关人员涉嫌失职、渎职或者涉嫌犯罪的，应当邀请监察机关、公安机关、人民检察院派人参加。

能源监管机构可以聘请有关专家参加事故调查组，协助事故调查。

第九条 事故调查组成员应当具有事故调查所需要的知识和专长，与所调查的事故、事故发生单位及其主要负责人、主管人员、有关责任人员没有直接利害关系，由能源监管机构核定。

第十条 事故调查实施调查组组长负责制，事故调查组组长由能源监管机构指定。事故调查组组长主持事故调查组的工作，并履行下列职责：

- （一）组织编制并实施事故调查方案；
- （二）协调决定事故调查工作中的重要问题；
- （三）根据调查的实际情况，组织调查组提出有关事故调查的结论性意见；
- （四）审核事故涉嫌犯罪的材料，批准将有关材料或者复印件按程序移交相关部门处理；
- （五）组织事故调查组开展其他相关工作。

事故调查组成员对事故的原因、性质和处理建议等不能取得一致意见时，事故调查组组长有权提出结论性意见。

第十一条 根据事故调查需要，能源监管机构可以重新组织事故调查组或者

调整事故调查组成员。

第十二条 事故调查组应当制定事故调查方案。事故调查方案应包括事故调查的工作原则、职责分工、方法步骤、时间安排、措施要求等内容。

第十三条 事故调查组进行事故调查，应当制作事故调查通知书。事故调查通知书应当向事故发生单位、事故涉及单位出示。

第十四条 事故调查组勘查事故现场，可以采取照相、录像、绘制现场图、采集电子数据、制作现场勘查笔录等方法记录现场情况，提取与事故有关的痕迹、物品等证据材料。事故调查组应当要求事故发生单位移交事故应急处置形成的有关资料、材料。

第十五条 事故调查组可以进入事故发生单位、事故涉及单位的工作场所或者其他有关场所，查阅、复制与事故有关的工作日志、运行记录、工作票、操作票、设备台账、录音、视频等文件、资料，查阅、调取与事故有关的设备内部存储信息等，对可能被转移、隐匿、销毁的文件、资料予以封存。上述文件、资料如涉密，按照相关保密规定执行。

第十六条 事故调查组应当根据事故调查需要，对事故发生单位有关人员、应急处置人员等知情人员进行询问。询问应当形成询问笔录。

事故发生单位负责人和有关人员在事故调查期间应随时接受事故调查组的询问，如实提供有关情况。

事故发生有关单位和人员应当依法妥善保护事故现场以及相关证据，并配合调查组进行调查取证，任何单位和个人不得故意破坏事故现场、毁灭相关证据。

第十七条 事故调查组进行现场勘查、检查或者询问知情人员，调查人员不得少于2人。

第十八条 事故调查需要进行技术鉴定的，事故调查组应当委托具有国家规定资质的单位进行。必要时，事故调查组可以直接组织专家进行。

第十九条 事故调查组应当收集与事故有关的原始资料、材料。因客观原因不能收集原始资料、材料，或者收集原始资料、材料有困难的，可以收集与原始资料、材料核对无误的复印件、复制品、抄录件、部分样品或者证明该原件、原

物的照片、录像等其他证据。

现场勘查笔录、检查笔录、询问笔录和鉴定意见应当由调查人员、勘查现场有关人员、被询问人员和鉴定人签名。

事故调查组应当依照法定程序收集与事故有关的资料、材料，并妥善保管。

第二十条 事故调查组成员在事故调查工作中应当诚信公正，恪尽职守，遵守纪律，保守秘密。

未经事故调查组组长允许，事故调查组成员不得擅自发布有关事故的信息。

第二十一条 事故调查组应当查明下列事故情况：

（一）事故发生单位的基本情况；

（二）事故发生的时间、地点、现场环境、气象等情况，事故发生前电力系统的运行情况；

（三）事故经过、事故应急处置情况，事故现场有关人员的工作内容、作业时间、作业程序、从业资格等情况；

（四）与事故有关的仪表、自动装置、断路器、保护装置、故障录波器、调整装置等设备和监控系统、调度自动化系统的记录、动作情况；

（五）事故影响范围，电网减供负荷比例、城市供电用户停电比例、停电持续时间、停止供热持续时间、发电机组停运时间、设施设备损坏等情况；

（六）事故涉及设施设备的规划、设计、选型、制造、加工、采购、施工安装、调试、运行、检修等方面的情况；

（七）事故调查组认为应当查明的其他情况。

第二十二条 事故调查组应当查明事故发生单位执行有关安全生产法律法规及强制性标准规范，加强安全生产管理，建立健全安全生产责任制度，完善安全生产条件等情况。

第二十三条 涉及由能源监管机构一并牵头调查的人身伤亡的事故，事故调查组除应查明本规定第二十一条、第二十二条规定的情况外，还应当查明：

（一）人员伤亡数量、人身伤害程度等情况；

（二）伤亡人员的单位、姓名、文化程度、工种等基本情况；

（三）事故发生前伤亡人员的技术水平、安全教育记录、从业资格、健康状况等情况；

（四）事故发生时采取安全防护措施的情况和伤亡人员使用个人防护用品的情况；

（五）能源监管机构认为应当查明的其他情况。

第二十四条 事故调查组应当在查明事故情况的基础上，确定事故发生的原因，判断事故性质并做出责任认定。

第二十五条 事故调查组应当根据现场调查、原因分析、性质判断和责任认定等情况，撰写事故调查报告。

事故调查报告的内容应当符合《中华人民共和国安全生产法》《生产安全事故报告和调查处理条例》和《电力安全事故应急处置和调查处理条例》的规定，并附具有关证据材料和技术分析报告。

第二十六条 事故调查组成员应当在事故调查报告上签名。事故调查组成员对事故调查报告的内容有不同意见的，应当在事故调查报告中注明。

第二十七条 事故调查报告经组织事故调查的能源监管机构审查批复，事故调查工作即告结束。

由事故发生地派出机构组织调查的较大事故和一般事故，事故调查报告应当报国家能源局，并抄送相关省级人民政府安全生产委员会办公室。

第二十八条 事故调查应当按照《电力安全事故应急处置和调查处理条例》规定的期限完成。

下列时间不计入事故调查期限：

- （一）瞒报、谎报、迟报事故的调查核实所需的时间；
- （二）因事故救援无法进行现场勘查的时间；
- （三）本规定第十八条所述的技术鉴定时间。

第二十九条 事故调查涉及行政处罚的，应当符合行政处罚案件立案、调查、审查和决定的有关规定。

第三十条 能源监管机构应当依据事故调查报告，对事故发生单位及其有关

人员依法依规给予行政处罚。

第三十一条 能源监管机构应当依据事故调查报告，制作监管文书，对有关人员提出给予处分或者其他处理的意见，送达有关单位。有关单位应当依据监管文书要求依法处理，并将处理情况报告能源监管机构。

第三十二条 事故调查过程中发现违法行为和安全隐患，能源监管机构有权予以纠正或者要求限期整改。要求限期整改的，能源监管机构应当及时制作整改通知书。

被责令整改的单位应当按照能源监管机构的要求进行整改，并将整改情况以书面形式报能源监管机构。

第三十三条 事故发生单位应当认真吸取事故教训，制定落实事故防范和整改措施方案。能源监管机构和负有电力安全生产监督管理职责的地方电力管理部门应当对事故发生单位和有关人员落实事故防范和整改措施的情况进行监督检查，必要时进行专项督办。

第三十四条 事故调查报告由牵头组织事故调查的单位依法向社会公布，依法应当保密的除外。

第三十五条 负责事故调查处理的能源监管机构应当在批复事故调查报告后一年内，组织有关部门对事故整改和防范措施落实情况进行评估，并及时向全行业公开评估结果。

第三十六条 有关单位和人员拒不配合，阻碍、干扰事故调查工作的，或不执行对事故责任人员的处理决定的，事故调查相关单位依据《中华人民共和国安全生产法》《电力监管条例》《生产安全事故报告和调查处理条例》和《电力安全事故应急处置和调查处理条例》等法律法规对相关责任单位和人员进行处理。

第三十七条 电力生产或者电网运行过程中发生发电设备或者输变电设备损坏，造成直接经济损失的事故，未影响电力系统安全稳定运行以及电力正常供应的，由能源监管机构依照本规定组织事故调查组对重大事故、较大事故和一般事故进行调查。

第三十八条 未造成供电用户停电的一般事故，派出机构委托事故发生单位

组织事故调查的，派出机构应当制作事故调查委托书，确定事故调查组组长，审查事故调查报告。事故发生单位组织事故调查，参照本规定执行。

第三十九条 本规定自 2023 年 11 月 10 日起施行，有效期 5 年。本规定由国家能源局负责解释。

电力安全事故应急处置和调查处理条例

中华人民共和国国务院令

(第 599 号)

《电力安全事故应急处置和调查处理条例》已经 2011 年 6 月 15 日国务院第 159 次常务会议通过，现予公布，自 2011 年 9 月 1 日起施行。

总 理 温家宝

二〇一一年七月七日

电力安全事故应急处置和调查处理条例

第一章 总 则

第一条 为了加强电力安全事故的应急处置工作，规范电力安全事故的调查处理，控制、减轻和消除电力安全事故损害，制定本条例。

第二条 本条例所称电力安全事故，是指电力生产或者电网运行过程中发生的影响电力系统安全稳定运行或者影响电力正常供应的事故（包括热电厂发生的影响热力正常供应的事故）。

第三条 根据电力安全事故（以下简称事故）影响电力系统安全稳定运行或者影响电力（热力）正常供应的程度，事故分为特别重大事故、重大事故、较大事故和一般事故。事故等级划分标准由本条例附表列示。事故等级划分标准的部分项目需要调整的，由国务院电力监管机构提出方案，报国务院批准。

由独立的或者通过单一输电线路与外省连接的省级电网供电的省级人民政府所在地城市，以及由单一输电线路或者单一变电站供电的其他设区的市、县级市，其电网减供负荷或者造成供电用户停电的事故等级划分标准，由国务院电力监管机构另行制定，报国务院批准。

第四条 国务院电力监管机构应当加强电力安全监督管理，依法建立健全事故应急处置和调查处理的各项制度，组织或者参与事故的调查处理。

国务院电力监管机构、国务院能源主管部门和国务院其他有关部门、地方人民政府及有关部门按照国家规定的权限和程序，组织、协调、参与事故的应急处置工作。

第五条 电力企业、电力用户以及其他有关单位和个人，应当遵守电力安全管理规定，落实事故预防措施，防止和避免事故发生。

县级以上地方人民政府有关部门确定的重要电力用户，应当按照国务院电力监管机构的规定配置自备应急电源，并加强安全使用管理。

第六条 事故发生后，电力企业和其他有关单位应当按照规定及时、准确报告事故情况，开展应急处置工作，防止事故扩大，减轻事故损害。电力企业应当尽快恢复电力生产、电网运行和电力（热力）正常供应。

第七条 任何单位和个人不得阻挠和干涉对事故的报告、应急处置和依法调查处理。

第二章 事故报告

第八条 事故发生后，事故现场有关人员应当立即向发电厂、变电站运行值班人员、电力调度机构值班人员或者本企业现场负责人报告。有关人员接到报告后，应当立即向上一级电力调度机构和本企业负责人报告。本企业负责人接到报告后，应当立即向国务院电力监管机构设在当地的派出机构（以下称事故发生地电力监管机构）、县级以上人民政府安全生产监督管理部门报告；热电厂事故影响热力正常供应的，还应当同时向供热管理部门报告；事故涉及水电厂（站）大坝安全的，还应当同时向有管辖权的水行政主管部门或者流域管理机构报告。

电力企业及其有关人员不得迟报、漏报或者瞒报、谎报事故情况。

第九条 事故发生地电力监管机构接到事故报告后，应当立即核实有关情况，向国务院电力监管机构报告；事故造成供电用户停电的，应当同时通报事故发生地县级以上地方人民政府。

对特别重大事故、重大事故，国务院电力监管机构接到事故报告后应当立即报告国务院，并通报国务院安全生产监督管理部门、国务院能源主管部门等有关

部门。

第十条 事故报告应当包括下列内容：

- （一）事故发生的时间、地点（区域）以及事故发生单位；
- （二）已知的电力设备、设施损坏情况，停运的发电（供热）机组数量、电网减供负荷或者发电厂减少出力的数值、停电（停热）范围；
- （三）事故原因的初步判断；
- （四）事故发生后采取的措施、电网运行方式、发电机组运行状况以及事故控制情况；
- （五）其他应当报告的情况。

事故报告后出现新情况的，应当及时补报。

第十一条 事故发生后，有关单位和人员应当妥善保护事故现场以及工作日志、工作票、操作票等相关材料，及时保存故障录波图、电力调度数据、发电机组运行数据和输变电设备运行数据等相关资料，并在事故调查组成立后将相关材料、资料移交事故调查组。

因抢救人员或者采取恢复电力生产、电网运行和电力供应等紧急措施，需要改变事故现场、移动电力设备的，应当作出标记、绘制现场简图，妥善保存重要痕迹、物证，并作出书面记录。

任何单位和个人不得故意破坏事故现场，不得伪造、隐匿或者毁灭相关证据。

第三章 事故应急处置

第十二条 国务院电力监管机构依照《中华人民共和国突发事件应对法》和《国家突发公共事件总体应急预案》，组织编制国家处置电网大面积停电事件应急预案，报国务院批准。

有关地方人民政府应当依照法律、行政法规和国家处置电网大面积停电事件应急预案，组织制定本行政区域处置电网大面积停电事件应急预案。

处置电网大面积停电事件应急预案应当对应急组织指挥体系及职责，应急处置的各项措施，以及人员、资金、物资、技术等应急保障作出具体规定。

第十三条 电力企业应当按照国家有关规定，制定本企业事故应急预案。

电力监管机构应当指导电力企业加强电力应急救援队伍建设，完善应急物资储备制度。

第十四条 事故发生后，有关电力企业应当立即采取相应的紧急处置措施，控制事故范围，防止发生电网系统性崩溃和瓦解；事故危及人身和设备安全的，发电厂、变电站运行值班人员可以按照有关规定，立即采取停运发电机组和输变电设备等紧急处置措施。

事故造成电力设备、设施损坏的，有关电力企业应当立即组织抢修。

第十五条 根据事故的具体情况，电力调度机构可以发布开启或者关停发电机组、调整发电机组有功和无功负荷、调整电网运行方式、调整供电调度计划等电力调度命令，发电企业、电力用户应当执行。

事故可能导致破坏电力系统稳定和电网大面积停电的，电力调度机构有权决定采取拉限负荷、解列电网、解列发电机组等必要措施。

第十六条 事故造成电网大面积停电的，国务院电力监管机构和国务院其他有关部门、有关地方人民政府、电力企业应当按照国家有关规定，启动相应的应急预案，成立应急指挥机构，尽快恢复电网运行和电力供应，防止各种次生灾害的发生。

第十七条 事故造成电网大面积停电的，有关地方人民政府及有关部门应当立即组织开展下列应急处置工作：

（一）加强对停电地区关系国计民生、国家安全和公共安全的重点单位的安全保卫，防范破坏社会秩序的行为，维护社会稳定；

（二）及时排除因停电发生的各种险情；

（三）事故造成重大人员伤亡或者需要紧急转移、安置受困人员的，及时组织实施救治、转移、安置工作；

（四）加强停电地区道路交通指挥和疏导，做好铁路、民航运输以及通信保障工作；

（五）组织应急物资的紧急生产和调用，保证电网恢复运行所需物资和居民

基本生活资料的供给。

第十八条 事故造成重要电力用户供电中断的，重要电力用户应当按照有关技术要求迅速启动自备应急电源；启动自备应急电源无效的，电网企业应当提供必要的支援。

事故造成地铁、机场、高层建筑、商场、影剧院、体育场馆等人员聚集场所停电的，应当迅速启用应急照明，组织人员有序疏散。

第十九条 恢复电网运行和电力供应，应当优先保证重要电厂厂用电源、重要输变电设备、电力主干网架的恢复，优先恢复重要电力用户、重要城市、重点地区的电力供应。

第二十条 事故应急指挥机构或者电力监管机构应当按照有关规定，统一、准确、及时发布有关事故影响范围、处置工作进度、预计恢复供电时间等信息。

第四章 事故调查处理

第二十一条 特别重大事故由国务院或者国务院授权的部门组织事故调查组进行调查。

重大事故由国务院电力监管机构组织事故调查组进行调查。

较大事故、一般事故由事故发生地电力监管机构组织事故调查组进行调查。国务院电力监管机构认为必要的，可以组织事故调查组对较大事故进行调查。

未造成供电用户停电的一般事故，事故发生地电力监管机构也可以委托事故发生单位调查处理。

第二十二条 根据事故的具体情况，事故调查组由电力监管机构、有关地方人民政府、安全生产监督管理部门、负有安全生产监督管理职责的有关部门派人组成；有关人员涉嫌失职、渎职或者涉嫌犯罪的，应当邀请监察机关、公安机关、人民检察院派人参加。

根据事故调查工作的需要，事故调查组可以聘请有关专家协助调查。

事故调查组组长由组织事故调查组的机关指定。

第二十三条 事故调查组应当按照国家有关规定开展事故调查，并在下列期

限内向组织事故调查组的机关提交事故调查报告：

（一）特别重大事故和重大事故的调查期限为60日；特殊情况下，经组织事故调查组的机关批准，可以适当延长，但延长的期限不得超过60日。

（二）较大事故和一般事故的调查期限为45日；特殊情况下，经组织事故调查组的机关批准，可以适当延长，但延长的期限不得超过45日。

事故调查期限自事故发生之日起计算。

第二十四条 事故调查报告应当包括下列内容：

（一）事故发生单位概况和事故发生经过；

（二）事故造成的直接经济损失和事故对电网运行、电力（热力）正常供应的影响情况；

（三）事故发生的原因和事故性质；

（四）事故应急处置和恢复电力生产、电网运行的情况；

（五）事故责任认定和对事故责任单位、责任人的处理建议；

（六）事故防范和整改措施。

事故调查报告应当附具有关证据材料和技术分析报告。事故调查组成员应当在事故调查报告上签字。

第二十五条 事故调查报告报经组织事故调查组的机关同意，事故调查工作即告结束；委托事故发生单位调查的一般事故，事故调查报告应当报经事故发生地电力监管机构同意。

有关机关应当依法对事故发生单位和有关人员进行处罚，对负有事故责任的国家工作人员给予处分。

事故发生单位应当对本单位负有事故责任的人员进行处理。

第二十六条 事故发生单位和有关人员应当认真吸取事故教训，落实事故防范和整改措施，防止事故再次发生。

电力监管机构、安全生产监督管理部门和负有安全生产监督管理职责的有关部门应当对事故发生单位和有关人员落实事故防范和整改措施的情况进行监督检查。

第五章 法律责任

第二十七条 发生事故的电力企业主要负责人有下列行为之一的，由电力监管机构处其上一年年收入 40%至 80%的罚款；属于国家工作人员的，并依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任：

- （一）不立即组织事故抢救的；
- （二）迟报或者漏报事故的；
- （三）在事故调查处理期间擅离职守的。

第二十八条 发生事故的电力企业及其有关人员有下列行为之一的，由电力监管机构对电力企业处 100 万元以上 500 万元以下的罚款；对主要负责人、直接负责的主管人员和其他直接责任人员处其上一年年收入 60%至 100%的罚款，属于国家工作人员的，并依法给予处分；构成违反治安管理行为的，由公安机关依法给予治安管理处罚；构成犯罪的，依法追究刑事责任：

- （一）谎报或者瞒报事故的；
- （二）伪造或者故意破坏事故现场的；
- （三）转移、隐匿资金、财产，或者销毁有关证据、资料的；
- （四）拒绝接受调查或者拒绝提供有关情况和资料的；
- （五）在事故调查中作伪证或者指使他人作伪证的；
- （六）事故发生后逃匿的。

第二十九条 电力企业对事故发生负有责任的，由电力监管机构依照下列规定处以罚款：

- （一）发生一般事故的，处 10 万元以上 20 万元以下的罚款；
- （二）发生较大事故的，处 20 万元以上 50 万元以下的罚款；
- （三）发生重大事故的，处 50 万元以上 200 万元以下的罚款；
- （四）发生特别重大事故的，处 200 万元以上 500 万元以下的罚款。

第三十条 电力企业主要负责人未依法履行安全生产管理职责，导致事故发生的，由电力监管机构依照下列规定处以罚款；属于国家工作人员的，并依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任：

- （一）发生一般事故的，处其上一年年收入 30%的罚款；
- （二）发生较大事故的，处其上一年年收入 40%的罚款；
- （三）发生重大事故的，处其上一年年收入 60%的罚款；
- （四）发生特别重大事故的，处其上一年年收入 80%的罚款。

第三十一条 电力企业主要负责人依照本条例第二十七条、第二十八条、第三十条规定受到撤职处分或者刑事处罚的，自受处分之日或者刑罚执行完毕之日起 5 年内，不得担任任何生产经营单位主要负责人。

第三十二条 电力监管机构、有关地方人民政府以及其他负有安全生产监督管理职责的有关部门有下列行为之一的，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员依法给予处分；直接负责的主管人员和其他直接责任人员构成犯罪的，依法追究刑事责任：

- （一）不立即组织事故抢救的；
- （二）迟报、漏报或者瞒报、谎报事故的；
- （三）阻碍、干涉事故调查工作的；
- （四）在事故调查中作伪证或者指使他人作伪证的。

第三十三条 参与事故调查的人员在事故调查中有下列行为之一的，依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任：

- （一）对事故调查工作不负责任，致使事故调查工作有重大疏漏的；
- （二）包庇、袒护负有事故责任的人员或者借机打击报复的。

第六章 附 则

第三十四条 发生本条例规定的事故，同时造成人员伤亡或者直接经济损失，依照本条例确定的事故等级与依照《生产安全事故报告和调查处理条例》确定的事故等级不相同的，按事故等级较高者确定事故等级，依照本条例的规定调查处理；事故造成人员伤亡，构成《生产安全事故报告和调查处理条例》规定的重大事故或者特别重大事故的，依照《生产安全事故报告和调查处理条例》的规定调查处理。

电力生产或者电网运行过程中发生发电设备或者输变电设备损坏,造成直接经济损失的事故,未影响电力系统安全稳定运行以及电力正常供应的,由电力监管机构依照《生产安全事故报告和调查处理条例》的规定组成事故调查组对重大事故、较大事故、一般事故进行调查处理。

第三十五条 本条例对事故报告和调查处理未作规定的,适用《生产安全事故报告和调查处理条例》的规定。

第三十六条 核电厂核事故的应急处置和调查处理,依照《核电厂核事故应急管理条例》的规定执行。

第三十七条 本条例自 2011 年 9 月 1 日起施行。

核电厂核事故应急管理条例（2011修订）

（1993年8月4日中华人民共和国国务院令第124号发布 根据2011年1月8日《国务院关于废止和修改部分行政法规的决定》修订）

第一章 总 则

第一条 为了加强核电厂核事故应急管理工作，控制和减少核事故危害，制定本条例。

第二条 本条例适用于可能或者已经引起放射性物质释放、造成重大辐射后果的核电厂核事故（以下简称核事故）应急管理工作。

第三条 核事故应急管理工作实行常备不懈，积极兼容，统一指挥，大力协同，保护公众，保护环境的方针。

第二章 应急机构及其职责

第四条 全国的核事故应急管理工作由国务院指定的部门负责，其主要职责是：

- （一）拟定国家核事故应急工作政策；
- （二）统一协调国务院有关部门、军队和地方人民政府的核事故应急工作；
- （三）组织制定和实施国家核事故应急计划，审查批准场外核事故应急计划；
- （四）适时批准进入和终止场外应急状态；
- （五）提出实施核事故应急响应行动的建议；
- （六）审查批准核事故公报、国际通报，提出请求国际援助的方案。

必要时，由国务院领导、组织、协调全国的核事故应急管理工作。

第五条 核电厂所在地的省、自治区、直辖市人民政府指定的部门负责本行政区域内的核事故应急管理工作，其主要职责是：

- （一）执行国家核事故应急工作的法规和政策；
- （二）组织制定场外核事故应急计划，做好核事故应急准备工作；

- (三) 统一指挥场外核事故应急响应行动；
- (四) 组织支援核事故应急响应行动；
- (五) 及时向相邻的省、自治区、直辖市通报核事故情况。

必要时，由省、自治区、直辖市人民政府领导、组织、协调本行政区域内的核事故应急管理工作。

第六条 核电厂的核事故应急机构的主要职责是：

- (一) 执行国家核事故应急工作的法规和政策；
- (二) 制定场内核事故应急计划，做好核事故应急准备工作；
- (三) 确定核事故应急状态等级，统一指挥本单位的核事故应急响应行动；
- (四) 及时向上级主管部门、国务院核安全部门和省级人民政府指定的部门报告事故情况，提出进入场外应急状态和采取应急防护措施的提议；
- (五) 协助和配合省级人民政府指定的部门做好核事故应急管理工作。

第七条 核电厂的上级主管部门领导核电厂的核事故应急工作。

国务院核安全部门、环境保护部门和卫生部门等有关部门在各自的职责范围内做好相应的核事故应急工作。

第八条 中国人民解放军作为核事故应急工作的重要力量，应当在核事故应急响应中实施有效的支援。

第三章 应急准备

第九条 针对核电厂可能发生的核事故，核电厂的核事故应急机构、省级人民政府指定的部门和国务院指定的部门应当预先制定核事故应急计划。

核事故应急计划包括场内核事故应急计划、场外核事故应急计划和国家核事故应急计划。各级核事故应急计划应当相互衔接、协调一致。

第十条 场内核事故应急计划由核电厂核事故应急机构制定，经其主管部门审查后，送国务院核安全部门审评并报国务院指定的部门备案。

第十一条 场外核事故应急计划由核电厂所在地的省级人民政府指定的部门组织制定，报国务院指定的部门审查批准。

第十二条 国家核事故应急计划由国务院指定的部门组织制定。

国务院有关部门和中国人民解放军总部应当根据国家核事故应急计划，制定相应的核事故应急方案，报国务院指定的部门备案。

第十三条 场内核事故应急计划、场外核事故应急计划应当包括下列内容：

- （一）核事故应急工作的基本任务；
- （二）核事故应急响应组织及其职责；
- （三）烟羽应急计划区和食入应急计划区的范围；
- （四）干预水平和导出干预水平；
- （五）核事故应急准备和应急响应的详细方案；
- （六）应急设施、设备、器材和其他物资；

（七）核电厂核事故应急机构同省级人民政府指定的部门之间以及同其他有关方面相互配合、支援的事项及措施。

第十四条 有关部门在进行核电厂选址和设计工作时，应当考虑核事故应急工作的要求。

新建的核电厂必须在其场内和场外核事故应急计划审查批准后，方可装料。

第十五条 国务院指定的部门、省级人民政府指定的部门和核电厂的核事故应急机构应当具有必要的应急设施、设备和相互之间快速可靠的通讯联络系统。

核电厂的核事故应急机构和省级人民政府指定的部门应当具有辐射监测系统、防护器材、药械和其他物资。

用于核事故应急工作的设施、设备和通讯联络系统、辐射监测系统以及防护器材、药械等，应当处于良好状态。

第十六条 核电厂应当对职工进行核安全、辐射防护和核事故应急知识的专门教育。

省级人民政府指定的部门应当在核电厂的协助下对附近的公众进行核安全、辐射防护和核事故应急知识的普及教育。

第十七条 核电厂的核事故应急机构和省级人民政府指定的部门应当对核事故应急工作人员进行培训。

第十八条 核电厂的核事故应急机构和省级人民政府指定的部门应当适时组织不同专业和不同规模的核事故应急演练。

在核电厂首次装料前，核电厂的核事故应急机构和省级人民政府指定的部门应当组织场内、场外核事故应急演练。

第四章 应急对策和应急防护措施

第十九条 核事故应急状态分为下列四级：

（一）应急待命。出现可能导致危及核电厂核安全的某些特定情况或者外部事件，核电厂有关人员进入戒备状态。

（二）厂房应急。事故后果仅限于核电厂的局部区域，核电厂人员按照场内核事故应急计划的要求采取核事故应急响应行动，通知厂外有关核事故应急响应组织。

（三）场区应急。事故后果蔓延至整个场区，场区内的人员采取核事故应急响应行动，通知省级人民政府指定的部门，某些厂外核事故应急响应组织可能采取核事故应急响应行动。

（四）场外应急。事故后果超越场区边界，实施场内和场外核事故应急计划。

第二十条 当核电厂进入应急待命状态时，核电厂核事故应急机构应当及时向核电厂的上级主管部门和国务院核安全部门报告情况，并视情况决定是否向省级人民政府指定的部门报告。当出现可能或者已经有放射性物质释放的情况时，应当根据情况，及时决定进入厂房应急或者场区应急状态，并迅速向核电厂的上级主管部门、国务院核安全部门和省级人民政府指定的部门报告情况；在放射性物质可能或者已经扩散到核电厂场区以外时，应当迅速向省级人民政府指定的部门提出进入场外应急状态并采取应急防护措施的建议。

省级人民政府指定的部门接到核电厂核事故应急机构的事故情况报告后，应当迅速采取相应的核事故应急对策和应急防护措施，并及时向国务院指定的部门报告情况。需要决定进入场外应急状态时，应当经国务院指定的部门批准；在特殊情况下，省级人民政府指定的部门可以先行决定进入场外应急状态，但是应当

立即向国务院指定的部门报告。

第二十一条 核电厂的核事故应急机构和省级人民政府指定的部门应当做好核事故后果预测与评价以及环境放射性监测等工作，为采取核事故应急对策和应急防护措施提供依据。

第二十二条 省级人民政府指定的部门应当适时选用隐蔽、服用稳定性碘制剂、控制通道、控制食物和水源、撤离、迁移、对受影响的区域去污等应急防护措施。

第二十三条 省级人民政府指定的部门在核事故应急响应过程中应当将必要的信息及时地告知当地公众。

第二十四条 在核事故现场，各核事故应急响应组织应当实行有效的剂量监督。现场核事故应急响应人员和其他人员都应当在辐射防护人员的监督和指导下活动，尽量防止接受过大剂量的照射。

第二十五条 核电厂的核事故应急机构和省级人民政府指定的部门应当做好核事故现场接受照射人员的救护、洗消、转运和医学处置工作。

第二十六条 在核事故应急进入场外应急状态时，国务院指定的部门应当及时派出人员赶赴现场，指导核事故应急响应行动，必要时提出派出救援力量的建议。

第二十七条 因核事故应急响应需要，可以实行地区封锁。省、自治区、直辖市行政区域内的地区封锁，由省、自治区、直辖市人民政府决定；跨省、自治区、直辖市的地区封锁，以及导致中断干线交通或者封锁国境的地区封锁，由国务院决定。

地区封锁的解除，由原决定机关宣布。

第二十八条 有关核事故的新闻由国务院授权的单位统一发布。

第五章 应急状态的终止和恢复措施

第二十九条 场外应急状态的终止由省级人民政府指定的部门会同核电厂核事故应急机构提出建议，报国务院指定的部门批准，由省级人民政府指定的部门

发布。

第三十条 省级人民政府指定的部门应当根据受影响地区的放射性水平，采取有效的恢复措施。

第三十一条 核事故应急状态终止后，核电厂核事故应急机构应当向国务院指定的部门、核电厂的上级主管部门、国务院核安全部门和省级人民政府指定的部门提交详细的事故报告；省级人民政府指定的部门应当向国务院指定的部门提交场外核事故应急工作的总结报告。

第三十二条 核事故使核安全重要物项的安全性能达不到国家标准时，核电厂的重新启动计划应当按照国家有关规定审查批准。

第六章 资金和物资保障

第三十三条 国务院有关部门、军队、地方各级人民政府和核电厂在核事故应急准备工作中应当充分利用现有组织机构、人员、设施和设备等，努力提高核事故应急准备资金和物资的使用效益，并使核事故应急准备工作与地方和核电厂的发展规划相结合。各有关单位应当提供支援。

第三十四条 场内核事故应急准备资金由核电厂承担，列入核电厂工程项目投资概算和运行成本。

场外核事故应急准备资金由核电厂和地方人民政府共同承担，资金数额由国务院指定的部门会同有关部门审定。核电厂承担的资金，在投产前根据核电厂容量、在投产后根据实际发电量确定一定的比例交纳，由国务院计划部门综合平衡后用于地方场外核事故应急准备工作；其余部分由地方人民政府解决。具体办法由国务院指定的部门会同国务院计划部门和国务院财政部门规定。

国务院有关部门和军队所需的核事故应急准备资金，根据各自在核事故应急工作中的职责和任务，充分利用现有条件进行安排，不足部分按照各自的计划和资金渠道上报。

第三十五条 国家的和地方的物资供应部门及其他有关部门应当保证供给核事故应急所需的设备、器材和其他物资。

第三十六条 因核电厂核事故应急响应需要，执行核事故应急响应行动的行政机关有权征用非用于核事故应急响应的设备、器材和其他物资。

对征用的设备、器材和其他物资，应当予以登记并在使用后及时归还；造成损坏的，由征用单位补偿。

第七章 奖励与处罚

第三十七条 在核事故应急工作中有下列事迹之一的单位和个人，由主管部门或者所在单位给予表彰或者奖励：

- （一）完成核事故应急响应任务的；
- （二）保护公众安全和国家的、集体的和公民的财产，成绩显著的；
- （三）对核事故应急准备与响应提出重大建议，实施效果显著的；
- （四）辐射、气象预报和测报准确及时，从而减轻损失的；
- （五）有其他特殊贡献的。

第三十八条 有下列行为之一的，对有关责任人员视情节和危害后果，由其所在单位或者上级机关给予行政处分；属于违反治安管理行为的，由公安机关依照治安管理处罚法的规定予以处罚；构成犯罪的，由司法机关依法追究刑事责任：

- （一）不按照规定制定核事故应急计划，拒绝承担核事故应急准备义务的；
- （二）玩忽职守，引起核事故发生的；
- （三）不按照规定报告、通报核事故真实情况的；
- （四）拒不执行核事故应急计划，不服从命令和指挥，或者在核事故应急响应时临阵脱逃的；
- （五）盗窃、挪用、贪污核事故应急工作所用资金或者物资的；
- （六）阻碍核事故应急工作人员依法执行职务或者进行破坏活动的；
- （七）散布谣言，扰乱社会秩序的；
- （八）有其他对核事故应急工作造成危害的行为的。

第八章 附则

第三十九条 本条例中下列用语的含义：

（一）核事故应急，是指为了控制或者缓解核事故、减轻核事故后果而采取的不同于正常秩序和正常工作程序的紧急行动。

（二）场区，是指由核电厂管理的区域。

（三）应急计划区，是指在核电厂周围建立的，制定有核事故应急计划、并预计采取核事故应急对策和应急防护措施的区域。

（四）烟羽应急计划区，是指针对放射性烟云引起的照射而建立的应急计划区。

（五）食入应急计划区，是指针对食入放射性污染的水或者食物引起照射而建立的应急计划区。

（六）干预水平，是指预先规定的用于在异常状态下确定需要对公众采取应急防护措施的剂量水平。

（七）导出干预水平，是指由干预水平推导得出的放射性物质在环境介质中的浓度或者水平。

（八）应急防护措施，是指在核事故情况下用于控制工作人员和公众所接受的剂量而采取的保护措施。

（九）核安全重要物项，是指对核电厂安全有重要意义的建筑物、构筑物、系统、部件和设施等。

第四十条 除核电厂外，其他核设施的核事故应急管理，可以根据具体情况，参照本条例的有关规定执行。

第四十一条 对可能或者已经造成放射性物质释放超越国界的核事故应急，除执行本条例的规定外，并应当执行中华人民共和国缔结或者参加的国际条约的规定，但是中华人民共和国声明保留的条款除外。

第四十二条 本条例自发布之日起施行。

国务院办公厅关于印发《国家大面积停电事件应急预案》的通知

（国办函〔2015〕134号）

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

经国务院同意，现将《国家大面积停电事件应急预案》印发给你们，请认真组织实施。2005年5月24日经国务院批准、由国务院办公厅印发的《国家处置电网大面积停电事件应急预案》同时废止。

国务院办公厅

2015年11月13日

国家大面积停电事件应急预案

1 总则

1.1 编制目的

建立健全大面积停电事件应对工作机制，提高应对效率，最大程度减少人员伤亡和财产损失，维护国家安全和社会稳定。

1.2 编制依据

依据《中华人民共和国突发事件应对法》《中华人民共和国安全生产法》《中华人民共和国电力法》《生产安全事故报告和调查处理条例》《电力安全事故应急处置和调查处理条例》《电网调度管理条例》《国家突发公共事件总体应急预案》及相关法律法规等，制定本预案。

1.3 适用范围

本预案适用于我国境内发生的大面积停电事件应对工作。

大面积停电事件是指由于自然灾害、电力安全事故和外力破坏等原因造成区域性电网、省级电网或城市电网大量减供负荷，对国家安全、社会稳定以及人民群众生产生活造成影响和威胁的停电事件。

1.4 工作原则

大面积停电事件应对工作坚持统一领导、综合协调，属地为主、分工负责，保障民生、维护安全，全社会共同参与的原则。大面积停电事件发生后，地方人民政府及其有关部门、能源局相关派出机构、电力企业、重要电力用户应立即按照职责分工和相关预案开展处置工作。

1.5 事件分级

按照事件严重性和受影响程度，大面积停电事件分为特别重大、重大、较大和一般四级。分级标准见附件 1。

2 组织体系

2.1 国家层面组织指挥机构

能源局负责大面积停电事件应对的指导协调和组织管理工作。当发生重大、特别重大大面积停电事件时，能源局或事发地省级人民政府按程序报请国务院批准，或根据国务院领导同志指示，成立国务院工作组，负责指导、协调、支持有关地方人民政府开展大面积停电事件应对工作。必要时，由国务院或国务院授权发展改革委成立国家大面积停电事件应急指挥部，统一领导、组织和指挥大面积停电事件应对工作。应急指挥部组成及工作组职责见附件 2。

2.2 地方层面组织指挥机构

县级以上地方人民政府负责指挥、协调本行政区域内大面积停电事件应对工作，要结合本地实际，明确相应组织指挥机构，建立健全应急联动机制。

发生跨行政区域的大面积停电事件时，有关地方人民政府应根据需要建立跨区域大面积停电事件应急合作机制。

2.3 现场指挥机构

负责大面积停电事件应对的人民政府根据需要成立现场指挥部，负责现场组织指挥工作。参与现场处置的有关单位和人员应服从现场指挥部的统一指挥。

2.4 电力企业

电力企业（包括电网企业、发电企业等，下同）建立健全应急指挥机构，在政府组织指挥机构领导下开展大面积停电事件应对工作。电网调度工作按照《电网调度管理条例》及相关规程执行。

2.5 专家组

各级组织指挥机构根据需要成立大面积停电事件应急专家组，成员由电力、气象、地质、水文等领域相关专家组成，对大面积停电事件应对工作提供技术咨询和建议。

3 监测预警和信息报告

3.1 监测和风险分析

电力企业要结合实际加强对重要电力设施设备运行、发电燃料供应等情况的监测，建立与气象、水利、林业、地震、公安、交通运输、国土资源、工业和信息化等部门的信息共享机制，及时分析各类情况对电力运行可能造成的影响，预估可能影响的范围和程度。

3.2 预警

3.2.1 预警信息发布

电力企业研判可能造成大面积停电事件时，要及时将有关情况报告受影响区域地方人民政府电力运行主管部门和能源局相关派出机构，提出预警信息发布建议，并视情通知重要电力用户。地方人民政府电力运行主管部门应及时组织研判，必要时报请当地人民政府批准后向社会公众发布预警，并通报同级其他相关部门和单位。当可能发生重大以上大面积停电事件时，中央电力企业同时报告能源局。

3.2.2 预警行动

预警信息发布后，电力企业要加强设备巡查检修和运行监测，采取有效措施控制事态发展；组织相关应急救援队伍和人员进入待命状态，动员后备人员做好参加应急救援和处置工作准备，并做好大面积停电事件应急所需物资、装备和设备等应急保障准备工作。重要电力用户做好自备应急电源启用准备。受影响区域地方人民政府启动应急联动机制，组织有关部门和单位做好维持公共秩序、供水供气供热、商品供应、交通物流等方面的应急准备；加强相关舆情监测，主动回应社会公众关注的热点问题，及时澄清谣言传言，做好舆论引导工作。

3.2.3 预警解除

根据事态发展，经研判不会发生大面积停电事件时，按照“谁发布、谁解除”

的原则，由发布单位宣布解除预警，适时终止相关措施。

3.3 信息报告

大面积停电事件发生后，相关电力企业应立即向受影响区域地方人民政府电力运行主管部门和能源局相关派出机构报告，中央电力企业同时报告能源局。

事发地人民政府电力运行主管部门接到大面积停电事件信息报告或者监测到相关信息后，应当立即进行核实，对大面积停电事件的性质和类别作出初步认定，按照国家规定的时限、程序和要求向上级电力运行主管部门和同级人民政府报告，并通报同级其他相关部门和单位。地方各级人民政府及其电力运行主管部门应当按照有关规定逐级上报，必要时可越级上报。能源局相关派出机构接到大面积停电事件报告后，应当立即核实有关情况并向能源局报告，同时通报事发地县级以上地方人民政府。对初判为重大以上的大面积停电事件，省级人民政府和能源局要立即按程序向国务院报告。

4 应急响应

4.1 响应分级

根据大面积停电事件的严重程度和发展态势，将应急响应设定为I级、II级、III级和IV级四个等级。初判发生特别重大大面积停电事件，启动I级应急响应，由事发地省级人民政府负责指挥应对工作。必要时，由国务院或国务院授权发展改革委成立国家大面积停电事件应急指挥部，统一领导、组织和指挥大面积停电事件应对工作。初判发生重大大面积停电事件，启动II级应急响应，由事发地省级人民政府负责指挥应对工作。初判发生较大、一般大面积停电事件，分别启动III级、IV级应急响应，根据事件影响范围，由事发地县级或市级人民政府负责指挥应对工作。

对于尚未达到一般大面积停电事件标准，但对社会产生较大影响的其他停电事件，地方人民政府可结合实际情况启动应急响应。

应急响应启动后，可视事件造成损失情况及其发展趋势调整响应级别，避免响应不足或响应过度。

4.2 响应措施

大面积停电事件发生后，相关电力企业和重要电力用户要立即实施先期处置，全力控制事件发展态势，减少损失。各有关地方、部门和单位根据工作需要，组织采取以下措施。

4.2.1 抢修电网并恢复运行

电力调度机构合理安排运行方式，控制停电范围；尽快恢复重要输变电设备、电力主干网架运行；在条件具备时，优先恢复重要电力用户、重要城市和重点地区的电力供应。

电网企业迅速组织力量抢修受损电网设备设施，根据应急指挥机构要求，向重要电力用户及重要设施提供必要的电力支援。

发电企业保证设备安全，抢修受损设备，做好发电机组并网运行准备，按照电力调度指令恢复运行。

4.2.2 防范次生衍生事故

重要电力用户按照有关技术要求迅速启动自备应急电源，加强重大危险源、重要目标、重大关键基础设施隐患排查与监测预警，及时采取防范措施，防止发生次生衍生事故。

4.2.3 保障居民基本生活

启用应急供水措施，保障居民用水需求；采用多种方式，保障燃气供应和采暖期内居民生活热力供应；组织生活必需品的应急生产、调配和运输，保障停电期间居民基本生活。

4.2.4 维护社会稳定

加强涉及国家安全和公共安全的重点单位安全保卫工作，严密防范和严厉打击违法犯罪活动。加强对停电区域内繁华街区、大型居民区、大型商场、学校、医院、金融机构、机场、城市轨道交通设施、车站、码头及其他重要生产经营场所等重点地区、重点部位、人员密集场所的治安巡逻，及时疏散人员，解救被困人员，防范治安事件。加强交通疏导，维护道路交通秩序。尽快恢复企业生产经营活动。严厉打击造谣惑众、囤积居奇、哄抬物价等各种违法行为。

4.2.5 加强信息发布

按照及时准确、公开透明、客观统一的原则，加强信息发布和舆论引导，主动向社会发布停电相关信息和应对工作情况，提示相关注意事项和安保措施。加强舆情收集分析，及时回应社会关切，澄清不实信息，正确引导社会舆论，稳定公众情绪。

4.2.6 组织事态评估

及时组织对大面积停电事件影响范围、影响程度、发展趋势及恢复进度进行评估，为进一步做好应对工作提供依据。

4.3 国家层面应对

4.3.1 部门应对

初判发生一般或较大大面积停电事件时，能源局开展以下工作：

(1) 密切跟踪事态发展，督促相关电力企业迅速开展电力抢修恢复等工作，指导督促地方有关部门做好应对工作；

(2) 视情派出部门工作组赴现场指导协调事件应对等工作；

(3) 根据中央电力企业和地方请求，协调有关方面为应对工作提供支援和技术支持；

(4) 指导做好舆情信息收集、分析和应对工作。

4.3.2 国务院工作组应对

初判发生重大或特别重大大面积停电事件时，国务院工作组主要开展以下工作：

(1) 传达国务院领导同志指示批示精神，督促地方人民政府、有关部门和中央电力企业贯彻落实；

(2) 了解事件基本情况、造成的损失和影响、应对进展及当地需求等，根据地方和中央电力企业请求，协调有关方面派出应急队伍、调运应急物资和装备、安排专家和技术人员等，为应对工作提供支援和技术支持；

(3) 对跨省级行政区域大面积停电事件应对工作进行协调；

(4) 赶赴现场指导地方开展事件应对工作；

(5) 指导开展事件处置评估；

- (6) 协调指导大面积停电事件宣传报道工作；
- (7) 及时向国务院报告相关情况。

4.3.3 国家大面积停电事件应急指挥部应对

根据事件应对工作需要和国务院决策部署，成立国家大面积停电事件应急指挥部。主要开展以下工作：

- (1) 组织有关部门和单位、专家组进行会商，研究分析事态，部署应对工作；
- (2) 根据需要赴事发现场，或派出前方工作组赴事发现场，协调开展应对工作；
- (3) 研究决定地方人民政府、有关部门和中央电力企业提出的请求事项，重要事项报国务院决策；
- (4) 统一组织信息发布和舆论引导工作；
- (5) 组织开展事件处置评估；
- (6) 对事件处置工作进行总结并报告国务院。

4.4 响应终止

同时满足以下条件时，由启动响应的人民政府终止应急响应：

- (1) 电网主干网架基本恢复正常，电网运行参数保持在稳定限额之内，主要发电厂机组运行稳定；
- (2) 减供负荷恢复80%以上，受停电影响的重点地区、重要城市负荷恢复90%以上；
- (3) 造成大面积停电事件的隐患基本消除；
- (4) 大面积停电事件造成的重特大次生衍生事故基本处置完成。

5 后期处置

5.1 处置评估

大面积停电事件应急响应终止后，履行统一领导职责的人民政府要及时组织对事件处置工作进行评估，总结经验教训，分析查找问题，提出改进措施，形成处置评估报告。鼓励开展第三方评估。

5.2 事件调查

大面积停电事件发生后，根据有关规定成立调查组，查明事件原因、性质、影响范围、经济损失等情况，提出防范、整改措施和处理处置建议。

5.3 善后处置

事发地人民政府要及时组织制订善后工作方案并组织实施。保险机构要及时开展相关理赔工作，尽快消除大面积停电事件的影响。

5.4 恢复重建

大面积停电事件应急响应终止后，需对电网网架结构和设备设施进行修复或重建的，由能源局或事发地省级人民政府根据实际工作需要组织编制恢复重建规划。相关电力企业和受影响区域地方各级人民政府应当根据规划做好受损电力系统恢复重建工作。

6 保障措施

6.1 队伍保障

电力企业应建立健全电力抢修应急专业队伍，加强设备维护和应急抢修技能方面的人员培训，定期开展应急演练，提高应急救援能力。地方各级人民政府根据需要组织动员其他专业应急队伍和志愿者等参与大面积停电事件及其次生衍生灾害处置工作。军队、武警部队、公安消防等要做好应急力量支援保障。

6.2 装备物资保障

电力企业应储备必要的专业应急装备及物资，建立和完善相应保障体系。国家有关部门和地方各级人民政府要加强应急救援装备物资及生产生活物资的紧急生产、储备调拨和紧急配送工作，保障支援大面积停电事件应对工作需要。鼓励支持社会化储备。

6.3 通信、交通与运输保障

地方各级人民政府及通信主管部门要建立健全大面积停电事件应急通信保障体系，形成可靠的通信保障能力，确保应急期间通信联络和信息传递需要。交通运输部门要健全紧急运输保障体系，保障应急响应所需人员、物资、装备、器材等的运输；公安部门要加强交通应急管理，保障应急救援车辆优先通行；根据

全面推进公务用车制度改革有关规定，有关单位应配备必要的应急车辆，保障应急救援需要。

6.4 技术保障

电力行业要加强大面积停电事件应对和监测先进技术、装备的研发，制定电力应急技术标准，加强电网、电厂安全应急信息化平台建设。有关部门要为电力日常监测预警及电力应急抢险提供必要的气象、地质、水文等服务。

6.5 应急电源保障

提高电力系统快速恢复能力，加强电网“黑启动”能力建设。国家有关部门和电力企业应充分考虑电源规划布局，保障各地区“黑启动”电源。电力企业应配备适量的应急发电装备，必要时提供应急电源支援。重要电力用户应按照国家有关技术要求配置应急电源，并加强维护和管理，确保应急状态下能够投入运行。

6.6 资金保障

发展改革委、财政部、民政部、国资委、能源局等有关部门和地方各级人民政府以及各相关电力企业应按照有关规定，对大面积停电事件处置工作提供必要的资金保障。

7 附则

7.1 预案管理

本预案实施后，能源局要会同有关部门组织预案宣传、培训和演练，并根据实际情况，适时组织评估和修订。地方各级人民政府要结合当地实际制定或修订本级大面积停电事件应急预案。

7.2 预案解释

本预案由能源局负责解释。

7.3 预案实施时间

本预案自印发之日起实施。

附件 1：

大面积停电事件分级标准

一、特别重大大面积停电事件

1. 区域性电网：减供负荷 30%以上。
2. 省、自治区电网：负荷 20000 兆瓦以上的减供负荷 30%以上，负荷 5000 兆瓦以上 20000 兆瓦以下的减供负荷 40%以上。
3. 直辖市电网：减供负荷 50%以上，或 60%以上供电用户停电。
4. 省、自治区人民政府所在地城市电网：负荷 2000 兆瓦以上的减供负荷 60%以上，或 70%以上供电用户停电。

二、重大大面积停电事件

1. 区域性电网：减供负荷 10%以上 30%以下。
2. 省、自治区电网：负荷 20000 兆瓦以上的减供负荷 13%以上 30%以下，负荷 5000 兆瓦以上 20000 兆瓦以下的减供负荷 16%以上 40%以下，负荷 1000 兆瓦以上 5000 兆瓦以下的减供负荷 50%以上。
3. 直辖市电网：减供负荷 20%以上 50%以下，或 30%以上 60%以下供电用户停电。
4. 省、自治区人民政府所在地城市电网：负荷 2000 兆瓦以上的减供负荷 40%以上 60%以下，或 50%以上 70%以下供电用户停电；负荷 2000 兆瓦以下的减供负荷 40%以上，或 50%以上供电用户停电。
5. 其他设区的市电网：负荷 600 兆瓦以上的减供负荷 60%以上，或 70%以上供电用户停电。

三、较大大面积停电事件

1. 区域性电网：减供负荷 7%以上 10%以下。
2. 省、自治区电网：负荷 20000 兆瓦以上的减供负荷 10%以上 13%以下，负荷 5000 兆瓦以上 20000 兆瓦以下的减供负荷 12%以上 16%以下，负荷 1000 兆瓦以上 5000 兆瓦以下的减供负荷 20%以上 50%以下，负荷 1000 兆瓦以下的减供负荷 40%以上。
3. 直辖市电网：减供负荷 10%以上 20%以下，或 15%以上 30%以下供电用

户停电。

4. 省、自治区人民政府所在地城市电网：减供负荷 20%以上 40%以下，或 30%以上 50%以下供电用户停电。

5. 其他设区的市电网：负荷 600 兆瓦以上的减供负荷 40%以上 60%以下，或 50%以上 70%以下供电用户停电；负荷 600 兆瓦以下的减供负荷 40%以上，或 50%以上供电用户停电。

6. 县级市电网：负荷 150 兆瓦以上的减供负荷 60%以上，或 70%以上供电用户停电。

四、一般大面积停电事件

1. 区域性电网：减供负荷 4%以上 7%以下。

2. 省、自治区电网：负荷 20000 兆瓦以上的减供负荷 5%以上 10%以下，负荷 5000 兆瓦以上 20000 兆瓦以下的减供负荷 6%以上 12%以下，负荷 1000 兆瓦以上 5000 兆瓦以下的减供负荷 10%以上 20%以下，负荷 1000 兆瓦以下的减供负荷 25%以上 40%以下。

3. 直辖市电网：减供负荷 5%以上 10%以下，或 10%以上 15%以下供电用户停电。

4. 省、自治区人民政府所在地城市电网：减供负荷 10%以上 20%以下，或 15%以上 30%以下供电用户停电。

5. 其他设区的市电网：减供负荷 20%以上 40%以下，或 30%以上 50%以下供电用户停电。

6. 县级市电网：负荷 150 兆瓦以上的减供负荷 40%以上 60%以下，或 50%以上 70%以下供电用户停电；负荷 150 兆瓦以下的减供负荷 40%以上，或 50%以上供电用户停电。

上述分级标准有关数量的表述中，“以上”含本数，“以下”不含本数。

附件 2：

国家大面积停电事件应急指挥部组成及工作组职责

国家大面积停电事件应急指挥部主要由发展改革委、中央宣传部（新闻办）、中央网信办、工业和信息化部、公安部、民政部、财政部、国土资源部、住房城乡建设部、交通运输部、水利部、商务部、国资委、新闻出版广电总局、安全监管总局、林业局、地震局、气象局、能源局、测绘地信局、铁路局、民航局、总参作战部、武警总部、中国铁路总公司、国家电网公司、中国南方电网有限责任公司等部门和单位组成，并可根据应对工作需要，增加有关地方人民政府、其他有关部门和相关电力企业。

国家大面积停电事件应急指挥部设立相应工作组，各工作组组成及职责分工如下：

一、电力恢复组：由发展改革委牵头，工业和信息化部、公安部、水利部、安全监管总局、林业局、地震局、气象局、能源局、测绘地信局、总参作战部、武警总部、国家电网公司、中国南方电网有限责任公司等参加，视情增加其他电力企业。

主要职责：组织进行技术研判，开展事态分析；组织电力抢修恢复工作，尽快恢复受影响区域供电工作；负责重要电力用户、重点区域的临时供电保障；负责组织跨区域的电力应急抢修恢复协调工作；协调军队、武警有关力量参与应对。

二、新闻宣传组：由中央宣传部（新闻办）牵头，中央网信办、发展改革委、工业和信息化部、公安部、新闻出版广电总局、安全监管总局、能源局等参加。

主要职责：组织开展事件进展、应急工作情况等权威信息发布，加强新闻宣传报道；收集分析国内外舆情和社会公众动态，加强媒体、电信和互联网管理，正确引导舆论；及时澄清不实信息，回应社会关切。

三、综合保障组：由发展改革委牵头，工业和信息化部、公安部、民政部、财政部、国土资源部、住房城乡建设部、交通运输部、水利部、商务部、国资委、新闻出版广电总局、能源局、铁路局、民航局、中国铁路总公司、国家电网公司、中国南方电网有限责任公司等参加，视情增加其他电力企业。

主要职责：对大面积停电事件受灾情况进行核实，指导恢复电力抢修方案，落实人员、资金和物资；组织做好应急救援装备物资及生产生活物资的紧急生产、

储备调拨和紧急配送工作；及时组织调运重要生活必需品，保障群众基本生活和市场供应；维护供水、供气、供热、通信、广播电视等设施正常运行；维护铁路、道路、水路、民航等基本交通运行；组织开展事件处置评估。

四、社会稳定组：由公安部牵头，中央网信办、发展改革委、工业和信息化部、民政部、交通运输部、商务部、能源局、总参作战部、武警总部等参加。

主要职责：加强受影响地区社会治安管理，严厉打击借机传播谣言制造社会恐慌，以及趁机盗窃、抢劫、哄抢等违法犯罪行为；加强转移人员安置点、救灾物资存放点等重点地区治安管控；加强对重要生活必需品等商品的市场监管和调控，打击囤积居奇行为；加强对重点区域、重点单位的警戒；做好受影响人员与涉事单位、地方人民政府及有关部门矛盾纠纷化解等工作，切实维护社会稳定。

电力可靠性管理办法（暂行）

中华人民共和国国家发展和改革委员会令

（第 50 号）

《电力可靠性管理办法（暂行）》已经 2021 年 11 月 23 日国家发展和改革委员会第 19 次委务会议审议通过，现予公布，自 2022 年 6 月 1 日起施行。

主任：何立峰

2022 年 4 月 16 日

电力可靠性管理办法（暂行）

第一章 总则

第一条 能源安全事关国家经济社会发展全局，电力供应保障是能源安全的重要组成部分。党中央、国务院高度重视电力供应保障工作，习近平总书记多次作出重要指示批示。为充分发挥电力可靠性管理在电力供应保障工作中的基础性作用，促进电力工业高质量发展，提升供电水平，满足人民日益增长的美好生活需要，依据《中华人民共和国电力法》《电力供应与使用条例》《电网调度管理条例》《电力设施保护条例》和《电力监管条例》等法律法规，制定本办法。

第二条 电力可靠性管理是指为提高电力可靠性水平而开展的管理活动，包括电力系统、发电、输变电、供电、用户可靠性管理等。

第三条 电力企业和电力用户依照本办法开展电力可靠性管理工作。国家能源局及其派出机构、地方政府能源管理部门和电力运行管理部门依据本办法对电力可靠性管理工作进行监督管理。

第四条 国家能源局负责全国电力可靠性的监督管理，国家能源局派出机构、地方政府能源管理部门和电力运行管理部门根据各自职责和国家有关规定负责辖区内的电力可靠性监督管理。

第五条 电力企业是电力可靠性管理的重要责任主体，其法定代表人是电力

可靠性管理第一责任人。电力企业按照下列要求开展本企业电力可靠性管理工作：

（一）贯彻执行国家有关电力可靠性管理规定，制定本企业电力可靠性管理工作制度；

（二）建立电力可靠性管理工作体系，落实电力可靠性管理相关岗位及职责；

（三）采集分析电力可靠性信息，并按规定准确、及时、完整报送；

（四）开展电力可靠性管理创新、成果应用以及培训交流。

第六条 电力用户是其产权内配用电系统和设备可靠性管理的责任主体，做好配用电系统和设备的配置与运行维护。

第七条 鼓励电力设备制造企业充分应用电力可靠性管理的成果，加强产品可靠性设计、试验及生产过程质量控制，依靠技术进步、管理创新和标准完善，提升设备可靠性水平。

第八条 充分发挥行业协会等的作用，开展行业自律和服务，提供技术支持，推动可靠性信息应用，开展交流与合作。

第二章 电力系统可靠性管理

第九条 电力系统可靠性管理指为保障电力系统充裕性和安全性而开展的活动，包括电力系统风险的事前预测预警、事中过程管控、事后总结评估及采取的防范措施。

第十条 电网企业应当对电力供应及安全风险进行预测，对运行数据开展监测分析并评估电力系统满足电力电量需求的能力。在系统稳定破坏事件、影响系统安全的非计划停运事件和停电事件发生时，电网企业应当依据《电网调度管理条例》果断快速处置；开展事后评价，对发现的风险进行闭环管控。

第十一条 电网企业应当根据电力系统风险和自然灾害影响，制定风险管控措施，完善输电系统网络结构。对发现的风险和隐患按规定向政府有关部门和相关电力企业预警。

第十二条 发电企业和配置自备发电机组的其他企业要根据政府有关部门和

电力调度机构的要求做好电力供应保障工作，提高设备运行可靠性，不得无故停运或隐瞒真实原因申请停运。

发电企业应当做好涉网安全管理，加强机组燃料、蓄水管控，制定重要时期的燃料计划与预案，制定水库调度运行计划，对发现的风险和隐患及时报电力调度机构。

新能源发电企业应当加强发电功率预测管理。

第十三条 积极稳妥推动发电侧、电网侧和用户侧储能建设，合理确定建设规模，加强安全管理，推进源网荷储一体化和多能互补。建立新型储能建设需求发布机制，充分考虑系统各类灵活性调节资源的性能，允许各类储能设施参与系统运行，增强电力系统的综合调节能力。

第十四条 各级能源管理部门应当科学制定并适时调整电力规划，优化配置各种类型的电源规模和比例，统筹安排备用容量，合理划分黑启动区域。国家能源局派出机构应当对辖区省级电力规划的执行情况进行监管。

负荷备用容量为最大发电负荷的 2-5%，事故备用容量为最大发电负荷的 10%左右，区外来电、新能源发电、不可中断用户占比高的地区，应当适当提高负荷备用容量。每个黑启动区域须合理配置 1-2 台具备黑启动能力且具有足够容量的机组。

第十五条 经国务院批复的国家级城市群，应当适当提高电力可靠性标准，加强区域电力系统的统筹规划和项目建设衔接，优化资源配置，推进电网协调有序发展。

第十六条 国家能源局及其派出机构应当按照权限和程序，指导有关单位制订大面积停电应急预案，组织、协调、指导电力突发安全事件应急处置工作，对电力供应和运行的风险管控情况进行监管。地方政府电力运行管理部门应当会同有关部门开展电力需求侧管理，严格审核事故及超计划用电的限电序位表，严禁发生非不可抗力拉闸限电。

第三章 发电可靠性管理

第十七条 发电可靠性管理是指为实现发电机组及配套设备的可靠性目标而开展的活动，包括并网燃煤（燃气）、水力、核能、风力、太阳能等发电机组及配套设备的可靠性管理。

第十八条 燃煤（燃气）发电企业应当对参与深度调峰的发电机组开展可靠性评估，加强关键部件监测，确保调峰安全裕度。电力调度机构应当优化调峰控制策略，综合考虑发电机组的安全性和经济性。

第十九条 水电流域梯级电站和具备调节性能的水电站应当建立水情自动测报系统，做好电站水库优化调度，建立信息共享机制。

第二十条 核电企业应当对常规岛和配套设备（非核级设备）开展设备分级、监测与诊断、健康管理、全寿命周期可靠性管理、动态风险评估等工作。

第二十一条 沙漠、戈壁、荒漠地区的大规模风力、太阳能等可再生能源发电企业要建立与之适应的电力可靠性管理体系，加强系统和设备的可靠性管理，防止大面积脱网，对电网稳定运行造成影响。

第二十二条 发电企业应当建立发电设备分级管理制度，完善事故预警机制，构建设备标准化管理流程。发电企业应当基于可靠性信息，建立动态优化的设备运行、检修和缺陷管理体系，定期评估影响机组可靠性的风险因素，掌握设备状态、特性和运行规律，发挥对机组运行维护的指导作用。

第二十三条 地方政府能源管理部门和电力运行管理部门应当对燃煤（燃气）发电企业的燃料库存、水电站入库水量情况进行监测分析、协调处理，保障能源供应。

第四章 输变电可靠性管理

第二十四条 输变电可靠性管理是指为实现输变电系统和设备的可靠性目标而开展的活动，包括交流和直流的输变电系统和设备的可靠性管理。

第二十五条 电力企业应当合理安排变电站站址和线路路径，科学选择主接线和站间联络方式，增加系统运行的安全裕度。

第二十六条 电力企业应当加强线路带电作业、无人机巡检、设备状态监测

等先进技术应用，优化输变电设备运维检修模式。

第二十七条 鼓励电力企业基于可靠性数据开展电力设备选型和运行维护工作，建立核心组部件溯源管理机制，优先选用高可靠性的输变电设备，鼓励开展状态检修，提高设备运行可靠性。

第二十八条 地方政府能源管理部门和电力运行管理部门按职责组织指导开展电力设施保护工作。

第五章 供电可靠性管理

第二十九条 供电可靠性管理是指为实现向用户可靠供电的目标而开展的活动，包括配电系统和设备的可靠性管理。

第三十条 供电企业应当加强城乡配电网建设，合理设置变电站、配变布点，合理选择配电网接线方式，保障供电能力。

第三十一条 供电企业应当强化设备的监测和分析，加强巡视和维护，及时消除设备缺陷和隐患。

第三十二条 供电企业应当开展综合停电和配电网故障快速抢修复电管理，推广不停电作业和配电自动化等技术，减少停电时间、次数和影响范围。

第三十三条 地方政府能源管理部门应当将供电可靠性指标纳入电力系统规划，并与城乡建设总体规划衔接。

第三十四条 地方政府发展改革部门可依据本地区供电可靠性水平，按照合理成本和优质优价原则，完善可靠性电价机制。

第六章 用户可靠性管理

第三十五条 用户可靠性管理是指为保证用电的可靠性目标，减少对电网安全和其他用户造成影响，对其产权内的配用电系统和设备开展的活动。

第三十六条 电力用户应当根据国家有关规定和标准开展配用电工程建设与运行维护，消除设备隐患，预防电气设备事故，防止对公用电网造成影响。

第三十七条 电力用户配用电设备危及系统安全时，应当立即检修或者停用。

因用户原因导致电力企业无法向其他用户正常供电或造成其他严重后果的，应当承担相应责任。

第三十八条 重要电力用户应当按规定配置自备应急电源，加强运行维护，容量应当达到保安负荷的 120%。地方政府电力运行管理部门应当确定重要电力用户名单，对重要电力用户自备应急电源配置和使用情况进行监督管理。国家能源局派出机构对重要电力用户供电电源配置情况进行监督管理。

第三十九条 供电企业应当按规定为重要电力用户提供相应的供电电源，指导和督促重要用户安全使用自备应急电源。对重要电力用户较为集中的区域，供电企业应当科学合理规划和建设供电设施，及时满足重要用户用电需要，确保供电能力和供电质量。

第七章 网络安全

第四十条 电力网络安全坚持积极防御、综合防范的方针，坚持安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证的原则，加强全业务、全生命周期网络安全管理，提高电力可靠性。

第四十一条 电力企业应当落实网络安全保护责任，健全网络安全组织体系，设立专门的网络安全管理及监督机构，加快各级网络安全专业人员配备；落实网络安全等级保护、关键信息基础设施安全保护和数据安全制度，加强网络安全审查、容灾备份、监测审计、态势感知、纵深防御、信任体系建设、供应链管理等工作；开展网络安全监测、风险评估和隐患排查治理，提高网络安全监测分析与应急处置能力。

第四十二条 电力企业应当强化电力监控系统安全防护，完善结构安全、本体安全和基础设施安全，逐步推广安全免疫。电力企业应当开展电力监控系统安全防护评估，并将其纳入电力系统安全评价体系。电力调度机构应当加强对直接调度范围内的发电厂涉网部分电力监控系统安全防护的技术监督。

第四十三条 电力用户是其产权内配用电系统和设备网络安全责任主体，应当根据国家有关规定和标准开展网络安全防护，预防网络安全事件，防止对公用

电网造成影响。电力企业应当在并网协议中明确网络安全相关要求并监督落实。

第四十四条 国家能源局依法依规履行电力行业网络安全监督管理职责，地方各级人民政府有关部门按照法律、行政法规和国务院的规定，履行网络安全属地监督管理职责，国家能源局派出机构根据授权开展网络安全监督管理工作。

第八章 信息管理

第四十五条 电力可靠性信息实行统一管理、分级负责。国家能源局负责全国电力可靠性信息的统计、分析、发布和核查，国家能源局派出机构负责辖区内电力可靠性信息分析、发布和核查。

根据工作需要，国家能源局及其派出机构可以委托行业协会、科研单位及技术咨询机构等协助开展电力可靠性信息统计分析、预测、评估、评价等工作。

第四十六条 国家能源局应当建立电力可靠性监督管理信息系统，实施全国范围内电力可靠性信息注册、报送、分析、评价、应用、核查等监督管理工作，通过电力可靠性监督管理信息系统实时向国家能源局派出机构、省级政府能源管理部门和电力运行管理部门推送辖区内电力可靠性信息。

第四十七条 电力企业应当建立电力可靠性信息报送机制和校核制度，准确、及时、完整报送电力可靠性信息。

供电企业应当按国家有关规定定期公布供电可靠性指标。

第四十八条 电力企业应当通过电力可靠性监督管理信息系统向国家能源局报送以下电力可靠性信息：

（一）发电设备可靠性信息，包括 100 兆瓦及以上容量火力发电机组、300 兆瓦及以上容量核电机组成岛、50 兆瓦及以上容量水力发电机组的可靠性信息，总装机 50 兆瓦及以上容量风力发电场、10 兆瓦及以上集中式太阳能发电站的可靠性信息；

（二）输变电设备可靠性信息，包括 110（66）千伏及以上电压等级输变电设备可靠性信息；

（三）直流输电系统可靠性信息，包括±120 千伏及以上电压等级直流输电

系统可靠性信息；

（四）供电可靠性信息，包括 35 千伏及以下电压等级供电系统用户可靠性信息；

（五）其他电力可靠性信息。

第四十九条 电力可靠性信息报送应当符合下列期限要求：

（一）每月 8 日前报送上月火力发电机组主要设备、核发电机组、水力发电机组、输变电设备、直流输电系统以及供电系统用户可靠性信息；

（二）每季度首月 12 日前报送上一季度发电机组辅助设备、风力发电场和太阳能发电站的可靠性信息。

第五十条 电力企业应当于每年 2 月 15 日前将上一年度电力可靠性管理和技术分析报告报送所在地国家能源局派出机构、省级政府能源管理部门和电力运行管理部门；中央电力企业总部于每年 3 月 1 日前报送国家能源局。

省级电网企业应当于每年 1 月份将上一年度电力系统可靠性的评估和本年度的预测情况，报国家能源局派出机构、省级政府能源管理部门和电力运行管理部门；中央电网企业总部于每年 2 月份报送国家能源局。

系统稳定破坏事件、非计划停运事件、停电事件的等级分类、信息报送内容和程序由国家能源局另行规定。

第五十一条 国家能源局应当定期发布电力可靠性指标。

第五十二条 电力可靠性监督管理信息系统中的原始信息、统计分析信息及年度电力可靠性评价、评估、预测结果等须按程序经国家能源局审核后对外发布或使用。

第九章 监督管理

第五十三条 国家能源局负责以下电力可靠性监督管理工作：

（一）研究起草电力可靠性监督管理规章、制定电力可靠性监督管理规范性文件 and 电力可靠性行业技术标准，并组织实施；

（二）建立健全电力可靠性监督管理工作体系；

(三)对国家能源局派出机构、地方政府能源管理部门和电力运行管理部门、电力企业、电力用户贯彻执行电力可靠性管理规章制度的情况进行监督管理；

(四)组织建立电力可靠性监督管理信息系统，统计分析电力可靠性信息，组织实施电力可靠性预测、评估和评价工作；

(五)组织开展电力可靠性管理工作检查、核查；

(六)发布电力可靠性指标和电力可靠性监管报告；

(七)对特别重大系统稳定破坏事件、特别重大非计划停运事件、特别重大停电事件进行分析、核查；

(八)推动电力可靠性理论研究和技术应用；

(九)组织电力可靠性技术和管理培训；

(十)开展电力可靠性国际交流与合作。

第五十四条 国家能源局派出机构负责辖区内以下电力可靠性监督管理工作：

(一)建立健全电力可靠性监督管理工作体系；

(二)对电力企业贯彻执行电力可靠性管理规章制度的情况进行监督管理；

(三)分析、发布可靠性信息，组织实施电力可靠性预测、评估和评价工作；

(四)开展电力可靠性管理工作检查、核查、处罚；

(五)对重大系统稳定破坏事件、重大非计划停运事件、重大停电事件进行分析、核查；

(六)监督指导电力企业排查治理电力可靠性管理中存在的风险和隐患；

(七)发布电力可靠性指标和电力可靠性监管报告。

第五十五条 地方政府能源管理部门和电力运行管理部门按各自职责负责辖区内以下电力可靠性监督管理工作：

(一)建立健全地方政府电力可靠性监督管理工作体系；

(二)对电力系统的充裕性进行监测协调和监督管理，保障电力供应；

(三)对电力用户贯彻执行电力可靠性管理规章制度的情况进行监督管理；

(四)组织落实国家乡村振兴、优化营商环境、电网升级改造等工作中相关

电力可靠性要求；

（五）监督指导重要电力用户排查治理电力可靠性管理中发现的风险和隐患；

（六）支持和配合国家能源局派出机构开展相关电力可靠性监督管理工作。

第五十六条 国家能源局派出机构应当会同地方政府能源管理部门和电力运行管理部门建立电力可靠性联席协调机制，定期分析、通报电力供需和电网运行情况，协调解决电力供应和电力系统稳定运行面临的问题。

第五十七条 国家能源局及其派出机构、地方政府能源管理部门和电力运行管理部门对电力可靠性管理规章制度落实情况进行监督检查，可以采取以下措施：

（一）进入电力企业进行检查并询问相关人员，要求其对检查事项作出说明；

（二）查阅、复制与检查事项有关的文件、资料和信息。

第五十八条 国家能源局及其派出机构、地方政府能源管理部门和电力运行管理部门对电力企业报送的信息和报告存在疑问的，应当要求作出说明，可以开展现场核查。

第五十九条 任何单位和个人发现电力可靠性管理不到位或存在弄虚作假情况的，有权向国家能源局及其派出机构、地方政府能源管理部门和电力运行管理部门举报，国家能源局及其派出机构、地方政府能源管理部门和电力运行管理部门应当及时处理。

第十章 奖惩措施

第六十条 鼓励电力企业、科研单位和电力用户等根据电力规划、建设、生产、供应、使用和设备制造等工作需要，研究、开发和采用先进的可靠性科学技术和管理方法，对取得显著成绩的单位和个人给予表彰奖励。

第六十一条 国家能源局及其派出机构、地方政府能源管理部门和电力运行管理部门未按照本办法实施电力可靠性监督管理有关工作并造成严重后果的，依法追究其责任。

第六十二条 电力企业有下列情形之一的，由国家能源局及其派出机构根据《电力监管条例》第三十四条的规定予以处罚：

（一）拒绝或者阻碍国家能源局及其派出机构从事电力可靠性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可靠性信息的；

（三）供电企业未按照本办法规定定期披露其供电可靠性指标的。

第六十三条 国家能源局及其派出机构、地方政府能源管理部门和电力运行管理部门按照电力行业信用体系规定，对电力可靠性监督检查过程中产生的约谈、通报、奖励、处罚等记录依法依规进行归集、共享和公示，对相应的责任主体依法实施守信激励与失信惩戒。

第十一章 附则

第六十四条 本办法自 2022 年 6 月 1 日起施行，《电力可靠性监督管理办法》（国家电力监管委员会令第 24 号）同时废止。

电力生产事故调查暂行规定

中华人民共和国国家电力监管委员会令

（第4号）

《电力生产事故调查暂行规定》已经国家电力监管委员会主席办公会议通过，现予公布，自2005年3月1日起施行。

主席 柴松岳

二〇〇四年十二月二十八日

电力生产事故调查暂行规定

第一章 总 则

第一条 为了及时报告、调查、统计、处理电力生产事故，规范电力生产事故管理和调查行为，制定本规定。

第二条 电力生产事故调查的任务是贯彻安全第一、预防为主的方针，总结经验教训，研究电力生产事故规律，采取预防措施，防止和减少电力生产事故的发生。

第三条 电力生产事故调查应当实事求是、尊重科学，做到事故原因未查清不放过，责任人员未处理不放过，整改措施未落实不放过，有关人员未受到教育不放过。

第四条 电力生产事故统计报告应当及时、准确、完整。电力生产事故统计分析应当与可靠性分析相结合，全面评价安全水平。

第五条 任何单位和个人对违反本规定的行为、隐瞒电力生产事故或者阻碍电力生产事故调查的行为，有权向国家电力监管委员会（以下简称电监会）及其派出机构、政府有关部门举报。

第六条 本规定适用于中华人民共和国境内的电力企业。

第二章 事故定义和级别

第七条 电力企业发生有下列情形之一的人身伤亡，为电力生产人身事故：

（一）员工从事与电力生产有关的工作过程中，发生人身伤亡（含生产性急性中毒造成的人身伤亡，下同）的；

（二）员工从事与电力生产有关的工作过程中，发生本企业负有同等以上责任的交通事故，造成人身伤亡的；

（三）在电力生产区域内，外单位人员从事与电力生产有关的工作过程中，发生本企业负有责任的人身伤亡的。

电力生产人身事故的等级划分和标准，执行国家有关规定。

第八条 电网发生有下列情形之一的大面积停电，为特大电网事故：

（一）省、自治区电网或者区域电网减供负荷达到下列数值之一的：

1. 电网负荷为 20000 兆瓦以上的，减供负荷 20%；
2. 电网负荷为 10000 兆瓦以上不满 20000 兆瓦的，减供负荷 30%或者 4000 兆瓦；
3. 电网负荷为 5000 兆瓦以上不满 10000 兆瓦的，减供负荷 40%或者 3000 兆瓦；
4. 电网负荷为 1000 兆瓦以上不满 5000 兆瓦的，减供负荷 50%或者 2000 兆瓦。

（二）直辖市减供负荷 50%以上的；

（三）省和自治区人民政府所在地城市以及其他大城市减供负荷 80%以上的。

第九条 电网发生有下列情形之一的大面积停电，为重大电网事故：

（一）省、自治区电网或者区域电网减供负荷达到下列数值之一的：

1. 电网负荷为 20000 兆瓦以上的，减供负荷 8%；
2. 电网负荷为 10000 兆瓦以上不满 20000 兆瓦的，减供负荷 10%或者 1600 兆瓦；
3. 电网负荷为 5000 兆瓦以上不满 10000 兆瓦的，减供负荷 15%或者 1000

兆瓦；

4. 电网负荷为 1000 兆瓦以上不满 5000 兆瓦的，减供负荷 20%或者 750 兆

瓦；

5. 电网负荷为不满 1000 兆瓦的，减供负荷 40%或者 200 兆瓦。

（二）直辖市减供负荷 20%以上的；

（三）省和自治区人民政府所在地城市以及其他大城市减供负荷 40%以上的；

（四）中等城市减供负荷 60%以上的；

（五）小城市减供负荷 80%以上的。

第十条 电力企业发生有下列情形之一的事故，为一般电网事故：

（一）110 千伏以上省级电网或者区域电网非正常解列，并造成全网减供负荷达到下列数值之一的：

1. 电网负荷为 20000 兆瓦以上的，减供负荷 4%；

2. 电网负荷为 10000 兆瓦以上不满 20000 兆瓦的，减供负荷 5%或者 800 兆瓦；

3. 电网负荷为 5000 兆瓦以上不满 10000 兆瓦的，减供负荷 8%或者 500 兆瓦；

4. 电网负荷为 1000 兆瓦以上不满 5000 兆瓦的，减供负荷 10%或者 400 兆瓦；

5. 电网负荷为不满 1000 兆瓦的，减供负荷 20%或者 100 兆瓦。

（二）变电所 220 千伏以上任一电压等级母线全停的。

（三）电网电能质量降低，造成下列情形之一的：

1. 装机容量 3000 兆瓦以上的电网，频率偏差超出 50 ± 0.2 赫兹，且延续时间 30 分钟以上；或者频率偏差超出 50 ± 0.5 赫兹，且延续时间 15 分钟以上。

2. 装机容量不满 3000 兆瓦的电网，频率偏差超出 50 ± 0.5 赫兹，且延续时间 30 分钟以上；或者频率偏差超出 50 ± 1 赫兹，且延续时间 15 分钟以上。

3. 电压监视控制点电压偏差超出电力调度规定的电压曲线值 $\pm 5\%$ ，且延续

时间超过 2 小时；或者电压偏差超出电力调度规定的电压曲线值 $\pm 10\%$ ，且延续时间超过 1 小时。

第十一条 电力企业发生设备、设施、施工机械、运输工具损坏，造成直接经济损失超过规定数额的，为电力生产设备事故。

电力生产设备事故的等级划分和标准，执行本规定第十二条、第十三条和国家有关规定。

第十二条 装机容量 400 兆瓦以上的发电厂，一次事故造成 2 台以上机组非计划停运，并造成全厂对外停电的，为重大设备事故。

第十三条 电力企业有下列情形之一，未构成重大设备事故的，为一般设备事故：

- （一）发电厂 2 台以上机组非计划停运，并造成全厂对外停电的；
- （二）发电厂升压站 110 千伏以上任一电压等级母线全停的；
- （三）发电厂 200 兆瓦以上机组被迫停止运行，时间超过 24 小时的；
- （四）电网 35 千伏以上输变电设备被迫停止运行，并造成对用户中断供电的；
- （五）水电厂由于水工设备、水工建筑损坏或者其他原因，造成水库不能正常蓄水、泄洪或者其他损坏的。

第十四条 火灾事故的定义、等级划分和标准，执行国家有关规定。

第三章 事故调查

第十五条 电力企业发生事故后，应当按照国家有关规定，及时向上级主管单位和当地人民政府有关部门如实报告。

第十六条 电力企业发生重大以上的人身事故、电网事故、设备事故或者火灾事故，电厂垮坝事故以及对社会造成严重影响的停电事故，应当立即将事故发生的时间、地点、事故概况、正在采取的紧急措施等情况向电监会报告，最迟不得超过 24 小时。

第十七条 电力生产事故的组织调查，按照下列规定进行：

（一）人身事故、火灾事故、交通事故和特大设备事故，按照国家有关规定组织调查；

（二）特大电网事故、重大电网事故、重大设备事故由电监会组织调查；

（三）一般电网事故、一般设备事故由发生事故的单位组织调查。

涉及电网企业、发电企业等2个或者2个以上企业的一般事故，进行联合调查时发生争议，一方申请电监会处理的，由电监会组织调查。

第十八条 电力生产事故的调查，按照下列规定进行：

（一）事故发生后，发生事故的单位应当迅速抢救伤员和进行事故应急处理，并派专人严格保护事故现场。未经调查和记录的事故现场，不得任意变动。

（二）事故发生后，发生事故的单位应当立即对事故现场和损坏的设备进行照相、录像、绘制草图。

（三）事故发生后，发生事故的单位应当立即组织有关人员收集事故经过、现场情况、财产损失等原始材料。

（四）发生事故的单位应当及时向事故调查组提供完整的相关资料。

（五）事故调查组有权向发生事故的单位、有关人员了解事故情况并索取有关资料，任何单位和个人不得拒绝。

（六）事故调查组在《事故调查报告书》中应当明确事故原因、性质、责任、防范措施和处理意见。

（七）根据事故调查组对事故的处理意见，有关单位应当按照管理权限对发生事故的单位、责任人员进行处理。

第四章 统计报告

第十九条 电力生产事故的统计和报告，按照电监会《电力安全生产信息报送暂行规定》办理。

涉及电网企业、发电企业等2个以上企业的事故，如果各企业均构成事故，各企业都应当按照有关规定统计、上报。

一起事故既符合电网事故条件，又符合设备事故条件的，按照“不同等级的

事故，选取等级高的事故；相同等级的事故，选取电网事故”的原则统计、上报。

伴有人身事故的电网事故或者设备事故，应当按照本规定要求将人身事故、电网事故或者设备事故分别统计、上报。

第二十条 按照国家有关规定，由人民政府有关部门组织调查的事故，发生事故的单位应当自收到《事故调查报告书》之日起1周内，将有关情况报送电监会。

第二十一条 发电企业、供电企业和电力调度机构连续无事故的天数累计达到100天为1个安全周期。

发生重伤以上人身事故，发生本单位应承担责任的一般以上电网事故、设备事故或者火灾事故，均应当中断安全周期。

第五章 附 则

第二十二条 本规定下列用语的含义：

（一）电力企业，是指以发电、输变电、供电、电力调度、电力检修、电力试验、电力建设等为主要业务的企业（单位）。

（二）员工，是指企业（单位）中各种用工形式的人员，包括固定工、合同工，临时聘用、雇用、借用的人员，以及代训工和实习生。

（三）与电力生产有关的工作，是指发电、输变电、供电、电力调度、电力检修、电力试验、电力建设等生产性工作，如电力设备（设施）的运行、检修维护、施工安装、试验、生产性管理工作以及电力设备的更新改造、业扩、用户电力设备的安装、检修和试验等工作。

（四）电力生产区域，是指与电力生产有关的运行、检修维护、施工安装、试验、修配场所，以及生产仓库、汽车库、线路及电力通信设施的走廊等。

（五）第七条第一款第（三）项中的“本企业负有责任”，是指有下列情形之一的，本企业负有责任：

1. 资质审查不严，项目承包方不符合要求；
2. 在开工前未对承包方负责人、工程技术人员和安监人员进行全面的安全

技术交底，或者没有完整的记录；

3. 对危险性生产区域内作业未事先进行专门的安全技术交底，未要求承包方制定安全措施，未配合做好相关的安全措施（包括有关设施、设备上设置明确的安全警告标志等）；

4. 未签订安全生产管理协议，或者协议中未明确各自的安全生产职责和应当采取的安全措施。

（六）区域电网，是指华北、东北、西北、华东、华中和南方电网。

（七）电网负荷，是指电力调度机构统一调度的电网在事故发生前的负荷。

（八）大城市、中等城市、小城市，是指《中华人民共和国城市规划法》规定的大城市、中等城市、小城市。

（九）电网非正常解列包括自动解列、继电保护及安全自动装置动作解列。

（十）施工机械，是指大型起吊设备、运输设备、挖掘设备、钻探设备、张力牵引设备等。

（十一）直接经济损失包括更换的备品配件、材料、人工和运输所发生的费用。如设备损坏不能再修复，则按同类型设备重置金额计算损失费用。保险公司赔偿费和设备残值不能冲减直接经济损失费用。

（十二）全厂对外停电，是指发电厂对外有功负荷降到零。虽电网经发电厂母线转送的负荷没有停止，仍视为全厂对外停电。

（十三）电网减供负荷波及多个省级电网时，除引发事故的省级电网计算1次事故外，区域电网另计算1次，其电网负荷按照区域电网事故前全网负荷计算。减供负荷的计算范围与计算电网负荷时的范围相同。

（十四）城市的减供负荷，是指市区范围的减供负荷，不包括市管辖的县或者县级市。

（十五）电力设备事故包括电气设备发生电弧引燃绝缘（包括绝缘油）、油系统（不包括油罐）、制粉系统损坏起火等。

第二十三条 各电力企业应当根据本规定制定与生产事故调查相关的内部规程。

第二十四条 本规定自 2005 年 3 月 1 日起施行。1994 年 12 月 22 日原电力工业部发布的《电业生产事故调查规程》同时废止。

水电站大坝运行安全监督管理规定

中华人民共和国国家发展和改革委员会令

（第23号）

《水电站大坝运行安全监督管理规定》已经国家发展和改革委员会主任办公会审议通过，现予公布，自2015年4月1日起施行。

主任 徐绍史

2015年4月1日

水电站大坝运行安全监督管理规定

第一章 总则

第一条 为了加强水电站大坝运行安全监督管理，保障人民生命财产安全，促进经济社会持续健康安全发展，根据《中华人民共和国安全生产法》《水库大坝安全管理条例》《电力监管条例》《生产安全事故报告和调查处理条例》《电力安全事故应急处置和调查处理条例》等法律法规，制定本规定。

第二条 水电站大坝运行安全管理应当坚持安全第一、预防为主、综合治理的方针。

第三条 本规定适用于以发电为主、总装机容量五万千瓦及以上的大、中型水电站大坝（以下简称大坝）。

本规定所称大坝，是指包括横跨河床和水库周围堰口的所有永久性挡水建筑物、泄洪建筑物、输水和过船建筑物的挡水结构以及这些建筑物与结构的地基、近坝库岸、边坡和附属设施。

第四条 电力企业是大坝运行安全的责任主体，应当遵守国家有关法律法规和标准规范，建立健全大坝运行安全组织体系和应急工作机制，加强大坝运行全过程安全管理，确保大坝运行安全。

第五条 国家能源局负责大坝运行安全综合监督管理。

国家能源局派出机构（以下简称派出机构）具体负责本辖区大坝运行安全监督管理。

国家能源局大坝安全监察中心（以下简称大坝中心）负责大坝运行安全技术监督管理服务，为国家能源局及其派出机构开展大坝运行安全监督管理提供技术支持。

第二章 运行管理

第六条 电力企业应当保证大坝安全监测系统、泄洪消能和防护设施、应急电源等安全设施与大坝主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行。

大坝蓄水验收和枢纽工程专项验收前应当分别经过蓄水安全鉴定和竣工安全鉴定。

第七条 电力企业应当加强大坝安全检查、运行维护与除险加固等工作，保证大坝主体结构完好，大坝安全设施运行可靠。

第八条 电力企业应当加强大坝安全监测与信息化建设工作，及时整理分析监测成果，监控大坝运行安全状态，并且按照要求向大坝中心报送大坝运行安全信息。对坝高一百米以上的大坝、库容一亿立方米以上的大坝和病险坝，电力企业应当建立大坝安全在线监控系统，并且接受大坝中心的监督。

第九条 电力企业应当对大坝进行日常巡视检查。每年汛期及汛前、汛后，枯水期、冰冻期，遭遇大洪水、发生有感地震或者极端气象等特殊情况下，电力企业应当对大坝进行详细检查。

电力企业应当及时处理发现的大坝缺陷和隐患。

第十条 电力企业应当每年年底开展大坝安全年度详查，总结本年度大坝安全管理工作，整编分析大坝监测资料，分析水库、水工建筑物、闸门及启闭机、监测系统和应急电源的运行情况，提出大坝安全年度详查报告并且报送大坝中心。

第十一条 电力企业应当按照国家规定做好水电站防洪度汛工作。

水库调度和发电运行应当以确保大坝运行安全为前提，严格遵循批准的汛期

调度运用计划和水库运用与电站运行调度规程。汛期水库汛限水位以上防洪库容的运用，必须服从防汛指挥机构的调度指挥。

汛期发生影响正常泄洪的情况时，电力企业应当及时处置并且报告大坝中心。

第十二条 电力企业应当建立大坝安全应急管理体系，制定大坝安全应急预案，建立与地方政府、相关单位的应急联动机制。

遇有超标准洪水、地震、地质灾害、大体积漂浮物等险情，电力企业应当按照规定启动大坝安全应急机制，采取必要措施保障大坝安全，并且报告派出机构和中心。

第十三条 任何单位、部门不得擅自改变或者调整水电站原批准的功能。任何改变或者调整水电站功能的方案，应当依法报有关项目核准（或者审批）部门批准。

第十四条 水电站进行工程改造或者扩建，应当依法报有关项目核准（或者审批）部门批准。

大坝枢纽范围内新建、改建或者扩建建筑物，应当按照规定进行大坝安全影响专项论证并且经过大坝安全技术监督单位评审。

第十五条 工程降低等别以及大坝退役（包括大坝报废、拆除或者拆除重建）应当充分论证，经过有关项目核准（或者审批）部门同意后方可实施。

第十六条 电力企业负责人及相关管理人员应当具备大坝安全专业知识和管理能力，定期培训。

从事大坝运行安全监测、维护及闸门启闭操作的作业人员应当经过相关技术培训，持证上岗。

第十七条 电力企业应当按照国家规定及时收集、整理和保存大坝建设工程档案、运行维护资料及相应原始记录。

第十八条 电力企业委托大坝运行安全专业技术服务单位承担大坝运行安全分析、监测、测试、检验、检查、维护等具体工作的，大坝运行安全责任仍由委托方承担。

国家对专业技术服务有资质要求的，承担技术服务的单位应当具有相应资质。

第三章 定期检查

第十九条 大坝中心应当定期检查大坝安全状况，评定大坝安全等级。

定期检查一般每五年进行一次，检查时间一般不超过一年半。首次定期检查后，定期检查间隔可以根据大坝安全风险情况动态调整，但不得少于三年或者超过十年。

第二十条 大坝遭受超标准洪水或者破坏性地震等自然灾害以及其他严重事件后，大坝中心应当对大坝进行特种检查，重新评定大坝安全等级。

第二十一条 大坝安全等级分为正常坝、病坝和险坝三级。符合下列条件的大坝，评定为正常坝：

- （一）防洪能力符合规范要求；或者非常运用情况下的防洪能力略有不足，但大坝安全风险低且可控；
- （二）坝基良好；或者虽然存在局部缺陷但无趋势性恶化，大坝整体安全；
- （三）大坝结构安全度符合规范要求；或者略有不足，但大坝安全风险低且可控；
- （四）大坝运行性态总体正常；
- （五）近坝库岸和工程边坡稳定或者基本稳定。

具有下列情形之一的大坝，评定为病坝：

- （一）正常运用情况下的防洪能力略有不足，但风险较低；或者非常运用情况下的防洪能力不足，风险较高；
- （二）坝基存在局部缺陷，且有趋势性恶化，可能危及大坝整体安全；
- （三）大坝结构安全度不符合规范要求，存在安全风险，可能危及大坝整体安全；
- （四）大坝运行性态异常，存在安全风险，可能危及大坝安全；
- （五）近坝库岸和工程边坡有失稳征兆，失稳后影响工程正常运用。

具有下列情形之一的大坝，评定为险坝：

（一）正常运用情况下防洪能力不足，风险较高；或者非常运用情况下防洪能力不足，风险很高；

（二）坝基存在的缺陷持续恶化，已危及大坝安全；

（三）大坝结构安全度严重不符合规范要求，已危及大坝安全；

（四）大坝存在事故征兆；

（五）近坝库岸或者工程边坡有失稳征兆，失稳后危及大坝安全。

第二十二条 电力企业应当限期完成对病坝、险坝的处理。

病坝、险坝以及正常坝的重大工程缺陷和隐患的处理应当专项设计、专项审查、专项施工和专项验收。

第二十三条 大坝评定为险坝后，电力企业应当立即降低水库运行水位，直至放空水库。病坝消缺前或者消缺过程中，如情况恶化或者发生重大险情，应当降低水库运行水位，极端情况下可以放空水库。

第四章 注册登记

第二十四条 大坝运行实行安全注册登记制度。电力企业应当在规定期限内申请办理大坝安全注册登记。

在规定期限内不申请办理安全注册登记的大坝，不得投入运行，其发电机组不得并网发电。

第二十五条 大坝安全注册应当符合下列条件：

（一）依法取得核准（或者审批）手续；

（二）新建大坝具有竣工安全鉴定报告及其专题报告；已运行大坝具有近期的定期检查报告和定期检查审查意见；

（三）有完整的大坝勘测、设计、施工、监理资料和运行资料；

（四）有职责明确的管理机构、符合岗位要求的专业运行人员、健全的大坝安全管理规章制度和操作规程。

第二十六条 大坝中心具体受理大坝安全注册登记申请，组织注册现场检查

并且提出注册检查意见，经国家能源局批准后向电力企业颁发大坝安全注册登记证。

第二十七条 大坝安全注册等级分为甲、乙、丙三级。

（一）通过竣工安全鉴定或者安全等级评定为正常坝的，根据管理实绩考核结果，颁发甲级注册登记证或者乙级注册登记证；

（二）安全等级评定为病坝的，管理实绩考核结果满足要求的，颁发丙级注册登记证；

（三）安全等级评定为险坝的，在完成除险加固后颁发相应注册登记证。

不满足注册条件或者未取得注册登记证的大坝，电力企业应当在大坝中心登记备案，并且限期完成大坝安全注册。

第二十八条 大坝安全注册实行动态管理。甲级注册登记证有效期为五年，乙级、丙级注册登记证有效期为三年。

注册事项发生变化，电力企业应当及时办理注册变更。

注册登记证有效期满前，电力企业应当申请大坝安全换证注册。期满后逾期六个月仍未申请换证的，注销注册登记证。

工程降低等别应当办理大坝安全注册变更手续；大坝退役应当办理大坝安全注册注销手续。

第二十九条 新建大坝通过蓄水安全鉴定后，在其发电机组转入商业运营前，应当将工程蓄水安全鉴定报告和蓄水验收鉴定书以及有关安全管理情况等报大坝中心备案。

第五章 监督管理

第三十条 国家能源局应当定期公布大坝安全注册登记和定期检查情况。

派出机构应当督促电力企业开展安全注册登记和定期检查工作，并且结合注册现场检查、定期检查等工作对电力企业执行国家有关安全法律法规和标准规范的情况进行监督检查，发现违法违规行为，依法处理；发现重大安全隐患，责令电力企业及时整改。

派出机构应当会同大坝中心对电力企业病坝治理、险坝除险加固等重大安全隐患治理和风险管控工作进行安全督查，督促电力企业按照要求开展相关工作。

第三十一条 大坝中心应当对电力企业大坝安全监测、检查、维护、信息化建设及信息报送等工作进行监督、检查和指导，对大坝安全监测系统评价鉴定，对电力企业报送的大坝运行安全信息进行分析处理，对注册（备案）登记的大坝运行安全进行远程在线技术监督。

第三十二条 国家能源局及其派出机构、大坝中心应当依法对大坝退役安全进行监督管理。

国家能源局及其派出机构、大坝中心应当依法组织或者参与大坝溃坝、库水漫坝等运行安全事故的调查处理。

第三十三条 电力企业应当积极配合国家能源局及其派出机构、大坝中心做好大坝安全监督管理工作。

第六章 法律责任

第三十四条 电力企业有下列情形之一的，依据《安全生产法》第九十五条，由派出机构责令停止建设或者停产停业整顿，限期改正；逾期未改正的，将其列入安全生产不良信用记录和安全生产诚信“黑名单”，处以五十万元以上一百万元以下的罚款，对其直接负责的主管人员和其他直接责任人员处以二万元以上五万元以下的罚款：

- （一）大坝安全设施未与主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行的；
- （二）未按照规定组织蓄水安全鉴定和竣工安全鉴定的；
- （三）未按照规定开展大坝安全定期检查和；
- （四）擅自改变、调整水电站原批准功能的，擅自进行工程改造或者扩建的，擅自降低工程等级或者实施大坝退役的。

第三十五条 电力企业未按照规定及时开展病坝治理、险坝除险加固等重大安全隐患治理和风险管控工作的，依据《安全生产法》第九十九条，由派出机构给予警告并且责令限期整改；拒不整改的，责令停产停业整顿，将其列入安全生

产不良信用记录和安全生产诚信“黑名单”，并且处以十万元以上五十万元以下的罚款，对其直接负责的主管人员和其他直接责任人员处以二万元以上五万元以下的罚款。

第三十六条 电力企业有下列情形之一的，依据《安全生产法》第九十八条，由派出机构责令限期改正，可以处以十万元以下的罚款；逾期未改正的，责令停产停业整顿，将其列入安全生产不良信用记录和安全生产诚信“黑名单”，并且处以十万元以上二十万元以下的罚款，对其直接负责的主管人员和其他直接责任人员处以二万元以上五万元以下的罚款：

- （一）未在规定期限内办理大坝安全注册登记和备案的；
- （二）未按照规定制定大坝安全应急预案的。

第三十七条 电力企业未按照规定及时报告大坝险情或者提供虚假报告的，依据《安全生产法》第九十一条，由派出机构对其主要负责人处以二万元以上五万元以下的罚款，将其列入安全生产不良信用记录和安全生产诚信“黑名单”。

第三十八条 电力企业有下列情形之一的，由派出机构给予警告并且责令限期改正；逾期未改正的，可以处以一万元的罚款，并且对其主要负责人处以一万元的罚款：

- （一）未按照规定开展大坝安全监测、检查、运行维护、年度详查、信息报送和信息化建设的；
- （二）未按照规定收集、整理、分析和保存大坝运行资料的。

第三十九条 从事大坝安全分析、监测、测试、检验等专业技术服务的单位，出具虚假材料或者造成事故的，依法追究责任人，并且将其列入安全生产不良信用记录和安全生产诚信“黑名单”。

第四十条 大坝中心违反本规定，有下列情形之一的，由国家能源局责令限期改正；逾期未改正的，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予行政处分：

- （一）没有正当理由，拒不受理大坝安全注册登记申请和备案的；
- （二）未经批准，擅自颁发大坝安全注册登记证的；

（三）不按照要求开展定期检查和特种检查的。

第四十一条 大坝安全监督管理工作人员未按照本规定履行大坝安全监督管理职责的，由所在单位责令限期改正；存在徇私舞弊、滥用职权、玩忽职守行为的，由所在单位或者上级行政机关依法给予行政处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第七章 附则

第四十二条 水电站输水隧洞、压力钢管、调压井、发电厂房、尾水隧洞等输水发电建筑物及过坝建筑物及其附属设施应当参照本规定相关要求开展安全检查，发现缺陷及时处理。

第四十三条 对运行大坝进行安全评价等技术服务，依照国家有关规定，实行公示基准价格的有偿服务。

第四十四条 以发电为主、总装机容量小于五万千瓦的大坝运行安全监督管理，参照本规定执行。

第四十五条 大坝安全注册登记、备案、定期检查、除险加固、安全监测、信息报送、信息化建设以及应急管理等方面的具体要求由国家能源局另行制定。

第四十六条 本规定自2015年4月1日起施行。原国家电力监管委员会《水电站大坝运行安全管理规定》同时废止。

电力监控系统安全防护规定

中华人民共和国国家发展和改革委员会令

(第 27 号)

《电力监控系统安全防护规定》已经 2024 年 11 月 25 日第 18 次委务会议通过，现予公布，自 2025 年 1 月 1 日起施行。

国家发展改革委主任：郑栅洁

2024 年 11 月 25 日

电力监控系统安全防护规定

第一章 总则

第一条 为了强化电力监控系统安全防护，保障电力系统安全稳定运行，根据《中华人民共和国网络安全法》《电力监管条例》《关键信息基础设施安全保护条例》等法律法规和国家有关规定，结合电力监控系统的实际情况，制定本规定。

第二条 本规定适用于中华人民共和国境内的电力监控系统运营者以及与其相关的规划设计、研究开发、产品制造、施工建设、安装调试等单位。

第三条 电力监控系统安全防护应当落实国家网络安全等级保护和关键信息基础设施安全保护等制度，坚持“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”结构安全原则，强化安全免疫、态势感知、动态评估和备用应急措施，构建持续发展完善的防护体系。

第二章 安全技术

第四条 电力监控系统应当实施分区防护，防护区域按照安全等级从高到低划分为生产控制区（可以分为安全Ⅰ区和安全Ⅱ区）和管理信息区（可以分为安全

III区和安全IV区）。不同电力监控系统的生产控制区、管理信息区可以分别独立设置。

第五条 电力监控系统各业务模块应当根据功能和安全等级要求部署。对电力一次系统（设备）进行实时监控的业务模块应当按照安全I区防护要求部署；与安全I区的业务模块交互紧密，对电力生产和供应影响较大但不直接实施控制的业务模块应当按照不低于安全II区防护要求部署；与电力生产和供应相关，实现运行指挥、分析决策的业务模块应当按照不低于安全III区防护要求部署；其他业务模块应当按照不低于安全IV区防护要求部署。基于计算机及网络技术的业务系统及设备的分区，不得降低电力监控系统安全防护强度。

第六条 部署在生产控制区的业务模块与终端联接使用非电力监控专用网络（如公用有线通信网络、无线通信网络、运营者其他数据网等）通信或终端不具备物理访问控制条件的，应当设立安全接入区。

第七条 根据实际情况，在满足总体安全要求的前提下，可以简化安全区的设置，低安全等级业务模块可以就高放置于高安全等级区域，但是应当避免形成不同安全区的纵向交叉联接。

第八条 生产控制区应当使用电力监控专用网络。电力监控专用网络应当在专用通道上使用独立的网络设备组网，在物理层面上实现与运营者其他数据网及外部公用数据网的安全隔离。电力监控专用网络划分为逻辑隔离的实时子网和非实时子网，分别连接安全I区和安全II区。

第九条 生产控制区与管理信息区、安全接入区之间的联接处应当设置电力专用横向单向安全隔离装置。

第十条 安全I区与安全II区之间、安全III区与安全IV区之间、安全接入区与终端之间应当设置具有访问控制功能的设备、防火墙或者相当功能的逻辑隔离设施。

第十一条 生产控制区与电力监控专用网络的广域网之间的联接处应当设置电力专用纵向加密认证装置或者加密认证网关。

第十二条 电力调度机构应当依照电力调度管理体制建立基于数字证书等技

术的分布式电力调度认证机制。生产控制区处理重要业务过程中应当采用应用层端到端加密认证机制，其中与电力调度机构交互业务数据应当纳入电力调度认证机制，保障数据传输的完整性和真实性。

第十三条 生产控制区应当具有高安全性和高可靠性，禁止采用安全风险高的通用网络服务功能，禁止选用具有无线通信功能的产品，应当对外设接入行为进行管控。

生产控制区重要业务应当优先采用可信验证措施实现安全免疫。

第十四条 安全接入区应当设置负责转发采集与控制报文的通信代理模块，通信代理模块与终端之间的通信应当采用加密认证措施。业务模块经安全接入区与终端之间传输控制指令等重要数据时，应当与终端进行端到端的身份认证。

安全接入区内应当简化功能配置，禁止存储重要的数据，并使用可信验证措施加强通信代理模块保护。

第十五条 电力监控系统各分区边界应当采取必要的安全防护措施，禁止任何穿越生产控制区与管理信息区、安全接入区之间边界的通用网络服务。

第十六条 电力监控系统优先选用安全可信的产品和服务。不得选用存在已知安全缺陷、漏洞等风险但未采取有效补救措施的产品和服务。

电力监控系统投运前应当进行安全加固，对于已经投入运行且存在漏洞或风险的系统及设备，应当按照国家能源局及其派出机构的要求及时进行整改，同时应当加强相关系统及设备的运行管理和安全防护。

第十七条 运营者应当建立网络安全监测预警机制，建设基于内置探针等的网络安全监测手段，实时监视分析电力监控系统网络安全运行状态及可疑行为告警。与调度数据网相连的电力监控系统，其网络安全运行状态及可疑行为告警信息应当同步传送至相应电力调度机构。监视过程中应当尽量避免对原始安全数据的重复采集。

第三章 安全管理

第十八条 电力监控系统安全防护是电力安全生产管理体系的有机组成部分

分。运营者是电力监控系统安全防护的责任主体，其主要负责人对电力监控系统安全防护负总责。运营者应当按照“谁主管谁负责，谁运营谁负责”的原则，建立健全电力监控系统安全防护管理制度，将电力监控系统安全防护工作及其信息报送纳入日常安全生产管理体系，落实分级负责的责任制。

第十九条 运营者在电力监控系统规划设计、建设运营过程中，应当保证网络安全技术措施同步规划、同步建设、同步使用。

第二十条 运营者在电力监控系统规划设计阶段，应当制定电力监控系统安全防护方案并通过本单位电力监控系统网络安全管理部门以及相应电力调度机构审核，系统投运前应当完成方案实施并通过本单位电力监控系统网络安全管理部门验收。

接入调度数据网的系统及设备，其接入技术方案和安全防护措施必须经相应电力调度机构审核同意。

需要设立安全接入区的电力监控系统，应当在安全防护方案中对接入对象规模进行评估，避免单个安全接入区接入规模过大，可以按业务、地域分别设立安全接入区。

第二十一条 健全电力监控系统安全防护评估制度，采取以自评估为主、检查评估为辅的方式，将电力监控系统安全防护评估纳入电力系统安全评价体系。

省级及以上电力调度机构应当定期将调管范围内电力监控系统安全防护评估和整改情况报国家能源局及其派出机构。

第二十二条 运营者应当以合同条款的方式要求电力监控系统供应商保证：提供的产品和服务未设置恶意程序、不存在已知安全缺陷和漏洞，并在产品和服务的全生命周期内负责；当产品和服务存在安全缺陷、漏洞等风险时，立即采取补救措施，并及时告知运营者；当存在重大漏洞隐患时，及时向国家能源局及其派出机构报告。

第二十三条 电力监控系统专用安全产品应当采用统一的技术路线。

国家电力调度控制中心牵头，中国南方电网电力调度控制中心和主要电力企业等参与，组建电力监控系统专用安全产品管理委员会，负责电力监控系统专用

安全产品管理，统筹解决重大问题，保障电力监控系统专用安全产品安全可控。

第二十四条 管理委员会严格落实有关政策法规要求，制定工作章程，动态维护电力监控系统专用安全产品目录及技术规范，组织并推动安全认证和安全检测，督促运营者及相关单位落实供应链安全管控措施，组织开展电力监控系统专用安全产品风险评估，对存在安全风险的电力监控系统专用安全产品进行通报。

第二十五条 管理委员会建立议事机制，国家能源局和政府有关部门可以派员参加管理委员会有关会议。管理委员会应当于每年 11 月 1 日前向国家能源局报告工作开展情况，包括但不限于：工作章程制修订情况，电力监控系统专用安全产品目录及技术规范制修订情况，安全认证和安全检测工作开展情况，运营者专用安全产品管理情况，风险评估及通报情况等。管理委员会运作出现重大问题时应当提请国家能源局组织协调解决。

第二十六条 运营者应当选用经管理委员会组织检测认证合格的电力监控系统专用安全产品，不得选用经管理委员会通报存在供应链安全风险的产品。运营者对专用安全产品的采购、运行、退役等全过程安全管理负责。

第二十七条 电力监控系统安全防护方案、安全测试评估报告和漏洞隐患细节等有关资料应当按国家有关要求做好保密工作。管理委员会和运营者等应当按国家有关要求做好保密工作，禁止关键技术和产品的扩散。

第四章 应急措施

第二十八条 重要电力监控系统应当建立系统备用和恢复机制，对重要设备冗余配置，对重要的数据定期备份，并定期进行恢复性测试，支撑系统故障的快速处理和恢复，保障电力监控系统业务连续性。

第二十九条 健全电力监控系统安全的联合防护和应急机制，制定应急预案并定期开展演练。电力调度机构负责统一指挥调度范围内的电力监控系统安全应急处置，定期组织联合演练。

当遭受网络攻击，电力监控系统出现异常或者故障时，运营者应当立即启动应急预案，向相应电力调度机构以及当地国家能源局派出机构报告，并联合采取

紧急防护措施，防止事态扩大，同时注意保护现场，以便进行调查和溯源取证。

第五章 监督管理

第三十条 国家能源局负责制定电力监控系统安全防护相关管理和技术规范，国家能源局及其派出机构依法对电力监控系统安全防护工作进行监督管理，电力调度机构负责技术支持。

运营者应当建立本单位电力监控系统安全防护技术监督体系，全方位开展技术监督工作。电力调度机构对直接调度范围内的下一级电力调度机构、变电站（换流站）、发电厂（站）等涉网部分的电力监控系统安全防护进行技术监督。电力监控系统网络安全技术监督管理办法由国家能源局制定。

第三十一条 运营者有下列情形之一的，由国家能源局及其派出机构责令改正，给予警告；拒不改正或者导致危害网络安全等后果的，处一万元以上十万元以下罚款，对直接负责的主管人员处五千元以上五万元以下罚款，涉及关键信息基础设施的，处十万元以上一百万元以下罚款，对直接负责的主管人员处一万元以上十万元以下罚款：

（一）未采取安全分区、边界防护等防范计算机病毒和网络攻击、网络侵入等危害网络安全行为的技术措施；

（二）未采取网络安全监测预警等技术措施监测、记录网络运行状态、网络安全事件。在发生危害网络安全的事件时，未按规定及时报告的，由国家能源局及其派出机构责令改正，给予警告；拒不改正或者导致危害网络安全等后果的，处一万元以上十万元以下罚款，对直接负责的主管人员处五千元以上五万元以下罚款，涉及关键信息基础设施的重大事件，处十万元以上一百万元以下罚款，对直接负责的主管人员处一万元以上十万元以下罚款。

第三十二条 运营者拒绝、阻碍国家能源局及其派出机构依法实施的监督检查或依照本规定委托电力调度机构组织开展的技术监督的，由国家能源局及其派出机构责令改正；拒不改正或情节严重的，处五万元以上五十万元以下罚款，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，处一万元以上十万元以下罚款。

第三十三条 电力调度机构在技术监督过程中发现被监督电力监控系统存在可能导致网络安全事件的重大安全风险时，可以采取断开其数据网络连接、断开其电力一次设备连接等措施管控安全风险。

第三十四条 对于其他不符合本规定要求的，由国家能源局及其派出机构责令改正；拒不改正或者导致危害网络安全等后果的，由国家能源局及其派出机构依法依规予以处罚。**第三十五条** 对于因违反本规定，造成电力监控系统故障的，由其运营者按相关规程规定进行处理；导致电力设备事故或者造成电力安全事故（事件）的，按国家有关事故（事件）调查规定进行处理。

第三十五条 对于因违反本规定，造成电力监控系统故障的，由其运营者按相关规程规定进行处理；导致电力设备事故或者造成 电力安全事故（事件）的，按国家有关事故（事件）调查规定进行 处理

第六章 附 则

第三十六条 本规定下列用语的含义或范围：

（一）电力监控系统，是指用于监视和控制电力生产及供应过程的、基于计算机及网络技术的业务系统及设备，以及作为基础支撑的通信设施及数据网络等，包括但不限于实现继电保护和安全自动控制、调度监控、变电站（换流站）监控、发电厂监控、新能源发电监控、分布式电源监控、储能电站监控、虚拟电厂监控、配电自动化、变电站集控、发电集中监视、发电机励磁和调速、电力现货市场交易、直流控制保护、负荷监控、计费控制等功能的系统，以及支撑以上功能的通信设施、数据网络及配套网管系统。

（二）电力监控专用网络，是指承载电力监视和控制业务的专用广域数据网络、专用局域网络以及专用通信线路等，如调度数据网（各级电力调度专用广域数据网络）、发电企业集中监视中心与电厂之间的专用数据网络、调度自动化和厂站自动化的专用局域网、继电保护和安全自动装置使用的专用通信通道等。

（三）物理访问控制，是指电力监控系统所处的物理环境出入口安排专人值守或配置电子门禁系统，鉴别和控制人员进出。

（四）电力监控系统专用安全产品，是指按照电力监控系统安全防护需求专门设计、研发、制造的网络安全防护产品，如电力专用横向单向安全隔离装置、电力专用纵向加密认证装置等。

第三十七条 本规定自 2025 年 1 月 1 日起施行。2014 年 8 月 1 日国家发展改革委公布的《电力监控系统安全防护规定》（国家发展改革委 2014 年第 14 号令）同时废止。

国家能源局关于印发《电力安全事件监督管理规定》的通知

（国能安全〔2014〕205号）

各派出机构，国家电网公司，南方电网公司，华能、大唐、华电、国电、中电投集团公司，各有关电力企业：

按照工作安排，国家能源局修订了原电监会《电力安全事件监督管理暂行规定》，现将完成后的《电力安全事件监督管理规定》印发你们，请依照执行。

国家能源局

2014年5月10日

电力安全事件监督管理规定

第一条 为贯彻落实《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（以下简称《条例》），加强对可能引发电力安全事故的重大风险管控，防止和减少电力安全事故，制定本规定。

第二条 本规定所称电力安全事件，是指未构成电力安全事故，但影响电力（热力）正常供应，或对电力系统安全稳定运行构成威胁，可能引发电力安全事故或造成较大社会影响的事件。

第三条 电力企业应当加强对电力安全事件的管理，严格落实安全生产责任，建立健全相关的管理制度，完善安全风险管控体系，强化基层基础安全管理工作，防止和减少电力安全事件。

第四条 电力企业应当依据《条例》和本规定，制定本企业电力安全事件相关管理规定，明确电力安全事件分级分类标准、信息报送制度、调查处理程序和责任追究制度等内容。

第五条 电力企业制定的电力安全事件相关管理规定应当报送国家能源局及其派出机构。属于全国电力安全生产委员会成员单位的电力企业向国家能源局报送，其他电力企业向当地国家能源局派出机构（以下简称“派出机构”）报送。电力安全事件相关管理规定作出修订后，应当重新报送。

第六条 国家能源局及其派出机构指导、督促电力企业开展电力安全事件防范工作，并重点加强对以下电力安全事件的监督管理：

（一）因安全故障（含人员误操作，下同）造成城市电网（含直辖市、省级人民政府所在地城市、其它设区的市、县级市电网）减供负荷比例或者城市供电用户停电比例超过《电力安全事故应急处置和调查处理条例》规定的一般电力安全事故比例数值 60%以上；

（二）500 千伏以上系统中，一次事件造成同一输电断面两回以上线路同时停运；

（三）省级以上电力调度机构管辖的安全稳定控制装置拒动或误动、330 千伏以上线路主保护拒动或误动、330 千伏以上断路器拒动；

（四）装机总容量 1000 兆瓦以上的发电厂、330 千伏以上变电站因安全故障造成全厂（全站）对外停电；

（五）±400 千伏以上直流输电线路双极闭锁或一次事件造成多回直流输电线路单极闭锁；

（六）发生地市级以上地方人民政府有关部门确定的特级或者一级重要电力用户外部供电电源因安全故障全部中断；

（七）因安全故障造成发电厂一次减少出力 1200 兆瓦以上，或者装机容量 5000 兆瓦以上发电厂一次减少出力 2000 兆瓦以上，或者风电场一次减少出力 200 兆瓦以上；

（八）水电站由于水工设备、水工建筑损坏或者其他原因，造成水库不能正常蓄水、泄洪，水淹厂房、库水漫坝；或者水电站在泄洪过程中发生消能防冲设施破坏、下游近坝堤岸垮塌；

（九）燃煤发电厂贮灰场大坝发生溃决，或发生严重泄漏并造成环境污染；

（十）供热机组装机容量 200 兆瓦以上的热电厂，在当地人民政府规定的采暖期内同时发生 2 台以上供热机组因安全故障停止运行并持续 12 小时。

第七条 发生第六条所列电力安全事件后，对于造成较大社会影响的，发生事件的单位负责人接到报告后应当于 1 小时内向上级主管单位和当地派出机构

报告，在未设派出机构的省、自治区、直辖市，应向当地国家能源局区域派出机构报告。全国电力安全生产委员会成员单位接到报告后应当于1小时内向国家能源局报告。

其他电力安全事件报国家能源局的时限为事件发生后24小时。同时，当地派出机构要对事件进一步核实，及时向国家能源局报送事件情况的书面报告。

第八条 电力企业对发生的电力安全事件，应当吸取教训，按照本企业的相关管理规定，制定和落实防范整改措施。

对第六条所列电力安全事件，电力企业应当依据国家有关事故调查程序，组织调查组进行调查处理。

对电力系统安全稳定运行或对社会造成较大影响的电力安全事件，国家能源局及其派出机构认为必要时，可以专项督查。

第九条 对第六条所列电力安全事件的调查期限依据《电力安全事故应急处置和调查处理条例》规定的一般电力安全事故调查期限执行，调查工作结束后5个工作日内，电力企业应当将调查结果以书面形式报国家能源局及其派出机构。

第十条 涉及电网企业、发电企业等两个或者两个以上企业的电力安全事件，组织联合调查时发生争议且一方申请国家能源局及其派出机构调查的，可以由国家能源局及其派出机构组织调查。

第十一条 对发生第六条所列电力安全事件且负有主要责任的电力企业，国家能源局及其派出机构将视情况采取约谈、通报、现场检查 and 专项督办等手段加强督导，督促电力企业落实安全生产主体责任，全面排查安全隐患，落实防范整改措施，切实提高安全生产管理水平，防止类似事件重复发生，防止由电力安全事件引发电力安全事故。

第十二条 电力企业违反本规定要求的，由国家能源局及其派出机构依据有关规定处理。

第十三条 派出机构可根据本规定，结合本辖区实际，制定相关实施细则。

第十四条 本规定自发布之日起执行。

国家能源局关于印发《重大活动电力安全保障 工作规定》的通知（2020修订）

（国能发安全〔2020〕18号）

各省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团能源局，有关省（自治区、直辖市）发展改革委、经信委（工信委、工信厅），北京市城管委，各派出机构，全国电力安委会企业成员单位，有关单位：

为深入贯彻落实习近平新时代中国特色社会主义思想，进一步规范重大活动电力安全保障工作，强化监督管理，确保重大活动供用电安全，国家能源局组织修订了《重大活动电力安全保障工作规定》。现印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2020年3月12日

重大活动电力安全保障工作规定

第一章 总则

第一条 为规范重大活动电力安全保障工作，加强电力安全保障工作的监督管理，保证供用电安全，依据《安全生产法》《网络安全法》《电力监管条例》等法律法规和国家有关规定，制定本规定。

重大活动承办方、电力管理部门、派出机构、电力企业（含经营配电网的企业）、重点用户应当依照本规定做好重大活动电力安全保障工作。

第二条 本规定所称重大活动，是指由省级以上人民政府组织或认定的、具有重大影响和特定规模的政治、经济、科技、文化、体育等活动。

第三条 重大活动电力安全保障工作启动的依据包括：

- （一）国务院安委会及党中央、国务院有关部门工作部署要求；
- （二）重大活动主办方、承办方的正式通知；
- （三）省级以上人民政府发布的社会公告；

(四) 省级以上人民政府相关部门、电力企业等获取的信息，并被确认有必要开展电力安全保障工作的情形。

第四条 重大活动电力安全保障工作的总体目标是：确保重大活动期间电力系统安全稳定运行，确保重点用户供用电安全，杜绝造成严重社会影响的停电事件发生。

第五条 重大活动电力安全保障应当遵循超前部署、规范管理、各负其责、相互协作的工作原则。

第六条 重大活动电力安全保障工作分为准备、实施、总结三个阶段。

准备阶段，主要包括保障工作组织机构建立、保障工作方案制定、安全评估和隐患治理、网络安全保障、电力设施安全保卫和反恐怖防范、配套电力工程建设和用电设施改造、合理调整电力设备检修计划、应急准备，以及检查、督查等工作。

实施阶段，主要包括落实保障工作方案、人员到岗到位、重要电力设施及用电设施、关键信息基础设施的巡视检查和现场保障、突发事件应急处置、信息报告、值班值守等工作。

总结阶段，主要包括保障工作评估总结、经验交流、表彰奖励等工作。

第七条 重大活动电力安全保障工作中应当严格执行保密制度，防止涉密资料和敏感信息外泄。

第八条 重大活动承办方、电力管理部门、派出机构、电力企业、重点用户等相关单位应当相互沟通，密切配合，建立重大活动电力安全保障工作机制，共同做好电力安全保障工作。

第二章 工作职责

第九条 重大活动承办方对电力安全保障工作的协作事项包括：

(一) 及时向电力管理部门、派出机构、电力企业、重点用户通知重大活动时间、地点、内容等；

(二) 协调电力企业和重点用户落实电力安全保障任务，做好供用电衔接，

支持配套电力工程建设；

（三）支持、配合保电督查检查。

第十条 电力管理部门重大活动电力安全保障工作主要职责是：

（一）贯彻落实重大活动电力安全保障工作的决策部署；

（二）建立重大活动电力安全保障管理机制，组织、指导、监督检查电力企业、重点用户电力安全保障工作；

（三）协调重大活动期间电网调度运行管理，协调重大活动承办方、政府有关部门解决电力安全保障工作相关重大问题；

（四）制定电力安全保障工作方案。

第十一条 派出机构重大活动电力安全保障工作主要职责是：

（一）贯彻落实重大活动电力安全保障工作的决策部署；

（二）监督检查相关电力企业开展重大活动电力安全保障工作；

（三）建立重大活动电力安全保障网源协调机制；

（四）制定电力安全保障监管工作方案。

第十二条 电力企业重大活动电力安全保障工作主要职责是：

（一）贯彻落实各级政府和有关部门关于重大活动电力安全保障工作的决策部署；

（二）提出本单位重大活动电力安全保障工作的目标和要求，制定本单位保障工作方案并组织实施；

（三）开展安全评估和隐患治理、网络安全保障、电力设施安全保卫和反恐防暴防范等工作；

（四）建立重大活动电力安全保障应急体系和应急机制，制定完善应急预案，开展应急培训和演练，及时处置电力突发事件；

（五）协助重点用户开展用电安全检查，指导重点用户进行隐患整改，开展重点用户供电服务工作；

（六）及时向重大活动承办方、电力管理部门、派出机构报送电力安全保障工作情况；

(七) 加强涉及重点用户的发、输、变、配电设施运行维护，保障重点用户可靠供电。

第十三条 重点用户重大活动电力安全保障工作主要职责是：

(一) 贯彻落实各级政府和有关部门关于重大活动电力安全保障工作的决策部署，配合开展督查检查；

(二) 制定执行重大活动用电安全管理制度，制定电力安全保障工作方案并组织实施；

(三) 及时开展用电安全检查和评估，对用电设施安全隐患进行排查治理并进行必要的用电设施改造；

(四) 结合重大活动情况，确定重要负荷范围，提前配置满足重要负荷需求的不间断电源和应急发电设备，保障不间断电源完好可靠；

(五) 建立重大活动电力安全保障应急机制，制定停电事件应急预案，开展应急培训和演练，及时处置涉及用电安全的突发事件；

(六) 及时向重大活动承办方、电力管理部门报告电力安全保障工作中出现的重大问题。

第三章 风险评估与隐患治理

第十四条 电力企业、重点用户要建立重大活动电力供应和使用过程中的风险管控和隐患排查治理双重预防机制。重大活动前，对影响电力安全保障的重点设备、场所、环节开展评估，有针对性地做好风险识别、分级、监视、控制工作，保证风险管控和隐患排查治理所需的人力、物力、财力，对发现的问题及时处理。

第十五条 电网企业开展重大活动保障风险评估包括：电网运行评估、设备运行评估、网络安全评估、电力设施保卫和反恐怖防范风险评估、应急能力评估和用户侧安全评估等方面的情况。

第十六条 发电企业开展重大活动保障风险评估包括：设备运行评估、燃料物资保障能力评估、危险源安全状况评估、网络安全评估、电力设施保卫和反恐怖防范风险评估、应急能力评估和水电站大坝安全风险评估等方面的情况。

第十七条 重点用户开展重大活动保障风险评估包括：用电设施的运行状况、定期试验、重要负荷、电气运行人员配置，以及应急预案、应急演练、备品备件、自备应急电源配置等方面的情况。

第十八条 电力企业、重点用户是风险管控和隐患治理工作的责任主体，应当结合风险评估和隐患排查工作，严格管控安全风险，全面治理安全隐患。

电网企业发现重点用户存在安全隐患，应及时告知用户并提出整改建议。电力安全保障实施阶段前无法完成整改的，重点用户应当制定防范措施，做好应急准备。

第十九条 电力企业、重点用户应当将重大活动风险评估和隐患整改情况向有关部门报告。

第四章 网络安全保障

第二十条 电力企业应严格落实网络安全管理制度和责任，加强关键信息基础设施保护，结合实际制定网络安全保障专项工作方案和应急预案，成立保障组织机构，明确目标任务，细化措施要求，组织预案演练，做好宣贯动员，防范网络安全重大风险，防止发生重大网络安全事件，确保重要信息系统、电力监控系统安全稳定运行。

第二十一条 电力企业应严格落实专项工作方案，全面开展网络安全隐患排查整改、风险评估和资产清查。针对已知风险隐患及时整改，对于系统薄弱环节和短期内不具备整改条件的网络安全隐患，制定专项防控措施，检查应急预案的有效性，提高应急处置能力。

（一）电力企业应严格落实“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的总体防护原则，全面加强网络边界防护，杜绝违规外联行为，确保网络边界和入口安全防护措施可靠有效。

（二）电力企业应全面防范网络安全风险，做好系统和主机加固。清查互联网资产，防范数据被窃取，清理废弃设备，加强在运老旧系统安全监控和风险控制。

（三）电力企业应综合考虑业务需求与安全风险，采取必要措施保障网络安全。落实基础设施物理安全防护，重要保障时段，加强重要场所人员管控，防范社会工程学攻击。

（四）电力企业应严格管控重要信息系统、电力监控系统检修维护行为，合理安排检修计划，加强现场运维人员和检修工作的管理，维护过程中加强监护。

第二十二条 电力企业应加强网络安全值班和实时监测。采用自建队伍或者采购第三方服务等方式，明确应急支撑队伍以及职责任务、响应时限等要求。发现网络攻击后，及时分析研判，做好信息报告，制定具体有效的应急措施，快速进行阻断处置，确保关键业务连续稳定运行。

第二十三条 电力调度机构应切实加强对调管发电厂特别是新能源发电厂涉网部分电力监控系统安全防护的技术监督，明确保障工作要求，加强沟通协作，督促电厂加强现场人员管理，认真排查整改安全隐患，杜绝网络违规外联等行为。

第二十四条 重点用户设备系统与电力企业电力监控系统相连接的，重点用户应采取可靠的网络安全防护措施。

第五章 电力设施安全保卫

第二十五条 电力企业应当建立电力设施安全保卫长效机制，综合采取人防、物防、技防措施，防止外力破坏、盗窃、恐怖袭击等因素影响重大活动电力安全保障工作。

第二十六条 电力企业应当在地方政府指导下与公安、当地群众建立联动机制，根据重大活动的时段安排和重要电力设施对重大活动可靠供电的影响程度，确定重要电力设施的保卫方式。

（一）警企联防。电力企业在发电厂、变电站、电力调度中心等相关电力设施、生产场所周边设置固定、流动岗位，由公安人员与本单位安全保卫人员联合站岗值勤；在重要输电线路沿线，由公安人员、企业专业护线人员、沿线群众按照事先制定的保卫方案进行现场值守和巡视检查。

（二）专群联防。电力企业在发电厂、变电站、电力调度中心等相关电力设

施、生产场所周边设置固定、流动岗位，由本单位安全保卫人员站岗值勤；在重要输电线路沿线，由本单位专业护线人员、沿线群众按照事先制定的保卫方案进行现场值守和巡视检查。

（三）企业自防。电力企业组织本单位生产操作、安全保卫等人员，按照事先制定的保卫方案，对相关电力设施、生产场所进行现场值守和巡视检查。

第二十七条 电力企业应按照公安等有关部门的要求，开展电力设施反恐怖防范工作，在重大活动举办前向公安等有关部门报告反恐怖防范措施落实情况，遇有重大情况及时向公安等有关部门报告。

第二十八条 电力企业应当按照重大活动电力设施安全保卫工作的需要，配置、使用、维护安保器材和防暴装置。

第二十九条 电力企业应当在重要电力设施内部及周界安装视频监控等技防系统，并保证技防系统投入使用后的设备可靠性及数据准确性。

第三十条 重要电力生产场所应当实行分区管理和现场准入制度，对出入人员、车辆和物品进行安全检查。

第六章 配套电力工程建设

第三十一条 电力企业、重点用户应根据重大活动电力安全保障需求，依据产权范围，组织建设配套电力工程。重大活动承办方、电力管理部门、电力企业应为用户外电源建设等工程提供必要的支持和便利。

第三十二条 电力企业、重点用户要切实履行安全生产主体责任，采取可靠措施，确保配套电力工程质量和施工安全，保证工程按期投入使用。

第三十三条 电力企业、重点用户应当及时组织完成新投产设备的电气传动试验、大负荷试验等工作，并对新设备运行情况进行重点监测。

第七章 用电安全管理

第三十四条 重大活动承办方选择活动主办场所、相关服务场所时，应当优先选择具备以下条件的场所：

(一)具备双回路及以上供电电源且自备应急电源容量满足重要负荷用电要求；

(二)符合重要电力用户供电电源及自备应急电源配置方面的国家、行业标准要求；

(三)用电安全制度健全，运行管理规范，设备设施维护保养完好。

对不具备上述条件的场所，重大活动承办方、电力管理部门、派出机构应当协调相关单位，采取改造用电设施、建设临时电力工程、租赁应急电源等方式，提高供电可靠性。

第三十五条 重大活动承办方、电力管理部门应组织电力企业与活动主办场所的管理单位、用电设施的运行维护单位等相关方协商一致，明确重大活动供用电安全责任。对于产权不清晰的电力设施，由电力管理部门协调明确重大活动期间的责任归属。

第三十六条 电力企业应当开展重点用户供用电服务，提出安全用电建议，做好缺陷隐患告知工作，指导重点用户进行安全隐患整改，协助重点用户制定停电事件应急预案。

第三十七条 重点用户应当掌握所属用电设施的基本情况，建立并及时更新变（配）电设备清册、电气接线图、设备定期试验报告、二次设备整定参数等技术资料，以备电力安全保障工作需要。

第三十八条 重点用户应当根据电力安全保障工作需要，制定重大活动期间用电设施运行巡检专项方案、自备应急电源运行方式优化方案、安全保卫专项措施、应急处置专项方案等，对相关人员应进行专项培训，保证用电设施安全运行。

第三十九条 重点用户应当根据重大活动保障工作需要，储备必要的用电设施备品、备件和应急物资，为应急发电装备接入提前预留设备接口。

第四十条 重点用户应当定期开展对所属用电设施专项隐患排查、试验检查，并进行大负荷试验，落实重要负荷的保障措​​施，及时消除安全隐患。

第四十一条 重点用户电气运行维护人员数量应当满足用电设施运行维护需要，电气运行维护人员应当按照国家和行业规定持证上岗。

第八章 电力应急处置

第四十二条 电力企业、重点用户应当根据活动需要开展联合演练，及时完善相关应急预案，提高突发事件处置能力。

第四十三条 电力企业应当配置应急队伍及装备，足额储备应急物资，并在重大活动电力安全保障实施阶段前落实到位。

第四十四条 电力企业应当开展监测预警工作，及时掌握气象信息、自然灾害情况，研判电网负荷变化趋势，适时发布电力预警信息。

第四十五条 重大活动期间，电网企业原则上安排相关电网保持全接线、全保护运行方式，不安排设备计划检修和调试。

第四十六条 电力企业、重点用户应当实时监控、监测电力系统和用电设施运行状态，严格按照电力安全保障工作方案规定开展重要电力设施、用电设施特巡检查，及时消除设备缺陷。

第四十七条 重大活动电力安全保障实施阶段，电力管理部门、派出机构、电力企业、重点用户应当严格执行 24 小时值班制度。

第四十八条 电力企业应当按照要求指定专人负责，及时、完整地报送电力安全保障工作信息，主要包括：

- （一）电力系统运行情况；
- （二）发电、输电、供电设备故障情况；
- （三）重点用户可靠供电情况，供电服务开展情况；
- （四）电力设施安全保卫和反恐怖防范工作情况；
- （五）网络安全情况；
- （六）自然灾害对电力系统的影响情况；
- （七）需要报告的其他情况。

第四十九条 突发停电事件发生后，电力企业、重点用户应当按照预案及时启动应急响应，采取有效措施恢复供电，并将有关情况及时向电力管理部门及派出机构报告。

电力管理部门应协调相关政府部门为电力企业的突发事件应急处置和应急

救援工作提供交通、通信等方面的支援。

第五十条 电力企业、重点用户发生重要电力设施破坏、恐怖袭击、网络安全等突发事件后，电力企业、重点用户应立即进行先期处置，并向电力管理部门和地方政府相关部门，以及派出机构报告。

第九章 监督管理

第五十一条 国家能源局负责重大活动电力安全保障工作的指导和监督。对于常规性、延续时间较短的活动，可视情况委托有关单位监督管理。

第五十二条 电力管理部门、派出机构应当对电力企业重大活动电力安全保障工作进行监督管理，督促电力企业对存在的问题进行整改。电力管理部门应对重点用户重大活动电力安全保障工作组织开展检查并督促问题的整改。

对于未定期开展用电设备设施运行维护及检测试验、存在安全隐患的电力企业、重点用户，派出机构和电力管理部门应督促其整改。对于未按要求整改的电力企业，派出机构应依法依规进行处罚；对于拒不整改的用户，电力管理部门应依法依规进行处理，并视情况提请活动主办方取消其承办活动的资格。

第五十三条 电力管理部门和派出机构应当编制重大活动电力安全保障突发事件应急预案，主要内容包括：各部门职责、应急处置程序、应急保障措施等。

电力管理部门和派出机构应当对本单位工作人员开展应急管理培训。

第五十四条 电力管理部门应当与举办地政府有关部门沟通协调，通报电力安全保障工作情况，协调解决电力设施安全保卫和反恐怖防范、发电燃料供应、重点用户用电安全等方面遇到的问题。

第十章 附则

第五十五条 本规定下列用词的含义：

（一）“重点用户”，是指重大活动主办场所、服务场所相关用户，以及对重大活动造成严重影响的其他用电单位。

（二）“重要电力设施”，是指与重大活动电力安全保障相关的发电厂、变电

站（换流站）、输（配）电线路、配电室、电力调度中心、电力应急指挥中心等电力设施或场所。

（三）“配套电力工程”，是指与重大活动电力安全保障工作相关的永久性或临时性新建、改建、扩建电力工程。

第五十六条 省级人民政府电力管理部门可会同派出机构依据本规定，制定辖区重大活动电力安全保障实施办法。

第五十七条 本规定自印发之日起施行，有效期五年。原电监会《关于印发〈重大活动电力安全保障工作规定（试行）〉的通知》（办安全〔2010〕88号）同时废止。

国家能源局关于印发《燃煤发电厂贮灰场安全监督管理规定》的通知（2022 修订）

（国能发安全规〔2022〕53 号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、经信委（经信厅、工信厅、工信局），北京市城市管理委员会，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位，有关单位：

为进一步加强燃煤发电厂贮灰场安全监督管理，管控安全风险，消除安全隐患，防范贮灰场安全事故发生，我们修订了《燃煤发电厂贮灰场安全监督管理规定》，现印发给你们，请遵照执行。

附件：燃煤发电厂贮灰场安全监督管理规定

国家能源局

2022 年 5 月 27 日

燃煤发电厂贮灰场安全监督管理规定

第一条 为了进一步加强燃煤发电厂贮灰场安全监督管理，预防贮灰场安全事故，根据《中华人民共和国安全生产法》《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电力安全事故应急处置和调查处理条例》等法律法规，制定本规定。

第二条 燃煤发电厂贮灰场（以下简称贮灰场）建设、运行、闭库和闭库后的安全监督管理，适用本规定。

本规定所称贮灰场，是指筑坝拦截谷口或者围地形成的具有一定容积、主要用以贮存粉煤灰和石膏的专用场地，包括灰坝（含灰堤）、场内粉煤灰排放系统、排水系统、排渗系统、喷淋系统、回水泵站、贮灰场管理站等建（构）筑物和设备设施。

第三条 燃煤发电厂（以下简称发电企业）是本厂贮灰场安全生产的责任主体，应当遵守国家有关法律法规和标准规范，坚持以人为本，坚持人民至上、生

命至上，落实全员安全生产责任制，加强安全生产标准化建设，保障安全生产投入，构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，明确贮灰场安全管理机构，配备熟知贮灰场安全知识、具备贮灰场相应专业技能的管理人员、技术人员和作业人员。

第四条 贮灰场（含构筑物坝）的勘察设计、建设施工、运行管理、安全评估等单位应当具备相应能力，并承担相应的安全责任。

第五条 勘察设计单位应当按照国家有关标准开展贮灰场勘察（测）、设计工作，对贮灰场及灰坝稳定性、防排洪能力、安全设施可靠性、环境保护、坝基适用性等进行充分论证。

贮灰场的安全设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，并符合电力安全生产设施有关规定要求。

第六条 施工单位应当严格执行国家有关法律法规和标准规范的规定，按照贮灰场设计图纸施工，确保贮灰场工程质量，并做好施工技术资料的管理和归档工作。

贮灰场施工过程中需要对设计做局部修改时，应当经原设计单位进行设计变更。

第七条 发电企业应当在贮灰场建成投运后的一个月内，向所在地的国家能源局派出机构和地方政府电力管理等有关部门报告。报告应当提交以下资料：

（一）贮灰场的地理位置、面积及下游（或者周边）村庄、建筑物、居民等情况；

（二）贮灰场建设时间、参建单位以及建设期间曾经出现过的重大问题、处理措施、处理结果；

（三）贮灰场主要技术参数，包括灰坝轴线位置、灰坝高、总库容、灰坝外坡坡比、灰坝结构、筑坝材料、筑坝方式、灰渣堆积量等；

（四）灰坝坝体防渗、排渗及反滤层的设置；

（五）防排洪系统的型式、布置及主要技术参数；

（六）贮灰场工程设计审批文件、施工质量及竣工验收相关资料；

- (七) 贮灰场的安全管理机构、安全管理责任人以及安全管理制度；
- (八) 其他需要报送的材料。

第八条 贮灰场以下事项发生变化的，发电企业应当及时报告所在地的国家能源局派出机构和地方政府电力管理等有关部门：

- (一) 加筑子坝；
- (二) 灰坝筑坝方式；
- (三) 灰坝轴线位置、贮灰场库容、灰坝外坡坡比、灰坝坝型、最终堆积标高；
- (四) 灰坝坝体防渗、排渗及反滤层的设置；
- (五) 防排洪系统的型式、布置及主要技术参数；
- (六) 贮灰场闭库。

第九条 贮灰场的运行管理单位应当建立运行管理制度，对灰坝坝体、除灰管路及排水设施等进行经常性检查，认真开展隐患排查治理工作，建立健全隐患排查治理档案。贮灰场重大及以上隐患的治理应坚持专项设计、专项审查、专项施工和专项验收的原则。

贮灰场存在重大及以上隐患且无法保证安全的，应当立即停止继续排灰，及时采取有效措施予以控制，并报告所在地的国家能源局派出机构和地方政府电力管理等有关部门。

贮灰场的运行管理单位应当在有较大危险因素的坝体和有关设施、设备上设置规范的安全警示标志。

第十条 运行管理单位应当加强贮灰场运行管理，完善贮灰场排灰和取灰方案，优化贮灰场运行方式，依据设计文件控制贮灰场灰水位、堆灰坡向、预留安全加高等，保持满足安全运行的干滩长度。

第十一条 运行管理单位应当保持坝体观测设施齐全、完好，并定期进行坝体位移、坝体沉降、坝体浸润线埋深及其出溢点变化情况安全监测：

- (一) 坝体位移监测。在贮灰场竣工三年内，每月监测一次；竣工三年后，一般情况下，每季度监测一次；

（二）坝体沉降监测。一般情况下，每季度监测一次；

（三）浸润线监测。正常情况下，每月测量一次。根据浸润线监测数据，应当及时绘出坝体浸润线；

（四）地下水位变化监测。地下水位监测应当重点监测其变化幅度及与地表水的联系。系统动态监测时间不少于1个水文年，并每月监测一次，雨季应当增加监测次数；

（五）蚁穴、兽洞观测。根据当地气候特点，每年春季、秋季应当对坝体蚁穴、兽洞等进行全面检查。

鼓励采用北斗卫星高精度变形监测等先进技术监测坝体位移、沉降等变化情况。

第十二条 在汛期或者发生地震、暴雨、洪水、泥石流以及其他可能影响贮灰坝安全等异常情况时，运行管理单位应当加强巡视检查，并增加监测频次和监测项目。

第十三条 运行管理单位应当加强安全监测数据分析和管理工作，发现监测数据异常或者通过监测分析发现坝体有裂缝、滑坡征兆等严重异常情况时，应当立即采取措施予以处理并及时报告。

第十四条 发电企业和运行管理单位应当加强贮灰场防汛安全管理。每年汛期前应当对贮灰场排洪设施进行检查、试运、维修和疏通。汛期后应当对贮灰场坝体和排洪构筑物进行全面检查与清理，发现问题及时处理。

第十五条 发电企业和运行管理单位应当加强贮灰场堆灰和取灰管理，制定完善堆灰和取灰方案。堆灰和取灰工作不得影响贮灰场安全。

第十六条 运行管理单位应当做好贮灰场喷淋设施运行维护管理，以及贮灰场植被和贮灰场周边的防尘绿化带维护管理，防止扬尘污染。运行管理单位应当按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599）对贮灰场排放灰水及渗漏水定期进行水质监测。

第十七条 运行管理单位发现贮灰场安全管理范围内存在爆破、打井、采石、采矿、取土等危及贮灰场安全的活动时，应当及时制止，采取应对防范措施，并

报告有关单位和地方政府有关部门，请求协调解决。

第十八条 发电企业应当加强贮灰场闭库工作及闭库后安全管理工作。对于解散或者关闭破产的发电企业，贮灰场安全管理工作由资产所有者或者其上级主管单位负责。

第十九条 发电企业应当对运行以及闭库后的贮灰场定期组织开展安全评估，形成评估报告。安全评估原则上每三年进行一次。

发生以下情形之一的，发电企业应当及时开展专项安全评估：

- （一）加筑子坝后；
- （二）遭遇特大洪水、破坏性地震等自然灾害；
- （三）发生贮灰场安全事故后或者重大及以上隐患治理完成后；
- （四）其他影响贮灰场安全运行的异常情况。

不具备安全评估能力的发电企业可以委托具有相应能力的企业开展，评估单位对评估报告的真实性和准确性负责。发电企业应当及时将安全评估报告和专项安全评估报告报送所在地的国家能源局派出机构和地方政府电力管理等有关部门。

第二十条 贮灰场安全等级分为正常贮灰场、病态贮灰场、险情贮灰场。

具备下列条件，评定为正常贮灰场：

- （一）设计标准：符合现行规范要求；
- （二）防洪能力：满足灰坝设计级别所规定的洪水标准，运行贮灰标高不超过限制贮灰标高，有足够的防洪容积和安全加高；
- （三）排水设施：排水系统（含排洪系统）设施符合设计标准要求，运行工况正常；
- （四）坝体结构：坝体结构完整、沉降稳定、未发现裂缝和滑移现象，抗滑稳定安全系数满足规范要求；
- （五）渗流防治：排渗设施有效，渗透水量平稳、水质清澈，没有影响坝体渗透稳定的状况。防渗设施完好，没有造成地下水位抬高和地下水水质污染。

存在下列情况之一，评定为病态贮灰场：

- （一）设计标准：不符合现行规范要求，已限制贮灰场运行条件；

（二）防洪能力：安全加高不满足设计洪水标准要求；

（三）排水设施：排水建（构）筑物出现裂缝、钢筋腐蚀、管接头漏泥或者局部损坏的状况；

（四）坝体结构：坝体整体外坡陡于设计值，坝坡冲刷严重形成冲沟，或者坝体抗滑稳定安全系数小于规范允许值但不小于 0.95 倍规范允许值；

（五）渗流防治：坝体浸润线位置过高，有高位出溢点，坡面出现湿片。渗透水对地下水位抬高和地下水水质造成一定影响。

存在下列情况之一，评定为险情贮灰场：

（一）设计标准：低于现行规范要求，明显影响贮灰场安全；

（二）防洪能力：无安全加高或者防洪容积不满足设计洪水标准要求；

（三）排水设施：排水系统存在局部堵塞、排水不畅的情况，存在大范围破损状况，严重影响排水系统安全运行，甚至丧失排水能力的情况；

（四）坝体结构：坝体出现裂缝、坍塌、浅层滑坡现象，或者坝体抗滑稳定安全系数小于 0.95 倍规范允许值；

（五）渗流防治：坝坡存在大面积渗流，或者出现管涌流土现象，形成渗流破坏；渗透水对地下水位抬高和地下水水质造成严重影响。

第二十一条 评定为险情贮灰场的，发电企业和运行管理单位应当在限定的时间内采取工程措施消除险情，情况危急的，应当立即停运，并进行抢险；评定为病态贮灰场的，发电企业和运行管理单位应当在限定的时间内按照正常贮灰场标准进行整治，及时消除缺陷或者隐患。

第二十二条 发电企业和运行管理单位应当加强贮灰场应急管理工作，制定针对灰坝垮坝、洪水漫顶、水位超警戒线、坝坡滑动、防排洪系统失效等运行安全事故，以及可能影响贮灰场安全运行的台风、洪水、地震、地质灾害等自然灾害的应急预案，并定期开展应急培训和演练。

贮灰场遇有险情时，应当按照规定启动应急预案，采取有效措施，确保贮灰场安全。

第二十三条 贮灰场发生安全事故或者出现异常情况时，发电企业应当立即

启动应急预案，进行抢险，防止事故扩大或者异常情况升级为安全事故，避免和减少人员伤亡及财产损失，并立即报告上级主管单位、所在地的国家能源局派出机构以及地方政府电力管理等有关部门。

第二十四条 地方政府电力管理等有关部门按照“管行业必须管安全、管业务必须管安全、管生产经营必须管安全”原则，落实地方安全管理责任，国家能源局派出机构负责贮灰场安全监督管理工作。

第二十五条 本规定下列用语的含义：

（一）灰坝：挡粉煤灰和水的贮灰场外围构筑物，常泛指贮灰场初期坝和分期加高坝的总体。

（二）贮灰场安全设施：主要指贮灰场观测设施及其他用于保证贮灰场安全的设施。

（三）浸润线：水沿着粉煤灰颗粒间隙向坝体下游渗透形成的稳定渗流自由水面。

（四）排洪设施：包括截洪沟、溢洪道、排水井、排水管和排水隧洞等构筑物。

（五）干滩长度：垂直坝轴线的断面上，贮灰场水面与灰面的交点至灰面与上游坝坡交点间的水平距离。

（六）限制贮灰标高：各期设计坝顶标高所允许的最高贮灰标高。

（七）安全加高：贮灰场在限制贮灰标高条件下蓄洪水位至灰坝坝顶之间的高度。

（八）闭库：为使一座停用的贮灰场能够满足长期安全稳定的要求而开展的一系列工作的全过程。包括两种情况：

1. 贮灰场已达到设计最终堆积高程并不再进行继续加高扩容的；
2. 贮灰场尚未达到设计最终堆积高程但由于各种原因提前停止使用的。

（九）贮灰场安全事故或者异常情况：发生《中华人民共和国安全生产法》《生产安全事故报告和调查处理条例》和《电力安全事故应急处置和调查处理条例》规定的生产安全事故，以及其他导致严重后果的运行安全异常情况，如灰坝

溃决、严重断裂、倒塌、滑移；洪水漫顶、淹没；排洪设施严重破坏；近坝库岸及边坡大规模塌滑等。

第二十六条 本规定自印发之日起施行，有效期 5 年。原国家电力监管委员会《燃煤发电厂贮灰场安全监督管理规定》（电监安全〔2013〕3 号）同时废止。

国家能源局综合司关于做好重要电力设施森林草原 火灾防范工作的通知

全国电力安全生产委员会各企业成员单位，有关单位：

随着我国电力系统规模不断扩大，电力设施与林牧区植被的“树线矛盾”等问题长期存在。2021年冬季以来，四川攀西地区开展林下可燃物计划性烧除过程中发生多起火势失控事件，造成四川电网特高压直流线路降压运行及多条500千伏线路跳闸或主动避险。2022年4月23日，辽宁沈阳、抚顺与铁岭交界处发生山火，导致电网多条输电线路、发电机组停运。为深入贯彻习近平总书记关于森林草原防灭火重要指示精神和李克强总理重要批示要求，认真落实3月17日全国森林草原防灭火工作电视电话会议部署，坚决做好重要电力设施森林草原火灾风险防范工作，现将有关事项通知如下：

一、高度重视，强化责任落实。各电力企业要深刻认识森林草原输配电线路火灾防治工作的极端重要性，清醒认识当前森林草原火灾高发、多发的严峻形势，进一步强化忧患意识和底线思维，认真总结近年来电力设施山火防控经验，聚焦突出问题治理和重大风险整治，对可能受森林草原火灾影响的重要电力设施及设备通道风险做到心中有数。要加强工作组织管理，落实落细各级责任，完善监督考核机制，确保把各项山火防控工作落到实处。

二、建立重点森林草原区域电力设施台账。各电力企业要结合本地区实际，组织开展重点森林草原区域（重点林牧区、重点火险县）的电力设施情况梳理，包括但不限于密集通道等重要输电通道、500千伏及以上线路、重要用户供电线路、枢纽变电站（换流站）、30万千瓦以上发电厂（含集中式新能源厂站）等，建立相关设备台账，包括设施数量、电压等级、行政区域、经纬度坐标、风险区段、地形及植被情况、运维管理体系等内容。同时，统计穿越重点森林草原区域的220千伏输电线路数量。以上台账信息，于6月底前报送地方电力管理部门、国家能源局（电力安全监管司）。

三、做好重点森林草原区域电力设施火灾隐患排查治理工作。各电力企业要

对可能受森林草原火灾影响的重要电力设施，评估可能受到火灾影响的程度以及故障后对电力系统的影响程度。要制定完善重点森林草原区域电力设施风险管控方案，明确设备主人、属地责任人。要结合季节特点和节日习俗，对严重危及重要电力设施安全的隐患要采取易燃物清理、开设防火隔离带等措施加以治理。要组织做好电力线路可能造成火源点的设备本体缺陷隐患排查及治理工作，确保不发生电力设施故障缺陷引起的森林草原火灾。

四、强化运维巡视和监测预警。各电力企业要加大可视化装置、红外摄像头、无人机、卫星巡视等各类山火监测手段应用，充分利用远程监控平台，加强重点时段、重点区段山火巡视监测。制定差异化运维策略，对重要电力设施实施特巡特护，在山火高发区、烧荒祭祀高峰、大风干燥天气等特殊时期，加大巡视频次和人员投入，必要时开展现场值守。要加强重要电力设施山火监测预警，密切关注气象预报和预警情况，及时发布山火预警，组织运维单位落实好重点线路区段防控措施。

五、加强联防联控和应急处置。各电力企业要积极主动对接地方政府、森林草原防灭火指挥部、应急等有关部门，健全火情信息共享、火险联合会商机制，加强计划性烧除联合管控，明确快速响应、联合处置流程，完善山火应急预案，做好应急联动和演练。要充分利用广播、网络、传单、宣传牌等形式，加大重要电力设施防山火宣传力度，倡导规范烧除、文明祭祀，营造群防群治的良好氛围。

国家能源局综合司

2022年4月29日

国家能源局综合司关于进一步加强电力行业地质和地震 灾害防范应对工作的通知

（国能综通安全〔2022〕42号）

全国电力安全生产委员会各企业成员单位，有关电力企业：

为深入贯彻习近平总书记关于防灾减灾救灾重要指示精神，积极践行“两个坚持、三个转变”防灾减灾救灾理念，进一步提升电力行业防范应对地质和地震灾害能力，最大程度减轻灾害风险，降低灾害对电力系统的影响，全力保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，现就有关事项通知如下。

一、加强组织管理，健全制度体系

（一）完善组织体系。电力企业（指以发电、输电、供电和电力建设为主营业务的企业）要将灾害防范应对工作纳入安全生产日常管理工作之中，加强地质和地震灾害防范应对工作的组织领导，健全组织机构，明确工作职责，形成分工明确、职责清晰的工作组织体系，科学有序做好企业灾害防范工作。

（二）健全制度机制。电力企业要建立以防为主、防抗救相结合的新型灾害防范应对制度机制，明确灾情防范应对全链条程序规范，细化监测预警、隐患排查、信息报送、联防联控、应急处突、指挥协调、会商研判、力量调派、物资调拨、教育培训、资金保障、科技支撑、物资储备等各环节工作机制，提升防范应对地质和地震灾害能力。

二、强化建设工程管理，切实提高防灾能力

（三）严格建设工程前期论证。电力企业要按照国家地质灾害防治和防震减灾有关法律法规规范性文件要求以及国家建设工程核准有关规定，依据国家及地方政府发布的地质灾害防治规划、抗震设防要求以及国家和行业有关标准，开展电力工程建设前期工作，科学论证项目选址，尽量避开地质灾害易发区、地震高烈度设防地区和地震重点监视防御区（以下统称为灾害重点防范区）。

（四）适当提高灾害重点防范区设防标准。对确实需要在灾害重点防范区内建设的电力工程，应当在充分论证的基础上，采取差异化措施，进一步优化电力设施设计，适当提高重要电力设施设防标准。减少同一灾害重点防范区内重要输电通道的数量，对于同一方向的重要输电通道要尽可能分散走廊。

（五）加强建设工程防灾措施。对于存在地质灾害风险以及可能引发地质灾害的电力建设工程，应当加强地质勘察并建设灾害防治工程，灾害防治工程的设计、施工和验收应当与主体工程的设计、施工、验收同时进行，必要时同步设置永久监测措施。电力企业应当将灾害防治工程资金纳入项目预算内，并监督施工单位按规定足额使用。对于施工方案变更后产生地质灾害风险的，电力企业应当组织电力建设工程勘察（测）、设计、施工、监理等参建单位（以下统称为工程参建方）进行充分的论证，必要时委托专业评估机构提出防治措施。鼓励在电力建设工程中采用隔震减震等技术，提高抗震性能。

（六）做好施工现场和营地的灾害规避。电力企业应优化施工方案，防止和减少施工造成地表环境变化引发的灾害风险隐患。施工单位要严格按照设计方案和施工组织设计进行施工，不得随意更改设计和擅自扩大施工范围，严防施工诱发次生地质灾害；对施工营地选址布置方案要进行风险分析和评估，生活办公营地应当选择在地形平坦开阔区域，避开灾害多发区。电力企业要定期对工程施工营地的灾害风险防范工作进行监督检查，督促施工单位开展灾害风险辨识，最大限度降低风险。

三、定期开展排查工作，加强风险隐患整治

（七）定期开展灾害风险隐患排查。电力企业要结合生产实际，定期组织专业人员对电力设施和电力建设工程及周边进行地质灾害风险辨识和抗震减灾安全检查，全面排查灾害风险隐患，建立风险隐患底数台账，实行清单化管理。发现严重地质和地震灾害风险隐患或地质灾害监测数据发生突变，以及附近地区发生地震等重大自然灾害后，相关单位要对电力设施或电力建设工程进行全面的灾害风险隐患排查分析，及时采取防范治理措施。

（八）加强风险隐患整治工作。对于地质或地震灾害风险隐患，相关责任单

位要立即进行整治。对于重大以上风险隐患，要进行专门勘察分析，提出治理方案，及时完成整治，并严格落实挂牌督办机制。对短期内难以完成整治的重大以上风险隐患，要采取针对性防治措施，加强跟踪监测，确保人身和设备安全，分批分类推动除险整治工作。对非防范工作责任范围内且对电力设施和建设工程项目构成威胁的风险隐患，相关电力企业要及时向地方政府报告，并配合地方政府开展整治工作。要重视流域梯级水电站地质灾害风险的防范，加强大坝及近坝库岸边坡的除险加固，强化大坝安全监测管理，防止地质或地震灾害引发漫坝、溃坝风险。对出现地质灾害前兆、可能造成人员伤亡及重大经济损失的区域，应当立即划定灾害警戒区，加强观察警戒，指定疏散路线及临时安置场所等。

四、加强灾害监测预警，畅通信息传递渠道

（九）加强灾害监测预警工作。电力企业要结合地质灾害风险隐患点分布情况，科学开展监测工作。对于已经发现的风险隐患点，按照国家有关防治监测规定，合理布设监测点，定期进行监测，并及时汇总、分析、上报监测信息。要重点强化汛期以及恶劣天气发生期间的监测预警工作，增加监测频次，及时发现新增风险隐患，划定危险区域，设置警示标识；安排专人值守，加强巡视检查，强化重点区域监测预警，研判灾害前兆，及时发出预警信息，并采取有效防范措施。要充分发挥专业机构作用，紧紧依靠当地群众，共同做好群测群防工作，发现险情及时向有关部门报告。

（十）健全完善监测预警机制。电力企业要加强与地方政府自然资源、气象、水利、地震、应急等部门的联系沟通，明确地质和地震灾害监测预警工作程序，畅通灾害预警信息和应急信息传递渠道，落实责任单位和人员，及时接收、传递监测预警信息，并按照要求上传有关监测信息。在接到有关部门发布的地质或地震灾害预警信息，或者对本单位监测信息研判后认为可能发生地质灾害时，要立即通知灾害可能影响到的有关单位，并及时有序组织人员安全转移。

五、完善灾害应急体系，提高应急响应能力

（十一）完善灾害应急体系。电力企业要将地质和地震灾害防范应急管理纳

入本单位应急体系，建立快速反应、处置有效的应急响应机制。重大电力建设工程和灾害重点防范区内的电力建设工程，电力企业要组织成立各工程参建方参加的灾害应急工作指挥协调小组，统一开展应急救援、抢修恢复等工作，及时传递应急响应信息。

（十二）加强应急预案编制和演练。健全完善各项应急预案和保障方案，保证各项预案之间上下贯通、左右衔接，并根据地质条件变化情况及时修订。专项应急预案要按照有关规定报国家能源局派出机构和地方政府有关部门备案。定期组织应急演练，对演练效果进行评估，及时完善应急预案，地质灾害应急演练应在每年汛期来临前开展。对于灾害重点防范区内的重要电力设施和电力建设工程，相关单位应开展功能性演练和实战性演练，具备条件的还应开展联合演练。对于灾害可能威胁到人身安全的情况，还应编制人员避险逃生方案，定期组织全部相关人员开展避险逃生演练。

（十三）及时开展应急抢险救援。地质或地震灾害发生后，电力企业要及时做出应急响应，开展先期电力应急抢险救援工作，并按规定在地方政府或其建立的抢险救灾领导机构统一指挥协调下，及时调集应急救援队伍和抢险物资等力量资源，开展应急值班、设备抢修、灾情调查、险情分析、次生灾害防范等应急工作。要按照电力安全信息报送有关规定，及时向地方电力管理部门和国家能源局派出机构报送险情和灾情信息。

（十四）加强应急物资储备和队伍基地建设。根据灾害重点防范区分布情况，积极推动电力应急物资储备库和物资装备体系建设，优化储备布局和方式，合理确定储备品种和规模，完善跨地区、跨单位的电力应急物资装备生产、储备、调拨、紧急配送机制。加强电力应急救援队伍建设，强化地质和地震灾害应对专业技能，重点提升在生命搜救、装备使用、专业协同等方面的能力。鼓励有条件的企业建立电力应急基地，充分发挥基地对电力应急工作的强大支撑作用。

六、加强科技支撑和教育培训，不断提高专业能力

（十五）不断完善科技支撑机制。电力企业要统筹协调灾害防范应对科技资源和力量，充分发挥专家学者的技术支撑作用，加强地质和地震灾害防范应对人

人才培养，探索建立科技支撑长效机制。进一步完善产学研协同创新机制和技术标准体系，推动相关科研成果的集成转化、示范和推广应用。

（十六）提高灾害防范应对科技水平。要不断探索推进“互联网+”、大数据、物联网、云计算、人工智能、区块链、卫星遥感、无人机等现代科技手段融入地质和地震灾害防范应对体系，建立相应规模的灾害监测自动化预警系统，提高灾情信息获取、模拟仿真、预报预测、风险评估、隐患排查、应急抢险、通信保障等各方面能力。

（十七）积极开展灾害教育培训。积极组织开展地质和地震灾害识灾防灾、灾情报告、避险自救等知识的宣传普及，以提升相关人员防范意识和自我保护能力为重点，提高防灾宣传教育培训工作的实效性和针对性。灾害重点防范区内的电力企业要定期组织全体人员重点开展灾害防范应对和临灾避险技能培训。

国家能源局综合司

2022年4月29日

国务院办公厅关于加强电力安全工作的通知

（国办发〔2003〕98号）

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

电力工业是关系国计民生的重要基础产业和公用事业，电力安全事关经济发展和社会稳定，与人民群众的生产生活密切相关。长期以来，我国电力建设和运行坚持“统一规划、统一调度”的原则，电源电网布局基本合理，电网结构清晰，电压等级简明，二次系统同步，基本建立了保障电力安全的法律法规、技术标准和管理体系，保证了电力系统安全，对保障我国国民经济持续快速健康发展发挥了重要作用。但是，我国电力工业正处在发展阶段，电力需求增长很快，电力供需矛盾突出，部分地区发电和输变电备用容量不足，电网网架结构薄弱，安全运行存在隐患；电力生产运行中违反调度规则和指令的情况时有发生，各地违章施工、偷盗电力设施等严重危害电力安全的情况屡禁不止；现行电力安全法律法规有的不适应当前形势或新的体制，需要进一步修改和完善。为加强电力安全工作，经国务院同意，现将有关事项通知如下：

一、加强法规建设，切实落实电力安全生产责任制

电力系统安全和应急处置事关国家安全和社会稳定大局，各地区、各部门要高度重视电力安全工作，强化电力安全生产责任，严格安全生产监督检查。为了加强电力安全监管工作，国务院授权电监会具体负责电力安全监督管理，安全监管局负责综合管理。有关部门要根据电力体制改革的新形势和电力安全工作的新要求，抓紧研究提出修订电力安全生产方面行政法规的意见，完善电力安全法律保障体系。

地方各级人民政府要加强电力设施保护方面法律法规的宣传教育工作，增强全社会维护电力设施安全的守法意识。同时，各地公安等有关部门要加大执法力度，严厉打击各类破坏电力设施的违法犯罪行为，为电力系统的安全稳定运行创造良好的社会环境。

电力企业要始终坚持“安全第一、预防为主”的方针，切实落实企业内部安全生产责任制，严明组织纪律，加强安全技术培训，提高电力系统运行可靠性和电力企业安全管理水平，确保电力安全生产和供应。国家电网公司和中国南方电网有限责任公司分别负责所辖范围内的电网安全，南方电网与其他区域电网联网线路的安全责任由国家电网公司承担。

二、完善调度协调体系，建立有效的电力安全应急机制

电力系统运行要坚持统一调度、分级管理、分区分层运行的原则，进一步完善统一的调度协调体系。在电网运行方式、备用容量安排、设备检修计划、紧急事故处理以及事故发生后恢复等方面做到统筹安排。电力企业要顾全大局，服从统一调度，严格按照调度指令安排运行方式，做到令行禁止。

地方各级人民政府要借鉴国内外处理公共突发事件的经验，抓紧建立适合本地区实际情况的电力安全应急处理机制，制订周密、完备的应急预案，并向社会广泛宣传和定期组织演习。党政机关、金融机构、通信企业、广播电台、电视台、医院和机场等重要单位要安装备用电源。对建设备用电源确有困难的单位，要给予必要的支持。

电力企业要建立有效的电力系统突发事件应急机制，针对电力生产运行中的薄弱环节，定期进行反事故演习，提高处理事故的能力。特别是电网企业要制订完备的“黑启动”预案，并定期组织演练。

三、抓紧制订电力发展规划，统筹安排电源和电网建设

电力发展要坚持统一规划的原则，抓紧制订电力发展中长期规划，以科学的规划指导电力建设，保证供需平衡，满足国民经济发展和人民生活的需要。电力发展规划要充分论证，统筹兼顾，适当超前，使电力工业稳步有序发展，避免大起大落。要统筹安排电源和电网建设，优化电源布局和电网结构，保持电源与电网稳步协调发展，促进水电、煤电、核电和蓄能电站等电源合理互补。加快“西电东送”项目建设，实现更大范围内的电力资源优化配置。有关部门要抓紧协调落实资金渠道，加快电网建设。

要依靠科学技术，坚持全国统一的电力技术标准、技术规范和电网安全技术手段，加强电力系统安全运行的基础，提高电力系统抗风险能力。区域电网要因地因网制宜，重视网架结构和布局的科学合理性，建设坚强、清晰、合理、可靠的骨干网架。重视电网二次系统的同步配套建设，加强电网安全的监控和保护。继续改造城市电网，解决城市电网薄弱、配电容量不足问题，提高城市电力供应的可靠性，减少安全隐患。电网公司可拥有必要的调峰调频及事故备用发电容量，提高系统安全性。

新建电力项目必须服从国家的统一规划，严格执行国家规定的审批程序。对违规建设的电力项目要依法处理。要适当简化规划内电力建设项目审批程序，加快建设步伐，增加电力供应。

四、加强用电侧管理，科学引导电力消费

加强用电侧管理既是当前做好电力供应工作的一个重要内容，又是电力工业节约能源，实现可持续发展的有效途径。在缺电时错峰用电，在紧急情况下按预案有序切断负荷，是保证电网安全的必要手段。要充分运用价格杠杆等经济手段，加快实行发电和用电的峰谷电价，科学引导电力消费，缓解电网峰谷差矛盾，提高电网运行的可靠性。

五、积极稳妥地推进电力体制改革

电力体制改革是适应社会主义市场经济需要、优化电力资源配置、促进电力工业发展的重要举措。各有关部门和地区要继续按照电力体制改革方案，积极、稳妥、分步推进各项改革措施。要正确处理改革和电力安全生产的关系，在保证电力安全生产和电力系统稳定运行的前提下不断把改革推向深入。

电力体制改革工作领导小组要加强对电力体制改革工作的领导，各成员单位要按照统一部署和工作分工，密切配合，各司其职，认真完成改革方案确定的各项任务。

国务院办公厅

二〇〇三年十二月五日

国家能源局综合司关于进一步加强发电安全生产工作的通知（2023）

（国能综通安全〔2023〕115号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位：

今年以来，发电领域安全事故时有发生，事故起数同比增加，暴露出部分电力企业仍然存在主体责任落实不到位、风险隐患整治不扎实、设备运维管理不认真等问题，发电安全形势依然严峻。当前正值机组秋检高峰期和迎峰度冬准备期，检修现场多、作业环节多、外包队伍多、参与人员多，安全风险居高不下。为进一步加强发电安全生产，防范遏制各类事故发生，现就有关要求通知如下。

一、严格落实企业主体责任

各电力企业要深入学习贯彻习近平总书记关于安全生产重要指示批示精神，牢固树立安全发展理念，清醒认识当前电力安全生产严峻形势，不断完善安全生产责任体系。要加强安全责任落实情况监督检查和绩效考核，及时排查整治责任制不健全、安全责任不落实不落地、安全生产保障体系和监督体系空转虚转等突出问题，并严格追责问责。

二、加强生产作业过程管控

各电力企业要加强机组运行维护管理，及时消除缺陷隐患，保障设备良好工况。要加强机组检修、技改、调试等生产作业过程管控，深入论证工作方案，增强方案的有效性和可操作性，提高检修技改质量水平；认真开展技术交底和安全交底，确保作业人员熟悉设备性能、运行机理、作业区域及周边的风险隐患，掌握应急处置和避险逃生措施；加强对作业现场的巡查检查，及时发现并制止“三违”行为。

三、强化重点部位环节管理

各电力企业要深刻汲取事故教训，分析发电事故易发区域、环节、时段等规律，突出重点排查各类安全问题。火电企业要重点排查高压蒸汽管道阀门、燃料系统、灰粉系统、脱硫脱硝设备等重点部位的安全隐患，以及密闭空间、高处、动火、带电、吊装、带压、夜间等危险性较大的作业环节管理漏洞，严格落实两票三制，完善安全保护和现场监护等措施。水电企业要在汛后全面排查水工建筑物运行状态，及时处理渗漏、裂缝、塌陷、隆起及变形等异常情况；要严密监测库区及周边地质灾害点，落实风险管控措施。

四、加强外包安全管理

各电力企业要将外包队伍纳入本企业安全管理体系，实行统一管理、统一考核，严格审查外包队伍人员的资质、能力和安全生产历史业绩等条件，从源头上消除安全隐患。要加强外包安全教育培训，针对不同岗位采取不同培训方式和培训内容，增强外包人员安全意识和专业技能，提高培训成效。要加强外包作业管理，采用信息化、智能化、大数据等技术手段，全程掌握外包队伍和人员遵守安全生产规定、落实安全管理要求等情况。

五、加大安全监管力度

各派出机构和地方各级电力管理部门要加强电力安全监管和属地管理，汇总掌握辖区发电检修、技改等大规模、长时段集中作业现场分布情况，采用“四不两直”、明察暗访等方式，加强对发电企业、特别是事故企业生产作业的监督检查，对现场管理混乱、风险隐患突出的企业及其人员，要采取约谈、通报、停工停产、行政处罚等监管措施从严从快处理。

国家能源局综合司

2023年10月17日

国家能源局综合司关于进一步加强发电安全生产工作的通知

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、经信委（工信委），北京市城市管理委员会，各派出机构，大坝中心、电力可靠性和质监中心，全国电力安委会各企业成员单位：

9月22日，大唐华银株洲发电有限公司4号机组除尘器1、2号通道及出口烟道发生整体垮塌事故，导致4人被压覆、2人重度烫伤、1人轻度烫伤。此外，近期全国发电领域还发生多起人身伤亡情况，发电安全生产形势非常严峻。9月3日，陕西榆林能源集团横山煤电有限公司在卸煤沟区域发生车辆挤压伤害，1人死亡；9月14日，国家能源集团开远发电有限公司在处理锅炉给水主路放水管泄漏过程中，发生一起烫伤导致高处坠落事故，2人死亡，1人受伤；9月16日，国家能源集团山西霍州发电厂圆形煤场区域，发生一起车辆伤害事故，1人死亡；9月20日，京能集团内蒙古华宁热电厂在2号锅炉检修过程中，发生一起高处坠落事故，2人死亡。

事故暴露出部分电力企业在安全发展理念树立、规章制度执行、安全风险辨识、事故隐患查治、作业现场管控、人员教育培训等方面还存在重大薄弱环节。各企业发电机组经过“迎峰度夏”期间连续高负荷运行，累积了一定风险隐患。当前正是电力企业秋季检修和“迎峰度冬”准备工作关键时期，也是安全风险叠加、事故易发多发阶段。为深入贯彻落实习近平总书记关于安全生产重要论述精神，进一步加强发电安全生产工作，防范遏制各类事故发生，现提出如下要求。

一是严格落实企业主体责任。各电力企业要深刻汲取系列事故教训，清醒认识当前严峻形势，自觉把思想和行动统一到党中央、国务院重大决策部署上来，树牢“人民至上、生命至上”思想，守住安全发展底线，切实担负起安全生产主体责任。企业主要负责人作为本单位安全生产第一责任人，要以对党和人民高度负责的态度，不断加强组织领导，亲自研究、亲自部署、亲自检查安全生产工作；班子成员要严格落实“一岗双责”，加强对分管领域安全生产的监督指导。其他各级领导干部要认真履行岗位职责，狠抓工作落实，大力提升安全生产水平。

二是强化安全风险隐患整治。各电力企业要高度重视作业现场安全管控，持续开展安全风险和事故隐患排查治理，严防风险演变为隐患、隐患恶化为事故；要强化重点环节管理，高风险作业必须严格执行规程和相关要求，坚决做到措施执行到位、工作监护到位、安全监督到位；要强化班组一线安全生产保障，加大安全投入，认真开展技术交底，配备必要劳保用品和安全防护工器具，改善安全生产条件；要加强机组运维管理，科学安排消缺检修计划，尽量避免在极端天气、夜间照明不良等时段开展作业，防范人身和设备事故发生。

三是强化安全生产教育培训。各电力企业要加强安全生产教育培训，落实“三级”安全教育要求，培训不合格的一律下岗待岗转岗；要加强典型案例警示教育，及时通报行业内外事故事件，剖析问题根源，对照检查自身薄弱环节，及时补齐短板弱项；要加强对外包项目、外委队伍等外来人员的安全培训，督促其遵守本单位安全管理规定，了解安全生产风险隐患；要加强安全生产教育培训管理，严肃考核考试纪律，切实发挥安全教育树立理念、培育意识、提升技能的重要作用，坚决杜绝安全教育弄虚作假、搞形式走过场现象。

四是认真开展安全专项检查。各电力企业要坚持问题导向，认真开展安全专项检查，对于发现的问题要及时彻底整改，整改不力的要严肃问责。火电企业要重点检查“两票三制”执行、机组检修和技术改造风险管控、输煤制粉系统管理、脱硫脱硝除尘设备运维、液氨罐区重大危险源管理等情况。水电企业要重点检查大坝注册定检问题整改、重大灾害隐患治理、大坝安全监测和信息报送、闸门启闭设备和应急电源管理等情况。新能源企业要重点检查运维一体化或集中监控生产方式下“两票”制度执行、委托管理场站安全责任落实、光伏组件和风机叶片覆冰防控措施等情况。

五是不断加强安全监管执法。各派出机构要强化“四不两直”“双随机一公开”等方式运用，不断加强电力安全监督检查，建立并动态更新问题措施“两个清单”，逐项整改销号，实现管理闭环；要加大安全监管执法力度，对于安全管理混乱、风险隐患整治不力、事故事件多发的企业，以“零容忍”的态度依法依规采取行政处罚、监管约谈、通报批评等监管手段，严肃追究责任，并将处理结果通报其上

级企业及行业管理、资产管理等部门。地方各级政府电力管理部门要严格按照“三个必须”原则要求，落实电力安全属地管理责任，加强对电力企业的监督检查，督促指导企业落实主体责任，加强和改进安全生产工作。

国家能源局综合司

2021年9月29日

国家能源局综合司关于进一步做好发电安全生产工作的通知

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、经信委（工信委），北京市城市管理委员会，各派出机构，大坝中心、电力可靠性和质监中心，全国电力安委会各企业成员单位：

今年以来，全国发电生产领域事故多发，安全生产形势较为严峻。1月16日，浙能集团长兴电厂在石膏排放输送皮带机清扫过程中，发生一起机械伤害事故，造成1人死亡；1月19日，中国大唐哈尔滨第一热电厂在电极锅炉保护盾检修过程中，发生一起物体打击事故，造成1人死亡；2月23日，中国大唐潮州发电厂在空预器改造作业中，发生一起机械伤害事故，造成1人死亡；3月12日，中国电建五一桥水电站在备用线路技改过程中，发生一起高处坠落事故，造成1人死亡；3月14日，内蒙古能源发电投资集团公主岭风电场发生一起风机机舱着火事故；3月15日，国家电投上海外高桥电厂在进行封闭煤场施工过程中，发生一起高处坠落事故，造成1人死亡；4月8日，中国大唐信阳发电厂在封闭煤场改造过程中，发生一起高处坠落事故，造成1人死亡；4月11日，国家能源集团康平电厂在锅炉检修过程中，发生一起高处坠落事故，造成1人死亡；4月24日，华润电力常熟电厂在给煤机检修过程中，发生一起机械伤害事故，造成1人死亡。

发生事故的企业普遍存在制度执行不认真、风险辨识不全面、安全措施不落实、外包管理不严格、现场管控不到位、教育培训走过场、追责问责高举轻放等问题，充分表明企业红线意识和底线思维依然薄弱，安全发展理念尚未树牢。今年是建党100周年，是“十四五”开局之年，抓好电力安全生产工作、保障电力稳定可靠供应，意义格外重大。各单位要清醒认识当前形势，深刻汲取事故教训，不断加强和改进安全生产工作，防范遏制各类事故发生，全力保障人身、设备、系统安全。现就进一步做好发电安全生产工作通知如下。

一要严格落实企业主体责任。各电力企业要深入贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述精神，坚持以人民为中心，不断强化红线意识，坚决守住安全底线。

要不断健全安全生产责任制，完善责任链条，打通责任压力传导堵点，确保安全责任落实到岗到人。要将安全生产列为“一把手”工程，主要负责人要切实担起安全生产第一责任人的责任，带头履行法定安全职责，亲自研究部署安全生产工作，亲自督促检查责任落实情况，亲自推动解决安全生产问题。

二是强化风险管控和隐患查治。各电力企业要不断强化双重预防机制，严格落实电力安全风险管控“周报季会”工作要求，扎实开展风险管控和隐患查治。要切实增强风险意识，全面辨识人机环管特别是高处作业、带电作业、动火作业、有限空间作业等安全风险，落实有效管控措施，坚决做到“不辨识、不作业，不管控、不作业”。要按照“隐患就是事故”的原则，加强生产现场巡查，及时发现并消除缺陷隐患，确保发电机组设备处于良好工况。

三要认真开展安全教育培训。各发电企业要制定年度教育培训计划，并严格按照计划开展相关工作。要坚持因地制宜因材施教，根据不同岗位和不同人员，安排相应教育培训课程。要丰富教育培训方式，采用易于接受的形式语言，将规章制度要求植根于脑海、牢记在心中；要突出教育培训重点，针对新进、转岗、复岗、外派等人员，要加大培训力度，培训合格方可上岗作业。要保证教育培训实效，严肃查处教育培训弄虚作假、搞形式走过场、因培训不到位等导致发生事故的行为。

四要加强外包安全管理。外包领域日益成为事故重灾区，外包安全压力日益凸显。各电力企业要加强外包安全源头管控，把牢准入关口，严格审查承包商资质及作业人员的年龄、健康、能力等状况，对不符合资质条件或健康状况、技能水平不满足安全生产需要的单位和个人，要坚决清退出场；要将外包单位和人员纳入本单位统一管理，鼓励推行业主带班制度，有效杜绝外包管理“两张皮”现象；要加强外包单位安全工器具和劳保用品管理，定期开展检查校验，检验合格方可投入使用，切实发挥关键时刻“保命”作用。

五要强化责任落实考核问责。发电企业要严格按照“四不放过”原则，对安全风险管控不到位、事故隐患整治不彻底的企业和人员要加强绩效考核，在评先评优、职务晋升、薪酬待遇等方面实行“一票否决”；对发生事故的企业要加大处罚

力度，对相关责任人特别是事故企业主要负责人，要以“零容忍”的态度从严从快问责，警醒众人、教育全体，以考核问责倒逼安全生产主体责任落地落实。

六要加强电力安全监管执法。各派出机构、各省级电力管理部门、各有关直属单位要加大电力安全监督管理力度，鼓励开展联合执法行动，综合运用通报批评、警示谈话、监管约谈、行政处罚、推送“黑名单”、项目限批等安全监管措施和行业管理手段，严肃查处电力安全生产违法违规行为。建立事故“说清楚”制度，发生一般事故的企业要主动到管辖派出机构和省级电力管理部门“说清楚”，发生较大及以上事故的企业，要及时到国家能源局安全司“说清楚”。

国家能源局综合司

2021年4月29日

国家能源局综合司关于印发《重大电力安全隐患判定标准（试行）》的通知

（国能综通安全〔2022〕123号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位：

为强化重大电力安全隐患排查治理和监督管理有关工作，依据《中华人民共和国安全生产法》《电力安全隐患治理监督管理规定》等有关规定，国家能源局制定了《重大电力安全隐患判定标准（试行）》。现印发你们，请遵照执行。

附件：重大电力安全隐患判定标准（试行）

国家能源局综合司

2022年12月29日

附件

重大电力安全隐患判定标准（试行）

第一条 为准确认定、及时消除重大电力安全隐患（以下简称重大隐患），有效防范和遏制重特大生产安全事故，根据《中华人民共和国安全生产法》《电力安全隐患治理监督管理规定》以及有关法律法规、规章、政策文件和强制性标准的相关规定，制定本判定标准。

第二条 本判定标准适用于判定国家能源局电力安全监督管理范围内的重大隐患。危险化学品、消防（火灾）、特种设备等有关行业领域对重大事故隐患判定标准另有规定的，适用其规定。

第三条 本判定标准所指电力设备设施范围为330千伏及以上电网设备设施，单机容量300兆瓦及以上的燃煤发电机组和水力发电机组、单套容量200兆瓦及以上的燃气发电机组、核电常规岛及核电厂配套输变电设施、容量300

兆瓦及以上风力发电场和光伏电站；所指施工作业工程为《电力建设工程施工安全管理导则》（NB/T 10096-2018）规定的超过一定规模的危险性较大的分部分项工程。特殊情形在具体条款中另行规定。

第四条 有下列情形之一的，应判定为重大隐患：

（一）电网安全稳定控制系统以及直流控制保护系统参数、策略、定值计算和设定不正确；直流控保、直流配套安全稳定控制装置未按双重化配置。

（二）特高压架空线路杆塔基础出现较大沉陷、严重开裂或显著上拔，塔身出现严重弯曲形变，导地线出现严重损伤、断股和腐蚀。

（三）特高压变压器（换流变）乙炔、总烃等特征气体明显增高，内部存在严重局部放电，绝缘电阻和介损试验数据严重超标。

（四）燃煤锅炉烟风道、除尘器、脱硝催化剂装置、渣仓、粉仓料斗（含灰斗）、输煤栈桥等重点设备设施的钢结构、支吊架、承重焊接部位总体强度不满足结构强度要求。

（五）电力监控系统横向边界未部署专用隔离装置，或者调度数据网纵向边界未部署电力专用纵向加密认证装置，或生产控制大区非法外联。

（六）《水电站大坝工程隐患治理监督管理办法》中规定的大坝特别重大、重大工程隐患；燃煤发电厂贮灰场大坝未开展安全评估，贮灰场安全等级评定为险态灰场。

（七）建设单位将建设项目发包给不具备安全生产条件或相应资质施工企业，所属工程专项施工方案未按规定开展编、审、批或专家论证，开展爆破、吊装、有限空间等危险作业未履行施工作业许可审批手续或无人监护。

第五条 对其他严重违反电力安全生产法律法规、规章、政策文件和强制性标准，或可能导致群死群伤或造成重大经济损失或造成严重社会影响的隐患，有关单位可参照重大隐患监督管理。

第六条 本判定标准由国家能源局负责解释。

国家能源局综合司关于进一步加强发电机组检修 安全监督管理的通知

（国能综通安全〔2023〕29号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位：

当前，全国发电机组春季检修逐步进入高峰，检修作业安全风险管控压力日益增大，机组设备检修消缺安全事故出现增多势头，暴露出部分电力企业还存在思想认识不深刻、责任落实不到位、风险管控不扎实、外包管理不严格等问题。为进一步加强发电安全监督管理工作，防范各类事故发生，现就有关要求通知如下。

一、严格落实企业主体责任

各电力企业要深入贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述，进一步提高政治站位，清醒认识当前电力安全生产的严峻复杂形势，统筹发展和安全，坚持“人民至上、生命至上”，不断拧紧安全生产责任链条。企业主要负责人要切实履行安全生产第一责任人的职责，亲自研究部署安全生产工作，亲自监督检查安全管理要求落实情况，亲自协调解决普遍性、典型性等突出问题；其他负责人和各级管理人员要严格履行岗位职责，制定落实有效措施，堵塞安全管理漏洞，提升本质安全水平，防范遏制各类事故发生，牢牢守住不发生重特大事故的底线。

二、加强检修作业过程管控

各电力企业要深刻汲取事故教训，对照开展反思排查，不断加强机组检修消缺全过程管理。要精准评估机组设备安全状况，密切联系电力调度机构，统筹机组检修和电力保供，科学安排检修计划，合理确定检修工期，严禁赶工期抢进度，做到“应修必修、修必修好”。要认真编制检修工作方案，规范开展评审论证，切

实提高方案的有效性和可操作性。要全面辨识评估作业风险隐患，落实整治管控措施，严防风险隐患转化为事故。要加强安全技术交底，确保所有作业人员熟悉安全管理要求和风险隐患情况。要强化重点部位和重要环节安全管理，特别是对煤粉系统、除灰系统、密闭空间、高处、动火、吊装、带电、带压、夜间等易发生事故的作业，要严格落实安全防护、现场监护、旁站见证等安全措施。要加强备品备件质量管控和作业工器具安全管理，确保满足相关技术规定要求。要加强检修消缺作业现场巡查检查，及时发现并严肃处理“三违”行为。

三、加强检修外包安全管理

各电力企业要加强检修消缺作业外包安全管理，严格审查外包队伍人员的资质、能力和安全生产历史业绩等条件，坚决清退不满足安全生产要求的单位和人员，从源头上消除安全隐患。要将外包队伍纳入本企业安全管理体系实行统一管理、统一考核，检修作业期间，所有外包队伍的负责人和安全管理人員应参加本企业的安委会会议、安全生产例会、警示教育大会、班组安全活动等。要加强外包安全教育培训，严格执行新进人员三级安全教育制度，增强外包队伍人员的安全意识和专业技能。要加强外包作业现场管理，推行本企业派员带班、跟班作业制度，监督指导外包队伍落实安全生产管理要求。

四、强化突发事件应急管理

各电力企业要根据风险隐患排查评估情况，并结合检修规模、工艺、流程及作业人员构成等特点，加强检修过程突发事件场景预想，制定发布针对性的专项应急预案和现场处置方案。要加强预案体系宣贯学习，定期开展演习演练，提升检修作业人员应对处置、避险逃生、自救互救能力。要加强本企业与外包队伍的应急协调联动，遇有突发事件，按照预案方案规定迅速启动应急响应，妥善处置或控制事态发展。要认真做好信息报送工作，严格按照规定的时限、渠道和内容要素等报告事故事件、灾害险情等突发事件信息，杜绝瞒报、迟报、漏报现象发生。

五、加强追责问责和警示教育

各电力企业要加大安全生产监督考核和追责问责力度，以“零容忍”的态度严肃处理各类安全生产违法违规行为，特别是对发生事故、责任落实不到位、国家和行业部署工作推进不力、重大风险隐患整治不彻底、“三违”行为较多的基层电力企业，要按照相关规定对其主要负责人、分管负责人及相关责任人员从严从重从快处理，以儆效尤，绝不姑息。要严格落实“四不放过”原则要求，加强事故事件警示教育，深入剖析问题根源，警醒督促全体从业人员增强安全意识，提高安全技能，落实安全生产责任。

各派出机构、地方各级电力管理有关部门要按照法律法规和“三管三必须”原则规定，不断加强电力安全监管和属地管理，联合开展监督检查、约谈通报、行政执法等工作，共同督促指导电力企业强化红线意识和底线思维，落实安全生产主体责任，推动电力安全生产形势稳定向好发展。

国家能源局综合司

2023年3月26日

国家能源局关于加强电力可靠性管理工作的意见

（国能发安全规〔2023〕17号）

各省(自治区、直辖市)能源局，有关省(自治区、直辖市)及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位，中国电力企业联合会、中国电力设备管理协会，有关电力企业：

为贯彻落实《电力可靠性管理办法（暂行）》（国家发展和改革委员会令2022年第50号），提升我国电力可靠性管理水平，保障电力可靠供应，更好服务新时代经济社会发展，现就加强电力可靠性管理工作提出以下意见。

一、充分认识加强电力可靠性管理工作的重要性

电力可靠性管理是保障电力安全可靠供应的重要基础。电力供应事关经济发展全局和社会稳定大局，是关系民生的大事。现阶段我国工业化、城镇化深入推进，电力需求持续增长，保障电力供应是电力管理工作的重中之重。电力可靠性管理是电力生产运行管理和技术管理的核心手段，基本任务是保障电力系统的充裕性和安全性，为保障电力供应发挥基础性作用。

电力可靠性管理是保障社会经济发展的重要手段。进入新时代，人民追求美好生活对电力的需求已经从“用上电”变成“用好电”，党中央、国务院关于乡村振兴、优化营商环境等民生工作决策部署也对电力可靠性管理提出更高要求和明确目标，电力可靠性管理已成为提升电力普遍服务水平、支撑社会经济高质量发展的重要手段。

电力可靠性管理是推动建设新型电力系统的重要保障。近年来，我国电力工业发生了巨大变化，电力体制改革全面提速，新能源和分布式能源快速发展，电力系统安全稳定运行面临新的形势和挑战。为有效应对新形势，推动构建新型电力系统和实现“双碳”目标，需要进一步发挥电力可靠性管理的作用，保障电力系统安全稳定运行和高质量发展。

二、完善电力可靠性管理工作体系

(一) 国家能源局派出机构、地方政府能源管理部门和电力运行管理部门根据各自职责和国家有关规定负责辖区内的电力可靠性监督管理。进一步厘清各自电力可靠性监督管理职责，明确工作内容、目标、流程和责任，加强监管人员力量配备，切实提升专业监管能力和效率。

(二) 国家能源局派出机构要定期组织对辖区内的电力可靠性进行评价、评估和预测，及时发布相关可靠性信息和指标。加大电力可靠性监督检查力度，监督指导电力企业排查治理电力可靠性管理中存在的风险和隐患，依法依规调查处理瞒报、谎报电力可靠性信息的行为和造成严重影响的电力可靠性相关事件。

(三) 省级政府能源管理部门和电力运行管理部门要进一步健全地方各级政府电力可靠性管理工作体系，全面组织落实国家乡村振兴、优化营商环境、电网升级改造等战略部署中的相关电力可靠性要求。加强电力供需管理，做好燃料库存、入库水量等的监测分析和协调处理，科学实施电力需求侧管理和有序用电，保障电力可靠供应。扎实推动电力用户可靠性管理工作，监督指导重要电力用户排查治理电力可靠性管理中存在的风险和隐患。

(四) 国家能源局派出机构、地方政府能源管理部门和电力运行管理部门要进一步完善电力可靠性管理统筹协调工作机制，坚持统筹规划、统筹部署、统筹推进。要建立联席协调机制，定期分析、通报电力供需和电网运行情况，协调解决保障电力供应和电力系统稳定运行面临的问题，确保工作推动协调有力、信息沟通渠道畅通，形成工作合力。

(五) 国家能源局及其派出机构、地方政府能源管理部门和电力运行管理部门应及时处理电力可靠性管理投诉举报。投诉举报查实后确存在提供虚假、隐瞒重要可靠性信息等违法违规行为的，应依照《电力可靠性管理办法（暂行）》第六十二条和相关规定处理，并纳入电力行业信用体系进行管理。

三、落实电力企业可靠性管理主体责任

(一) 电力企业是电力可靠性管理工作的重要责任主体，其主要负责人是电

力可靠性管理第一责任人，要认真贯彻落实党中央、国务院相关决策部署和电力行业相关要求，建立健全电力可靠性组织、制度、标准体系和工作流程，加强技术力量配备，推进科技创新和先进技术应用，切实提升电力可靠性管理水平。

（二）电力企业要建立电力可靠性全过程管理机制，加强专业协同，形成覆盖电力生产供应各环节的可靠性全过程管理机制。

（三）电力企业要建立重要电力设备分级管理制度，构建设备标准化管理流程，打通上下游信息共享渠道，强化设备缺陷特别是家族性缺陷的排查治理，建立电力企业在设备选型、监造、安装调试、检修维护、退役等环节的全寿命周期管理机制。鼓励各地区、各单位因地制宜开展差异化检修，探索开展以风险分析为基础的维修、以可靠性为中心的检修等设备检修模式，确保检修质量和效率，严防设备“带病运行”。

（四）电网企业要优化安排电网运行方式，做好电力供需分析和生产运行调度，强化电网安全风险管控，优化运行调度，确保电力系统稳定运行和电力可靠供应。发电企业要加强燃料、蓄水管控及风电、光伏发电等功率预测，强化涉网安全管理，科学实施机组深度调峰灵活性改造，提高设备运行可靠性，减少非计划停运。电网企业要加大城乡电力基础设施建设力度，提升供电服务和民生用电保障能力。

（五）供电企业要指导电力用户安全用电、可靠用电，消除设备和涉网安全隐患，预防电气设备事故。按规定为重要电力用户提供相应的供电电源，指导和督促重要用户安全使用自备应急电源。

四、鼓励社会各方积极参与电力可靠性管理

（一）鼓励电力设备制造企业按照国家质量发展规划和要求，加强与电力企业的信息共享和协调管控，加大科技创新和产品开发力度，加强产品可靠性设计、试验及生产过程质量控制，从制造源头提升设备可靠性水平。

（二）鼓励电力企业、科研单位和电力用户等根据电力规划、建设、生产、供应、使用和设备制造等工作需要，研究、开发和采用先进的科学技术和方法，提高可靠性数据的准确性、时效性和可追溯性，经实践检验后推广应用。对

取得显著成绩的单位和个人，政府部门和相关电力企业可根据相关法律法规给予表彰奖励。

（三）发挥行业协会、科研单位、技术咨询机构等第三方机构的技术优势，积极参与电力可靠性管理工作，加强电力可靠性数据分析、应用和推广，鼓励行业协会开展行业自律和服务，增强交流与合作。

五、加强电力可靠性信息管理

（一）电力可靠性信息实行统一管理、分级负责。国家能源局建立电力可靠性监督管理信息系统，实施全国范围内电力可靠性信息注册、报送、分析、评价、应用、核查等监督管理工作，及时发布电力可靠性数据信息。国家能源局派出机构负责辖区内电力可靠性信息分析、发布和核查。

（二）电力企业应根据国家能源局有关规定，通过电力可靠性监督管理信息系统向国家能源局报送电力可靠性信息。

电力可靠性信息报送应当符合下列期限要求：

1. 每月 8 日前报送上月火力发电机组主要设备、核电机组、水力发电机组、输变电设备、直流输电系统以及供电系统用户可靠性信息；

2. 每季度首月 12 日前报送上一季度发电机组辅助设备、风力发电场和太阳能发电站的可靠性信息。

（三）电力企业应每年对自身电力可靠性管理工作开展情况进行全面总结，对发生的电力可靠性事件和相关生产运行、技术管理情况进行分析，于每年 2 月 15 日前将上一年度电力可靠性管理和技术分析报告报送所在地国家能源局派出机构、省级政府能源管理部门和电力运行管理部门，中央电力企业总部于每年 3 月 1 日前报送国家能源局。

（四）省级电网企业应按照国家能源局有关规定，每年对调度管辖范围内的电力供应情况、电力系统运行情况和电网安全风险管控情况进行评估分析，对下一年的电力供应趋势、电网安全风险辨识、电网运行方式安排等情况进行预测预判，于每年 1 月份将上一年度电力系统可靠性的评估分析和本年度的预测预判情况报送国家能源局派出机构、省级政府能源管理部门和电力运行管理部门；中央

电网企业总部于每年 2 月份将有关情况报送国家能源局。

本文件自发布之日起施行，有效期为 5 年。《国家能源局关于加强电力可靠性监督管理工作的意见》（国能安全〔2015〕208 号）同时废止。

国家能源局

2023 年 2 月 14 日

国家能源局关于加强电力可靠性数据治理 深化可靠性数据应用发展的通知

（国能发安全〔2023〕58号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委，各派出机构，全国电力安委会企业成员单位，中国电力企业联合会，各有关单位：

数据是电力可靠性管理工作的基础，贯穿于可靠性管理全程。为深入贯彻落实《电力可靠性管理办法（暂行）》（国家发展和改革委员会令2022年第50号），革新电力可靠性管理理念和手段，进一步提高可靠性数据的准确性、及时性、完整性，深化可靠性数据应用，现就有关工作通知如下。

一、总体要求

深入贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略，落实党中央、国务院决策部署，进一步健全完善电力可靠性管理各项工作，以提升数据质量为前提，以优化评价体系为抓手，以深化数据应用为目标，着眼提升电力可靠性管理水平，支撑新型电力系统建设，保障能源电力安全可靠供应，更好服务新时代经济社会发展。

数字赋能、提质增效。充分应用电力系统运行数据和电力设备监测数据开展分析评估，推进基于实时数据的电力可靠性管理体系建设，在确保信息安全的前提下，实现可靠性数据自动化采集、智能化分析、可溯化管理、透明化监督，确保可靠性数据的准确性、及时性和完整性。

优化体系、科学引导。建立健全电力可靠性评价体系，形成科学合理、实用落地的评价指标和评价方法，准确衡量电力企业可靠性管理质效，客观展示可靠性发展水平和短板，引导电力行业安全健康可持续发展。

强化应用、激发价值。充分发挥可靠性数据在电力行业的评价导向、服务支撑作用，鼓励电力企业应用可靠性数据加强规划设计、设备选型、建设改造、运

维检修、供电服务等工作。鼓励电力设备制造企业加强产品可靠性设计、试验检测及生产质量控制，推动可靠性数据全链条推广应用。

二、加快基于实时数据的电力可靠性管理体系建设

（一）基于实时数据的电力可靠性管理体系建设目标。到 2025 年底，纳入可靠性统计口径且投产满半年及以上的新建机组（水电、火电、核电）、新能源场站（风电、光伏）全部实现主要设备可靠性数据实时采集上报；输变电主要设施实现可靠性停运事件实时采集，输变电回路、直流输电系统停复电信息及运行状态实时采集覆盖率不低于 50%；除部分偏远地区外，供电系统实现基于实时数据的供电可靠性管理。到 2028 年底，全面建成基于实时数据的电力可靠性管理体系。

（二）实施基于实时数据的发电可靠性管理。发电企业要通过提取分析发电设备实时运行数据，自动生成设备状态信息，统计并上报发电设备的非计划停运、非计划降低出力等可靠性信息。

（三）完善基于实时数据的输变电可靠性管理。电网企业要综合生产、运行等多源信息，自动研判生成 110（66）千伏及以上电压等级输变电回路、直流输电系统、主要设施停复电信息及运行状态，减少可靠性信息的人工干预。

（四）推广基于实时数据的供电可靠性管理。电网企业供电可靠性数据获取要逐步从停电事件人工填报模式过渡到基于实时数据的自主研判模式，鼓励应用区块链等技术，消除数据采集过程干扰，进一步完善供电可靠性信息溯源及校核机制。

（五）加强电力可靠性数据治理核查工作。国家能源局及其派出机构、地方政府能源管理部门和电力运行管理部门应重点对未按时实现基于实时数据可靠性管理体系建设的电力企业加大可靠性数据的核查力度。

三、优化电力可靠性评价体系

（六）建立电力系统可靠性评价体系。重点开展规划系统的可靠性预测、运行系统的可靠性评估及事件评价追溯，统一事件状态分类，明确指标计算方法、

数据来源、报送机制，编制电力系统可靠性指标相关标准。加强电力系统可靠性评价与系统规划建设、运行方式安排等环节的衔接，提前预测电力系统电力电量供需硬缺口，补全电力系统网架结构短板，保障电力系统的充裕性和安全性。

（七）推动发电可靠性动态评价。发电企业要按照设备类型、生产厂家、产品型号、装机容量等细分归类，加强对非计划停运事件的技术分析，定期评估影响机组可靠性的风险因素，及时掌握设备状态、特性和运行规律，建立动态优化的设备运行、检修和缺陷管理评价体系。

（八）推动输变电可靠性评价体系改进。聚焦评价体系可用、易用、实用，完善输变电设施可靠性评价体系，增补输变电设施和回路的评价方法及内容，突出主要设施、回路（系统）非计划停运事件全寿命周期评价，引导电网企业加强规划设计、优化设备选型、强化运维检修，提升系统和设备可靠性管理水平。

（九）推动供电可靠性评价体系优化。科学评价供电可靠性管理水平，修订供电系统可靠性评价规程，优化供电可靠性指标发布口径，根据区域发展特点建立供电可靠性分组、分段评价机制，替代省级和地级行政区绝对值排名方式。探索基于实时数据的供电可靠性在线评估技术研究及应用，引导电网企业合理制定可靠性提升目标，实施符合其发展阶段的可靠性管理措施。

四、深化电力可靠性数据信息应用

（十）发挥电力系统可靠性管理效能。定期开展电力系统可靠性评价，针对供需缺口、网架结构、电网重大风险采取针对性防范措施；聚焦重大活动保电、迎峰度夏、迎峰度冬、极端自然灾害等关键时段开展专题评价，全力保障电力系统安全可靠。紧贴新型电力系统发展需要，推进源网荷储一体化和多能互补，发挥电力系统综合调节功能。

（十一）丰富电力可靠性信息应用场景。以电力企业与电力用户需求为牵引，加快人工智能、数字孪生、物联网等技术在电力可靠性领域的创新应用，推动可靠性信息跨环节、跨专业、全链条的共享，构建多元化应用场景，指导电力企业在规划建设、设备选型、运维检修、供电服务等领域提质增效，精准服务电力用户报修复电、选址接入、业扩增容、自有设备管理等需求，促进新型储能、新能

源消纳、电动汽车 V2G、虚拟电厂等新业态发展，支撑我国新型电力系统建设与发展。

（十二）搭建电力可靠性信息交流平台。加强全行业的可靠性管理经验交流和帮扶指导，推进政府监管部门、电力企业、电力设备制造企业、行业协会、科研单位及技术咨询机构等协同互动，构建多层次、跨领域可靠性信息共享平台，促进可靠性信息应用推广落地，倡导行业自律和信用建设，营造合作共赢的友好发展环境。

（十三）拓展可靠性定制化增值服务。综合考虑政府、企业、用户等主体的个性化需求，结合不同基础条件、当前发展水平，合理制定可靠性发展目标，基于可靠性信息定制化提供区域性电网布局、合理化运检策略、优质接入并网方案、可靠性在线评估等增值服务。

（十四）强化基于可靠性信息的设备全寿命周期管理。聚焦电力设备在设计制造、安装调试、生产运行、设备退役等全寿命周期各环节存在的问题和短板，打通电力设备运行维护端与设计制造端管理链条，破除电力设备可靠性信息壁垒，有力统筹设备安全性、可靠性以及全寿命周期管理的成本支出。

（十五）探索火电机组基于灵活性运行常态化的可靠性管理机制。聚焦新型电力系统建设对火电机组可靠性要求，可靠性数据以及事件分析应能够反映机组频繁快速深度调峰、频繁启停、长期备用以及调压调频等灵活性运行对设备可靠性的影响。加强灵活性调节运行煤电机组的测点和自动化装置部署，强化信息化管理，提升机组运行预测预警能力，重视运行情况 and 事件分析，及时向政府、行业提供灵活性调节运行煤电机组可靠性事件信息，关注机组运行状况，切实保障机组的安全可靠运行能力。

（十六）积极稳妥推进可靠性信息应用与推广。以电力可靠性多元化应用、差异化管理、实用化评价为导向，坚持试点先行、科学验证、以点带面、有序推广，聚焦行业需求，找准应用场景，积极推广以可靠性为中心的电力设备检修（RCM）模式，统筹考虑安全、可靠、经济等因素，提升检修质效，到 2024 年，RCM 试点项目覆盖发电、输变电（含直流）、供电领域主要设备。探索新型电

力系统可靠性、低压供电可靠性、用户可靠性等领域试点示范工作，实现电力可靠性管理向多元负荷用户和终端用户延伸，促进电力可靠性高质量发展。

国家能源局

2023年8月31日

国家能源局关于印发《水电站大坝安全提升专项行动方案》的通知

（国能发安全〔2023〕19号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委，各派出机构，大坝中心，全国电力安委会各企业成员单位，有关单位：

为进一步加强水电站大坝（以下简称大坝）安全监督管理，深入排查整治大坝安全问题，有效提升大坝安全总体水平，我局决定在全国范围内组织开展大坝安全提升专项行动。现将行动方案印发给你们，请认真抓好贯彻落实，按时高质量完成各项工作任务。

附件：水电站大坝安全提升专项行动方案

国家能源局

2023年2月21日

附件

水电站大坝安全提升专项行动方案

为扎实开展水电站大坝（以下简称大坝）安全提升专项行动，提升大坝安全总体水平，特制订本方案。

一、指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入学习贯彻党的二十大精神，统筹发展和安全，坚持人民至上、生命至上，认真落实党中央、国务院决策部署，深入分析研判本辖区、本单位大坝安全形势和挑战，制订落实有效工作举措，保障大坝运行安全 and 广大人民群众生命财产安全。

二、总体目标

进一步树牢安全发展理念，落实电力安全生产责任，健全大坝安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，整治风险隐患，堵塞管理漏洞，补齐工作短板，夯实大坝安全基础，增强大坝抵御灾害风险能力，提升大坝本质安全水平，防范遏制大坝安全事故发生，杜绝漫坝溃坝等重特大事故发生。

三、专项行动时间

自本方案印发之日起至 2024 年 12 月。

四、工作范围

按照《水电站大坝运行安全监督管理规定》（国家发展改革委令 2015 年第 23 号，以下简称发改委令第 23 号）纳入国家能源局监督管理范围的大坝（截至 2023 年 1 月的大坝清单见附件，本方案发布后新增大坝的信息随时向有关单位发布）。

五、重点任务

大坝运行单位、主管单位及其隶属的企业集团总部要认真对照法律法规、国家行业政策文件及技术标准规范规定要求，深入查摆大坝安全工作存在的问题和不足，制定落实改进举措。对照查摆的内容至少应包括以下 8 个方面、38 项要求。

（一）深入学习贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述和重要指示批示精神

1. 及时收集习近平总书记关于安全生产重要论述和重要指示批示，第一时间在企业党组织会议、安委会会议、安全生产例会、班组安全活动等场合组织传达学习，深刻领会精神实质、实践要求，进一步树牢“安全第一”思想，不断提高对大坝安全极端重要性的认识。

2. 做到“真学真懂真信真做”，结合本企业实际，研究制定有效贯彻举措，坚决将习近平总书记关于安全生产重要论述和重要指示批示精神落实到行动上和具体工作中，力戒学习和业务“两张皮”、贯彻落实措施“假大空”等形式主义。

（二）不断健全大坝安全责任体系

3. 建立健全大坝安全责任制，明确企业安全生产第一责任人为大坝安全第一责任人，对大坝安全负全面责任；明确企业安全生产分管负责人，对大坝安全管理工作负直接领导责任；明确大坝安全技术负责人，对大坝运行、生产和技术工作实施指导和管理；明确企业相关部门、班组、专业管理岗位的责任，具体负责落实大坝安全相应工作任务。

4. 电力企业根据工作需要，将大坝监测、检查、维护、消缺、技改、隐患整治等业务委托给相关专业技术单位开展的，按照“外包业务但不外包安全责任”的原则，大坝安全责任仍由电力企业承担。电力企业督促指导受委托单位认真落实大坝安全相应责任。

5. 建立大坝安全责任落实监督考核机制，定期对责任落实情况开展检查评估，严格考核责任落实不到位、大坝安全工作不扎实、风险隐患整治不及时不彻底、发生事故事件的单位和人员，将考核结果与履职评定、职务职级晋升、薪资福利待遇等挂钩，真正落实安全生产“一票否决”制度要求。

（三）持续完善大坝安全组织机构

6. 建立健全企业安委会，制定安委会及其办公室工作规则。企业主要负责人担任安委会主任并保证安委会正常运转，企业其他相关负责人和所属部门单位人员，以及长期外委协作单位人员纳入安委会组成。企业负责人和部门单位发生变化时，及时调整安委会组成。安委会的成立和调整以正式文件公开发布。安委会会议按照规定的频次、范围等要求召开，会议由安委会主任主持，研究解决重大安全问题，部署安排重大安全工作。会议形成纪要，印发给相关部门单位和人员，并抓好决议事项的落实。

7. 不断完善大坝安全保证体系和监督体系，加强生产运行管理和安全监察监督部门建设，及时设置大坝安全工作需要的岗位，配齐配强大坝安全监测、水工、水务、电气、机械、金属结构、网络安全等专业人员。水电装机规模较大、大坝数量较多的电力企业应建立大坝管理中心或类似独立机构，并保证实体化运转，切实发挥其专业化管理和技术支撑作用。

8. 不断完善大坝安全技术监督体系，建立技术监督组织机构和工作网络，

配备技术监督力量，制定技术监督制度，明确技术监督职责，以安全和质量为根本目的，以落实标准规范为中心任务，以检测监测为主要手段，组织、指挥、协调大坝安全技术监督工作，保障技术监督工作正常开展。

（四）着力夯实大坝安全管理基础

9. 大坝运行单位的主要负责人、分管负责人、技术负责人，以及生产运行管理部门、安全监察监督部门主要负责人等“关键少数”人员应具备大坝安全专业知识和管理能力，定期参加安全教育培训，并经考核合格后方可上岗。

10. 企业主要负责人按照相关法律法规要求保证大坝安全投入，确保大坝日常运维、监测监控、消缺检修、技术改造、信息化建设、风险隐患整治等资金费用足额到位和专款专用。企业安全生产费用的提取、使用和管理严格执行《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财资〔2022〕136号）规定。企业应建立“绿色通道”，在遵守相关财会规定的基础上，优先、快速审批和拨付大坝重大风险隐患除险加固治理支出和危急情况下大坝安全重大突发事件应急处置必要的经费。

11. 根据法律法规和国家行业标准规范要求并结合工作实际，建立健全企业大坝安全管理制度规程和技术标准体系，按照规定程序报经企业主要负责人审定批准后，列入企业现行有效制度清单，及时向所有从业人员公布，加强宣贯培训并督促严格执行。在法律法规和国家行业标准规范修订，以及本企业安全生产条件发生变化时，及时组织修订完善，并重新发布和宣贯培训。

12. 加强大坝安全教育培训，按照法律法规和国家行业政策要求并结合本企业实际，在企业安全生产教育培训年度计划中，明确大坝运行各专业教育培训内容、学时、班次和参加人员范围，教育培训计划经企业主要负责人审定批准后公开发布并严格执行。每年底，对当年大坝安全教育培训成效进行分析，形成总结材料，与相关资料一并存档备查。

13. 加强大坝安全信息化建设，纳入企业信息化建设整体规划，统筹推进，实现大坝信息系统与本企业其他相关系统互联互通。及时录入大坝设计施工基础数据、运行管理资料、水情雨情信息、监测监控信息等完整档案资料，并加强信

息应用。认真执行《电力行业网络安全管理办法》（国能发安全规〔2022〕100号），将网络安全纳入安全生产工作范畴，扎实开展大坝安全信息系统网络安全工作。

14. 加强大坝安全监测管理，认真做好监测系统运行维护工作，不得擅自停测封存、报废监测项目；规范开展数据采集和整编分析工作，对伪造监测数据的，按照瞒报安全生产信息严肃处理；专项梳理水工观测规程，根据最新技术标准规定和大坝安全实际，及时开展修订完善工作；对不满足技术标准规定的监测系统抓紧开展更新改造，改造工作原则上应于 2023 年底前完成；提升大坝安全监测自动化和实用化水平，结合在线监控系统建设，积极推进监测系统自动化改造，改造工作原则上应于 2024 年底前完成。

15. 抓紧建立大坝安全在线监控系统，其中坝高 100 米以上的大坝、库容 1 亿立方米以上的大坝和病险坝的在线监控系统应于 2024 年底前建成并投入使用，系统的技术指标应满足《水电站大坝运行安全在线监控系统技术规范》（DL/T 2096—2020）；其他大坝应于 2024 年底前具备在线监控功能，功能技术指标应满足国家能源局大坝安全监察中心（以下简称大坝中心）《关于加快推进水电站大坝安全在线监控系统建设的通知》（坝监信息〔2022〕97 号）要求。尚未建立系统的大坝，运行单位和主管单位应制定建设工作计划，明确进度和责任，并于 2023 年 6 月 1 日前将工作计划报送大坝中心。

16. 加强北斗卫星导航、遥感、人工智能等新技术在大坝安全领域的应用，加大对大坝安全技术装备研发、试点和推广应用等工作的投入和支持力度，重点推进土石坝、高陡边坡、滑坡体北斗高精度变形监测系统建设，基于北斗三号短报文的应急通讯技术和设备研发，强震等特殊情况下触发自动化监测研究应用，大坝安全智能管理试点等工作，努力提升大坝安全技术水平。

17. 认真做好大坝安全信息报送工作，严格按照发改委令第 23 号和《水电站大坝运行安全信息报送办法》（国能安全〔2016〕261 号）等规定要求，明确信息报送责任部门和人员，健全信息报送工作制度，畅通信息报送渠道，改进信息报送方式，及时、准确、全面报送大坝运行安全日常信息、年度报告及专题报

告等，严肃处理瞒报、漏报、迟报的责任部门单位和人员。尚未实现监测信息自动报送的大坝，其运行单位和主管单位应抓紧对报送系统进行升级改造，并于2023年6月1日前报送升级改造工作计划，于2024年底前完成升级改造。

18. 加强大坝现场（含危险区域、密闭空间等）安全管理，按照相关标准规范要求，辨识风险因素，设置警示标识标牌，落实防范防护措施。加强大坝治安保卫和暴恐袭击防范工作，严格按照《电力系统治安反恐防范要求第3部分：水力发电企业》（GA1800.3—2021），落实治安反恐“人防、物防、技防”措施，严防治安、暴恐事件危及大坝运行安全。

（五）加强防洪度汛和调度运用管理

19. 健全水电站防汛组织机构，完善防汛工作制度，储备防汛物资；加强水情测报，提高洪水预报能力，流域梯级开发的水电站还应建立水情、泄洪等信息共享机制；优化泄洪闸门应急电源布局，根据需要增加闸门启闭装置供电回路，提高闸门启闭电源可靠性。

20. 规范开展大坝防汛检查，实行以查组织、查工程、查预案、查物资、查通信为主要内容的分级检查制度，持续开展防汛检查，发现问题立即整改。其中，汛前应重点开展泄洪闸门启闭试验，检查闸门启闭电源、应急电源、启闭装置完好情况，开展腐蚀检测和无损探伤，并对闸门远程控制系统进行可靠性验证试验，必要时进行应力复核；检查防范水淹厂房措施落实情况；地质灾害高发区的大坝，还应对闸门和启闭装置采取必要的防护措施。

21. 认真做好汛中应对和汛后恢复工作。汛中，落实企业领导带班和重要岗位24小时在岗值班制度，遇有灾害险情和突发事件，按规定权限和程序迅速启动响应妥善处置，严肃查处擅离职守问题。汛后，及时组织开展评估总结，统计损毁设备设施情况，抓紧开展抢险修复工作。

22. 加强水电站水库调度运用管理，认真组织编制《水库年度汛期调度运用计划》，及时报请有审批权限的防洪调度机构审查批复，报送有管辖权的地方政府防汛指挥机构备案，调度运用计划一经批复，务必严格执行。在工程任务、水沙特性、运行情况等发生变化时，及时修订调度运用计划，并重新报批和备案。

23. 严肃调度纪律，严格执行防洪调度机构、电力调度机构的实时调度指令，按照指令要求进行操作。对指令有异议的，可与相关机构沟通，但在接到新的指令前，仍应执行当前指令。遇有危及大坝安全的突发事件时，可以根据预案采取应急调度措施，但应及时向调度机构报告。严肃处理拒不执行调度指令、擅自超汛限水位运行等问题。

24. 深刻汲取水库放水冲走下游河道游客事故教训，积极联系地方政府及其有关部门，推动建立水电站泄洪放水预警发布和协调联动机制，厘清各自管理范围和职责，共享风险隐患信息，明确警报预警发布范围、方式、流程等。参照《水电站泄洪预警广播系统技术规范》（DL/T2301—2021）等规定，于2023年底前建成投运泄水预警系统；建立企业内部泄洪放水预警工作制度，每次泄洪或放水前严格按照规定要求提前发布预警信息；泄洪或放水期间，加强对大坝工程管理范围内的巡视检查，并配合地方政府对上下游河道开展巡逻排查，遇有重大险情，立即按照相关预案执行。

25. 严格执行《水库大坝安全管理条例》（国务院令第77号）、《电力设施保护条例》（国务院令第239号）等规定，及时发现并制止大坝管理和保护范围内的爆破、打井、采石、取土、挖沙等非法行为，联合地方政府整治库区网箱养殖、向库区和河道倾倒生产生活垃圾、在泄洪通道违章建筑等影响大坝安全的问题。大坝坝顶兼做公路的，严格履行论证和审批程序，并采取安全管理和维护措施。

（六）加强重要设备设施安全管理

26. 加强水电站机电设备安全管理，定期梳理发电机组运行年限，评估机电设备运行状态，加强机电设备检修维护，开展调节保证计算和紧急停机方式复核，根据需要开展机组设备升级改造，提高机组运行的稳定性和机电设备的可靠性。复核电气设备雷击过电压、系统短路容量、保护装置整定值、接地电网完整性、跨步电势和解除电势指标等，检查“电气五防”、防小动物等措施落实情况，检查油变压器、互感器、蓄电池、电缆光缆等运行状态，消除火灾隐患。

27. 开展输水系统安全鉴定，2018年以来未进行过安全鉴定的水电站，应于

2024 年汛前分别按照《水工隧洞安全鉴定规程》（SL/T790—2020）和《压力钢管安全检测技术规程》（NB/T10349—2019）等规定，对输水系统的输水隧洞、压力钢管等过流承压设备开展一次安全性鉴定，及时发现并消除安全隐患。

（七）深入排查整治大坝安全问题

28. 全面收集汇总水电站挡水和泄水建筑物、近坝库岸、工程边坡及附属设施的勘察设计、建设施工、安全鉴定、竣工验收等原始资料，梳理分析上述各阶段发现的工程质量和安全问题，尚未完成整改的原则上于 2023 年底前实现整改闭环。

29. 专项梳理前次大坝安全注册检查、定期检查、特种检查，以及 2018 年以来历次年度详查发现的问题整改情况，严格按照整改计划明确的时限要求完成整改，实现问题闭环管理。

30. 对安全注册等级为乙级和丙级的大坝，大坝运行单位和主管单位要深入排查大坝安全工作薄弱环节，认真分析原因，落实整改要求，快速提升大坝安全水平。大坝隶属的企业集团总部要对此类大坝实施重点管理，加强对大坝运行单位和主管单位的监督指导，督促及时补齐工作短板。

31. 对 2018 年以来安全注册等级降级、连续 2 次以上注册等级为乙级的大坝，以及未按计划申请注册的备案大坝，其运行单位和主管单位要深挖问题根源，制定改进和加强大坝安全工作的计划，于 2023 年 6 月 1 日前报送国家能源局派出机构（以下简称派出机构）、大坝中心及所在地省级政府电力管理部门。大坝隶属的企业集团总部要对此类大坝实施挂牌督办，限期完成问题整改，于 2023 年 6 月 1 日前将挂牌督办通知、工作措施等报告国家能源局。

32. 加强自然灾害风险管控，2020 年以来未开展过自然灾害风险辨识评估的大坝，其运行单位和主管单位要在 2023 年主汛期前组织开展自然灾害风险辨识评估，根据评估结果落实整治管控措施。针对西藏昌都金沙江右岸白格滑坡体、青海拉西瓦果卜变形体等地质灾害，相关企业要立足于最极端情形，加强监测监控，及时掌握灾害最新变化情况，落实有效防范应对措施。

33. 开展大坝抗震设计标准复查，2008 年以来发生过坝址影响烈度为 VII 度

及以上地震的大坝，应全面梳理区域构造稳定性研究、地震安全性评价、工程抗震分析、防震抗震专题研究论证、工程抗震设计审查等情况，认真复查工程抗震安全标准和抗震措施，对不满足《水电工程水工建筑物抗震设计规范》（NB35047—2015）规定要求的大坝及其附属建筑物（含泄洪闸门及其启闭机排架），及时采取管理措施和补强加固工程措施。

34. 严格按照《水电站大坝工程隐患治理监督管理办法》（国能发安全规〔2022〕93号）等规定要求，持续排查整治大坝安全问题隐患，建立问题和措施“两个清单”，并实行动态管理。其中，构成较大及以上隐患的，立即报告派出机构、大坝中心、所在地的省级政府电力管理部门及有管辖权的地方政府防汛指挥机构。

（八）推进大坝安全应急能力建设

35. 加强大坝安全应急能力建设评估工作，2018年以来未开展过评估的水电站，应于2023年底前按照《电力企业应急能力建设评估管理办法》（国能发安全〔2020〕66号）、《发电企业应急能力建设评估规范》（DL/T1919—2018）等相关规定，完成应急能力建设评估，形成评估报告，整改评估发现的问题。

36. 严格按照《水电站大坝运行安全应急管理办法》（国能发安全规〔2022〕102号）规定要求，健全大坝安全应急组织体系，完善大坝安全应急工作机制和规章制度；健全大坝安全应急预案体系，于2023年底前完成大坝运行安全应急预案的制定、发布、实施及备案，预案的内容和深度应满足《水电站大坝运行安全应急预案编制导则》（DL/T1901—2018）要求，特别是要认真做好突发事件风险分析，绘制溃坝淹没图。企业应将应急预案与地方政府、流域管理机构的相关预案充分衔接，并制定应急演练年度计划，认真组织开展预案演练。

37. 大坝运行单位和主管单位应深刻汲取近年来大坝险情应急处置工作暴露问题的教训，进一步加强应急资源保障。2023年底前，在现场配备卫星电话、北斗短报文终端等可靠的卫星通信设备，保障极端情况下的应急通讯；针对不同种类灾害险情，制定紧急撤离方案和逃生路线图，建立安全可靠的紧急逃生通道和应急避难场所。

38. 建立健全应急协调联动机制，加强与国家有关监督管理部门、地方政府及其有关部门、上下游电站、周边企事业单位的联系沟通，及时获取和发布重大突发事件、极端灾害预警信息；积极参加地方政府、流域管理机构组织开展的应急演练，检验和提升应急处置能力；加强应急资源共享，与相关单位签订应急救援互助协议，在发生超出本企业应急救援能力范围的灾害险情后，及时提出支援请求，最大限度降低灾害险情对大坝安全的影响。

六、进度安排

专项行动分三个阶段进行。

（一）排查整治（本方案印发之日起至 2023 年 12 月 31 日）。各电力企业要对照法律法规和国家行业规定要求，深入排查大坝安全各类问题，建立问题和措施“两个清单”并动态管理，能够立即整改的要立行立改，不能立即整改的要制定工作计划，按时完成整改。整改期间要落实管控措施，防止风险隐患转化为事故。地方各级政府电力管理部门、各派出机构和大坝中心要跟踪督促电力企业扎实开展排查整治工作，大坝中心要加强对电力企业的技术指导。

（二）巩固提升（2024 年 1 月 1 日至 2024 年 9 月 30 日）。各电力企业要系统梳理上一阶段发现问题的整改情况，对未完成整改的问题，加快整治步伐，确保闭环管理；对已完成整改的，及时开展“回头看”，防止问题反弹回潮。在排查整治的基础上，进一步理顺体制机制，完善规章制度，加强能力建设，提升大坝本质安全水平。地方各级政府电力管理部门、各派出机构和大坝中心要突出重点，指导帮助电力企业巩固提升专项行动成效。

（三）评估总结（2024 年 10 月 1 日至 12 月 31 日）。各电力企业要对此次专项行动工作进行全面分析，总结经验成果，查摆问题不足，建立长效机制。各省级政府电力管理部门、各派出机构要及时总结本辖区专项行动开展情况。国家能源局将对专项行动开展情况进行汇总分析，发现工作亮点，梳理典型案例，适时在电力行业内通报。

七、保障措施

（一）缜密部署安排。各单位要高度重视、缜密部署，认真组织开展专项行动工作。全国电力安委会各企业成员单位要于2023年2月底前制定印发实施方案，细化分解集团总部、大坝主管单位、大坝运行单位等各层级任务，明确目标、时限、责任等工作要求；各省级电力管理部门、各派出机构要利用电力安委会、电力专委会等机制平台，及时将本方案传达到辖区内涉坝企业和市县级电力管理部门，并提出工作要求。对于全国电力安委会企业成员单位之外的地方企业，大坝主管单位及其隶属的企业集团总部与大坝不在同一个省份的，由大坝所在地的派出机构负责传达本方案内容，并提出工作要求。

（二）坚持目标导向。各单位要坚持以保障大坝安全为目标、以不发生涉坝重特大事故为底线，全面排查整治大坝安全各类问题，并追根溯源、找准病灶，针对性地在完善体制机制、健全规章制度、拧紧责任链条、强化技术保障、增强安全管理能力等方面出实招见实效，及时消除漏洞、补齐短板。

（三）加强监管执法。地方各级政府电力管理部门、各派出机构要跟踪了解辖区内电力企业专项行动开展情况，密切协同配合，加强监督管理，联合开展抽查检查、约谈通报等工作，根据部门职能和法定程序开展行政处罚，共同督促指导辖区内电力企业扎实开展专项行动工作，其中要将病险坝、乙丙级大坝、注册降级大坝、未按计划申请注册的备案大坝、存在较大以上风险隐患的大坝、注册检查和定期检查意见落实不到位的大坝等列为重点监管对象，实行全覆盖检查。大坝中心要加强技术支持和保障。国家能源局将视情选择部分电力企业开展督导检查。

2023年11月10日前，全国电力安委会各企业成员单位要汇总所属涉坝企业排查整治工作情况，形成阶段性总结，连同“两个清单”一并报送国家能源局；各省级电力管理部门、各派出机构要及时汇总辖区内涉坝企业和市县电力管理部门排查整治工作开展情况，形成阶段性总结，连同监督检查发现的问题清单和监管执法案件一并报送国家能源局。2024年11月10日前，全国电力安委会各企业成员单位、各省级电力管理部门及各派出机构要按照上述要求，向国家能源局报送专项行动整体工作总结。

附件：国家能源局监督管理的水电站大坝（截至 2023 年 1 月）（略）

国家能源局关于印发《水电站大坝工程隐患治理 监督管理办法》的通知（2022修订）

（国能发安全规〔2022〕93号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委，各派出机构，大坝中心，全国电力安委会各企业成员单位：

为加强水电站大坝运行安全监督管理，规范水电站大坝工程隐患的排查治理工作，我局对《水电站大坝除险加固管理办法》（电监安全〔2010〕30号）进行了修订，形成《水电站大坝工程隐患治理监督管理办法》。现印发给你们，请遵照执行。

附件：《水电站大坝工程隐患治理监督管理办法》

国家能源局

2022年10月19日

附件

水电站大坝工程隐患治理监督管理办法

第一章 总则

第一条 为了加强水电站大坝运行安全监督管理，规范水电站大坝工程隐患的排查治理工作，根据《中华人民共和国安全生产法》《水库大坝安全管理条例》《水电站大坝运行安全监督管理规定》等法律、法规和规章，制订本办法。

第二条 本办法适用于按照《水电站大坝运行安全监督管理规定》纳入国家能源局监督管理范围的水电站大坝（以下简称大坝）。

第三条 电力企业是大坝工程隐患排查治理的责任主体，其主要负责人为大坝工程隐患排查治理的第一责任人。

电力企业应当明确大坝工程隐患排查治理的目标和任务，制定隐患治理计划和治理方案，落实人、财、物、技术等资源保障。

第四条 国家能源局对大坝工程隐患治理实施综合监督管理。国家能源局派出机构（以下简称派出机构）对辖区内大坝工程隐患治理实施监督管理。承担水电站项目核准和电力运行管理的地方各级电力管理等有关部门（以下简称地方电力管理部门）依照国家法律法规和有关规定，对本行政区域内大坝工程隐患治理履行地方管理责任。国家能源局大坝安全监察中心（以下简称大坝中心）对大坝工程隐患治理提供技术监督和管理保障。

第五条 大坝工程隐患按照其危害严重程度，分为特别重大、重大、较大、一般等四级。

大坝较大以上（含较大，下同）工程隐患的治理应当进行专项设计、专项审查、专项施工和专项验收。

第二章 隐患确认

第六条 大坝特别重大工程隐患，是指大坝存在以下一种或者多种工程问题、缺陷，并且经过分析论证，即使在采取控制水库运行水位措施、尽最大可能降低水库水位的条件下，在设防标准内仍然可能导致溃坝或者漫坝的情形：

- （一）防洪能力严重不足；
- （二）大坝整体稳定性不足；
- （三）存在影响大坝运行安全的坝体贯穿性裂缝；
- （四）坝体、坝基、坝肩渗漏严重或者渗透稳定性不足；
- （五）泄洪消能建筑物严重损坏或者严重淤堵；
- （六）泄水闸门、启闭机无法安全运行；
- （七）枢纽区存在影响大坝运行安全的严重地质灾害；
- （八）严重影响大坝运行安全的其他工程问题、缺陷。

大坝重大工程隐患，是指大坝存在本条第一款规定的一种或者多种工程问题、缺陷，并且经过分析论证，在采取控制水库运行水位措施、尽最大可能降低

水库水位的条件下，在设防标准内一般不会导致溃坝或者漫坝的情形。

大坝较大工程隐患，是指大坝存在本条第一款规定的一种或者多种工程问题、缺陷，并且经过分析论证，无需采取控制水库水位措施，在设防标准内一般不会导致溃坝或者漫坝的情形。

大坝一般工程隐患，是指大坝存在工程问题、缺陷，已经或者可能影响大坝运行安全，但其危害尚未达到较大工程隐患严重程度的情形。

第七条 大坝工程隐患，可由电力企业自查确认，也可由派出机构、地方电力管理部门、大坝中心在日常监督管理或者大坝安全定期检查、特种检查等工作中确认。确认标准按照本办法第六条以及电力安全隐患监督管理相关规定执行。

第八条 大坝工程隐患确认时间，是指电力企业自查确认的时间；派出机构、地方电力管理部门在监督管理过程中提出明确意见的时间；大坝中心印发大坝安全定期检查、特种检查审查意见的时间，以及提出大坝其他工程隐患督查意见的时间。

第九条 电力企业对自查确认的大坝较大以上工程隐患，应当立即书面报告派出机构、地方电力管理部门以及大坝中心。派出机构、地方电力管理部门以及大坝中心对各自确认的大坝较大以上工程隐患，除了应当及时通知电力企业之外，还应当同时相互抄送告知。

大坝较大以上工程隐患涉及防汛、环保、航运等事项的，隐患确认单位还应当同时告知地方政府相关主管部门。

第三章 隐患治理

第十条 大坝工程隐患确认之日起的两个月内，电力企业应当将隐患治理计划报送大坝中心；对于较大以上的工程隐患，电力企业还应当将治理计划报送派出机构和地方电力管理部门。

第十一条 电力企业应当委托大坝原设计单位或者具有相应资质的设计单位，对大坝较大以上工程隐患的治理方案进行专项设计。

第十二条 电力企业应当委托大坝设计方案的原审查单位或者具有相应资质

的审查单位，对大坝较大以上工程隐患的治理方案进行专项审查。

第十三条 大坝较大以上工程隐患治理方案专项审查通过后的一个月内，电力企业应当将通过审查或者按照审查意见修改后的治理方案报请大坝中心开展安全性评审。通过安全性评审后，电力企业应当将治理方案报送派出机构和地方电力管理部门。

第十四条 大坝较大以上工程隐患的治理方案涉及大坝原设计功能改变或者调整的部分，电力企业应当依法依规报请项目核准（审批）部门批准。

第十五条 大坝较大以上工程隐患的治理，应当由电力企业委托具有相应资质的制造、安装、施工、维修和监理单位实施。

第十六条 电力企业应当严格按照大坝工程隐患治理计划和治理方案明确的时限、质量等要求开展治理工作，并定期将进展情况报送大坝中心，其中较大以上工程隐患的治理情况还应当报送派出机构和地方电力管理部门。

第十七条 大坝较大以上工程隐患的治理，应当在要求的时限内完成；一般工程隐患原则上应当立即完成治理，治理工作量大、受客观条件限制的，可适当延长完成时间。

第十八条 大坝较大以上工程隐患治理完成并经过一年运行后，电力企业应当及时组织开展专项竣工验收。派出机构、地方电力管理部门以及大坝中心应当按照职责和分工参加竣工验收。通过专项竣工验收之日起的一个月内，电力企业应当将验收报告以及相关资料报送大坝中心、派出机构和地方电力管理部门。

第四章 风险防控

第十九条 大坝较大以上工程隐患确认后，电力企业应当加强水情监测、水库调度、防洪度汛、安全监测以及大坝巡视检查等工作，并采取有效措施保证大坝运行安全。构成特别重大工程隐患或者重大工程隐患的，电力企业还应当采取降低水库运行水位、放空水库等安全保障措施。

第二十条 大坝较大以上工程隐患确认后，电力企业应当及时制定或者修订专项应急预案，按照有关规定完成预案评审和备案，加强预报预警，健全应急协

调联动机制，积极开展应急演练。

第二十一条 大坝存在工程隐患，采取治理措施仍然不能保证运行安全的，应当按照《水电站大坝运行安全监督管理规定》有关规定退出运行。

第五章 监督管理

第二十二条 大坝中心收到电力企业报送的特别重大工程隐患、重大工程隐患治理专项竣工验收资料后，应当及时重新评定大坝安全等级，并将评定结果报告国家能源局，同时抄送派出机构和地方电力管理部门。

第二十三条 派出机构、地方电力管理部门、大坝中心应当依照法律法规和相关规定，加强对大坝工程隐患治理的监督管理。

国家能源局负责对大坝特别重大工程隐患的治理实施挂牌督办，必要时可以指定有关派出机构实施挂牌督办。派出机构负责对大坝重大工程隐患实施挂牌督办。地方电力管理部门依照法律法规和相关规定做好大坝隐患治理挂牌督办有关工作。大坝中心为挂牌督办提供技术支持。

第二十四条 派出机构、地方电力管理部门以及大坝中心应当加强协同配合，联合开展相关监督检查，督促指导电力企业按时、高质量完成大坝工程隐患治理各项工作。

第二十五条 国家能源局、派出机构、地方电力管理部门应当依照国家法律法规和有关规定，调查处理大坝工程隐患治理责任不落实的企业和相关人员。

第二十六条 电力企业应当积极配合国家能源局、派出机构、地方电力管理部门以及大坝中心对大坝工程隐患治理开展的监督管理工作。

第六章 附则

第二十七条 本办法自发布之日起施行，有效期五年。原国家电力监管委员会颁布施行的《水电站大坝除险加固管理办法》（电监安全〔2010〕30号）同时废止。

国家能源局关于印发《水电站大坝运行安全应急管理办法》的通知

（国能发安全规〔2022〕102号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委，各派出机构，大坝中心，全国电力安委会各企业成员单位：

为规范水电站大坝运行安全应急管理工作，我们制定了《水电站大坝运行安全应急管理办法》。现印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2022年11月23日

水电站大坝运行安全应急管理办法

第一章 总则

第一条 为了规范水电站大坝（以下简称大坝）运行安全应急管理工作，提高电力企业防范、应对大坝运行安全突发事件（以下简称突发事件）能力，保障大坝运行安全和社会公共安全，根据《中华人民共和国突发事件应对法》《水库大坝安全管理条例》《生产安全事故应急条例》《电力安全事故应急处置和调查处理条例》和《水电站大坝运行安全监督管理规定》等法律、法规和规章，制定本办法。

第二条 本办法适用于按照《水电站大坝运行安全监督管理规定》有关要求纳入国家能源局监督管理范围的大坝运行安全应急管理工作（以下简称大坝应急管理）。

大坝发生突发事件，地方政府及其相关部门启动预案、开展应急响应的，电力企业应当遵从其指令和规定。

第三条 电力企业是大坝应急管理责任主体，其主要负责人对本企业的大坝应急管理全面负责。电力企业应当按照法律法规的规定以及与地方政府有关部

门划定的管理界面，加强大坝应急管理。

第四条 国家能源局负责大坝应急管理的综合监督管理。国家能源局派出机构（以下简称派出机构）负责本辖区大坝应急管理的行业监督管理。地方政府电力管理等有关部门（以下简称地方电力管理部门）根据法律法规以及有关规定，负责本行政区域内大坝应急管理的地方管理。国家能源局大坝安全监察中心（以下简称大坝中心）对电力企业的大坝应急管理实施技术监督和指导。

第二章 突发事件预防

第五条 电力企业应当建立健全大坝安全风险分级管控机制，定期辨识评估可能影响大坝运行安全的自然灾害、事故灾难和社会安全事件等突发事件风险，落实防范管控措施。

第六条 电力企业应当按照规定，加强运行管理，做好日常监测、巡视检查和维护检修，排查治理大坝存在的工程缺陷和隐患，提升大坝本质安全水平。

第七条 电力企业应当加强大坝安全在线监控系统建设，已在国家能源局安全注册登记或者登记备案的大坝应当在本办法实施后的二年内具备安全在线监控功能。新建大坝在办理安全注册登记或者登记备案时，应当具备安全在线监控功能。

第八条 电力企业应当在大坝遭遇超标准洪水或者可能影响大坝运行安全的地震、滑坡、泥石流等自然灾害和其他突发事件后，对大坝进行专项检查。

第九条 电力企业应当及时开展病坝治理和险坝除险加固。大坝病险情形消除前，电力企业应当开展大坝运行方式安全评估论证，并根据评估论证结果修订运行规程、汛期调度运用计划和相关应急预案，采取有效措施确保病坝、险坝治理期间运行安全。

第十条 电力企业应当加强大坝防洪管理，确保大坝度汛安全。主要包括以下内容。

（一）电力企业应当建立健全防汛抗旱管理制度，设立以主要负责人为第一责任人的防汛抗旱组织机构。

(二) 电力企业应当按照规定编制、报批水库汛期调度运用计划, 计划批准后应当严格执行, 严禁擅自超汛限水位运行。

(三) 电力企业应当按照规定开展汛前、汛中、汛后大坝安全检查, 对发现的隐患及时整改。较大及以上隐患和相应的整改措施应当报送地方政府防汛抗旱指挥机构、派出机构、地方电力管理部门和大坝中心, 涉及环保、航运等事项的, 还应当同时告知地方政府相关主管部门。

(四) 电力企业应当于汛前对大坝上游库区和下游泄洪影响区的生产生活设施、建筑物和地质灾害点进行排查, 对排查出的较大及以上隐患及时报告地方政府防汛抗旱指挥机构、派出机构、地方电力管理部门和大坝中心, 涉及环保、航运等事项的, 还应当同时告知地方政府相关主管部门。

(五) 电力企业应当于汛前对泄洪建筑物闸门进行启闭试验, 确保闸门及其启闭设施正常运行; 应当配置独立可靠的大坝泄洪闸门启闭应急电源或者应急启闭装置, 定期检查、试验和维护, 确保应急电源以及启闭装置可靠。

(六) 电力企业应当根据工程运行特性和大坝泄洪消能方式, 辨识评估泄洪消能设施结构破坏、工程边坡垮塌、库岸边坡失稳等风险, 采取工程或者非工程措施管控风险。

(七) 电力企业应当严格执行汛期 24 小时值班和领导带班制度。

第十一条 电力企业应当建立水情测报系统, 建立与政府相关部门、上下游水库和水电站的信息共享机制, 及时获取水情信息以及气象、洪水、地震、地质灾害等预警信息。

第三章 应急准备

第十二条 电力企业应当根据现行有效的大坝应急管理有关法律法规和技术标准, 建立并及时完善大坝应急管理规章制度和组织体系, 健全大坝应急管理工作机制, 设立以主要负责人为第一责任人的大坝应急管理机构。

第十三条 电力企业应当根据国家 and 行业有关技术标准, 结合本企业实际, 组织编制大坝运行安全应急预案(以下简称大坝专项预案)。大坝专项预案应当

涵盖大坝运行全生命周期可能遭遇的各类突发事件，并与本企业的综合预案、其他专项预案，以及地方政府的相关预案衔接。大坝专项预案重点明确以下事项。

（一）根据法律法规的规定和突发事件可能造成的危害程度、影响范围等，对突发事件进行分类分级。

（二）根据突发事件的紧急程度、发展势态、可能造成的危害程度等，明确预警级别。

（三）明确预警发布、调整、解除的责任部门、权限和程序。

（四）根据突发事件可能造成的危害程度、影响范围和本企业应急资源状况、控制事态能力、应急处置权限，对应急响应进行分级。

（五）明确应急响应组织机构及其职责，应急响应程序和处置措施。

（六）明确紧急情况下的应急调度方案。

（七）确定可能的溃坝洪水淹没范围，绘制溃坝洪水淹没图。

（八）制定紧急情况下的人员撤离方案和逃生路线图，针对不同情况规划建设应急避难场所。

（九）信息报送的部门、渠道和联系方式。

第十四条 电力企业应当按照《电力企业应急预案管理办法》（国能安全〔2014〕508号）对大坝专项预案组织评审、发布实施、办理备案和修订。大坝专项预案的评审应当邀请地方政府相关部门人员参加，审核与地方政府相关预案的衔接情况。电力企业应当按照地方政府有关规定要求，将大坝专项预案向地方政府相关部门报告或备案。

电力企业应当按照规定开展大坝专项预案的宣贯培训，每年应当至少组织一次演练，并根据演练情况及时修订预案。

第十五条 电力企业应当加强应急资源保障，储备必要的应急物资和装备并妥善保管，定期开展检查，确保应急物资和装备完好。为应对突发事件可能导致的常规通信手段中断，电力企业应当于本办法实施之日起的一年内，在水电站现场配备卫星电话、北斗短报文终端等可靠的卫星通信设备。

电力企业需要外部应急支援的，应当与有关单位签订应急支援协议。

第十六条 电力企业应当组建常备专（兼）职应急抢险和专家队伍。专（兼）职应急抢险人员应当具备必要的专业知识、技能和素质，并定期组织训练。

第十七条 电力企业应当与地方政府有关部门和相关单位建立应急协调联动机制，积极参加地方政府及其相关部门、大坝所在流域管理机构组织开展的应急演练，或者与上述单位开展联合应急演练，检验评估大坝专项预案的实用性、衔接性和可操作性。

第十八条 电力企业应当加强大坝应急管理信息化建设，强化与地方政府防汛抗旱指挥机构、派出机构、地方电力管理部门和大坝中心的互联互通，及时获取、报送和共享突发事件信息。

第四章 监测预警与应急响应

第十九条 电力企业应当建立健全突发事件监测预警制度和工作机制。发生或者可能发生突发事件时，电力企业应当按照规定权限和程序及时发布预警信息，采取相应的预警行动。涉及上下游社会生产生活安全的突发事件监测预警信息，应当立即向地方政府防汛抗旱指挥机构、派出机构、地方电力管理部门和大坝中心报告。

第二十条 发生突发事件后，电力企业应当立即按照大坝专项预案启动应急响应，采取先期处置措施，控制事态发展，防止发生次生、衍生事件。

第二十一条 发生突发事件后，电力企业应当按照防汛抗旱指挥机构的指令采取调度措施。紧急情况下，电力企业按照大坝专项预案确定的应急调度方案进行应急调度的，应当及时向防汛抗旱指挥机构补报调度措施。

第二十二条 发生突发事件后，电力企业应当加强对事件要素及其发展情况、水文气象、大坝运行性态等的监测，预判事件发展趋势以及对大坝运行安全的影响。

第二十三条 电力企业应当根据监测和预判结果，及时调整响应级别和处置措施。突发事件持续发展，可能超出大坝设防标准，或者事件危害程度超出本企业自身处置能力时，电力企业应当在开展先期处置的同时，立即报告地方政府，

提请地方政府及其有关部门提供应急支援，并通报上下游相关单位。

第二十四条 在突发事件应急处置过程中，电力企业应当密切关注周边环境和事件态势变化，落实安全防护措施，必要时立即撤离人员，确保人员安全。

第五章 总结评估

第二十五条 电力企业应当在突发事件应急响应结束后，总结事件发展演变过程，分析事件发生的原因和后果，评估大坝安全状态以及后续风险。

第二十六条 电力企业应当开展突发事件应急处置评估，详细回溯事件处置全过程，分析各个响应环节和各项处置措施的效果，评估应急制度、工作体系和应急处置措施的有效性。

第二十七条 电力企业应当根据事件总结和处置评估结果制定整改措施，必要时修订大坝应急管理制度和大坝专项预案，完善大坝应急管理工作机制。

第六章 信息报送

第二十八条 电力企业应当按照有关规定建立大坝应急管理信息报送工作制度，明确信息报送的责任部门、责任人员和报送方式。

第二十九条 发生较大及以上突发事件，电力企业应当按照有关规定，在 1 小时内向地方政府防汛抗旱指挥机构、派出机构、地方电力管理部门和大坝中心报告。报告内容主要包括企业信息、事件概况、初判原因、损失及处置情况等。突发事件的后续发展、演变情况应当及时报告。

第三十条 较大及以上突发事件应急处置评估结束后，电力企业应当在 30 个工作日内将事件总结、处置评估报告报送地方政府防汛抗旱指挥机构、派出机构、地方电力管理部门和大坝中心。

第七章 监督管理

第三十一条 派出机构和地方电力管理部门应当加强对电力企业大坝应急管理工作的监督检查，对未按照法律法规和本办法规定开展工作的电力企业，依法

依规采取相应的监管、行政处罚等措施。大坝中心应当加强对电力企业大坝应急管理的技术监督和指导。

第八章 附则

第三十二条 本办法下列用语的含义。

(一)大坝运行安全突发事件,是指突然发生,造成或者可能造成大坝破坏、上下游人民群众生命财产损失和严重环境危害,需要采取应急处置措施予以应对的紧急事件,主要包括以下几类:

1.自然灾害类

(1)暴雨、洪水、台风、凌汛、地震、地质灾害、泥石流、冰川活动等。

2.事故灾难类

(2)漫坝、溃坝。

(3)上游水库(水电站)大坝溃坝或者非正常泄水。

(4)水库大体积漂浮物、失控船舶等撞击大坝或者堵塞泄洪设施。

(5)大坝结构破坏或者坝体、坝基、坝肩的缺陷隐患突然恶化。

(6)泄洪设施和相关设备不能正常运用。

(7)工程边坡或者库岸失稳。

(8)因水库调度不当或者水电站运行、维护不当导致的安全事故。

3.社会安全类

(9)战争、恐怖袭击、人为破坏等。

4.其他类

(10)其他突发事件。

(二)较大及以上突发事件,是指电力企业启动I、II、III级应急响应的突发事件。

第三十三条 本办法自发布之日起施行,有效期五年。

国家能源局关于印发《电力行业网络安全 管理办法》的通知（2022修订）

（国能发安全规〔2022〕100号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委，各派出机构，全国电力安全生产委员会各企业成员单位，有关电力企业：

为深入贯彻习近平总书记关于网络强国的重要思想，加强电力行业网络安全监督管理，规范电力行业网络安全工作，国家能源局对《电力行业网络与信息安全管理办法》（国能安全〔2014〕317号）进行了修订。现将修订后的《电力行业网络安全管理办法》印发你们，请遵照执行。

国家能源局

2022年11月16日

电力行业网络安全管理办法

第一章 总则

第一条 为加强电力行业网络安全监督管理，规范电力行业网络安全工作，根据《中华人民共和国网络安全法》《中华人民共和国密码法》《中华人民共和国数据安全法》《中华人民共和国个人信息保护法》《中华人民共和国计算机信息系统安全保护条例》《关键信息基础设施安全保护条例》及国家有关规定，制定本办法。

第二条 电力行业网络安全工作的目标是建立健全网络安全保障体系和工作责任体系，提高网络安全防护能力，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。

第三条 电力企业在中华人民共和国境内建设、运营、维护和使用网络（除核安全外），以及网络安全的监督管理，适用本办法。

本办法所称网络是指由计算机或者其他信息终端及相关设备组成的按照一

定的规则和程序对信息进行收集、存储、传输、交换、处理的系统，包括电力监控系统、管理信息系统及通信网络设施。

本办法不适用于涉及国家秘密的网络。涉及国家秘密的网络应当按照国家保密工作部门有关涉密信息系统管理规定和技术标准，结合网络实际情况进行管理。

第四条 电力行业网络安全工作坚持“积极防御、综合防范”的方针，遵循“依法管理、分工负责，统筹规划、突出重点”的原则。

第二章 监督管理职责

第五条 国家能源局及其派出机构、负有电力行业网络安全监督管理职责的地方能源主管部门（以下简称行业部门）在各自职责范围内依法依规履行电力行业网络安全监督管理职责。

第六条 电力行业网络安全监督管理工作主要包括以下内容：

（一）组织落实国家关于网络安全的方针、政策和重大部署，并与电力生产安全监督管理工作相衔接；

（二）组织制定电力行业网络安全等级保护、关键信息基础设施安全保护、电力监控系统安全防护、网络安全监测预警和信息通报、网络安全事件应急处置等方面的政策规定及技术规范，并监督实施；

（三）组织认定电力行业关键信息基础设施，制定关键信息基础设施安全规划，建立关键信息基础设施网络安全监测预警制度，组织开展关键信息基础设施网络安全检查检测，指导关键信息基础设施运营者做好网络安全事件应对处置；

（四）组织或参与网络安全事件的调查与处理；

（五）督促电力企业落实网络安全责任、保障网络安全经费、开展网络安全防护能力建设等工作；

（六）组织开展电力行业网络安全信息通报等工作；

（七）指导督促电力企业做好网络安全宣传教育工作；

（八）推动网络安全仿真验证环境（靶场）建设，组织建立网络安全监督管

理技术支撑体系；

（九）电力行业网络安全监督管理的其它事项。

第七条 电力调度机构负责直接调度范围内的下一级电力调度机构、集控中心、变电站（换流站）、发电厂（站）等各类机构涉网部分的电力监控系统安全防护的技术监督。主要包括以下内容：

（一）自行组织或委托电力监控系统安全防护评估机构开展调度范围内电力监控系统的自评估工作，配合开展电力监控系统的检查评估工作，负责统一指挥调度范围内的电力监控系统安全应急处理，参与电力监控系统的网络安全事件调查和分析工作；

（二）组织并督促各相关单位开展电力监控系统安全防护技术培训和交流工作，贯彻执行国家和行业有关电力监控系统安全防护的标准、规程和规范；

（三）负责对电力监控系统专用安全产品开展监督管理，制定电力监控系统专用安全产品管理办法并监督实施；

（四）将并网电厂涉网部分电力监控系统网络安全运行状态纳入监测；

（五）每年11月1日前将技术监督工作开展情况报送行业部门。

第三章 电力企业责任义务

第八条 电力企业是本单位网络安全的责任主体，负责本单位的网络安全工作。

第九条 电力企业主要负责人是本单位网络安全的第一责任人。电力企业应当建立健全网络安全管理、评价考核制度体系，成立工作领导机构，明确责任部门，设立专职岗位，定义岗位职责，明确人员分工和技能要求，建立健全网络安全责任制。

电力行业关键信息基础设施运营者的主要负责人对关键信息基础设施安全保护负总责，要明确一名领导班子成员（非公有制经济组织运营者明确一名核心经营管理团队成员）作为首席网络安全官，专职管理或分管关键信息基础设施安全保护工作；为每个关键信息基础设施明确一名安全管理责任人；设立专门安全

管理机构，确定关键岗位及人员，并对机构负责人和关键岗位人员进行安全背景审查。

第十条 电力企业应当依法依规开展关键信息基础设施信息报送工作，关键信息基础设施发生较大变化，可能影响其认定结果的，关键信息基础设施运营者发生合并、分立、解散等情况的，应当及时将相关情况报告行业部门。

第十一条 电力企业应当按照国家网络安全等级保护制度、关键信息基础设施安全保护制度、数据安全制度、网络安全审查工作机制和电力监控系统安全防护规定的要求，对本单位的网络进行安全保护，并将网络安全纳入安全生产管理体系。

第十二条 电力企业应当选用符合国家有关规定、满足网络安全要求的网络产品和服务，开展网络安全建设或改建工作。接入生产控制大区的涉网安全产品需经电力调度机构同意。

第十三条 电力行业关键信息基础设施运营者应当优先采购安全可信的网络产品和服务，并按照有关要求开展风险预判工作，评估投入使用后可能对关键信息基础设施安全、电力生产安全和国家安全的影响，形成评估报告。影响或者可能影响国家安全的，应当按照国家网络安全规定通过安全审查。

第十四条 电力企业规划设计网络时，应当明确安全保护需求，保证安全措施同步规划、同步建设、同步使用，设计合理的总体安全方案并经专业技术人员评审通过，制定安全实施计划，负责网络安全建设工程的实施。网络上线前，电力企业应当委托网络安全服务机构开展第三方安全测试。

第十五条 电力企业应当按照国家有关规定开展电力监控系统安全防护评估、网络安全等级保护测评、关键信息基础设施网络安全检测和风险评估、商用密码应用安全性评估和网络安全审查等工作，未达到要求的应当及时进行整改。

第十六条 电力企业不得委托在近3年内被行业部门通报有不良行为或被相关部门通报整改的网络安全服务机构。

第十七条 电力企业应当按照国家有关规定开展网络安全风险评估工作，建立健全网络安全风险评估的自评估和检查评估制度，完善网络安全风险管理机

制。发现风险隐患可能对电力行业网络安全产生较大影响的，应当向行业部门报告。

第十八条 电力企业应当依据国家和行业相关标准、规程和规范开展网络安全技术监督工作，可委托网络安全服务机构协助开展。

第十九条 电力企业应当建立健全网络产品安全漏洞信息接收渠道并保持畅通，发现或者获知存在安全漏洞后，应当立即评估安全漏洞的影响范围及程度，及时对安全漏洞进行验证并完成修补。

第二十条 电力企业应当建立健全本单位网络安全监测预警和信息通报机制，及时掌握本单位网络安全运行状况、安全态势，及时处置网络安全威胁与隐患，定期向行业部门报告有关情况。

电力行业关键信息基础设施运营者应当建立 7×24 小时值班值守制度，建设网络安全态势感知平台，并与行业部门、公安机关等有关平台对接。

第二十一条 电力企业应当按照电力行业网络安全事件应急预案，制修订本单位网络安全事件应急预案，每年至少开展一次应急演练。制修订电力监控系统专项网络安全事件应急预案并定期组织演练。定期组织开展网络攻防演习，检验安全防护和应急处置能力。

第二十二条 电力企业应当在国家重要活动、会议期间结合实际制定网络安全保障专项工作方案和应急预案，成立保障组织机构，明确目标任务，细化措施要求，组织预案演练，确保重要信息系统、电力监控系统安全稳定运行。

第二十三条 电力企业发生网络安全事件后，应当立即启动网络安全事件应急预案，对网络安全事件进行调查和评估，采取技术措施和其他必要措施，消除安全隐患，防止危害扩大，注意保护现场，并按照规定向有关主管部门报告。

第二十四条 电力企业应当按照国家有关规定，建立健全容灾备份制度，对重要系统和重要数据进行有效备份。

第二十五条 电力企业应当建立健全全流程数据安全管理和个人信息保护制度，按照国家和行业重要数据目录及数据分类分级保护相关要求，确定本单位的重要数据具体目录，对列入目录的数据进行重点保护。

第二十六条 电力企业应当建立网络安全资金保障制度，安排网络安全专项预算，确保网络安全投入不低于信息化总投入的5%。

第二十七条 电力企业应当加强网络安全从业人员考核和管理，建立与网络安全工作特点相适应的人才培养机制，做好全员网络安全宣传教育，提高网络安全意识。从业人员应当定期接受相应的政策规范和专业技能培训，并经培训合格后上岗。

第二十八条 电力企业应当督促电力监控系统专用安全产品研发单位和供应商按照国家有关要求做好保密工作，防止关键技术泄露。严禁在互联网上销售、购买电力监控系统专用安全产品。

第二十九条 电力企业应当于每年11月1日前，将当年网络安全工作的专项总结报行业部门。总结内容应当包括但不限于网络安全工作开展情况、网络安全等级保护情况、电力监控系统安全防护评估情况、数据安全情况、安全监测预警情况、风险隐患治理情况、网络安全事件应对处置情况、应急预案及演练情况、网络产品和服务采购情况、下一年度工作计划等。

电力行业关键信息基础设施运营者应当于每年11月1日前，将当年关键信息基础设施安全保护工作的专项总结报行业部门。总结内容应当包括但不限于关键信息基础设施的运行情况、认定报送情况、安全监测预警情况、网络安全检测和风险评估情况、网络安全事件应对处置情况、应急预案及演练情况、网络产品和服务采购情况、密码使用情况、下一年度安全保护计划等。

第四章 监督检查

第三十条 行业部门在各自职责范围内依法依规对电力企业网络安全工作进行监督检查，定期组织开展电力行业关键信息基础设施网络安全检查检测。

第三十一条 行业部门进行监督检查和事件调查时，可以采取下列措施：

- (一) 进入电力企业进行检查；
- (二) 询问相关单位的工作人员，要求其有关检查事项作出说明；
- (三) 查阅、复制与检查事项有关的文件、资料，对可能被转移、隐匿、损

毁的文件、资料予以封存；

（四）对检查中发现的问题，责令其当场改正或者限期改正。

第三十二条 行业部门在履行网络安全监督管理职责中，发现网络存在较大安全风险或者发生安全事件的，可以按照规定的权限和程序对该电力企业法定代表人或者主要负责人进行约谈，情节严重的依据国家有关法律、法规予以处理。

行业部门可就网络安全缺陷、漏洞等风险，网络攻击、恶意软件等威胁，网络安全事件开展行业通报，电力企业应当及时排查并采取风险防范措施。

第三十三条 行业部门工作人员必须对在履行监督管理职责中知悉的国家秘密、工作秘密、商业秘密、重要数据、个人信息和隐私严格保密，不得泄露、出售或者非法向他人提供。

第五章 附 则

第三十四条 本办法由国家能源局负责解释。

第三十五条 本办法自发布之日起施行，有效期5年。《电力行业网络与信息安全管理办法》（国能安全〔2014〕317号）同时废止。

国家能源局关于印发《电力行业网络安全等级保护 管理办法》的通知（2022 修订）

（国能发安全规〔2022〕101号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委，各派出机构，全国电力安全生产委员会各企业成员单位，有关电力企业：

为深入贯彻习近平总书记关于网络强国的重要思想，规范电力行业网络安全等级保护管理，提高电力行业网络安全保障能力和水平，国家能源局对《电力行业信息安全等级保护管理办法》（国能安全〔2014〕318号）进行了修订。现将修订后的《电力行业网络安全等级保护管理办法》印发你们，请遵照执行。

国家能源局

2022年11月16日

电力行业网络安全等级保护管理办法

第一章 总 则

第一条 为规范电力行业网络安全等级保护管理，提高电力行业网络安全保障能力和水平，维护国家安全、社会稳定和公共利益，根据《中华人民共和国网络安全法》《中华人民共和国密码法》《中华人民共和国计算机信息系统安全保护条例》《关键信息基础设施安全保护条例》《信息安全等级保护管理办法》等法律法规和规范性文件，制定本办法。

第二条 电力企业在中华人民共和国境内建设、运营、维护、使用网络（除核安全外），开展网络安全等级保护工作，适用本办法。

本办法所称网络是指由计算机或者其他信息终端及相关设备组成的按照一定的规则和程序对信息进行收集、存储、传输、交换、处理的系统，包括电力监控系统、管理信息系统及通信网络设施。

本办法不适用于涉及国家秘密的网络。涉及国家秘密的网络应当按照国家保密工作部门有关涉密信息系统分级保护的管理规定和技术标准，结合网络实际情况进行管理。

第三条 国家能源局根据国家网络安全等级保护政策法规和技术标准要求，结合行业实际，组织制定适用于电力行业的网络安全等级保护管理规范和技术标准，对电力行业网络安全等级保护工作的实施进行指导和监督管理。国家能源局各派出机构根据国家能源局授权，对本辖区电力企业网络安全等级保护工作的实施进行监督管理。

电力企业依照国家和电力行业相关法律法规和规范性文件，履行网络安全等级保护的义务和责任。

第二章 等级划分与保护

第四条 根据电力行业网络在国家安全、经济建设、社会生活中的重要程度，以及一旦遭到破坏、丧失功能或者数据被篡改、泄露、丢失、损毁后，对国家安全、社会秩序、公共利益以及公民、法人和其他组织的合法权益的危害程度等因素，电力行业网络划分为五个安全保护等级：

第一级，受到破坏后，会对相关公民、法人和其他组织的合法权益造成一般损害，但不危害国家安全、社会秩序和公共利益。

第二级，受到破坏后，会对相关公民、法人和其他组织的合法权益造成严重损害或特别严重损害，或者对社会秩序和公共利益造成危害，但不危害国家安全。

第三级，受到破坏后，会对社会秩序和公共利益造成严重危害，或者对国家安全造成危害。

第四级，受到破坏后，会对社会秩序和公共利益造成特别严重危害，或者对国家安全造成严重危害。

第五级，受到破坏后，会对国家安全造成特别严重危害。

第五条 电力行业网络安全等级保护坚持分等级保护、突出重点、积极防御、综合防范的原则。

第三章 等级保护的实施与管理

第六条 国家能源局根据《信息安全技术 网络安全等级保护定级指南》（GB/T 22240）等国家标准规范，结合电力行业网络特点，制定电力行业网络安全等级保护定级指南，指导电力行业网络安全等级保护定级工作。

第七条 电力企业应当在网络规划设计阶段，依据《信息安全技术 网络安全等级保护定级指南》（GB/T 22240）等国家标准规范和电力行业网络安全等级保护定级指南，确定定级对象（网络）及其安全保护等级，并在网络功能、服务范围、服务对象和处理的数据等发生重大变化时，及时申请变更其安全保护等级。

对拟定为第二级及以上的网络，电力企业应当组织网络安全专家进行定级评审。其中，拟定为第四级及以上的网络，还应当由国家能源局统一组织网络安全等级保护专家进行定级评审。

第八条 全国电力安全生产委员会企业成员单位汇总集团总部拟定为第二级及以上网络的定级结果和专家评审意见，报国家能源局审核。各区域（省）内的电力企业汇总本单位拟定为第二级及以上网络的定级结果，报国家能源局派出机构审核。

第九条 电力企业办理网络安全等级保护定级审核手续时，应当提交《电力行业网络安全等级保护定级审核表》（详见附件），含各定级对象的定级报告及专家评审意见。

国家能源局或其派出机构应当在收到审核材料之日起 30 日内反馈审核意见。

第十条 电力企业应当在收到国家能源局或其派出机构审核意见后，按照有关规定向公安机关备案并按照第八条规定的定级审核权限向国家能源局或其派出机构报告定级备案结果。

第十一条 电力企业应当采购、使用符合国家法律法规和有关标准规范要求且满足网络安全等级保护需求的网络产品和服务。

对于电力监控系统，应当按照电力监控系统安全防护有关要求，采购和使用电力专用横向单向安全隔离装置、电力专用纵向加密认证装置或者加密认证网关

等设备设施；在设备选型及配置时，禁止选用经国家能源局通报存在漏洞和风险的系统及设备，对已经投入运行的系统及设备应及时整改并加强运行管理和安全防护。

采购网络产品和服务，影响或可能影响国家安全的，应当按照国家网络安全规定通过安全审查。

第十二条 电力企业在网络规划、建设、运营过程中，应当遵循同步规划、同步建设、同步使用的原则，并按照该网络的安全保护等级要求，建设网络安全设备设施，制定并落实安全管理制度，健全网络安全防护体系。

第十三条 网络建设完成后，电力企业应当依据国家和行业有关标准或规范要求，定期对网络安全等级保护状况开展网络安全等级保护测评。第二级网络应当每两年进行一次等级保护测评，第三级及以上网络应当每年进行一次等级保护测评。新建的第三级及以上网络应当在通过等级保护测评后投入运行。

电力监控系统网络安全等级保护测评工作应当与电力监控系统安全防护评估、关键信息基础设施网络安全检测评估、商用密码应用安全性评估工作相衔接，避免重复测评。

电力企业应当定期对网络安全状况、安全保护制度及措施的落实情况进行自查。第二级电力监控系统应当每两年至少进行一次自查，第三级及以上网络应当每年至少进行一次自查。

电力企业应当对自查和等级保护测评中发现的安全风险隐患，制定整改方案，并开展安全建设整改。

电力企业应当要求网络安全等级保护测评机构（以下简称测评机构）组织专家对第三级及以上网络的等级保护测评报告进行评审，并随测评报告提交专家评审意见。

第十四条 电力企业应当按照第八条规定的定级审核权限，每年向国家能源局或其派出机构报告网络安全等级保护工作情况，包括网络安全等级保护定级备案、等级保护测评、安全建设整改、安全自查等情况。

第十五条 国家能源局及其派出机构结合关键信息基础设施网络安全检查，

定期组织对运营有第三级及以上网络的电力企业开展抽查。开展网络安全检查时应当加强协同配合和信息沟通，避免不必要的检查和交叉重复检查。

检查事项主要包括：

（一）网络安全等级保护定级工作开展情况，包括定级评审、审核、备案及根据网络安全需求变化调整定级等情况；

（二）电力企业网络安全管理制度、措施的落实情况；

（三）电力企业对网络安全状况的自查情况；

（四）网络安全等级保护测评工作开展情况；

（五）网络安全产品使用情况；

（六）网络安全建设整改情况；

（七）备案材料与电力企业及其网络的符合情况；

（八）其他应当进行监督检查的事项。

第十六条 电力企业应当接受国家能源局及其派出机构的安全监督、检查、指导，根据需要如实提供下列有关网络安全等级保护的信息资料及数据文件：

（一）网络安全等级保护定级备案事项变更情况；

（二）网络安全组织、人员、岗位职责的变动情况；

（三）网络安全管理制度、措施变更情况；

（四）网络运行状况记录；

（五）电力企业对网络安全状况的自查记录；

（六）测评机构出具的网络安全等级保护测评报告；

（七）网络安全产品使用的变更情况；

（八）网络安全事件应急预案，网络安全事件应急处置结果报告；

（九）网络数据容灾备份情况；

（十）网络安全建设、整改结果报告；

（十一）其他需要提供的材料。

第十七条 针对网络安全检查发现的问题，电力企业应当按照网络安全等级保护管理规范和技术标准组织整改。必要时，国家能源局及其派出机构可对整改

情况进行抽查。

第十八条 电力企业选择测评机构进行网络安全等级保护测评时，应当遵循以下要求：

（一）测评机构应当获得由国家认证认可委员会批准的认证机构发放的《网络安全等级测评与检测评估机构服务认证证书》（以下简称测评机构服务认证证书）；

（二）从事电力监控系统网络安全等级保护测评的机构应当熟悉电力监控系统网络安全管理和技术防护要求，具备相应的服务能力和经验。从事电力监控系统第二级网络等级保护测评的机构应当具备近 2 年内 30 套以上工业控制系统等级保护测评或风险评估服务经验；从事电力监控系统第三级网络等级保护测评的机构应当具备近 3 年内 50 套以上电力监控系统等级保护测评或安全防护评估服务经验；从事电力监控系统第四级及以上网络等级保护测评的机构应当具备近 5 年内 90 套以上电力监控系统等级保护测评或安全防护评估服务经验；

（三）对属于电力行业关键信息基础设施的网络，选择测评机构时应当保证其安全可靠，必要时可要求测评机构及其主要负责人、技术骨干提供无犯罪记录证明等材料；

（四）不得委托近 3 年内被国家能源局通报有本办法规定不良行为，或被认证机构通报取消或暂停使用测评机构服务认证证书，或被国家网络安全等级保护工作主管部门、行业协会通报暂停开展等级保护测评业务并处于整改期内的测评机构；

（五）电力企业应当采取签署保密协议、开展安全保密培训和现场监督等措施，加强对测评机构、测评人员和测评过程的安全保密管理，避免发生失泄密事件。

第十九条 国家能源局及其派出机构在开展电力企业网络安全检查工作时，可同步对测评机构开展的测评工作情况进行监督检查。

第二十条 国家能源局鼓励电力企业按照国家有关要求开展测评机构建设、申请测评机构服务认证，支持电力企业参与制定电力行业网络安全等级保护技术

标准。

第四章 网络安全等级保护的密码管理

第二十一条 电力企业采用密码进行等级保护的，应当遵照《中华人民共和国密码法》等有关法律法规和国家密码管理部门制定的网络安全等级保护密码技术标准执行。

第二十二条 电力企业网络安全等级保护中密码的配备、使用和管理等，应当严格执行国家密码管理的有关规定。运用密码技术进行网络安全等级保护建设与整改时，应当采用商用密码检测、认证机构检测认证的商用密码产品和服务。涉及商用密码进口的，还应当符合国家商用密码进口许可有关要求。

第二十三条 电力企业应当按照有关法律法规要求，开展商用密码应用安全性评估工作。

第二十四条 各级密码管理部门对网络安全等级保护工作中密码配备、使用和管理的情况进行检查和安全性评估时，相关电力企业应当积极配合。对于检查和安全性评估发现的问题，应当按照要求及时整改。

第五章 法律责任

第二十五条 电力企业违反国家相关规定及本办法规定，由国家能源局及其派出机构按照职责分工责令其限期改正；逾期不改正的，给予警告，并向其上级部门通报情况，建议对其直接负责的主管人员和其他直接责任人员予以处理，造成严重损害的，由公安机关、密码管理部门依照有关法律、法规予以处理。

第二十六条 有关部门及其工作人员在履行监督管理职责中，玩忽职守、滥用职权、徇私舞弊的，依法给予行政处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第二十七条 测评机构违反有关法律法规和规范性文件要求，发生以下不良行为时，国家能源局可向国家有关部门、认证机构、行业协会等提出限期整改、取消/暂停使用测评机构服务认证证书等建议，并向电力企业通报相关风险信息：

（一）提供不客观、不公正的等级保护测评服务，出具虚假或不符合实际情

况的测评报告，影响等级保护测评的质量和效果；

（二）泄露、出售或者非法向他人提供在服务中知悉的国家秘密、工作秘密、商业秘密、重要数据、个人信息和隐私，非法使用或擅自发布、披露在服务中收集掌握的数据信息和系统漏洞、恶意代码、网络入侵攻击等网络安全信息；

（三）由于测评机构从业人员的因素，导致发生网络安全事件；

（四）未向公安机关报备，测评机构从业人员擅自参加境外组织的网络安全竞赛等活动；

（五）其他危害或可能危害电力生产安全或网络安全的行为。

第六章 附 则

第二十八条 本办法自发布之日起施行，有效期 5 年。《电力行业信息安全等级保护管理办法》（国能安全〔2014〕318 号）同时废止。

附件：电力行业网络安全等级保护定级审核表（略）

国家能源局综合司关于持续推进电力行业危险化学品 安全风险集中治理工作的通知

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位：

为进一步加强电力行业危化品安全生产工作，持续推进危化品安全风险集中治理，现就有关监管要求通知如下。

一、动态掌握危化品底数

各电力企业要按照《电力行业危险化学品安全风险集中治理实施方案》（国能发安全〔2022〕21号）相关规定，在2022年排查成果的基础上，进一步摸清危化品底数，动态掌握危化品的存储位置、品名属性、数量规模、变化情况、危害特性、使用方法、管理要求等基本信息，并依据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218）等标准规范，及时开展重大危险源辨识和安全评估，明确重大危险源等级及安全风险状况。

二、严格实施清单化管理

各电力企业要对摸排出的危化品基本信息、重大危险源等级、安全风险状况等建立危化品清单并实时更新，明确管理责任，消除责任“真空”。要严格实施清单化管理，对于存量危化品，要按照“消、降、控”策略，持续推进安全风险集中治理，完善管控措施，提高安全系数；对于新增危化品，要在危化品进场时搞清化学成分和基本特性，建立存储、使用、废弃等管理制度，并纳入危化品清单；对于已停止使用并依规废弃的，要及时移出清单予以销号。

三、加快重大危险源整治

各电力企业要按照已明确的工作计划，积极推进尿素替代液氨改造等危化品重大危险源整治工作。对于国家能源集团贵州安顺电厂、重庆安稳电厂、河北建

投西柏坡电厂液氨一级、二级重大危险源主体工程已完成改造但受电力保供影响尚未切换投运的，以及计划于 2023 年改造的液氨三级、四级重大危险源，相关企业要抓住当前用电负荷较低、调度安排秋检的宝贵时机，保障人财物到位，按时高质量完成改造任务及后续切换投运工作；对于计划于 2024 年改造的液氨三级、四级重大危险源，相关企业要提前谋划，缜密部署，倒排工期，有序高效开展改造工作。

四、加强安全监督管理

各省级电力管理部门、各派出机构要切实落实电力安全监督管理责任，准确掌握辖区内电力行业危化品安全形势和风险整治管控工作开展情况，聚焦液氨、天然气、光热发电和光热储能使用的熔盐等危化品重大危险源，不断加强监管执法，严肃处理危化品安全管理不严格、风险整治管控不到位、重大危险源改造工作严重滞后等问题，并及时通报地方政府及其应急管理部门。

各派出机构、全国电力安委会各企业成员单位要对照 2022 年排查成果并根据最新摸排情况，填写《危化品重大危险源及治理措施清单》（见附件，以下简称《清单》）。其中，全国电力安委会各企业成员单位填写所属电力企业危化品情况；各派出机构填写辖区内全国电力安委会企业成员单位之外的电力企业危化品情况。以上各单位要于 2023 年 11 月 15 日前将填写的《清单》（含电子版）报送国家能源局电力安全监管司。

电力安全监管司

2023 年 10 月 13 日

附件：危化品重大危险源及治理措施清单（略）

国家能源局综合司关于加强发电侧电网侧电化学储能电站 安全运行风险监测的通知

（国能综通安全〔2023〕131号）

全国电力安全生产委员会各企业成员单位，中国电力企业联合会，有关电力企业：

为认真贯彻落实习近平总书记关于安全生产重要指示精神，落实党中央、国务院关于电力安全风险管控有关决策部署，进一步加强电力行业电化学储能电站安全管理，强化发电侧、电网侧电化学储能电站安全运行风险监测及预警，保障电力系统安全稳定运行，现就有关事项通知如下。

一、夯实安全运行风险监测基础能力

（一）增强基础台账管理能力。电力企业应利用信息化技术建立电化学储能电站基础台账管理体系，保存本企业投资、运维的电化学储能电站建设基础台账信息，包括业主单位、建设单位、设计单位、施工单位、建设规模、设计方案、接入系统方案，及其主要设备选型、关键参数等，实现基础台账全面信息化管理。

（二）增强运行风险监测及分析预警能力。电力企业应对本企业投资、运维的电化学储能电站电池组、电池管理系统（BMS）、能量管理系统（EMS）、储能变流器（PCS）、消防系统、网络安全、运行环境以及其他重要电气设备运行安全状态实施监测和管理，定期分析安全运行情况，强化运行风险预警与应急处置，对存在安全隐患的设备及系统，应能够及时预警并采取有效措施消除隐患。各电力企业应于2024年12月31日前完成本企业监测能力建设，2025年以后新建及存量电化学储能电站应全部纳入监测范围。

（三）增强防范运行风险能力。电力企业应根据电化学储能电站运行风险监测信息，综合评估电站安全运行状况，制定落实相应风险控制方案，推动运行风险常态化管控。应组织评估风险控制方案的实施效果，督促检查电站风险防控措施落实情况，保障各项运行风险有效管控。

二、强化安全运行监测数据管理

（四）加强监测数据源头管控。电力企业应明确监测数据管理责任，规范安全监测数据保存、传输、管理主体及管理辦法，确保数据质量满足要求。定期开展数据校核，推动数据质量问题闭环整治，持续提升监测数据准确性。

（五）推动监测数据横向贯通。电力企业应将电化学储能安全纳入企业生产安全管理范畴，加快推进监测数据与本企业其他生产管理系统贯通，促进系统互联互通、数据可靠共享、业务高效协同。充分利用信息化管理分析手段，支撑电化学储能电站安全管理水平提升。

（六）强化监测数据安全。电力企业应选用符合国家及行业有关规定、满足网络与信息安要求的技术，确保监测信息及数据安全。在选择相关技术路线时，应兼顾技术先进性与供应链安全性，为电化学储能运行风险监测工作提供安全可靠的物质基础。

三、加强风险监测分析及标准体系建设

（七）加强风险监测分析应用。中国电力企业联合会应充分发挥职能作用，将电力行业电化学储能电站安全运行风险纳入监测范畴，会同重点电力企业建立长效机制，利用信息化技术做好运行风险监测数据的收集、汇总和分析，定期向国家能源局报送分析情况，助力电力行业电化学储能电站安全管理水平提升。

纳入行业分析范畴的风险监测信息应包括但不限于以下内容：电化学储能电站基础台账信息，一级报警信息、通信状态、有功功率等运行安全状态信息；充放电量、上下网电量、充放电小时数、停运小时数等月度安全运行情况信息，以及产品质量、隐患缺陷分析等专项调研信息。

（八）做好风险监测行业服务。中国电力企业联合会应充分发挥行业桥梁纽带和导向作用，基于行业监测数据，加强电化学储能电站运行机理、内在规律和安措施等研究，及时发布行业内重大风险隐患预警提示，推动业务交流及经验共享。

（九）健全风险监测标准体系。中国电力企业联合会应积极组织健全电化学储能电站安全运行风险监测标准体系，为行业安信息监测能力建设、电化学储能电站安全运行评价等提供标准支撑，不断提升行业服务能力。

本通知执行过程中，如有问题和建议，请及时反馈国家能源局电力安全监管司。

国家能源局综合司

2023年11月7日

国家能源局关于印发《电力二次系统安全管理 若干规定》的通知（2022 修订）

（国能发安全规〔2022〕92号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委员会，各派出机构，全国电力安全生产委员会企业成员单位，各有关电力企业：

为贯彻落实习近平总书记关于安全生产重要论述，进一步加强电力系统安全监管，提升电力二次系统安全管理的针对性、有效性，更好地服务电力行业安全高质量发展，国家能源局对《电力二次系统安全管理若干规定》（电监安全〔2011〕19号）进行了修订。现将修订后的《电力二次系统安全管理若干规定》印发你们，请遵照执行。

国家能源局

2022年10月17日

电力二次系统安全管理若干规定

第一章 总则

第一条 为加强电力二次系统安全管理，确保电力系统安全稳定运行，依据《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国网络安全法》《电力监管条例》《电网调度管理条例》《关键信息基础设施安全保护条例》《电力监控系统安全防护规定》等相关法律法规、规章，制定本规定。

第二条 电网调度机构（以下简称调度机构）、电力企业及相关电力用户等各相关单位依据本规定开展电力二次系统安全管理工作。

第三条 本规定所称电力二次系统包括继电保护和安全自动装置，发电机励磁和调速系统，新能源发电控制系统，电力调度通信和调度自动化系统，直流控制保护系统，负荷控制系统，储能电站监控系统等（以下简称二次系统）；涉网

二次系统是指电源及相关电力用户中与电网安全稳定运行相关的二次系统。

第四条 国家能源局及其派出机构依法对二次系统管理工作实施监督管理。

第五条 电力企业及相关电力用户是二次系统安全管理的责任主体，应当遵照国家及行业有关电力安全生产的法律法规、规章制度和技术标准，负责本单位的二次系统安全管理工作。

第六条 调度机构应加强调度管辖区域内电力企业及相关电力用户二次系统技术监督工作的指导，定期统计和汇总分析电力企业及相关电力用户技术监督工作开展情况，并将有关问题和情况及时报送国家能源局及其派出机构。调度机构按照国家相关规定负责调度管辖范围内涉网二次系统的技术监督工作。

第七条 调度机构、电力企业及相关电力用户应当配备足够的二次系统专业技术人员，具备设备运维、故障排查处置等工作能力。

第八条 调度机构应按照有关法律法规和国家能源局监管要求组织并督促二次系统专业技术培训和技术交流工作；应组织各相关单位贯彻执行国家和行业有关二次系统的标准、规程和规范；应组织制定（修订）调度管辖范围内二次系统的规程、规范和相关管理制度，并将与电力监管相关的事项报告国家能源局及其派出机构；应定期组织召开二次系统专业会议；组织开展二次系统运行统计分析报告，及时发布分析报告。

第九条 电力企业及相关电力用户应保障二次系统网络安全投入，并遵循“同步规划、同步建设、同步使用”的原则。

第十条 国家能源局及其派出机构加强对调度机构技术监督工作的监督管理，建立二次系统安全管理情况书面报告制度。省级、区域调度机构按月向国家能源局相关派出机构报告二次系统安全管理情况，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二次系统安全管理情况，南方电网电力调控中心同时报南方能源监管局。相关二次系统安全管理情况按有关规定，在并网电厂涉网安全管理联席会议上通报。

第十一条 国家能源局及其派出机构可以依据相关规定对二次系统管理工作中的有关争议进行调解，经调解仍不能达成一致的，由国家能源局及其派出机构

依照《电力监管条例》裁决。

第二章 规划建设管理

第十二条 二次系统规划设计应满足国家和行业相关技术标准和有关规定。

第十三条 二次系统规划设计应满足电网安全稳定运行和网络安全的要求。

第十四条 二次系统设备选型及配置应满足国家和行业相关技术标准，以及设备技术规程、规范的要求。涉网二次系统规划设计、设备选型及配置还应征求调度机构意见，并满足调度机构相关技术规定及电网反事故措施的有关要求。

第十五条 电力企业及相关电力用户应按国家相关部门、调度机构要求配置网络安全专用防护产品，并报调度机构备案。

第十六条 二次系统设备应选择具备相应资质的质检机构检验合格的产品。

第十七条 二次系统安装、试验、验收应满足国家和行业相关标准、规范，及调度机构有关规程和管理制度的要求。涉网二次系统应按照有关规定进行并网安全评价，确保满足并网条件。

第十八条 二次系统项目建设完成应由项目监理单位出具相关质量评估报告，其中涉网二次系统应经调度机构确认。

第十九条 二次系统网络安全防护应满足《电力监控系统安全防护规定》要求。

第二十条 电力企业及相关电力用户的数字证书、密码产品等应满足国家相关部门、调度机构对二次系统密码应用管理的相关要求。

第三章 运行维护管理

第二十一条 电力企业及相关电力用户应按照国家、行业标准及调度机构相关规程和管理制度组织二次系统的定期检查和日常维护工作。

第二十二条 电力企业及相关电力用户各自负责所属电力通信、调度自动化及网络安全系统的运行维护工作。

第二十三条 相关电力用户应按政府有关要求和调度机构相关规程落实负荷

控制、稳定控制、低频减负荷、低压减负荷等控制措施。

第二十四条 二次系统设备、装置及功能应按照相关规定投退，不得随意投入、停用或改变参数设置。属调度机构调度管辖范围的二次系统设备、装置及功能因故需要投入、退出、停用或改变参数设置的应报相应调度机构批准同意后方可进行。

第二十五条 电力企业及相关电力用户应对不满足电力系统安全稳定运行要求的二次系统及时进行更新、改造，并进行相关试验。需要进行联合调试的，调度机构负责安排相关运行方式，为联合调试创造条件。

第二十六条 已运行的二次系统（包括硬件和软件）需要改造升级的，应满足本规定关于规划设计、设备选型、网络安全防护等要求。

第二十七条 电力企业及相关电力用户所进行的影响电力系统安全及二次系统运行的重要设备投运和重大试验工作，应严密组织，防止引发电网事故和设备事故，调度机构应提前将有关投运和试验安排通知相关单位。

第二十八条 电力企业及相关电力用户应加强二次系统网络安全监视，当发生危害网络安全的事件时应立即采取措施，影响涉网二次系统安全的应同时向调度机构报告。

第二十九条 电力企业及相关电力用户应建立二次系统安全双重预防体系，加强二次系统安全风险管控和隐患排查治理。

第三十条 电力系统发生异常与故障后，各相关单位应依据调度规程和现场运行有关规定，正确、迅速进行处理，保全现场文档，并及时向调度机构报告设备状态和处理情况。

第三十一条 各相关单位应加强沟通，互相提供有关资料，积极查找异常与事故原因，配合相关部门进行电力安全事故调查工作，并根据调查情况分别制定措施，落实整改。

第三十二条 调度机构负责组织或参与涉网二次系统的安全检查工作，参与涉网二次系统的电力安全事故调查、事故分析工作，并制定反事故措施。

第三十三条 电力二次系统网络安全专用防护产品的使用单位应督促研发单

位和供应商按国家有关要求做好保密工作，防止关键技术泄露。严禁在互联网上销售、购买电力二次系统网络安全专用防护产品。

第四章 定值和参数管理

第三十四条 与电网安全稳定运行紧密相关的继电保护及安全自动装置定值由调度机构负责管理。调度机构下达限额或定值，发电企业及相关电力用户按调度机构要求整定，并报调度机构审核和备案。

其他与电网安全稳定运行相关的继电保护及安全自动装置定值由发电企业及相关电力用户自行管理，并负责整定，定值应报调度机构备案。

第三十五条 继电保护及安全自动装置整定工作原则上应由本企业专业人员具体负责；如需委托外单位，应委托具备相应专业能力的单位承担。

第三十六条 调度机构应及时将影响涉网二次系统运行和整定的系统阻抗等有关变化情况，书面通知发电企业及相关电力用户；发电企业及相关电力用户应及时校核定值和参数，在调度机构指导下及时调整二次系统的运行方式和有关定值。

第三十七条 发电企业应按调度机构要求提供系统分析用的发电机励磁系统（包括电力系统稳定器 PSS）和调速系统、新能源发电控制系统等二次设备的技术资料和实测参数，以及继电保护整定计算所需的发电机、变压器等主要设备技术规范、技术参数和实测参数等资料。

第三十八条 发电企业的发电机励磁系统和调速系统定值和参数应报送调度机构备案。

第三十九条 发电企业的涉网试验方案、试验结果和试验报告应经调度机构确认。

第四十条 发电企业应根据电力系统网络结构变化、发电机励磁系统和调速系统等主要设备变化、相关控制系统发生重大改变，重新进行相关试验，并根据试验结论和调度机构的技术要求调整发电机励磁系统和调速系统定值参数，满足电力系统安全稳定运行要求。

第四十一条 调度机构应指导发电企业做好发电机励磁系统与调速系统等参数优化和管理工作，并配合发电企业进行相关试验工作。

第四十二条 涉网调度通信设备的数据配置、运行方式由调度机构或受其委托的通信运维单位下达，发电企业及相关电力用户应按要求执行，执行结果向相关单位报备。

第四十三条 发电企业及相关电力用户调度数据网设备的配置参数由调度机构负责管理，按调度机构下达的参数要求配置，并报调度机构备案。

第五章 附则

第四十四条 本规定所称相关电力用户是指农林水利、工矿企业、交通运输、公共服务等具有二次系统的大负荷用户，以及能够响应调度指令的负荷聚合商等。

第四十五条 本规定所称发电企业是电力企业的一种类别，是指并入电网运行的火力（燃煤、燃油、燃气及生物质）、水力、核能、风力、太阳能、抽水蓄能、新型储能、地热能、海洋能等发电厂（场、站）。

第四十六条 本规定所称“与电网安全稳定运行紧密相关的继电保护及安全自动装置”，是指电源及相关电力用户中主要为电网安全稳定运行服务的继电保护与安全自动装置。

第四十七条 本规定所称“其他与电网安全稳定运行相关的继电保护及安全自动装置”，是指电源及相关电力用户中主要为保护电源及相关电力用户而配置的，与电网存在配合关系的继电保护与安全自动装置。

第四十八条 国家能源局各派出机构可根据情况制定相应的实施细则。

第四十九条 电力企业及相关电力用户应按照本规定和相关实施细则及时修订相关规程和管理制度。

第五十条 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《电力二次系统安全管理若干规定》（电监安全〔2011〕19号）同时废止。

国家能源局关于印发《电力网络安全事件应急预案》的通知

（国能发安全〔2024〕34号）

各派出机构，全国电力安全生产委员会企业成员单位，有关电力企业：

为深入贯彻习近平总书记关于网络强国的重要思想，加强电力网络安全事件应急能力建设，规范各单位电力网络安全事件应急处置工作，有效预防、及时控制和最大限度消除电力网络安全事件带来的危害和影响，国家能源局制定了《电力网络安全事件应急预案》。现印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2024年5月16日

电力网络安全事件应急预案

一、总则

（一）编制目的

完善电力网络安全事件应对工作机制，有效预防、及时控制和最大限度消除电力网络安全事件带来的危害和影响，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。

（二）编制依据

《中华人民共和国突发事件应对法》（中华人民共和国主席令第六十九号）、《中华人民共和国网络安全法》（中华人民共和国主席令第五十三号）、《关键信息基础设施安全保护条例》（中华人民共和国国务院令745号）、《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令599号）、《电力监管条例》（中华人民共和国国务院令432号）、《突发事件应急预案管理办法》（国办发〔2024〕5号）、《国家大面积停电事件应急预案》（国办函〔2015〕134号）、《国家网络安全事件应急预案》（中网办发文〔2017〕4号）、《电力安全生产监督管理办法》（中华人民共和国国家发展和改革委员会2015年第21号令）、《电力监控系统安全防护规定》（中华人民共和国国家发展和改革委员会

会2014年第14号令)、《电力行业网络安全管理办法》(国能发安全规〔2022〕100号)、《重大活动电力安全保障工作规定》(国能发安全〔2020〕18号)、《电力安全事件监督管理规定》(国能安全〔2014〕205号)等。

(三) 适用范围

本预案所指电力网络安全事件是指由计算机病毒或网络攻击、网络侵入等危害网络安全行为导致的,对电力网络和信息系统造成危害,可能影响电力系统安全稳定运行或者影响电力正常供应的事件。

本预案适用于电力网络安全事件的应对工作。涉及电力企业但不属于本预案定义范围内的网络安全事件,参照《国家网络安全事件应急预案》及电力企业所属省、自治区、直辖市制定的本地区网络安全事件应急预案等应对。

(四) 工作原则

国家能源局及其派出机构统一指导、电力调度机构分级指挥、各电力企业具体负责,各方面力量密切协同、预防为主、快速反应、科学处置,共同做好电力网络安全事件的预防和处置工作。

(五) 事件分级

根据电力网络安全事件造成停电等后果的影响程度,电力网络安全事件分为特别重大、重大、较大和一般四级。

造成《电力安全事故应急处置和调查处理条例》中定义的重大及以上电力安全事故的,为特别重大电力网络安全事件。

造成《电力安全事故应急处置和调查处理条例》中定义的一般或较大电力安全事故的,为重大电力网络安全事件。

造成《电力安全事件监督管理规定》中定义的需重点监督管理的电力安全事件的,为较大电力网络安全事件。

造成电力一次设备被恶意操控,但未构成需重点监督管理的电力安全事件的,为一般电力网络安全事件。

二、职责分工

国家能源局统筹指导电力网络安全事件应对工作，并根据需要组织提供技术支持，具体工作由国家能源局电力安全监管司承担。国家能源局派出机构（以下简称派出机构）在国家能源局统一领导下，统筹指导本辖区电力网络安全事件预防和应对工作，并根据需要组织提供技术支持。

电力调度机构在国家能源局及其派出机构的指导下，负责统一指挥调度范围内的电力网络安全事件应急处置。

各电力企业负责电力网络安全事件的应对工作，负责建立健全本企业的电力网络安全事件应对工作机制，具体负责本企业电力网络安全事件的预防、监测、报告和应急处置工作，在国家能源局及其派出机构的组织下，为其他电力企业的电力网络安全事件应对提供技术支持。

三、监测预警

（一）预警分级

电力网络安全事件预警等级分为四级：由高到低依次用红色、橙色、黄色和蓝色表示，分别对应发生或可能发生特别重大、重大、较大和一般电力网络安全事件。

（二）预警监测

各电力企业应组织对本单位建设运行的网络和信息系統开展网络安全监测工作。电力调度机构将并网电厂涉网部分电力监控系统网络安全运行状态纳入监测，掌握调度范围内网络安全状况。派出机构结合实际统筹组织开展本辖区电力网络安全事件监测工作。派出机构、国家电力调度控制中心（以下简称国调中心）、中国南方电网电力调度控制中心（以下简称南网总调）、全国电力安全生产委员会企业成员单位将重要监测信息报国家能源局，国家能源局组织开展跨区域网络安全信息共享。

（三）预警研判和发布

各电力企业组织对监测信息进行研判，认为需要立即采取防范措施的，应当组织开展处置，对可能发生电力网络安全事件的信息，应立即向其上级电力调度

机构以及当地派出机构报告，并提出预警信息的发布建议；全国电力安全生产委员会企业成员单位对可能发生较大及以上电力网络安全事件的信息，应同步报告国家能源局。

派出机构联合电力调度机构组织对监测信息进行研判，认为需要立即采取防范措施的，应当及时通知有关单位，对可能发生较大及以上电力网络安全事件的信息及时向国家能源局报告。派出机构可根据监测研判情况，发布本区域黄色及以下预警，并报告国家能源局。

国家能源局组织研判，确定和发布橙色预警和涉及多区域的预警，对可能发生重大及以上电力网络安全事件的信息及时向国家网络安全应急办公室报告。

预警信息包括事件的类别、预警级别、起始时间、可能影响范围、警示事项、应采取的措施和时限要求、发布单位等。

（四）预警响应

红色预警信息发布后，在国家网络安全应急办公室统一领导、指挥、协调下，在国家能源局指导下，由国调中心或南网总调负责指挥相关电力企业开展预警响应工作。橙色预警和涉及多区域的预警信息发布后，在国家能源局指导下，由国调中心或南网总调负责指挥相关电力企业开展预警响应工作。黄色、蓝色预警信息发布后，根据事件影响范围，在派出机构指导下，由跨省、自治区、直辖市电力调度机构，或省、自治区、直辖市级电力调度机构负责指挥相关电力企业开展预警响应工作。

预警范围内的各单位应做好应急队伍、应急物资等准备工作；采取有效的风险防控措施降低或控制风险，控制威胁蔓延；持续监测威胁蔓延、预警风险及影响发展情况；组织专业技术队伍开展现场分析、处置等工作；做好预警信息要求的其他工作。

（五）预警解除

经研判不会发生电力网络安全事件的，按照“谁发布、谁解除”的原则，由发布单位宣布解除预警，适时终止相关措施。

四、应急响应

（一）事件报告

电力网络安全事件发生后，事件发生单位应立即启动应急预案，实施处置并立即向其上级电力调度机构、当地派出机构、属地公安部门及当地网信部门报告。全国电力安全生产委员会企业成员单位同时报告国家能源局。发生较大及以上电力网络安全事件的，应1小时内报告，一般电力网络安全事件应12小时内报告。

电力调度机构接到电力网络安全事件报告或者监测到相关信息后，应当立即进行核实，对电力网络安全事件级别作出初步认定，及时向上级电力调度机构和当地派出机构报告。派出机构接到电力网络安全事件报告或者监测到相关信息后，应当立即核实有关情况并向国家能源局报告。对初判为重大及以上的电力网络安全事件，国家能源局要立即按程序向国家网络安全应急办公室报告。

（二）响应分级

按照电力网络安全事件的严重程度和发展态势，将应急响应设定为Ⅰ级、Ⅱ级、Ⅲ级和Ⅳ级四个等级。初判发生特别重大电力网络安全事件，启动Ⅰ级应急响应，在国家网络安全事件应急指挥部统一领导、指挥、协调下，在国家能源局指导下，由国调中心或南网总调负责指挥相关电力企业开展应对工作。初判发生重大电力网络安全事件，由国家能源局启动Ⅱ级应急响应，在国家能源局指导下，由国调中心或南网总调负责指挥相关电力企业开展应对工作。初判发生较大、一般电力网络安全事件，由相关派出机构分别启动Ⅲ级、Ⅳ级应急响应，根据事件影响范围，在派出机构指导下，由跨省、自治区、直辖市电力调度机构，或省、自治区、直辖市级电力调度机构负责指挥相关电力企业开展应对工作。

（三）响应措施

电力网络安全事件发生后，事件发生单位必须立即启动应急预案，实施先期处置，全力控制事件发展态势，减少损失，并保护现场和证据。

事件发生单位应通过技术等手段，及时阻断威胁蔓延并监测跟踪影响发展情况，密切监控事件发展及对电力生产业务的影响。

事件发生单位应尽快进行分析，根据信息系统运行、使用、承载业务的情况，初步判断发生电力网络安全事件的原因、影响、破坏程度、波及的范围等，提出初步应对措施建议。

事件发生单位应保留相关证据，可采取记录、截屏、备份、录像等手段，对事件的发生、发展、处置过程、步骤、结果进行详细记录。

相应电力调度机构进入应急状态，负责指挥应急处置或支援保障工作。

（四）响应结束

I级响应结束由国家能源局报国家网络安全应急办公室，国家网络安全应急办公室提出建议，报国家网络安全事件应急指挥部批准；II级响应结束由国家能源局决定并报国家网络安全应急办公室；III级、IV级响应结束由派出机构决定并报国家能源局。

（五）信息发布

按照及时准确、公开透明、客观统一的原则，加强信息发布，主动向社会发布电力网络安全事件相关信息和应对工作情况，提示相关注意事项和应对措施，及时回应社会关切，澄清不实信息。

五、后期处置

（一）恢复生产

事件发生单位应制定详细可行的工作计划，快速、有效地消除事件造成的不利影响，尽快恢复生产秩序及系统设备正常运行，并做好善后处理等事项。

（二）事件调查及评估

特别重大电力网络安全事件在国家网络安全应急办公室组织下进行调查处理和总结评估。重大电力网络安全事件由国家能源局组织调查处理和总结评估，相关总结调查报告报国家网络安全应急办公室。较大及以下电力网络安全事件由派出机构组织调查处理和总结评估，相关总结调查报告报国家能源局，未造成人员伤亡或未造成供电用户停电的，派出机构也可以委托事件发生单位组织调查处理。国家能源局认为有必要的，可以组织事故调查组对电力网络安全事件进行提

级调查。负责该事件指挥应对工作的电力调度机构应按照有关规定的权限和程序参与事件调查处理和总结评估。

事件发生单位应查明事件起因、性质、影响、责任等情况，提出防范、整改措施和处理建议，于应急响应结束后5天内完成自查，向组织事件调查的机关提交自查报告。

事件的调查处理和总结评估工作原则上在应急响应结束后30天内完成。总结调查报告应对事件的起因、性质、影响、责任等进行分析评估，提出处理意见和改进措施。

六、预防工作

（一）日常管理

各电力企业应按职责做好电力网络安全事件日常预防工作，做好网络安全检查、隐患排查、风险评估和容灾备份，健全本单位网络安全监测预警和信息通报机制，及时采取有效措施，减少和避免电力网络安全事件的发生及危害，提高应对电力网络安全事件的能力。

（二）演练

国家能源局定期组织演练，检验和完善预案，提高实战能力。

各电力企业每年至少开展一次应急演练，并将演练情况报送相关派出机构及上级电力调度机构，全国电力安全生产委员会企业成员单位应同步报送国家能源局。

（三）培训

各电力企业应将电力网络安全事件的应急知识列入有关人员的培训内容，加强网络安全特别是网络安全应急预案的培训，提高防范意识及技能。

（四）重大活动期间的预防措施

在国家重要活动、会议期间，有关电力调度机构、电力企业应加强网络安全监测和分析研判，及时预警可能造成重大影响的风险和隐患。重点部门、重点岗位保持24小时值班，及时发现和处置电力网络安全事件隐患。具体参照《重大活动电力安全保障工作规定》执行。

七、保障措施

（一）制度保障

各电力企业要落实网络安全应急工作责任制，把责任落实到具体部门、具体岗位和个人，并建立健全应急工作机制。

（二）经费保障

各电力企业应为电力网络安全事件应急处置提供必要的资金保障，以支撑电力网络安全事件应急物资保障、技术支撑力量保障、基础平台保障、技术保障、指挥保障、预案演练等工作开展。

（三）应急物资保障

各电力企业应根据潜在电力网络安全事件的影响，结合本单位网络安全工作需要，明确应急装备与备品备件的配置标准，购置和储备应急所需物资。各电力企业应掌握所属各单位应急物资储备情况，增强应急资源的统一调配能力，提高应急资源利用效率。各电力企业应加强应急物资动态管理，及时调整、升级软件硬件工具，不断增强应急技术支撑能力。

（四）技术支撑力量保障

加强网络安全应急技术支撑队伍建设，做好电力网络安全事件的监测预警、预防防护、应急处置、应急技术支持工作。国家能源局推动国家级电力网络安全靶场建设，按需组织国家级电力网络安全靶场等行业技术力量，为电力网络安全事件应对处置提供技术支持。各电力企业应建立本单位的网络安全事件应急处置技术支持队伍，加强专家队伍建设，充分发挥在本单位及行业的电力网络安全事件应急处置工作中的作用。

（五）基础平台保障

国家能源局指导电力行业共建共用行业级监测预警、信息通报和漏洞资源基础设施。电力调度机构、主要电力企业积极参与行业级基础设施建设，充分利用行业级基础设施，共享信息、协同研判，共同做好电力网络安全事件的预防和处置工作。

电力调度机构、主要电力企业应加强基础平台建设，做到电力网络安全事件早发现、早预警、早响应，提高应急处置能力。

（六）技术保障

各电力企业应按照“同步规划、同步建设、同步使用”要求，在新建或改建项目的规划、立项、设计、建设、运行等环节落实电力网络安全事件应急处置技术保障。

各电力企业应加强网络安全监测预警、预防防护、处置救援、应急服务等技术研究，不断改进技术装备。

（七）指挥保障

电力调度机构应加强应急指挥队伍的建设和管理，保障资金投入，配备必要的指挥装备，并定期开展应急指挥的培训和演练。

八、附则

（一）预案管理

根据实际情况的变化，国家能源局组织修订本预案。电力企业应参照本预案，制定或修订本单位电力网络安全事件应急预案，并根据企业实际情况的变化，及时修订本单位电力网络安全事件应急预案。

（二）罚则

国家能源局对不按照规定制定预案和组织开展演练，迟报、谎报、瞒报和漏报电力网络安全事件重要情况或者应急管理工作中有其他失职、渎职行为的，依照相关规定对有关责任人给予处理。

（三）与其他文件的衔接关系

因电力网络安全事件进一步引发电力安全事故（事件）的，同时按《电力安全事故应急处置和调查处理条例》《国家大面积停电事件应急预案》《电力安全事件监督管理规定》等有关规定开展事件报告、先期处置及事故调查。涉及电力关键信息基础设施的电力网络安全事件，同时按《关键信息基础设施安全保护条例》等相关规定开展处置。

（四）实施时间

本预案自印发之日起施行。

国家能源局关于加强电力安全治理 以高水平安全保障新型电力系统高质量发展的意见

（国能发安全〔2024〕90号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位：

电力安全事关国计民生和经济社会发展，是国家安全的重要组成部分。为深入贯彻习近平总书记能源安全新战略，推进完善电力安全治理体系和治理能力现代化，以高水平安全保障新型电力系统高质量发展，支撑新型能源体系建设和碳达峰碳中和目标如期实现，提出以下意见。

一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的二十大和二十届二中、三中全会精神，牢固树立总体国家安全观和以人民为中心的发展思想，统筹发展和安全，在推进电力系统高质量发展工作中，牢固树立红线意识和底线思维。坚持安全共治，统筹推进电力安全各要素全面治理，构建权责对等、各方共建共治共享的电力安全治理体系。坚持问题导向，围绕新型电力系统结构特性深刻变化、民生保障要求提升等新问题新挑战，提升源网荷储各环节安全治理能力。坚持改革赋能，推进理论创新、实践创新、机制创新、科技创新，以远近结合、标本兼治的电力安全治理系列措施增强安全治理效能。坚持依法监管，不断提升安全治理法治化水平。坚持立足行业、服务大局，将电力安全治理贯穿到党和国家工作全局各方面各环节，实现新型电力系统高质量发展和高水平安全良性互动，为中国式现代化提供充足动能。

二、健全电力安全治理体系

（一）强化组织领导体系

坚持党的全面领导，把党的领导贯穿电力安全治理各方面全过程。严格落实

中共中央办公厅、国务院办公厅印发的《地方党政领导干部安全生产责任制规定》要求，将电力安全治理工作纳入党委（党组）议事日程，定期研究重大问题。通过提升议事协调层级等方式，更好发挥全国电力安全生产委员会和省级电力安全生产委员会（专委会）作用，研究解决新型电力系统安全治理相关重大问题。各级各类电力安全生产委员会应当建立工作部署、通报督办和评价考核等工作机制，构建上下联动、互相支撑的电力安全治理组织体系。

（二）健全主体责任体系

坚持团结治网，电网调度机构要严格履行并网管理、运行控制、风险管理、技术监督等安全职责。电力企业和各类并网主体依法承担电力安全主体责任，按照谁投资、谁负责，谁运营、谁负责的原则，履行电力安全风险管控责任，保障自身设备安全可靠运行。各责任主体应通过夯实物理基础、强化安全管理、加强科技创新等方式，按照技术规定提升系统友好能力，承担涉网安全义务，协同打造共同而有区别的新型电力系统安全责任体系。

（三）健全监督管理体系

按照管行业必须管安全、管业务必须管安全、管生产经营必须管安全的原则，推动明确行业监管、区域监管与地方监管职责。完善电力安全监管权责清单，健全跨部门安全监管信息共享和联合监管工作机制，推动形成齐抓共管、各司其职的安全监管格局。进一步落实跨区输电、跨省大坝、点对网送电等建设运行模式下对调度管理、运行维护、信息报送、事故调查的安全监管责任。

（四）完善政策法规体系

开展政策法规适应性评估，以保障新型电力系统安全高质量发展为目标，形成“立改废释”清单并推动落实。加快《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（国务院令 599 号）修订，健全完善特高压输电、配电网安全管理和电力设施安全防护等制度规范，针对性补强系统安全评估、新型并网主体涉网安全等监督管理政策措施。加强安全治理跨行业协同，推动在自然资源、森林消防、交通运输、市政建设等相关领域政策法规的制修订中充分考虑电力行业重大风险防范要求。

（五）优化标准规范体系

强化对标准工作的顶层设计和统筹谋划，推动成立电力安全治理标准委员会，健全以强制性标准为主体、推荐性标准为补充、国行企团地各级标准协调发展的电力安全治理标准体系。重点梳理涉网管理、运行控制、设备运维、网络安全等与电力安全强相关的标准规范清单，在规划设计阶段针对重点地区、特殊场景合理提升设防标准，对不符合灾害防控标准的既有设施进行改造或迁移，尽可能规避电力安全事故风险。建立反事故措施整改评估机制，强化各项措施落实，及时推动行业反事故措施重点条款向标准转化。

三、增强电力安全治理能力

（一）提升大电网风险管控能力

进一步加强新型电力系统安全特性研究，推进新能源涉网模型库统一管理与参数开放，掌握高比例可再生能源、高比例电力电子设备接入电力系统、特高压交直流混联运行的稳定机理和运行特征。强化规划阶段电网安全稳定计算分析，通过优化电源布局、完善电网结构、强化电网合理分区运行及黑启动能力等措施提升电网安全韧性，支持服务大型新能源基地规划建设，从源头消减大面积停电安全风险和隐患。

充分发挥系统运行方式分析在风险评估和控制中的牵头抓总作用，提升大电网风险态势感知能力，科学安排运行方式，保持合理网架强度与安全裕度。动态开展稳控策略和控制限额核算，持续巩固和完善电力系统安全防御“三道防线”。健全大电网稳定破坏风险专项管控机制，围绕多回直流同时故障、重要输电通道全停、关键枢纽变电站（换流站）全停、负荷中心电压失稳、安控系统不正确动作等系统性重大风险，“一案一策”落实风险管控措施，确保大电网安全稳定运行。

（二）强化配电网风险管控能力

健全配电网安全运行风险管控机制，推动大电网安全风险识别、监视、控制体系向配电网延伸。深化有源配电网运行风险管控，加强并网管理，规范新能源涉网控制保护配置。完善配电网调度运行机制，推动各电压等级分布式新能源实

现“可观、可测、可调、可控”，提升配电网资源调配、故障处理和用户供电快速恢复能力。加强设备双向重过载、电压越限等风险智能监视与预警，做好分布式电源出力及电压管控。建立基于运行风险的网架动态完善机制，针对性补强薄弱环节。

强化城中村、偏远农村地区薄弱区段及县域大范围停电风险管控，结合乡村全面振兴电力安全治理需求，强化农村电力供应新要素接入风险管控，健全新要素并网调度、安全施工、运行维护等标准规范要求，全力保障民生用电安全可靠和惠民工程安全落地。

（三）提升发电侧风险管控能力

加强新工况下发电机组安全风险管控，深化火电超低排放和“三改联动”机组安全管理，重点强化延寿运行、应急转备用等新场景以及深度调峰、频繁启停、快速爬坡、绿色低碳燃料掺烧等新工况下安全风险管控，补强风险监测手段，细化检修运维策略，优化机组调度运行方式，持续降低机组非停受阻水平。加强发电厂全停隐患排查治理，建立完善供煤、供水、供气、核电冷源等环节隐患排查及防范机制，避免非电因素引发全厂停电事故。加强新能源及新型储能等新型并网主体涉网安全管理，通过提升涉网安全性能、加强涉网参数管理、优化并网接入服务、强化并网运行管理等措施，提升调度机构并网安全管理水平。

完善水电站大坝防汛调度、安全定期检查、安全注册登记、信息化建设等制度，加强病险大坝的除险加固和隐患排查治理。加强水电站大坝安全监测、风险分析和隐患治理，强化高坝大库、抽蓄电站安全性评估能力。

（四）强化用电侧涉网风险管控能力

加强用户侧涉网风险管控，电网企业严格开展用户接入系统的安全性审查，督促用户按标准配置继电保护和安全自动装置，落实电网低频低压减负荷等稳定控制要求，按规定开展接入谐波评估和谐波治理，深入评估用户侧站内设备故障等威胁电网安全的风险，对用户提出管控要求。调度机构加强用户涉网控制保护配置及参数的技术监督，指导用户合理制定相关运行方式及参数，督促用户落实各项反事故措施要求，引导用户积极参与需求侧响应，提升系统安全调节能

力。地方电力主管部门应建立用户侧涉网风险治理机制，组织用户落实风险管控措施，消除安全隐患。

（五）加强设备安全管理和工程质量监督能力

加强设备质量安全监督管理，推动电力设备质量跨部门联合监管机制有效运转，加强联合执法。将设备可靠性指标、质量监督检查报告等纳入电力设备质量安全风险监测平台、国家能源局资质和信用系统，实现信息共享和风险联合监测。探索建立设备质量安全“黑名单”和重大缺陷电力设备“召回”制度，落实设备质量安全风险闭环管控。围绕设备可靠性提升、防灾减灾建设等方向，推进电力设备大规模更新改造。

进一步完善电力建设工程质量监督管理制度和分类监督管理机制，明确监督职责、方式、范围等要求。实施高标准、最严格的电力工程质量管理，严防工程质量安全隐患导致电力安全事故发生。

（六）深化电力监控系统安全防护能力

落实电力监控系统安全防护有关法规要求，严格管控电力监控系统的安全分区部署，重点加强新并网主体、新业务形态的分区管控，根据发展规模和新技术应用，及时优化调整分区防护策略、落实整改措施，杜绝违规分区。强化电力监控系统供应链安全与内生安全，优先采用安全可信产品，推广供应链全环节可信管理措施，增强产业链供应链风险防控能力，打造自主可控、安全可靠的电力网信基础设施供应链，加强漏洞隐患闭环管控；落实系统本体安全加固要求，通过开发设计与配置等手段构建系统内生安全属性，逐步建立系统本体安全免疫能力。建立健全电力监控系统网络安全监测预警机制，丰富监测采集手段，扩展监测覆盖范围，进一步提高网络安全态势感知水平和应急处置能力。

（七）加强电力应急能力

健全电力行业应急指挥协调机制，优化中央与地方分级响应机制，明确各级各类突发事件响应程序。完善应急预案体系，修订国家及各级政府大面积停电事件应急预案，将新型并网主体纳入应急组织体系。电力企业应充分考虑分布式电源对配电网的支撑作用，修编完善应急预案和现场处置方案，进一步加强与各级

政府应急预案的衔接。加强气象信息和自然灾害风险监测，提高临灾预报预警和应急响应联动能力。建立应急处置后评估及反馈机制，指导电力企业与重要用户科学提升防灾减灾救灾能力。增强跨区域联合处置能力，依托国家级电力应急基地和研究中心，加快开展适应新型电力系统的应急救援力量规模、布局、装备配备和基础设施建设。健全京津冀、长三角、粤港澳大湾区等跨区应急救援资源共享及联合处置机制，提升重点区域突发事件的协同应对实战能力。

四、完善电力安全治理措施

（一）坚持统一调度

严肃调度纪律，各类并网主体应依法依规履行涉网安全责任，服从调度管理。调度机构严格落实标准规程要求，科学安排运行方式、强化定值及涉网参数管理、实施调控运行，杜绝违章作业，确保电网安全稳定运行。细化对水风光储多能互补、流域水电综合开发等新业态调度管理要求，厘清调管界面。提升主配网一体化安全高效协同管理能力，增强海量新型并网主体调控能力，推动新型并网主体纳入调度管理范畴。深化电网调度运行与电力市场交易组织的衔接，严格开展安全校核，保障市场环境下电力系统的安全可控。

（二）深化双重预防机制

深化电力安全风险分级管控，健全适用于新型电力系统的风险识别、定级、监视和控制等全过程管控机制，将新型并网主体纳入风险管控范畴，明确各方风险管控责任。充分认识新技术应用风险的不确定性和复杂性，从新技术研发阶段开始建立安全风险全过程评估管控机制，建立面向全行业的新技术安全风险监测和报告制度，有效管控新技术研发应用给电力系统安全稳定运行带来的风险。

强化电力安全隐患排查治理，研究出台新型电力系统重大事故隐患判定标准，建立健全覆盖全行业的电力重大事故隐患数据库，从规划设计、建设施工、设备运维各环节开展隐患整治，严格落实重大事故隐患挂牌督办机制，确保重大隐患动态清零。

（三）加强技术监督

国家能源局及其派出机构、地方政府电力管理部门应健全完善电力行业技术

监督体系，积极培育电力行业技术服务市场，有效发挥市场化技术监督对电力安全的支撑作用。电力企业及相关电力用户应建立健全技术监督组织机构、制度标准，配备满足技术监督要求的人员、装备及相关资源，规范开展本单位技术监督工作。夯实涉网技术监督机制，电网调度机构应按规定落实涉网安全技术监督管理职责，定期开展涉网安全检查与指导，加强调管范围内电力企业及相关电力用户二次系统、监控系统技术监督工作。

（四）健全协同和联动机制

持续深化源网协同，完善并网电厂涉网安全管理联席会议机制和网络安全联席会议机制，加强电网调度机构与电力企业、各并网主体的风险协同管控。深化跨部门联动，将关键枢纽变电站、换流站等重大基础设施电力安全风险管控纳入联防联控机制，加强与公安、住建、应急、自然资源、林草、气象等部门的协同，定期会商研判，有效管控并消除外力破坏、山火、极端天气、地质灾害等重大风险隐患。

（五）坚持科技兴安

推动电力安全相关基础理论、重大技术和装备攻关，加快先进技术示范和推广应用，为新型电力系统安全稳定运行提供有力支撑。主动融入安全科技产业创新生态，推动电力安全科技创新、产业创新的深度融合，加快电力安全科技创新成果转化应用。积极适应新型电力系统数字化智能化发展趋势，推动研究人工智能技术在电力系统应用进程中存在的安全风险、责任划分及监管原则，全面提升电力安全快速感知、实时监测、超前预警和安全评估能力，通过强化技术手段从源头消除安全风险与隐患。

（六）推进文化育安

树立“和谐守规、安全共治”新型电力系统安全文化理念，搭建电力安全文化宣教平台，创新工作理念和传播形式，构建电力安全文化新形态。强化面向基层的宣传引导，电力企业应加强对新型并网主体投资者、运营者电力安全文化的宣教培训，将电力安全政策法规和安全知识宣传融入日常供电服务工作，延伸到基层、拓展到各个单位、覆盖到广大群众，提升全社会人员的电力安全意识。

加强电力设施保护宣传，坚持集中性宣传教育与经常性宣传教育相结合，建立全社会联合参与的电力设施保护机制，通过人防、物防、技防相结合方式加强预控，严厉打击破坏行为，营造群众监督、社会支持的保护格局。

五、提升电力安全监督管理效能

（一）严格安全监管执法

加强电力安全执法检查，完善执法程序规定，规范通报、约谈制度。完善安全生产执法信息公开制度，建立电力安全信息共享平台，及时发布执法信息。健全以安全信用为核心的新型监管机制，加快推进电力安全监管数字化智能化工程建设，探索创新非现场等监管模式。

（二）加强安全信息管理

严格电力安全信息报送工作，针对新形势、新业态持续完善信息报送要求，建立电力安全信息快报、续报、核报、详报机制，分层分级规范开展电力安全信息报送，对迟报、漏报、瞒报、谎报的情况要依法依规严肃追责处理。健全电力安全风险隐患和事故等基础数据和信息共享机制，依托行业组织建立电力安全基础数据平台，统一数据采集存储和统计分析标准，分级分类开放共享电力安全基础数据与信息，提升全行业风险预防预控能力。

（三）依法依规开展事故调查

严格电力安全事故调查，国家能源局及其派出机构应依法依规组织开展电力安全事故和运行过程中发生的电力设备事故调查处理，严格按照《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（国务院令第 599 号）和《生产安全事故报告和调查处理条例》（国务院令第 493 号）明确的事故调查权限开展事故调查，不得以任何理由不开展调查，或者随意降低事故调查组织的等级。建立电力安全执法法律顾问制度，提升执法的规范性。建立健全事故调查后评估和责任倒查机制，对事故发生单位和有关人员落实事故防范和整改措施的情况进行监督检查，对拒不整改或消极应对的有关单位和个人，应当按照有关规定追究责任。

（四）提升安全监督管理水平

建立电力安全监管干部专业知识定期培训机制，创新学习方式方法，提升监

管干部的专业技术水平和防范化解风险能力。定期举行法律知识培训，树立法治理念、法治思维，提高依法行政能力，全面履行法定职责。按规定配备安全监管执法装备及现场执法车辆，建立电力安全专家库，完善安全监管执法支撑体系。

国家能源局各派出机构要牵头建立政府、企业、社会多方参与的电力安全治理支撑体系，定期研究解决重点问题和重大风险，确保安全治理目标任务顺利完成。各相关部门及单位要加强组织领导，密切协调配合，制定实施方案，分解落实任务。国家能源局各派出机构和各级地方政府有关部门要加强常态化监管和专项监管，发现问题及时督促整改、确保闭环。电力企业要加强任务实施情况的动态监测和总结评估，及时分析存在问题，提出改进建议，确保重点任务及时落地见效。

国家能源局

2024年11月20日

国家能源局综合司关于加强发电机组检修安全管理的通知

（国能综通安全〔2024〕23号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位：

当前，全国发电机组春季检修逐步进入高峰，尤其是煤电机组检修作业环节多、现场工作面多、外包队伍多、参与人员多，安全风险居高不下。为进一步加强发电机组检修安全管理，防范遏制各类事故发生，现将有关要求通知如下。

一、严格落实企业主体责任

各电力企业要深入贯彻落实习近平总书记关于安全生产重要指示批示精神，牢固树立安全发展理念，切实履行安全生产主体责任。主要负责人要全面落实安全生产第一责任人的各项职责，其他负责人和各级管理人员要严格履行岗位职责，深刻汲取近年来发电领域事故教训，深刻认识当前电力系统转型过程中面临的各类问题，制定落实针对性强的管控措施和检修方案，深入排查机组检修期间安全风险和设备隐患，堵塞安全管理漏洞，防范遏制各类事故发生。

二、加大作业过程安全管控力度

各电力企业要科学安排检修计划，合理确定检修工期，认真开展技术交底和安全交底，全面辨识评估作业风险隐患，做好高空、临边、动火、带电、有限空间、起重等危险性较大的分部分项工程专项方案编制、审查和现场执行，严格落实两票三制，完善安全保护和现场监护等措施。要加强备品备件质量管控和作业工器具安全管理，确保满足相关技术规定要求。要加强检修消缺作业现场巡查检查，及时发现并严肃处理“三违”行为。

三、加强风险辨识和隐患排查

各电力企业要根据近年来发电领域安全生产事故事件整改要求和重大风险

隐患排查整治情况，结合机组类型、检修规模、工艺、流程等特点，综合分析检修事故易发区域、环节、时段等规律，全面加强检修作业风险辨识和隐患排查。严格检修重要节点质量见证验收，按要求开展修后各项试验，实现“应修必修、修必修好”；重点关注超超临界发电机组汽轮机高中压主汽阀、调阀间断性卡涩、严密性不合格、关闭时间超标、裂纹漏气、涂层脱落等风险隐患；加强燃煤机组锅炉烟风道、除尘器、脱硝催化剂装置、渣仓、粉仓料斗（含灰斗）、输煤栈桥等重点设备设施的钢结构、支吊架、承重焊接部位强度复核；排查燃煤发电厂贮灰场大坝安全评估工作开展情况；电力行业危化品重大危险源排查整治情况，比如尿素替代液氨改造、熔盐储热等新业态项目风险辨识等。

四、强化外包安全管理

各电力企业要将检修外包队伍纳入本企业安全管理体系，实行统一管理、统一考核，严格审查外包队伍人员的资质、能力和安全生产历史业绩等条件，从源头上消除安全隐患。加强外包安全教育培训，针对不同岗位的作业人员明确相应的培训方式，增强外包人员安全意识和专业技能，提高培训成效。要加强外包作业现场管理，采用信息化、智能化、大数据等技术手段，全程掌握外包队伍和人员遵守安全生产规定、落实安全管理要求等情况。在中长期外包队伍中要安排自有员工参与专（兼）职安全管理工作，监督外包单位落实各项管控措施和安全技术交底要求，杜绝“以包代管、包而不管”。

各派出机构、地方各级电力管理部门要加强对发电企业、特别是发生事故的企业检修作业的监督检查，对责任落实不到位、现场管理混乱、风险隐患突出的企业及其人员，要采取约谈、通报、停工停产、行政处罚等监管措施从严从快处理，提升发电机组健康水平，保障电力系统安全稳定运行。

国家能源局综合司

2024年3月4日

国家能源局综合司关于进一步加强水电站安全生产工作的通知

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委，各派出机构，大坝安全监察中心、电力可靠性和质监中心，全国电力安委会各企业成员单位：

1月25日，国家能源集团大渡河公司吉牛水电站厂房漏水淹至发电机夹层，造成1号机组停机，无人员伤亡。事发时2号机组刚刚完成检修，处于备用状态。事后现场检查发现2号机组配水环管进入门损坏，固定螺栓断裂。当前正值岁末年初，也是各水电站开展枯水期检修作业的高峰期，安全风险叠加、事故易发多发。为深入贯彻落实习近平总书记关于安全生产重要论述精神，进一步加强水电站安全生产工作，防范遏制各类事故发生，现提出如下要求。

一是落实主体责任。水电站大坝安全事关人民群众重大生命安全，不容有失。各电力企业要清醒认识当前安全生产形势，树牢“人民至上、生命至上”思想，守住安全底线，切实担负起安全生产主体责任。企业主要负责人作为本单位安全生产第一责任人，要高度重视水电站安全生产工作，务必抓好抓实，大力提升水电站运行安全水平。

二是整治风险隐患。各电力企业要高度重视水电站大坝安全提升专项行动要求，高质量完成各项任务；要借助此次专项行动所发现的问题，举一反三，抓好整改；要重点检查大坝注册定检问题整改、重大灾害隐患治理、大坝安全监测和信息报送、闸门启闭设备和应急电源管理等情况；要高度重视检修作业管理，严格执行相关规章制度、标准规范和操作流程。

三是强化教育培训。各电力企业要加强安全生产教育培训，加强典型案例警示教育，及时通报行业内外事故事件，剖析问题根源，对照检查自身薄弱环节，及时补齐短板弱项；要加强对外包项目、外委队伍等外来人员的安全培训，督促其遵守本单位安全管理规定，了解安全生产风险隐患；坚决杜绝安全教育弄虚作假、搞形式走过场现象。

四是开展专项检查。各电力企业要坚持问题导向，对输水系统的输水隧洞、压力钢管等过流承压设备安全运行情况开展专项检查，及时发现并消除安全隐

患；要按照水电站大坝安全提升专项行动要求，认真开展输水系统安全鉴定；对于发现的问题要及时彻底整改，整改不力的要严肃问责。

五是加强监管执法。各派出机构要紧盯水电站大坝安全提升专项行动排查整治阶段发现的各类问题隐患，督促企业逐项整改销号，做到责任不落实不放过、问题不解决不放过、整改不到位不放过、行业未受到警示不放过。地方各级政府电力管理部门要严格按照“三个必须”原则要求，落实电力安全属地管理责任，加强对电力企业的监督检查，督促指导企业落实主体责任，加强和改进安全生产工作。

国家能源局综合司

2024年1月29日

九、电力监管与信息公开

电力监管条例

中华人民共和国国务院令

(第 432 号)

《电力监管条例》已经 2005 年 2 月 2 日国务院第 80 次常务会议通过，现予公布，自 2005 年 5 月 1 日起施行。

总 理 温家宝

二〇〇五年二月十五日

电力监管条例

第一章 总 则

第一条 为了加强电力监管，规范电力监管行为，完善电力监管制度，制定本条例。

第二条 电力监管的任务是维护电力市场秩序，依法保护电力投资者、经营者、使用者的合法权益和社会公共利益，保障电力系统安全稳定运行，促进电力事业健康发展。

第三条 电力监管应当依法进行，并遵循公开、公正和效率的原则。

第四条 国务院电力监管机构依照本条例和国务院有关规定，履行电力监管和行政执法职能；国务院有关部门依照有关法律、行政法规和国务院有关规定，履行相关的监管职能和行政执法职能。

第五条 任何单位和个人对违反本条例和国家有关电力监管规定的行为有权向电力监管机构和政府有关部门举报，电力监管机构和政府有关部门应当及时处理，并依照有关规定对举报有功人员给予奖励。

第二章 监管机构

第六条 国务院电力监管机构根据履行职责的需要，经国务院批准，设立派出机构。国务院电力监管机构对派出机构实行统一领导和管理。

国务院电力监管机构的派出机构在国务院电力监管机构的授权范围内，履行电力监管职责。

第七条 电力监管机构从事监管工作的人员，应当具备与电力监管工作相适应的专业知识和业务工作经验。

第八条 电力监管机构从事监管工作的人员，应当忠于职守，依法办事，公正廉洁，不得利用职务便利谋取不正当利益，不得在电力企业、电力调度交易机构兼任职务。

第九条 电力监管机构应当建立监管责任制度和监管信息公开制度。

第十条 电力监管机构及其从事监管工作的人员依法履行电力监管职责，有关单位和人员应当予以配合和协助。

第十一条 电力监管机构应当接受国务院财政、监察、审计等部门依法实施的监督。

第三章 监管职责

第十二条 国务院电力监管机构依照有关法律、行政法规和本条例的规定，在其职责范围内制定并发布电力监管规章、规则。

第十三条 电力监管机构依照有关法律和国务院有关规定，颁发和管理电力业务许可证。

第十四条 电力监管机构按照国家有关规定，对发电企业在各电力市场中所占份额的比例实施监管。

第十五条 电力监管机构对发电厂并网、电网互联以及发电厂与电网协调运行中执行有关规章、规则的情况实施监管。

第十六条 电力监管机构对电力市场向从事电力交易的主体公平、无歧视开放的情况以及输电企业公平开放电网的情况依法实施监管。

第十七条 电力监管机构对电力企业、电力调度交易机构执行电力市场运行规则的情况，以及电力调度交易机构执行电力调度规则的情况实施监管。

第十八条 电力监管机构对供电企业按照国家规定的电能质量和供电服务质量标准向用户提供供电服务的情况实施监管。

第十九条 电力监管机构具体负责电力安全监督管理工作。国务院电力监管机构经商国务院发展改革部门、国务院安全生产监督管理部门等有关部门后，制订重大电力生产安全事故处置预案，建立重大电力生产安全事故应急处置制度。

第二十条 国务院价格主管部门、国务院电力监管机构依照法律、行政法规和国务院的规定，对电价实施监管。

第四章 监管措施

第二十一条 电力监管机构根据履行监管职责的需要，有权要求电力企业、电力调度交易机构报送与监管事项相关的文件、资料。

电力企业、电力调度交易机构应当如实提供有关文件、资料。

第二十二条 国务院电力监管机构应当建立电力监管信息系统。电力企业、电力调度交易机构应当按照国务院电力监管机构的规定将与监管相关的信息系统接入电力监管信息系统。

第二十三条 电力监管机构有权责令电力企业、电力调度交易机构按照国家有关电力监管规章、规则的规定如实披露有关信息。

第二十四条 电力监管机构依法履行职责，可以采取下列措施，进行现场检查：

- （一）进入电力企业、电力调度交易机构进行检查；
- （二）询问电力企业、电力调度交易机构的工作人员，要求其有关检查事项作出说明；
- （三）查阅、复制与检查事项有关的文件、资料，对可能被转移、隐匿、损毁的文件、资料予以封存；
- （四）对检查中发现的违法行为，有权当场予以纠正或者要求限期改正。

第二十五条 依法从事电力监管工作的人员在进行现场检查时，应当出示有效执法证件；未出示有效执法证件的，电力企业、电力调度交易机构有权拒绝检查。

第二十六条 发电厂与电网并网、电网与电网互联，并网双方或者互联双方达不成协议，影响电力交易正常进行的，电力监管机构应当进行协调；经协调仍不能达成协议的，由电力监管机构作出裁决。

第二十七条 电力企业发生电力生产安全事故，应当及时采取措施，防止事故扩大，并向电力监管机构和其他有关部门报告。电力监管机构接到发生重大电力生产安全事故报告后，应当按照重大电力生产安全事故处置预案，及时采取处置措施。电力监管机构按照国家有关规定组织或者参加电力生产安全事故的调查处理。

第二十八条 电力监管机构对电力企业、电力调度交易机构违反有关电力监管的法律、行政法规或者有关电力监管规章、规则，损害社会公共利益的行为及其处理情况，可以向社会公布。

第五章 法律责任

第二十九条 电力监管机构从事监管工作的人员有下列情形之一的，依法给予行政处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任：

- （一）违反有关法律和国务院有关规定颁发电力业务许可证的；
- （二）发现未经许可擅自经营电力业务的行为，不依法进行处理的；
- （三）发现违法行为或者接到对违法行为的举报后，不及时进行处理的；
- （四）利用职务便利谋取不正当利益的。

电力监管机构从事监管工作的人员在电力企业、电力调度交易机构兼任职务的，由电力监管机构责令改正，没收兼职所得；拒不改正的，予以辞退或者开除。

第三十条 违反规定未取得电力业务许可证擅自经营电力业务的，由电力监管机构责令改正，没收违法所得，可以并处违法所得5倍以下的罚款；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第三十一条 电力企业违反本条例规定，有下列情形之一的，由电力监管机构责令改正；拒不改正的，处 10 万元以上 100 万元以下的罚款；对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分；情节严重的，可以吊销电力业务许可证：

- （一）不遵守电力市场运行规则的；
- （二）发电厂并网、电网互联不遵守有关规章、规则的；
- （三）不向从事电力交易的主体公平、无歧视开放电力市场或者不按照规定公平开放电网的。

第三十二条 供电企业未按照国家规定的电能质量和供电服务质量标准向用户提供供电服务的，由电力监管机构责令改正，给予警告；情节严重的，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分。

第三十三条 电力调度交易机构违反本条例规定，不按照电力市场运行规则组织交易的，由电力监管机构责令改正；拒不改正的，处 10 万元以上 100 万元以下的罚款；对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分。

电力调度交易机构工作人员泄露电力交易内幕信息的，由电力监管机构责令改正，并依法给予处分。

第三十四条 电力企业、电力调度交易机构有下列情形之一的，由电力监管机构责令改正；拒不改正的，处 5 万元以上 50 万元以下的罚款，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任：

- （一）拒绝或者阻碍电力监管机构及其从事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文件、资料的；
- （三）未按照国家有关电力监管规章、规则的规定披露有关信息的。

第三十五条 本条例规定的罚款和没收的违法所得，按照国家有关规定上缴国库。

第六章 附 则

第三十六条 电力企业应当按照国务院价格主管部门、财政部门的有关规定缴纳电力监管费。

第三十七条 本条例自 2005 年 5 月 1 日起施行。

电力市场监管办法（2024）

中华人民共和国国家发展和改革委员会令

（第 18 号）

《电力市场监管办法》已经 2024 年 4 月 8 日第 10 次委务会议审议通过，现予公布，自 2024 年 6 月 1 日起施行。

主任：郑栅洁

2024 年 4 月 12 日

电力市场监管办法

第一章 总则

第一条 为了维护电力市场秩序，保障电力市场的统一、开放、竞争、有序，按照《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》《中共中央 国务院关于加快建设全国统一大市场的意见》有关精神，根据《电力监管条例》和有关法律、行政法规，制定本办法。

第二条 本办法适用于中华人民共和国境内的电力市场监管。

第三条 国家能源局依照本办法和国务院有关规定，履行全国电力市场监管职责。国家能源局派出机构负责辖区内的电力市场监管。

各有关部门和单位按职责分工做好电力市场监管相关工作。

第四条 电力市场监管依法进行，并遵循公开、公正和效率的原则。

第五条 电力市场监管的对象为电力市场成员。电力市场成员应当自觉遵守有关电力市场的法规、规章。

电力市场成员包括电力交易主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等。

电力交易主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电企业、电力用户、储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等。电网企业按照国家有关规定对暂未直接参与

电力市场交易的用户实施代理购电时，可视为电力交易主体。

电力市场运营机构是指电力交易机构、电力调度机构。

第六条 任何单位和个人对违反本规定的行为有权向国家能源局及其派出机构（以下简称电力监管机构）举报，电力监管机构应当及时处理，并为举报人保密。

第二章 监管内容

第七条 电力监管机构对电力市场成员的下列情况实施监管：

- （一）履行电力系统安全义务的情况；
- （二）进入和退出电力市场的情况；
- （三）参与电力市场交易资质的情况；
- （四）执行电力市场运行规则的情况；
- （五）进行交易和电费结算的情况；
- （六）披露信息的情况；
- （七）执行国家标准、行业标准的情况；
- （八）平衡资金管理和资金使用的情况。

第八条 除本办法第七条所列情况外，电力监管机构还对发电企业的下列情况实施监管：

- （一）在各电力市场中所占份额的比例；
- （二）新增装机、兼并、重组、股权变动或者租赁经营的情况；
- （三）不正当竞争、串通报价和违规交易行为；
- （四）执行调度指令的情况；
- （五）执行与售电企业、电力用户签订有关合同的情况。

第九条 除本办法第七条所列情况外，电力监管机构还对电网企业的下列情况实施监管：

- （一）公平、无歧视开放电网和提供输配电服务的情况；
- （二）电网互联的情况；

- (三) 所属或者关联发电企业的发电情况；
- (四) 所属或者关联售电企业参与市场交易的情况；
- (五) 执行输配电价格的情况；
- (六) 对有偿辅助服务补偿的情况；
- (七) 代理购电的情况；
- (八) 按照国家规定的电能质量和供电服务质量标准向用户提供供电服务的情况。

第十条 除本办法第七条所列情况外，电力监管机构还对售电企业、电力用户、储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等参与批发电力市场交易行为中的不正当竞争、串通报价和其他违规交易行为实施监管。

对拥有配电网运营权的售电企业还应当按照第九条相关条款实施监管。

第十一条 除本办法第七条所列情况外，电力监管机构还对电力市场运营机构的下列情况实施监管：

- (一) 公开、公平、公正地实施电力调度的情况；
- (二) 执行电力调度规则的情况；
- (三) 按照电力市场运行规则组织电力市场交易的情况；
- (四) 对电力市场实施干预的情况；
- (五) 对电力市场技术支持系统建设、维护、运营和管理的情况；
- (六) 执行市场限价的情况；
- (七) 履行市场风险防控职责的情况。

第十二条 电力监管机构对售电企业、电力用户履行与发电企业签订有关合同的情况进行监管。

第三章 电力市场运行规则

第十三条 国家发展改革委、国家能源局依法组织制定电力市场运行规则。

电力市场运行规则包括电力市场运行基本规则及配套的市场准入注册、交易组织、计量结算、信用管理、信息披露等相关规则、细则。

第十四条 有下列情形之一的，应当修订电力市场运行规则：

- （一）法律或者国家政策发生重大调整的；
- （二）电力市场运行环境发生重大变化的；
- （三）电力市场成员提出修订意见和建议，电力监管机构、地方政府有关部门认为确有必要的；
- （四）电力监管机构、地方政府有关部门认为必要的其他情形。

第十五条 制定或者修订电力市场运行规则时，应当充分听取电力市场成员、相关利益主体和社会有关方面的意见。

第四章 电力市场注册管理

第十六条 电力市场实行注册管理制度。进入或者退出电力市场应当办理相应的注册手续。电力交易机构具体负责电力市场注册管理工作。

第十七条 电力交易主体进入电力市场，应当向电力交易机构提出注册申请。注册完成后，方可参与电力市场交易。

第十八条 电力交易主体办理市场注册应当提供与申请事项有关的经济、技术、安全等信息。

第十九条 电力交易主体办理注册信息变更或者市场退出，应当按照电力市场运行规则的规定，向电力交易机构提出申请。经审核后，方可变更信息或者退出市场。

第二十条 电力交易机构应当按照电力市场运行规则规定的程序和时限，办理注册手续。注册审核情况应当向电力交易主体公布。

第五章 电力市场干预与中止

第二十一条 电力市场运营机构应当对电力市场运行情况进行监控和风险防范，按照有关规定定期向电力监管机构提交市场监控分析报告。

第二十二條 电力市场运营机构为保证电力市场安全运营，依照电力市场运行规则，可以进行市场干预。电力市场运营机构进行市场干预应当向电力交易主体公布干预原因。

第二十三條 有下列情形之一的，电力市场运营机构可以进行市场干预：

- （一）电力系统出力不足，无法保证电力市场正常运行的；
- （二）电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
- （三）电力市场技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等发生故障导致交易无法正常进行的；
- （四）地方政府有关部门、电力监管机构做出中止电力市场决定的；
- （五）地方政府有关部门、电力监管机构规定的其他情形。

第二十四條 有下列情形之一的，地方政府有关部门、电力监管机构可以做出中止电力市场的决定，并向电力市场成员公布中止原因：

- （一）电力市场未按照规则运行和管理的；
- （二）电力市场运行规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的；
- （三）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
- （四）电力市场技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等发生重大故障，导致交易长时间无法进行的；
- （五）因不可抗力不能竞价交易的；
- （六）电力监管机构规定的其他情形。

第二十五條 干预或者中止电力市场时，电力市场交易的方式按照电力市场运行规则执行。

第二十六條 干预或者中止电力市场期间，电力市场运营机构应当采取措施保证电力系统安全，记录干预或者中止过程，并向电力监管机构报告。电力监管机构应当向电力市场成员公布干预或中止过程。

第六章 电力市场争议处理

第二十七条 电力交易主体之间、电力交易主体与电力市场运营机构之间因电力市场交易发生争议，由电力监管机构依法协调。其中，因履行合同发生的争议，可以由电力监管机构按照电力争议调解的有关规定进行调解。

第二十八条 电力交易主体、电力市场运营机构对电力监管机构处理决定不服的，可以依法申请行政复议或者提起行政诉讼。

第七章 信息公开与披露

第二十九条 电力监管机构对电力企业、电力市场运营机构违反有关电力监管的法律、行政法规或者有关电力监管规章、规则，损害社会公共利益的行为及其处理情况，可以向社会公布。

第三十条 电力市场成员应当按照有关规定，及时、真实、准确和完整地披露有关信息。

第三十一条 电力监管机构、电力市场成员不得泄露影响公平竞争的交易秘密。

第八章 监管措施

第三十二条 电力监管机构可以依照《电力监管条例》等法律、法规规定的监管措施对相关电力企业、电力市场运营机构进行监管，并作出相应处理。

第三十三条 电力监管机构履行监管职责时，有权要求电力市场运营机构将与监管相关的信息系统接入电力监管信息系统。电力监管机构可以按照监管需要，聘请第三方机构对电力市场运营机构进行电力市场业务专业评估。第三方机构应当承担保密义务。

第三十四条 电力监管机构可以对电力交易主体不履约、滥用市场支配地位操纵市场价格、未按照规定披露信息等失信行为按照有关规定作出处理，依法依规纳入信用体系，归集至能源行业信用信息平台，实施与其失信程度相对应的分

级分类监管。

第九章 法律责任

第三十五条 电力监管机构从事监管工作的人员违反有关规定的，依照《电力监管条例》第二十九条的规定处理。

第三十六条 电力市场成员违反本办法规定，有下列情形之一的，依照《电力监管条例》第三十一条的规定处理：

- （一）未按照规定办理电力市场注册手续的；
- （二）提供虚假注册资料的；
- （三）未履行电力系统安全义务的；
- （四）有关设备、设施不符合国家标准、行业标准的；
- （五）行使市场操纵力的；
- （六）有不正当竞争、串通报价等违规交易行为的；
- （七）不执行调度指令的；
- （八）发电厂并网、电网互联不遵守有关规章、规则的。

第三十七条 电网企业未按照国家规定的电能质量和供电服务质量标准向用户提供供电服务的，依照《电力监管条例》第三十二条的规定处理。

第三十八条 电力市场运营机构违反本办法规定，有下列情形之一的，依照《电力监管条例》第三十三条的规定处理：

- （一）未按照规定办理电力市场注册的；
- （二）未按照电力市场运行规则组织电力市场交易的；
- （三）未按照规定公开、公平、公正地实施电力调度的；
- （四）未执行电力调度规则的；
- （五）未按照规定对电力市场进行干预的；
- （六）泄露电力交易内幕信息的。

第三十九条 电力企业、电力市场运营机构未按照本办法和电力市场运行规则的规定披露有关信息的，依照《电力监管条例》第三十四条的有关规定处理。

第十章 附则

第四十条 国家能源局派出机构应当根据本办法制定实施办法，报国家能源局备案。

第四十一条 本办法由国家发展改革委、国家能源局解释。

第四十二条 本办法自2024年6月1日起施行。2005年10月13日发布的《电力市场监管办法》（原国家电力监管委员会令第11号）同时废止。

电力企业信息报送规定（2024）

中华人民共和国国家发展和改革委员会令

（第 13 号）

《电力企业信息报送规定》已经 2024 年 2 月 5 日第 9 次委务会议审议通过，现予公布，自 2024 年 4 月 1 日起施行。

主任：郑栅洁

2024 年 2 月 8 日

电力企业信息报送规定

第一章 总 则

第一条 为了加强电力监管，规范电力企业、电力调度机构、电力交易机构信息报送行为，维护电力市场秩序，根据《电力监管条例》，制定本规定。

第二条 电力企业、电力调度机构、电力交易机构向国家发展改革委、国家能源局及其派出机构、省级政府主管部门报送与监管事项相关的文件、资料，适用本规定。

第三条 电力企业、电力调度机构、电力交易机构报送信息遵循真实、及时、完整的原则。

第四条 国家能源局及其派出机构根据电力企业、电力调度机构、电力交易机构报送的信息，对电力企业、电力调度机构、电力交易机构依法从事电力业务的情况实施监管。

第二章 报送内容

第五条 从事发电业务的企业应当报送下列信息：

（一）企业基本情况；

- （二）签订和履行并网调度协议、购售电合同的情况；
- （三）上网电价情况；
- （四）电力市场交易情况；
- （五）燃料购入、消耗、库存情况；
- （六）煤电等电源项目纳入规划核准、开工、投产情况；
- （七）电力安全生产情况；
- （八）国家能源局及其派出机构要求报送的其他信息。

第六条 从事输电业务的企业应当报送下列信息：

- （一）企业基本情况、企业生产经营情况；
- （二）电网结构情况，网内发电装机分布和容量情况；
- （三）签订和履行购售电合同的情况；
- （四）执行输电电价情况；
- （五）输电成本构成及其变动情况；
- （六）输电通道运行情况；
- （七）电费结算情况；
- （八）可再生能源电力消纳量完成情况；
- （九）电力安全生产情况；
- （十）国家能源局及其派出机构要求报送的其他信息。

第七条 从事供电业务的企业应当报送下列信息：

- （一）企业基本情况；
- （二）提供供电服务的情况；
- （三）提供电力社会普遍服务的情况；
- （四）执行配电电价、销售电价的情况；
- （五）供电成本构成及其变动情况；
- （六）电力安全生产情况；
- （七）国家能源局及其派出机构要求报送的其他信息。

第八条 电力调度机构应当报送下列信息：

- (一) 电力系统运行情况；
- (二) 电力供需形势情况；
- (三) 执行电力市场运行规则、电力调度规则和电网运行情况的情况；
- (四) 电力现货市场、电力辅助服务市场运行情况（含跨区跨省交易）；
- (五) 电力并网运行管理、电力辅助服务管理情况；
- (六) 签订和履行并网调度协议的情况；
- (七) 电力安全生产情况；
- (八) 国家能源局及其派出机构要求报送的其他信息。

第九条 电力交易机构应当报送下列信息：

- (一) 执行电力市场运行规则情况；
- (二) 电力中长期市场运行情况（含跨区跨省交易）；
- (三) 电力市场结算、清算情况；
- (四) 电力市场信息披露情况；
- (五) 国家指令性计划、政府间框架协议执行情况；
- (六) 国家能源局及其派出机构要求报送的其他信息。

第三章 报送程序

第十条 国家能源局省级派出机构（以下简称省级派出机构）辖区内的电力企业、省级电力调度机构、省级电力交易机构向省级派出机构、省级政府主管部门报送信息。省级派出机构汇总后报国家能源局。

未设立省级派出机构的省、自治区、直辖市范围内的电力企业、省级电力调度机构、省级电力交易机构，向国家能源局区域派出机构（以下简称区域派出机构）、省级政府主管部门报送信息。

第十一条 中国南方电网有限责任公司、国家电网公司所属区域电网公司、区域电力调度机构向区域派出机构报送信息。

第十二条 区域派出机构汇总本辖区内的信息，报国家发展改革委、国家能源局。

第十三条 中央电力企业、国家电力调度机构向国家发展改革委、国家能源局报送信息。

第十四条 电力企业、电力调度机构、电力交易机构应当指定具体负责信息报送的机构和人员，并报国家能源局及其派出机构备案。

第十五条 电力企业、电力调度机构、电力交易机构报送信息，应当经本单位负责的主管人员审核、签发，重要信息应当经主要负责人签发。

第四章 报送方式

第十六条 国家能源局及其派出机构根据电力企业、电力调度机构、电力交易机构报送信息的内容，确定具体的报送形式和期限。

第十七条 电力企业、电力调度机构、电力交易机构应当按照有关规定，通过信函、电报、电传、传真、电子数据交换和电子邮件等方式报送信息。

第十八条 电力企业、电力调度机构、电力交易机构报送信息应当按照有关规定，填报报表、提交报告或者提供有关材料。

第十九条 电力企业、电力调度机构、电力交易机构报送信息应当符合下列期限要求：

- （一）日报应当在下一日 12 时前报出；
- （二）周报或者旬报应当在下一周或者下一旬的第 2 个工作日前报出；
- （三）月报应当在下一月的 8 日前报出；
- （四）季报应当在下一季度的第 12 日前报出；
- （五）年报快报应当在下一年的 1 月 20 日前报出；
- （六）年报应当在下一年的 3 月 20 日前报出。

电力企业、电力调度机构、电力交易机构应当按照国家能源局的有关规定将与监管相关的信息系统接入电力监管信息系统，报送有关实时信息。

电力安全生产信息、企业财务信息的报送期限，法律、法规、规章另有规定的，从其规定。

第二十条 电力监管机构根据履行监管职责的需要，要求电力企业、电力调度机构、电力交易机构及时报送有关信息的，电力企业、电力调度机构、电力交易机构应当按照要求报送。

第二十一条 电力企业、电力调度机构、电力交易机构未能按照规定期限报送信息的，应当及时向国家能源局及其派出机构报告，并在国家能源局及其派出机构批准的期限内补报。

第五章 信息使用

第二十二条 国家能源局及其派出机构审查电力企业、电力调度机构、电力交易机构报送的信息，发现有违反电力监管法规、规章情形的，应当责令其改正并按照有关规定做出处理。

第二十三条 国家能源局及其派出机构审查电力企业、电力调度机构、电力交易机构报送的信息，发现电力企业、电力调度机构、电力交易机构在安全生产、成本管理、服务质量等方面存在问题的，应当对其提出整改建议。

第二十四条 国家能源局及其派出机构整理、分析电力企业、电力调度机构、电力交易机构报送的信息，适时向社会公开。

第六章 监督管理

第二十五条 国家能源局及其派出机构建立电力企业报送信息的内部管理制度，明确工作程序、职责分工和责任。国家发展改革委、国家能源局及其派出机构、省级政府主管部门工作人员应当严格遵守保密纪律，保守在监管工作中知悉的国家秘密、商业秘密。

第二十六条 国家能源局及其派出机构对电力企业、电力调度机构、电力交易机构报送信息的情况进行监督检查。

第二十七条 国家能源局及其派出机构通过网站等媒介定期通报电力企业、电力调度机构、电力交易机构信息报送情况，对在信息报送工作中表现突出的单位和人员给予表彰。

第二十八条 电力企业、电力调度机构、电力交易机构未按照本规定报送信息的，由国家能源局及其派出机构责令其改正；情节严重的，给予通报批评。

第二十九条 电力企业、电力调度机构、电力交易机构提供虚假信息或者隐瞒重要事实的，依照《电力监管条例》有关规定处理。

第七章 附 则

第三十条 国家能源局派出机构根据本规定制定实施办法，报国家能源局批准后执行。

第三十一条 本规定自 2024 年 4 月 1 日起施行。原 2005 年 11 月 30 日发布的《电力企业信息报送规定》（原国家电力监管委员会令第 13 号）同时废止。

供电监管办法（2024 修订）

（2009 年 11 月 26 日电监会令第 27 号发布 自 2010 年 1 月 1 日起施行 根据 2024 年 1 月 4 日国家发展和改革委员会令第 11 号《国家发展改革委关于修改部分规章的决定》修订）

供电监管办法

第一章 总 则

第一条 为了加强供电监管，规范供电行为，维护供电市场秩序，保护电力使用者的合法权益和社会公共利益，根据《电力监管条例》和国家有关规定，制定本办法。

第二条 国家能源局依照本办法和国家有关规定，履行全国供电监管和行政执法职能。

国家能源局派出机构（以下简称派出机构）负责辖区内供电监管和行政执法工作。

第三条 供电监管应当依法进行，并遵循公开、公正和效率的原则。

第四条 供电企业应当依法从事供电业务，并接受国家能源局及其派出机构（以下简称电力监管机构）的监管。供电企业依法经营，其合法权益受法律保护。

本办法所称供电企业是指依法取得电力业务许可证、从事供电业务的企业。

第五条 任何单位和个人对供电企业违反本办法和国家有关供电监管规定的行为，有权向电力监管机构投诉和举报，电力监管机构应当依法处理。

第二章 监管内容

第六条 电力监管机构对供电企业的供电能力实施监管。

供电企业应当加强供电设施建设，具有能够满足其供电区域内用电需求的供电能力，保障供电设施的正常运行。

第七条 电力监管机构对供电企业的供电质量实施监管。

在电力系统正常的情况下，供电企业的供电质量应当符合下列规定：

- （一）向用户提供的电能质量符合国家标准或者电力行业标准；
- （二）城市地区年供电可靠率不低于 99%，城市居民用户受电端电压合格率不低于 95%，10 千伏以上供电用户受电端电压合格率不低于 98%；
- （三）农村地区年供电可靠率和农村居民用户受电端电压合格率符合派出机构的规定。派出机构有关农村地区年供电可靠率和农村居民用户受电端电压合格率的规定，应当报国家能源局备案。

第八条 电力监管机构对供电企业设置电压监测点的情况实施监管。

供电企业应当按照下列规定选择电压监测点：

- （一）35 千伏专线供电用户和 110 千伏以上供电用户应当设置电压监测点；
- （二）35 千伏非专线供电用户或者 66 千伏供电用户、10(6、20)千伏供电用户，每 10000 千瓦负荷选择具有代表性的用户设置 1 个以上电压监测点，所选用户应当包括对供电质量有较高要求的重要电力用户和变电站 10 (6、20)千伏母线所带具有代表性线路的末端用户；
- （三）低压供电用户，每百台配电变压器选择具有代表性的用户设置 1 个以上电压监测点，所选用户应当是重要电力用户和低压配电网的首末两端用户。

供电企业应当按照国家有关规定选择、安装、校验电压监测装置，监测和统计用户电压情况。监测数据和统计数据应当及时、真实、完整，并按照要求及时报送电力监管机构。

第九条 电力监管机构对供电企业保障供电安全的情况实施监管。

供电企业应当坚持安全第一、预防为主、综合治理的方针，遵守有关供电安全的法律、法规和规章，加强供电安全管理，建立、健全供电安全责任制度，完善安全供电条件，维护电力系统安全稳定运行，依法处置供电突发事件，保障电力稳定、可靠供应。

供电企业应当按照国家有关规定加强重要电力用户安全供电管理，指导重要电力用户配置和使用自备应急电源，建立自备应急电源基础档案数据库。

供电企业发现用电设施存在安全隐患，应当及时告知用户采取有效措施进行治理。用户应当按照国家有关规定消除用电设施安全隐患。用电设施存在严重威胁电力系统安全运行和人身安全的隐患，用户拒不治理的，供电企业可以按照国家有关规定对该用户中止供电。

第十条 电力监管机构对供电企业履行电力社会普遍服务义务的情况实施监管。

供电企业应当按照国家规定履行电力社会普遍服务义务，依法保障任何人能够按照国家规定的价格获得最基本的供电服务。

第十一条 电力监管机构对供电企业办理用电业务的情况实施监管。供电企业应当按照国家规定的流程、时限等要求为用户提供便捷高效的用电报装服务。

第十二条 电力监管机构对供电企业向用户受电工程提供服务的情况实施监管。

供电企业应当对用户受电工程建设提供必要的业务咨询和技术标准咨询；对用户受电工程进行中间检查和竣工检验，应当执行国家有关标准；发现用户受电设施存在故障隐患时，应当及时一次性书面告知用户并指导其予以消除；发现用户受电设施存在严重威胁电力系统安全运行和人身安全的隐患时，应当指导其立即消除，在隐患消除前不得送电。

第十三条 电力监管机构对供电企业实施停电、限电或者中止供电的情况进行监管。

在电力系统正常的情况下，供电企业应当连续向用户供电。需要停电或者限电的，应当符合下列规定：

（一）因供电设施计划检修需要停电的，供电企业应当提前 7 日公告停电区域、停电线路、停电时间；

（二）因供电设施临时检修需要停电的，供电企业应当提前 24 小时公告停电区域、停电线路、停电时间；

（三）因电网发生故障或者电力供需紧张等原因需要停电、限电的，供电企

业应当按照所在地人民政府批准的有序用电方案或者事故应急处置方案执行。

引起停电或者限电的原因消除后，供电企业应当尽快恢复正常供电。

供电企业对用户中止供电应当按照国家有关规定执行。

供电企业对重要电力用户实施停电、限电、中止供电或者恢复供电，应当按照国家有关规定执行。

第十四条 电力监管机构对供电企业处理供电故障的情况实施监管。

供电企业应当建立完善的报修服务制度，公开报修电话，保持电话畅通，24 小时受理供电故障报修。

供电企业应当迅速组织人员处理供电故障，尽快恢复正常供电。供电企业工作人员到达现场抢修的时限，自接到报修之时起，城区范围不超过 60 分钟，农村地区不超过 120 分钟，边远、交通不便地区不超过 240 分钟。因天气、交通等特殊原因无法在规定时间内到达现场的，应当向用户做出解释。

第十五条 电力监管机构对供电企业履行紧急供电义务的情况实施监管。

因抢险救灾、突发事件需要紧急供电时，供电企业应当及时提供电力供应。

第十六条 电力监管机构对供电企业处理用电投诉的情况实施监管。

供电企业应当建立用电投诉处理制度，公开投诉电话。对用户的投诉，供电企业应当自接到投诉之日起 10 个工作日内提出处理意见并答复用户。

供电企业应当在供电营业场所设置公布电力服务热线电话和电力监管投诉举报电话的标识，该标识应当固定在供电营业场所的显著位置。

第十七条 电力监管机构对供电企业执行国家有关电力行政许可规定的情况实施监管。

供电企业应当遵守国家有关供电营业区、供电业务许可和承装（修、试）电力设施许可等规定。

第十八条 电力监管机构对供电企业公平、无歧视开放供电市场的情况实施监管。

供电企业不得从事下列行为：

- （一）无正当理由拒绝用户用电申请；

(二)对趸购转售电企业符合国家规定条件的输配电设施,拒绝或者拖延接入系统;

(三)违反市场竞争规则,以不正当手段损害竞争对手的商业信誉或者排挤竞争对手;

(四)对用户受电工程指定设计单位、施工单位和设备材料供应单位;

(五)其他违反国家有关公平竞争规定的行为。

第十九条 电力监管机构对供电企业执行国家规定的电价政策和收费标准的情况实施监管。

供电企业应当严格执行国家电价政策,按照国家核准电价或者市场交易价,依据计量检定机构依法认可的用电计量装置的记录,向用户计收电费。

供电企业不得自定电价,不得擅自变更电价,不得擅自在电费中加收或者代收国家政策规定以外的其他费用。

供电企业不得自立项目或者自定标准收费;对国家已经明令取缔的收费项目,不得向用户收取费用。

供电企业应用户要求对产权属于用户的电气设备提供有偿服务时,应当执行政府定价或者政府指导价。没有政府定价和政府指导价的,参照市场价格协商确定。

第二十条 电力监管机构对供电企业签订供用电合同的情况实施监管。

供电企业应当按照国家有关规定,遵循平等自愿、协商一致、诚实信用的原则,与用户、趸购转售电单位签订供用电合同,并按照合同约定供电。

第二十一条 电力监管机构对供电企业执行国家规定的成本规则的情况实施监管。

供电企业应当按照国家有关成本的规定核算成本。

第二十二条 电力监管机构对供电企业信息公开的情况实施监管。

供电企业应当按照国家有关规定,采取便于用户获取的方式,公开供电服务信息。供电企业公开信息应当真实、及时、完整。

供电企业应当方便用户查询下列信息:

- （一）用电报装信息和办理进度；
- （二）用电投诉处理情况；
- （三）其他用电信息。

第二十三条 电力监管机构对供电企业报送信息的情况实施监管。

供电企业应当按照《电力企业信息报送规定》向电力监管机构报送信息。供电企业报送信息应当真实、及时、完整。

第二十四条 电力监管机构对供电企业执行国家有关节能减排和环境保护政策的情况实施监管。

供电企业应当减少电能输送和供应环节的损失和浪费。

供电企业应当严格执行政府有关部门依法作出的对淘汰企业、关停企业或者环境违法企业采取停限电措施的决定。未收到政府有关部门决定恢复送电的通知，供电企业不得擅自对政府有关部门责令限期整改的用户恢复送电。

第二十五条 电力监管机构对供电企业实施电力需求侧管理的情况实施监管。

供电企业应当按照国家有关电力需求侧管理规定，采取有效措施，指导用户科学、合理和节约用电，提高电能使用效率。

第三章 监管措施

第二十六条 电力监管机构根据履行监管职责的需要，可以要求供电企业报送与监管事项相关的文件、资料，并责令供电企业按照国家规定如实公开有关信息。

电力监管机构应当对供电企业报送信息和公开信息的情况进行监督检查，发现违法行为及时处理。

第二十七条 供电企业应当按照电力监管机构的规定将与监管相关的信息系统接入电力监管信息系统。

第二十八条 电力监管机构依法履行职责，可以采取下列措施，进行现场检查：

- (一) 进入供电企业进行检查；
- (二) 询问供电企业的工作人员，要求其对有关检查事项作出说明；
- (三) 查阅、复制与检查事项有关的文件、资料，对可能被转移、隐匿、损毁的文件、资料予以封存；
- (四) 对检查中发现的违法行为，可以当场予以纠正或者要求限期改正。

第二十九条 电力监管机构可以在用户中依法开展供电满意度调查等供电情况调查，并向社会公布调查结果。

第三十条 供电企业违反国家有关供电监管规定的，电力监管机构应当依法查处并予以记录；造成重大损失或者重大影响的，电力监管机构可以对供电企业的主管人员和其他直接责任人员依法提出处理意见和建议。

第三十一条 电力监管机构对供电企业违反国家有关供电监管规定，损害用户合法权益和社会公共利益的行为及其处理情况，可以向社会公布。

第四章 罚 则

第三十二条 电力监管机构从事监管工作的人员违反电力监管有关规定，损害供电企业、用户的合法权益以及社会公共利益的，依照国家有关规定追究其责任；应当承担纪律责任的，依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第三十三条 供电企业违反本办法第六条规定，没有能力对其供电区域内的用户提供供电服务并造成严重后果的，电力监管机构可以吊销电力业务许可证，指定其他供电企业供电。

第三十四条 供电企业违反本办法第七条、第八条、第九条、第十条、第十一条、第十二条、第十三条、第十四条、第十五条、第十六条、第二十一条、第二十四条规定的，由电力监管机构责令改正，给予警告；情节严重的，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分。

第三十五条 供电企业违反本办法第十八条规定，由电力监管机构责令改正，拒不改正的，处 10 万元以上 100 万元以下罚款；对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分；情节严重的，可以吊销电力业务许可证。

第三十六条 供电企业违反本办法第十九条规定的，电力监管机构可以责令改正并向有关部门提出行政处罚建议。

第三十七条 供电企业有下列情形之一的，由电力监管机构责令改正；拒不改正的，处5万元以上50万元以下罚款，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任：

（一）拒绝或者阻碍电力监管机构及其从事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文件、资料的；

（三）未按照国家有关电力监管规章、规则的规定公开有关信息的。

第三十八条 对于违反本办法并造成严重后果的供电企业主管人员或者直接责任人员，电力监管机构可以建议将其调离现任岗位，3年内不得担任供电企业同类职务。

第五章 附 则

第三十九条 本办法所称以上、以下、不低于、不超过，包括本数。

第四十条 本办法自2010年1月1日起施行。2005年6月21日电监会发布的《供电服务监管办法（试行）》同时废止。

国家能源局关于印发《电网公平开放监管办法》的通知

（国能发监管规〔2021〕49号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、经信委（工信委、工信厅），各派出机构，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、国家能源投资集团有限公司、国家电力投资集团公司，中国长江三峡集团有限公司，国家开发投资集团有限公司，中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司，华润（集团）有限公司，中国电力建设集团有限公司、中国能源建设集团有限公司，内蒙古电力（集团）有限责任公司，各有关电力企业：

为规范电网公平开放行为，加强电网公平开放监管，保护相关各方合法权益和社会公共利益，国家能源局制定了《电网公平开放监管办法》，现印发你们，请遵照执行。

国家能源局

2021年9月29日

电网公平开放监管办法

第一章 总则

第一条 为规范电网公平开放行为，加强电网公平开放监管，保护相关各方合法权益和社会公共利益，根据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）、《电力监管条例》等有关规定，制定本办法。

第二条 本办法适用于电源接入各类电网，以及地方独立电网、增量配电网、微电网与省级及以下大电网互联工程建设项目的流程、时限、信息公开等相关工作。跨省跨区电源外送和电网互联另行规定。电网企业向电力交易主体公平无歧

视提供输配电服务适用电力市场监管相关规定。电力用户接入电网工程适用《供电监管办法》等相关规定。地方电网、增量配电网、微电网等之间的电网互联参照执行。

第三条 电源项目业主和电网企业均享有本办法规定的电网公平开放相关权利，并根据国家法律法规和本办法要求履行相应的义务。

第四条 电网公平开放应遵循以下原则：

（一）依法依规。遵守国家法律法规，满足国家、地方及行业有关政策要求和技术标准；

（二）程序规范。符合国家能源发展战略规划、电力发展规划及地方相关规划要求，加强统筹，避免重复建设，规范有序实施公平开放服务；

（三）公开透明。强化信息公开，保障电网公平开放相关企业知情权；

（四）加强监管。科学高效开展监管工作，严肃查处违法违规行为，维护公平公正的市场秩序。

第五条 国家能源局依照本办法和国家有关规定，负责全国电网公平开放监管和行政执法工作。

国家能源局派出机构负责辖区内电网公平开放监管和行政执法工作。各级地方能源主管部门负责辖区内电网公平开放涉及的电力规划、建设管理工作。

第六条 对电网企业及电源项目业主、电网互联双方违反本办法的行为，任何单位和个人有权通过 12398 能源监管热线等向国家能源局及其派出机构投诉和举报，国家能源局及其派出机构应依法及时处理。

第二章 电源接入电网

第七条 电网企业应公平无歧视地向电源项目业主提供电网接入服务，不得从事下列行为：

（一）无正当理由拒绝电源项目业主提出的接入申请，或拖延接入系统；

（二）拒绝向电源项目业主提供接入电网须知晓的输配电网的接入位置、可用容量、实际使用容量、出线方式、可用间隔数量等必要信息；

(三)对分布式发电等符合国家要求建设的发电设施,除保证电网和设备安全运行的必要技术要求外,接入适用的技术要求高于国家和行业技术标准、规范;

(四)违规收取不合理服务费用;

(五)其他违反电网公平开放的行为。

第八条 电网企业应建立电源项目接入电网工作制度,明确提供接入服务的工作部门、工作流程、工作时限,以及负责电源项目配套送出工程建设的工作部门、工作流程。

第九条 向电网企业申请接入电网的电源项目,应满足以下条件:

(一)符合国家产业政策,不属于国家《产业结构调整指导目录》中淘汰类及限制类项目;

(二)已列入政府能源主管部门批准的电力发展规划或专项规划项目,或已纳入省级及以上政府能源主管部门年度实施方案的项目;

(三)接入增量配电网的电源项目,应满足国家关于增量配电业务改革试点的相关政策。

第十条 申请接入电网的电源项目业主应向电网企业提交并网意向书等相关材料,并网意向书应包括以下内容:

(一)电源项目名称及所在地;

(二)电源项目规划及本期工程规模(本期建设总容量、机组数量、单机容量、机组类型、主要技术参数等);

(三)电源项目拟建成投产时间;

(四)电源项目的性质(公用或自备);

(五)电源项目前期工作进展情况;

(六)电源项目纳入政府能源主管部门批准的电力发展规划或专项规划,或省级及以上政府能源主管部门年度实施方案的证明文件,以及有权部门出具的核准文件、备案文件等;

(七)与电源项目并网相关的其他必要信息。

第十一条 收到电源项目并网意向书后,电网企业应于5个工作日内(对于

分布式新能源发电项目，应于2个工作日内）给予书面回复。电源项目并网意向书的内容完整性和规范性符合相关要求的，电网企业应出具受理通知书；不符合相关要求的，电网企业应出具不予受理的书面凭证，并告知其原因；需要补充相关材料的，电网企业应一次性书面告知。逾期不回复的，电网企业自收到电源项目并网意向书之日起视为已经受理。

第十二条 电源项目业主应委托具有相应资质、独立的设计单位开展电源项目接入系统设计工作（分布式新能源发电项目按相关规定执行），一般应在电源项目本体可行性研究阶段开展。电网企业应按照相关行业标准，根据接入系统设计的要求，及时一次性地提供开展接入系统设计所需的电网现状、电网规划、接入条件等基础资料。确实不能及时提供的，电网企业应书面告知电源项目业主，并说明原因。各方应按照国家有关信息安全与保密的要求，规范提供和使用有关资料。

第十三条 在接入系统设计工作完成后，电源项目业主应向电网企业提交接入系统设计报告。收到接入系统设计报告后，电网企业应于5个工作日内（对于分布式新能源发电项目，应于2个工作日内）给予书面回复。接入系统设计报告的内容完整性和规范性符合相关要求的，电网企业应出具受理通知书；不符合相关要求的，电网企业出具不予受理的书面凭证，并告知其原因；需要补充相关材料的，电网企业应一次性书面告知。逾期不回复的，自电网企业收到接入系统设计报告之日起即视为已经受理。

第十四条 电网企业受理电源项目接入系统设计报告后，应按照“公平、公开、高效、安全”的原则，根据国家和行业技术标准、规范，及时会同电源项目业主组织对接入系统设计进行研究，并向电源项目业主出具书面回复意见。

（一）接入系统电压等级为500千伏及以上的，电网企业应于40个工作日内出具书面回复意见；

（二）接入系统电压等级为110（66）~220（330）千伏的，电网企业应于30个工作日内出具书面回复意见，其中分布式新能源发电项目接入应于20个工

作日内出具书面答复意见；

（三）接入系统电压等级为 35 千伏及以下的，电网企业应于 20 个工作日内出具书面回复意见，其中分布式新能源发电项目接入应于 10 个工作日内出具答复意见。

第十五条 电网企业应按照国家有关规定依法依规组织开展接入工程相关前期工作。接入工程前期工作所需时间原则上不超过电网企业同电压等级、条件相近的其他电网工程。接入工程受规划、土地、环保等外部条件限制不可实施时，电源项目业主应重新开展接入系统方案设计。

因单方原因调整接入系统设计方案的，应商对方按照程序重新确定新的方案，相关费用原则上由调整提出方承担。

国家政策文件允许的电网企业以外其他投资方开展接入工程相关前期工作时，按照相关政策文件规定执行。

第十六条 电源项目和接入工程项目均核准（备案）后，电网企业与电源项目业主一般情况下应于 30 个工作日内（对于分布式新能源发电项目，应于 15 个工作日内）签订接网协议。接网协议应考虑电源本体和接入工程的合法建设和合理工期，内容包括电源项目本期规模、开工时间、投产时间、配套送出工程投产时间、产权分界点、电力电量计量点、并网点电能质量限值要求及控制措施、违约责任及赔偿标准等内容。

第十七条 电网企业、电源项目业主应严格执行接网协议，确保电源电网同步建成投产。因单方原因违反接网协议约定并给对方造成损失的，违约方应根据约定承担违约责任。

第十八条 对于依法核准（备案）建设的分布式新能源发电项目，电网企业应简化工作流程，提供“一站式”办理服务。经双方协商一致，在不违反法律法规及国家有关规定的情况下，可以合并优化或取消某些接入电网工作环节，进一步缩短工作时限。

第三章 电网互联

第十九条 电网企业应公平无歧视提供电网互联服务，不得从事下列行为：

- （一）无正当理由拒绝电网互联提出方提出的联网申请，或拖延联网；
- （二）拒绝向电网互联提出方提供电网互联须知晓的输配电网网络的互联位置、可用容量、实际使用容量、出线方式、可用间隔数量等必要信息；
- （三）对电网互联提出方符合国家要求建设的输配电设施，除保证电网和设备安全运行的必要技术要求外，联网适用的技术要求高于国家和行业标准、规范；
- （四）违规收取不合理服务费用；
- （五）其他违反电网公平开放的行为。

第二十条 电网企业应建立本企业电网互联相关工作制度，明确提供联网服务的工作部门、工作流程、工作时限，以及负责电网互联配套工程建设的工作部门、工作流程。

第二十一条 电网互联项目应符合政府能源主管部门批准的电网发展规划。电网互联提出方向电网企业提交联网意向书等相关材料。

收到电网互联提出方提交的联网意向书后，电网企业应于 5 个工作日内给予书面回复。纳入电网发展规划的，电网企业应出具受理通知书；未纳入电网发展规划的，电网企业应出具不予受理的书面凭证，并告知其原因；需要补充相关材料的，电网企业应一次性书面告知。逾期不回复的，电网企业自收到联网意向书之日起视为已经受理。

第二十二条 电网互联提出方应组织开展电网互联系统设计工作。在受理联网通知书出具后 20 个工作日内，电网互联双方互相向对方提供开展联网设计所需的电网现状（包括相关主变的负载率和间隔情况等）、运行方式、电网规划（包括电网投资建设方案等）、电源分布、联网条件等基础资料；不能及时提供的，应书面告知对方原因。电网企业应向电网互联提出方书面告知互联有关的技术标准和要求。双方应按照国家有关信息安全与保密的要求，规范提供和使用有关资料。

第二十三条 在电网互联系统设计工作完成后，电网互联提出方向电网企

业提交电网互联系统设计方案报告。收到电网互联系统设计方案报告后，电网企业应于5个工作日内给予书面回复。电网互联系统设计方案报告的内容完整性和规范性符合相关要求的，电网企业应出具受理通知书；不符合相关要求的，电网企业应出具不予受理的书面凭证，并告知原因；需要补充相关材料的，电网企业应一次性书面告知。逾期不回复的，电网企业自收到电网互联系统设计方案报告之日起即视为已经受理。

鼓励电网企业采用线上方式提供本办法第十一条、第十三条、第二十一条和本条前款规定的受理及回复服务。

第二十四条 电网企业受理电网互联提出方提交的电网互联系统设计方案报告后，按照“公平、公开、高效、安全”原则，根据国家和行业技术标准、规范，及时会同电网互联提出方组织对设计方案进行研究，并出具书面回复意见。

（一）电网互联系统电压等级为110（66）～220（330）千伏的，电网企业应于30个工作日内出具书面回复意见；

（二）电网互联系统电压等级为35千伏及以下的，电网企业应于20个工作日内出具书面回复意见。

双方对互联方案有争议经协商不能达成一致的，由当地省级能源主管部门会同当地国家能源局派出机构协调确定。

第二十五条 电网互联工程投资建设方应按照国家有关规定依法依规开展联网工程相关前期工作。电网互联工程受规划、土地、环保等外部条件限制不可实施时，电网互联提出方应重新开展电网互联系统设计。

因单方原因调整电网互联系统设计方案的，应商对方按照程序重新确定新的方案，相关费用原则上由调整提出方承担。

第二十六条 电网互联工程核准（备案）后，电网互联双方一般情况下应于30个工作日内签订互联协议。互联协议应包括互联工程开工时间、投产时间、产权分界点、电力电量计量点、违约责任及赔偿标准等内容。

第二十七条 电网互联双方应严格执行互联协议，确保互联工程及时建成投产。因单方原因造成投产时间迟于互联协议约定时间并给对方造成损失的，违约

方应根据约定承担违约责任。

第四章 信息公开

第二十八条 电网企业应公开电源接入制度，为电源项目业主查询相关信息提供便利，并通过门户网站等方式每月向电源项目业主公布以下信息：

（一）截至上月末配套送出工程尚未投产的电源项目列表，配套送出工程前期工作进展情况，各电源项目业主提交并网意向书、接入系统设计方案报告时间，电网企业出具相应受理通知书、接入系统方案书面回复时间；

（二）上述电源项目配套电网工程项目概况、投产计划及工程建设进度；

（三）与电网公平开放相关的其他信息。

申请接入的电源项目业主应每月向电网企业通报电源项目前期工作进展、方案变化调整情况、建设进度情况以及与电源项目接入电网相关的其他信息。

第二十九条 电网企业应公开电网互联制度，为电网互联提出方查询相关信息提供便利，并通过门户网站等方式每月向电网互联提出方公布以下信息：

（一）截至上月末联网工程尚未投产的电网互联项目列表，电网互联提出方提交联网意向书、电网互联系统设计方案报告时间，电网企业出具相应受理通知书、电网互联系统方案书面回复时间；

（二）与电网公平开放相关的其他信息。

电网互联提出方应每月向电网企业通报电网互联项目概况、前期工作进展、工程计划、建设进度以及与电网互联相关的其他信息。

第三十条 电网公平开放相关企业按照本办法第二十八条、第二十九条规定公开相关信息时，应遵守国家有关信息安全与保密要求。

第五章 监管措施

第三十一条 电网企业按照第八条、第二十条建立的相关工作制度，应在编制完成后一个月内报送国家能源局及其派出机构。上述工作制度如有更新，应于更新之日起10个工作日内另行报送。

电网企业应每季度第一个月 10 日前向国家能源局及其派出机构报送上一季度电网公平开放情况，包括各类电源接入、电网互联、信息公开等情况。

国家能源局及其派出机构根据履行监管职责的需要，可要求电网企业报送与监管事项相关的其他信息和资料。

第三十二条 国家能源局及其派出机构可采取下列现场监管措施，有关企业及其工作人员应予以配合：

（一）进入电网公平开放相关企业进行检查；

（二）询问电网公平开放相关企业的工作人员，要求其对有关检查事项作出说明；

（三）查阅、复制与检查事项有关的文件、资料和电子数据，对可能被转移、隐匿、损毁的文件、资料予以封存；

（四）通过电网公平开放相关企业数据信息系统对有关信息进行调取、分析。

现场监管时可以邀请第三方机构专家参加并提供专业意见建议。现场监管中发现的违法违规行为，国家能源局及其派出机构有权当场予以纠正或要求限期改正。

第三十三条 电网公平开放相关企业违反本办法规定的，国家能源局及其派出机构应依法查处并予以记录，可以对其采取监管约谈、限期整改、监管通报、出具警示函、行政处罚等措施，依法依规纳入不良信用记录。造成重大损失或重大影响的，国家能源局及其派出机构可对责任单位直接负责的主管人员和其他直接责任人员依法提出处理建议。

第三十四条 国家能源局及其派出机构对电网公平开放相关企业违反本办法规定、损害相关方合法权益和社会公共利益的行为及其处理情况，可适时向社会公布。

第六章 法律责任

第三十五条 国家能源局及其派出机构从事监管工作的人员违反能源监管有关规定，损害电网公平开放相关企业的合法权益或社会公共利益的，依照国家有

关规定追究其责任；构成犯罪的，依法追究其刑事责任。

第三十六条 电网企业违反本办法第二章、第三章规定，未按要求提供电源接入电网、电网互联服务的，由国家能源局及其派出机构责令限期改正；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。

第三十七条 电网企业有下列情形之一的，由国家能源局及其派出机构责令限期改正；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）拒绝或阻挠国家能源局及其派出机构从事监管工作的人员依法履行监管职责的；

（二）提供虚假或隐瞒重要事实的文件、资料的；

（三）违反本办法第四章规定，未按要求公开有关信息。

第七章 附 则

第三十八条 本办法下列用语的含义：

本办法所称电网企业是指依法取得电力业务许可证、负责电网设施运营、从事输电或配电业务的企业。

本办法所称地方独立电网是指地方独立电网企业所建设运营的电网系统；本办法所称省级及以下大电网是指国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司所建设运营的省级及以下电网系统。

（三）本办法所称电源包括常规电源、集中式新能源发电、分布式发电、储能等。常规电源是指除分布式发电外的燃煤发电、燃气发电、核电、水电等。集中式新能源发电是指除分布式发电外的风电、太阳能发电、生物质发电等。分布式发电是指在用户所在场地或附近安装，以用户侧自发自用为主、多余电量上网、且在配电网系统平衡调节为特征的发电设施或有电力输出的能量综合梯级利用多联供设施。

（四）本办法所称储能（含抽水蓄能）包括电源侧储能、电网侧储能和用户

侧储能等。电源侧储能是指装设并接入在常规电厂、风电场、光伏电站等电源厂站内部的储能设施。电网侧储能是指在专用站址建设，直接接入公用电网的储能设施。电源侧储能、电网侧储能接入电网参经常规电源接入电网。用户侧储能是指在用户内部场地或邻近建设的储能设施。用户侧储能接入电网参照分布式发电接入电网。

（五）本办法所称电网公平开放相关企业包括电网企业和电源项目业主。

第三十九条 国家能源局派出机构可依据本办法会同地方政府有关部门制订辖区实施细则。

第四十条 本办法自发布之日起施行，有效期为5年。

国家能源局关于印发《供电企业信息公开 实施办法》的通知（2021修订）

（国能发监管规〔2021〕56号）

各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司，内蒙古电力（集团）有限责任公司，有关供电企业：

为进一步规范供电企业信息公开工作，促进供电企业加大信息公开力度，提高工作透明度，保障电力用户知情权、参与权、监督权，按照国务院办公厅印发的《公共企事业单位信息公开规定制定办法》（国办发〔2020〕50号）的有关要求，国家能源局修订了《供电企业信息公开实施办法》，现印发你们，请遵照执行。

国家能源局

2021年11月23日

附件：

供电企业信息公开实施办法

第一条 为了提高供电企业工作透明度，充分发挥供电企业信息公开对人民群众生产生活和经济社会活动的服务作用，切实保障广大电力用户的知情权、参与权、监督权，根据《电力监管条例》《公共企事业单位信息公开规定制定办法》和《电力企业信息披露规定》，制定本办法。

第二条 本办法所称供电企业是指已取得供电类电力业务许可证，依法从事供电业务的企业。

第三条 供电企业信息公开应当遵循真实准确、规范及时、便民利民的原则，并对本企业发布的信息内容负责。

本办法所称供电企业信息，是指供电企业在提供公共服务过程中制作或者获取的，以一定形式记录、保存的信息。

第四条 国务院能源主管部门及其派出机构对供电企业信息公开的情况实施监管。

第五条 供电企业信息公开的内容，分为主动公开的信息和依申请公开的信息。

第六条 依法确定为国家秘密的信息，法律、行政法规禁止公开的信息，以及公开后可能危及国家安全、公共安全、经济安全、社会稳定的信息，不予公开。

涉及商业秘密、个人隐私等公开会对第三方合法权益造成损害的信息，不得公开。但是，不公开会对公共利益造成重大影响或者第三方同意公开的，应当予以公开。

本办法所称的商业秘密，是指不为公众所知悉、具有商业价值并经权利人采取相应保密措施的技术信息、经营信息等商业信息。

第七条 供电企业应当依照本办法和国家有关规定，主动公开以下与人民群众利益密切相关的信息：

（一）供电企业基本情况。企业性质、办公地址、营业场所、联系方式、供电类电力业务许可证及编号等。如有变化，应当自发生变化之日起 10 个工作日内更新；

（二）供电企业办理用电业务有关信息。各类用户办理新装、增容与变更用电性质等用电业务的工作流程、办理时限、办理环节、申请资料以及业务办理环节中涉及审核查验事项的范围、明细和依据等。如有变化，应当自发生变化之日起 10 个工作日内更新。国家另有规定的，按照规定执行；

（三）供电企业执行的电价和收费标准。供电企业向各类用户计收电费时执行的政策文件以及供电企业向用户提供有偿服务时收费的项目、标准和依据等。如有变化，应当自发生变化之日起 10 个工作日内更新；

（四）供电质量情况。包括供电可靠性、用户受电端电压合格率等政策文件和相关标准。如有变化，应当自发生变化之日起 10 个工作日内更新。电压合格率和供电可靠性指标按季度发布，供电可靠性指标应根据国家能源局统一发布的指标进行公布；

（五）停限电有关信息。包括停电区域、停电线路、停电起止时间及供电营业区有序用电方案、限电序位等信息。供电企业应按国家规定将有关情况及时公布；

（六）供电企业供电服务所执行的法律法规以及供电企业制定的涉及用户利益的有关管理制度和技术标准。如有变化，应当自发生变化之日起10个工作日内更新；

（七）供电企业供电服务承诺以及供电服务热线、12398能源监管热线等投诉渠道。供电服务热线与12398能源监管热线标识同步、同对象公开。如有变化，应当自发生变化之日起10个工作日内更新。供电企业应主动将供电服务热线号码与12398能源监管热线号码通过即时通讯软件、短信、移动客户端等渠道推送告知到用户；

（八）用户受电工程市场公平开放相关信息。供电企业执行的规范用户受电工程市场行为的政策文件和制定的相关制度文件。如有变化，应当自发生变化之日起10个工作日内更新；

（九）可开放容量有关信息。包括本地区配电网接入能力和容量受限情况，相关情况按季度更新；

（十）其他需要主动公开的信息。

第八条 供电企业应当在门户网站或移动客户端设立专门的信息公开栏目，全面、完整、集中公开本办法第七条规定的信息内容，便于公众查询和获取信息，并可通过公开栏、电子显示屏、便民资料手册、信息发布会、新闻媒体、即时通讯软件、短信等其他便于公众知晓的方式公开。

第九条 除本办法第七条规定供电企业主动公开的信息外，电力用户可以向供电企业申请获取与自身直接相关的信息。

第十条 电力用户依照本办法第九条规定向供电企业申请获取信息的，应当采用书面形式。采用书面形式确有困难的，申请人可以口头提出，由受理该申请的供电企业代为填写信息公开申请。

供电企业信息公开申请应当包括下列内容：

- (一) 申请人的姓名或者名称、身份证明、联系方式；
- (二) 申请公开的供电企业信息的名称或者便于供电企业查询的其他特征性描述；
- (三) 申请公开的供电企业信息的形式要求，包括获取信息的方式、途径；
- (四) 申请公开内容与其自身相关的描述。

第十一条 信息公开申请内容不明确的，供电企业应当给予指导和释明，并自收到申请之日起3个工作日内一次性告知申请人作出补正，说明需要补正的事项和合理的补正期限。答复期限自供电企业收到补正的申请之日起计算。申请人无正当理由逾期未补正的，视为放弃申请，供电企业不再处理该信息公开申请。

第十二条 供电企业收到信息公开申请，能够当场答复的，应当当场予以答复。

供电企业不能当场答复的，应当自收到申请之日起7个工作日内予以答复；如需延长答复期限的，应当经供电企业信息公开工作机构负责人同意，并告知申请人，延长答复的期限不得超过15个工作日。

如不能公开的，应当说明理由。

第十三条 对供电企业信息公开申请，供电企业根据下列情况分别作出答复：

- (一) 所申请公开信息已经主动公开的，告知申请人获取该信息的方式、途径；
- (二) 所申请公开信息可以公开的，向申请人提供该信息；
- (三) 供电企业依据本办法的规定决定不予公开的，告知申请人不予公开并说明理由；
- (四) 供电企业已就申请人提出的供电企业信息公开申请作出答复、申请人重复申请公开相同供电企业信息的，告知申请人不予重复处理。

第十四条 申请公开的信息中含有不应当公开或者不属于供电企业信息的内容，但是能够作区分处理的，供电企业应当向申请人提供可以公开的供电企业信息内容，并对不予公开的内容说明理由。

第十五条 申请人以供电企业信息公开申请的形式进行信访、投诉、举报、

供电服务查询等活动，供电企业应当告知申请人不作为供电企业信息公开申请处理并可以告知通过相应渠道提出。

申请人提出的申请内容为要求供电企业提供报刊、书籍等公开出版物的，供电企业可以告知获取的途径。

第十六条 供电企业依申请提供信息的，不得向申请人收取费用，国家另有规定的除外。供电企业不得通过其他组织、个人以有偿服务的方式提供信息。

第十七条 供电企业应当编制并公布信息公开指南和目录，如有变动应同步更新。

信息公开指南应当包括信息的分类、获取方式、信息公开工作机构的名称、办公地址、办公时间、联系电话、传真号码、电子邮箱等内容。

信息公开目录，应当包括信息索引、名称、内容概要、生成日期等内容。

第十八条 供电企业应当建立健全信息公开咨询机制，设置信息公开咨询窗口。咨询窗口设置以 95598 等供电服务热线为主，也可设立网站互动交流平台、接受现场咨询等。信息公开咨询原则上应即时办理，不能即时回复的，应当在 3 个工作日内予以回复。

第十九条 供电企业应当建立健全信息发布保密审查机制，明确审查的责任和程序，依照国家相关法律法规以及有关规定对拟公开的信息进行保密审查和管理。

第二十条 供电企业应每年 3 月底前编写上一年度信息公开年报，并在其门户网站上发布，同时按要求报国务院能源主管部门派出机构。

第二十一条 供电企业未按照本办法规定公开有关信息的，由国务院能源主管部门及其派出机构责令改正，拒不改正的，按照《供电监管办法》给予行政处罚。

第二十二条 公民、法人或者其他组织认为供电企业不依法履行信息公开义务的，可以通过信函、邮件或 12398 能源监管热线等方式向国务院能源主管部门及其派出机构申诉。

国务院能源主管部门及其派出机构应当依法依规及时处理申诉事项。信息公

开申诉事项的处理应当参照 12398 能源监管热线投诉举报处理有关程序及时限规定。

第二十三条 本办法自发布之日起施行，有效期 5 年。

电力企业信息披露规定（2024修订）

（2005年11月30日中华人民共和国国家电力监管委员会令第14号发布 根据2024年1月4日国家发展和改革委员会令第11号《国家发展改革委关于修改部分规章的决定》修正）

电力企业信息披露规定

第一章 总则

第一条 为了加强电力监管，规范电力企业、电力调度交易机构的信息披露行为，维护电力市场秩序，根据《电力监管条例》，制定本规定。

第二条 电力企业、电力调度交易机构披露有关电力建设、生产、经营、价格和服务等方面的信息，适用本规定。

第三条 电力企业、电力调度交易机构披露信息遵循真实、及时、透明的原则。

第四条 国家电力监管委员会及其派出机构（以下简称电力监管机构）对电力企业、电力调度交易机构如实披露有关信息的情况实施监管。

第二章 披露内容

第五条 从事发电业务的企业应当向电力调度交易机构披露下列信息：

- （一）发电机组基础参数；
- （二）新增或者退役发电机组、装机容量；
- （三）机组运行检修情况；
- （四）机组设备改造情况；
- （五）火电厂燃料情况或者水电厂来水情况；
- （六）电力市场运行规则要求披露的信息；
- （七）电力监管机构要求披露的其他信息。

第六条 从事输电业务的企业应当向从事发电业务的企业披露下列信息：

- （一）输电网结构情况，输电线路和变电站规划、建设、投产的情况；
- （二）电网内发电装机情况；
- （三）网内负荷和大用户负荷的情况；
- （四）电力供需情况；
- （五）主要输电通道的构成和关键断面的输电能力，网内发电厂送出线的输电能力；
- （六）输变电设备检修计划和检修执行情况；
- （七）电力安全生产情况；
- （八）输电损耗情况；
- （九）国家批准的输电电价；跨区域、跨省（自治区、直辖市）电能交易输电电价；大用户直购电输配电价；国家批准的收费标准；
- （十）发电机组、直接供电用户并网接入情况，电网互联情况；
- （十一）电力监管机构要求披露的其他信息。

第七条 从事供电业务的企业应当向电力用户披露下列信息：

- （一）国家规定的供电质量标准；
- （二）国家批准的配电电价、销售电价和收费标准；
- （三）用电业务的办理程序；
- （四）停电、限电和事故抢修处理情况；
- （五）用电投诉处理情况；
- （六）电力监管机构要求披露的其他信息。

第八条 电力调度机构应当向从事发电业务的企业披露下列信息：

- （一）电网结构情况，并网运行机组技术性能等基础资料，新建或者改建发电设备、输电设备投产运行情况；
- （二）电网安全运行的主要约束条件，电网重要运行方式的变化情况；
- （三）发电设备、重要输变电设备的检修计划和执行情况；
- （四）年度电力电量需求预测和电网中长期运行方式，电网年度分月负荷预

测；电网总发电量、最高最低负荷和负荷变化情况；年、季、月发电量计划安排和执行情况；

（五）跨区域、跨省（自治区、直辖市）电力电量交换年、季、月计划及执行情况；

（六）并网发电厂机组的上网电量、年度合同电量和其他电量完成情况，发电利用小时数；实行峰谷分时电价的，各机组峰、谷、平段发电量情况；

（七）并网发电厂执行调度指令、调度纪律情况，发电机组非计划停运情况，提供调峰、调频、无功调节、备用等辅助服务的情况；

（八）并网发电厂运行考核情况，考核所得电量、资金的使用情况；

（九）电力市场运行基本规则要求披露的有关信息；

（十）电力监管机构要求披露的其他信息。

第九条 电力交易机构应当向从事发电业务的企业披露下列信息：

（一）电力市场规则、电力市场交易制度等信息；

（二）市场暂停、中止、重新启动等情况；

（三）市场日历、交易公告信息；

（四）市场注册和管理情况；

（五）各类合同电量的交易组织、执行和结算情况，偏差电量考核以及有关费用分摊、返还情况，电网代理购电情况；

（六）并网发电主体上网电量、发电利用小时数情况，电量结算依据和服务提供情况；

（七）跨区域、跨省（自治区、直辖市）电力电量交换、电价执行和费用结算情况；

（八）其他公告信息，包括信息披露报告、违规行为通报、市场干预情况等；

（九）电力市场运行基本规则要求披露的有关信息；

（十）电力监管机构要求披露的其他信息。

第十条 电力监管机构根据电力企业、电力调度机构、电力交易机构披露信息的范围和内容，确定相应的披露方式和期限。

第三章 披露方式

第十一条 电力监管机构根据电力企业、电力调度机构、电力交易机构披露信息的范围和内容，确定相应的披露方式和期限。

第十二条 电力企业、电力调度机构、电力交易机构披露信息可以采取下列方式：

- （一）门户网站及其子网站，电力市场技术支持系统、媒体公众号等；
- （二）报刊、广播、电视等媒体；
- （三）信息发布会；
- （四）简报、公告；
- （五）便于及时披露信息的其他方式。

第十三条 电力企业、电力调度机构、电力交易机构披露信息应当保证所披露信息的真实性、及时性、完整性，并方便相关电力企业和用户获取。

第十四条 电力企业、电力调度机构、电力交易机构应当指定具体负责信息披露的机构和人员，公开咨询电话和电子咨询邮箱，并报电力监管机构备案。

第四章 监督管理

第十五条 电力监管机构对电力企业、电力调度机构、电力交易机构披露信息的情况进行监督检查。电力监管机构根据工作需要，对电力企业、电力调度机构、电力交易机构披露信息的情况进行不定期抽查，并将抽查情况向社会公布。

第十六条 电力监管机构每年对在信息披露工作中取得突出成绩的单位和个人给予表彰。

第十七条 电力企业、电力调度机构、电力交易机构未按照本规定披露有关信息或者披露虚假信息的，由电力监管机构给予批评，责令改正；拒不改正的，处5万元以上50万元以下的罚款，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分。

第五章 附则

第十八条 国家能源局区域监管局根据本规定制定实施办法，报国家能源局批准后施行。

第十九条 本规定自2006年1月1日起施行。

国家能源局关于印发《电力市场信息披露基本规则》的通知

（国能发监管〔2024〕9号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，天津、内蒙古、辽宁、上海、重庆、四川、甘肃、广西工业和信息化主管部门，北京市城市管理委员会，各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，北京、广州电力交易中心，各相关发电企业、电力交易中心：

为贯彻落实党中央、国务院进一步深化电力体制改革、加快建设全国统一大市场的有关精神，统一全国电力市场信息披露机制，进一步满足市场经营主体信息需求，维护市场经营主体合法权益，国家能源局研究制定了《电力市场信息披露基本规则》，现印发给你们，请遵照执行，并转发相关市场经营主体。

附件：电力市场信息披露基本规则

国家能源局

2024年1月31日

附件：

电力市场信息披露基本规则

第一章 总 则

第一条 为贯彻落实党中央、国务院进一步深化电力体制改革、加快建设全国统一大市场的有关精神，统一全国电力市场信息披露机制，加强和规范信息披露工作，进一步满足市场经营主体信息需求，维护市场经营主体合法权益，依据《电力监管条例》（中华人民共和国国务院令 第432号）《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）《电力企业信息披露规定》等有关规定，结合电力市场实践，制定本规

则。

第二条 本规则所称电力市场包含电力中长期、现货、辅助服务市场等。

第三条 本规则所称信息披露主体包括发电企业、售电公司、电力用户、新型主体（独立储能等）、电网企业和市场运营机构。市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。

第四条 本规则所称信息披露是指信息披露主体提供、发布与电力市场相关信息的行为。

第五条 各地区根据电力市场运营情况，若存在无法满足本规则要求的信息披露内容，有关信息披露主体应向国家能源局或其派出机构书面报备。

第二章 信息披露原则和方式

第六条 信息披露应当遵循安全、真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。

第七条 信息披露主体应严格按照本规则要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第八条 电力交易机构负责电力市场信息披露的实施，以电力交易平台为基础设立信息披露平台，做好国家能源局及其派出机构、政府相关部门、市场经营主体信息披露平台登录账号运维管理工作。电力交易机构制定全国统一的信息披露标准数据格式，在保障信息安全的前提下提供数据接口服务。相关数据接口标准另行制定。

第九条 信息披露主体按照标准数据格式在信息披露平台披露信息，披露的信息保留或可供查询的时间不少于 2 年。信息披露应以结构化数据为主，非结构化信息采用 PDF 等文件格式。

第十条 电力市场信息应在信息披露平台上进行披露，在确保信息安全基础上，按信息公开范围要求，可同时通过信息发布会、交易机构官方公众号等渠道发布。

第十一条 电力市场信息按照年、季、月、周、日等周期开展披露。预测类

信息在交易申报开始前披露，运行类信息在运行日次日披露。现货未开展的地区或时期，可根据市场运行需要披露周、日信息，现货市场不结算试运行期间暂不披露现货市场相关信息。

第十二条 涉及多省业务的信息披露主体应以法人为主体披露其全量及分省信息。

第十三条 市场成员对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向电力交易机构提出，电力交易机构根据本规则规定要求相关信息披露主体予以解释及配合。

第三章 信息披露内容

第十四条 按照信息公开范围，电力市场信息分为公众信息、公开信息、特定信息三类。

- （一）公众信息：是指向社会公众披露的信息。
- （二）公开信息：是指向有关市场成员披露的信息。
- （三）特定信息：是指根据电力市场运营需要向特定市场成员披露的信息。

第一节 发电企业

第十五条 发电企业应当披露的公众信息包括：

- （一）企业全称、企业性质、所属集团、工商注册时间、统一社会信用代码、股权结构、法定代表人、电源类型、装机容量、联系方式等。
- （二）企业变更情况，包括企业更名或法定代表人变更，企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。
- （三）与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。
- （四）其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第十六条 发电企业应当披露的公开信息包括：

- （一）电厂机组信息，包括电厂调度名称、所在地市、电力业务许可证（发电类）编号、机组调度管辖关系、投运机组台数、单机容量及类型、投运日期、

接入电压等级、单机最大出力、机组出力受限的技术类型（如流化床、高背压供热）、抽蓄机组最大及最小抽水充电能力、静止到满载发电及抽水时间等。

（二）配建储能信息（如有）。

（三）机组出力受限情况。

（四）机组检修及设备改造计划。

第十七条 发电企业应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

（一）市场交易申报信息、合同信息。

（二）核定（设计）最低技术出力，核定（设计）深调极限出力，机组爬坡速率，机组边际能耗曲线，机组最小开停机时间，机组预计并网和解列时间，机组启停出力曲线，机组调试计划曲线，调频、调压、日内允许启停次数，厂用电率，热电联产机组供热信息等机组性能参数。

（三）机组实际出力和发电量、上网电量、计量点信息等。

（四）发电企业燃料供应情况、燃料采购价格、存储情况、供应风险等。

（五）发电企业批发市场月度售电量、售电均价。

（六）水电、新能源机组发电出力预测。

第二节 售电公司

第十八条 售电公司应当披露的公众信息包括：

（一）企业全称、企业性质、售电公司类型、工商注册时间、注册资本金、统一社会信用代码、股权结构、经营范围、法定代表人、联系方式、营业场所地址、信用承诺书等。

（二）企业资产信息，包括资产证明方式、资产证明出具机构、报告文号（编号）、报告日期、资产总额、实收资本总额等。

（三）从业人员信息，包括从业人员数量、职称及社保缴纳人数等。

（四）企业变更情况，包括企业更名或法定代表人变更，企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息，配电网运营资质变化等。

(五) 售电公司年报信息，内容包括但不限于企业基本情况、持续满足市场准入条件情况、财务情况、经营状况、业务范围、履约情况、重大事项，信用信息、竞争力等。

(六) 售电公司零售套餐产品信息。

(七) 与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

(八) 其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第十九条 售电公司应当披露的公开信息包括：

(一) 履约保函、保险缴纳金额、有效期等信息。

(二) 拥有配电网运营权的售电公司应当披露电力业务许可证（供电类）编号、配电网电压等级、配电区域、配电价格等信息。

(三) 财务审计报告（如有）。

第二十条 售电公司应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

(一) 市场交易申报信息。

(二) 与代理用户签订的购售电合同信息或者协议信息。

(三) 与发电企业签订的交易合同信息。

(四) 售电公司批发侧月度结算电量、结算均价。

(五) 可参与系统调节的响应能力和响应方式等。

第三节 电力用户

第二十一条 电力用户应当披露的公众信息包括：

(一) 企业全称、企业性质、行业分类、用户类别、工商注册时间、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、经营范围、所属行业等。

(二) 企业变更情况，包括企业更名或法定代表人变更，企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。

(三) 与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

(四) 其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第二十二条 电力用户应当披露的公开信息包括：

（一）企业用电类别、接入地市、用电电压等级、自备电源（如有）、变压器报装容量以及最大需量等。

（二）配建储能信息（如有）。

第二十三条 电力用户应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

（一）市场交易申报信息。

（二）与发电企业、售电公司签订的购售电合同信息或协议信息。

（三）企业用电信息，包括用电户号、用电户名、结算户号、用电量及分时用电数据、计量点信息等。

（四）可参与系统调节的响应能力和响应方式等。

（五）用电需求信息，包括月度、季度、年度的用电需求安排。

（六）大型电力用户计划检修信息。

第四节 新型主体

第二十四条 独立储能应当披露的公众信息包括：

（一）企业全称、企业性质、额定容量、工商注册时间、统一社会信用代码、股权结构、经营范围、法定代表人、联系方式等。

（二）企业变更情况，包括企业更名或法定代表人变更，企业增减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。

（三）与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

（四）其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第二十五条 独立储能应当披露的公开信息包括：

（一）调度名称、调度管辖关系、投运日期、接入电压等级、机组技术类型（电化学、压缩空气等）、所在地市。

（二）满足参与市场交易的相关技术参数，包括额定充（放）电功率、额定充（放）电时间、最大可调节容量、最大充放电功率、最大持续充放电时间等。

第二十六条 独立储能应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

（一）市场交易申报信息、合同信息。

(二) 性能参数类信息，包括提供调峰、调频、旋转备用等辅助服务的持续响应时长，最大最小响应能力、最大上下调节功（速）率、充放电爬坡速率等。

(三) 计量信息，包括户名、发电户号、用电户号、结算户号、计量点信息、充放电电力电量等信息。

第二十七条 虚拟电厂、负荷聚合商等其他新型主体信息披露要求根据市场发展需要另行明确。

第五节 电网企业

第二十八条 电网企业应当披露的公众信息包括：

(一) 企业全称、企业性质、工商注册时间、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式、供电区域等。

(二) 与其他市场经营主体之间的股权关联关系信息。

(三) 政府定价信息，包括输配电价、政府核定的输配电线损率、各类政府性基金及其他市场相关收费标准等。

(四) 代理购电信息，包括代理购电电量及构成、代理购电电价及构成、代理购电用户分电压等级电价及构成等。

(五) 其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第二十九条 电网企业应当披露的公开信息包括：

(一) 电力业务许可证（输电类、供电类）编号。

(二) 发电机组装机、电量及分类构成（含独立储能）情况。

(三) 年度发用电负荷实际情况。

(四) 全社会用电量及分产业用电量信息（转载披露）。

(五) 年度电力电量供需平衡预测及实际情况。

(六) 输变电设备建设、投产情况。

(七) 市场经营主体电费违约总体情况。

(八) 需求响应执行情况。

第三十条 电网企业应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

（一）向电力用户披露历史用电数据、用电量等用电信息。

（二）经电力用户授权同意后，应允许市场经营主体获取电力用户历史用电数据、用电量等信息。

第六节 市场运营机构

第三十一条 市场运营机构应当披露的公众信息包括：

（一）电力交易机构全称、工商注册时间、股权结构、统一社会信用代码、法定代表人、服务电话、办公地址、网站网址等。

（二）电力市场公开适用的法律法规、政策文件、规则细则类信息，包括交易规则、交易相关收费标准，制定、修订市场规则过程中涉及的解释性文档等。

（三）业务标准规范，包括注册流程、争议解决流程、负荷预测方法和流程、辅助服务需求计算方法、电网安全校核规范、电力市场服务指南、数据通讯格式规范等。

（四）信用信息，包括市场经营主体电力交易信用信息（经政府部门同意）、售电公司违约情况等。

（五）电力市场运行情况，包括市场注册、交易总体情况。

（六）强制或自愿退出且公示生效后的市场经营主体名单。

（七）市场结构情况，可采用 HHI、Top-m 等指标。

（八）市场暂停、中止、重新启动等情况。

（九）其他政策法规要求向社会公众披露的信息。

第三十二条 市场运营机构应当披露的公开信息包括：

（一）报告信息，包括信息披露报告等定期报告、经国家能源局派出机构或者地方政府电力管理部门认定的违规行为通报、市场干预情况、电力现货市场第三方校验报告、经审计的收支总体情况（收费的电力交易机构披露）等。

（二）交易日历，包括多年、年、月、周、多日、日各类交易安排。

（三）电网主要网络通道示意图。

（四）约束信息，包括发输变电设备投产、检修、退役计划，关键断面输电

通道可用容量，省间联络线输电可用容量，必开必停机组名单及总容量，开停机不满最小约束时间机组名单等。

（五）参数信息，包括市场出清模块算法及运行参数、价格限值、约束松弛惩罚因子、节点分配因子及其确定方法、节点及分区划分依据和详细数据等。

（六）预测信息，包括系统负荷预测、电力电量供需平衡预测、省间联络线输电曲线预测、发电总出力预测、非市场机组总出力预测、新能源（分电源类型）总出力预测、水电（含抽蓄）出力预测等。

（七）辅助服务需求信息，包括各类辅助服务市场需求情况，具备参与辅助服务市场的机组台数及容量、用户及售电公司总体情况。

（八）交易公告，包括交易品种、经营主体、交易方式、交易申报时间、交易合同执行开始时间及终止时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等必要信息。

（九）中长期交易申报及成交情况，包括参与的主体数量、申报电量、成交的主体数量、最终成交总量及分电源类型电量、成交均价及分电源类型均价、中长期交易安全校核结果及原因等。

（十）绿电交易申报及成交情况，包括参与的主体数量、申报电量、成交的主体数量、最终成交总量、成交均价等。

（十一）省间月度交易计划。

（十二）现货、辅助服务市场申报出清信息，包括各时段出清总量及分类电源中标台数和电量、出清电价、输电断面约束及阻塞情况等。

（十三）运行信息，包括机组状态、实际负荷、系统备用信息，重要通道实际输电情况、实际运行输电断面约束情况、省间联络线潮流、重要线路与变压器平均潮流，发输变电设备检修计划执行情况、重要线路非计划停运情况、发电机组非计划停运情况，非市场机组实际出力曲线，月度发用电负荷总体情况等。

（十四）市场结算总体情况，包括结算总量、均价及分类构成情况，绿电交易结算情况，省间交易结算情况，不平衡资金构成、分摊和分享情况，偏差考核情况等。

（十五）电力并网运行管理考核和返还明细情况，包括各并网主体分考核种类的考核费用、返还费用、免考核情况等。

（十六）电力辅助服务考核、补偿、分摊明细情况，包括各市场经营主体分辅助服务品种的电量/容量、补偿费用、考核费用、分摊比例、分摊费用等。

（十七）售电公司总体经营情况，包括售电公司总代理电量、户数、批发侧及零售侧结算均价信息，各售电公司履约保障凭证缴纳、执行情况、结合资产总额确定的售电量规模限额。

（十八）交易总体情况，包括年度、月度、月内、现货交易成交均价及电量。

（十九）发电机组转商情况，包括发电机组、独立储能完成整套设备启动试运行时间。

（二十）到期未取得电力业务许可证的市场经营主体名单。

（二十一）市场干预情况原始日志，包括干预时间、干预主体、干预操作、干预原因，涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令 第 599 号）规定电力安全事故等级的事故处理情形除外。

第三十三条 市场运营机构应当向特定市场成员披露的特定信息包括：

（一）成交信息，包括各类交易成交量价信息。

（二）日前省内机组预计划。

（三）月度交易计划。

（四）结算信息，包括各类交易结算量价信息、绿证划转信息、日清算单（现货市场）、月结算依据等。

（五）争议解决结果。

第四章 披露信息调整

第三十四条 信息调整是指市场成员扩增或变更本规则规定披露的信息，包括新增披露信息，变更披露内容、披露范围、披露周期等。

第三十五条 市场成员可申请扩增或变更信息，申请人应当将申请发送至电力交易机构，内容应包括扩增或变更信息内容、披露范围、披露周期、必要性描

述、申请主体名称、联系方式等。

第三十六条 电力交易机构收到扩增或变更信息披露申请后在交易平台发布相关信息，征求市场成员意见。受影响的市场成员在信息发布后7个工作日反馈意见，电力交易机构汇总各市场成员的反馈意见并形成初步审核建议，报国家能源局或其派出机构审核，审核结果通过信息披露平台公示。

第三十七条 申请审核通过后，电力交易机构组织相关信息披露主体开展披露工作。

第三十八条 现货市场信息如有变更应及时发布变更说明。

第五章 信息保密和封存

第三十九条 信息披露主体在披露、查阅信息之前应在信息披露平台签订信息披露承诺书。信息披露承诺书中应明确信息安全保密责任与义务等条款。

第四十条 任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。市场成员应当建立健全信息保密管理制度，定期开展保密培训，明确保密责任，必要时应当对办公系统、办公场所采取隔离措施。

第四十一条 信息封存是指对关键信息的记录留存。任何有助于还原运行日情况的关键信息应当记录、封存。封存信息包括但不限于：

（一）运行日市场出清模型信息。

（二）市场申报量价信息。

（三）市场边界信息，包括外来（外送）电曲线、检修停运类信息、预测信息、新能源发电曲线、电网约束信息等。

（四）市场干预行为，包括修改计划机组出力、修改外来（外送）电出力、修改市场出清参数、修改预设约束条件、调整检修计划、调整既有出清结果等，应当涵盖人工干预时间、干预主体、干预操作、干预原因等。

（五）实时运行数据，包括机组状态、实际负荷等。

（六）市场结算数据、计量数据。

第四十二条 市场运营机构应当建立市场干预记录管理机制，明确记录保存方式。任何单位或者个人不得违法违规更改已封存信息。市场干预记录应当报国家能源局或其派出机构备案，国家能源局及其派出机构定期对市场干预行为进行监管，保证市场干预行为的公平性。

第四十三条 封存的信息应当以易于访问的形式存档，存储系统应当满足访问、数据处理和安全方面的要求。

第四十四条 信息的封存期限为5年，特殊情形除外。

第六章 监督管理

第四十五条 国家能源局及其派出机构对市场成员的信息披露工作进行监管。

第四十六条 电力交易机构配合国家能源局及其派出机构开展信息披露监管工作，对未按本规则披露信息的信息披露主体，采取提醒信息披露主体、报送国家能源局或其派出机构等方式进行管理。

第四十七条 市场成员应按照本规则要求，做好电力市场信息披露工作，不得出现以下行为：

- （一）信息披露不及时、不准确、不完整的。
- （二）制造传播虚假信息的。
- （三）发布误导性信息的。
- （四）其他违反信息披露有关规定的行为。

第四十八条 对于出现以上行为的市场成员，纳入电力交易信用评价，国家能源局及其派出机构可依法依规将其纳入失信管理，采取有关监管措施，并根据《电力监管条例》等有关规定作出行政处罚。

第四十九条 国家能源局及其派出机构组织电力交易机构对各市场成员披露信息的及时性、完整性、准确性等情况作出评价，评价结果向所有市场成员公布。

第七章 附 则

第五十条 本规则自 2024 年 1 月 31 日起施行，《电力现货市场信息披露办法（暂行）》（国能发监管〔2020〕56 号）同时废止。

第五十一条 本规则由国家能源局负责解释。

第五十二条 本规则有效期五年。

附表：电力市场信息披露内容（公众、公开部分）（略）

国家能源局印发《关于加强电力中长期交易监管的意见》的通知

（国能发监管〔2019〕70号）

各派出能源监管机构，国家电网有限公司、南方电网公司，中国华能、中国大唐、华电、国家能源集团、国家电投，中国三峡集团，国家开发投资公司，中核集团、中广核，华润（集团）有限公司，内蒙古电力（集团）公司，北京、广州电力交易中心，有关电力企业、电力交易中心：

为进一步加强电力中长期交易监管，规范市场交易行为，维护市场秩序，依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件要求和《电力监管条例》等法规规定，我局研究制定了《关于加强电力中长期交易监管的意见》。经局长办公会审议通过，现印发你们，请结合实际认真落实。

国家能源局

2019年9月4日

关于加强电力中长期交易监管的意见

为深入贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想 and 党的十九大精神，认真落实《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号，以下简称9号文）及相关配套文件和《电力监管条例》《电力中长期交易基本规则（暂行）》等要求，进一步加强电力中长期交易监管，规范电力中长期交易行为，维护电力市场秩序，制定本意见。

一、重要意义

9号文印发以来，竞争性环节电价、配售电业务、发用电计划有序放开，电力交易机构陆续组建，电力中长期交易稳步推进，电力辅助服务市场、电力现货市场试点陆续启动，电力市场化交易取得积极进展，市场监管积累了重要经验。但电力市场建设运行中，还存在市场交易机制不健全、交易规则执行不到位、交

易组织不规范、交易竞争不充分、信息披露不及时等问题。

9号文明确要加强市场监管，改进政府监管办法，创新监管措施和监管手段。《2019年政府工作报告》提出，用公正监管管出公平、管出效率、管出活力。市场主体和社会各界希望尽快出台加强市场监管相应的规章制度。本意见适用于电力中长期交易的监管，主要是电力市场交易规则执行和交易行为实施监管，进一步规范电力市场交易行为，维护公平竞争的市场秩序，加快推进电力市场化改革。

二、总体原则

坚持市场改革。按照党中央、国务院进一步深化电力体制改革总体部署，坚持社会主义市场经济改革方向，持续健全完善电力市场化交易机制，着力构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，发挥市场在资源配置中的决定性作用，确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，助推高质量发展。

坚持自主自律。进一步明确和规范电力市场主体、市场运营机构的义务、职责，依据市场交易规则和相关规章制度规范组织或参与市场交易行为，加强自律监督，加强运营监控和风险防控，规范市场干预行为，落实相应主体责任。

坚持科学监管。加强市场交易事中事后监管，加强信息披露和报送监管，加强市场信用监管，开展第三方机构业务稽核，更好发挥派出机构一线监管作用，加强与地方政府相关部门监管协作，促进市场公平竞争。

三、主要任务

（一）规范制定市场交易规则。国家能源局各派出机构要按照《国家发展改革委国家能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则（暂行）〉的通知》（发改能源〔2016〕2784号）要求，会同地方政府有关部门，组织电力交易机构及市场管理委员会等，在基本规则的框架下起草各地中长期交易规则，经市场管理委员会审议，北京、广州等区域性交易机构的中长期交易规则要报国家发展改革委、国家能源局审定后执行，各省（区、市）交易机构的中长期交易规则报国家能源局派出机构和所在地方政府有关部门审定后执行。中长期交易规则实施后，交易

机构无权变更交易规则。需要修订的，应提请市场管理委员会审议后，报原审定机构和部门批准。

（二）规范组织市场交易。电力交易机构、电力调度机构按照职责分工，建设维护技术支持系统，按照有关规定做好信息披露工作，并将相关信息报送国家能源局及其派出机构。电力交易机构负责电力交易平台的建设、运营和管理，负责市场组织，主要负责建立和执行注册管理制度，为市场主体提供注册、结算依据和相关服务，编制交易计划，管理电力交易合同，公布交易执行结果。电力调度机构负责向电力交易机构提供安全约束条件和基础数据，履行电力交易安全校核责任，合理安排电网运行方式，严格按照交易规则开展交易出清和执行，并将出清和执行结果提供电力交易机构。

（三）规范参与交易行为。参加市场交易的发电企业、售电企业、电力用户、电网企业（作为购电方）等市场主体要严格遵守市场注册管理制度，按照市场交易规则等有关规定进入和退出电力市场、向电力交易机构提交市场交易合同、参与市场交易，严禁不正当竞争、串通报价等违规交易行为。

（四）做好市场交易服务。电网企业要为参与市场交易的市场主体提供公平的输配电和电网接入服务，按照市场结算规则提供计量、抄表等服务，按照有关规定收取输配电费、代收代付电费。

（五）促进售电企业公平参与市场交易。电网企业、发电企业的售电企业（含全资、控股或参股）应当具有独立法人资格、独立运营。电网企业应当从人员、财务、办公地点、信息等方面确保参与市场交易的售电业务与其他业务独立运营并制定相关工作规范。电力交易机构未完成股份制改造的、电网企业内设机构承担电力交易职能的，其电网企业的售电企业暂不参与市场交易。拥有配电网运营权的售电企业，其配电业务与参与市场交易的售电业务应当实现财务分离。

（六）加强市场成员行为自律监督。电力市场成员包括电力交易机构、电力调度机构等市场运营机构，参与市场交易的发电企业、售电企业、电力用户、电网企业（作为购电方）等市场主体，以及提供市场交易相关服务的电网企业等。国家能源局及其派出机构依法依规制定电力市场交易规则和市场监管制度，指导

市场管理委员会建立市场自律监督工作机制。市场管理委员会对参与市场交易的市场成员实施市场内部自律管理，共同维护良好的市场秩序。电力市场成员应当自觉遵守市场交易规则、相关法律法规，加强行为自律，接受国家能源局及其派出机构监管。

（七）加强运营监控和风险防控。电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责。根据国家能源局及其派出机构的监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向国家能源局及其派出机构提交市场监控分析报告。市场监控分析报告内容包括但不限于：市场报价和运行情况；市场成员执行市场交易规则情况；市场主体在市场中份额占比等市场结构化指标情况；网络阻塞情况；非正常报价等市场异常事件；市场风险防控措施和风险评估情况；市场交易规则修订建议等。

（八）规范市场干预行为。出现《电力市场监管办法》（国家电力监管委员会令第11号）第二十四条有关情形的，电力交易机构、电力调度机构按照规定程序进行市场干预，干预情况应当及时向电力市场成员公布，并向国家能源局及其派出机构报告。

（九）加强市场交易中事后监管。国家能源局及其派出机构依据有关法规规章规定，对电力市场成员按照市场交易规则组织和参与市场交易相关行为进行监管，对电力调度机构和电网企业执行交易结果的行为进行监管。出现《电力市场监管办法》（国家电力监管委员会令第11号）第二十五条有关情形的，国家能源局及其派出机构可以做出中止市场交易的决定，并向电力市场成员公布原因。对市场主体违反有关规定的，或者单一市场主体所占电力市场份额超过一定比例影响市场有效竞争的，国家能源局及其派出机构可以采取中止其参与部分或全部市场交易品种等措施。

（十）加强信息披露和报送监管。国家能源局及其派出机构制定电力市场信息披露和报送管理相关规定，要求电力市场成员按照规定披露相关信息，提供与

监管事项相关的信息资料。电力市场成员要按照有关规定，遵循真实、及时、透明的原则，披露和报送相关信息。

（十一）加强市场信用监管。积极探索创新监管方式，研究推进“双随机、一公开”监管、信用监管和“互联网+监管”。对电力市场成员拒不履约、恶意欠费、滥用市场力、开放歧视、未按照规定披露信息等失信行为，国家能源局及其派出机构可以在电力市场成员内部进行通报，并通过有关信息平台、网站向社会公布。对于严重失信的市场主体，依法依规列入“黑名单”管理，实施信用约束、联合惩戒；对于严重失信并造成严重后果的，可以限制有关市场主体参与交易或强制其退出市场。

（十二）建立政府监管与外部专业化监督密切配合的监管体系。国家能源局及其派出机构应建立健全交易机构专业化监管制度，推动成立独立的电力交易机构专家委员会，积极发展第三方专业机构，形成政府监管与外部专业化监督密切配合的有效监管体系。国家能源局及其派出机构应组织第三方专业机构对电力交易机构提交审定的中长期交易实施细则开展评估，并根据评估意见出具审核意见。国家能源局及其派出机构可以根据实际需要，聘请第三方专业机构对市场交易开展情况进行业务稽核。有关电力交易机构、电力调度机构、市场主体要为第三方专业机构开展业务稽核工作提供必要保障，第三方专业机构应当承担保密责任。

四、有关要求

（一）充分发挥派出机构一线监管作用。国家能源局派出机构要充分发挥“派驻”作用，根据本意见并结合辖区实际制定电力市场监管实施细则，依法依规履行电力市场监管职责，对辖区内组织和参与电力市场交易的市场成员开展属地化监管。

（二）做好与电力现货市场建设等工作的有效衔接。开展电力现货市场试点建设地区，国家能源局派出机构在制定电力市场监管实施细则时，结合实际增加现货市场监管相应条款或出台相应的电力现货市场监管办法。

（三）加强工作协同形成监管合力。国家能源局派出机构应当会同地方政府

能源主管部门等建立完善市场监管工作协同机制，加强工作沟通协调，形成监管合力。本意见未明确的其他监管事项，国家能源局派出机构、地方政府相关部门依法依规履行相应监管职责或协同开展监管。

国家能源局关于印发《发电企业与电网企业电费 结算办法》的通知（2020 修订）

（国能发监管〔2020〕79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，有关电力企业：

为维护电力市场秩序，保障电力企业合法权益，规范发电企业与电网企业之间电费结算行为，根据《电力监管条例》（中华人民共和国国务院令 第432号）及相关法律法规，我局对原国家电力监管委员会《发电企业与电网企业电费结算暂行办法》（电监价财〔2008〕24号）进行了修订，现将修订后的《发电企业与电网企业电费结算办法》印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2020年12月30日

发电企业与电网企业电费结算办法

第一章 总 则

第一条 为维护电力市场秩序，保障电力企业合法权益，规范发电企业与电网企业之间电费结算行为，根据《电力监管条例》（中华人民共和国国务院令 第432号）及相关法律法规，制定本办法。

第二条 本办法适用于发电企业与电网企业（包括地方电网、增量配网）按照购售电合同开展的电费结算。电网企业在电力市场交易中承担代收代付电费职责的，与发电企业电费结算参照执行。

第三条 本办法所称的发电企业是指依法取得电力业务许可证（发电类）或

符合许可豁免条件，从事发电业务的企业；电网企业是指依法取得电力业务许可证（输电类或供电类），从事输电或供电业务的企业，包括增量配电网企业；电费结算是指发电企业与电网企业就购售电业务相关的电量计量、电费确认、发票开具和资金收付等行为的总称。

第四条 发电企业与电网企业电费结算应当遵循依法依规、公平公正、诚实守信的原则。任何一方不得利用电费结算扰乱社会经济秩序，损害社会公共利益。

第五条 国家能源局及其派出机构（以下统称“能源监管机构”）依据《电力监管条例》和本办法对发电企业与电网企业电费结算行为进行监管。

第二章 电费结算要求

第六条 发电企业与电网企业应当按照有关要求签订购售电合同，未签订购售电合同的，不得进行电费结算。

第七条 电网企业代理优先用电用户的年度、月度、月内（多日）省内及跨省跨区电力中长期交易需签订购售电合同。

第八条 电费结算有关事项应当在购售电合同中予以明确，包括但不限于：计量装置及其设置，上网电量的抄录、计算、核对和确认，上网电费的计算、核对、修正和确认，基准电价、市场交易电价、超低排放电价、环保电价等各类价格水平，可再生能源补贴结算，上网电费发票开具，上网电费支付方式，发电企业收款账号，以及违约处理等。

第九条 发电企业、电网企业应当按照有关要求安装符合技术规范的上网电量计量装置，确保计费电量真实、准确。

第十条 发电企业、电网企业应当严格执行国家电价政策和市场规则，不得自行变更电价水平或电价机制进行电费结算。

第十一条 电费结算原则上以月度为周期（结算周期应当为每个自然月）。新建发电机组调试电费自并网运行后以月为周期进行结算。燃煤发电企业超低排放电费原则上以季度为周期进行结算，电网企业自收到环保部门出具的监测报告之日起十个工作日内向燃煤电厂兑现电价加价资金。

第十二条 电网企业应当及时足额向纳入国家补贴范围的可再生能源发电企业转付中央财政等补贴。原则上电网企业在收到中央财政补贴资金十个工作日内，按照有关要求及时兑付给可再生能源发电企业。电网企业转付地方财政补贴有明确规定的，按照有关规定执行；没有明确规定的，电网企业在收到地方财政补贴资金十个工作日内，及时兑付给可再生能源发电企业。

第十三条 发电企业上网电量根据相关地区交易结算有关规定进行抄录和确认，逐步实现发用双方抄表日历同期，原则上应当在次月初五个工作日内完成。

第十四条 发电企业上网电费应当严格按照购售电合同的约定进行计算，按规定进行核对、修正和确认，原则上应当在上网电量确认日后五个工作日内完成。

第十五条 发电企业应当根据厂网双方确认的电费结算单（结算依据）及时、足额向电网企业开具增值税专用发票，原则上应当在上网电费确认日后五个工作日内完成。电费结算单（结算依据）应当详细列明交易品种、交易电量、交易金额、辅助服务考核项目及金额。实行分时电价机制的应当详细列明分时电量、电费等内容。

第十六条 跨省跨区交易结算由相应电力交易机构统一出具结算依据，由电网企业负责电费收取，向输电方支付输配电费及线损折价，向发电企业支付购电费。

第十七条 电网企业根据结算双方确认的电费结算单（结算依据），及时足额支付电费。

电费原则上一次性支付，在电费确认日后十个工作日内，由电网企业将当期电费全额支付给发电企业。电网企业经与发电企业协商一致后，也可分两次支付。第一次支付不低于该期电费的百分之五十，付清时间不得超过电费确认日后五个工作日，第二次付清时间不得超过电费确认日后十个工作日。

第十八条 电费结算采取国家规定的结算方式，由发电企业与电网企业协商一致，在购售电合同中作出明确、合理约定。

从用户侧收取电费中承兑汇票占比较高且经营效益较差的电网企业，向发电企业支付的承兑汇票，不得高于当期从用户侧收取承兑汇票的百分之五十，且应

应当在发电企业间进行合理分摊。经双方协商一致，电网企业与发电企业结算电费中使用承兑汇票的比例，应当在购售电合同中明确。电网企业不得使用承兑汇票兑付可再生能源发电企业中央财政补贴。

第十九条 电网企业应当采取有效措施从用户侧收取电费，不得以用户侧欠费为由停止或者减少向发电企业支付上网电费。电网企业如不能按合同约定期限支付上网电费（不可抗力因素除外），应当向发电企业支付违约金。违约金由双方协商约定，由电网企业支付至发电企业电费结算账户。

第二十条 电网企业代理的优先用电用户电量（包括跨省跨区交易电量）应当合理分摊辅助服务费用。

第二十一条 发电企业、电网企业应当保存各自电费结算的原始资料与记录。

第二十二条 发电企业、电网企业在电费结算过程中发生争议，双方可自行协商解决。无法达成一致的，可向能源监管机构申请调解，争议和调解不得影响无争议电费的结算。

第三章 电费结算监管

第二十三条 能源监管机构可采取信息统计、座谈交流、查阅资料、现场监管等方式进行监管，并适时在一定范围内发布监管报告。

第二十四条 发电企业、电网企业应当按照电力企业信息报送有关规定，向能源监管机构报送电费结算情况。

第二十五条 能源监管机构按照《国家能源局能源争议纠纷调解规定》（国能监管〔2017〕74号）对电费结算争议进行调解。经调解仍无法达成一致的，发电企业、电网企业可按照司法程序解决。

第二十六条 电网企业无正当理由未按合同约定支付上网电费的，能源监管机构可责令改正；恶意拖欠电费的，能源监管机构可依据《电力监管条例》有关规定进行处罚，并公示处理结果。

第二十七条 发电企业、电网企业进行电费结算时如有不执行国家电价政策、不执行市场规则、擅自改变电价水平和电价机制等行为，能源监管机构有权制止，

责令其限期改正，并公示处理结果。

第二十八条 发电企业和电网企业如有拒绝或者阻碍能源监管机构工作人员依法依规履行监管职责、不按要求向能源监管机构提供有关信息等行为，能源监管机构可依据《电力监管条例》以及电力企业信息报送和披露等有关规定对其进行处罚。

发电企业、电网企业在电费结算过程中扰乱社会经济秩序，损害社会公共利益构成犯罪的，按照司法程序依法追究刑事责任。

第四章 附 则

第二十九条 本办法由国家能源局负责解释。

第三十条 本办法自2021年1月1日起施行，有效期三年，原国家电力监管委员会《发电企业与电网企业电费结算暂行办法》（电监价财〔2008〕24号）同时废止。

国家能源局关于印发《国家能源局用户受电工程“三指定”行为认定指引》的通知（2020 修订）

（国能发监管〔2020〕65 号）

各司，各派出机构，各直属事业单位：

为规范国家能源局及派出机构对用户受电工程“三指定”行为的认定工作，提高行政执法透明度和效率，保障公民、法人和其他组织的合法权益，根据有关法律法规和相关规定，现将修订后的《国家能源局用户受电工程“三指定”行为认定指引》印发你们，请依照执行。

国家能源局

2020 年 11 月 30 日

国家能源局用户受电工程“三指定”行为认定指引

第一条 为了规范用户受电工程“三指定”行为的认定工作，有效防范和杜绝“三指定”行为，保障公民、法人和其他组织的合法权益，促进供电市场公平开放，依据《电力监管条例》《电力供应与使用条例》以及《供电监管办法》等有关规定，结合监管工作实际，制定本指引。

第二条 本指引适用于国家能源局及派出机构对用户受电工程“三指定”行为的认定及“三指定”行为案件的立案、调查、审查、审理、处罚等工作。

第三条 本指引所称供电企业，是指依法取得电力业务许可证，从事供电、增量配电网业务的企业法人、组织和分支机构。

第四条 本指引所称用户受电工程，是指由用户投资建设，在用户办理新装、增容、变更用电等用电业务时涉及的电力工程。

第五条 本指引所称用户受电工程“三指定”行为，是指供电企业直接、间接或者变相指定用户受电工程的设计、施工和设备材料供应单位，限制或者排斥其他单位的公平竞争，侵犯用户自由选择权的行为。

施工单位包括承装（修、试）电力设施单位和工程监理单位。

设备材料供应单位包括设备材料供应商和设备材料生产厂家。

第六条 国家能源局及派出机构执法人员办理“三指定”行为案件过程中，应当遵循专业标准和职业道德，全面、客观、公正地调查、收集、审核证据，确认事实。

第七条 供电企业有下列情形之一的，可以认定为指定设计单位的行为：

（一）为用户受电工程直接指明、确定、认定或者限定设计单位，影响用户选择设计单位的；

（二）通过口头、书面或者公示等方式，向用户推荐或者限定特定的设计单位，影响用户选择设计单位的；

（三）授意特定的设计单位介入报装申请、现场勘察、供电方案答复、设计图纸审查和竣工检验等用电报装环节，影响用户选择设计单位的；

（四）采用不合理的供电方案答复标准、拖延供电方案答复时间等方式，或者在供电方案中未明确引入电源或者供电方式、计量计费方式等设计所需要的必要信息，影响用户选择设计单位的；

（五）通过批复不合理的接电点、隐瞒供电能力等手段增加用户投资成本，影响用户选择设计单位的；

（六）自行提高设计、施工单位资质等级、业绩标准，或者自行提高设计图纸审查标准，影响用户选择设计单位的；

（七）自行设置设计准入条件，导致用户只能选择特定设计单位的；

（八）采用不受理、不通过、拖延设计图纸审查，或者不出具设计图纸审查意见等方式，影响用户选择设计单位的；

（九）国家能源局及派出机构认定的其他指定设计单位的行为。

第八条 供电企业有下列情形之一的，可以认定为指定施工单位的行为：

（一）为用户受电工程直接指明、确定、认定或者限定施工单位，影响用户选择施工单位的；

（二）通过口头、书面或者公示等方式，向用户推荐或者限定特定的施工单

位，影响用户选择施工单位的；

（三）授意特定的施工单位介入报装申请、现场勘察、供电方案答复、设计图纸审查和竣工检验等用电报装环节，影响用户选择施工单位的；

（四）自行提高设计、施工单位资质等级标准、业绩标准，或者自行提高设计图纸审查标准，影响用户选择施工单位的；

（五）采用不合理的供电方案答复标准、拖延答复时间，或者采取不受理、不通过、拖延设计图纸审查、中间检查及竣工检验等方式，影响用户选择施工单位的；

（六）以不合理的供电方案或者无故提高设计图纸审查标准增加用户投资成本，引导用户为降低投资成本选择特定施工单位的；

（七）在接电时，要求用户或者导致用户选择特定施工单位进行接电施工，为特定施工单位牟取利益提供便利的；

（八）自行设置施工准入条件，导致用户只能选择特定施工单位的；

（九）要求用户自主选择的施工单位，与特定的施工单位签订分包合同（协议）的；

（十）国家能源局及派出机构认定的其他指定施工单位的行为。

第九条 供电企业有下列情形之一的，可以认定为指定设备材料供应单位的行为：

（一）为用户受电工程直接指明、确定、认定或者限定设备材料的品牌、生产厂家或者供应单位，影响用户选择设备材料供应单位的；

（二）通过口头、书面或者公示等方式，向用户推荐或者限定特定的设备材料供应单位，影响用户选择设备材料采购选择权利的；

（三）自行提高设计、施工单位资质等级标准、业绩标准，或者自行提高设计图纸审查标准，影响用户或者施工单位选择设备材料供应单位的；

（四）采用不合理的供电方案答复标准、拖延答复时间，或者采取不受理、不通过、拖延设计图纸审查、中间检查及竣工检验等方式，影响用户或者施工单位选择设备材料供应单位的；

（五）要求用户或者施工单位对设备材料额外进行试验检测，影响用户或者施工单位选择设备材料供应单位的；

（六）指定设备材料特定型号、规格、生产厂家，或者限定设备材料供应品牌范围，影响用户或者施工单位选择设备材料的；

（七）通过指定设计、施工单位，以工程总承包等形式，指定设备材料供应单位的；

（八）国家能源局及派出机构认定的其他指定设备材料供应单位的行为。

第十条 供电企业要求用户委托其代建或者指定特定单位代建用户受电工程，可以认定为“三指定”行为。

第十一条 用户委托实施的用户受电工程，供电企业未按规定组织招投标或者违反招投标有关规定，选择特定设计、施工或者设备材料供应单位的，可以认定为“三指定”行为。

第十二条 对于用户自主选择设计单位、施工单位和设备材料供应单位的，供电企业在业务受理、供电方案答复、设计图纸审查、中间检查、竣工检验和装表接电等环节采用不同标准、设置障碍的，认定如下：

（一）用户被迫改变选择供电企业指定的设计、施工或者设备材料供应单位的，可以认定为“三指定”行为；

（二）用户未改变选择，供电企业不按照规定办理用电业务的，按照《供电监管办法》第十八条第一、五款认定；

（三）用户未改变选择，但是足以影响其他用户选择权或者该用户后续用户受电工程选择权的，按照《供电监管办法》第十八条第五款认定。

第十三条 有下列情形之一的，国家能源局及派出机构已对“三指定”行为进行责令改正：

（一）要求该地市供电企业进行过“三指定”行为整改的；

（二）在该地市供电企业开展过“三指定”行为监管，并采取了监管措施的；

（三）要求该地市供电企业开展过“三指定”行为治理，并采取了监管措施的；

（四）其他对该地市供电企业进行过“三指定”行为整改的情形。

第十四条 供电企业有下列情形之一的，可以依法从重处罚：

- （一）社会影响恶劣的；
- （二）以暴力、胁迫手段实施“三指定”行为的；
- （三）不配合或者干扰国家能源局及派出机构以及所属工作人员执行公务的；
- （四）因“三指定”行为发生电力安全事故的；
- （五）因“三指定”行为接受过行政处罚等处理后，又实施“三指定”行为的；
- （六）其他依法从重处罚情节。

第十五条 供电企业有下列情形之一的，可以依法从轻或者减轻处罚：

- （一）主动消除或者减轻“三指定”行为危害后果的；
- （二）配合国家能源局及派出机构调查有立功表现的；
- （三）其他依法从轻或者减轻处罚情节。

第十六条 国家能源局及派出机构可就用户受电工程“三指定”行为咨询并采用专家意见书和法律意见书。

第十七条 本指引由国家能源局负责解释。

第十八条 本指引自印发之日起施行。《国家电力监管委员会用户受电工程“三指定”行为认定指引（试行）》（办稽查〔2009〕76号）同时废止。

电力业务许可证管理规定（2024修正）

（2005年10月13日国家电力监管委员会令第9号发布 根据2015年5月30日国家发展改革委令第26号第一次修订 根据2024年1月4日国家发展改革委令第11号第二次修订）

第一章 总 则

第一条 为了加强电力业务许可证的管理，规范电力业务许可行为，维护电力市场秩序，保障电力系统安全、优质、经济运行，根据《中华人民共和国行政许可法》、《电力监管条例》和有关法律、行政法规的规定，制定本规定。

第二条 本规定适用于电力业务许可证的申请、受理、审查、决定和管理。国家另有规定的，从其规定。

第三条 国家能源局负责对电力业务许可进行指导、监督和管理，国家能源局派出机构负责辖区内电力业务许可证的颁发和日常监督管理。

国家能源局及其派出机构遵循依法、公开、公正、便民、高效的原则，建立电力业务许可证监督管理制度和组织管理体系。

第四条 在中华人民共和国境内从事电力业务，应当按照本规定取得电力业务许可证。除国家能源局规定的特殊情况外，任何单位或者个人未取得电力业务许可证，不得从事电力业务。

本规定所称电力业务，是指发电、输电、供电业务。其中，供电业务包括配电业务和售电业务。

第五条 取得电力业务许可证的单位（以下简称被许可人）按照本规定享有权利、承担义务，接受国家能源局及其派出机构的监督管理。被许可人依法开展电力业务，受法律保护。

第六条 任何单位和个人不得伪造、变造电力业务许可证；被许可人不得涂改、倒卖、出租、出借电力业务许可证，或者以其他形式非法转让电力业务许可。

第二章 类别和条件

第七条 电力业务许可证分为发电、输电、供电三个类别。

从事发电业务的，应当取得发电类电力业务许可证。

从事输电业务的，应当取得输电类电力业务许可证。

从事供电业务的，应当取得供电类电力业务许可证。

从事两类以上电力业务的，应当分别取得两类以上电力业务许可证。

从事配电或者售电业务的许可管理办法，由国家能源局另行规定。

第八条 下列从事发电业务的企业应当申请发电类电力业务许可证：

- (一) 公用电厂；
- (二) 并网运行的自备电厂；
- (三) 国家能源局规定的其他企业。

第九条 下列从事输电业务的企业应当申请输电类电力业务许可证：

- (一) 跨区域经营的电网企业；
- (二) 跨省、自治区、直辖市经营的电网企业；
- (三) 省、自治区、直辖市电网企业；
- (四) 国家能源局规定的其他企业。

第十条 下列从事供电业务的企业应当申请供电类电力业务许可证：

- (一) 省辖市、自治州、盟、地区供电企业；
- (二) 县、自治县、县级市供电企业；
- (三) 国家能源局规定的其他企业。

第十一条 申请电力业务许可证的，应当具备下列基本条件：

- (一) 具有法人资格；
- (二) 具有与申请从事的电力业务相适应的财务能力；
- (三) 生产运行负责人、技术负责人、安全负责人和财务负责人具有3年以上与申请从事的电力业务相适应的工作经历，具有中级以上专业技术任职资格或者岗位培训合格证书；
- (四) 法律、法规规定的其他条件。

第十二条 申请发电类电力业务许可证的，除具备本规定第十一条所列基本条件外，还应当具备下列条件：

- （一）发电项目建设经有关主管部门审批或者核准（备案）；
- （二）发电设施具备发电运行的能力；
- （三）发电项目符合环境保护的有关规定和要求。

第十三条 申请输电类电力业务许可证的，除具备本规定第十一条所列基本条件外，还应当具备下列条件：

- （一）输电项目建设经有关主管部门审批或者核准；
- （二）具有与申请从事的输电业务相适应的输电网络；
- （三）输电项目按照有关规定通过竣工验收；
- （四）输电项目符合环境保护的有关规定和要求。

第十四条 申请供电类电力业务许可证的，除具备本规定第十一条所列基本条件外，还应当具备下列条件：

- （一）具有经有关主管部门批准的供电营业区；
- （二）具有与申请从事供电业务相适应的供电网络和营业网点；
- （三）承诺履行电力社会普遍服务义务；
- （四）供电项目符合环境保护的有关规定和要求。

第三章 申请和受理

第十五条 申请电力业务许可证，应当向国家能源局派出机构提出，并按照规定的要求提交申请材料。

第十六条 本规定第八条、第九条、第十条所列企业，具有法人资格的，由本企业提出申请；不具有法人资格的，按照隶属关系由其法人企业提出申请。

第十七条 申请电力业务许可证的，应当提供下列材料：

- （一）法定代表人签署的许可证申请表；
- （二）法人营业执照副本及其复印件；
- （三）企业最近2年的年度财务报告；成立不足2年的，出具企业成立以来

的年度财务报告；

(四) 企业生产运行负责人、技术负责人、安全负责人、财务负责人的简历、专业技术任职资格证书等有关证明材料。

第十八条 申请发电类电力业务许可证的，除提供本规定第十七条所列材料外，还应当提供下列材料：

(一) 发电项目建设经有关主管部门审批或者核准的证明材料；

(二) 发电项目通过竣工验收的证明材料；尚未组织竣工验收的，提供发电机组通过启动验收的证明材料或者有关主管部门认可的质量监督机构同意整套启动的质量监督检查报告；

(三) 发电项目符合环境保护有关规定和要求的证明材料。

第十九条 申请输电类电力业务许可证的，除提供本规定第十七条所列材料外，还应当提供下列材料：

(一) 输电项目建设经有关主管部门审批或者核准的证明材料；

(二) 输电项目通过竣工验收的证明材料；

(三) 输电项目符合环境保护有关规定和要求的证明材料；

(四) 电能质量和服务质量承诺书。

第二十条 申请供电类电力业务许可证的，除提供本规定第十七条所列材料外，还应当提供下列材料：

(一) 供电营业区域的证明材料及其地理平面图；

(二) 供电网络分布概况；

(三) 设立的供电营业分支机构及其相应的供电营业区域概况；

(四) 履行电力社会普遍服务义务的承诺书；

(五) 供电项目符合环境保护有关规定和要求的证明材料。

第二十一条 国家能源局派出机构对申请人提出的许可申请，应当按照下列情况分别作出处理：

(一) 申请事项不属于国家能源局派出机构职权范围，应当即时作出不予受理的决定，向申请人发出《不予受理通知书》，并告知申请人向有关行政机关申

请；

（二）申请材料存在可以当场更正的错误的，应当允许申请人当场更正；

（三）申请材料不齐全或者不符合法定形式的，应当当场或者在 5 日内一次告知申请人需要补正的全部内容，逾期不告知的，自收到申请材料之日起即为受理；

（四）申请材料齐全、符合法定形式的，向申请人发出《受理通知书》。

第四章 审查与决定

第二十二条 国家能源局派出机构应当对申请人提交的申请材料进行审查。

国家能源局派出机构按照需要，可以对申请材料的实质内容进行核实。

第二十三条 国家能源局派出机构作出电力业务许可决定，依法需要举行听证的，应当按照有关规定举行听证。

第二十四条 国家能源局派出机构应当自受理申请之日起 20 日内作出许可决定。20 日内不能作出决定的，经本机关负责人批准，可以延长 10 日，并将延长期限的理由告知申请人。

作出准予许可决定的，自作出决定之日起 10 日内向申请人颁发、送达许可证。

作出不予许可决定的，自作出决定之日起 10 日内以书面形式通知申请人，说明不予许可的理由，并告知申请人享有依法申请行政复议或者提起行政诉讼的权利。

第二十五条 电力业务许可证由正文和附页组成。

正文载明许可证编号、登记名称、住所、法定代表人、许可类别、有效期限、发证机关、发证日期等内容。

附页包括许可证使用规定，被许可人的权利和义务，发电机组、输电网络或者供电营业区情况登记，检查情况记录，特别规定事项等内容。

电力业务许可证的有效期为 20 年。

第五章 变更与延续

第二十六条 有下列情形之一的，被许可人应当在规定时限内向国家能源局派出机构提出变更申请；经审查符合法定条件的，国家能源局派出机构应当依法办理变更手续：

（一）新建、改建发电机组投入运营，取得或者转让已运营的发电机组，发电机组退役；

（二）新建、改建输电线路或者变电设施投入运营，终止运营输电线路或者变电设施；

（三）供电营业区变更。

第二十七条 因新建、改建发电机组投入运营，申请变更许可事项的，应当提供下列材料：

（一）变更申请表；

（二）电力业务许可证；

（三）发电项目建设经有关主管部门审批或者核准的证明材料；

（四）有关主管部门认可的质量监督机构同意整套启动的质量监督检查报告；

（五）发电项目符合环境保护有关规定和要求的证明材料。

因取得或者转让已运营机组，申请变更许可事项的，除提供前款第（一）项、第（二）项所列材料外，还应当提供机组所有权合法转移的证明材料。

因机组退役，申请变更许可事项的，除提供本条第一款第（一）项、第（二）项所列材料外，还应当提供机组退役符合国家有关规定的证明材料。

第二十八条 因新建、改建输电线路或者变电设施投入运营，申请变更许可事项的，应当提供下列材料：

（一）变更申请表；

（二）电力业务许可证；

（三）输电项目建设经有关主管部门审批或者核准的证明材料；

（四）输电项目通过竣工验收的证明材料；

（五）输电项目符合环境保护有关规定和要求的证明材料。

因终止运营输电线路或者变电设施，申请变更许可事项的，除提供前款第（一）项、第（二）项所列材料外，还应当提供有关主管部门批准终止运营输电线路或者变电设施的证明材料。

第二十九条 因供电营业区变更，申请变更许可事项的，应当提供下列材料：

- （一）变更申请表；
- （二）电力业务许可证；
- （三）供电营业区变更的证明材料；
- （四）供电营业区变更的范围图例。

第三十条 电力业务许可证有效期届满需要延续的，被许可人应当在有效期届满 30 日前向国家能源局派出机构提出申请。

国家能源局派出机构应当在电力业务许可证有效期届满前作出是否准予延续的决定。逾期未作出决定的，视为同意延续并补办相应手续。

第六章 监督管理

第三十一条 国家能源局及其派出机构建立健全电力业务许可监督检查体系和制度，对被许可人按照电力业务许可证确定的条件、范围和义务从事电力业务的情况进行监督检查。

国家能源局及其派出机构依法开展监督检查工作，被许可人应当予以配合。

第三十二条 被许可人应当按照规定的时间，向国家能源局及其派出机构提供反映其从事许可事项活动能力和行为的材料。

国家能源局及其派出机构应当对被许可人所报送的材料进行核查，将核查结果予以记录；对核查中发现的问题，应当责令限期改正。

第三十三条 国家能源局及其派出机构依法对被许可人进行现场检查。检查中发现被许可人有违反本规定和不履行电力业务许可证规定义务的行为，应当责令其改正。

第三十四条 国家能源局及其派出机构进行监督检查工作的人员应当如实记录监督检查情况和处理结果。

国家能源局及其派出机构可以将监督检查情况和处理结果向社会公布。

第三十五条 任何组织和个人发现违反本规定的行为，有权向国家能源局及其派出机构举报，国家能源局及其派出机构应当进行核实，按照有关规定予以处理。

第三十六条 未经国家能源局及其派出机构批准，取得输电类或者供电类电力业务许可的企业不得擅自停业、歇业。

第三十七条 被许可人名称、住所或者法定代表人发生变化的，应当自变化之日起 30 日内到国家能源局派出机构办理相关手续。

第三十八条 有下列情形之一的，国家能源局派出机构应当按照规定办理电力业务许可证的注销手续：

- （一）许可证有效期届满未延续的；
- （二）被许可人不再具有发电机组、输电网络或者供电营业区的；
- （三）被许可人申请停业、歇业被批准的；
- （四）被许可人因解散、破产、倒闭等原因而依法终止的；
- （五）电力业务许可证依法被吊销，或者电力业务许可被撤销、撤回的；
- （六）经核查，被许可人已丧失从事许可事项活动能力的；
- （七）法律、法规规定应当注销的其他情形。

第七章 罚 则

第三十九条 从事颁发和管理电力业务许可证的工作人员，违反法律、行政法规和本规定，擅自颁发电力业务许可证的，应当依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第四十条 未依法取得电力业务许可证非法从事电力业务的，应当责令改正，没收违法所得，可以并处以违法所得 5 倍以下的罚款；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第四十一条 被许可人以欺骗、贿赂等不正当手段获得电力业务许可证的，应当给予警告，处以 1 万元以下的罚款；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第四十二条 被许可人超出许可范围或者超过许可期限，从事电力业务的，应当给予警告，责令改正，并向社会公告；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第四十三条 被许可人有下列情形之一的，应当给予警告，责令改正，并可向社会公告：

- （一）未经批准，擅自停业、歇业的；
- （二）未在规定的期限内申请变更的。

第四十四条 被许可人有下列情形之一的，应当责令改正；拒不改正的，处以 5 万元以上 50 万元以下的罚款，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任：

- （一）拒绝或者阻碍电力监管工作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文件、资料的。

第四十五条 涂改、倒卖、出租、出借电力业务许可证或者以其他形式非法转让电力业务许可的，应当依法给予行政处罚；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第八章 附 则

第四十六条 本规定颁布实施前已经从事电力业务的企业，应当按照国家能源局规定的期限申请办理电力业务许可证。

第四十七条 电力业务许可证由国家能源局统一印制和编号。

第四十八条 本规定自 2005 年 12 月 1 日起施行。

国家能源局关于印发《电力业务许可证注销 管理办法》的通知（2021 修订）

（国能发资质规〔2021〕33 号）

各派出机构，有关电力企业：

为进一步规范电力业务许可管理，国家能源局对《电力业务许可证注销管理办法》（电监资质〔2012〕47 号）进行了修订，经 2021 年第 22 次局长办公会审议通过。现将修订后的《电力业务许可证注销管理办法》印发你们，请遵照执行。

能源局

2021 年 6 月 20 日

电力业务许可证注销管理办法

第一章 总 则

第一条 为规范电力业务许可证注销管理，保护被许可人的合法权益，保障电力系统安全、稳定运行，维护公共利益，根据《中华人民共和国行政许可法》《电力监管条例》《电力业务许可证管理规定》等法律、法规、规章，制定本办法。

第二条 电力业务许可证注销的实施，适用本办法。

本办法所称电力业务许可证是指发电类、输电类、供电类电力业务许可证。

本办法所称电力业务许可证注销是指被许可人已经取得的电力业务许可被依法撤回、撤销，或者电力业务许可证被依法吊销以及其他电力业务许可被依法终止的法定情形，并依法办理注销手续的程序性行为。

第三条 电力业务许可证注销的实施，应当遵循依法、公开、公正的原则。

第四条 国家能源局及其派出机构应当依照本办法实施撤回、撤销电力业务许可和吊销电力业务许可证，办理许可证注销手续。法律、法规另有规定的，从

其规定。

第二章 电力业务许可的撤回、撤销

第五条 有下列情形之一的，国家能源局派出机构（以下简称“派出机构”）应当作出撤回电力业务许可的决定：

（一）电力业务许可依据的法律、法规、规章修改或者废止导致电力业务许可项目依法被终止的；

（二）准予电力业务许可所依据的客观情况发生重大变化，导致电力业务许可被终止的；

（三）依法应当撤回电力业务许可的其他情形。

第六条 被许可人有下列情形之一的，派出机构应当作出撤销电力业务许可的决定：

（一）以欺骗、贿赂等不正当手段取得电力业务许可的；

（二）已经取得电力业务许可但不能持续保持应当具备的许可条件，且逾期未改正的；

（三）依法应当撤销电力业务许可的其他情形。

第七条 有下列情形之一的，国家能源局或准予电力业务许可的派出机构可以作出撤销电力业务许可的决定：

（一）派出机构工作人员滥用职权、玩忽职守作出准予电力业务许可决定的；

（二）超越法定职权作出准予电力业务许可决定的；

（三）违反法定程序作出准予电力业务许可决定的；

（四）对不具备申请资格或者不符合法定条件的申请人准予电力业务许可的；

（五）依法可以撤销电力业务许可的其他情形。

撤销电力业务许可可能对公共利益造成重大损害的，不予撤销。

第八条 作出撤回、撤销电力业务许可决定前，国家能源局或其派出机构应当告知被许可人撤回、撤销电力业务许可的事实、理由和处理意见，听取被许可

人的陈述和申辩。如被许可人无法联系，由准予电力业务许可的派出机构在其网站公告撤销、撤回电力业务许可的事实、理由和处理意见等相关信息，公告期为30日。

对被许可人提出的陈述和申辩，国家能源局或其派出机构应当进行核实；被许可人提出的陈述和申辩成立的，国家能源局或其派出机构应当采纳。

第三章 电力业务许可证的吊销

第九条 被许可人有下列情形之一的，国家能源局或其派出机构可以作出吊销电力业务许可证的决定：

- （一）不遵守电力市场运行规则，情节严重的；
- （二）发电厂并网、电网互联不遵守有关规章、规则，情节严重的；
- （三）不向从事电力交易的主体公平、无歧视开放电力市场或者不按照规定公平开放电网，情节严重的；
- （四）依法可以吊销电力业务许可证的其他情形。

第十条 吊销电力业务许可证的行政处罚，由国家能源局或其派出机构按规定程序实施。

第十一条 作出吊销电力业务许可证行政处罚决定前，被许可人有陈述、申辩和要求举行听证的权利；被许可人在规定期限内要求听证的，由国家能源局或其派出机构组织听证。

第十二条 在听取被许可人陈述、申辩或者听证活动结束后，国家能源局或其派出机构认为被许可人违法事实清楚、证据确凿的，应当作出吊销电力业务许可证的决定。

第四章 电力业务许可证的注销

第十三条 有下列情形之一的，应当依法办理电力业务许可证的注销手续：

- （一）电力业务许可被依法撤回、撤销，或者电力业务许可证被依法吊销的；
- （二）电力业务许可证有效期届满未延续的，或者延续申请未被批准的；

- （三）被许可人申请停业、歇业被批准的；
- （四）被许可人因解散、破产、倒闭等原因而依法终止的；
- （五）被许可人不再具有发电机组或者输电网络或者供电营业区的；
- （六）被许可人已丧失从事许可事项活动能力的；
- （七）法律、法规规定应当注销电力业务许可证的其他情形。

第十四条 发生第十三条第（一）和（二）项情形的，由派出机构在撤回、撤销、吊销决定生效或电力业务许可证有效期届满后 10 个工作日内办理注销手续。被许可人应当积极配合并在规定时限内交回电力业务许可证正本、副本。

第十五条 发生第十三条第（三）至（七）项情形的，被许可人应当在相关事项发生 30 日内向派出机构提出注销申请，并提交以下材料：

- （一）法定代表人签署的电力业务许可证注销申请书；
- （二）法定代表人身份证原件及复印件，如需代理人办理的，提供代理人身份证原件及复印件，以及法定代表人签字并加盖申请单位公章的《授权委托书》原件；
- （三）电力业务许可证正本、副本；
- （四）需办理注销事项的有关材料；
- （五）法律、法规规定的其他材料。

被许可人申请材料齐全的，派出机构应在提交后 10 个工作日内办理许可证注销手续。

第十六条 被许可人未按照第十五条规定提出注销申请的，派出机构经核实相关情况后可在其网站上发布注销公告。公告期为 30 日，公告期满后办理注销手续。

第十七条 派出机构负责公告辖区内注销电力业务许可证的被许可人名单及注销原因。

第五章 附 则

第十八条 本办法自印发之日起施行。原《电力业务许可证注销管理办法》

（电监资质〔2012〕47号）同时废止。

国家能源局关于印发《电力业务许可证监督管理办法》的通知（2020修订）

（国能发资质〔2020〕69号）

各派出机构，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、国家能源投资集团有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，有关电力企业：

为进一步完善电力业务许可制度，优化电力业务许可证监督管理，国家能源局对《电力业务许可证（发电类）监督管理办法（试行）》（电监资质〔2010〕36号）和《电力业务许可证（输电类、供电类）监督管理办法（试行）》（电监资质〔2011〕10号）进行合并修订。现将修订后的《电力业务许可证监督管理办法》印发你们，请遵照执行。

国家能源局

2020年12月25日

电力业务许可证监督管理办法

第一章 总则

第一条 为加强电力业务许可证监督管理，规范电力业务许可行为，维护电力市场秩序，保护电力企业合法权益，保障电力系统安全、优质、经济运行，根据《电力监管条例》《电力业务许可证管理规定》及相关法律、行政法规的规定，制定本办法。

第二条 本办法适用于对发电企业、输电企业、供电企业（含拥有配电网运营权的售电公司）及电力交易机构遵守电力业务许可制度的监督管理。

第三条 国家能源局负责全国电力业务许可证的监督管理工作。

国家能源局派出机构（以下简称派出机构）负责辖区内电力业务许可证的监

督管理工作。

第四条 电力业务许可证监督管理工作遵循依法、公正、公开、高效的原则。

国家能源局及其派出机构依法开展电力业务许可证监督管理工作，发电、输电、供电企业及电力交易机构应当予以配合，并按照要求如实提供有关情况和材料。

第五条 任何组织或者个人有权对发电、输电、供电企业及电力交易机构违反电力业务许可制度的行为进行举报或投诉，国家能源局及其派出机构按照有关规定核实、处理。

第二章 准入与条件保持

第六条 国家能源局及其派出机构对发电、输电、供电企业实施许可准入监管和相关行为的监督管理。

除国家能源局规定的豁免情形外，任何单位或者个人未取得电力业务许可证（发电类、输电类、供电类），不得从事相应的发电、输电、供电业务（含增量配电业务）。

取得电力业务许可证的企业（以下简称持证企业），应当遵守国家法律、法规和能源监管规章制度，按照《电力业务许可证管理规定》规定的权利和义务在许可范围内从事发电、输电、供电业务，并接受国家能源局及其派出机构的监督管理。

第七条 国家能源局及其派出机构对发电、输电、供电企业及时取得许可证情况实施监督管理。

除豁免情形外，发电企业应在项目完成启动试运工作后3个月内（风电、光伏发电项目应当在并网后6个月内）取得电力业务许可证，分批投产的发电项目可分批申请。超过规定时限仍未取得电力业务许可证的，有关机组不得继续发电上网。

拥有配电网运营权的售电公司具备向配电区域内现有负荷供电的能力，具有配电网后续建设规划，承诺供电能力、供电质量符合《供电监管办法》等有关

规定，即可申请电力业务许可证，不需待完成配电区域内所有配电网络建设后申请。

第八条 国家能源局及其派出机构对发电、输电、供电企业申请电力业务许可证时有关承诺的真实性实施监督管理。

对于采用告知承诺方式取得电力业务许可证的企业，派出机构应按告知承诺制有关规定对企业承诺的真实性进行监督检查。

第九条 国家能源局及其派出机构对持证企业按照电力业务许可证确定的条件、范围从事电力业务的情况进行监督检查。持证企业应当保持许可条件，并在许可证确定的范围内从事电力业务。

持证企业生产运行负责人、技术负责人、安全负责人和财务负责人的任职资格和工作经历应符合《电力业务许可证管理规定》要求。主要管理人员发生变化的，应在 30 日内向所在地派出机构报告。

第十条 国家能源局及其派出机构可以根据国家有关政策要求，规定电力业务许可证的“特别规定事项”。持证企业应当履行许可证载明的“特别规定事项”，并将履行结果及时报送所在地派出机构。

第三章 变更延续与退出

第十一条 持证企业具有下列情形之一的，应当自变化之日起 30 日内向派出机构提出登记事项变更申请：

- （一）企业名称、住所、法定代表人等发生变化的；
- （二）发电企业发电机组调度关系发生变化的；
- （三）发电企业发电机组类型、单机容量发生变化的。

发电机组技改后装机容量发生变化的，应符合国家有关规定。

第十二条 持证供电企业主要供电设施及供电营业分支机构发生变化的，应当于每年二季度集中向派出机构提出登记事项变更申请。

第十三条 持证企业具有下列情形之一的，应当自变化之日起 30 日内向派出机构提出许可事项变更申请：

- (一) 发电企业新建、改建发电机组投入运营的；
- (二) 发电企业取得或者转让已运营的发电机组的；
- (三) 发电企业发电机组退役的；
- (四) 供电企业供电营业区变更的。

前款第一项所列情形应在本办法第七条规定的时限内完成许可事项变更。

第十四条 持证输电企业主网架新建、改建输电线路或变电设施投入运营，以及主网架输电线路或变电设施终止运营的，应当于每年二季度集中向派出机构提出许可事项变更申请。

第十五条 发电机组运行达到设计使用年限的，应当向派出机构申请退役或申请延续运行。申请延续运行的，应当符合下列条件：

- (一) 符合国家产业政策和节能减排政策；
- (二) 未纳入政府有关部门关停或停运计划；
- (三) 机组实行必要的改造并经过相关安全评估。

机组延续运行时限依据相关评估结论确定。

第十六条 输电、供电企业（以下简称电网企业）因故需要停业、歇业的，应当在停业、歇业之前以书面形式向发证机关提出申请，经批准后方可停业、歇业。

未经批准，电网企业不得擅自停业、歇业。

电网企业被撤销的，其上级单位应当在撤销之前以书面形式将实施方案报告发证机关。

第十七条 电力业务许可证有效期届满需要延续的，持证企业应当在有效期届满 30 日前向派出机构提出许可证有效期延续申请。

第十八条 持证企业电力业务许可证损毁、遗失的，应当及时向派出机构申请补办。派出机构原则上应在受理当日予以补办，并在派出机构官方网站发布公告。补办许可证有效期应与原证一致。

第十九条 持证企业具有下列情形之一的，派出机构应当按照有关规定办理电力业务许可证注销手续：

- （一）许可证有效期届满未延续的；
- （二）不再具有发电机组、输电网络或者供电营业区的；
- （三）申请停业、歇业被批准的；
- （四）因解散、破产、倒闭等原因而依法终止的；
- （五）许可证依法被吊销，或者许可被撤销、撤回的；
- （六）经核查，已丧失从事许可事项活动能力的；
- （七）法律、法规规定应当注销的其他情形。

持证企业未配合派出机构在规定时间内办理注销手续的，派出机构可公告注销其电力业务许可证。

第二十条 发电企业变更、延续或注销电力业务许可证后，应将有关情况及时告知相关电网企业、电力交易机构。

第二十一条 派出机构应当及时公告电力业务许可证颁发、变更、延续、注销、补办等有关情况。

第四章 并网与交易注册

第二十二条 国家能源局及其派出机构对电网企业及电力调度机构落实许可制度情况实施监督管理。

电网企业在与发电企业签订并执行《并网调度协议》和《购售电合同》时，应核实发电企业是否取得电力业务许可证、机组信息是否与许可证记录相符。

发电企业在本办法第七条规定时限之前签订《并网调度协议》和《购售电合同》的，可暂不提供电力业务许可证；取得电力业务许可证后，应将有关许可内容及时告知相关电网企业。超过规定时限仍未取得电力业务许可证、并网机组信息与许可证记录信息差异较大的机组不得继续发电上网。

电力调度机构应当在每年第一季度向所在地派出机构报送其调度管辖的上一年度发电机组清单等信息。

第二十三条 国家能源局及其派出机构对电力交易机构落实许可制度情况实施监督管理。

发电企业、拥有配电网运营权的售电公司在电力交易机构注册时，电力交易机构应当核实其是否取得电力业务许可证，注册信息是否与许可证记录相符。

发电企业在本办法第七条规定时限之前到电力交易机构注册的，可暂不提供电力业务许可证；取得电力业务许可证后，应将有关许可内容及时告知相关电力交易机构。超过规定时限仍未取得电力业务许可证的、注册信息与许可证记录信息差异较大的机组不得继续参与交易。

拥有配电网运营权的售电公司未按规定取得电力业务许可证的，电力交易机构不得允许其注册、交易。

第五章 监督管理方式

第二十四条 派出机构应对持证企业执行许可制度情况开展日常监管；国家能源局及其派出机构可针对重点领域、重点问题开展不定期的专项监管。

第二十五条 国家能源局及其派出机构应按照电力业务许可信用监管要求，开展持证企业信用状况综合评价，根据企业信用等级采取差异化监管措施。对监管中产生的信用信息，国家能源局及其派出机构应及时归集至能源行业信用信息平台和全国信用信息共享平台。

第二十六条 国家能源局及其派出机构开展监督检查可采取现场和非现场方式。监督检查应落实“双随机、一公开”要求，并结合企业信用状况，确定企业抽查比例、频次和检查方式。

第二十七条 国家能源局及其派出机构进行监督检查时，应当将监督检查情况、检查结果、违规行为处理意见如实记录，并将有关情况反馈被检查单位。国家能源局及其派出机构可根据监管需要公布有关信息。

第六章 法律责任

第二十八条 国家能源局及其派出机构在监督管理中发现企业违反电力业务许可制度的，按照《电力监管条例》《电力业务许可证管理规定》及有关法律、行政法规的规定处理。

第二十九条 电网企业违反本办法第二十二条规定，允许超过规定时限仍未取得电力业务许可证的机组发电上网的，或未按要求核实机组信息与许可证记录是否相符的，由派出机构责令改正；拒不改正的，按照《电力监管条例》及有关规定处理。

电力交易机构违反第二十三条规定，允许超过规定时限仍未取得电力业务许可证的发电企业、拥有配电网运营权的售电公司注册、交易的，或未按要求核实企业注册信息与许可证记录是否相符的，由派出机构责令改正；拒不改正的，按照《电力监管条例》及有关规定处理。

第三十条 持证企业违反本办法第十一、十二、十三、十四条规定，未在规定时间内提出登记事项变更、许可事项变更申请的，由派出机构责令改正，并按照《电力业务许可证管理规定》有关规定处理。

第三十一条 国家能源局及其派出机构工作人员在电力业务许可证监督管理中有违法违规行为的，按照《电力监管条例》《电力业务许可证管理规定》及有关法律、行政法规的规定处理。

第七章 附则

第三十二条 派出机构可依据本办法制定实施细则，并报国家能源局备案。

第三十三条 本办法自发布之日起施行。原《关于印发〈电力业务许可证（发电类）监督管理办法（试行）〉的通知》（电监资质〔2010〕36号）和《关于印发〈电力业务许可证（输电类、供电类）监督管理办法（试行）〉的通知》（电监资质〔2011〕10号）同时废止。

供用电监督管理办法（2024 修订）

（1996 年 5 月 19 日电力工业部令第 4 号公布 自 1996 年 9 月 1 日起施行 根据 2011 年 6 月 30 日国家发展改革委令第 10 号第一次修订 根据 2024 年 1 月 4 日国家发展改革委令第 11 号第二次修订）

第一章 总则

第一条 为加强电力供应与使用的监督管理，根据《电力供应与使用条例》第三十六条规定，制定本办法。

第二条 从事供用电监督管理的机构和人员，在执行监督检查任务时，必须遵守本办法。

第三条 供用电监督管理必须以事实为依据，以电力法律和行政法规以及电力技术标准为准则，遵循本办法的规定进行。

第二章 监督管理

第四条 县级以上电力管理部门负责本行政区域内供电、用电的监督工作。但上级电力管理部门认为工作必需，可指派供用电监督人员直接进行监督检查。

第五条 供用电监督管理的职责是：

1. 宣传、普及电力法律和行政法规知识；
2. 监督电力法律、行政法规和电力技术标准的执行；
3. 监督国家有关电力供应与使用政策、方针的执行；
4. 协调处理供用电纠纷，依法保护电力投资者、供应者与使用者的合法权益；
5. 协助司法机关查处电力供应与使用中发生的治安、刑事案件；
6. 依法查处电力违法行为，并作出行政处罚。

第六条 供用电监督人员在依法执行监督检查公务时，不得少于两人，应出示行政执法证。被检查的单位应接受检查，并根据监督人员依法提出的要求，提

供有关情况、回答有关询问、协助提取证据、出示工作证件等。

第七条 供用电监督人员依法执行监督公务时。应遵守被检查单位的保卫保密规定；现场勘查不得直接或替代他人从事电工作业，也不得非法干预被检查单位正常的生产调度工作。

第三章 监督检查人员资格

第八条 各级电力管理部门应依法配备供用电监督管理人员。担任供用电监督管理工作的人员应具备相应的专业技术能力和行政执法资格。

第九条 省级电力管理部门负责本行政区域内供用电监督管理人员的资格审查和专门知识及技能的培训工作。县级以上电力管理部门可办法委托供用电监督协助人员。

第四章 电力违法行为查处

第十条 各级电力管理部门负责本行政区域内发生的电力违法行为查处工作。上级电力管理部门认为必要时，可直接查处下级电力管理部门管辖的电力违法行为，也可将自己查处的电力违法事件交由下级电力管理部门查处。对电力违法行为情节复杂，需由上一级电力管理部门查处更为适宜时，下级电力管理部门可报请上一级电力管理部门查处。

第十一条 电力管理部门对下列方式要求处理的电力违法事件，应当受理：

1. 用户或群众举报的；
2. 供电企业提请处理的；
3. 上级电力管理部门交办的；
4. 其他部门移送的。

电力管理部门对受理的电力违法事件，可视电力违法事件性质和危及电网安全运行的紧迫程度，可依法在现场查处，也可立案处理。

第十二条 电力违法行为，可用书面和口头方式举报。口头方式举报的事件，受理人应详细记录并经核对无误后，由举报人签章。举报人举报的事件如不愿使

用真实姓名的，电力管理部门应尊重举报人的意愿。

第十三条 电力管理部门发现受理的举报事件不属于本部门查处的，应及时向举报人说明，同时将举报信函或笔录移送有权处理的部门。对明显的治安违法行为或刑事违法行为，电力管理部门应主动协助公安、司法机关查处。

第十四条 电力管理部门对危及电网运行安全或人身安全的违法行为，当供电企业到现场制止无效时，应当即指派供用电监督人员赶赴现场处理，制止违法行为，以确保电网和人身安全。

第十五条 对涉嫌电力违法行为的查处应符合行政处罚法及有关规定。当事人对行政处罚决定不服的，有权依法申请行政复议或提起行政诉讼。当事人逾期不履行行政处罚决定的，作出行政处罚决定的电力管理部门可以依法向人民法院申请强制执行。

第五章 行政处罚

第十六条 违反《电力法》和国家有关规定，未取得相应类别电力业务许可证而从事电力供应业务者，电力管理部门应以书面形式责令其停止营业，没收其违法所得，并处以违法所得五倍以下的罚款。

第十七条 违反《电力法》和国家有关规定，擅自伸入或跨越其他供电企业供电营业区供电者，电力管理部门应以书面形式责令其拆除伸入或跨越的供电设施，没收其违法所得，并处以违法所得四倍以下的罚款。

第十八条 违反《电力法》和国家有关规定，擅自向外转供电者，电力管理部门应以书面形式责令其拆除转供电设施，没收其违法所得，并处以违法所得三倍以下的罚款。

第十九条 电力管理部门对危害供电、用电安全，扰乱正常供电、用电秩序的行为，除协助供电企业追缴电费外，应分别给予下列处罚：

1. 擅自改变用电类别的，应责令其改正，给予警告；再次发生的，可下达中止供电命令。

2. 擅自超过合同约定的容量用电的，应责令其改正，给予警告；拒绝改正的，

可下达中止供电命令。

3. 擅自使用已经在供电企业办理暂停使用手续的电力设备，或者擅自启用已经被供电企业查封的电力设备的，应责令其改正，给予警告；启用电力设备危及电网安全的，可下达中止供电命令。

4. 擅自迁移、更动或者擅自操作供电企业的用电计量装置、电力负荷控制装置、供电设施以及约定由供电企业调度的用户受电设备，且不构成窃电和超指标用电的，应责令其改正，给予警告；造成他人损害的，还应责令其赔偿，危及电网安全的，可下达中止供电命令。

5. 未经供电企业许可，擅自引入、供出电力或者将自备电源擅自并网的，应责令其改正，给予警告；拒绝改正的，可下达中止供电命令。

第二十条 电力管理部门对盗窃电能的行为，应责令其停止违法行为，并处以应交电费五倍以下的罚款；构成违反治安管理行为的，由公安机关依照治安管理处罚法的有关规定予以处罚；构成犯罪的，依照刑法有关规定追究刑事责任。

第六章 附则

第二十一条 本办法自一九九六年九月一日起施行。

电能质量管理办法（暂行）

中华人民共和国国家发展改革委令

（第8号）

《电能质量管理办法（暂行）》已经2023年12月26日第7次委务会议审议通过，现予公布，自2024年4月1日起施行。

主任：郑栅洁

2023年12月27日

第一章 总则

第一条 为加强电能质量管理，保障电力系统电能质量水平，优化电力营商环境，更好满足电力用户电能质量需求，支撑电力系统的安全、稳定、优质、经济运行，依照《中华人民共和国电力法》《电力供应与使用条例》《电网调度管理条例》和《电力监管条例》等法律法规，制定本办法。

第二条 本办法适用于在中华人民共和国境内的电力生产、供应和使用过程中的电能质量管理工作。

第三条 本办法所称的电能质量管理，是指综合采用技术、经济、行政等手段，使电力系统电能质量限制在国家标准规定范围内，以保证发电、供电和用电三方的正常运行和合法权益的活动，包括发电电能质量管理、输配电电能质量管理、用电电能质量管理，以及信息管理、监督管理等。

第四条 电能质量管理应当遵循“标准指引、预防为主、综合治理”的方针，发电、供电和用电各方应在工程项目规划、设计、建设、运行的全过程贯彻电能质量主动防治的理念，共同维护电气安全使用环境。

第五条 保障电力系统电能质量是发电企业、电网企业、电力用户的共同责任。建立健全政府监督管理、行业自律和企业履责的机制，强化和落实发电企业、电网企业、电力用户的主体责任，共同维护电力系统电能质量水平。因发电、电

网或用户原因引起电能质量问题时，责任主体应当按“谁干扰，谁治理”的原则及时处理，并接受监督管理。

第二章 组织与职责

第六条 国家能源局负责全国电能质量管理和监督工作，建立健全电能质量管理制度和行业标准；地方各级电力管理部门负责本行政区域内电能质量管理工作，建立健全电力用户电能质量管理制度，协调处理电能质量问题诉求，监督各方落实主体责任；国家能源局派出机构负责辖区内电能质量监督工作，监督检查电网企业和发电企业执行国家法律法规、政策文件等的情况。

第七条 电网企业、发电企业和电力用户应贯彻执行国家有关电能质量管理规定。电网企业和发电企业应建立健全本企业电能质量管理制度，明确负责电能质量管理的部门及人员，开展电能质量管理和信息采集分析工作。

第八条 电网企业负责所属电网电能质量管理工作。负责所属电网电能质量监测和调控。负责发电并网点和电力用户公共连接点的电能质量管理。协助国家能源局及其派出机构、地方各级电力管理部门督促发电企业、电力用户电能质量治理措施落实。

第九条 发电企业负责所属厂（场）站电能质量管理工作。负责发电厂（场）站电能质量监测、电能质量问题防治，配合开展并网点电能质量管理等工作。

第十条 电力用户负责所属厂站（房）或设备（设施）电能质量管理工作。负责用电电能质量监测、电能质量问题防治，配合开展公共连接点电能质量管理等工作。

第十一条 行业协会开展电能质量行业自律与服务，开展信息分析与应用、技术交流与合作等工作。鼓励支持行业协会开展职业能力培训与评价等服务工作。

第十二条 鼓励电能质量监测装置、治理设备制造企业加强产品的生产过程控制及检验，确保提供符合标准要求的合格产品。鼓励发电企业、电力用户使用经电能质量特性检测认证的发电和用电设备。

第三章 发电电能质量管理

第十三条 发电企业应当服从电力调度指令落实调频、调压有关措施，确保电能质量符合国家标准。

第十四条 新（改、扩）建的新能源场站、10千伏及以上电压等级并网的分布式电源和新型储能应当在接入电力系统规划可研阶段开展电能质量评估，配置电能质量在线监测装置，采取必要的电能质量防治措施。治理设备、在线监测装置应当与主体工程同时设计、同时施工、同时验收、同时投运。在试运行阶段（6个月内），应当开展电能质量监测，指标超标时应当主动采取治理措施。

第十五条 发电企业应当在生产运行阶段开展电能质量监测工作，针对自身原因引起的电能质量问题主动采取防治措施。新能源发电场站应当配置电能质量在线监测装置，并配合问题调查分析，为电能质量指标统计和问题分析提供数据支撑。

第十六条 10千伏以下电压等级并网的分布式电源应当配置具备必要的电能质量监测功能的设备，并进行电能质量指标超标预警和主动控制。电能质量指标不符合国家标准有关规定的，应当采取防治措施。采取防治措施后电能质量仍不符合国家标准，影响电网安全运行或其他电力用户正常用电时，应当配合电网企业执行出力控制或离网控制。

第十七条 发电企业应当开展电能质量管理工作相关信息采集与问题分析治理能力建设，建立变流器等干扰源设备、治理设备、监测装置台账库，定期维护更新。

第四章 输配电电能质量管理

第十八条 电网企业应当不断完善网架结构、优化运行方式，提高电网适应性。在发电设备和用电设备接入电力系统时，电网企业应当审核发电设备和用电设备接入电力系统产生电能质量干扰的情况，可按照国家有关规定拒绝不符合规定的发电设备和用电设备接入电力系统。

第十九条 高压直流输电、柔性输电等非线性设施规划设计阶段应当开展电

能质量评估，配置电能质量在线监测装置，必要时配置电能质量调控设备，且与主体工程同时设计、同时施工、同时验收、同时投运。

第二十条 电网企业应当加强对新能源场站并网点、10千伏及以上接有干扰源用户的公共连接点的电能质量问题分析。由于发电企业或电力用户影响电能质量或者干扰电力系统安全运行时，发电企业或电力用户应采取防治措施予以消除。对不采取措施或者采取措施不力的，电网企业可按照国家有关规定拒绝其接入电网或者中止供电，并报送本级电力管理部门、抄报所属国家能源局派出机构。

干扰源用户消除引起中止供电的原因后，电网企业应当在24小时内恢复供电，不能在24小时内恢复供电的，应向干扰源用户说明原因。

第二十一条 电网企业应当开展电能质量管理工作相关信息采集与问题分析治理能力建设，建立电能质量监测、调控设备台账，定期维护更新。

第五章 用电电能质量管理

第二十二条 干扰源用户接入电力系统时，应当在规划可研阶段开展电能质量评估，采取必要的电能质量防治措施，并与主体工程同时设计、同时施工、同时验收、同时投运。在试运行阶段（6个月内），应当开展电能质量监测，指标超标时应当主动采取治理措施。

第二十三条 对电能质量有特殊要求的用户在接入电力系统时，应当自行开展电能质量需求分析，采用耐受水平与电能质量需求相匹配的用电设备，以及配置合适的电能质量控制设备，确保电能质量满足自身需求。

第二十四条 存在电能质量问题的干扰源用户和对电能质量有特殊要求的用户应当加强电能质量监测分析，针对自身原因引起的电能质量问题主动采取防治措施，并配合问题调查分析，提供数据支撑。

第二十五条 干扰源用户和对电能质量有特殊要求的用户应当建立干扰源设备、对电能质量有特殊需求的设备、治理设备、监测装置台账库，定期维护更新。

第二十六条 鼓励各方为对电能质量有特殊要求的用户提供有偿增值服务

等。

第六章 信息管理

第二十七条 电能质量信息实行统一管理、分级负责。国家能源局负责全国电能质量信息的管理工作。地方各级电力管理部门负责本行政区域内电能质量信息的管理工作。

根据工作需要，国家能源局可以委托行业协会、科研单位及技术咨询机构等协助开展电能质量信息统计、指标评价等工作。

第二十八条 电网企业等相关企业应当按规定准确、及时、完整地向国家能源局、地方各级电力管理部门报送电能质量信息。

电能质量信息报送内容和程序由国家能源局另行规定。

第七章 监督管理

第二十九条 国家能源局及其派出机构、地方各级电力管理部门应当根据职责及时受理发电企业、电网企业、电力用户对电能质量问题的诉求，必要时可开展监督检查。

根据工作需要，国家能源局及其派出机构、地方各级电力管理部门可以委托具有相关资质的机构协助开展电能质量问题分析、检验检测等工作。

第三十条 国家能源局及其派出机构、地方各级电力管理部门可对发电企业、电网企业及电力用户开展电能质量监督检查，受监督检查企业及其工作人员应予以配合：

- (一) 进入受监督检查企业进行检查；
- (二) 询问受监督检查企业的工作人员,要求其对有关检查事项做出说明；
- (三) 查阅、复制与检查事项有关的文件、资料和电子数据；
- (四) 调取、分析受监督检查企业的有关电能质量信息。

监督检查时可以邀请电能质量专业相关专家参加并提供专业意见建议。对监督检查中发现的违法违规行为,国家能源局及其派出机构、地方各级电力管理部

门有权当场予以纠正或责令限期改正。对不采取措施或者采取措施不力的，依法依规纳入不良信用记录。

第八章 附 则

第三十一条 本办法下列用语的含义：

（一）电能质量，是指电力系统指定点处的电特性，关系到供用电设备正常工作（或运行）的电压、电流、频率的各种指标偏离基准技术参数的程度。电能质量指标包括电力系统频率偏差、供电电压偏差、谐波（间谐波）、三相电压不平衡、电压波动与闪变、电压暂升/暂降与短时中断等，各项电能质量指标应符合下列国家标准：

- 1.《电能质量 电力系统频率偏差》（GB/T 15945）；
- 2.《电能质量 供电电压偏差》（GB/T 12325）；
- 3.《电能质量 公用电网谐波》（GB/T 14549）；
- 4.《电能质量 公用电网间谐波》（GB/T 24337）；
- 5.《电能质量 三相电压不平衡度》（GB/T 15543）；
- 6.《电能质量 电压波动和闪变》（GB/T 12326）；
- 7.《电能质量 电压暂降与短时中断》（GB/T 30137）；
- 8.其他电能质量相关国家标准。

（二）干扰源，是指接入电力系统的对电能质量造成影响的非线性、不平衡、冲击性发、供、用电设备或设施。

（三）电能质量监测，是指根据测量准确度要求，使用相应的电能质量监测设备（便携或在线）测量电力系统指定点处的电能质量指标。

第三十二条 本办法由国家发展改革委、国家能源局负责解释。

第三十三条 本办法自2024年4月1日起施行。原电力工业部发布的《电网电能质量技术监督管理规定》（电综〔1998〕第211号）同时废止。

国家能源局关于进一步规范用户受电工程市场的通知

（国能监管〔2013〕408号）

各派出机构，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力集团公司，各有关单位：

为进一步规范用户受电工程市场，保障用户的知情权和自主选择权，保障市场主体平等参与竞争的权利，构建公平、开放的用户受电工程市场环境，根据《电力监管条例》、《供电监管办法》等有关规定，特通知如下：

一、规范用户受电工程市场相关制度

（一）完善用户受电工程业扩报装管理制度。供电企业应按照国家有关规定，明确工作原则、内部职责分工、服务流程和标准，形成从申请用电到装表接电的全过程服务体系，规范业扩报装工作的各个工作环节；实行用户工程业务办理全程信息化管理，业务办理与信息录入同步，办理工作单、结果告知书等项目全部档案信息资料实行微机打印，需有关当事人签字（盖章）的，必须在打印单上完成，确保档案资料与实际情况的一致性，实现业务办理进展情况网上网下实时公开查询。

（二）规范用户受电工程市场准入制度。具备承揽用户受电工程电力设计、设备材料供应、承装（修、试）资质要求的单位，供电企业不再另设“入围”审查或资质许可。需要单独设定某些条件的，供电企业应作出明确说明，向市场主体公示并向国家能源局派出机构备案。

（三）健全用户受电工程招标投标管理制度。用户受电工程的招标投标工作应按国家规定，实行业主负责制。由供电企业统一组织的用户受电工程（包括统一收取新建住宅小区电力设施建设费的供电配套工程和业主委托供电企业组织的供电配套工程，下同），除按照有关规定或业主明确要求不进行招投标的，其工程设计、施工、监理和设备材料制造（供应）应实行公开招投标。供电企业在依法组织招投标时，应选择中立招标代理机构并委托其组织招投标工作。

二、实现用户受电工程信息公开

供电企业应按相关规定及时公开相关信息，实现用户受电工程业务的“阳光化”管理。

（一）信息公开的内容

1. 供电企业制定的有关管理制度和技术标准；
2. 从申请用电到装表接电的业务流程和工作规范；
3. 各服务环节的收费项目和标准；
4. 供电方案；
5. 由供电企业统一组织的用户受电工程的招投标结果，包括工程的设计、施工、监理及主要设备制造（供应）企业名单和合同金额；
6. 省或市统一收取住宅小区供电工程配套费的标准、依据以及收支情况，并向国家能源局派出机构及政府有关部门备案；
7. 其他应当公开的内容。

（二）信息公开方式

供电企业的信息应通过省级电网企业门户网站、95598 客户服务热线、营业厅公开栏等多种便于公众知晓的方式公开，通过门户网站公开的信息要与国家能源局派出机构的官方网站链接。按照有关规定不属于供电企业主动公开的信息，电力用户可以根据需要向供电企业申请获取相关信息。因故不能公开的，需报国家能源局派出机构备案。

（三）信息公开时限

管理制度、技术标准、工作流程、收费项目和标准等内容应在生效或发生变化之后及时公开。

承接用户受电工程的设计、施工、监理和设备材料制造（供应）企业的名单、合同金额和小区“配套费”收支情况等相关信息，每半年应至少公开一次。

供电企业收到信息公开申请，能够当场答复的，应当场予以答复；不能当场答复的，应最迟在 15 个工作日内予以答复。

三、促进用户受电工程市场公平竞争

各地应进一步开放用户受电工程市场，消除省、市之间的市场壁垒，保障符

合条件的市场主体平等参与用户受电工程市场竞争的权利。跨省（区）作业的承装（修、试）电力设施单位，应按照国家有关规定和工程所在地国家能源局派出机构的要求及时备案，并依法接受其监管。

供电企业应认真清理自行出台的报装管理流程，取消在用户受电工程管理环节设置的障碍，不得直接、间接或变相指定设计、承装（修、试）和设备材料供应企业，同时，应认真履行中间检查、竣工验收等各环节的责任，保证相关要求落到实处。

用户受电工程的设计、施工、设备材料制造（供应）企业，应具备相关业务许可证和必要的资质条件，并在规定范围内开展业务，不得违规转包、分包工程，确保用户受电工程质量；用户应对自行组织的设计、施工、设备材料制造（供应）企业的资质条件进行审查把关，并按照规定及时提交中间检查、竣工验收等检验申请。

供电企业要进一步规范主业与用户受电工程设计、施工关联企业的关系，按照现代企业制度要求，实现在人、财、物上的彻底分离，为促进用户受电工程市场公平竞争营造良好的机制环境。

四、加强用户受电工程市场监管

各市场主体应当按照要求向国家能源局派出机构报送用户受电工程市场监管信息，确保信息真实、可靠；供电企业应及时梳理、汇总设计、施工、设备企业在承揽用户受电工程中发生的未遵循国家、地方、行业有关法律法规和相关规定的现象，以及发生的有关安全、质量、进度责任问题等相关信息，按照当地国家能源局派出机构的要求建立定期报告制度。

国家能源局各派出机构应畅通和完善信息渠道，探索建立承装修试企业信息联络员制度，不断健全 12398 热线等投诉举报工作制度，密切跟踪了解用户受电工程市场的发展态势，对发现的违法违规行为加大查处力度，以点及面，带动供电企业不断加强自律，全面提升经营和服务的合法性和规范性。

国家能源局各派出机构要结合本地区实际情况，制定和完善市场规则和实施细则；积极推进信息平台的建设，搭建电力用户受电工程市场信息与监管系统平

台，公开与用户受电工程相关的信息。

国家能源局及其各派出机构要每年组织对市场运行及开放情况进行抽查，促进规范用户受电工程市场的各项措施落到实处，抽查比例不低于 20%，并视情况将检查结果通过监管报告等方式向社会公布。

充分发挥社会中介组织和行业自律作用，国家能源局各派出机构要推动建立信用信息系统和信用信息档案管理机制，制定和完善信用评价标准与评价制度，有关评价结果及时向社会公开。

国家能源局

2013 年 11 月 12 日

国家能源局关于对拥有配电网运营权的售电公司颁发管理电力业务许可证（供电类）有关事项的通知

（国能资质〔2016〕353号）

各派出能源监管机构，各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、经信委，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力集团有限责任公司，华能、大唐、华电、国电、国家电投集团公司，有关电力企业：

为落实《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及电力体制改革配套文件，积极稳妥推进售电侧改革，维护电力市场秩序，依据《电力业务许可证管理规定》、《国家发展改革委 国家能源局关于印发<售电公司准入与退出管理办法>和<有序放开配电网业务管理办法>的通知》（发改经体〔2016〕2120号）以及相关法律、法规，现就拥有配电网运营权的售电公司颁发管理电力业务许可证（供电类）有关事项通知如下：

一、许可证颁发

（一）拥有配电网运营权的售电公司，应当依法取得电力业务许可证（供电类）。

本通知所指配电网的范围依据《有序放开配电网业务管理办法》确定；除电网企业存量资产外，其他企业投资、建设和运营的存量配电网，适用本通知。

（二）国家能源局派出机构负责组织实施辖区内电力业务许可证（供电类）的颁发和管理工作。国家能源局负责对全国许可实施情况进行监督管理。

（三）取得电力业务许可证（供电类）的拥有配电网运营权售电公司（以下简称被许可人），接受国家能源局及其派出机构（以下简称能源监管机构）的监督管理。被许可人依法开展电力业务，受法律保护。

二、许可条件和申请材料

（四）拥有配电网运营权的售电公司申请电力业务许可证（供电类）的，应

当具备下列条件：

1. 具有法人资格；
2. 配电网项目经有关政府主管部门核准或审批；
3. 具有与申请从事的电力业务相适应的财务能力，其中资产总额不得低于 2 千万元人民币；注册资本不低于总资产的 20%；
4. 生产运行负责人、技术负责人、安全负责人和财务负责人具有 3 年以上与申请从事的电力业务相适应的工作经历，具有中级以上专业技术任职资格或者岗位培训合格证书；
5. 具有配电区域的划分协议书或意见；
6. 具有与申请从事的电力业务相适应的配电网络和营业网点；
7. 履行电力社会普遍服务、保底供电服务和无歧视提供配电服务义务，退出配电业务时履行配电网运营权移交义务；
8. 无严重失信信用记录，并按照规定要求做出信用承诺，确保诚实守信经营；
9. 法律、法规规定的其他条件。

（五）拥有配电网运营权的售电公司申请电力业务许可证（供电类）的，应当提供下列材料：

1. 法定代表人签署的许可证申请表；
2. 法人营业执照副本及其复印件；
3. 配电网项目经有关政府主管部门核准或审批的文件；
4. 企业最近 2 年的年度财务报告；成立不足 2 年的，出具企业成立以来的财务报告；
5. 企业生产运行负责人、技术负责人、安全负责人、财务负责人的简历、专业技术任职资格证书等有关证明材料；
6. 配电区域的证明材料及地理平面图；
7. 配电网络分布概况；
8. 设立的配电营业分支机构及其相应的配电营业区域概况；

9. 履行电力社会普遍服务、保底供电服务和无歧视提供配电服务义务的承诺书；退出配电业务时，履行配电网运营权移交义务的承诺书；

10. 信用承诺书。

三、许可申请及审查

（六）拥有配电网运营权的售电公司在正式经营配售电业务前，应当向国家能源局派出机构申请电力业务许可证（供电类），取得许可后方可从事相关电力业务。

（七）拥有配电网运营权的售电公司需要从事竞争性售电业务的，应当在交易机构注册前取得电力业务许可证（供电类）。

（八）拥有配电网运营权的售电公司在提交电力业务许可申请前，应当取得配电区域的划分协议书或意见。

无法达成配电区域划分协议或意见的，由国家能源局派出机构根据配电网项目核准内容、电网实际覆盖范围，并综合考虑电网结构、电网安全、供电能力、供电质量、供电的经济合理性等因素，确定配电区域。

（九）国家能源局派出机构应当对申请人提交的申请材料进行审查，并根据需要对申请材料的实质内容进行核实。

（十）国家能源局派出机构在做出行政许可决定之日起7个工作日内，应当通过国家能源局派出机构的门户网站进行公示，并同步将公示内容推送至有关部门的门户网站、能源信用建设平台等。尚未建立相关信息系统或网站的部门，可通过数据拷贝或建立数据接口等方式，与能源信用建设平台保持数据报送与更新。

四、持证企业监督与管理

（十一）能源监管机构对被许可人是否持续符合许可证法定条件的情况实施监督管理。被许可人的注册资本和资产总额、生产经营场所、供电能力、主要管理人员等发生变化，不符合许可证法定条件的，国家能源局派出机构应当责令其限期整改，并对整改情况予以复查。逾期未整改或者整改后仍然不符合许可证法

定条件的，撤销许可。

（十二）被许可人不得超越许可范围开展配电业务。

（十三）实行年度自查制度。被许可人应当每年开展自查并向国家能源局派出机构提交以下材料：

1. 自查报告，内容包括：基本信息、主要管理人员情况、配售电业务经营情况、安全生产基本情况、配电设施情况、分支机构情况、遵守许可证制度情况等；

2. 电力业务许可证副本或副本复印件；

3. 企业法人营业执照副本或者营业执照副本复印件；

4. 企业上一年度的资产负债表和利润表；

5. 受到能源监管机构以及其他政府部门表彰或者行政处罚的证明材料；

6. 按照电网企业安全生产标准化规范开展自查的报告；

7. 能源监管机构要求报送的其他材料。

（十四）国家能源局派出机构应对被许可人自查情况进行监督和检查。

（十五）被许可人其名称、法定代表人、住所发生变更的应在工商登记变更之日起 30 日内向国家能源局派出机构申请登记事项变更。

（十六）被许可人配电区域发生变化的，应当自发生变化之日起 30 日内向国家能源局派出机构申请许可事项变更。

（十七）被许可人所经营的主要配电线路或者变配电设施发生变化的，应及时向国家能源局派出机构报送信息。

（十八）被许可人自愿终止配电业务的，应提前 6 个月向社会公示，妥善处理配电资产、债权债务及合同约定事项，并与承接其配电网运营权的公司完成交接后，向国家能源局派出机构提出申请，经批准后办理许可证注销手续。

（十九）被许可人有下列行为之一的，能源监管机构和有关部门应责令其整改，对拒不整改的，要将其纳入企业不良信用记录或黑名单，并依法予以处罚。

1. 超出许可范围或者超过许可期限从事相关电力业务的；

2. 未按照国家规定的电能质量和供电服务质量标准向用户提供服务的；

3. 未在规定的期限内申请许可变更的；
4. 严重违反市场交易规则的；
5. 不再具备许可条件仍从事相关电力业务，且限期未完成整改的；
6. 未经批准,擅自停业、歇业的；
7. 其他违反法律法规和本办法规定的行为。

（二十）对纳入黑名单的售电公司，按照能源信用体系惩戒管理制度，采取惩戒措施。

五、其它事项

（二十一）本通知未尽事宜，按照《中华人民共和国行政许可法》、《中华人民共和国电力法》、《电力监管条例》、《电力业务许可证管理规定》和有关法律、法规及有关规定执行。

国家能源局

2016年12月8日

国家能源局能源争议纠纷调解规定

（国能监管〔2017〕74 号）

第一条 为了规范能源争议纠纷调解行为，完善能源争议纠纷调解制度，及时解决能源争议纠纷，根据有关法律、行政法规，结合工作实际，制定本规定。

第二条 国家能源局调解能源争议纠纷，适用本规定。

本规定所称能源争议纠纷是指平等主体之间发生的，属于国家能源局职责范围内的电力、煤炭、石油、天然气、新能源、可再生能源等争议纠纷。

第三条 国家能源局调解能源争议纠纷，遵循下列原则：

- （一）在当事人自愿、平等基础上进行调解；
- （二）不违背法律、行政法规和国家政策，公平合理；
- （三）尊重当事人的权利，不得因调解而阻止当事人依法通过仲裁、司法等途径维护自己的权利。

第四条 当事人向国家能源局申请调解，应当符合下列条件：

- （一）申请人为能源争议纠纷的一方当事人；
- （二）有明确的被申请人；
- （三）有具体的调解请求、事实和理由；
- （四）争议纠纷事项属于国家能源局职责范围。

第五条 国家能源局收到调解申请后，应当在 7 日内决定是否受理并通知当事人。

第六条 符合本规定第四条规定条件的调解申请，被申请人同意调解的，国家能源局应当受理。国家能源局主动调解的，双方当事人同意即为受理。

第七条 调解申请有下列情形之一的，国家能源局不予受理：

- （一）被申请人明确拒绝调解的；
- （二）已就争议纠纷事项提起仲裁或者诉讼的；
- （三）不符合本规定第四条规定条件的。

国家能源局决定不予受理的，应当向当事人说明理由。

第八条 国家能源局调解能源争议纠纷，应当根据争议纠纷复杂程度和争议纠纷标的的大小，指定 2 名以上调解员进行调解。

第九条 调解员一般由国家能源局的工作人员担任。国家能源局也可以根据工作需要，聘任能源、经济、财会、法律等方面的专业人员担任调解员，调解员履职前应当征得其所在单位同意。

聘任的调解员与国家能源局工作人员担任的调解员在能源争议纠纷调解工作中享有同等权利，履行同等义务。

调解员应当具备下列条件：

- （一）拥护党的路线、方针、政策，坚持四项基本原则；
- （二）遵纪守法，作风正派，廉洁自律；
- （三）熟悉能源法律、法规、规章和国家有关政策；
- （四）具备相应的能源、经济等专业知识。

国家能源局应当加强对聘任调解员的监督和管理，对聘任调解员业务能力、遵守有关规章制度的情况进行考核。

第十条 调解员进行调解工作，不得偏袒一方当事人，不得利用调解工作的便利牟取不正当利益，不得泄露当事人的商业秘密和个人隐私。

第十一条 当事人认为调解员与能源争议纠纷有利害关系或者其他关系，可能影响公正调解的，可以向国家能源局申请调解员回避。调解员认为自己与能源争议纠纷有利害关系或者其他关系，可能影响公正调解的，应当自行申请回避。

调解员是否回避，由局领导决定。

第十二条 当事人可以委托代理人参加调解。委托代理人代理的，被委托人应当提交授权委托书。授权委托书应当由委托人签名或者盖章，载明委托代理人姓名、性别、年龄、身份证明、联系方式、委托期限和代理权限。

第十三条 能源争议纠纷涉及第三人的，应当通知第三人参加。

第十四条 调解员可以采取下列方式调解能源争议纠纷：

- （一）根据已掌握的情况向当事人提出争议纠纷解决建议；
- （二）单独会见一方当事人或者同时会见各方当事人；

（三）以书面或者口头方式征求一方当事人或者各方当事人的意见；

（四）要求当事人提出争议纠纷解决建议或者方案；

（五）经当事人同意，聘请与争议纠纷各方无利害关系的专家或者机构对争议纠纷事项提供咨询建议或者鉴定意见；

（六）有利于当事人达成一致意见的其他方式。

第十五条 调解过程中，当事人应当如实陈述事实，遵守调解秩序，尊重调解员和对方当事人。

第十六条 调解过程中，当事人有下列情形之一的，国家能源局可以终止调解：

（一）隐瞒重要事实、提供虚假情况的；

（二）故意拖延时间的；

（三）无正当理由缺席或者以其他方式表明退出调解的；

（四）就能源争议纠纷事项提起仲裁或者诉讼的；

（五）影响调解正常进行的其他情况。

第十七条 调解结果涉及第三人利益的，应当征得第三人同意。第三人不同意的，终止调解。

第十八条 调解应当自受理之日起三个月内结案。因情况复杂，在规定时间内不能结案的，可以适当延长，但最长不超过六个月。

第十九条 调解达不成协议的，终止调解。

第二十条 调解达成协议的，国家能源局可以制作调解书。调解书应当载明下列事项：

（一）当事人的基本情况；

（二）能源争议纠纷的主要事实、争议纠纷事项以及各方当事人的责任；

（三）当事人达成调解协议的内容，履行的方式、期限。

调解书应当由调解员以及当事人签名或者盖章，并加盖国家能源局印章。国家能源局应当将调解书及时送达当事人。

第二十一条 参与调解的人员应当依法保守在调解过程中获知的涉及国家秘

密、商业秘密和个人隐私的信息。

第二十二条 国家能源局调解能源争议纠纷不收取任何费用。

第二十三条 国家能源局派出能源监管机构和省级能源主管部门可以参照本规定制定调解工作程序。

每年 12 月 20 日前，派出能源监管机构应当将年内发生能源争议纠纷调解案件的情况统计报告市场监管司。

第二十四条 本规定中有关“7 日”的规定是指工作日，不含节假日。

第二十五条 本规定自 2017 年 4 月 1 日起施行。

国家能源局综合司关于简化优化许可条件、加快推进增量 配电项目电力业务许可工作的通知

（国能综通资质〔2018〕102号 2018年7月11日）

各派出能源监管机构：

为积极推动增量配电业务改革，加快推进增量配电项目电力业务许可工作，依据《电力业务许可证管理规定》（电监会令第9号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈售电公司准入与退出管理办法〉和〈有序放开配电网业务管理办法〉的通知》（发改经体〔2016〕2120号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈增量配电业务配电区域划分实施办法（试行）〉的通知》（发改能源规〔2018〕424号）及《国家能源局关于对拥有配电网运营权的售电公司颁发管理电力业务许可证(供电类)有关事项的通知》（国能资质〔2016〕353号）有关规定，现就简化优化许可条件、加快推进增量配电项目电力业务许可工作有关事项通知如下。

一、简化优化增量配电项目电力业务许可条件，助力社会资本参与增量配 电业务

（一）简化优化部分配电项目核准(审批)证明材料

1. 非电网企业存量配电项目

对于《有序放开配电网业务管理办法》(以下简称《管理办法》)施行之前已建成投运的非电网企业存量配电项目，项目业主已按照《管理办法》有关要求向地方政府能源管理部门申请并获准开展配电业务的，申请电力业务许可证(供电类)时不要求提供项目核准(审批)材料，提供地方政府能源管理部门出具的同意其开展配电业务证明材料即可。

2. 作为大型建设项目配套工程的配电项目

对于配电网是油田、矿山等大型项目的配套工程，且在主体项目核准(审批)材料中已明确建设任务的配电项目，项目业主申请电力业务许可证(供电类)时提

供主体项目的核准(审批)材料即可,不要求提供独立的配电项目核准(审批)材料。

3. 拥有多个电压等级配电网的配电项目

对于拥有多个电压等级配电网的配电项目,项目业主申请电力业务许可证(供电类)时,提供最高电压等级配电网的核准(审批)材料即可,不要求提供此电压等级配电网辐射出的低电压等级配电网核准(审批)材料。

(二) 简化优化相关负责人从业证明材料

配电项目生产运行负责人、技术负责人、财务负责人可由股东单位派驻,劳动关系可保留在股东单位,但须在项目业主单位全职工作,并应做出相关履职承诺。

对于所有权与经营权分离的配电项目,项目生产运行负责人、技术负责人、财务负责人可由委托经营单位实际负责本配电项目的相关人员担任,劳动关系可保留在委托经营单位,但须在本项目全职工作,不可一人兼任多个配电项目负责人,并应做出相关履职承诺。

(三) 简化优化配电区域证明材料

项目业主申请电力业务许可证(供电类)时,地方相关主管部门出具的配电区域划分意见是派出能源监管机构在许可证中载明增量配电业务配电区域的主要依据,企业间自主达成的配电区域划分协议不作为必要条件。

项目业主已满足其他许可条件,但未取得配电区域划分意见的,派出能源监管机构可参考企业间自主达成的配电区域划分协议等材料,在许可证中载明配电区域。项目业主在获得电力业务许可证(供电类)后,取得地方相关主管部门出具的配电区域划分意见,且配电区域发生变更的,应当依法申请许可证的变更。

(四) 简化优化配电网络和营业网点证明材料

项目业主申请电力业务许可证(供电类)时,不须完成配电区域内所有配电网络及配电设施的建设,具备向配电区域内现有电力用户供电的能力,具有配电网络后续建设规划,承诺供电能力、供电质量符合《供电监管办法》等有关规定的要求即可;同时,不对配电营业网点的数量及各网点覆盖范围做具体要求,项目业主提供已有营业网点可满足现有电力用户需求的证明材料,且具有后续营业网

点可覆盖全部配电区域的建设规划即可。

二、加快推进增量配电项目电力业务许可工作，进一步提高审核效率，提升服务质量

（一）动态跟踪试点项目进展，主动作为，推动试点项目尽快落地

各派出能源监管机构应动态跟踪增量配电业务改革试点项目进展，继续做好项目重大进展情况及电力业务许可情况季度统计及报告；对进展较快或条件较为成熟的试点项目，逐一落实项目符合许可条件情况；梳理出近期有望取证的试点项目，主动作为，实现政策宣贯和工作指导全覆盖，助力其尽快取证，并于7月20日前将该类项目列表及有关工作推进情况报国家能源局(资质中心)。

（二）加强政策宣贯，打通绿色通道，多管齐下推进许可证核发工作

各派出能源监管机构应进一步加强对增量配电项目电力业务许可相关政策的宣贯；结合本次许可条件的简化优化，及时对许可条件符合情况发生变化的申请单位提供工作指导；在许可受理、审查等环节，为增量配电项目提供绿色通道，提高审核效率，提升服务质量，加快推进许可证的核发工作。

（三）强化持证企业后续监管，保护电力使用者的合法权益和社会公共利益

各派出能源监管机构应加强对持证企业持续符合许可条件情况、年度自查情况、相关事项变更情况以及履行电力社会普遍服务、保底供电服务和无歧视提供配电服务义务情况的监督管理，维护供电市场秩序，保护电力使用者的合法权益和社会公共利益。

国家能源局综合司

2018年7月11日

国家能源局关于开展电力领域综合监管工作的通知

（国能发监管〔2023〕38号）

内蒙古自治区发展改革委、能源局，浙江省能源局，重庆市能源局、经信委，云南省发展改革委、能源局，甘肃省发展改革委、能源局，华北、东北、华中能源监管局，甘肃、浙江、云南能源监管办，有关电力企业：

根据国家能源局2023年度能源监管工作部署，我局决定在内蒙古、浙江、重庆、云南、甘肃省（自治区、直辖市）开展电力领域综合监管（以下简称综合监管）工作。现将有关事项通知如下。

一、工作目标

深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，紧紧围绕服务电力高质量发展大局，聚焦当前电力领域突出矛盾和群众用能“急难愁盼”问题，坚持为民监管、依法监管、公平监管、精准监管，统筹监管力量，创新监管方式，通过开展涵盖电力规划建设、生产运行、供应保障全链条的综合监管，以点带面、突出重点，充分发挥监管工作在维护社会公共利益、推动电力领域重大规划政策落实、维护电力市场秩序和市场主体合法权益、提升电力领域治理整体效能等方面的重要作用。

二、工作原则

（一）坚持问题导向。紧紧围绕党中央、国务院关注的电力领域重大问题，群众反映的用能突出问题，以及市场主体和企业反映的痛点难点问题开展全覆盖监管，推动问题解决。

（二）坚持系统思维。按照事前、事中、事后环节，对电力规划建设、生产运行、供应保障实施全链条监管，推动增强电力治理效能。

（三）坚持依法依规。坚持用法治思维和法治方式履行监管职能，公平、公正开展监管工作，做到监管依据充分、流程规范、措施到位。

（四）坚持精准高效。做好监管内容的统筹衔接，集中业务骨干力量，运用

“双随机、一公开”监管、非现场监管和信用监管等手段，探索精准高效的新型监管模式。

三、工作内容

在 5 个省（自治区、直辖市）内，对涵盖电力规划建设、生产运行、供应保障全链条 3 个环节 8 项重点事项开展监管。

（一）电力规划和建设环节

1. 监管电网工程投资成效情况。重点监管 2018 年以来，跨省跨区直流输电工程实际运行情况、资源配置效率、投资效益情况。

主要依据：《电力监管条例》等。

监管对象：5 个省（自治区、直辖市）电网企业。

2. 监督煤电规划建设、改造升级政策落实情况。重点了解规划内煤电的纳规、核准、开工及预计投产情况，梳理在建煤电项目建设进度及影响建设进度的主要问题，重点摸排已列入今年度夏、度冬前投产计划的项目推动情况，梳理总结煤电“三改联动”实施情况及存在的主要问题和意见建议。

主要依据：《“十四五”电力发展规划》《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》（发改运行〔2021〕1519 号）、《关于做好 2022 年煤电机组改造升级工作的通知》（发改办运行〔2022〕662 号）等。

配合部门：内蒙古自治区发展改革委、能源局，浙江省能源局，重庆市能源局，云南省发展改革委、能源局，甘肃省能源局。

3. 监督农村电网巩固提升工程中央预算内投资计划情况。重点了解掌握 2021 年至 2022 年期间，农村电网巩固提升工程中央预算内投资计划分解下达、资金落实及使用、项目实施及调整、实施成效等情况。

主要依据：《政府投资条例》《电力监管条例》《中央预算内投资计划实施综合监管办法》（发改评督〔2022〕795 号）等。

监管对象：4 个省（自治区、直辖市）有关电网企业。

配合部门：内蒙古自治区能源局，重庆市能源局，云南省发展改革委、能源局，甘肃省能源局。

（二）电力系统运行和市场秩序环节

1. 监管电力调度交易与市场秩序情况。重点监管 2022 年以来，市场交易规则制定和执行、电力调度运行和交易组织的合规性、公平性和合理性，交易合同和并网调度协议的签订备案和执行，电价政策执行及电费结算、市场运营机构履行主体责任，电网企业代理购电、信息披露和报送、电力现货市场建设和不当行政干预等情况。

主要依据：《电力监管条例》《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889 号）、《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129 号）、《关于加强电力中长期交易监管的意见》（国能发监管〔2019〕70 号）等。

监管对象：5 个省（自治区、直辖市）电网企业、供电企业、电力调度机构和电力交易机构。

2. 监管电力系统调节性电源建设运营情况。重点监管 2016 年以来实施灵活性改造的煤电机组、投产的燃气发电机组，2020 年 1 月 1 日以来并网的新型储能项目，以及所有抽水蓄能电站和调节性水电等电力系统调节性资源的规划建设、运行调度、市场交易等情况。

主要依据：《“十四五”电力发展规划》《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633 号）、《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475 号）、《新型储能项目管理规范（暂行）》（国能发科技规〔2021〕47 号）等。

监管对象：5 个省（自治区、直辖市）电网企业、发电企业、电力调度机构和电力交易机构。

3. 监督可再生能源电力消纳保障机制落实情况。根据 2023 年 5 个省（自治区、直辖市）可再生能源电力消纳责任权重要求，重点了解掌握 2023 年上半年，5 个省（自治区、直辖市）可再生能源开发建设、本地消纳利用和跨省跨区可再生能源电力交易情况。

主要依据：《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能

源〔2019〕807号）等。

配合部门：内蒙古自治区能源局，浙江省能源局，重庆市能源局，云南省能源局，甘肃省发展改革委。

（三）电力服务和保障环节

1. 监管“获得电力”服务水平提升情况。重点监管 2022 年以来，责任落实、办电时间、办电便利度、办电成本、信息公开、供电能力和供电可靠性，以及用户受电工程市场秩序等情况。

主要依据：《电力监管条例》《供电监管办法》《关于全面提升“获得电力”服务水平 持续优化用电营商环境的意见》（发改能源规〔2020〕1479号）、《关于印发全面提升“获得电力”服务水平任务台帐的通知》（国能综通监管〔2021〕37号）、《关于印发〈供电企业信息公开实施办法〉的通知》（国能发监管规〔2021〕56号）等。

监管对象：5个省（自治区、直辖市）电网企业、供电企业。

配合部门：内蒙古自治区能源局，浙江省能源局，重庆市经信委，云南省能源局，甘肃省发展改革委、能源局。

2. 监督北方地区清洁取暖情况。重点了解掌握 2022—2023 年采暖季期间，清洁取暖政策文件落实、清洁取暖常态化协调机制的建立和运行、能源供应保障、极端情况下保供应急预案的制定和落实情况，以及群众关心关切的取暖问题等。

主要依据：《关于做好今冬明春北方地区清洁取暖工作的通知》（发改能源〔2022〕1596号）、《关于促进北方地区清洁取暖持续向好发展的意见》（发改能源〔2022〕1916号）、《关于印发〈2022—2023 年采暖季北方地区清洁取暖监管工作方案〉的通知》（国能综通电力〔2022〕102号）等。

配合部门：内蒙古自治区能源局、甘肃省发展改革委。

四、工作步骤

综合监管工作分 4 个步骤：

（一）启动部署（5 月上旬至 5 月中旬）。国家能源局编制印发综合监管工作通知，启动综合监管工作，通过门户网站、微信公众号等渠道，宣传解读综合

监管工作的重要意义和相关内容，并公布 12398 能源监管热线作为投诉举报电话。5 个省（自治区、直辖市）政府有关部门、有关电力企业按照通知要求，进行动员部署，做好具体工作安排。

（二）组织自查（5 月下旬至 6 月上旬）。5 个省（自治区、直辖市）政府有关部门、有关电力企业按照通知要求，严格对照工作内容，进行系统摸底和全面自查，对发现的问题及时整改，并于 6 月 15 日前报送自查报告。自查报告参考格式见附件。

5 个省（自治区、直辖市）政府有关部门，国家电网和南方电网、中央发电企业以省公司为单位，内蒙古电力公司以集团为单位报送国家能源局，并抄送所在地派出能源监管机构；电力交易机构以及其他有关电力企业报送所在地派出能源监管机构，由所在地派出能源监管机构汇总梳理后报送国家能源局。

（三）现场监管（6 月中旬至 8 月下旬）。国家能源局派出现场监管工作组，通过采取听取汇报、调阅资料、实地察看等方式，对 5 个省（自治区、直辖市）相关工作进行现场核实，对有关电力企业开展现场监管。现场核实和现场监管工作具体安排另行通知。

根据工作情况，国家能源局适时派出现场监管指导组，对现场监管工作进行指导。

（四）问题处置（9 月至 10 月）。国家能源局汇总梳理 5 个省（自治区、直辖市）综合监管工作情况，对发现的问题，视情况采取责令整改、监管约谈、行政处罚等方式进行处理，并将综合监管工作情况适时按程序发布。

五、有关要求

（一）积极主动配合。5 个省（自治区、直辖市）政府有关部门、有关电力企业要高度重视、积极配合，按照通知要求，客观、真实地准备相关材料，及时提供有关数据和资料，如实回答有关问题。所在地派出能源监管机构要与现场监管工作组加强沟通与协调，协助做好相关工作，形成监管工作合力。

（二）加强自查整改。5 个省（自治区、直辖市）有关电力企业要加强组织领导，按照监管内容开展自查整改工作，确保组织到位、责任到位、工作到位；

要认真查找工作差距，着力解决存在的薄弱环节和突出问题，着力补齐短板和弱项，确保自查任务按期完成、不留死角。对于综合监管中发现的问题，要及时制定整改工作方案，举一反三，全面彻底整改。

（三）严守工作纪律。各监管工作组要严格落实中央八项规定及其实施细则精神，吃住行要严格按照规定标准执行，不得收受有关企业赠送的礼金和土特产等任何物品，不得私自与监管对象单独接触、泄露综合监管工作开展情况等，做到程序规范、依法用权，并做好相关保密工作。

国家能源局

2023年5月4日

附件：自查报告参考格式（略）

国家能源局关于开展电力系统调节性电源建设运营 综合监管工作的通知

（国能发监管〔2023〕39号）

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，各发电企业，各储能企业：

为深入贯彻落实党的二十大精神，助力新型能源体系规划建设，保障电力安全稳定供应，进一步推动电力系统调节性电源及资源更好发挥作用，根据《国家能源局关于印发〈2023年能源监管重点任务清单〉的通知》（国能发监管〔2023〕5号），国家能源局决定在全国范围开展电力系统调节性电源建设运营综合监管工作。现将有关事项通知如下。

一、监管目标

深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，紧紧围绕加快规划建设新型能源体系、积极稳妥推进“双碳”目标，开展抽水蓄能、煤电灵活性改造机组、燃气发电、调节性水电、新型储能等灵活调节性电源及资源建设运营综合监管，全面摸清底数，聚焦规划建设、调度运行、市场交易、价格机制等方面存在的突出问题，针对性地提出监管意见建议，推动相关政策完善落实，切实发挥调节性电源及资源在提升电力系统整体运行效率、保障电网安全稳定运行、促进清洁能源消纳等方面的支撑作用，助力新型电力系统建设和能源高质量发展。

二、监管范围和对象

（一）监管范围

全国范围内符合以下条件的调节性电源及资源，具体如下：

1. 所有在运、在建抽水蓄能项目。
2. “十三五”以来实施灵活性改造、接入电压等级 220 千伏及以上、单台机组

容量 30 万千瓦及以上的煤电项目。

3. “十三五”以来投产、接入电压等级 110 千伏及以上、单台机组容量 10 万千瓦及以上的燃气发电项目。

4. 具有库容日调节及以上调节能力、装机容量 30 万千瓦及以上的水电项目。

5. 2020 年 1 月 1 日以来并网的新型储能项目。

（二）监管对象

各电网企业、各发电企业、相关储能企业、各电力调度机构和电力交易机构（以下简称电力企业）。

三、监管内容及依据

（一）关于调节性电源落实国家有关规划政策的情况

重点监督调节性电源（包含抽水蓄能、煤电灵活性改造、燃气发电、调节性水电）执行国家规划文件的情况，项目布局、工程建设进度是否符合规划要求，建设管理是否符合核准文件有关要求、是否严格执行基本建设程序等。

主要依据：《电力监管条例》（国务院令第 432 号）、《企业投资项目核准和备案管理条例》（国务院令第 673 号）、《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035 年）》《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210 号）等。

（二）关于调节性电源及资源实际调用及能力发挥的情况

重点监管调节性电源及资源实际调节能力是否符合设计要求，调节作用的实际利用情况，“两个细则”执行情况（新型储能除外）；电网企业是否提供公平接入服务，相关电力调度机构是否按照“三公”原则实施优化调度，是否建立和完善新型储能项目接网程序、优化调度运行机制实现科学优先调用等。

主要依据：《电力监管条例》（国务院令第 432 号）、《关于加强抽水蓄能电站运行管理工作的通知》（国能新能〔2013〕243 号）、《关于提升电力系统调节能力的指导意见》（发改能源〔2018〕364 号）、《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60 号）、《新型储能项目管理规范(暂行)》（国能发科技规〔2021〕47 号）、《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475 号）等。

（三）关于调节性电源及资源参与电力市场交易的情况

重点监管调节性电源及资源参与电力市场交易的有关情况，参与辅助服务考核补偿机制的情况，各类电源配建新型储能自愿选择与所属电源联合或转为独立储能参与电力市场的情况，市场化交易价格的浮动范围是否符合国家政策要求；市场运营机构是否按照公平无歧视的原则执行市场准入、信息披露、交易结算、合同签订等相关制度等。

主要依据：《电力监管条例》（国务院令第432号）、《关于鼓励社会资本投资水电站的指导意见》（国能新能〔2015〕8号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）、《关于加快推动新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号）、《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号）等。

（四）关于调节性电源及资源落实国家有关价格政策的情况

重点监督调节性电源及资源电价的形成情况，参与灵活性调节的容量补偿机制情况，实际结算电费是否按照交易合同约定量价进行结算；燃气发电项目执行天然气发电价格机制；调节性电源及资源项目盈利情况；抽水蓄能抽水电量、向电网送电的独立储能电站充电电量是否执行输配电价、承担政府性基金及附加等。

主要依据：《电力监管条例》（国务院令第432号）、《关于规范天然气发电上网电价管理有关问题的通知》（发改价格〔2014〕3009号）、《区域电网输电价格定价办法》（发改价格规〔2020〕100号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）、《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633号）等。

四、监管进度安排

本次综合监管工作分五阶段开展，具体如下：

（一）启动部署（5月上旬至5月中旬）。国家能源局编制印发综合监管工

作通知，启动电力系统调节性电源建设运营综合监管工作，监管司会同科技司、电力司、新能源司开展宣传解读、组织业务培训、开发监管信息平台等。

（二）信息填报（5月中旬至5月下旬）。各派出机构会同省级能源主管部门摸排辖区内相关电力企业情况，督促企业按照通知要求，于5月15日至31日期间通过国家能源局监管信息平台（<https://jianguan.renewable.org.cn>）完成相关信息填报，具体填报内容和指标说明见附件。

（三）自查摸排（6月）。各省级能源主管部门、各派出机构按照职责分工对企业自查情况进行核实，通过自查信息比对等方式收集问题线索，其中，省级能源主管部门对项目规划建设情况进行核实，派出机构对项目调度运行、价格政策落实与执行情况进行核实。对于排查发现的问题，能直接整改的，应提醒相关电力企业立行立改；对于暂无法完成整改的，督促相关企业研究提出改进措施和进度安排。国家电网、南方电网、内蒙古电力公司和各发电央企总部要根据项目自查情况形成书面材料，于6月30日前报送监管司，重点反映所属企业自查发现问题情况，提出相应整改措施。

（四）现场监管（7月至9月）。国家能源局采取“双随机、一公开”方式开展现场监管工作，成立现场监管工作组，实行组长负责制，重点是核实问题线索、现场调查取证、抽查自查阶段整改情况、发现突出问题、听取意见建议等。各省工作组应于现场监管结束后的15个工作日内完成现场监管报告，报告内容应包括但不限于：企业自查整体情况、现场调查取证情况、监管发现的问题、下一步工作举措及相关政策建议。

（五）问题处置（10月至11月）。国家能源局汇总综合监管工作成果，按照《能源监管发现问题后续处理工作规范》（国能综通监管〔2020〕129号）要求，认真梳理监管发现问题，经综合研判后，提出监管意见建议，视情况采取责令整改、监管约谈、行政处罚等方式进行处理，并将综合监管工作情况适时按程序发布。

五、有关要求

（一）切实提高思想认识。开展电力系统调节性电源建设运营综合监管工作

是加快构建新型电力系统、支撑新型能源体系建设的一项重要基础性工作，有利于维护公平竞争的市场秩序，保障市场主体合法权益，促进调节性电源及资源健康可持续发展。各电力企业要切实提高思想认识，按照综合监管要求认真做好配合工作，客观、真实地准备相关材料和数据，落实相关责任，高质量按期完成信息填报任务。

（二）加强工作协同配合。各省级能源主管部门要高度重视，按照综合监管工作要求，落实属地责任，做好自查摸排阶段的相关核实工作，并协助监管工作组开展现场监管，督促企业做好问题整改，客观分析制约调节性电源及资源健康可持续发展的体制机制障碍，提出针对性的意见建议。

（三）严格遵守工作纪律。各监管工作组要严格落实中央八项规定及其实施细则精神，吃住行要严格按照规定标准执行，不得收受有关企业赠送的礼金、土特产等任何物品，不得私自与监管对象单独接触、泄露综合监管工作开展情况等，做到程序规范、依法用权，并做好相关保密工作。

国家能源局

2023年5月4日

附件：1.发电（储能）企业自查表（略）

2.电网企业自查表（略）

国家能源局关于印发《电力行业公共信用综合评价标准（试行）》的通知

（国能发资质规〔2023〕28号）

各派出机构：

为贯彻落实党中央、国务院关于推进社会信用体系建设高质量发展的决策部署，进一步强化电力行业信用分级分类监管，我局编制了《电力行业公共信用综合评价标准（试行）》，现予印发实施。试行中，请结合工作实际，及时反馈出现的新情况新问题，以便持续改进完善，切实提升监管效能和服务水平。

附件：电力行业公共信用综合评价标准（试行）

国家能源局

2023年3月29日

附件：

电力行业公共信用综合评价标准（试行）

公共信用信息是指国家机关和法律、法规授权的具有管理公共事务职能的组织在履行法定职责、提供公共服务过程中产生和获取的信用信息。电力行业公共信用综合评价是通过依法依规整合全国信用信息共享平台、国家能源局资质和信用信息系统、国家企业信用信息公示系统、中国执行信息公开网等政务信息平台归集共享的公共信用信息，设置科学、合理的评价标准，建立信用评价模型，对电力相关企业开展全覆盖、标准化、公益性的公共信用综合评价，评价结果提供相关政府部门、有关企业、行业协会商会等参考使用，并依照有关规定公开。

一、编制依据和主要原则

（一）编制依据

《国务院关于印发社会信用体系建设规划纲要（2014-2020年）的通知》（国

发（2014）21号）

《国务院关于加强和完善守信联合激励和失信联合惩戒制度加快推进社会诚信建设的指导意见》（国发〔2016〕33号）

《国务院关于加强和规范事中事后监管的指导意见》（国发〔2019〕18号）

《国务院办公厅关于加快推进社会信用体系建设 构建以信用为基础的新型监管机制的指导意见》（国办发〔2019〕35号）

《国务院办公厅关于进一步完善失信约束制度 构建诚信建设长效机制的指导意见》（国办发〔2020〕49号）

《中共中央办公厅 国务院办公厅印发〈关于推进社会信用体系建设高质量发展 促进形成新发展格局的意见〉的通知》（中办发〔2022〕25号）

《国家发展改革委 人民银行关于印发〈全国公共信用信息基础目录（2022年版）〉和〈全国失信惩戒措施基础清单（2022年版）〉的通知》（发改财金规〔2022〕1917号）

《国家能源局关于印发〈能源行业市场主体信用数据清单（2022年版）〉和〈能源行业市场主体信用行为清单（2022年版）〉的通知》（国能发资质规〔2022〕75号）

《信用 基本术语》（中华人民共和国国家标准 GB/T22117-2018）

（二）主要原则

电力行业公共信用综合评价标准的主要原则是定量与定性分析相结合、一致性与可比性相结合、可操作性与适用性相结合、稳定性与动态性相结合。

1. 定量与定性分析相结合。评价指标以定量指标为主，同时将实际监管工作中的定性数据定量化，保证评价结果充分反映受评企业公共信用信息综合评价状况。

2. 一致性与可比性相结合。一致性体现在所有监管范围的受评企业采用同一评价规则，可比性体现在各受评企业的评价结果可以互相比较，保证分类监管有据可依。

3. 可操作性与适用性相结合。评价指标的设计在采用科学评价方法的同时，

充分考虑数据的可获得性和权威性，保证评价在系统平台中的可操作性，以及评价结果适用于监管工作。

4. 稳定性与动态性相结合。评价采用实时归集共享的受评企业的信用信息，固定周期对受评企业进行评价，依据评价结果及时调整受评企业信用类别，并根据国家要求、监管工作情况和需求、市场整体情况等动态调整评价标准。

二、评价指标解释

电力行业公共信用综合评价指标分为三级：一级指标 6 项，主要包括司法裁决、行业监管、商务诚信、经营状况、发展创新和守信激励，二级指标 16 项，三级指标 46 项（详见附件）。

（一）司法裁决

1. 失信被执行人。主要指被执行人未履行生效法律文书确定的义务，被人民法院列入失信被执行人名单的信息。根据《全国失信惩戒措施基础清单（2022年版）》，该条信息被列入严重失信主体名单。数据来源于全国信用信息共享平台。

2. 被执行人。主要指在法定上诉期满后，或终审判决作出后，拒不履行法院判决或仲裁裁决的当事人，被人民法院列入被执行人名单的信息。数据来源于中国执行信息公开网。

3. 合同违约记录。主要指被人民法院判定为败诉的合同违约记录，反映受评企业履行约定义务的信用状况。包括主营业务类违约、安全类违约、工程类违约、环保类违约、其他类违约。数据来源于中国裁判文书网。

（二）行业监管

1. 严重失信主体名单。主要指列入《全国失信惩戒措施基础清单（2022年版）》中严重失信主体名单的信息，是受评企业被应急管理部门、税务部门、人力资源社会保障部门、统计部门以及其他政府部门列入严重失信主体名单信息。包括安全生产领域严重失信惩戒名单、重大税收违法失信主体名单、拖欠农民工工资失信联合惩戒对象名单、统计严重失信企业名单、其他类严重失信主体名单。数据来源于全国信用信息共享平台。

2. 行政处罚记录。主要指政府部门作出的行政处罚信息，其中，电力业务类处罚为国家能源局及其派出机构作出的行政处罚信息，数据来源于国家能源局资质和信用信息系统；其余四类指标，包括安全生产类处罚、工程建设类处罚、节能环保类处罚、其他类处罚，为归集共享其他政府部门作出的行政处罚信息，数据来源于全国信用信息共享平台。

3. 行政裁决记录。主要指国家能源局及其派出机构作出的行政裁决相关情况信息，考察受评企业受到行政裁决后的执行情况，如未执行则表明企业未能遵守相关规定。数据来源于国家能源局资质和信用信息系统。

4. 行政检查记录。主要指国家能源局及其派出机构在日常监管、专项监管、现场检查、随机抽查等行政检查及管理中发现并出具监管意见书、监管整改通知书、监管决定书、监管建议书等监管文书的情况信息，未发现问题的情况信息则不列入。包括安全生产类检查违规、许可类检查违规、招投标类检查违规、未按时上报材料类违规、未按要求报送信息类违规、其他类检查违规。数据来源于国家能源局资质和信用信息系统。

5. 市场监管失信记录。主要指受评企业被市场监督管理部门列入的失信信息记录，包括经营异常名录、企业工商信息频繁变更记录、其他类市场监管失信记录。数据来源于全国信用信息共享平台、国家企业信用信息公示系统。

6. 信用承诺及未履行情况。主要指受评企业在国家能源局及其派出机构办理信用修复、许可业务、质量监督管理等事项中作出承诺及其未履行的情况信息。包括信用修复承诺、许可告知承诺、质量监督管理承诺、其他承诺。数据来源于国家能源局资质和信用信息系统。

（三）商务诚信交易不良行为记录。主要指受评企业在电力生产、输送、供应、服务、建设等相关活动中产生的交易不良行为记录信息，包括作为供应商不良行为、作为客户不良行为，以及其他交易不良行为。数据来源于全国信用信息共享平台、国家能源局资质和信用信息系统。

（四）经营状况

1. 资金规模。主要指市场监督管理部门颁发的营业执照上反映的受评企业

注册资本情况。数据来源于国家企业信用信息公示系统。

2. 经营时长。主要指市场监督管理部门颁发的营业执照上反映的受评企业存续年限情况。数据来源于国家企业信用信息公示系统。

3. 社会关联。主要指从市场监督管理部门获取的受评企业的业务拓展情况，包括其分支机构、对外投资企业。数据来源于国家企业信用信息公示系统。

（五）发展创新

1. 知识产权。主要指受评企业取得的商标权、专利权和著作权的情况信息。数据来源于国家知识产权局等网站。

2. 资质许可。包括电力业务资质许可和其他资质许可。电力业务资质许可，主要指电力业务许可证（发电类、输电类、供电类）和承装（修、试）电力设施许可证，是电力相关企业从事发电、输电、供电业务和承装、承修、承试电力设施活动的必要条件，由国家能源局派出机构颁发，数据来源于国家能源局资质和信用信息系统。其他资质许可，是指除电力业务资质许可外，由相关政府部门颁发的资质许可，数据来源于全国信用信息共享平台、全国认证认可信息公共服务平台、国家能源局资质和信用信息系统等。

（六）守信激励

评价和奖励。主要指受评企业被税务管理部门、国家能源局和其他政府部门奖励和评价的情况信息，包括 A 级纳税人、其他监管评价、有关奖励。A 级纳税人是受评企业在税务部门纳税信用评定中的情况，其他监管评价主要是受评企业和其他政府部门评价体系中的评价情况，有关奖励是受评企业被政府部门奖励的情况。数据来源于全国信用信息共享平台、国家能源局资质和信用信息系统。

三、评价方法和类别

（一）评价方法

电力行业公共信用综合评价满分 100 分，综合得分由负面记录模块评分和正面记录模块评分相加得出。其中，负面记录模块主要为司法裁决、行业监管、商务诚信中的负面信息，包括失信被执行人、严重失信主体名单、行政检查记录等指标项，反映受评企业违法违规和违约失信等情况；正面记录模块主要为经营

状况、发展创新、守信激励中的正面信息，包括资金规模、资质许可、知识产权等指标项，反映受评企业经营能力和守信状况等情况。

(二) 评价类别

根据受评企业的综合得分来确定公共信用综合评价类别，分为 A、B、C、D 四类，具体如下。

综合得分	类别	详细说明
(85,100]	A	信用良好、风险极小。综合实力和 development 创新能力较强，且无严重失信主体名单记录，但可能存在与主营业务相关性不高的负面记录。

综合得分	类别	详细说明
(70,85]	B	守信、风险较小。综合实力和 development 创新能力较好，且无严重失信主体名单记录，但存在一定数量的负面记录。
(40,70]	C	失信、风险较大。负面记录情形较多，但无严重失信主体名单记录。
[0,40]	D	严重失信、风险极大。至少存在一条严重失信主体名单记录。

另外，若受评企业虽综合得分低于 40 分，但不存在严重失信主体名单记录，则其对应评价类别调为 C 级。

四、有效期和发布方式

本标准根据国家政策法规变化实施动态管理、定期调整，原则上周期为两年，由国家能源局结合局行政规范性文件计划调整并公开发布。

附件：电力行业公共信用综合评价指标（略）

国家能源局关于印发《能源行业信用信息 应用清单（2023年版）》的通知

（国能发资质规〔2023〕16号）

各派出机构：

为进一步强化能源行业市场主体信用信息应用，推进实施守信激励和失信惩戒，做好信用分级分类监管，按照《国务院办公厅关于进一步完善失信约束制度构建诚信建设长效机制的指导意见》（国办发〔2020〕49号）、《国家发展改革委 人民银行关于印发〈全国公共信用信息基础目录（2022年版）〉和〈全国失信惩戒措施基础清单（2022年版）〉的通知》（发改财金规〔2022〕1917号）等文件要求，我局编制了《能源行业信用信息应用清单（2023年版）》，现予印发实施。

国家能源局

2023年2月9日

附件：能源行业信用信息应用清单（2023年版）说明（略）

国家认监委关于变更成套电力开关和控制设备强制性 产品认证依据标准的公告

（国家认证认可监督管理委员会公告 2023 年第 24 号）

GB/T 7251.2—2023《低压成套开关设备和控制设备第 2 部分：成套电力开关和控制设备》将于 2024 年 3 月 1 日起实施，替代 GB/T 7251.12—2013。为确保相关产品强制性产品认证（以下称 CCC 认证）工作有序实施，现将有关要求明确如下：

一、自本公告发布之日起，《强制性产品认证实施规则 低压电器 低压成套开关设备》（编号：CNCA-C03-01：2014）中成套电力开关和控制设备 CCC 认证依据标准由 GB/T 7251.12 变更为 GB/T 7251.2。此次变更不引起 CCC 认证目录范围的变化。

二、成套电力开关和控制设备生产者（制造商）应当按照《认监委关于发布相关标准修订时强制性产品认证自我声明评价方式实施要求的公告》（2021 年第 4 号）有关规定开展 CCC 认证自我声明及换版工作。

国家认监委

2023 年 11 月 9 日

国家发展改革委 国家能源局关于印发《增量配电业务配电区域划分 实施办法》的通知

（发改能源规〔2024〕317号）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家能源局各派出机构，有关中央企业：

为规范增量配电业务配电区域划分，积极稳妥推进增量配电业务改革，国家发展改革委、国家能源局修订了《增量配电业务配电区域划分实施办法》。现印发给你们，请遵照执行。《增量配电业务配电区域划分实施办法（试行）》（发改能源规〔2018〕424号）同时废止。

国家发展改革委
国家能源局
2024年3月15日

增量配电业务配电区域划分实施办法

第一章 总则

第一条 为规范增量配电业务配电区域划分，积极稳妥推进增量配电业务改革，促进配电网建设发展，提高配电网运营效率，根据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及相关法律、法规、规章，制定本办法。

第二条 本办法所称增量配电业务配电区域（以下简称配电区域）是指拥有配电网运营权的企业向用户配送电能，并依法经营的区域。

第三条 在一个配电区域内，只能有一家企业拥有该配电网运营权，按照有关规定履行电力社会普遍服务、保底供电服务和无歧视提供配电服务义务，退出配电业务时履行配电网运营权移交义务，配电网运营权移交前应继续履行相关义务。

取得配电网运营权的企业，应严格落实安全管理主体责任及电网安全风险管控有关政策文件要求，与相关电力调度机构签订并网调度协议，确保安全管理全覆盖。

第四条 国家发展改革委、国家能源局负责对全国配电区域划分实施情况进行监督管理。省级能源主管部门负责本省配电区域划分。国家能源局派出机构负责向增量配电业务项目业主颁发电力业务许可证（供电类），并在许可证中载明营业区域。

第二章 原则与流程

第五条 配电区域划分应坚持公平公正、安全可靠、经济合理、界限清晰、责任明确的基本原则，保障电网安全稳定发展。

第六条 配电区域应按照行政区域或开发区、工业园区等总体规划确定的地理范围划分，具有清晰的边界，尽量保持配电区域的完整性及连续性，避免出现重复建设、交叉供电等情形，影响普遍服务和保底供电服务的落实。

第七条 增量配电业务应符合国家电力发展规划及产业政策，纳入省级相关电网规划，满足国家和行业对电能配送的有关规定及标准要求。

第八条 配电区域划分应与国家能源政策相衔接。国家发展改革委、国家能源局公布各类能源行业示范项目中已包含增量配电业务并明确供电范围的，配电区域尽量与其保持一致。

第九条 鼓励以满足可再生能源就近消纳为主要目标的增量配电业务，支持依据其可再生能源供电范围、电力负荷等情况划分配电区域。不得依托燃煤自备电厂建设增量配电网，防止以规避社会责任为代价打造成本优势。

第十条 配电区域划分主管部门应组织编制配电区域划分方案并征求地方政府、电网企业、潜在投资主体的意见建议。配电区域难以确定的，可委托第三方专业机构开展评审论证。

第十一条 配电区域划分依据主要包括：

（一）增量配电网规划有关情况；

（二）增量配电网覆盖范围及产权归属情况；

（三）相关单位与电网企业历史形成的实际供用电约定，或电网企业出具的电网接入意向等文件。

第十二条 配电区域划分意见应载明配电区域的地理范围、划分界限及产权分界点等信息，并附配电区域地理平面图、电网分布图等说明文件。

第十三条 配电区域划分主管部门应当在项目业主确定前明确配电区域并公示，公示期不少于 30 日。

在项目业主确定后 30 日内向项目业主和该区域原电网运营企业出具配电区域划分意见，同时抄送国家能源局派出机构。

第十四条 增量配电业务项目业主按照有关规定申领电力业务许可证（供电类）时，国家能源局派出机构依据配电区域划分意见，在电力业务许可证（供电类）中载明营业区域。

第十五条 本办法发布前，增量配电业务项目业主已确定、但尚未明确配电区域的，项目业主可向配电区域划分主管部门提出配电区域划分申请。配电区域划分主管部门收到申请后，应在 60 日内向项目业主和原电网运营企业出具配电区域划分意见。

第十六条 增量配电业务项目业主或原电网运营企业对配电区域划分意见存在异议的，可在划分意见正式印发后 30 日内向配电区域划分主管部门提出异议申请，并配合做好资料提供、现场调查等工作。

配电区域划分主管部门收到异议申请后，应当会同国家能源局派出机构予以协调并在 60 日内出具意见。异议协调处理期间配电区域划分相关利益方不得在相关争议区域内进行配电网施工建设，涉及特殊用电或紧急用电的情形除外。

第三章 资产与用户

第十七条 拥有配电网运营权的企业依法享有所辖配电区域配电网投资建设及经营管理的权利。由非本区域配电网运营主体投资建设并运营的存量配电网资产，在与产权单位协商的基础上，可通过以下方式处置

（一）存量配电网资产产权单位通过资产入股等方式，参股拥有本区域配电网运营权的企业，共同运营区域配电网；

（二）存量配电网资产产权单位通过出售、产权置换等方式，将存量配电网资产所有权转让给拥有本区域配电网运营权的企业；

（三）存量配电网资产产权单位通过租赁等方式，将存量配电网资产租借给拥有本区域配电网运营权的企业运营；

（四）存量配电网资产产权单位按照其他符合法律法规的方式厘清配电网资产运营权。

第十八条 项目业主取得电力业务许可证（供电类）后，配电区域内的增量电力用户和随存量配电网资产移交的存量用户的配电业务按照属地原则，由该企业负责。

相关电网企业应按照国家有关规定公平无歧视提供电网互联服务。

第十九条 对于配电区域内，主要供电方式为原电网运营企业自有产权专线（专变）供电的电力用户，本着节约资源的原则，供电方式可维持不变（但保留用户的选择权），本专线（专变）不可再扩展其他电力用户。

第四章 变更与监管

第二十条 配电区域发生变更的，配电区域划分主管部门应当出具配电区域变更意见，拥有该区域配电网运营权的企业应当依法申请电力业务许可证（供电类）的变更。

第二十一条 配电网运营企业擅自超出配电区域范围开展配电业务或其他电网运营企业擅自进入配电区域范围开展配电业务的，由国家能源局派出机构依法予以处理。

第二十二条 拥有配电网运营权的企业应建设运营满足区域内各类用电需求的配电网，按照《中华人民共和国电力法》《电力供应与使用条例》《供电监管办法》等法律法规为用户提供接入电网、供电保障等服务，并接受政府相关部门的监管。违反相关规定的，依法予以处理。

第五章 附则

第二十三条 本办法由国家发展改革委、国家能源局负责解释。

第二十四条 本办法自发布之日起施行，有效期 5 年。

国家能源局关于印发《12398 能源监管热线投诉处理办法》的通知

（国能发监管规〔2024〕86号）

各司，各派出机构，有关直属事业单位，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，各有关能源企业：

为了进一步规范能源监管投诉处理工作，保障自然人、法人或者其他组织合法用能权益，现将制定的《12398 能源监管热线投诉处理办法》印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2024年11月1日

第一章 总则

第一条 为了规范能源监管投诉处理工作，保障自然人、法人或者其他组织合法权益，根据有关法律、法规、规章，制定本办法。

第二条 自然人、法人或者其他组织对能源企业提供的用能服务保障不满意，主张维护其用能权益的，可以提出投诉。

第三条 能源监管投诉处理坚持依法、及时、高效、为民的原则。

第四条 国家能源局设立12398能源监管热线平台（以下简称12398热线平台），12398热线平台通过12398电话、微信公众号、移动应用程序（APP）、电子邮件、传真等方式，统一接收投诉事项。

12398热线平台由12398能源监管热线中心（以下简称12398热线中心）运营管理。

第五条 国家能源局负责指导监督全国能源监管投诉处理工作。国家能源局派出机构负责监管辖区内能源企业投诉办理情况并处理投诉的异议申诉事项。能源企业负责办理与其相关的投诉事项。

第六条 投诉人反映诉求属于信访、举报等事项的，依照有关规定处理。

第二章 投诉接收

第七条 投诉人通过 12398 热线平台投诉，应当提供以下材料或者信息：

（一）投诉人基本情况，包括自然人姓名、有效身份信息、有效联系方式；法人名称、住所、统一社会信用代码，法定代表人姓名、有效身份信息、有效联系方式；其他组织合法有效信息；

（二）被投诉人基本情况，包括被投诉人名称及其所在地；（三）投诉请求、主要事实。

第八条 12398 热线中心收到投诉事项后应当及时在投诉举报处理信息系统中记录，并在 1 个工作日内将投诉工单派发至相关能源企业总部办理，同时转属地派出机构进行监管；对于属于其他部门监督管理的，应当向投诉人做好解释说明。

第三章 投诉办理

第九条 能源企业收到投诉工单后，应当及时办理。根据不同情形分别作出处理：

（一）属于能源企业责任的，应当积极采取有效措施妥善解决；

（二）不属于能源企业责任或确无事实依据的，应当做好解释说明。

第十条 能源企业应当自收到投诉事项之日起 10 个工作日内作出办理结论，并采取电子邮件、短信、信函或电话等方式答复投诉人，答复内容应包括办理情况、办理结论及依据，可以采取的申诉、仲裁、诉讼等救济途径。投诉人要求书面答复的，应当给予书面答复；投诉人对投诉办理结论不满意的，应当主动出具书面答复。

第十一条 能源企业办结投诉事项后，应当及时在投诉举报处理信息系统中反馈办理结果，包括投诉属实情况、责任认定情况、投诉办理过程、投诉人满意情况、答复情况等内容。

第十二条 12398 热线中心应当自收到办结反馈之日起 3 个工作日内回访投诉人，并如实记录回访情况。

第四章 异议申诉

第十三条 向 12398 热线平台反映的投诉事项经能源企业处理后，有下列情形之一的，投诉人可以向 12398 热线平台提出申诉：

（一）对能源企业作出的投诉办理结论存在异议的，可以自收到能源企业答复之日起提出申诉；

（二）能源企业未在规定期限内告知投诉办理结论的，可以在办理期限届满之日起提出申诉。

第十四条 投诉人提出申诉应当提供能源企业办理投诉情况，说明申诉请求、理由、事实依据等。

第十五条 申诉事项实行属地管理原则，由申诉事项发生地属地派出机构处理。12398 热线中心收到申诉事项后，应当在 1 个工作日内转相关派出机构处理。

对于在全国或者能源行业有重大影响，或者申诉对象为能源央企总部的事项，国家能源局可提级处理或者指定派出机构处理。

第十六条 对于符合第十三条、第十四条要求的申诉事项，国家能源局及其派出机构原则上应当受理。有下列情形之一的，不予受理：

- （一）未提供第十四条规定的信息或者材料的；
- （二）不属于国家能源局及其派出机构监管职责的；
- （三）申诉人与被申诉人已经达成和解并执行的；
- （四）申诉事项正在处理或者已经处理完毕的；
- （五）申诉事项已经或者依法应当通过诉讼、仲裁等法定途径处理的；
- （六）法律、法规、规章、规范性文件另有规定的。

第十七条 国家能源局及其派出机构应当自收到申诉材料之日起 5 个工作日内，作出受理或者不予受理的决定。

不予受理的，应当以电子邮件、短信、信函或电话等方式告知申诉人，并说明理由以及申诉人可以采取的复议、诉讼等救济途径；申诉人要求书面答复的，应当给予书面答复。

第十八条 国家能源局及其派出机构应当对受理的申诉事项进行调查核实，

根据不同情形分别作出处理：

（一）申诉请求事实清楚，符合法律、法规、规章、规范性文件规定的，予以支持；

（二）申诉请求缺乏事实根据或者不符合法律、法规、规章、规范性文件规定的，不予支持；

（三）申诉请求事由合理但是缺乏法律、法规、规章、规范性文件依据的，应做好解释说明。

依照前款第（一）项规定作出支持申诉请求决定的，国家能源局派出机构应当责令或者督促被申诉人执行。

国家能源局及其派出机构发现被申诉人违反有关能源法律、法规、规章的，应当依法进行查处。

第十九条 申诉事项应当自受理之日起 60 日内办结。有下列情形之一的，可以延长办理期限，但延长期限不得超过 30 日，并告知申诉人延期理由：

- （一）申诉事项复杂，涉及多方主体的；
- （二）申诉事项调查取证困难的；
- （三）申诉事项需要专业鉴定的；
- （四）申诉人提出新的事实、证据，需要进行调查核实的；
- （五）其他需要延长办理期限的。

第二十条 申诉人向 12398 热线平台申请撤回申诉的，可以终止办理。申诉事项涉及违法违规的，应当继续依法依规查处。

第二十一条 国家能源局及其派出机构应当自作出办结决定之日起 3 个工作日内以电子邮件、短信、信函或电话等方式答复申诉人，答复内容应当包括调查核实情况、处理结果、依据以及申诉人可以采取的复议、诉讼等救济途径；申诉人要求书面答复的，应当给予书面答复；申诉人对申诉办理结果不满意的，应当主动出具书面答复。

第二十二条 12398 热线中心应当自收到申诉办结反馈之日起 3 个工作日内回访申诉人，并如实记录回访情况。

第五章 监督管理

第二十三条 国家能源局及其派出机构应当建立健全投诉事项办理督办、考评、通报、问责、申诉、转办等机制，定期向社会公布投诉处理情况和典型问题。

第二十四条 国家能源局及其派出机构应当加强投诉数据分析研判，查找普遍性、倾向性问题，研究完善政策措施，推动共性问题有效解决。

第二十五条 国家能源局派出机构对辖区内能源企业处理投诉事项的情况实施全过程监管，掌握能源企业办理、答复等情况，并对能源企业办理投诉的情况进行抽查。

国家能源局派出机构发现能源企业投诉处理不当的，应当进行督办；发现能源企业存在违反有关能源法律、法规、规章行为的，应当依法依规进行查处。

第二十六条 国家能源局及其派出机构、能源企业、12398 热线中心工作人员对于在处理投诉过程中知悉的商业秘密、个人隐私，应当予以保密。

第二十七条 能源监管投诉处理工作人员在投诉处理工作中存在滥用职权、以权谋私等违法违规行为的，依法依规追究有关责任。

第二十八条 能源企业存在提供虚假材料、打击报复投诉人等行为的，由国家能源局及其派出机构责令整改，符合行政处罚条件的，依法给予行政处罚。

第六章 附则

第二十九条 本办法自 2025 年 1 月 1 日起施行，有效期五年。《国家能源局关于印发〈12398 能源监管热线投诉举报处理办法〉的通知》（国能监管〔2017〕25 号）同时废止。

国家能源局关于印发《12398 能源监管热线举报处理办法》的通知

（国能发监管规〔2024〕87号）

各司，各派出机构，有关直属事业单位，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，各有关能源企业：

为了进一步规范能源监管举报处理工作，保障自然人、法人或者其他组织依法行使举报权利，现将制定的《12398 能源监管热线举报处理办法》印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2024年11月1日

第一条 为了保障自然人、法人或者其他组织依法行使举报权利，规范能源监管举报处理工作，根据有关法律、法规、规章，制定本办法。

第二条 本办法所称举报，是指自然人、法人或者其他组织反映能源企业在生产经营过程中，涉嫌违反有关能源法律、法规、规章，请求国家能源局及其派出机构予以查处的行为。

第三条 能源监管举报处理应当坚持依法、公正、为民原则。

第四条 国家能源局设立12398能源监管热线平台（以下简称12398热线平台），12398热线平台通过12398电话、微信公众号、移动应用程序（APP）、电子邮件、传真等方式，统一接收国家能源局及其派出机构监管职责范围内的举报事项。

12398热线平台由12398能源监管热线中心（以下简称12398热线中心）运营管理。

第五条 举报事项实行属地管理原则，国家能源局派出机构按照本办法对辖区监管范围内的举报事项进行处理。派出机构在处理举报事项过程中，发现举报事项属于地方能源主管部门职责的，应当及时告知举报人。

对于在全国或者能源行业有重大影响，或者举报对象为能源央企总部的事

项，国家能源局可提级处理或者指定派出机构处理。

第六条 12398 热线中心收到举报事项后应当及时在投诉举报处理信息系统中记录，并在 1 个工作日内将举报工单派发至国家能源局属地派出机构。

第七条 举报人向 12398 热线平台举报，应当提供以下信息及材料：

- （一）被举报人基本信息；
- （二）举报事项、被举报人违法事实、相关证据材料；
- （三）国家能源局及其派出机构要求提供的其他信息、材料。

第八条 举报符合下列条件的，应当受理：

- （一）有明确的被举报人；
- （二）有具体的违法事实和相关支持证据；
- （三）属于国家能源局及其派出机构监管职责。

第九条 举报有下列情形之一的，不予受理：

- （一）未按照第七条规定提供信息、材料的；
- （二）不属于国家能源局及其派出机构监管职责的；
- （三）无明确的被举报人、具体违法事实或者线索不清晰的；
- （四）举报事项已经或者应当通过诉讼、仲裁或者行政复议等法定途径处理的；
- （五）举报事项正在处理或者已经作出处理，举报人又以同一事实或者理由再次举报的；
- （六）其他依法应当不予受理的。

第十条 国家能源局及其派出机构应当自收到举报事项之日起 5 个工作日内作出是否受理的决定。作出不予受理决定的，应当向具名举报人说明理由。

第十一条 国家能源局及其派出机构经调查核实，应当根据不同情形分别作出处理：

- （一）被举报人违法违规事实清楚、证据确凿的，依法给予行政处罚或者采取其他监管措施；涉嫌构成犯罪的，移送司法机关处理；
- （二）被举报人不存在违法违规行为的，终止办理，予以办结；

（三）举报事项无法查明的，终止办理，予以办结。

第十二条 举报事项应当自受理之日起 60 日内办结。有下列情形之一的，可以延长办理期限，但延长期限不得超过 30 日，并告知举报人延期理由：

- （一）举报事项复杂，涉及多方主体的；
- （二）举报事项调查取证困难的；
- （三）举报事项需要专业鉴定的；
- （四）举报人提出新的事实、证据，需要进行调查核实的；
- （五）其他需要延长办理期限的。

第十三条 举报事项符合行政处罚立案条件的，调查处理应当按照《中华人民共和国行政处罚法》及相关规定执行。

第十四条 国家能源局及其派出机构办结举报事项，应当自作出办结决定之日起 5 个工作日内，采取电子邮件、短信、信函或电话等方式告知具名举报人举报处理结果及依据、理由，以及举报人可以采取的复议、诉讼等救济途径；举报人要求书面答复的，应当给予书面答复。

第十五条 12398 热线中心应当自收到举报办结反馈之日起 3 个工作日内回访具名举报人，并如实记录回访情况。

第十六条 能源监管举报处理工作人员对于在处理举报过程中知悉的商业秘密、个人隐私，应当予以保密。

第十七条 能源监管举报处理工作人员在举报处理工作中存在滥用职权、以权谋私等违法违规行为的，依法依规追究有关责任。

第十八条 自然人、法人或者其他组织应当对所举报内容和材料的真实性负责，不得捏造、歪曲事实，不得诬告、诽谤他人，不得以举报为名制造事端，干扰能源监管工作正常进行。

第十九条 国家能源局及其派出机构应当定期向社会公布举报处理情况和典型案例。

第二十条 本办法自 2025 年 1 月 1 日起施行，有效期五年。

国家能源局关于印发《国家能源局行政处罚案件案由规定》的通知

（国能发监管规〔2023〕86号）

各司，各派出机构，有关直属事业单位：

《国家能源局行政处罚案件案由规定》（以下简称《案由规定》）已经2023年12月13日国家能源局局长办公会议审议通过，现印发给你们，请遵照执行，并就有关事项通知如下。

一、高度重视行政处罚案件案由。行政处罚案件案由是对案件性质认定的高度概括，是国家能源局对行政处罚案件管理的重要手段。相关部门（单位）、各派出机构要以案件案由为切入点，加强行政处罚案件的过程化管理，不断强化行政执法规范化建设，切实提高行政执法效能。

二、系统掌握行政处罚案件案由。行政处罚案件案由共分七类三级，下一级案由是上一级案由的分类细化，选用方法是从最低级起适用，低级中没有适合的，再选用高一级。《案由规定》第一、二、三、五章由国家能源局机关单独适用，第六章“四、违反承装（修、试）电力设施许可有关规定”、第七章“三、违反水电站大坝安全管理有关规定”第七条至第十八条由派出机构单独适用。相关部门（单位）、各派出机构要系统掌握案件案由及其法律依据，着力提升行政执法工作水平。

三、规范使用行政处罚案件案由。相关部门（单位）、各派出机构要严格按照《案由规定》列明的行政处罚案件案由开展行政处罚工作。案由原则上要前后一致，实际案由与立案案由不同的应及时变更，结案归档应以实际案由为准。个案涉及多个案由的，使用时应根据行为人具体实施的行为，选择一种或者一种以上行为进行表述；同一案件中存在两个以上无包含关系的违法行为的，可以并列使用多个案由。此外，《案由规定》是对现有行政处罚案件案由的梳理汇总，不作为行政处罚工作的职责依据。

《案由规定》自印发之日起执行，《国家电力监管委员会关于印发〈电力稽查案件案由表（试行）〉的通知》（办稽查〔2010〕80号）即行废止。在执行

中遇有重要问题请及时报告。

附件：国家能源局行政处罚案件案由规定

国家能源局

2023 年 12 月 20 日

国家能源局行政处罚案件案由规定

为了规范行政处罚案件法律法规适用和分类管理，统一确定案由，依照《电力法》《可再生能源法》《安全生产法》《行政处罚法》《企业投资项目核准和备案管理条例》《电力监管条例》等法律法规规章，以及《国家能源局权力和责任清单》《国家能源局派出机构权力和责任清单（2020 年版）》，结合国家能源局行政处罚工作实际，对行政处罚案件案由规定如下。

第一章 违反能源固定资产投资项目管理规定类

一、未依照规定办理核准手续开工建设（《企业投资项目核准和备案管理条例》第 18 条）

二、未按照核准的建设地点、建设规模、建设内容等进行建设（《企业投资项目核准和备案管理条例》第 18 条）

三、以欺骗、贿赂等不正当手段取得项目核准文件（《企业投资项目核准和备案管理条例》第 18 条）

第二章 违反电力行业管理规定类

一、电力建设项目不符合电力发展规划、产业政策（《电力法》第 62 条）

二、电力建设项目使用国家明令淘汰的电力设备和技术（《电力法》第 62 条）

三、未经许可从事供电或者变更供电营业区（《电力法》第 63 条）

(一) 未按照规定取得《电力业务许可证》，从事电力供应业务（《电力供应与使用条例》第 38 条）

(二) 擅自伸入或者跨越供电营业区供电（《电力供应与使用条例》第 38 条）

(三) 擅自向外转供电（《电力供应与使用条例》第 38 条）

四、拒绝供电或者中断供电（《电力法》第 64 条）

五、危害供电、用电安全或者扰乱供电、用电秩序（《电力法》第 65 条）

六、未经批准或者未采取安全措施在电力设施周围或者在依法划定的电力设施保护区内进行作业，危及电力设施安全（《电力法》第 68 条）

第三章 违反煤炭行业管理规定类

煤矿未按照规定建设配套煤炭洗选设施（《大气污染防治法》第 102 条）

第四章 违反石油天然气行业管理规定类

未对天然气基础设施运营业务实行独立核算（《天然气基础设施建设与运营管理办法》第 33 条）

第五章 违反新能源和可再生能源行业管理规定类

未按照规定将符合国家标准生物液体燃料纳入燃料销售体系，造成生物液体燃料生产企业经济损失（《可再生能源法》第 31 条）

第六章 违反电力监管规定类

一、违反电力业务许可有关规定

(一) 违反规定未取得电力业务许可证擅自经营电力业务（《电力监管条例》第 30 条，《电力业务许可证管理规定》第 40 条）

(二) 以欺骗、贿赂等不正当手段获得电力业务许可证（《电力业务许可证

管理规定》第41条）

（三）超出许可范围或者超过许可期限从事电力业务（《电力业务许可证管理规定》第42条）

（四）未经批准擅自停业、歇业（《电力业务许可证管理规定》第43条）

（五）未在规定的期限内申请变更（《电力业务许可证管理规定》第43条）

（六）涂改、倒卖、出租、出借电力业务许可证或者以其他形式非法转让电力业务许可（《电力业务许可证管理规定》第45条）

二、违反供电服务标准有关规定

（一）没有能力对供电区域内的用户提供供电服务并造成严重后果（《供电监管办法》第6条、第33条）

（二）未按照国家规定的标准向用户提供供电服务（《电力监管条例》第32条，《电力市场监管办法》第35条，《供电监管办法》第34条）

1. 供电质量不符合规定（《供电监管办法》第34条、第7条）

2. 电压监测不符合规定（《供电监管办法》第34条、第8条）

3. 未按照规定保障供电安全（《供电监管办法》第34条、第9条）

4. 未按照国家有关规定履行电力社会普遍服务义务（《供电监管办法》第34条、第10条）

5. 未按照规定办理用电业务（《供电监管办法》第34条、第11条）

6. 未按照规定向用户受电工程提供服务（《供电监管办法》第34条、第12条）

7. 未按照国家有关规定实施停电、限电或者中止供电（《供电监管办法》第34条、第13条）

8. 未按照规定处理供电故障（《供电监管办法》第34条、第14条）

9. 未按照规定履行紧急供电义务（《供电监管办法》第34条、第15条）

10. 未按照规定处理用电投诉（《供电监管办法》第34条、第16条）

（三）未按照国家有关成本的规定核算成本（《供电监管办法》第34条、第21条）

(四) 执行国家有关节能减排和环境保护政策不符合规定(《供电监管办法》第 34 条、第 24 条)

(五) 违反公平、无歧视开放供电市场规定(《供电监管办法》第 35 条、第 18 条)

1. 无正当理由拒绝用户用电申请(《供电监管办法》第 18 条)

2. 对趸购转售电企业符合国家规定条件的输配电设施, 拒绝或者拖延接入系统(《供电监管办法》第 18 条)

3. 违反市场竞争规则, 以不正当手段损害竞争对手的商业信誉或者排挤竞争对手(《供电监管办法》第 18 条)

4. 对用户受电工程指定设计单位、施工单位和设备材料供应单位(《供电监管办法》第 18 条)

三、违反电力市场监管有关规定

(一) 不遵守电力市场运行规则(《电力监管条例》第 31 条)

1. 未按规定办理电力市场注册手续(《电力市场监管办法》第 34 条)

2. 提供虚假注册资料(《电力市场监管办法》第 34 条)

3. 未履行电力系统安全义务(《电力市场监管办法》第 34 条)

4. 有关设备设施不符合国家、行业标准(《电力市场监管办法》第 34 条)

5. 行使市场操纵力(《电力市场监管办法》第 34 条)

6. 存在不正当竞争、串通报价等违规交易行为(《电力市场监管办法》第 34 条)

7. 不执行调度指令(《电力市场监管办法》第 34 条)

(二) 发电厂并网不遵守有关规章、规则(《电力监管条例》第 31 条, 《电力市场监管办法》第 34 条)

(三) 电网互联不遵守有关规章、规则(《电力监管条例》第 31 条, 《电力市场监管办法》第 34 条)

(四) 不向从事电力交易的主体公平、无歧视开放电力市场(《电力监管条例》第 31 条)

（五）不按照规定公平开放电网（《电力监管条例》第 31 条）

（六）违反规定，不按照电力市场运行规则组织交易（《电力监管条例》第 33 条，《电力市场监管办法》第 36 条）

1. 未按照规定办理电力市场注册（《电力市场监管办法》第 36 条）

2. 未按照电力市场运行规则组织电力市场交易（《电力市场监管办法》第 36 条）

3. 未按照规定公开、公平、公正地实施电力调度（《电力市场监管办法》第 36 条）

4. 未执行电力调度规则（《电力市场监管办法》第 36 条）

5. 未按照规定对电力市场进行干预（《电力市场监管办法》第 36 条）

6. 泄露电力交易内幕信息（《电力监管条例》第 33 条，《电力市场监管办法》第 36 条）

（七）违反可再生能源消纳有关规定（《可再生能源法》第 29 条，《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》第 20 条）

1. 未按照规定完成收购可再生能源电量，造成可再生能源发电企业经济损失（《可再生能源法》第 29 条）

2. 违反规定未建设或者未及时建设可再生能源发电项目接入工程（《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》第 20 条）

3. 拒绝或者阻碍与可再生能源发电企业签订购售电合同、并网调度协议（《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》第 20 条）

4. 未提供或者未及时提供可再生能源发电上网服务（《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》第 20 条）

5. 未优先调度可再生能源发电（《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》第 20 条）

四、违反承装（修、试）电力设施许可有关规定

（一）隐瞒有关情况或者提供虚假申请材料申请承装（修、试）电力设施许可（《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》第 32 条）

(二) 采取欺骗、贿赂等不正当手段取得承装(修、试)电力设施许可(《承装(修、试)电力设施许可证管理办法》第 33 条)

(三) 转包或违法分包承装(修、试)电力设施业务(《承装(修、试)电力设施许可证管理办法》第 34 条)

(四) 涂改、倒卖、出租、出借许可证,或者以其他形式非法转让许可证(《承装(修、试)电力设施许可证管理办法》第 34 条)

(五) 违反规定未取得许可证或者超越许可范围,非法从事承装、承修、承试电力设施活动(《承装(修、试)电力设施许可证管理办法》第 35 条)

(六) 在从事承装、承修、承试电力设施活动中发生重大以上生产安全事故或者重大质量责任事故(《承装(修、试)电力设施许可证管理办法》第 36 条)

(七) 未按照规定办理许可证登记事项变更手续(《承装(修、试)电力设施许可证管理办法》第 37 条)

(八) 违反国家有关规定,将承装(修、试)电力设施业务发包给未取得许可证或者超越许可范围承揽工程的单位或者个人(《承装(修、试)电力设施许可证管理办法》第 38 条)

(九) 发现未取得许可证或者超越许可范围承揽用户受电工程的单位或者个人,未按照规定及时报告(《承装(修、试)电力设施许可证管理办法》第 38 条)

五、不配合监管机构依法履行职责

(一) 提供虚假或者隐瞒重要事实的文件、资料、信息(《电力监管条例》第 34 条,《电力业务许可证管理规定》第 44 条,《电力监管机构现场检查规定》第 16 条,《电力并网互联争议处理规定》第 23 条,《供电监管办法》第 37 条,《承装(修、试)电力设施许可证管理办法》第 39 条,《电力企业信息报送规定》第 28 条,《电力安全生产监督管理办法》第 36 条,《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 44 条,《电力可靠性管理办法(暂行)》第 62 条)

(二) 未按照规定披露、公开、报送信息或披露虚假信息(《电力监管条例》第 34 条,《电力市场监管办法》第 37 条,《电力企业信息披露规定》第 16 条,

《供电监管办法》第37条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第44条，《电力可靠性管理办法（暂行）》第62条）

（三）拒绝或者阻碍依法履行职责（《电力监管条例》第34条，《电力业务许可证管理规定》第44条，《电力监管机构现场检查规定》第16条，《电力并网互联争议处理规定》第23条，《供电监管办法》第37条，《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》第39条，《电力安全生产监督管理办法》第36条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第44条，《电力可靠性管理办法（暂行）》第62条）

第七章 违反电力安全监督管理规定类

一、违反电力安全生产监督管理有关规定

（一）违反安全评价、认证、检测、检验有关规定（《安全生产法》第92条）

1. 出具失实安全评价、认证、检测、检验报告
2. 租借、挂靠安全评价、认证、检测、检验资质
3. 出具虚假安全评价、认证、检测、检验报告

（二）未按照规定保证安全生产资金投入（《安全生产法》第93条）

1. 未按照规定保证安全生产资金投入导致不具备安全生产条件
2. 未按照规定保证安全生产资金投入导致发生生产安全事故

（三）未履行法定安全生产管理职责

1. 未履行生产经营单位主要负责人法定安全生产管理职责（《安全生产法》第94条）

2. 未履行生产经营单位主要负责人法定安全生产管理职责导致发生生产安全事故（《安全生产法》第95条、115条，《电力安全事故应急处置和调查处理条例》第30条，《生产安全事故报告和调查处理条例》第38条）

3. 未履行生产经营单位其他负责人和安全生产管理人员法定安全生产管理职责（《安全生产法》第96条）

4. 未履行生产经营单位其他负责人和安全生产管理人员法定安全生产管理职责导致发生生产安全事故（《安全生产法》第 96 条）

5. 未履行电力安全生产管理基本职责（《电力安全生产监督管理办法》第 8 条、第 35 条）

（四）未按照规定设置安全生产管理机构或者配备安全生产管理人员、注册安全工程师（《安全生产法》第 97 条）

（五）违反安全生产培训、考核规定（《安全生产法》第 97 条）

1. 对主要负责人和安全生产管理人员未按照规定经考核合格
2. 未按照规定对从业人员、被派遣劳动者、实习学生进行安全生产教育和培训
3. 未按照规定如实告知从业人员、被派遣劳动者、实习学生有关安全生产事项
4. 未如实记录安全生产教育和培训情况
5. 对特种作业人员上岗作业未按照规定经专门安全作业培训并取得相应资格

（六）未按照规定制定生产安全事故应急救援预案或者未定期组织演练（《安全生产法》第 97 条）

（七）违反矿山、金属冶炼建设项目或者用于生产、储存、装卸危险物品的建设项目安全生产管理规定

1. 未按照规定对矿山、金属冶炼建设项目或者用于生产、储存、装卸危险物品的建设项目进行安全评价（《安全生产法》第 98 条）

2. 未按照规定对矿山、金属冶炼建设项目或者用于生产、储存、装卸危险物品的建设项目进行安全设施设计（《安全生产法》第 98 条）

3. 未按照规定对矿山、金属冶炼建设项目或者用于生产、储存、装卸危险物品的建设项目安全设施设计报经有关部门审查同意（《安全生产法》第 98 条）

4. 对矿山、金属冶炼建设项目或者用于生产、储存、装卸危险物品的建设项目未按照批准的安全设施设计施工（《安全生产法》第 98 条）

5. 在矿山、金属冶炼建设项目或者用于生产、储存、装卸危险物品的建设项目竣工投入生产或者使用前，安全设施未经验收合格（《安全生产法》第98条）

6. 未按照规定对矿山、金属冶炼建设项目和用于生产、储存、装卸危险物品的建设项目施工进行安全管理（《安全生产法》第103条）

7. 倒卖、出租、出借、挂靠或者以其他形式非法转让矿山、金属冶炼建设项目和用于生产、储存、装卸危险物品的建设项目施工资质（《安全生产法》第103条）

（八）违反安全生产设备、设施管理规定（《安全生产法》第99条）

1. 未在有较大危险因素的生产经营场所和有关设施、设备上设置明显安全警示标志

2. 对安全设备的安装、使用、检测、改造和报废不符合国家标准或者行业标准

3. 未对安全设备进行经常性维护、保养和定期检测

4. 关闭、破坏直接关系生产安全的监控、报警、防护、救生设备、设施，或者篡改、隐瞒、销毁其相关数据、信息

5. 未为从业人员提供符合国家或者行业标准的劳动防护用品

6. 在危险物品的容器、运输工具，以及涉及人身安全、危险性较大的海洋石油开采特种设备和矿山井下特种设备投入使用前未经具有专业资质的机构检测、检验合格并取得安全使用证或者安全标志

7. 使用应当淘汰的危及生产安全的工艺、设备

（九）违反危险物品、重大危险源、危险作业安全生产管理规定

1. 未经依法批准擅自生产、经营、运输、储存、使用危险物品或者处置危险物品（《安全生产法》第100条）

2. 未建立生产、经营、运输、储存、使用危险物品或者处置废弃危险物品专门安全管理制度、未采取可靠的安全措施（《安全生产法》第101条）

3. 未对重大危险源登记建档，未进行定期检测、评估、监控，未制定应急预案，或者未告知应急措施（《安全生产法》第101条）

4. 未安排专门人员对爆破、吊装、动火、临时用电以及其他危险作业进行现场安全管理（《安全生产法》第 101 条）

（十）未建立安全风险分级管控制度或者未按照安全风险分级采取相应管控措施（《安全生产法》第 101 条）

（十一）违反事故隐患排查治理规定

1. 未将事故隐患排查治理情况如实记录或者未向从业人员通报（《安全生产法》第 97 条）

2. 未建立事故隐患排查治理制度，或者未按照规定报告重大事故隐患排查治理情况（《安全生产法》第 101 条）

3. 未采取措施消除事故隐患（《安全生产法》第 102 条）

（十二）违反生产经营项目、场所、设备发包或者出租安全生产管理规定（《安全生产法》第 103 条）

1. 将生产经营项目、场所、设备发包或者出租给不具备安全生产条件或者相应资质的单位或者个人

2. 未与承包单位、承租单位签订专门的安全生产管理协议

3. 未在承包合同、租赁合同中明确各自的安全生产管理职责

4. 未对承包单位、承租单位的安全生产统一协调、管理

（十三）违反同一区域作业安全生产管理规定（《安全生产法》第 104 条）

1. 未按照规定签订同一区域作业安全生产管理协议

2. 未指定专职安全生产管理人员对同一区域作业进行安全检查与协调

（十四）违反生产经营场所和员工宿舍安全生产管理规定（《安全生产法》第 105 条）

1. 将生产、经营、储存、使用危险物品的车间、商店、仓库与员工宿舍设置在同一座建筑内

2. 违反员工宿舍与生产、经营、储存、使用危险物品的车间、商店、仓库的安全距离要求

3. 未在生产经营场所和员工宿舍设有符合规定的出口、疏散通道

4. 占用、锁闭、封堵生产经营场所或者员工宿舍出口、疏散通道

（十五）订立免除或者减轻对从业人员因生产安全事故伤亡依法承担责任的协议（《安全生产法》第106条）

（十六）拒绝、阻碍依法实施监督检查（《安全生产法》第108条）

（十七）未按照规定投保安全生产责任保险（《安全生产法》第109条）

（十八）违反生产安全事故报告、调查、处置规定

1. 在发生生产安全事故时不立即组织抢救（《安全生产法》第110条、115条，《电力安全事故应急处置和调查处理条例》第27条，《生产安全事故报告和调查处理条例》第35条）

2. 在事故调查处理期间擅离职守或者逃匿（《安全生产法》第110条、115条，《电力安全事故应急处置和调查处理条例》第27条，《生产安全事故报告和调查处理条例》第35条）

3. 瞒报、谎报、迟报、漏报生产安全事故（《安全生产法》第110条、115条，《电力安全事故应急处置和调查处理条例》第27条、第28条，《生产安全事故报告和调查处理条例》第35条、36条）

4. 伪造或者故意破坏事故现场（《电力安全事故应急处置和调查处理条例》第28条，《生产安全事故报告和调查处理条例》第36条）

5. 转移、隐匿资金、财产（《电力安全事故应急处置和调查处理条例》第28条，《生产安全事故报告和调查处理条例》第36条）

6. 销毁有关证据、资料（《电力安全事故应急处置和调查处理条例》第28条，《生产安全事故报告和调查处理条例》第36条）

7. 拒绝接受调查或者拒绝提供有关情况 and 资料（《电力安全事故应急处置和调查处理条例》第28条，《生产安全事故报告和调查处理条例》第36条）

8. 在事故调查中作伪证或者指使他人作伪证（《电力安全事故应急处置和调查处理条例》第28条，《生产安全事故报告和调查处理条例》第36条）

9. 在事故发生后逃匿（《电力安全事故应急处置和调查处理条例》第28条，《生产安全事故报告和调查处理条例》第36条）

(十九) 受到安全生产行政处罚后拒不改正

1. 被责令改正且受到罚款处罚后拒不改正（《安全生产法》第 112 条）
2. 存在重大事故隐患多次受到相关行政处罚（《安全生产法》第 113 条）
3. 经停产停业整顿仍不具备规定的安全生产条件（《安全生产法》第 113 条）
4. 拒不执行停产停业整顿决定（《安全生产法》第 113 条）

(二十) 不具备规定的安全生产条件导致发生重大、特别重大生产安全事故（《安全生产法》第 113 条）

(二十一) 对生产安全事故负有责任（《安全生产法》第 114 条、第 115 条，《电力安全事故应急处置和调查处理条例》第 29 条，《生产安全事故报告和调查处理条例》第 37 条）

(二十二) 违反《电力安全生产监督管理办法》有关规定（《安全生产法》第 93 条，《电力安全生产监督管理办法》第 32 条、第 33 条）

(二十三) 违反电力安全事件管理规定（《电力安全生产监督管理办法》第 34 条）

1. 迟报、漏报、谎报、瞒报电力安全事件信息
2. 在发生电力安全事件后不及时组织应急处置
3. 未按照规定对电力安全事件进行调查处理

(二十四) 违反电力监控系统安全防护规定（《电力监控系统安全防护规定》第 21 条）

二、违反电力建设工程质量安全和安全生产有关规定

(一) 违反电力建设工程建设单位质量责任规定

1. 将建设工程发包给不具有相应资质等级的勘察、设计、施工单位或者委托给不具有相应资质等级的工程监理单位（《建设工程质量管理条例》第 54 条）
2. 将建设工程肢解发包（《建设工程质量管理条例》第 55 条）
3. 迫使承包方以低于成本的价格竞标（《建设工程质量管理条例》第 56 条）
4. 任意压缩合理工期（《建设工程质量管理条例》第 56 条）

5. 明示或者暗示设计单位或者施工单位违反工程建设强制性标准，降低工程质量（《建设工程质量管理条例》第56条）

6. 对施工图设计文件未经审查或者审查不合格擅自施工（《建设工程质量管理条例》第56条）

7. 未按照规定对必须实行工程监理的建设项目实行工程监理（《建设工程质量管理条例》第56条）

8. 未按照规定办理工程质量监督手续（《建设工程质量管理条例》第56条）

9. 明示或者暗示施工单位使用不合格的建筑材料、建筑构配件和设备（《建设工程质量管理条例》第56条）

10. 未按照规定将竣工验收报告、有关认可文件或者准许使用文件报送备案（《建设工程质量管理条例》第56条）

11. 未取得施工许可证或者开工报告未经批准擅自施工（《建设工程质量管理条例》第57条）

12. 对未组织竣工验收的建设工程擅自交付使用（《建设工程质量管理条例》第58条）

13. 对验收不合格的建设工程擅自交付使用（《建设工程质量管理条例》第58条）

14. 对不合格的建设工程按照合格工程验收（《建设工程质量管理条例》第58条）

15. 未向建设行政主管部门或者其他有关部门移交建设项目档案（《建设工程质量管理条例》第59条）

16. 对涉及建筑主体或者承重结构变动的装修工程没有设计方案擅自施工（《建设工程质量管理条例》第69条）

17. 在装修过程中擅自变动房屋建筑主体和承重结构（《建设工程质量管理条例》第69条）

（二）违反电力建设工程勘察设计单位质量责任规定

1. 超越本单位资质等级承揽工程（《建设工程质量管理条例》第60条）

2. 未取得资质证书承揽工程（《建设工程质量管理条例》第 60 条）
3. 以欺骗手段取得资质证书承揽工程（《建设工程质量管理条例》第 60 条）
4. 允许其他单位或者个人以本单位名义承揽工程（《建设工程质量管理条例》第 61 条）
5. 将承包的工程转包或者违法分包（《建设工程质量管理条例》第 62 条）
6. 未按照工程建设强制性标准进行勘察（《建设工程质量管理条例》第 63 条）
7. 未根据勘察成果文件进行工程设计（《建设工程质量管理条例》第 63 条）
8. 指定建筑材料、建筑构配件的生产厂、供应商（《建设工程质量管理条例》第 63 条）
9. 未按照工程建设强制性标准进行设计（《建设工程质量管理条例》第 63 条）

（三）违反电力建设工程施工单位质量责任规定

1. 超越本单位资质等级承揽工程（《建设工程质量管理条例》第 60 条）
2. 未取得资质证书承揽工程（《建设工程质量管理条例》第 60 条）
3. 以欺骗手段取得资质证书承揽工程（《建设工程质量管理条例》第 60 条）
4. 允许其他单位或者个人以本单位名义承揽工程（《建设工程质量管理条例》第 61 条）
5. 将承包的工程转包或者违法分包（《建设工程质量管理条例》第 62 条）
6. 在施工中偷工减料（《建设工程质量管理条例》第 64 条）
7. 使用不合格的建筑材料、建筑构配件和设备（《建设工程质量管理条例》第 64 条）
8. 不按照工程设计图纸或者施工技术标准施工（《建设工程质量管理条例》第 64 条）
9. 造成建设工程质量不符合规定的质量标准（《建设工程质量管理条例》第 64 条）
10. 未对建筑材料、建筑构配件、设备和商品混凝土进行检验（《建设工程

质量管理条例》第65条）

11. 未对涉及结构安全的试块、试件以及有关材料取样检测（《建设工程质量管理条例》第65条）

12. 不履行保修义务或者拖延履行保修义务（《建设工程质量管理条例》第66条）

13. 对涉及建筑主体或者承重结构变动的装修工程没有设计方案擅自施工（《建设工程质量管理条例》第69条）

（四）违反电力建设工程监理单位质量责任规定

1. 超越本单位资质等级承揽工程（《建设工程质量管理条例》第60条）

2. 未取得资质证书承揽工程（《建设工程质量管理条例》第60条）

3. 以欺骗手段取得资质证书承揽工程（《建设工程质量管理条例》第60条）

4. 允许其他单位或者个人以本单位名义承揽工程（《建设工程质量管理条例》第61条）

5. 转让工程监理业务（《建设工程质量管理条例》第62条）

6. 与建设单位或者施工单位串通，弄虚作假、降低工程质量（《建设工程质量管理条例》第67条）

7. 将不合格的建设工程、建筑材料、建筑构配件和设备按照合格签字（《建设工程质量管理条例》第67条）

8. 与被监理工程的施工承包单位以及建筑材料、建筑构配件和设备供应单位有隶属关系或者其他利害关系承担该项建设工程的监理业务（《建设工程质量管理条例》第67条）

（五）违反电力建设工程建设单位安全责任规定

1. 未按照规定提供建设工程安全生产作业环境及安全施工措施所需费用（《建设工程安全生产管理条例》第54条）

2. 未将保证安全施工的措施或者拆除工程的有关资料报送有关部门备案（《建设工程安全生产管理条例》第54条）

3. 对勘察、设计、施工、调试、监理等单位提出不符合安全生产法律、法规和

强制性标准规定的要求（《建设工程安全生产管理条例》第 55 条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 45 条）

4. 要求施工单位压缩合同约定的工期（《建设工程安全生产管理条例》第 55 条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 45 条）

5. 将拆除工程发包给不具有相应资质等级的施工单位（《建设工程安全生产管理条例》第 55 条）

6. 将工程发包给不具有相应资质等级的施工单位（《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 45 条）

7. 未按照规定提取和使用安全生产费用（《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 43 条）

8. 挪用安全生产费用（《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 48 条）

（六）违反电力建设工程勘察单位安全责任规定

1. 未按照法律、法规和工程建设强制性标准进行勘察、设计（《建设工程安全生产管理条例》第 56 条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 46 条）

2. 未在采用新结构、新材料、新工艺的建设工程和特殊结构的建设工程设计中提出保障施工作业人员安全和预防生产安全事故的措施建议（《建设工程安全生产管理条例》第 56 条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 46 条）

3. 挪用安全生产费用（《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 48 条）

（七）违反电力建设工程施工单位安全责任规定

1. 未按照规定设立安全生产管理机构、配备专（兼）职安全生产管理人员（《建设工程安全生产管理条例》第 62 条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 47 条）

2. 未配备专（兼）职安全生产管理人员对分部分项工程施工进行现场监督（《建设工程安全生产管理条例》第 62 条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 47 条）

3. 对主要负责人、项目负责人、专职安全生产管理人员、作业人员或者特种（殊）作业人员未经安全教育培训或者经考核不合格即从事相关工作（《建设工

程安全生产管理条例》第62条）

4. 对主要负责人、项目负责人、专职安全生产管理人员、特种（殊）作业人员未持证上岗（《电力建设工程施工安全监督管理办法》第47条）

5. 未在施工现场的危险部位设置明显的安全警示标志（《建设工程安全生产管理条例》第62条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第47条）

6. 未按照规定在施工现场设置消防通道、消防水源、配备消防设施和灭火器材（《建设工程安全生产管理条例》第62条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第47条）

7. 未向作业人员提供安全防护用品、用具、安全防护服装（《建设工程安全生产管理条例》第62条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第47条）

8. 未按照规定在施工起重机械和整体提升脚手架、模板等自升式架设设施验收合格后登记（《建设工程安全生产管理条例》第62条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第47条）

9. 使用国家明令淘汰、禁止使用的危及施工安全的工艺、设备、材料（《建设工程安全生产管理条例》第62条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第47条）

10. 挪用列入建设工程概算的安全生产作业环境及安全施工措施所需费用（《建设工程安全生产管理条例》第63条）

11. 在施工前未对有关安全施工的技术要求作出详细说明（《建设工程安全生产管理条例》第64条）

12. 未根据不同施工阶段和周围环境及季节、气候的变化，在施工现场采取相应的安全施工措施（《建设工程安全生产管理条例》第64条）

13. 在城市市区内的建设工程的施工现场未实行封闭围挡（《建设工程安全生产管理条例》第64条）

14. 在尚未竣工的建筑物内设置员工集体宿舍（《建设工程安全生产管理条例》第64条）

15. 在施工现场临时搭建的建筑物不符合安全使用要求（《建设工程安全生

产管理条例》第 64 条)

16. 未对因建设工程施工可能造成损害的毗邻建筑物、构筑物和地下管线等采取专项防护措施（《建设工程安全生产管理条例》第 64 条）

17. 对安全防护用具、机械设备、施工机具及配件在进入施工现场前未经查验或者查验不合格即投入使用（《建设工程安全生产管理条例》第 65 条）

18. 使用未经验收或者验收不合格的施工起重机械和整体提升脚手架、模板等自升式架设设施（《建设工程安全生产管理条例》第 65 条）

19. 委托不具有相应资质的单位承担施工现场安装、拆卸施工起重机械和整体提升脚手架、模板等自升式架设设施（《建设工程安全生产管理条例》第 65 条）

20. 在施工组织设计中未编制安全技术措施、施工现场临时用电方案或者专项施工方案（《建设工程安全生产管理条例》第 65 条）

21. 未履行施工单位主要负责人、项目负责人安全生产管理职责（《建设工程安全生产管理条例》第 66 条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 50 条）

22. 挪用安全生产费用（《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 48 条）

（八）违反电力建设工程监理单位安全责任规定

1. 未对施工组织设计中的安全技术措施（重大安全技术措施）或者专项施工方案进行审查（《建设工程安全生产管理条例》第 57 条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 49 条）

2. 发现安全事故隐患未及时要求施工单位整改或者暂时停止施工（《建设工程安全生产管理条例》第 57 条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 49 条）

3. 未及时向有关主管部门报告施工单位拒不整改或者不停止施工情况（《建设工程安全生产管理条例》第 57 条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 49 条）

4. 未依照法律、法规和工程建设强制性标准实施监理（《建设工程安全生产

管理条例》第 57 条，《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 49 条）

5. 挪用安全生产费用（《电力建设工程施工安全监督管理办法》第 48 条）

（九）违反电力建设工程施工起重机械和整体提升脚手架、模板等自升式架设设施安装、拆卸单位安全责任规定（《建设工程安全生产管理条例》第 61 条）

1. 未编制施工起重机械和整体提升脚手架、模板等自升式架设设施拆装方案、制定安全施工措施

2. 未由专业技术人员对施工起重机械和整体提升脚手架、模板等自升式架设设施安装、拆卸进行现场监督

3. 未出具施工起重机械和整体提升脚手架、模板等自升式架设设施自检合格证明或者出具虚假证明

4. 未向施工单位对施工起重机械和整体提升脚手架、模板等自升式架设设施进行安全使用说明，办理移交手续

三、违反水电站大坝安全管理有关规定

（一）毁坏大坝或者其观测、通信、动力、照明、交通、消防等管理设施（《水库大坝安全管理条例》第 29 条）

（二）在大坝管理和保护范围内进行爆破、打井、采石、采矿、取土、挖沙、修坟等危害大坝安全活动（《水库大坝安全管理条例》第 29 条）

（三）擅自操作大坝的泄洪闸门、输水闸门以及其他设施，破坏大坝正常运行（《水库大坝安全管理条例》第 29 条）

（四）在库区内围垦（《水库大坝安全管理条例》第 29 条）

（五）在坝体修建码头、渠道或者堆放杂物、晾晒粮草（《水库大坝安全管理条例》第 29 条）

（六）擅自在大坝管理和保护范围内修建码头、鱼塘的（《水库大坝安全管理条例》第 29 条）

（七）对大坝安全设施未与主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行（《水电站大坝运行安全监督管理规定》第 34 条）

（八）未按照规定组织蓄水安全鉴定和竣工安全鉴定（《水电站大坝运行安

全监督管理规定》第 34 条)

(九) 未按照规定开展大坝安全定期检查(《水电站大坝运行安全监督管理规定》第 34 条)

(十) 擅自改变、调整水电站原批准功能(《水电站大坝运行安全监督管理规定》第 34 条)

(十一) 擅自进行工程改造或者扩建(《水电站大坝运行安全监督管理规定》第 34 条)

(十二) 擅自降低工程等别或者实施大坝退役(《水电站大坝运行安全监督管理规定》第 34 条)

(十三) 未按照规定及时开展病坝治理、险坝除险加固等重大安全隐患治理和 risk 管控(《水电站大坝运行安全监督管理规定》第 35 条)

(十四) 未在规定期限内办理大坝安全注册登记和备案(《水电站大坝运行安全监督管理规定》第 36 条)

(十五) 未按照规定制定大坝安全应急预案(《水电站大坝运行安全监督管理规定》第 36 条)

(十六) 未按照规定及时报告大坝险情或者提供虚假报告(《水电站大坝运行安全监督管理规定》第 37 条)

(十七) 未按照规定开展大坝安全监测、检查、运行维护、年度详查、信息报送和信息化建设(《水电站大坝运行安全监督管理规定》第 38 条)

(十八) 未按照规定收集、整理、分析和保存大坝运行资料(《水电站大坝运行安全监督管理规定》第 38 条)



立足行业

服务企业

联系政府

沟通社会



中国电力企业联合会法律分会

LEGAL BRANCH OF CHINA ELECTRICITY COUNCIL

电话：010-52398148

地址：北京市西城区白广路 13 号

邮编：100053

邮箱：zdlffh@cec.org.cn