

工程勘察设计行业改革发展 文件资料汇编

2021.07—2023.06

中国电力规划设计协会

二〇二三年七月

前 言

为了帮助各电力勘测设计企业较全面地了解政府有关部门对工程勘察设计行业改革与发展所制定的法律、法规、规章和政策性文件，在历年编辑出版《工程勘察设计行业改革发展文件资料汇编》的基础上，我们又选编了2021年7月—2023年6月政府有关部门发布的有关文件，供各单位学习使用。

为了方便对文件的查找，本汇编分为五个部分：一、国务院、国务院办公厅文件；二、国家发展和改革委员会文件；三、国务院国有资产监督管理委员会文件；四、国家能源局文件；五、其他文件。每部分文件的编排按发布时间的先后排序。

在选编文件过程中，限于编者水平，难免有疏漏，请给予谅解。

中国电力规划设计协会
2023年7月

目 录

一、国务院、国务院办公厅文件

1 中华人民共和国国务院令 第 744 号	2
2 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	9
3 国务院办公厅转发国家发展改革委等部门关于加快推进城镇环境基础设施建设指导意见的通知 国办函〔2022〕7 号	20
4 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	25
5 国务院办公厅关于印发城市燃气管道等老化更新改造实施方案（2022—2025 年）的通知 国办发〔2022〕22 号	29
6 国务院办公厅关于进一步构建高质量充电基础设施体系的指导意见 国办发〔2023〕19 号	34

二、国家发展和改革委员会文件

1 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	39
2 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	43
3 国家发展改革委办公厅关于开展酒湖直流等跨省跨区专项输电工程定价成本监审的通知 发改办价格〔2021〕590 号	46
4 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	66
5 关于印发《2021 年生物质发电项目建设工作方案》的通知 发改能源〔2021〕1190 号	70
6 国家发展改革委关于完善电解铝行业阶梯电价政策的通知 发改价格〔2021〕1239 号	76
7 国家发展改革委 住房城乡建设部关于加强城镇老旧小区改造配套设施建设的通知 发改投资〔2021〕1275 号	79

8	国家发展改革委办公厅 中国国家铁路集团有限公司办公厅关于做好发电供热企业直保煤炭中长期合同全覆盖铁路运力保障有关工作的通知 发改办运行〔2021〕750号	82
9	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	84
10	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 发改价格规〔2021〕1455号	86
11	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	90
12	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	111
13	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	114
14	国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于国家电网有限公司省间电力现货交易规则的复函 发改办体改〔2021〕837号	120
15	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	121
16	国家发展改革委等部门关于印发《贯彻落实碳达峰碳中和目标要求 推动数据中心和5G等新型基础设施绿色高质量发展实施方案》的通知 发改高技〔2021〕1742号	131
17	国家发展改革委办公厅关于陕北~湖北、雅中~江西特高压直流工程临时输电价格的通知 发改办价格〔2021〕958号	134
18	国家发展改革委等部门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	135
19	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	139
20	国家发展改革委 国家能源局关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知 发改能源〔2022〕209号	143
21	国家发展改革委 国家能源局关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知 发改能源〔2022〕210号	152
22	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	169
23	国家发展改革委办公厅关于开展抽水蓄能定价成本监审工作的通知 发改办价格〔2022〕130号	178

24	国家发展改革委等部门关于推进共建“一带一路”绿色发展的意见 发改开放〔2022〕408号	181
25	国家发展改革委关于核定宁绍、酒湖、锡泰特高压直流工程输电价格的通知 发改价格〔2022〕558号	185
26	中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第50号	186
27	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	193
28	国家发展改革委关于印发《城市燃气管道等老化更新改造和保障性安居工程中央预算内投资专项 管理暂行办法》的通知 发改投资规〔2022〕910号	196
29	国家发展改革委 国家统计局 国家能源局关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量 控制有关工作的通知 发改运行〔2022〕1258号	201
30	国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于促进光伏产业链健康发展有关事项的通知 发改办运行〔2022〕788号	203
31	国家发展改革委 住房城乡建设部 生态环境部关于印发《污泥无害化处理和资源化利用实施方案》 的通知 发改环资〔2022〕1453号	205
32	国家发展改革委关于闽粤联网工程临时价格的通知 发改价格〔2022〕1604号	209
33	国家发展改革委关于核定雁淮、扎青特高压直流工程输电价格的通知 发改价格〔2022〕1777号	210
34	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	211
35	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	215
36	国家发展改革委 市场监管总局关于进一步加强节能标准更新升级和应用实施的通知 发改环资规〔2023〕269号	216
37	国家发展改革委关于白鹤滩~江苏、白鹤滩~浙江特高压直流工程和白鹤滩水电站配套送出工程 临时输电价格的通知 发改价格〔2023〕404号	220
38	国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知 发改价格〔2023〕526号	221

39 区域电网输电价格及有关事项的通知 发改价格〔2023〕532号	257
40 国家发展改革委关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知 发改价格〔2023〕533号	259
41 国家发展改革委 国家能源局关于加快推进充电基础设施建设 更好支持新能源汽车下乡和乡村振兴 的实施意见 发改综合〔2023〕545号	262
42 氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）	265

三、国务院国有资产监督管理委员会文件

1 关于印发《关于进一步深化法治央企建设的意见》的通知 国资发法规规〔2021〕80号	273
2 关于印发《中央企业重大经营风险事件报告工作规则》的通知 国资发监督规〔2021〕103号	278
3 关于中央企业加快建设世界一流财务管理体系的指导意见 国资发财评规〔2022〕23号	280
4 关于中央企业加快建设世界一流财务管理体系的指导意见 国资发财评规〔2022〕23号	286
5 关于做好2022年中央企业违规经营投资责任追究工作的通知 国资厅发监责〔2022〕7号	292
6 关于企业国有资产交易流转有关事项的通知 国资发产权规〔2022〕39号	295
7 国务院国有资产监督管理委员会令 第23号	297

四、国家能源局文件

1 国家能源局综合司关于调整能源行业核电标准化管理机构的通知 国能综通科技〔2021〕76号	303
2 国家能源局关于印发全面推行电力业务资质许可告知承诺制实施方案的通知 国能发资质〔2021〕37号	304
3 国家能源局关于印发《新型储能项目管理规范（暂行）》的通知 国能发科技规〔2021〕47号	342
4 国家能源局关于印发《核电厂非生产区消防安全管理暂行规定》的通知 国能发核电规〔2021〕46号	345

5	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	348
6	国家能源局关于印发《能源行业开展法治宣传教育的第八个五年规划（2021-2025年）实施方案》的通知 国能发法改〔2021〕55号	351
7	国家能源局综合司关于强化市场监管 有效发挥市场机制作用促进今冬明春电力供应保障的通知 国能综通监管〔2021〕99号	357
8	国家能源局关于印发《供电企业信息公开实施办法》的通知 国能发监管规〔2021〕56号	360
9	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	364
10	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	370
11	国家能源局关于印发《电力并网运行管理规定》的通知 国能发监管规〔2021〕60号	388
12	国家能源局关于印发《电力辅助服务管理办法》的通知 国能发监管规〔2021〕61号	396
13	国家能源局关于印发能源领域深化“放管服”改革优化营商环境实施意见的通知 国能发法改〔2021〕63号	403
14	国家能源局 农业农村部 国家乡村振兴局关于印发《加快农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见》的通知 国能发规划〔2021〕66号	408
15	国家能源局关于进一步明确电力建设工程安全管理有关要求的通知 国能发安全〔2021〕68号	412
16	国家能源局关于印发《电力业务资质许可流程规范》《电力业务资质许可服务规范》《电力业务资质许可监督与评价规范》的通知 国能发资质规〔2022〕3号	414
17	国家能源局关于印发《2022年能源监管工作要点》的通知 国能发监管〔2022〕4号	415
18	国家能源局关于印发《2022年能源监管重点任务清单》的通知 国能发监管〔2022〕5号	419
19	国家能源局综合司关于印发2022年电力安全监管重点任务的通知 国能综通安全〔2022〕16号	423
20	国家能源局综合司关于印发《2022年资质管理和信用工作要点》的通知 国能综通资质〔2022〕2号	426

21	国家能源局综合司关于深刻汲取事故教训切实加强电力安全生产工作的通知 国能综通安全〔2022〕11号	428
22	国家能源局综合司关于印发《水电站和小散远发电企业安全风险隐患排查整治专项行动方案》的通知 国能综通安全〔2022〕12号	430
23	国家能源局关于印发《电力行业危险化学品安全风险集中治理实施方案》的通知 国能发安全〔2022〕21号	434
24	国家发展改革委 国家能源局关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知 发改能源〔2022〕209号	439
25	国家能源局综合司关于做好2022年度电力建设工程开复工安全管理有关工作的通知 国能综通安全〔2022〕16号	440
26	国家能源局关于印发《2022年能源工作指导意见》的通知 国能发规划〔2022〕31号	442
27	国家能源局综合司关于切实做好2022年电力行业防汛抗旱工作的通知 国能综通安全〔2022〕33号	448
28	国家能源局关于2021年可再生能源电力消纳责任权重完成情况的通报 国能发新能〔2022〕47号	450
29	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	454
30	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	458
31	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	461
32	国家能源局综合司关于开展2022年电力行业“安全生产月”和“安全生产万里行”活动的通知 国能综通安全〔2022〕52号	464
33	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 国能发安全规〔2022〕53号	467
34	国家能源局综合司关于印发《2022年电力行业班组安全建设专项监管工作方案》的通知 国能综通安全〔2022〕54号	472
35	国家能源局关于印发《防止电力建设工程施工安全事故三十项重点要求》的通知 国能发安全〔2022〕55号	475
36	国家能源局关于印发《核电厂操纵人员培训和再培训大纲编制规范》的通知 国能发核电规〔2022〕60号	476
37	国家能源局综合司关于加快推进地热能开发利用项目信息化管理工作的通知 国能综通新能〔2022〕83号	480

38 国家能源局关于 2021 年度全国可再生能源电力发展监测评价结果的通报 国能发新能〔2022〕82 号	481
39 国家能源局综合司关于进一步明确电网企业与发电企业电费结算有关要求的通知 国能综通法改〔2022〕92 号	490
40 国家能源局综合司关于建立《“十四五”能源领域科技创新规划》实施监测机制的通知 国能综通科技〔2022〕99 号	491
41 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 国能发安全规〔2022〕92 号	493
42 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 国能发安全规〔2022〕93 号	497
43 国家能源局关于进一步加强海上风电项目安全风险防控相关工作的通知 国能发安全〔2022〕97 号	501
44 国家能源局关于印发《电力行业网络安全管理办法》的通知 国能发安全规〔2022〕100 号	504
45 国家能源局综合司关于印发《防止直流输电系统安全事故的重点要求》的通知 国能综通安全〔2022〕115 号	509
46 国家能源局关于加强直流输电系统安全管理的通知 国能发安全〔2022〕103 号	510
47 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	515
48 国家能源局综合司关于做好岁末年初电力安全生产工作的通知 国能综通〔2022〕114 号	520
49 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 国能发安全规〔2022〕116 号	522
50 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	526
51 国家能源局关于印发《2023 年能源监管工作要点》的通知 国能发监管〔2023〕4 号	528
52 国家能源局综合司关于印发《2023 年电力安全监管重点任务》的通知 国能综通安全〔2023〕4 号	533
53 国家能源局综合司关于加强地质灾害多发区电力生产和建设施工安全风险防范工作的紧急通知 国能综通安全〔2023〕7 号	537
54 国家能源局综合司关于加强春节后复工复产和春季检修期间电力安全生产工作的通知 国能综通安全〔2023〕9 号	538

55	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	540
56	国家能源局综合司关于完善电力系统运行方式分析制度强化电力系统运行安全风险管控的通知 国能综通安全〔2023〕13号	543
57	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	546
58	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	549
59	国家能源局关于颁布《20 kV 及以下配电网工程定额和费用计算规定（2022年版）》的通知 国能发电力〔2023〕20号	550
60	国家能源局综合司关于印发《2023年能源行业标准计划立项指南》的通知 国能综通科技〔2023〕20号	551
61	国家能源局综合司关于开展电力二次系统安全专项监管工作的通知 国能综通安全〔2023〕21号	556
62	国家能源局综合司关于汲取阿根廷停电事故教训做好近期重要电力设施森林草原火灾防范工作的通知 国能综通安全〔2023〕22号	560
63	国家能源局 生态环境部 农业农村部 国家乡村振兴局关于组织开展农村能源革命试点县建设的通知 国能发新能〔2023〕23号	562
64	国家能源局综合司关于切实做好2023年电力行业防汛抗旱工作的通知 国能综通安全〔2023〕26号	563
65	国家能源局综合司关于排查整治翻新绝缘子加强电力设备安全管理的紧急通知 国能综通安全〔2023〕27号	565
66	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	567
67	国家能源局关于成立第二届核电厂消防专家委员会的通知 国能发核电〔2023〕26号	569
68	国家能源局关于加快推进能源数字化智能化发展的若干意见 国能发科技〔2023〕27号	571
69	国家能源局关于印发《2023年能源工作指导意见》的通知 国能发规划〔2023〕30号	576
70	国家能源局综合司 交通运输部办公厅关于切实做好节假日期间新能源汽车充电服务保障有关工作的通知 国能综通电力〔2023〕45号	581
71	国家能源局综合司关于加强电力行业火灾风险防范和隐患排查治理工作的紧急通知 国能综通安全〔2023〕48号	583

72 国家能源局综合司关于进一步做好抽水蓄能规划建设有关工作的通知 国能综通新能〔2023〕47号	585
73 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	587
74 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	591
75 国家能源局关于印发《全国电力安全生产重大事故隐患专项排查整治2023行动方案》的通知 国能发安全〔2023〕40号	594
76 国家能源局综合司关于开展2023年电力行业“安全生产月”活动的通知 国能综通安全〔2023〕58号	597
77 国家能源局综合司关于进一步做好电力行业防汛抗旱工作的通知 国能综通安全〔2023〕62号	600
78 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	602
79 国家能源局综合司关于开展海上风电施工安全专项监管工作的通知 国能综通安全〔2023〕72号	606
80 国家能源局综合司关于印发开展分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估试点工作的通知 国能综通新能〔2023〕74号	609
81 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	612
82 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 国能发监管规〔2023〕48号	615

五、其他文件

1 住房和城乡建设部办公厅关于印发《工程勘察设计、建设工程监理和工程招标代理机构统计数据质量控制细则》的通知 建办市〔2021〕35号	620
住房和城乡建设部办公厅关于开展工程建设领域整治工作的通知 建办市〔2021〕38号	622
3 住房和城乡建设部办公厅关于储能电站消防设计审查验收有关事项的函 建办科函〔2021〕403号	624
4 水利部 国家能源局关于全面开展水电站等水利设施风险隐患排查整治工作的通知 水监督〔2022〕50号	625
5 应急管理部 国家矿山安监局 国家发展改革委 国家能源局关于加强煤炭先进产能核定工作的通知 应急〔2022〕50号	628

6	关于切实落实燃煤发电企业增值税留抵退税政策做好电力保供工作的通知 财税〔2022〕25号	631
7	教育部办公厅 国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于实施储能技术国家急需高层次人才培养专项的通知 教研厅函〔2022〕10号	632
8	住房和城乡建设部办公厅关于建设工程企业资质有关事宜的通知 建办市函〔2022〕361号	634
9	国务院安委会办公室 住房和城乡建设部 交通运输部 水利部 国务院国有资产监督管理委员会 国家铁路局 中国民用航空局 中国国家铁路集团有限公司关于进一步加强隧道工程安全管理的指导意见 安委办〔2023〕2号	635
10	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	639
11	五部门关于印发《智能光伏产业创新发展行动计划（2021-2025年）》的通知 工信部联电子〔2021〕226号	641
12	工业和信息化部等五部门联合印发加快电力装备绿色低碳创新发展行动计划的通知 工信部联重装〔2022〕105号	647
13	三部门关于促进光伏产业链供应链协同发展的通知 工信厅联电子函〔2022〕205号	654

一、国务院、国务院办公厅文件

中华人民共和国国务院令

第 744 号

《建设工程抗震管理条例》已经 2021 年 5 月 12 日国务院第 135 次常务会议通过，现予公布，自 2021 年 9 月 1 日起施行。

总理 李克强
2021 年 7 月 19 日

建设工程抗震管理条例

第一章 总 则

第一条 为了提高建设工程抗震防灾能力，降低地震灾害风险，保障人民生命财产安全，根据《中华人民共和国建筑法》、《中华人民共和国防震减灾法》等法律，制定本条例。

第二条 在中华人民共和国境内从事建设工程抗震的勘察、设计、施工、鉴定、加固、维护等活动及其监督管理，适用本条例。

第三条 建设工程抗震应当坚持以人为本、全面设防、突出重点的原则。

第四条 国务院住房和城乡建设主管部门对全国的建设工程抗震实施统一监督管理。国务院交通运输、水利、工业和信息化、能源等有关部门按照职责分工，负责对全国有关专业建设工程抗震的监督管理。

县级以上地方人民政府住房和城乡建设主管部门对本行政区域内的建设工程抗震实施监督管理。县级以上地方人民政府交通运输、水利、工业和信息化、能源等有关部门在各自职责范围内，负责对本行政区域内有关专业建设工程抗震的监督管理。

县级以上人民政府其他有关部门应当依照本条例和其他有关法律、法规的规定，在各自职责范围内负责建设工程抗震相关工作。

第五条 从事建设工程抗震相关活动的单位和人员，应当依法对建设工程抗震负责。

第六条 国家鼓励和支持建设工程抗震技术的研究、开发和应用。

各级人民政府应当组织开展建设工程抗震知识宣传普及，提高社会公众抗震防灾意识。

第七条 国家建立建设工程抗震调查制度。

县级以上人民政府应当组织有关部门对建设工程抗震性能、抗震技术应用、产业发展等进行调查，

全面掌握建设工程抗震基本情况，促进建设工程抗震管理水平提高和科学决策。

第八条 建设工程应当避开抗震防灾专项规划确定的危险地段。确实无法避开的，应当采取符合建设工程使用功能要求和适应地震效应的抗震设防措施。

第二章 勘察、设计和施工

第九条 新建、扩建、改建建设工程，应当符合抗震设防强制性标准。

国务院有关部门和国务院标准化行政主管部门依据职责依法制定和发布抗震设防强制性标准。

第十条 建设单位应当对建设工程勘察、设计和施工全过程负责，在勘察、设计和施工合同中明确拟采用的抗震设防强制性标准，按照合同要求对勘察设计成果文件进行核验，组织工程验收，确保建设工程符合抗震设防强制性标准。

建设单位不得明示或者暗示勘察、设计、施工等单位和从业人员违抗抗震设防强制性标准，降低工程抗震性能。

第十一条 建设工程勘察文件中应当说明抗震场地类别，对场地地震效应进行分析，并提出工程选址、不良地质处置等建议。

建设工程设计文件中应当说明抗震设防烈度、抗震设防类别以及拟采用的抗震设防措施。采用隔震减震技术的建设工程，设计文件中应当对隔震减震装置技术性能、检验检测、施工安装和使用维护等提出明确要求。

第十二条 对位于高烈度设防地区、地震重点监视防御区的下列建设工程，设计单位应当在初步设计阶段按照国家有关规定编制建设工程抗震设防专篇，并作为设计文件组成部分：

- （一）重大建设工程；
- （二）地震时可能发生严重次生灾害的建设工程；
- （三）地震时使用功能不能中断或者需要尽快恢复的建设工程。

第十三条 对超限高层建筑工程，设计单位应当在设计文件中予以说明，建设单位应当在初步设计阶段将设计文件等材料报送省、自治区、直辖市人民政府住房和城乡建设主管部门进行抗震设防审批。住房和城乡建设主管部门应当组织专家审查，对采取的抗震设防措施合理可行的，予以批准。超限高层建筑工程抗震设防审批意见应当作为施工图设计和审查的依据。

前款所称超限高层建筑工程，是指超出国家现行标准所规定的适用高度和适用结构类型的高层建筑工程以及体型特别不规则的高层建筑工程。

第十四条 工程总承包单位、施工单位及工程监理单位应当建立建设工程质量责任制度，加强对建设工程抗震设防措施施工质量的管理。

国家鼓励工程总承包单位、施工单位采用信息化手段采集、留存隐蔽工程施工质量信息。

施工单位应当按照抗震设防强制性标准进行施工。

第十五条 建设单位应当将建筑的设计使用年限、结构体系、抗震设防烈度、抗震设防类别等具体情况和使用维护要求记入使用说明书，并将使用说明书交付使用人或者买受人。

第十六条 建筑工程根据使用功能以及在抗震救灾中的作用等因素，分为特殊设防类、重点设防类、标准设防类和适度设防类。学校、幼儿园、医院、养老机构、儿童福利机构、应急指挥中心、应急避难场所、

广播电视等建筑，应当按照不低于重点设防类的要求采取抗震设防措施。

位于高烈度设防地区、地震重点监视防御区的新建学校、幼儿园、医院、养老机构、儿童福利机构、应急指挥中心、应急避难场所、广播电视等建筑应当按照国家有关规定采用隔震减震等技术，保证发生本区域设防地震时能够满足正常使用要求。

国家鼓励在除前款规定以外的建设工程中采用隔震减震等技术，提高抗震性能。

第十七条 国务院有关部门和国务院标准化行政主管部门应当依据各自职责推动隔震减震装置相关技术标准的制定，明确通用技术要求。鼓励隔震减震装置生产企业制定严于国家标准、行业标准的企业标准。

隔震减震装置生产经营企业应当建立唯一编码制度和产品检验合格印鉴制度，采集、存储隔震减震装置生产、经营、检测等信息，确保隔震减震装置质量信息可追溯。隔震减震装置质量应当符合有关产品质量法律、法规和国家相关技术标准的规定。

建设单位应当组织勘察、设计、施工、工程监理单位建立隔震减震工程质量可追溯制度，利用信息化手段对隔震减震装置采购、勘察、设计、进场检测、安装施工、竣工验收等全过程的信息资料进行采集和存储，并纳入建设项目档案。

第十八条 隔震减震装置用于建设工程前，施工单位应当在建设单位或者工程监理单位监督下进行取样，送建设单位委托的具有相应建设工程质量检测资质的机构进行检测。禁止使用不合格的隔震减震装置。

实行施工总承包的，隔震减震装置属于建设工程主体结构的施工，应当由总承包单位自行完成。

工程质量检测机构应当建立建设工程过程数据和结果数据、检测影像资料及检测报告记录与留存制度，对检测数据和检测报告的真实性、准确性负责，不得出具虚假的检测数据和检测报告。

第三章 鉴定、加固和维护

第十九条 国家实行建设工程抗震性能鉴定制度。

按照《中华人民共和国防震减灾法》第三十九条规定应当进行抗震性能鉴定的建设工程，由所有权人委托具有相应技术条件和技术能力的机构进行鉴定。

国家鼓励对除前款规定以外的未采取抗震设防措施或者未达到抗震设防强制性标准的已经建成的建设工程进行抗震性能鉴定。

第二十条 抗震性能鉴定结果应当对建设工程是否存在严重抗震安全隐患以及是否需要进行抗震加固作出判定。

抗震性能鉴定结果应当真实、客观、准确。

第二十一条 建设工程所有权人应当对存在严重抗震安全隐患的建设工程进行安全监测，并在加固前采取停止或者限制使用等措施。

对抗震性能鉴定结果判定需要进行抗震加固且具备加固价值的已经建成的建设工程，所有权人应当进行抗震加固。

位于高烈度设防地区、地震重点监视防御区的学校、幼儿园、医院、养老机构、儿童福利机构、应急指挥中心、应急避难场所、广播电视等已经建成的建筑进行抗震加固时，应当经充分论证后采用隔震减震等技术，保证其抗震性能符合抗震设防强制性标准。

第二十二条 抗震加固应当依照《建设工程质量管理条例》等规定执行，并符合抗震设防强制性标准。

竣工验收合格后，应当通过信息化手段或者在建设工程显著部位设置永久性标牌等方式，公示抗震加固时间、后续使用年限等信息。

第二十三条 建设工程所有权人应当按照规定对建设工程抗震构件、隔震沟、隔震缝、隔震减震装置及隔震标识进行检查、修缮和维护，及时排除安全隐患。

任何单位和个人不得擅自变动、损坏或者拆除建设工程抗震构件、隔震沟、隔震缝、隔震减震装置及隔震标识。

任何单位和个人发现擅自变动、损坏或者拆除建设工程抗震构件、隔震沟、隔震缝、隔震减震装置及隔震标识的行为，有权予以制止，并向住房和城乡建设主管部门或者其他有关监督管理部门报告。

第四章 农村建设工程抗震设防

第二十四条 各级人民政府和有关部门应当加强对农村建设工程抗震设防的管理，提高农村建设工程抗震性能。

第二十五条 县级以上人民政府对经抗震性能鉴定未达到抗震设防强制性标准的农村村民住宅和乡村公共设施建设工程抗震加固给予必要的政策支持。

实施农村危房改造、移民搬迁、灾后恢复重建等，应当保证建设工程达到抗震设防强制性标准。

第二十六条 县级以上地方人民政府应当编制、发放适合农村的实用抗震技术图集。

农村村民住宅建设可以选用抗震技术图集，也可以委托设计单位进行设计，并根据图集或者设计的要求进行施工。

第二十七条 县级以上地方人民政府应当加强对农村村民住宅和乡村公共设施建设工程抗震的指导和服务，加强技术培训，组织建设抗震示范住房，推广应用抗震性能好的结构形式及建造方法。

第五章 保障措施

第二十八条 县级以上人民政府应当加强对建设工程抗震管理工作的组织领导，建立建设工程抗震管理工作机制，将相关工作纳入本级国民经济和社会发展规划。

县级以上人民政府应当将建设工程抗震工作所需经费列入本级预算。

县级以上地方人民政府应当组织有关部门，结合本地区实际开展地震风险分析，并按照风险程度实行分类管理。

第二十九条 县级以上地方人民政府对未采取抗震设防措施或者未达到抗震设防强制性标准的老旧房屋抗震加固给予必要的政策支持。

国家鼓励建设工程所有权人结合电梯加装、节能改造等开展抗震加固，提升老旧房屋抗震性能。

第三十条 国家鼓励金融机构开发、提供金融产品和服务，促进建设工程抗震防灾能力提高，支持建设工程抗震相关产业发展和新技术应用。

县级以上地方人民政府鼓励和引导社会力量参与抗震性能鉴定、抗震加固。

第三十一条 国家鼓励科研教育机构设立建设工程抗震技术实验室和人才实训基地。

县级以上人民政府应当依法对建设工程抗震新技术产业化项目用地、融资等给予政策支持。

第三十二条 县级以上人民政府住房和城乡建设主管部门或者其他有关监督管理部门应当制定建设工程抗震新技术推广目录，加强对建设工程抗震管理和技术人员的培训。

第三十三条 地震灾害发生后，县级以上人民政府住房和城乡建设主管部门或者其他有关监督管理部门应当开展建设工程安全应急评估和建设工程震害调查，收集、保存相关资料。

第六章 监督管理

第三十四条 县级以上人民政府住房和城乡建设主管部门和其他有关监督管理部门应当按照职责分工，加强对建设工程抗震设防强制性标准执行情况的监督检查。

县级以上人民政府住房和城乡建设主管部门应当会同有关部门建立完善建设工程抗震设防数据信息库，并与应急管理、地震等部门实时共享数据。

第三十五条 县级以上人民政府住房和城乡建设主管部门或者其他有关监督管理部门履行建设工程抗震监督管理职责时，有权采取以下措施：

- （一）对建设工程或者施工现场进行监督检查；
- （二）向有关单位和人员调查了解相关情况；
- （三）查阅、复制被检查单位有关建设工程抗震的文件和资料；
- （四）对抗震结构材料、构件和隔震减震装置实施抽样检测；
- （五）查封涉嫌违抗震设防强制性标准的施工现场；
- （六）发现可能影响抗震质量的问题时，责令相关单位进行必要的检测、鉴定。

第三十六条 县级以上人民政府住房和城乡建设主管部门或者其他有关监督管理部门开展监督检查时，可以委托专业机构进行抽样检测、抗震性能鉴定等技术支持工作。

第三十七条 县级以上人民政府住房和城乡建设主管部门或者其他有关监督管理部门应当建立建设工程抗震责任企业及从业人员信用记录制度，将相关信用记录纳入全国信用信息共享平台。

第三十八条 任何单位和个人对违反本条例规定的违法行为，有权进行举报。

接到举报的住房和城乡建设主管部门或者其他有关监督管理部门应当进行调查，依法处理，并为举报人保密。

第七章 法律责任

第三十九条 违反本条例规定，住房和城乡建设主管部门或者其他有关监督管理部门工作人员在监督管理工作中玩忽职守、滥用职权、徇私舞弊的，依法给予处分。

第四十条 违反本条例规定，建设单位明示或者暗示勘察、设计、施工等单位 and 从业人员违抗震设防强制性标准，降低工程抗震性能的，责令改正，处 20 万元以上 50 万元以下的罚款；情节严重的，处 50 万元以上 500 万元以下的罚款；造成损失的，依法承担赔偿责任。

违反本条例规定，建设单位未经超限高层建筑工程抗震设防审批进行施工的，责令停止施工，限期改正，处 20 万元以上 100 万元以下的罚款；造成损失的，依法承担赔偿责任。

违反本条例规定，建设单位未组织勘察、设计、施工、工程监理单位建立隔震减震工程质量可追溯制

度的，或者未对隔震减震装置采购、勘察、设计、进场检测、安装施工、竣工验收等全过程的信息资料进行采集和存储，并纳入建设项目档案的，责令改正，处 10 万元以上 30 万元以下的罚款；造成损失的，依法承担赔偿责任。

第四十一条 违反本条例规定，设计单位有下列行为之一的，责令改正，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，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：

- （一）未按照超限高层建筑工程抗震设防审批意见进行施工图设计；
- （二）未在初步设计阶段将建设工程抗震设防专篇作为设计文件组成部分；
- （三）未按照抗震设防强制性标准进行设计。

第四十二条 违反本条例规定，施工单位在施工中未按照抗震设防强制性标准进行施工的，责令改正，处工程合同价款 2% 以上 4% 以下的罚款；造成建设工程不符合抗震设防强制性标准的，负责返工、加固，并赔偿因此造成的损失；情节严重的，责令停业整顿，降低资质等级或者吊销资质证书。

第四十三条 违反本条例规定，施工单位未对隔震减震装置取样送检或者使用不合格隔震减震装置的，责令改正，处 10 万元以上 20 万元以下的罚款；情节严重的，责令停业整顿，并处 20 万元以上 50 万元以下的罚款，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。

第四十四条 违反本条例规定，工程质量检测机构未建立建设工程过程数据和结果数据、检测影像资料及检测报告记录与留存制度的，责令改正，处 10 万元以上 30 万元以下的罚款；情节严重的，吊销资质证书，造成损失的，依法承担赔偿责任。

违反本条例规定，工程质量检测机构出具虚假的检测数据或者检测报告的，责令改正，处 10 万元以上 30 万元以下的罚款；情节严重的，吊销资质证书和负有直接责任的注册执业人员的执业资格证书，其直接负责的主管人员和其他直接责任人员终身禁止从事工程质量检测业务；造成损失的，依法承担赔偿责任。

第四十五条 违反本条例规定，抗震性能鉴定机构未按照抗震设防强制性标准进行抗震性能鉴定的，责令改正，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，并处 30 万元以上 50 万元以下的罚款；造成损失的，依法承担赔偿责任。

违反本条例规定，抗震性能鉴定机构出具虚假鉴定结果的，责令改正，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，并处 30 万元以上 50 万元以下的罚款，吊销负有直接责任的注册执业人员的执业资格证书，其直接负责的主管人员和其他直接责任人员终身禁止从事抗震性能鉴定业务；造成损失的，依法承担赔偿责任。

第四十六条 违反本条例规定，擅自变动、损坏或者拆除建设工程抗震构件、隔震沟、隔震缝、隔震减震装置及隔震标识的，责令停止违法行为，恢复原状或者采取其他补救措施，对个人处 5 万元以上 10 万元以下的罚款，对单位处 10 万元以上 30 万元以下的罚款；造成损失的，依法承担赔偿责任。

第四十七条 依照本条例规定，给予单位罚款处罚的，对其直接负责的主管人员和其他直接责任人员处单位罚款数额 5% 以上 10% 以下的罚款。

本条例规定的降低资质等级或者吊销资质证书的行政处罚，由颁发资质证书的机关决定；其他行政处罚，由住房和城乡建设主管部门或者其他有关监督管理部门依照法定职权决定。

第四十八条 违反本条例规定，构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第八章 附 则

第四十九条 本条例下列用语的含义：

（一）建设工程：主要包括土木工程、建筑工程、线路管道和设备安装工程等。

（二）抗震设防强制性标准：是指包括抗震设防类别、抗震性能要求和抗震设防措施等内容的工程建设强制性标准。

（三）地震时使用功能不能中断或者需要尽快恢复的建设工程：是指发生地震后提供应急医疗、供水、供电、交通、通信等保障或者应急指挥、避难疏散功能的建设工程。

（四）高烈度设防地区：是指抗震设防烈度为 8 度及以上的地区。

（五）地震重点监视防御区：是指未来 5 至 10 年内存在发生破坏性地震危险或者受破坏性地震影响，可能造成严重的地震灾害损失的地区和城市。

第五十条 抢险救灾及其他临时性建设工程不适用本条例。

军事建设工程的抗震管理，中央军事委员会另有规定的，适用有关规定。

第五十一条 本条例自 2021 年 9 月 1 日起施行。

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”时期严格合理控制煤炭消费增长，“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，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期限、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、部门依法依规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。

国务院办公厅转发国家发展改革委等部门 关于加快推进城镇环境基础设施建设 指导意见的通知

国办函〔2022〕7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、生态环境部、住房城乡建设部、国家卫生健康委《关于加快推进城镇环境基础设施建设的指导意见》已经国务院同意，现转发给你们，请认真贯彻执行。

国务院办公厅
2022年1月12日

（此件公开发布）

关于加快推进城镇环境 基础设施建设的指导意见

国家发展改革委 生态环境部 住房城乡建设部 国家卫生健康委

环境基础设施是基础设施的重要组成部分，是深入打好污染防治攻坚战、改善生态环境质量、增进民生福祉的基础保障，是完善现代环境治理体系的重要支撑。为加快推进城镇环境基础设施建设，提升基础设施现代化水平，推动生态文明建设和绿色发展，按照党中央、国务院决策部署，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》，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历次全会精神，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，推动高质量发展，深化体制机制改革创新，加快转变发展方式，着力补短板、强弱项，优布局、

提品质，全面提高城镇环境基础设施供给质量和运行效率，推进环境基础设施一体化、智能化、绿色化发展，逐步形成由城市向建制镇和乡村延伸覆盖的环境基础设施网络，推动减污降碳协同增效，促进生态环境质量持续改善，助力实现碳达峰、碳中和目标。

（二）工作原则。坚持系统观念。注重系统谋划、统筹推进，适度超前投资建设，提升城镇环境基础设施供给能力，推动共建共享、协同处置，以城带乡提高环境基础设施水平。

坚持因地制宜。根据不同地区经济社会发展现状以及环境基础设施建设情况，分类施策，精准发力，加快补齐短板弱项，有序推进城镇环境基础设施转型升级。

坚持科技赋能。加强城镇环境基础设施关键核心技术攻关，突破技术瓶颈。加快环境污染治理技术创新和科技成果转化，推广先进适用技术装备，提升技术和管理水平。

坚持市场导向。发挥市场配置资源的决定性作用，规范市场秩序，营造公平公正的市场环境，激活各类主体活力。创新城镇环境基础设施投资运营模式，引导社会资本广泛参与，形成权责明确、制约有效、管理专业的市场化运行机制。

（三）总体目标。到 2025 年，城镇环境基础设施供给能力和水平显著提升，加快补齐重点地区、重点领域短板弱项，构建集污水、垃圾、固体废物、危险废物、医疗废物处理处置设施和监测监管能力于一体的环境基础设施体系。到 2030 年，基本建立系统完备、高效实用、智能绿色、安全可靠的现代化环境基础设施体系。

2025 年城镇环境基础设施建设主要目标：

污水处理及资源化利用。新增污水处理能力 2000 万立方米 / 日，新增和改造污水收集管网 8 万公里，新建、改建和扩建再生水生产能力不少于 1500 万立方米 / 日，县城污水处理率达到 95% 以上，地级及以上缺水城市污水资源化利用率超过 25%，城市污泥无害化处置率达到 90%。

生活垃圾处理。生活垃圾分类收运能力达到 70 万吨 / 日左右，城镇生活垃圾焚烧处理能力达到 80 万吨 / 日左右。城市生活垃圾资源化利用率达到 60% 左右，城市生活垃圾焚烧处理能力占无害化处理能力比重达到 65% 左右。

固体废物处置。固体废物处置及综合利用能力显著提升，利用规模不断扩大，新增大宗固体废物综合利用率达到 60%。

危险废物、医疗废物处置。基本补齐危险废物、医疗废物收集处理设施短板，危险废物处置能力充分保障，技术和运营水平进一步提升，县级以上城市建成区医疗废物全部实现无害化处置。

二、加快补齐能力短板

（四）健全污水收集处理及资源化利用设施。推进城镇污水管网全覆盖，推动生活污水收集处理设施“厂网一体化”。加快建设完善城中村、老旧城区、城乡结合部、建制镇和易地扶贫搬迁安置区生活污水收集管网。加大污水管网排查力度，推动老旧管网修复更新。长江干流沿线地级及以上城市基本解决市政污水管网混错接问题，黄河干流沿线城市建成区大力推进管网混错接改造，基本消除污水直排。统筹优化污水处理设施布局和规模，大中型城市可按照适度超前的原则推进建设，建制镇适当预留发展空间。京津冀、长三角、粤港澳大湾区、南水北调东线工程沿线、海南自由贸易港、长江经济带城市和县城、黄河干流沿线城市实现生活污水集中处理能力全覆盖。因地制宜稳步推进雨污分流改造。加快推进污水资源化利用，结合现有污水处理设施提标升级、扩能改造，系统规划建设污水再生利用设施。

（五）逐步提升生活垃圾分类和处理能力。建设分类投放、分类收集、分类运输、分类处理的生活垃圾处理系统。合理布局生活垃圾分类收集站点，完善分类运输系统，加快补齐分类收集转运设施能力短板。城市建成区生活垃圾日清运量超过 300 吨地区加快建设垃圾焚烧处理设施。不具备建设规模化垃圾焚烧处理设施条件的地区，鼓励通过跨区域共建共享方式建设。按照科学评估、适度超前的原则，稳妥有序推进厨余垃圾处理设施建设。加强可回收物回收、分拣、处置设施建设，提高可回收物再生利用和资源化水平。

（六）持续推进固体废物处置设施建设。推进工业园区工业固体废物处置及综合利用设施建设，提升处置及综合利用能力。加强建筑垃圾精细化分类及资源化利用，提高建筑垃圾资源化再生利用产品质量，扩大使用范围，规范建筑垃圾收集、贮存、运输、利用、处置行为。健全区域性再生资源回收利用体系，推进废钢铁、废有色金属、报废机动车、退役光伏组件和风电机组叶片、废旧家电、废旧电池、废旧轮胎、废旧木制品、废旧纺织品、废塑料、废纸、废玻璃等废弃物分类利用和集中处置。开展 100 个大宗固体废弃物综合利用示范。

（七）强化提升危险废物、医疗废物处置能力。全面摸排各类危险废物产生量、地域分布及利用处置能力现状，科学布局建设与产废情况总体匹配的危险废物集中处置设施。加强特殊类别危险废物处置能力，对需要特殊处置及具有地域分布特征的危险废物，按照全国统筹、相对集中的原则，以主要产业基地为重点，因地制宜建设一批处置能力强、技术水平高的区域性集中处置基地。建设国家和 6 个区域性危险废物风险防控技术中心、20 个区域性特殊危险废物集中处置中心。积极推进地级及以上城市医疗废物应急处置能力建设，健全县域医疗废物收集转运处置体系，推动现有医疗废物集中处置设施提质升级。

三、着力构建一体化城镇环境基础设施

（八）推动环境基础设施体系统筹规划。突出规划先行，按照绿色低碳、集约高效、循环发展的原则，统筹推进城镇环境基础设施规划布局，依据城市基础设施建设规划、生态环境保护规划，做好环境基础设施选址工作。鼓励建设污水、垃圾、固体废物、危险废物、医疗废物处理处置及资源化利用“多位一体”的综合处置基地，推广静脉产业园建设模式，推进再生资源加工利用基地（园区）建设，加强基地（园区）产业循环链接，促进各类处理设施工艺设备共用、资源能源共享、环境污染共治、责任风险共担，实现资源合理利用、污染物有效处置、环境风险可防可控。持续推进县域生活垃圾和污水统筹治理，支持有条件的地方垃圾污水处理设施和服务向农村延伸。

（九）强化设施协同高效衔接。发挥环境基础设施协同处置功能，打破跨领域协同处置机制障碍，重点推动市政污泥处置与垃圾焚烧、渗滤液与污水处理、焚烧炉渣与固体废物综合利用、焚烧飞灰与危险废物处置、危险废物与医疗废物处置等有效衔接，提升协同处置效果。推动生活垃圾焚烧设施掺烧市政污泥、沼渣、浓缩液等废弃物，实现焚烧处理能力共用共享。对于具备纳管排放条件的地区或设施，探索在渗滤液经预处理后达到环保和纳管标准的前提下，开展达标渗滤液纳管排放。在沿海缺水地区建设海水淡化工程，推广浓盐水综合利用。

四、推动智能绿色升级

（十）推进数字化融合。充分运用大数据、物联网、云计算等技术，推动城镇环境基础设施智能升级，鼓励开展城镇废弃物收集、贮存、交接、运输、处置全过程智能化处理体系建设。以数字化助推运营和监管模式创新，充分利用现有设施建设集中统一的监测服务平台，强化信息收集、共享、分析、评估及预警，

将污水、垃圾、固体废物、危险废物、医疗废物处理处置纳入统一监管，加大要素监测覆盖范围，逐步建立完善环境基础设施智能管理体系。加快建立全国医疗废物信息化管理平台，提高医疗废物处置现代化管理水平。加强污染物排放和环境质量在线实时监测，加大设施设备功能定期排查力度，增强环境风险防控能力。

（十一）提升绿色底色。采用先进节能低碳环保技术设备和工艺，推动城镇环境基础设施绿色高质量发展。对技术水平不高、运行不稳定的环境基础设施，采取优化处理工艺、加强运行管理等措施推动稳定达标排放。强化环境基础设施二次污染防治能力建设。加强污泥无害化资源化处理。规范有序开展库容已满生活垃圾填埋设施封场治理，加快提高焚烧飞灰、渗滤液、浓缩液、填埋气、沼渣、沼液处理和资源化利用能力。提升再生资源利用设施水平，推动再生资源利用行业集约绿色发展。

五、提升建设运营市场化水平

（十二）积极营造规范开放市场环境。健全城镇环境基础设施市场化运行机制，平等对待各类市场主体，营造高效规范、公平竞争、公正开放的市场环境。鼓励技术能力强、运营管理水平高、信誉度良好、有社会责任感的市场主体公平进入环境基础设施领域，吸引各类社会资本积极参与建设和运营。完善市场监管机制，规范市场秩序，避免恶性竞争。健全市场主体信用体系，加强信用信息归集、共享、公开和应用。

（十三）深入推行环境污染第三方治理。鼓励第三方治理模式和体制机制创新，按照排污者付费、市场化运作、政府引导推动的原则，以园区、产业基地等工业集聚区为重点，推动第三方治理企业开展专业化污染治理，提升设施运行水平和污染治理效果。建设 100 家左右深入推行环境污染第三方治理示范园区。遴选一批环境污染第三方治理典型案例，总结推广成熟有效的治理模式。

（十四）探索开展环境综合治理托管服务。鼓励大型环保集团、具有专业能力的环境污染治理企业组建联合体，按照统筹规划建设、系统协同运营、多领域专业化治理的原则，对区域污水、垃圾、固体废物、危险废物、医疗废物处理处置提供环境综合治理托管服务。重点结合 120 个县城建设示范地区开展环境综合治理托管服务试点，积极探索区域整体环境托管服务长效运营模式和监管机制。继续开展生态环境导向的开发模式项目试点。

六、健全保障体系

（十五）加强科技支撑。完善技术创新市场导向机制，强化企业技术创新主体地位，加大关键环境治理技术与装备自主创新力度，围绕厨余垃圾、污泥、焚烧飞灰、渗滤液、磷石膏、锰渣、富集重金属废物等固体废物处置和小型垃圾焚烧等领域存在的技术短板，征集遴选一批掌握关键核心技术、具备较强创新能力的单位进行集中攻关。完善技术创新成果转化机制，推动产学研用深度融合，支持首台（套）重大技术装备示范应用，强化重点技术与装备创新转化和应用示范，着力提高环保产业技术与装备水平。

（十六）健全价格收费制度。完善污水、生活垃圾、危险废物、医疗废物处置价格形成和收费机制。对市场化发展比较成熟、通过市场能够调节价费的细分领域，按照市场化方式确定价格和收费标准。对市场化发展不够充分、依靠市场暂时难以充分调节价费的细分领域，兼顾环境基础设施的公益属性，按照覆盖成本、合理收益的原则，完善价格和收费标准。积极推行差别化排污收费，建立收费动态调整机制，确保环境基础设施可持续运营。有序推进建制镇生活污水收费。推广按照污水处理厂进水污染物浓度、污染物削减量等支付运营服务费。放开再生水政府定价，由再生水供应企业和用户按照优质优价的原则自

主协商定价。全面落实生活垃圾收费制度，推行非居民用户垃圾计量收费，探索居民用户按量收费，鼓励各地创新生活垃圾处理收费模式，不断提高收缴率。统筹考虑区域医疗机构特点、医疗废物产生情况及处理成本等因素，合理核定医疗废物处置收费标准，鼓励采取按重量计费方式，具备竞争条件的，收费标准可由医疗废物处置单位和医疗机构协商确定。医疗机构按照规定支付的医疗废物处置费用作为医疗成本，在调整医疗服务价格时予以合理补偿。

（十七）加大财税金融政策支持力度。落实环境治理、环境服务、环保技术与装备有关财政税收优惠政策。对符合条件的城镇环境基础设施项目，通过中央预算内投资等渠道予以支持，将符合条件的项目纳入地方政府专项债券支持范围。引导各类金融机构创新金融服务模式，鼓励开发性、政策性金融机构发挥中长期贷款优势，按照市场化原则加大城镇环境基础设施项目融资支持力度。在不新增地方政府隐性债务的前提下，支持符合条件的企业通过发行企业债券、资产支持证券募集资金用于项目建设，鼓励具备条件的项目稳妥开展基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点。

（十八）完善统计制度。充分运用现有污水、垃圾、固体废物、危险废物、医疗废物统计体系，加强统计管理和数据整合，进一步完善环境基础设施统计指标体系。加强统计能力建设，提高统计数据质量。强化统计数据运用和信息共享。对工作量大、技术要求高、时效性强的有关统计工作，鼓励采取政府购买服务方式，委托第三方机构开展。

七、强化组织实施

（十九）加强组织领导。国家发展改革委、生态环境部、住房城乡建设部、国家卫生健康委等有关部门加强统筹协调，强化政策联动，按照职责分工协同推进城镇环境基础设施建设。地方人民政府要细化目标任务，明确责任分工，制定工作措施，推动工作有效落实。

（二十）强化要素保障。加强城镇环境基础设施项目谋划与储备，将符合条件的项目纳入国家重大建设项目库。坚持“资金、要素跟着项目走”，优先安排环境基础设施用地指标，加大资金多元投入，优化审批流程，提高审批效率，加快办理项目前期手续，确保各项工程按时顺利落地。

（二十一）建立评估机制。建立城镇环境基础设施评估机制，完善评估标准体系，通过自评、第三方评估等方式，适时开展各地情况评估。对城镇环境基础设施存在短板弱项的地方，加强指导督促，加快推进环境基础设施建设。

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

（此件公开发布）

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。

国务院办公厅关于印发城市燃气管道等老化更新改造实施方案（2022—2025年）的通知

国办发〔2022〕22号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

《城市燃气管道等老化更新改造实施方案（2022—2025年）》已经国务院同意，现印发给你们，请结合实际认真贯彻落实。

国务院办公厅
2022年5月10日

（此件公开发布）

城市燃气管道等老化更新改造实施方案 （2022—2025年）

城市（含县城，下同）燃气管道等老化更新改造是重要民生工程和发展工程，有利于维护人民群众生命财产安全，有利于维护城市安全运行，有利于促进有效投资、扩大国内需求，对推动城市更新、满足人民群众美好生活需要具有十分重要的意义。为加快城市燃气管道等老化更新改造，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历次全会精神，按照党中央、国务院决策部署，坚持以人民为中心的发展思想，完整、准确、全面贯彻新发展理念，统筹发展和安全，坚持适度超前进行基础设施建设和老化更新改造，加快推进城市燃气管道等老化更新改造，加强市政基础设施体系化建设，保障安全运行，提升城市安全韧性，促进城市高质量发展，让人民群众生活更安全、更舒心、更美好。

（二）工作原则

——聚焦重点、安全第一。以人为本，从保障人民群众生命财产安全出发，加快更新改造城市燃气等老化管道和设施；聚焦重点，排查治理城市管道安全隐患，立即改造存在安全隐患的城市燃气管道等，促进市政基础设施安全可持续发展。

——摸清底数、系统治理。全面普查、科学评估，抓紧编制各地方城市燃气管道等老化更新改造方案；坚持目标导向、问题导向，积极运用新设备、新技术、新工艺，系统开展城市燃气管道等老化更新改造。

——因地制宜、统筹施策。从各地实际出发，科学确定更新改造范围和标准，明确目标和任务，不搞“一刀切”，不层层下指标，避免“运动式”更新改造；将城市作为有机生命体，统筹推进城市燃气管道等老化更新改造与市政建设，避免“马路拉链”。

——建管并重、长效管理。严格落实各方责任，加强普查评估和更新改造全过程管理，确保质量和安全；坚持标本兼治，完善管理制度规范，加强城市燃气管道等运维养护，健全安全管理长效机制。

（三）工作目标。在全面摸清城市燃气、供水、排水、供热等管道老化更新改造底数的基础上，马上规划部署，抓紧健全适应更新改造需要的政策体系和工作机制，加快开展城市燃气管道等老化更新改造工作，彻底消除安全隐患。2022年抓紧启动实施一批老化更新改造项目。2025年底前，基本完成城市燃气管道等老化更新改造任务。

二、明确任务

（一）明确更新改造对象范围。城市燃气管道等老化更新改造对象，应为材质落后、使用年限较长、运行环境存在安全隐患、不符合相关标准规范的城市燃气、供水、排水、供热等老化管道和设施。具体包括：

1. 燃气管道和设施。（1）市政管道与庭院管道。全部灰口铸铁管道；不满足安全运行要求的球墨铸铁管道；运行年限满20年，经评估存在安全隐患的钢质管道、聚乙烯（PE）管道；运行年限不足20年，存在安全隐患，经评估无法通过落实管控措施保障安全的钢质管道、聚乙烯（PE）管道；存在被建构筑物占压等风险的管道。（2）立管（含引入管、水平干管）。运行年限满20年，经评估存在安全隐患的立管；运行年限不足20年，存在安全隐患，经评估无法通过落实管控措施保障安全的立管。（3）厂站和设施。存在超设计运行年限、安全间距不足、临近人员密集区域、地质灾害风险隐患大等问题，经评估不满足安全运行要求的厂站和设施。（4）用户设施。居民用户的橡胶软管、需加装的安全装置等；工商业等用户存在安全隐患的管道和设施。

2. 其他管道和设施。（1）供水管道和设施。水泥管道、石棉管道、无防腐内衬的灰口铸铁管道；运行年限满30年，存在安全隐患的其他管道；存在安全隐患的二次供水设施。（2）排水管道。平口混凝土、无钢筋的素混凝土管道，存在混错接等问题的管道，运行年限满50年的其他管道。（3）供热管道。运行年限满20年的管道，存在泄漏隐患、热损失大等问题的其他管道。

各地可结合实际进一步细化更新改造对象范围。基础条件较好的地区可适当提高更新改造要求。

（二）合理确定更新改造标准。各地要根据本地实际，立足全面解决安全隐患、防范化解风险，坚持保障安全、满足需求，科学确定更新改造标准。城市燃气老化管道和设施更新改造所选用材料、规格、技术等应符合相关规范要求，注重立足当前兼顾长远。结合更新改造同步在燃气管道重要节点安装智能化感知设备，完善智能监控系统，实现智慧运行，完善消防设施设备，增强防范火灾等事故能力。城市供水、排水、供热等其他管道和设施老化更新改造标准，参照以上原则确定。

（三）组织开展城市燃气等管道和设施普查。城市政府统筹开展城市燃气管道普查，并组织符合规定要求的第三方检测评估机构和专业经营单位进行评估。充分利用城市信息模型（CIM）平台、地下管线普查及城市级实景三维建设成果等既有资料，运用调查、探测等多种手段，全面摸清城市燃气管道和设施种类、权属、构成、规模，摸清位置关系、运行安全状况等信息，掌握周边水文、地质等外部环境，明确老旧管

道和设施底数，建立更新改造台账。同步推进城市供水、排水、供热等其他管道和设施普查，建立和完善城市市政基础设施综合管理信息平台，充实城市燃气管道等基础信息数据，完善平台信息动态更新机制，实时更新信息底图。

（四）编制地方城市燃气管道等老化更新改造方案。结合全国城镇燃气安全排查整治工作，省级政府要督促省级和城市（县）行业主管部门分别牵头组织编制本省份和本城市燃气管道老化更新改造方案。各城市（县）应区分轻重缓急，优先对安全隐患突出的管道和设施实施改造，明确项目清单和分年度改造计划并作为更新改造方案的附件。城市燃气管道等老化更新改造纳入国家“十四五”重大工程，各地要同步纳入本地区“十四五”重大工程，并纳入国家重大建设项目库。

省级政府要督促省级和城市（县）行业主管部门同步组织编制本省份和本城市供水、排水、供热等其他管道老化更新改造方案，明确项目清单和分年度改造计划并作为更新改造方案的附件，主动与城市燃气管道老化更新改造方案有效对接、同步推进实施，促进城市地下设施之间竖向分层布局、横向紧密衔接。

三、加快组织实施

（一）加强统筹协调。压实城市（县）政府责任，建立健全政府统筹、专业经营单位实施、有关各方齐抓共管的城市燃气管道等老化更新改造工作机制，明确各有关部门、街道（城关镇）、社区和专业经营单位责任分工，形成工作合力，及时破解难题。充分发挥街道和社区党组织的领导作用，统筹协调社区居民委员会、业主委员会、产权单位、物业服务企业、用户等，搭建沟通议事平台，共同推进城市燃气管道等老化更新改造工作。

（二）加快推进项目实施。专业经营单位切实承担主体责任，抓紧实施城市燃气管道等老化更新改造项目，有序安排施工区域、时序、工期，减少交通阻断。城市（县）政府切实履行属地责任，加强管理和监督，明确不同权属类型老化管道和设施更新改造实施主体，做好与城镇老旧小区改造、汛期防洪排涝等工作的衔接，推进相关消防设施设备补短板，推动城市燃气管道等分片区统筹改造、同步施工并做好废弃管道处置和资源化利用，避免改造工程碎片化、重复开挖、“马路拉链”、多次扰民等。严格落实工程质量和施工安全责任，杜绝质量安全隐患，按规定做好改造后通气、通水等关键环节安全监控，做好工程验收移交。依法实施燃气压力管道施工告知和监督检验。

（三）同步推进数字化、网络化、智能化建设。结合更新改造工作，完善燃气监管系统，将城市燃气管道老化更新改造信息及时纳入，实现城市燃气管道和设施动态监管、互联互通、数据共享。有条件的地方可将燃气监管系统与城市市政基础设施综合管理信息平台、城市信息模型（CIM）平台等深度融合，与国土空间基础信息平台、城市安全风险监测预警平台充分衔接，提高城市管道和设施的运行效率及安全性能，促进对管网漏损、运行安全及周边重要密闭空间等的在线监测、及时预警和应急处置。

（四）加强管道和设施运维养护。严格落实专业经营单位运维养护主体责任和城市（县）政府监管责任。专业经营单位要加强运维养护能力建设，完善资金投入机制，定期开展检查、巡查、检测、维护，依法组织燃气压力管道定期检验，及时发现和消除安全隐患，防止管道和设施带病运行；健全应急抢险机制，提升迅速高效处置突发事件能力。鼓励专业经营单位承接非居民用户所拥有燃气等管道和设施的运维管理。对于业主共有燃气等管道和设施，更新改造后可依法移交给专业经营单位，由其负责后续运营维护和更新改造。

四、加大政策支持力度

（一）落实专业经营单位出资责任，建立资金合理共担机制。专业经营单位要依法履行对其服务范围内城市燃气管道等老化更新改造的出资责任。建立城市燃气管道等老化更新改造资金由专业经营单位、政府、用户合理共担机制。中央预算内投资和地方财政资金可给予适当补助。工商业等用户承担业主专有部分城市燃气管道等老化更新改造的出资责任。

（二）加大财政资金支持力度。省、市、县各级财政要按照尽力而为、量力而行的原则，落实出资责任，加大城市燃气管道等老化更新改造投入。将符合条件的城市燃气管道等老化更新改造项目纳入地方政府专项债券支持范围，不得违规举债融资用于城市燃气管道等老化更新改造，坚决遏制新增地方政府隐性债务。中央预算内投资视情对城市燃气管道等老化更新改造给予适当投资补助。

（三）加大融资保障力度。鼓励商业银行在风险可控、商业可持续前提下，依法合规加大对城市燃气管道等老化更新改造项目的信贷支持；引导开发性、政策性金融机构根据各自职能定位和业务范围，按照市场化、法治化原则，依法合规加大对城市燃气管道等老化更新改造项目的信贷支持力度。支持专业经营单位采取市场化方式，运用公司信用类债券、项目收益票据进行债券融资。优先支持符合条件、已完成更新改造任务的城市燃气管道等项目申报基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点项目。

（四）落实税费减免政策。对城市燃气管道等老化更新改造涉及的道路开挖修复、园林绿地补偿等收费事项，各地应按照“成本补偿”原则做好统筹。更新改造后交由专业经营单位负责运营维护的业主共有燃气等管道和设施，移交之后所发生的维护管理费用，专业经营单位可按照规定进行税前扣除。

五、完善配套措施

（一）加快项目审批。各地要精简城市燃气管道等老化更新改造涉及的审批事项和环节，建立健全快速审批机制。可由城市（县）政府组织有关部门联合审查更新改造方案，认可后由相关部门依法直接办理相关审批手续。鼓励相关各方进行一次性联合验收。鼓励并加快核准规模较大、监管体系健全的燃气企业对燃气管道和设施进行检验检测。

（二）切实做好价格管理工作。城市燃气、供水、供热管道老化更新改造投资、维修以及安全生产费用等，根据政府制定价格成本监审办法有关规定核定，相关成本费用计入定价成本。在成本监审基础上，综合考虑当地经济发展水平和用户承受能力等因素，按照相关规定适时适当调整供气、供水、供热价格；对应调未调产生的收入差额，可分摊到未来监管周期进行补偿。

（三）加强技术标准支撑。推广应用新设备、新技术、新工艺，从源头提升管道和设施本质安全以及信息化、智能化建设运行水平。加快修订城镇燃气设施运行、维护和抢修安全技术规程等相关标准，完善城市管道安全保障与灾害应急管理等重点领域标准规范。各地城市燃气管道等老化更新改造要严格执行现行相关标准。

（四）强化市场治理和监管。完善燃气经营许可管理办法等规定，各地立足本地实际健全实施细则，完善准入条件，设立退出机制，严格燃气经营许可证管理，切实加强对燃气企业的监管。加强城市燃气管道等老化更新改造相关产品、器具、设备质量监管。支持燃气等行业兼并重组，确保完成老化更新改造任务，促进燃气市场规模化、专业化发展。

（五）推动法治化和规范化管理。研究推动地下管线管理立法工作，进一步规范行业秩序，加强城市

燃气管道等建设、运营、维护和管理。推动有关地方加快燃气等管道相关立法工作，建立健全法规体系，因地制宜细化管理要求，切实加强违建拆除执法，积极解决第三方施工破坏、违规占压、安全间距不足、地下信息难以共享等城市管道保护突出问题。

（六）强化组织保障。省级政府要结合贯彻落实《国务院办公厅关于加强城市地下管线建设管理的指导意见》（国办发〔2014〕27号）和《国务院办公厅关于推进城市地下综合管廊建设的指导意见》（国办发〔2015〕61号）等文件要求，加强对本地区城市燃气管道等老化更新改造的统筹指导，明确城市（县）政府责任，加快推动相关工作。城市（县）政府要切实落实城市各类地下管道建设改造等的总体责任，主要负责同志亲自抓，把推进城市燃气管道等老化更新改造摆上重要议事日程，健全工作机制，落实各项政策，抓好组织实施。住房城乡建设部要进一步加强对城市地下管道建设改造等的统筹管理，会同国务院有关部门抓好相关工作的督促落实。各有关方面要加强城市燃气管道等老化更新改造工作和相关政策措施的宣传解读，及时回应社会关切。

国务院办公厅关于进一步构建高质量 充电基础设施体系的指导意见

国办发〔2023〕19号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

充电基础设施为电动汽车提供充换电服务，是重要的交通能源融合类基础设施。近年来，我国充电基础设施快速发展，已建成世界上数量最多、服务范围最广、品种类型最全的充电基础设施体系。着眼未来新能源汽车特别是电动汽车快速增长的趋势，充电基础设施仍存在布局不够完善、结构不够合理、服务不够均衡、运营不够规范等问题。为进一步构建高质量充电基础设施体系，更好支撑新能源汽车产业发展，促进汽车等大宗消费，助力实现碳达峰碳中和目标，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，全面贯彻落实党的二十大精神，扎实推进中国式现代化建设，坚持稳中求进工作总基调，完整、准确、全面贯彻新发展理念，加快构建新发展格局，着力推动高质量发展，坚持目标导向和问题导向，加强统筹谋划，落实主体责任，持续完善网络，提高设施能力，提升服务水平，进一步构建高质量充电基础设施体系，更好满足人民群众购置和使用新能源汽车需要，助力推进交通运输绿色低碳转型与现代化基础设施体系建设。

（二）基本原则

科学布局。加强充电基础设施发展顶层设计，坚持应建尽建、因地制宜、均衡合理，科学规划建设规模、网络结构、布局功能和发展模式。依据国土空间规划，推动充电基础设施规划与电力、交通等规划一体衔接。

适度超前。结合电动汽车发展趋势，适度超前安排充电基础设施建设，在总量规模、结构功能、建设空间等方面留有裕度，更好满足不同领域、不同场景充电需求。持续完善充电基础设施标准体系，推动中国标准国际化。

创新融合。充分发挥创新第一动力作用，提升充电基础设施数字化、智能化、融合化发展水平，鼓励发展新技术、新业态、新模式，推动电动汽车与充电基础设施网、电信网、交通网、电力网等能量互通、信息互联。

安全便捷。坚持安全第一，加强充电基础设施全生命周期安全管理，强化质量安全、运行安全和信息安全，着力提高可靠性和风险防范水平。不断提高充电服务经济性和便捷性，扩大多样化有效供给，全面提升服务质量效率。

（三）发展目标。到2030年，基本建成覆盖广泛、规模适度、结构合理、功能完善的高质量充电基础设施体系，有力支撑新能源汽车产业发展，有效满足人民群众出行充电需求。建设形成城市面状、公路

线状、乡村点状布局的充电网络，大中型以上城市经营性停车场具备规范充电条件的车位比例力争超过城市注册电动汽车比例，农村地区充电服务覆盖率稳步提升。充电基础设施快慢互补、智能开放，充电服务安全可靠、经济便捷，标准规范和市场监管体系基本完善，行业监管和治理能力基本实现现代化，技术装备和科技创新达到世界先进水平。

二、优化完善网络布局

（一）建设便捷高效的城际充电网络。以国家综合立体交通网“6轴7廊8通道”主骨架为重点，加快补齐重点城市之间路网充电基础设施短板，强化充电线路间有效衔接，打造有效满足电动汽车中长途出行需求的城际充电网络。拓展国家高速公路网充电基础设施覆盖广度，加密优化设施点位布局，强化关键节点充电网络连接能力。新建高速公路服务区应同步建设充电基础设施，加快既有高速公路服务区充电基础设施改造，新增设施原则上应采用大功率充电技术，完善高速公路服务区相关设计标准与建设管理规范。推动具备条件的普通国省干线公路服务区（站）因地制宜科学布设充电基础设施，强化公路沿线充电基础服务。

（二）建设互联互通的城市群都市圈充电网络。加强充电基础设施统一规划、协同建设，强化不同城市充电服务数据交换共享，加快充电网络智慧化升级改造，实现跨区域充电服务有效衔接，提升电动汽车在城市群、都市圈及重点城市间的通达能力。以京津冀、长三角、粤港澳大湾区、成渝地区双城经济圈为重点加密建设充电网络，打造联通区域主要城市的快速充电网络，力争充电技术、标准和服务达到世界先进水平。

（三）建设结构完善的城市充电网络。以城市道路交通网络为依托，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，推动城市充电网络从中心城区向城区边缘、从优先发展区域向其他区域有序延伸。大力推进城市充电基础设施与停车设施一体规划、建设和管理，实现城市各类停车场景全覆盖。合理利用城市道路邻近空间，建设以快充为主、慢充为辅的公共充电基础设施，鼓励新建具有一定规模的集中式充电基础设施。居住区积极推广智能有序慢充为主、应急快充为辅的充电基础设施。办公区和“三中心”等城市专用和公用区域因地制宜布局建设快慢结合的公共充电基础设施。促进城市充电网络与城际、城市群、都市圈充电网络有效衔接。

（四）建设有效覆盖的农村地区充电网络。推动农村地区充电网络与城市、城际充电网络融合发展，加快实现充电基础设施在适宜使用电动汽车的农村地区有效覆盖。积极推动在县级城市城区建设公共直流快充站。结合乡村级充电网络建设和输配电网发展，加快在大型村镇、易地搬迁集中安置区、乡村旅游重点村镇等规划布局充电网络，大力推动在乡镇机关、企事业单位、商业建筑、交通枢纽场站、公共停车场、物流基地等区域布局建设公共充电基础设施。结合推进以县城为重要载体的城镇化建设，在基础较好的地区根据需要创建充电基础设施建设应用示范县和示范乡镇。

三、加快重点区域建设

（一）积极推进居住区充电基础设施建设。在既有居住区加快推进固定车位充电基础设施应装尽装，优化布局公共充电基础设施。压实新建居住区建设单位主体责任，严格落实充电基础设施配建要求，确保固定车位按规定100%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。以城市为单位加快制定居住区充电基础设施建设管理指南，优化设施建设支持政策和管理程序，落实街道办事处、居民委员会

等基层管理机构责任，建立“一站式”协调推动和投诉处理机制。鼓励充电运营企业等接受业主委托，开展居住区充电基础设施“统建统服”，统一提供建设、运营、维护等服务。结合完整社区建设试点工作，整合推进停车、充电等设施建设。鼓励将充电基础设施建设纳入老旧小区基础类设施改造范围，并同步开展配套供配电设施建设。

（二）大力推动公共区域充电基础设施建设。以“三中心”等建筑物配建停车场以及交通枢纽、驻车换乘（P+R）等公共停车场为重点，加快建设公共充电基础设施，推动充电运营企业逐步提高快充设施占比。在政府机关、企事业单位、工业园区等内部停车场加快配建充电基础设施，并鼓励对公众开放。在确保安全前提下，在具备条件的加油（气）站配建公共快充和换电设施，积极推进建设加油（气）、充换电等业务一体的综合供能服务站。结合城市公交、出租、道路客运、物流等专用车辆充电需求，加快在停车场站等建设专用充电站。加快旅游景区公共充电基础设施建设，A级以上景区结合游客接待量和充电需求配建充电基础设施，4A级以上景区设立电动汽车公共充电区域。

四、提升运营服务水平

（一）推动社会化建设运营。促进充电基础设施投资多元化，引导各类社会资本积极参与建设运营，形成统一开放、竞争有序的充电服务市场。推广充电车位共享模式，提高车位和充电基础设施利用效率。鼓励充电运营企业与整车企业、互联网企业积极探索商业合作模式。加强监测研判，在车流量较大区域、重大节假日期间等适度投放移动充电基础设施，增强充电网络韧性。

（二）制定实施统一标准。结合电动汽车智能化、网联化发展趋势和新型能源体系建设需求，持续完善充电基础设施标准体系，加强建设运维、产品性能、互联互通等标准迭代更新，加快先进充换电技术标准制修订，提升标准国际化引领能力。鼓励将智能有序充电纳入车桩产品功能范围。推动制定综合供能服务站建设标准和管理制度。通过放宽市场准入特别措施等政策工具，鼓励有关单位率先制定实施相关标准。

（三）构建信息网平台。推动建设国家充电设施监测服务平台。坚持政府引导、市场运作，鼓励以省（自治区、直辖市）为单位构建充电基础设施监管与运营服务平台，着力强化省级平台互联互通。规范充电基础设施信息管理，统一信息交换协议，明确信息采集边界和使用范围，促进公共充电基础设施全面接入，引导居住区“统建统服”充电基础设施有序接入，鼓励私人充电基础设施自愿接入。强化与电动汽车、城市和公路出行服务网等数据互联互通，通过互联网地图服务平台等多种便利渠道，及时发布公共充电基础设施设置及实时使用情况。

（四）加强行业规范管理。完善充电基础设施生产制造、安装建设、运营维护企业的准入条件和管理政策，以规范管理和服务质量为重点构建评价体系，推动建立充电设备产品质量认证运营商采信制度。压实电动汽车、动力电池和充电基础设施生产企业产品质量安全责任，严格充电基础设施建设、安装质量安全管理，建立火灾、爆炸事故责任倒查制度。完善充电基础设施运维体系，落实充电运营企业主体责任，提升设施可用率和故障处理能力。明确长期失效充电桩的认定标准和管理办法，建立健全退出机制。引导充电基础设施投资运营企业投保产品责任保险。

五、加强科技创新引领

（一）提升车网双向互动能力。大力推广应用智能充电基础设施，新建充电基础设施原则上应采用智能设施，推动既有充电基础设施智能化改造。积极推动配电网智能化改造，强化对电动汽车充放电行为的

调控能力。充分发挥新能源汽车在电化学储能体系中的重要作用，加强电动汽车与电网能量互动，提高电网调峰调频、安全应急等响应能力，推动车联网、车网互动、源网荷储一体化、光储充换一体站等试点示范。

（二）鼓励新技术创新应用。充分发挥企业创新主体作用，打造车、桩、网智慧融合创新平台。加快推进快速充换电、大功率充电、智能有序充电、无线充电、光储充协同控制等技术研究，示范建设无线充电线路及车位。加强信息共享与统一结算系统、配电系统安全监测预警等技术研究。持续优化电动汽车电池技术性能，加强新体系动力电池、电池梯次利用等技术研究。推广普及机械式、立体式、移动式停车充电一体化设施。

六、加大支持保障力度

（一）压实主体责任。切实加强组织领导，压紧压实地方政府统筹推进充电基础设施发展的主体责任，将充电基础设施建设管理作为完善基础设施和公共服务的重要着力点。充分发挥规划引领作用，省级政府以构建高质量充电基础设施体系为重点，科学制定布局规划，做好与交通网络体系的衔接融合；地市级政府以“两区”、“三中心”为重点，以区县为基本单元制定布局规划，分场景优化充电基础设施结构，加强公用桩和专用桩布局，并纳入国土空间规划“一张图”实施监督信息系统。

（二）完善支持政策。落实峰谷分时电价政策，引导用户广泛参与智能有序充电和车网互动。2030年前，对实行两部制电价的集中式充换电设施用电免收需量（容量）电费。鼓励地方各级政府对充电基础设施场地租金实行阶段性减免。鼓励电网企业在电网接入、增容等方面优先服务充电基础设施建设。

（三）强化要素保障。地方各级政府要进一步加强充电基础设施发展要素保障，满足充电基础设施及配套电网建设用地、廊道空间等发展需要，因地制宜研究给予资金支持。鼓励地方建立与服务质量挂钩的运营补贴标准，加大对大功率充电、车网互动等示范类项目的补贴力度，通过地方政府专项债券等支持符合条件的充电基础设施项目建设。提高金融服务能力，充分利用现有金融支持政策，推广股权、项目收益权、特许经营权等质押融资方式，通过绿色债券等拓宽充电基础设施投资运营企业和设备厂商融资渠道。鼓励开发性金融机构创新融资支持模式，实施城市停车、充电“一张网”专项工程。

（四）加强协同推进。国家发展改革委、国家能源局会同各有关方面统筹推进本指导意见实施，加强部门协同配合，强化对各地的指导监督，定期开展实施情况评估，及时总结推广典型经验做法，重大情况及时向党中央、国务院报告。地方各级政府建立发展改革、能源、交通运输、自然资源、工业和信息化、住房城乡建设、商务、消防救援、城市管理等部门紧密配合的充电基础设施建设协同推进机制，全面摸排基本情况，科学评估建设需求，简化建设手续，建立健全标准和政策体系，持续跟踪解决重点难点问题，实现信息共享和政策联动。

国务院办公厅
2023年6月8日

二、国家发展和改革委员会文件

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

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：

实现碳达峰碳中和，努力构建清洁低碳、安全高效能源体系，是党中央、国务院作出的重大决策部署。抽水蓄能和新型储能是支撑新型电力系统的重要技术和基础装备，对推动能源绿色转型、应对极端事件、保障能源安全、促进能源高质量发展、

支撑应对气候变化目标实现具有重要意义。为推动新型储能快速发展，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，落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，以实现碳达峰碳中和为目标，将发展新型储能作为提升能源电力系统调节能力、综合效率和安全保障能力，支撑新型电力系统建设的重要举措，以政策环境为有力保障，以市场机制为根本依托，以技术革新为内生动力，加快构建多轮驱动良好局面，推动储能高质量发展。

（二）基本原则

统筹规划、多元发展。加强顶层设计，统筹储能发展各项工作，强化规划科学引领作用。鼓励结合源、网、荷不同需求探索储能多元化发展模式。创新引领、规模带动。以“揭榜挂帅”方式加强关键技术装备研发，推动储能技术进步和成本下降。建设产教融合等技术创新平台，加快成果转化，有效促进规模化应用，壮大产业体系。

政策驱动、市场主导。加快完善政策机制，加大政策支持力度，鼓励储能投资建设。明确储能市场主体地位，发挥市场引导作用。

规范管理、保障安全。完善优化储能项目管理程序，健全技术标准和检测认证体系，提升行业建设运行水平。推动建立安全技术标准及管理体系，强化消防安全管理，严守安全底线。

（三）主要目标

到2025年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，在高安全、低成本、高可靠、长寿命等方面取得长足进步，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟，装机规模达3000万千瓦以上。新型储能在

推动能源领域碳达峰碳中和过程中发挥显著作用。到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展。新型储能核心技术装备自主可控，技术创新和产业水平稳居全球前列，标准体系、市场机制、商业模式成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，装机规模基本满足新型电力系统相应需求。新型储能成为能源领域碳达峰碳中和的关键支撑之一。

二、强化规划引导，鼓励储能多元发展

（一）统筹开展储能专项规划。研究编制新型储能规划，进一步明确“十四五”及中长期新型储能发展目标及重点任务。省级能源主管部门应开展新型储能专项规划研究，提出各地区规模及项目布局，并做好与相关规划的衔接。相关规划成果应及时报送国家发展改革委、国家能源局。

（二）大力推进电源侧储能项目建设。结合系统实际需求，布局一批配置储能的系统友好型新能源电站项目，通过储能协同优化运行保障新能源高效消纳利用，为电力系统提供容量支撑及一定调峰能力。充分发挥大规模新型储能的作用，推动多能互补发展，规划建设跨区输送的大型清洁能源基地，提升外送通道利用率和通道可再生能源电量占比。探索利用退役火电机组的既有厂址和输变电设施建设储能或风光储设施。

（三）积极推动电网侧储能合理化布局。通过关键节点布局电网侧储能，提升大规模高比例新能源及大容量直流接入后系统灵活调节能力和安全稳定水平。在电网末端及偏远地区，建设电网侧储能或风光储电站，提高电网供电能力。围绕重要负荷用户需求，建设一批移动式或固定式储能，提升应急供电保障能力或延缓输变电升级改造需求。

（四）积极支持用户侧储能多元化发展。鼓励围绕分布式新能源、微电网、大数据中心、5G 基站、充电设施、工业园区等其他终端用户，探索储能融合发展新场景。鼓励聚合利用不间断电源、电动汽车、用户侧储能等分散式储能设施，依托大数据、云计算、人工智能、区块链等技术，结合体制机制综合创新，探索智慧能源、虚拟电厂等多种商业模式。

三、推动技术进步，壮大储能产业体系

（五）提升科技创新能力。开展前瞻性、系统性、战略性储能关键技术研发，以“揭榜挂帅”方式调动企业、高校及科研院所等各方面力量，推动储能理论和关键材料、单元、模块、系统中短板技术攻关，加快实现核心技术自主化，强化电化学储能安全技术研究。坚持储能技术多元化，推动锂离子电池等相对成熟新型储能技术成本持续下降和商业化规模应用，实现压缩空气、液流电池等长时储能技术进入商业化发展初期，加快飞轮储能、钠离子电池等技术开展规模化试验示范，以需求为导向，探索开展储氢、储热及其他创新储能技术的研究和示范应用。

（六）加强产学研用融合。完善储能技术学科专业建设，深化多学科人才交叉培养，打造一批储能技术产教融合创新平台。支持建设国家级储能重点实验室、工程研发中心等。鼓励地方政府、企业、金融机构、技术机构等联合组建新型储能发展基金和创新联盟，优化创新资源分配，推动商业模式创新。

（七）加快创新成果转化。鼓励开展储能技术应用示范、首台（套）重大技术装备示范。加强对新型储能重大示范项目分析评估，为新技术、新产品、新方案实际应用效果提供科学数据支撑，为国家制定产业政策和技术标准提供科学依据。

（八）增强储能产业竞争力。通过重大项目建设引导提升储能核心技术装备自主可控水平，重视上下

游协同，依托具有自主知识产权和核心竞争力的骨干企业，积极推动从生产、建设、运营到回收的全产业链发展。支持中国新型储能技术和标准“走出去”。支持结合资源禀赋、技术优势、产业基础、人力资源等条件，推动建设一批国家储能高新技术产业化基地。

四、完善政策机制，营造健康市场环境

（九）明确新型储能独立市场主体地位。研究建立储能参与中长期交易、现货和辅助服务等各类电力市场的准入条件、交易机制和技术标准，加快推动储能进入并允许同时参与各类电力市场。因地制宜建立完善“按效果付费”的电力辅助服务补偿机制，深化电力辅助服务市场机制，鼓励储能作为独立市场主体参与辅助服务市场。鼓励探索建设共享储能。

（十）健全新型储能价格机制。建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动储能电站参与电力市场；研究探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。完善峰谷电价政策，为用户侧储能发展创造更大空间。

（十一）健全“新能源+储能”项目激励机制。对于配套建设或共享模式落实新型储能的新能源发电项目，动态评估其系统价值和技术水平，可在竞争性配置、项目核准（备案）、并网时序、系统调度运行安排、保障利用小时数、电力辅助服务补偿考核等方面给予适当倾斜。

五、规范行业管理，提升建设运行水平

（十二）完善储能建设运行要求。以电力系统需求为导向，以发挥储能运行效益和功能为目标，建立健全各地方新建电力装机配套储能政策。电网企业应积极优化调度运行机制，研究制定各类型储能设施调度运行规程和调用标准，明确调度关系归属、功能定位和运行方式，充分发挥储能作为灵活性资源的功能和效益。

（十三）明确储能备案并网流程。明确地方政府相关部门新型储能行业管理职能，协调优化储能备案办理流程、出台管理细则。督促电网企业按照“简化手续、提高效率”的原则明确并网流程，及时出具并网接入意见，负责建设接网工程，提供并网调试及验收等服务，鼓励对用户侧储能提供“一站式”服务。

（十四）健全储能技术标准及管理体系。按照储能发展和安全运行需求，发挥储能标准化信息平台作用，统筹研究、完善储能标准体系建设的顶层设计，开展不同应用场景储能标准制修订，建立健全储能全产业链技术标准体系。加强现行能源电力系统相关标准与储能应用的统筹衔接。推动完善新型储能检测和认证体系。推动建立储能设备制造、建设安装、运行监测等环节的安全标准及管理体系。

六、加强组织领导，强化监督保障工作

（十五）加强组织领导工作。国家发展改革委、国家能源局负责牵头构建储能高质量发展体制机制，协调有关部门共同解决重大问题，及时总结成功经验和有效做法；研究完善新型储能价格形成机制；按照“揭榜挂帅”等方式要求，推进国家储能技术产教融合创新平台建设，逐步实现产业技术由跟跑向并跑领跑转变；推动设立储能发展基金，支持主流新型储能技术产业化示范；有效利用现有中央预算内专项等资金渠道，积极支持新型储能关键技术装备产业化及应用项目。各地区相关部门要结合实际，制定落实方案和完善政策措施，科学有序推进各项任务。国家能源局各派出机构应加强事中事后监管，健全完善新型储能参与市场交易、安全管理等监管机制。

（十六）落实主体发展责任。各省级能源主管部门应分解落实新型储能发展目标，在充分掌握电力系统实际情况、资源条件、建设能力等基础上，按年度编制新型储能发展方案。加大支持新型储能发展的财政、金融、税收、土地等政策力度。

（十七）鼓励地方先行先试。鼓励各地研究出台相关改革举措、开展改革试点，在深入探索储能技术路线、创新商业模式等的基础上，研究建立合理的储能成本分摊和疏导机制。加快新型储能技术和重点区域试点示范，及时总结可复制推广的做法和成功经验，为储能规模化高质量发展奠定坚实基础。

（十八）建立监管长效机制。逐步建立与新型储能发展阶段相适应的闭环监管机制，适时组织开展专项监管工作，引导产业健康发展。推动建设国家级储能大数据平台，建立常态化项目信息上报机制，探索重点项目信息数据接入，提升行业管理信息化水平。

（十九）加强安全风险防范。督促地方政府相关部门明确新型储能产业链各环节安全责任主体，强化消防安全管理。明确新型储能并网运行标准，加强组件和系统运行状态在线监测，有效提升安全运行水平。

国家发展改革委
国家能源局
2021年7月15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

国家发展改革委办公厅关于开展酒湖直流等跨省跨区专项输电工程定价成本监审的通知

发改办价格〔2021〕590号

山东省、江苏省、浙江省、宁夏回族自治区发展改革委，国家电网有限公司：

为深入推进输配电价改革，根据《政府制定价格成本监审办法》（国家发改委令第8号）、《输配电定价成本监审办法》（发改价格规〔2019〕897号）有关规定，决定对酒湖直流等5条跨省跨区专项输电工程开展定价成本监审。现将有关事项通知如下。

一、成本监审对象

酒湖直流、雁淮直流、锡泰直流、扎青直流、宁绍直流跨省跨区专项输电工程。

二、成本监审范围和监审期间

- （一）监审范围：监审对象为使用其经营范围内共用网络的用户提供输配电服务的成本费用支出。
- （二）监审期间：2018至2020年度。

三、组织方式

此次成本监审工作由国家发展改革委统一组织实施，国家能源局配合。涉及部分专项工程产权属的省级电网所在省级发展改革委、价格成本调查中心派员参加，聘请第三方会计师事务所参加。国家发展改革委组织价格成本调查中心和第三方会计师事务所（简称北京监审组）在北京集中审核，相关省份发展改革委负责审核当地省网公司提供的专项工程有关运维费用卡片、资产卡片、折旧等数据并提供给北京监审组。具体人员组成在启动实地审核工作时另行通知。

四、工作要求

- （一）请各参与单位根据我委统一部署，按照7月中旬启动实地审核工作，8月底前完成实地审核目标，提早安排，做好准备。工作中严守纪律，加强协调配合，切实做好相关工作。
- （二）电网企业要按照要求准备相关基础资料（详见附件1），填报调查表（详见附件2），于本通知下发之日起20个工作日内，将相关的成本资料和数据报送我委（价格司），并积极配合做好实地审核等工作。

- 附件：1. 电网企业需提供资料清单
2. 专项输电工程输电定价成本监审调查表

国家发展改革委办公厅
2021年7月27日

电网企业需提供资料清单

（一）资产及工程投资类

1. 各专项工程资产界限、资产规模及产权关系说明，电网企业总部、专项工程相关机构部门、分公司、子公司组织架构图。
2. 各专项工程、电网企业总部（母公司，下同）、专项工程相关管理机构 2020 年末全字段固定资产卡片、无形资产卡片。
3. 各专项工程监审周期内租赁资产、划转资产、非输配电资产、闲置资产、政府投资及其他资金来源资产清单及情况说明。
4. 无形资产、开办费等长期待摊费用明细清单，摊销办法。
5. 各专项工程政府核准批复，可行性研究报告，竣工决算报告，可研、初步设计及施工图预算评审意见，及对应的估算、概算、预算资料。

（二）运行维护费用类

1. 电网企业总部、专项工程相关机构监审期间各年审计报告（PDF 版本）、资产负债表、利润表（excel 版本）。
2. 电网企业总部、专项工程相关机构监审期间各年一级至最末级科目余额汇总表，及生产成本（除购电成本）、管理费用、研发支出、税金及附加全字段最末级科目明细帐。
3. 电网企业总部、专项工程相关机构主营业务收入（售电收入）、其他业务收入、其他业务支出、营业外收入、营业外支出、递延收益明细帐。
4. 各专项工程委托运维费清单，并准备委托运维费合同备查。
5. 专项工程委托运维费测算标准、测算方法及依据文件，并提供测算过程案例。
6. 专项工程相关各会计主体间除购售电外其他关联交易清单、合并抵消底稿。
7. 电网企业总部、专项工程相关机构定员文件、在岗人员总数（总部需提供各部门在岗人员数）、用工形式及人员结构说明，国资委批复、电网企业内部批复的工资文件。
8. 国家电网公司通过久其系统上报国资委的全套完整的 2018～2020 年度财务决算报表（母公司口径）。

（三）电量及收入类

1. 各专项工程各月交易电费结算单（包含每笔交易购电方、购电量、购电单价、售电方、售电量、售电单价等信息）。

（四）其他材料

1. 输电定价成本监审调查表（模板见附件 2）。
2. 其他企业认为需要补充提供的说明材料。

3. 监审组在监审过程中认为需要补充提供的有关资料。

说明：

* 以上材料由电网企业在监审通知下发 20 个工作日内刻盘提交电子版；备查材料在实地审核前备齐，根据监审组要求提供。

* 电网企业未在规定时间内提供上述材料的，或者提供虚假资料、不完整提供资料的，按照从低原则核定定价成本。

** 直流专项输电工程输电定价成本监审调查表

监审期间	2018—2020年
企业名称	_____
法人代表	_____
财务负责人	_____
联系人及职务	_____
联系人电话	_____
传 真	_____
企业地址	_____
邮 编	_____

企 业 盖 章

XX年XX月XX日

声 明

本报告所列明的所有成本及其他相关信息均为真实信息，如提供任何虚假、错误或欺诈信息，愿意承担一切责任。

财务负责人签名：

日期： 年 月 日

法人代表签名：

日期： 年 月 日

表 1 (1)

电网企业总部基本情况表

单位：万元；%；人

项目名称	行次	XX年	XX年	XX年	备注
一、企业财务情况	1				
(一) 资产负债情况	2				
1、资产	3				
(1) 流动资产	4				
(2) 非流动资产	5				
2、负债	6				
(1) 流动负债	7				
(2) 非流动负债	8				
3、所有者权益(或股东权益)	9				
(二) 利润情况	10				
1、营业收入(各版块收入单列)	11				
(1) 主营业务收入	12				
1) **板块					
2)					
(2) 其他业务收入	13				
1) **板块					
2)					
2、营业成本	14				
(1) 主营业务成本	15				
(2) 其他业务成本	16				
3、税金及附加	17				
4、销售费用	18				
5、管理费用	19				
6、财务费用	20				
7、资产减值损失	21				
8、公允价值变动收益	22				
9、投资收益	23				
10、营业利润	24				
11、营业外收入	25				

续表

项目名称	行次	XX年	XX年	XX年	备注
12、营业外支出	26				
13、利润总额	27				
(三)其他财务指标	28				
1、固定资产原值	29				
2、累计折旧	30				
3、固定资产减值准备	31				
4、固定资产净值	32				
5、固定资产年折旧额	33				
6、固定资产年综合折旧率	34				
7、企业应交增值税净额	35				
8、资产负债率	36				
9、净资产收益率	37				
二、人员及工资情况	38				
(一)职工定员编制	39				
(二)年末从业人员总人数	40				
其中：劳务派遣人员	41				
临时用工人员	42				
(三)年末在岗职工总人数	43				
1.长期工	44				
2.农电工	45				
3.其他人员	46				
(四)从业人员薪酬	47				
1.长期工	48				
2.农电工	49				
3.劳务派遣人员	50				
4.临时用工人员	51				
5.其他人员	52				

注：1. 备注栏填写数据来源。

2. 企业财务情况根据电网公司经审计后的合并口径的财务数据填报。

3. 本表由电网企业总部填写。

填表人

联系电话

表 1 (2)

跨区资产运营中心基本情况表

单位：万元；%；人

项目名称	行次	XX年	XX年	XX年	备注
一、企业财务情况	1				
(一) 资产负债情况	2				
1、资产	3				
(1) 流动资产	4				
(2) 非流动资产	5				
2、负债	6				
(1) 流动负债	7				
(2) 非流动负债	8				
3、所有者权益(或股东权益)	9				
(二) 利润情况	10				
1、营业收入	11				
(1) 主营业务收入	12				
(2) 其他业务收入	13				
2、营业成本	14				
(1) 主营业务成本	15				
(2) 其他业务成本	16				
3、税金及附加	17				
4、销售费用	18				
5、管理费用	19				
6、财务费用	20				
7、资产减值损失	21				
8、公允价值变动收益	22				
9、投资收益					
10、营业利润					
11、营业外收入					
12、营业外支出					
13、利润总额					
(三) 其他财务指标					
1、固定资产原值					
2、累计折旧					

续表

项目名称	行次	XX年	XX年	XX年	备注
3、固定资产减值准备					
4、固定资产净值					
5、固定资产年折旧额					
6、固定资产年综合折旧率					
7、企业应交增值税净额					
8、资产负债率					
9、净资产收益率					
二、人员及工资情况					
(一) 职工定员编制					
(二) 年末从业人员总人数					
其中：劳务派遣人员					
临时用工人员					
(三) 年末在岗职工总人数					
1.长期工					
2.农电工					
3.其他人员					
(四) 从业人员薪酬					
1.长期工					
2.农电工					
3.劳务派遣人员					
4.临时用工人员					
5.其他人员					

- 注：1. 备注栏填写数据来源。
 2. 企业财务情况根据电网公司经审计后的合并口径的财务数据填报。
 3. 本表以跨区资产运营中心为单位填报。

填表人

表 2

全部专项输电工程决算金额统计表

单位：万元

工程名称	投运时间	决算金额	固定资产原值

注：1. 填报跨区资产运营中心管理的所有专项工程
2. 本表以跨区资产运营中心为单位填报。

填表人 联系电话

表 3

XX工程基本情况表

单位：万元；%；万千瓦；万千瓦时

项目	**换流站	...	**线路工程	...	**接地极	**接地极线路	合计
一、政府批复投资金额							
二、施工图预算金额							
三、竣工决算金额							
四、资产规模							
五、产权单位							
六、资本金							
七、贷款额							
八、增值税抵扣额							
九、输电容量							
十、设计利用小时							
十一、设计年输电量							
十二、设计线损率							
十三、输电价执行情况							

注：1. 在横向表头填列专项工程定价范围内所有单项工程，包括配套工程（如有）

填表人 联系电话

表 4

XX工程输电成本调查表

单位：万元；万千瓦时；元/千瓦时

项目名称	行次及关系	XX年	XX年	XX年	备注
一、折旧摊销费	1=2+3				
（一）固定资产折旧	2				
（二）无形资产摊销	3				
二、运行维护费	4=5+6+7+25				
（一）材料费	5				
（二）修理费	6				
（三）人工费	7=8+22+23+24				
1、职工薪酬	8=9+10+11+19+20+21				
（1）工资、奖金、津贴和补贴	9				
（2）职工福利费	10				
（3）社会保险费	11=12+13+...+19				
失业保险	12				
基本医疗保险	13				
补充医疗保险	14				
工伤保险	15				
基本养老保险	16				
补充养老保险（企业年金）	17				
生育保险	18				
（4）住房公积金	19				
（5）工会经费	20				
（6）职工教育经费	21				
2、劳务派遣用工支出	22				
3、临时用工支出	23				
4. 其他	24				
（四）其它运营费用	25=26+31+38+43+45+50				
1、生产经营类费用	26=27+28				
（1）委托运行维护费	27				
（2）租赁费	28=29+30				
其中：系统外租赁费	29				
系统内租赁费	30				
2、管理类费用	31=32+...+37				
（1）办公费	32				
（2）会议费	33				
（3）水电费	34				
（4）物业管理费	35				

续表

项目名称	行次及关系	XX年	XX年	XX年	备注
(5) 差旅费	36				
(6) 业务招待费	37				
3、安全保护类费用	38=39+40+41+42				
(1) 电力设施保护费	39				
(2) 劳动保护费	40				
(3) 安全费	41				
(4) 检测费	42				
4、研究开发类费用	43				
5、价内税金	44=45+46+47+48				
(1) 房产税	45				
(2) 车船使用税	46				
(3) 土地使用税	47				
(4) 印花税	48				
6、其他费用	49=50+51+.....60				
(1) 低值易耗品摊销	50				
(2) 保险费	51				
(3) 信息系统维护费	52				
(4) 车辆使用费	53				
(5) 中介费	54				
(6) 技术转让费	55				
(7) 绿化费	56				
(8) 递延资产摊销	57				
(9) 广告费	58				
(10) 党建工作经费	59				
(11) 其他费用	60				
三、输配电总成本	61=1+4				
四、电量	62				
(一) 年购电总量	63				
(二) 年销售 / 输送电量	64				
(三) 年供电损耗率	65				
(四) 实际利用小时数	66				
五、单位成本	67=61/64				

注：1.备注栏填写数据来源。

2.本表按照合并口径的财务数据填报汇总表，并附各合并单位分别填报的分表。

3.系统外租赁费指租赁电网企业以外的资产发生的费用。

4.职工薪酬包括国资委批复工资及津补贴、福利费（含辞退福利）、社会保险费用、住房公积金、工会经费和职工教育经费，不包括农电用工支出（南网除外）、劳务派遣用工支出、临时用工支出。

5.备注说明数据为专项工程单独归集数据还是按各专项工程分摊得到数据，并说明分摊依据。

填表人

表 5

XX工程固定资产及累计折旧表（2020年度）

单位：万元；%；年

项目名称	行次	固定资产原值	残值率	年折旧率	折旧年限	当年折旧	累计折旧	固定资产净值
一、输电线路	1							
±800千伏	2							
500千伏及以上	3							
220千伏（330千伏）	4							
110千伏（66千伏）	5							
35千伏	6							
10千伏（20千伏）及以下	7							
二、换流、变电设备	8							
±800千伏	9							
500千伏及以上	10							
220千伏（330千伏）	11							
110千伏（66千伏）	12							
35千伏	13							
10千伏（20千伏）及以下	14							
三、其他	15							
用电计量设备	16							
通讯线路及设备	17							
自动化设备及仪器仪表	18							
检修维护设备	19							
运输设备	20							
生产管理用工具	21							
辅助生产类设备及器具	22							
非生产性房屋、建筑物	23							
生产性房屋、建筑物	24							
四、无形资产	25							
土地使用权	26							
软件	27							
其他无形资产	28							
合计	29							

注：本表填报监管周期内最后一年数据。

填表人

联系电话

表 7

XX工程本监管周期内新增投资明细表

单位：万元

项目名称	投资金额	投资原因	形成固定资产原值	折旧年限	计提折旧起始时间	2020年折旧成本
合计						

XX工程本监管周期内报废资产明细表

单位：万元

项目名称	投资金额	报废原因	固定资产原值	折旧年限	计提折旧起始时间	报废日期	报废情况
合计							

注：1. 投资原因可填写技改、新建等内容

2. 报废资产明细表“报废情况”中须标明是提前报废还是超过折旧年限报废

填表人

联系电话

表 9

XX工程闲置固定资产申报表

序号	资产名称	资产编码	原值	净值	闲置原因	闲置时间	闲置期间计提折旧额

注：闲置固定资产指闲置的2年以上的未投入实际使用的固定资产的相关费用支出。

填表人

联系电话

XX工程租赁资产明细表

序号	资产名称	资产编码	租出方	租入方	资产所在地	原值	净值	租赁原因	租赁费	租赁起始时间	租赁结束时间

XX工程划转资产明细表

序号	资产名称	资产编码	转出方	转入方	资产所在地	原值	划转时净值	划转原因	划转原因

填表人 联系电话

表 11

XX工程购售电、输电收入情况表

单位：万元；万千瓦时；元/千瓦时

月份	购电				售电（含输电）				输电			
	购电单价 （含税）	购电量	购电成本 （含税）	其中增值税 （进项）	售电单价 （含税）	售电 量	售电收入 （含税）	其中增值税 （销项）	输电单价 （含税）	输电量	输电收入 （含税）	其中增值税 （销项）
年度月												
年度月												
年度月												
年度月												
年度月												
年度月												
年度月												
年度月												
年度月												
年度月												
年度月												
年度月												

注：1. 购电成本、售电收入、输电收入按月统计后填入本表，购、输、售电单价为月内平均数。2. 售电收入填报与受端结算额，包含输电收入。

填表人

XX工程贷款结构及利率调查表

单位：万元；%

序号	项目名称	贷款起始时间	贷款额	贷款利率	贷款年限	xx年		xx年		xx年	
						年还款本金	年还款利息	年还款本金	年还款利息	年还款本金	年还款利息
一	短期贷款										
1										
2											
二	长期贷款										
1										
三	其他										
四	合计										

注：每笔贷款分别填列

填表人 联系电话

表 13(1)

XX工程内部关联交易事项情况统计表(XX年度) (支出)

单位: 万元

企业名称	年交易额	交易内容	成本计入科目	备注
一、总部及其他专项工程				
二省、区域电网母公司				
三、各级电网子公司				
四、其他关联方				

表 13(2)

XX工程内部关联交易事项情况统计表(XX年度) (收入)

单位: 万元

企业名称	年交易额	交易内容	成本计入科目	备注
一、总部及其他专项工程				
二省、区域电网母公司				
三、各级电网子公司				
五、其他关联方				

注: 此表中填写专项工程投运后每年与本电网内其他单位发生的除购售电、委托运维费之外的其他关联交易。

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

关于印发《2021 年生物质发电项目 建设工作方案》的通知

发改能源〔2021〕1190 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：

为做好 2021 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《2021 年生物质发电项目建设工作方案》，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
2021 年 8 月 11 日

附件：《2021 年生物质发电项目建设工作方案》

2021 年生物质发电项目建设工作方案

2021 年是“十四五”开局之年，生物质发电进入新发展阶段。为深入贯彻习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略，落实“碳达峰、碳中和”目标任务，促进生物质发电高质量发展，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、五中全会精神，落实《中共中央国务院关于全面推进乡村振兴加快农业农村现代化的意见》（中发〔2021〕1 号）、《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）等重要文件精神，按照“以收定补、央地分担、分类管理、平稳发展”的思路，进一步完善生物质发电开发建设管理，合理安排 2021 年中央新增生物质发电补贴资金，明确补贴资金央地分担规则，推动新开工项目有序竞争配置，促进产业技术进步，持续降低发电成本，提高竞争力，实现生物质发电行业有序健康、高质量发展。

二、补贴项目条件

申报 2021 年中央补贴的生物质发电项目分为非竞争配置项目和竞争配置项目。2020 年 1 月 20 日（含）

以后当年全部机组建成并网但未纳入 2020 年补贴范围的项目及 2020 年底前开工且 2021 年底前全部机组建成并网的项目，为非竞争配置项目；2021 年 1 月 1 日（含）以后当年新开工项目为竞争配置项目。所有申报补贴项目均须符合以下条件：

（一）纳入生物质发电国家、省级专项规划（沼气发电项目除外）。

（二）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。

（三）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、纳入 2021 年中央补贴项目规则

（一）中央补贴资金安排

2021 年生物质发电中央补贴资金总额为 25 亿元，其中：用于安排非竞争配置项目的中央补贴资金 20 亿元；用于安排竞争配置项目的中央补贴资金 5 亿元（其中：安排农林生物质发电及沼气发电竞争配置项目补贴资金 3 亿元，安排垃圾焚烧发电竞争配置项目补贴资金 2 亿元）。

（二）央地分担规则

2020 年 9 月 11 日前（《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）印发时间）全部机组并网项目的补贴资金全部由中央承担。2020 年 9 月 11 日（含）以后全部机组并网项目的补贴资金实行央地分担，按东部、中部、西部和东北地区合理确定不同类型项目中央支持比例，地方通过多种渠道统筹解决分担资金。地方组织申报前应承诺落实生物质发电项目地方分担资金。未作出承诺省份的项目不能纳入中央补贴范围。

西部和东北地区（内蒙古自治区、辽宁省、吉林省、黑龙江省、广西壮族自治区、海南省、重庆市、四川省、贵州省、云南省、西藏自治区、陕西省、甘肃省、青海省、宁夏回族自治区、新疆维吾尔自治区及新疆生产建设兵团）农林生物质发电和沼气发电项目中央支持比例为 80%；垃圾焚烧发电项目中央支持比例为 60%。

中部地区（河北省、山西省、安徽省、江西省、河南省、湖北省、湖南省）农林生物质发电和沼气发电项目中央支持比例为 60%；垃圾焚烧发电项目中央支持比例为 40%。

东部地区（北京市、天津市、上海市、江苏省、浙江省、福建省、山东省、广东省）农林生物质发电和沼气发电项目中央支持比例为 40%；垃圾焚烧发电项目中央支持比例为 20%。

（三）纳入规则

申报 2021 年中央补贴的生物质发电项目按以下规则分类依序纳入：

1. 非竞争配置项目按全部机组建成并网时间先后依序纳入，并网时间相同的，按热电联产项目优先、装机容量小者优先纳入，直至纳入项目所需中央补贴总额达到相应补贴资金额度为止。

2. 竞争配置项目分农林生物质发电和沼气发电、垃圾焚烧发电两类分别开展竞争配置，根据竞争配置结果依序纳入。

（1）农林生物质发电和垃圾焚烧发电项目申报电价须低于现行标杆上网电价；沼气发电项目申报电价须低于各省现行上网电价，以 1 厘 / 千瓦时为最小报价单位。

(2) 农林生物质发电和沼气发电、垃圾焚烧发电项目分类按补贴退坡幅度由高到低排序纳入，退坡幅度相同的，按热电联产项目优先、装机容量小者优先纳入，直至纳入项目所需中央补贴总额达到相应补贴资金额度为止。

如纳入 2021 年中央补贴范围的竞争配置项目所需中央补贴资金不足 5 亿元，结余部分结转支持当年非竞争配置项目。

(四) 补贴额度测算规则

按补贴额度测算规则（见附件 2）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。

四、工作程序

(一) 非竞争配置项目

7 月底之前并网、符合条件的非竞争配置项目一揽子申报，以后的按月申报。具体程序如下：

1. 项目初审

各省（区、市）主管部门会同财政部门组织符合条件的生物质发电项目按要求申报补贴。具体申报要求见可再生能源发电项目信息管理系统（<http://www.nea.gov.cn>，以下简称信息管理系统）公告。国家电网、南方电网和地方独立电网企业对经营范围内的申报项目名称、全部机组并网时间等信息真实性进行初审。

2. 省级审核确认

电网企业汇总符合要求的生物质发电项目，报各省（区、市）相关主管部门审核。各省（区、市）主管部门会同财政部门对申报项目情况（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。公示期满后，将审核确认结果反馈电网企业。

3. 项目复核

电网企业将经过审核确认的项目申报材料按要求通过信息管理系统提交国家可再生能源信息管理中心。国家可再生能源信息管理中心对申报项目资料的合规性及提供材料真实性、有效性进行复核，测算项目补贴需求，按照规则纳入，并将纳入结果反馈电网企业。一旦发现信息不实，立即取消补贴申报资格。

4. 补贴清单公示和公布

电网企业将复核后纳入的项目形成补贴项目清单，并在网站上进行公示。公示期满后，国家电网、南方电网正式对外公布各自经营范围内的补贴清单，并将公布结果报送财政部、国家发展改革委和国家能源局。地方独立电网需报送所在地省级财政、价格、相关主管部门确认后，再公布经营范围内的补贴清单。

(二) 竞争配置项目

申报 2021 年中央补贴的竞争配置项目申报和竞价原则上一年组织一次。具体程序如下：

1. 组织申报及审核

各省（区、市）相关主管部门会同财政部门根据国家安排和相关要求，组织拟参加 2021 年竞争配置项目登录信息管理系统填报相关信息和上传有关资料，主要是省级专项规划、项目核准（审批、备案）文件、项目申报上网电价、预计并网时间等，并对项目申报条件、申报信息进行审核，将通过审核的项目汇总提交至国家可再生能源信息管理中心。

2. 复核排序

由国家可再生能源信息管理中心对地方申报项目信息进行复核，将通过复核的项目按照竞争配置规则进行排序。

3. 公布补贴名单

排序工作结束后，公布纳入 2021 年中央补贴范围竞争配置项目名单及各项目申报上网电价。

五、推动生物质发电有序建设

（一）加强规划引导。生物质发电项目（沼气发电项目除外）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，组织建设不需要中央补贴的生物质发电项目。

（二）完善补贴机制。生物质发电补贴中央分担部分逐年调整并有序退出，逐年增加用于竞争配置的中央补贴规模。鼓励非竞争配置项目参与竞争配置。未纳入 2021 年中央补贴范围的非竞争配置项目，结转至次年依序纳入；未纳入 2021 年中央补贴范围的竞争配置项目，参加次年竞争配置。

（三）明确建设期限。纳入 2021 年中央补贴范围的竞争配置项目，应在 2023 年底前全部机组建成并网，实际并网时间每逾期一个季度，并网电价补贴降低 0.03 元/千瓦时。2020 年底前开工的非竞争配置项目，均须在 2021 年底前全部机组建成并网，逾期未并网的项目取消非竞争配置补贴资格，后续可通过参加竞争配置的方式纳入中央补贴范围。

（四）落实支持政策。鼓励地方建立完善的农林废弃物和生活垃圾“收、储、运、处理”体系，通过前端支持，疏导建设运行成本，发挥生物质发电项目生态环境保护综合效益。完善垃圾处理收费制度，逐步推动形成垃圾焚烧发电市场化运营模式。鼓励创新金融工具，在风险可控、商业可持续的前提下在金融领域给予生物质发电项目支持。鼓励加快生物质能多元应用，降低发电成本，减少补贴依赖。

（五）加强项目建设信息监测。加强生物质发电项目信息统计监测，按月监测生物质发电项目投产并网信息，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。各省（区、市）组织项目单位于每月 10 日前及时在信息管理系统填报或更新核准、在建、新开工项目信息。

（六）强化项目建设运行监管。落实地方管理主体责任，国家能源局各派出机构会同地方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，加强生物质发电项目建设、运行等方面的监管，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. 2021 年生物质发电项目中央补贴资金申报信用承诺书

2. 2021 年生物质发电项目补贴额度测算规则

附件 1

2021 年生物质发电项目中央补贴资金申报信用承诺书

申报单位		统一社会信用代码	
项目名称			
项目所在地			
项目联系人		联系电话	
我单位承诺： 1. 申报的所有信息和材料均依据申报要求据实提供，不存在弄虚作假情况。 2. 项目建设运行合法合规，不存在违规掺烧、骗取补贴等违法违规行为。 3. 如违背以上承诺，自愿承担由此引发的一切经济责任和法律责任。 4. 同意将本承诺书向社会公开。 5. 同意将承诺信息、践诺信息作为信用记录，进行归集应用。			
法定代表人（签名）（公章）			
日期：年月日			

附件 2

2021 年生物质发电项目补贴额度测算规则

一、项目所需中央补贴额度计算规则

农林生物质发电项目所需中央补贴额度 = 项目装机容量 × 2020 年农林生物质发电项目全国平均上网小时数 × 农林生物质发电项目度电补贴强度 × 中央支持比例

垃圾焚烧发电项目所需中央补贴额度 = 项目年入厂垃圾处理量 × 280 千瓦时 / 吨 × (垃圾焚烧发电项目度电补贴强度 - 0.1 元) × 中央支持比例

沼气发电项目所需中央补贴额度 = 项目装机容量 × 2020 年沼气发电项目全国平均上网小时数 × 沼气发电项目度电补贴强度 × 中央支持比例

二、非竞争配置项目补贴强度计算规则

农林生物质发电项目和垃圾焚烧发电项目度电补贴强度 = 项目现行标杆上网电价 - 当地现行燃煤发电基准价

沼气发电项目度电补贴强度 = 项目所在省份现行上网电价 - 当地现行燃煤发电基准价

三、竞争配置项目补贴强度计算规则

竞争配置项目度电补贴强度 = 企业申报上网电价 - 当地现行燃煤发电基准价

四、竞争配置项目补贴退坡幅度计算规则

农林生物质发电和垃圾焚烧发电项目补贴退坡幅度 = 项目现行标杆上网电价 - 企业申报上网电价

沼气发电项目补贴退坡幅度 = 项目所在省份现行上网电价 - 企业申报上网电价

备注：1. 有关计算规则仅用于测算补贴需求，不作为实际补贴资金发放依据。

2. 现行国家政策以外地方自行补贴部分不纳入本计算规则。

国家发展改革委关于完善电解铝行业 阶梯电价政策的通知

发改价格〔2021〕1239号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委，江苏省、福建省、青海省工业和信息化厅，山西省、浙江省、广东省能源局，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：

为贯彻落实党中央、国务院决策部署，不断健全绿色价格机制，充分发挥电价杠杆作用，推动电解铝行业持续提升能源利用效率、降低碳排放强度，服务经济社会绿色低碳循环发展，现就完善电解铝行业阶梯电价政策有关事项通知如下：

一、完善阶梯电价分档和加价标准

（一）分档设置阶梯电价。按铝液综合交流电耗（含义及计算方法见附件）对电解铝行业阶梯电价进行分档，分档标准为每吨13650千瓦时。电解铝企业铝液综合交流电耗不高于分档标准的，铝液生产用电量（含义见附件）不加价；高于分档标准的，每超过20千瓦时，铝液生产用电量每千瓦时加价0.01元，不足20千瓦时的，按20千瓦时计算。

（二）稳步调整分档标准。自2023年起，分档标准调整为铝液综合交流电耗每吨13450千瓦时（不含脱硫电耗）；自2025年起，分档标准调整为铝液综合交流电耗每吨13300千瓦时（不含脱硫电耗）。

（三）基于清洁能源利用水平动态调整加价标准。鼓励电解铝企业提高风电、光伏发电等非水可再生能源利用水平，减少化石能源消耗。电解铝企业消耗的非水可再生能源电量在全部用电量中的占比超过15%，且不小于所在省（自治区、直辖市）上年度非水电消纳责任权重激励值的，占比每增加1个百分点，阶梯电价加价标准相应降低1%。

二、严禁对电解铝行业实施优惠电价政策

（一）严禁出台优惠电价政策。各地要严格执行国家电价政策，严禁对电解铝行业实施优惠电价、组织电解铝企业电力市场专场交易等，已经实施和组织的应立即取消。严禁出台优惠电价政策情况纳入省级人民政府能耗双控目标责任评价考核。

（二）规范电力市场交易行为。未如期缴纳加价电费或节能目标未完成的电解铝企业，不得参与电力市场交易，全部用电执行保底价格。

（三）加强自备电厂管理。各地要严格按照国家有关规定，对电解铝企业自备电厂自发自用电量收取相应的政府性基金及附加、系统备用费和政策性交叉补贴，并严格执行阶梯电价政策，不得自行减免。

三、加强加价电费收缴工作

(一) 开展专项节能监察。每年一季度，省级节能主管部门要会同有关部门结合本地实际，组织对当地所有电解铝企业开展专项节能监察，于3月底前形成节能监察结果，包括当地所有电解铝企业上年度及节能技术改造前后（如有）的铝液综合交流电耗、铝液生产用电量等，节能监察结果应同时转省级发展改革部门。

(二) 规范加价电费收缴方式。电网企业要于每年3月底前向省级发展改革部门报送本经营区电解铝企业上年度非水可再生能源电力消纳量完成情况。各省级发展改革部门要依据节能监察结果、非水可再生能源电力消纳量完成情况，在每年4月15日前确定上年度当地所有电解铝企业应执行的阶梯电价分档、加价标准和加价电费总额，并将企业名单及应执行的阶梯电价分档、加价标准向社会公布，接受社会监督。对上年度进行节能技术改造的电解铝企业，改造达标后的铝液生产用电量不加价。电解铝企业出现合并、分立情况的，由使用其存续电解铝生产线的企业承担缴纳加价电费责任。电网企业应根据省级发展改革部门确定的电解铝企业名单和加价电费总额，及时足额收取加价电费。

(三) 强化加价电费收缴。应执行阶梯电价加价的电解铝企业须及时足额缴纳加价电费。对收到电网企业加价电费缴纳通知单90天后仍未缴纳的电解铝企业，应缴纳加价电费按原加价标准1.5倍执行，企业节能目标责任评价考核时相应扣分，并依法依规对企业实施失信联合惩戒。对拥有自备电厂的电解铝企业，各地要切实加强加价电费收缴工作，确保政策公平公正落实。

四、完善加价电费资金管理使用制度

实施电解铝行业阶梯电价政策形成的加价电费资金，电网企业要单独记账、单独反映。其中，10%留电网企业作为输配电准许收入外的收入；90%由省级发展改革部门按照国家相关政策统筹管理使用，专项用于支持高耗能行业节能改造和转型升级、新型电力系统建设等。

五、加强阶梯电价执行情况监督检查

各省级发展改革部门要积极会同、配合有关部门加强对电解铝行业阶梯电价政策执行情况的监督检查，并督促电解铝企业、电网企业严格执行阶梯电价政策。国家发展改革委将组织力量不定期对各地执行情况进行核查和抽查，必要时进行交叉检查。

本通知自2022年1月1日起执行。现行针对电解铝行业实施的、与本通知不符的其他差别化电价政策相应停止执行。

附件：主要技术指标含义及计算方法

国家发展改革委
2021年8月26日

主要技术指标含义及计算方法

一、铝液生产用电量

指电解铝企业报告期内电解铝液生产中消耗的交流电量（包括电解铝液生产、电解槽启动、停槽短路口压降、系列烟气净化、整流、空压机、物料输送、动力照明等辅助附属系统消耗的交流电量和线路损失），含自备电厂电量、电网购电量、电力市场交易电量等。

二、铝液综合交流电耗

指电解铝企业生产每吨电解铝液平均消耗的交流电量。计算方法如下：

$Wzj = Qzj / Ply$ ，式中：

Wzj—报告期内铝液综合交流电耗（千瓦时/吨）；

Qzj—报告期内电解铝企业铝液生产用电量（千瓦时）；

Ply—报告期内电解铝企业电解铝液产量（吨）

国家发展改革委 住房城乡建设部关于 加强城镇老旧小区改造配套设施建设的通知

发改投资〔2021〕1275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、住房城乡建设厅（住房城乡建设委、建设和交通委、建设局）：

加强城镇老旧小区改造配套设施建设，关乎人民群众生命财产安全，关乎满足人民群众美好生活需要，是“我为群众办实事”的一项生动实践。为贯彻落实党中央、国务院决策部署，加强城镇老旧小区改造配套设施建设与排查处理安全隐患相结合工作，现将有关要求通知如下：

一、加强项目储备

（一）进一步摸排城镇老旧小区改造配套设施短板和安全隐患。结合住房和城乡建设领域安全隐患排查整治工作，认真摸排2000年底前建成的需改造城镇老旧小区存在的配套设施短板，组织相关专业经营单位，联合排查燃气、电力、排水、供热等配套基础设施以及公共空间等可能存在的安全隐患；重点针对养老、托育、停车、便民、充电桩等设施，摸排民生设施缺口情况。

（二）科学编制年度改造计划。将安全隐患多、配套设施严重缺失、群众改造意愿强烈的城镇老旧小区，优先纳入年度改造计划，做到符合改造对象范围的老旧小区应入尽入。编制老旧小区改造方案时，把存在安全隐患的燃气、电力、排水、供热等设施，养老、托育、停车、便民、充电桩等民生设施，作为重点内容优先改造。

（三）规范履行审批程序。依法合规办理审批、核准、备案以及建设许可等手续。市县人民政府组织有关部门联合审查城镇老旧小区改造方案的，各相关部门应加强统筹、责任共担，避免顾此失彼；涉及燃气、电力、排水、供热等安全隐患改造内容，应确保安全审查不漏项。

二、强化资金保障

（四）政府投资重点保障。中央预算内投资全部用于城镇老旧小区改造配套设施建设项目。各地应统筹地方财力，重点安排消除城镇老旧小区各类安全隐患、提高排水防涝能力、完善养老托育设施、建设停车场和便民设施等城镇老旧小区配套设施改造内容。城镇老旧小区改造资金，积极支持消除安全隐患。

（五）落实专业经营单位责任。督促引导供水、排水、燃气、电力、供热等专业经营单位履行社会责任，将需改造的水电气热信等配套设施优先纳入年度更新改造计划，并主动与城镇老旧小区年度改造计划做好衔接；落实出资责任，优先安排老旧小区配套设施改造资金；落实安全责任，加强施工和运营维护力量保障，消除安全隐患。

（六）推动多渠道筹措资金。推动发挥开发性、政策性金融支持城镇老旧小区改造的重要作用，积极争取利用长期低成本资金，支持小区整体改造项目和水电气热等专项改造项目。鼓励金融机构参与投资地方政府设立的老旧小区改造等城市更新基金。对养老托育、停车、便民市场、充电桩等有一定盈利的改造内容，鼓励社会资本专业承包单项或多项。按照谁受益、谁出资原则，积极引导居民出资参与改造，可通过直接出资、使用（补建、续筹）住宅专项维修资金、让渡小区公共收益等方式落实。

三、加强事中事后监管

（七）加强项目实施工程质量安全监管。切实加强城镇老旧小区改造项目监管，项目行业主管部门严格落实日常监管责任，监管责任人应做到开工到现场、建设到现场、竣工到现场，发现问题督促及时解决。建设单位严格落实首要责任，严格按批复的建设内容和工期组织建设，保障工程项目质量安全；勘察设计单位应认真踏勘小区及周边设施情况，排查安全隐患，在改造方案中统筹治理；施工单位应严格按标准规范施工，确保施工质量和安全；监理单位应认真履行监理职责，特别是加强对相关设施安全改造的监督检查。

（八）强化项目建设统筹协调。将城镇老旧小区改造与城市更新以及排水、污水处理、燃气、电力等市政管网设施建设，养老、托育、停车等公共服务设施建设，体育彩票、福利彩票等各类专项资金支持建设的体育健身、无障碍等设施建设有机结合，统筹安排城镇老旧小区改造、防洪排涝、治污、雨水资源化利用、市政建设等工程，优化空间布局和建设时序，避免反复开挖。

（九）严格组织项目竣工验收。项目建成后，各级发展改革、住房和城乡建设部门应督促各有关方面，按照国家有关规定组织竣工验收，将安全质量作为竣工验收的重要内容。鼓励相关各方进行联合验收。安全质量达到规定要求的，方可通过竣工验收；安全质量未达到要求、仍存在隐患的要及时整改达标，否则不得通过竣工验收。

四、完善长效管理机制

（十）压实地方责任。各级城市（县）应切实履行安全管理主体责任，抓紧建立完善燃气、电力、排水、供热等市政设施管理制度。落实相关部门责任，按照职责开展安全监督检查。压实专业经营单位责任，按照有关规定开展安全巡查和设施管养。

（十一）充分发挥党建引领作用。推动建立党组织领导下的社区居委会、业主委员会、物业服务公司等广泛参与、共商事务、协调互动的社区管理新机制，推进社区基层治理体系和治理能力现代化，共同维护改造成果。

（十二）推行物业专业化管理。城镇老旧小区完成改造后，有条件的小区通过市场化方式选择专业化物业服务公司接管；引导将相关配套设施产权依照法定程序移交给专业经营单位，由其负责后续维护管理。建立健全住宅专项维修资金归集、使用及补建续筹制度。拓宽资金来源渠道，统筹公共设施经营收益等业主共有收入，保障城镇老旧小区后续管养资金需求。

五、其他事项

自2021年起，保障性安居工程中央预算内投资专项严格按照有关专项管理办法规定，支持小区内和小区周边直接相关的配套设施建设，不支持单独的城镇污水处理设施及配套管网建设。各地方要严格按照要求将中央预算内投资分解落实到具体项目。2021年已分解落实的具体项目中，不符合要求的应及时调整并

报国家发展改革委备案。

各级发展改革、住房和城乡建设部门要高度重视城镇老旧小区改造，加强城镇老旧小区改造配套设施建设与排查处理安全隐患相结合工作，强化项目全过程管理，强化事中事后监管，节约集约规范用好中央预算内投资，加快推进城镇老旧小区改造配套设施建设，切实提高人民群众安全感、获得感、幸福感。

特此通知。

国家发展改革委
住房和城乡建设部
2021年9月2日

国家发展改革委办公厅 中国国家铁路集团有限公司办公厅关于做好发电供热企业直保煤炭中长期合同全覆盖铁路运力保障有关工作的通知

发改办运行〔2021〕750号

各省、自治区、直辖市发展改革委、经信委（经信厅、工信厅、工信局）、能源局，北京市城市管理委员会，各铁路局集团公司：

为认真做好采暖季居民用能保障，加快推进发电供热企业直保煤炭中长期合同（以下简称电煤中长期合同）全覆盖有关工作，加强产运需衔接，为中长期合同的签订履行提供运力保障，现就有关工作通知如下。

一、在推进电煤中长期合同全覆盖工作中将保障铁路运力作为重要内容。铁路是煤炭运输的骨干，具有运量大、效率高、可靠性强、节能低碳等显著优势，在衔接煤炭供需、保障电煤中长期合同高效履行等方面发挥着不可替代的关键作用。各地区经济运行部门在组织开展电煤中长期合同全覆盖工作中，要将运力保障作为重要内容，督促协调多签有运力保障的电煤中长期合同，实现产运需有效衔接，保障发电供热用煤的稳定可靠供应。

二、做好对补签电煤中长期合同的运力保障。各地区经济运行部门要加强与铁路部门的对接，指导企业及时将新签订的发电供热煤炭中长期合同提供给铁路部门。各铁路局集团公司要强化运力统筹，深入挖掘增运潜力，做好运力衔接准备，积极签订产运需三方合同，对补签的电煤中长期三方合同做到应保尽保。严禁以抢占铁路运力为目的签订虚假合同，一经发现计入企业信用记录，并在下年度中长期合同签订中实施限制。

三、联动提高电煤中长期合同履约率。各地区经济运行部门要健全电煤中长期合同的履约监管机制，及时协调解决存在的困难和问题。各铁路局集团公司对于电煤中长期合同兑现率高、发货均衡的供需企业，在2022年度优先配置铁路运量；对于因供需企业自身原因导致中长期合同铁路运量兑现率低的，根据违约程度减少配置2022年度铁路运量。各有关煤炭、电力等企业要强化契约精神，既要兑现合同总量，也要兑现好月度运量，确保均衡运输。

四、加强重点区域、重点线路的铁路运输保障。各有关铁路局集团公司要在做好晋、陕、蒙、新等煤炭主产区和东北三省煤炭运输保障的基础上，加大对近期释放煤炭先进产能的蒙东、晋北、鄂尔多斯、榆林等地的运力投放，优先保障其发电供热煤炭运输需求。要充分发挥大秦、唐包、浩吉、瓦日等重点煤运通道作用，加强发往秦皇岛、京唐、曹妃甸等北方重点港口的煤源组织，优化重要支线和站点的运输衔接，实现煤炭运输快速高效。

五、进一步加大对发电供热煤炭运输的倾斜力度。各铁路局集团公司要以保障发电供热用煤运输需求为重点，优先装运发电供热用煤，优先保障电煤中长期合同兑现。根据形势需要提高电煤装车比重，运力

紧张时适当压缩其他物资的发运计划。在日常运输中，对电煤运输优先组织，提高运输和装卸效率。

六、健全发电供热煤炭运输应急保供机制。各地区经济运行部门要密切关注电厂煤炭的供耗存情况，强化与铁路部门的应急保供对接机制。各铁路局集团公司要重点加强对库存 7 天以下电厂的保供运输，及时启动煤炭应急保供机制，全力保障发电供热用煤运输需求。

国家发展改革委办公厅
中国国家铁路集团有限公司办公厅
2021 年 9 月 27 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到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

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

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

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 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

<p>01 新疆新能源基地</p> <p>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。</p>
<p>02 黄河上游新能源基地</p> <p>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。</p>
<p>03 河西走廊新能源基地</p> <p>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。</p>
<p>04 黄河几字弯新能源基地</p> <p>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。</p>
<p>05 冀北新能源基地</p> <p>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。</p>
<p>06 松辽新能源基地</p> <p>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。</p>
<p>07 黄河下游绿色能源廊道</p> <p>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。</p>

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

<p>01 海上风电基地 集群推动山东半岛、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>
<p>02 深远海海上风电平价示范 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>
<p>03 海上能源岛示范 结合山东半岛、长三角、闽南、粤东和北部湾等重点风电基地建设，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>
<p>04 海上风电与海洋油气田深度融合发展示范 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

<p>01 城镇屋顶光伏行动</p> <p>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。</p>
<p>02 “光伏+”综合利用行动推动</p> <p>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。</p>
<p>03 千乡万村驭风行动</p> <p>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。</p>
<p>04 千家万户沐光行动</p> <p>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。</p>
<p>05 新能源电站升级改造行动</p> <p>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。</p>
<p>06 光伏廊道示范</p> <p>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。</p>

（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

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。

续表

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地热泵供暖供冷；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

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。

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。

02 抽水蓄能资源调查行动

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、水水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。

03 中小型抽水蓄能示范

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。

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、氢能储运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

<p>01 乡村能源站行动</p> <p>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。</p>
<p>02 农村电网巩固提升行动</p> <p>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。</p>
<p>03 村镇新能源微能网示范</p> <p>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。</p>

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

<p>01 深远海风电技术</p> <p>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。</p>
<p>02 光伏发电户外实证</p> <p>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。</p>
<p>03 新型高效光伏电池技术</p> <p>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。</p>
<p>04 地热能发电技术</p> <p>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。</p>
<p>05 中深层地热供暖技术</p> <p>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。</p>

（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和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。建立完善地热能发电、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服务体系，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开发建设，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）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，促进电力行业绿色低碳转型，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 5 000 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 3 000—4 000 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综合集成优化。

（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，采暖热电机组在供热期运行时要通过热电解耦力争实现单日 6 h 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, 充分考虑煤电机组煤耗水平, 引导节能减排指标好的煤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, 促进供电煤耗低的煤电机组多发电。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。

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司 关于国家电网有限公司省间电力现货交易规则的复函

发改办体改〔2021〕837号

国家电网有限公司：

你公司报送的《省间电力现货交易规则》收悉。经研究并征求有关单位意见，现函复如下：

一、原则同意由国家电力调度中心会同北京电力交易中心有限公司按照《省间电力现货交易规则》（以下简称《交易规则》）认真组织实施。省间电力现货交易实施中如遇重大问题，请及时报告。

二、积极稳妥推进省间电力现货交易，及时总结经验，不断扩大市场交易范围，逐步引入受端地区大用户、售电公司等参与交易，优先鼓励有绿色电力需求的用户与新能源发电企业直接交易。

三、加强省间电力现货交易实施情况的跟踪分析，切实防范市场风险，保障电力系统安全稳定运行。建立问题发现和纠偏机制，每半年组织相关市场主体结合实际情况研究提出《交易规则》修订意见或补充条款，完善相应技术支持系统。做好《交易规则》与电力现货市场建设试点地区规则的衔接。

四、加强信息披露和报送，请每月向国家发展改革委、国家能源局报送市场交易信息及分析报告，及时向市场主体披露市场交易相关情况和结果。

五、国家发展改革委、国家能源局将加强对省间电力现货交易工作的指导和评估，完善相关配套政策，及时协调解决相关问题。

国家发展改革委办公厅
国家能源局综合司
2021年11月1日

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》（中发〔2015〕9号）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，或经司法机关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期限前缴清结算费用。
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。

售电公司信用承诺书 (参考范本)

_____ (市场成员名称), 系一家具有法人资格/经法人单位授权的(售电/配售电)企业, 企业所在地为 _____, 在 _____ 市场监督管理局登记注册, 统一社会信用代码: _____, 法定代表人: _____, 住所: _____, 资产总额: _____, 供电电压等级 _____ 千伏(拥有配电网运营权的售电公司填写), 供电范围 _____ (拥有配电网运营权的售电公司填写)。

本企业严格遵循国家/ _____ 省(区、市)参与电力市场的各项注册条件, 严格按照要求配备参与电力市场交易的人员、技术条件, 自愿参与电力市场交易, 并公开作出如下承诺:

1. 本企业是按照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。
2. 本企业严格按照注册条件规定的售电量范围开展售电业务。
3. 本企业拥有 10 名及以上具有劳动关系的全职专业人员, 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, 拥有 1 名及以上高级职称和 3 名及以上中级职称的专业管理人员, 技术职称为电力、经济、会计等相关专业。
4. 本企业具有与售电规模相适应的固定经营场所及电力市场技术支持系统需要的信息系统和客户服务平台, 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。
5. 本企业将按时办理完成和正确使用电力交易平台第三方数字证书认证, 保障账户和电力交易平台数据安全。
6. 本企业严格按照规定向电力交易机构报送相关资料和信息, 同意电力交易机构对我单位满足注册条件的资产、人员、经营场所、技术支持系统等信息和证明材料对外公示, 并保证公示和提交的材料信息完整、准确、真实, 不存在弄虚作假、误导性陈述或者重大遗漏的情况。
7. 本企业参与电力市场交易相关政策 and 规则已全面了解, 知悉参与电力市场交易应负的责任和可能发生的风险, 并将严格按照国家法律法规和相关文件规定、市场规则和交易机构有关规定从事交易活动。
8. 本企业承担保密义务, 不泄露客户信息。
9. 本企业严格参照国家/省(区、市)颁布的售电合同范本与用户签订合同, 提供优质专业的售电服务, 履行合同规定的各项义务。
10. 本企业按照国家有关规定, 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、经营状况等情况和信用承诺, 按要求提供信用评价相关资料和信息, 依法对公司重大事项进行公告, 并定期公布公司年报。

11. 本企业自愿接受政府监管部门的依法检查，发生违法违规行为，接受政府执法部门及其授权机构依照有关法律、行政法规规定给予的行政处罚，并依法承担赔偿责任。

12. 本企业严格执行国家、省级政府或政府相关部门、能源监管机构、电力交易机构制定的各项制度、规则，保证诚实守信、遵纪守法，积极履行企业社会责任和职责义务。本企业及其负责人无不良信用记录。

售电公司须对 1—12 条内容作出承诺，拥有配电网运营权的售电公司在 1—12 条基础上还须对以下 13—19 条内容作出承诺：

13. 本企业承担经营区域内配电网安全责任，确保承诺的供电质量。

14. 本企业服从电力调度管理和相关用电管理。

15. 本企业按照规划、国家技术规范和标准投资建设经营区域内配电网，按照政府核定的配电区域从事配电业务，负责经营区内配电网运营、维护、检修和事故处理，无歧视提供配电服务，不干预用户自主选择售电公司。

16. 本企业具有健全有效的安全生产组织和制度，按照相关法律规定开展安全培训工作，配备安全监督和管理人员。

17. 本企业具有与承担配电业务相适应的机具设备和维修人员，承担对外委托有资质的承装（修、试）队伍的监管责任。

18. 本企业具有与配电业务相匹配并符合调度标准要求的场地设备和人员。

19. 本企业承诺履行电力社会普遍服务、保底供电服务义务。

以上承诺如有违反，本企业愿意承担相应责任，并接受处罚和相关惩戒措施。

承诺单位（盖章）：

法人代表（签字）：

承诺时间：

**国家发展改革委等部门
关于印发《贯彻落实碳达峰碳中和目标要求 推动数据中心和 5G 等
新型基础设施绿色高质量发展实施方案》的通知**

发改高技〔2021〕1742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、网信办、工业和信息化主管部门、通信管理局、能源局：

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《2030年前碳达峰行动方案》统一部署，有序推动以数据中心、5G为代表的新型基础设施绿色高质量发展，发挥其“一业带百业”作用，助力实现碳达峰碳中和目标，国家发展改革委、中央网信办、工业和信息化部、国家能源局联合研究制定了《贯彻落实碳达峰碳中和目标要求 推动数据中心和 5G 等新型基础设施绿色高质量发展实施方案》。现印发给你们，请结合实际，认真抓好贯彻落实。

国家发展改革委
中央网信办
工业和信息化部
国家能源局
2021年11月30日

附件

**贯彻落实碳达峰碳中和目标要求推动数据中心和
5G 等新型基础设施绿色高质量发展实施方案**

数据中心、5G是支撑未来经济社会发展的战略资源和公共基础设施，也是关系新型基础设施节能降耗的最关键环节。为贯彻《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《2030年前碳达峰行动方案》统一部署，有序推动以数据中心、5G为代表的新型基础设施绿色高质量发展，发挥其“一业带百业”作用，助力实现碳达峰碳中和目标，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，深入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，全面贯彻习近平总书记关于网络强国的重要思想和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，统筹处理好发展和减排、整体和局部、短期和中长期的关系，加强数据、算力和能源之间的协同联动，加快技术创新和模式创新，坚定不移走绿色低碳发展之路。

（二）主要原则。

统筹规划，科学布局。立足经济社会数字化转型和高质量发展的全局，尊重产业和技术发展规律，在适度超前发展数据中心、5G 等新型基础设施的过程中，坚持科学布局，集约发展，建用并重，在发展中实现低碳转型。

政府引导，市场主导。加强宏观指导，正确处理政府和市场关系，坚持改造存量与优化增量协同推进。发挥市场主体作用，强化标准引领，引入竞争机制、激励机制和成本倒逼机制，促进全产业链绿色低碳发展。

集约建设，节能降碳。坚持集约化、绿色化、智能化建设，加快节能低碳技术的研发推广，支持技术创新和模式创新。加强对基础设施资源的整合与共享，提升资源利用效率。推动老旧基础设施转型升级。

改革创新，完善生态。破除制约绿色高质量发展的政策瓶颈，加强网络、能源、财税等政策的协调配合，积极培育数据中心、5G 绿色低碳转型和带动全社会可持续发展的创新创业生态。

（三）发展目标。

到 2025 年，数据中心和 5G 基本形成绿色集约的一体化运行格局。数据中心运行电能利用效率和可再生能源利用率明显提升，全国新建大型、超大型数据中心平均电能利用效率降到 1.3 以下，国家枢纽节点进一步降到 1.25 以下，绿色低碳等级达到 4A 级以上。全国数据中心整体利用率明显提升，西部数据中心利用率由 30% 提高到 50% 以上，东西部算力供需更为均衡。5G 基站能效提升 20% 以上。数据中心、5G 能耗动态监测机制基本形成，综合产出测算体系和统计方法基本健全。在数据中心、5G 实现绿色高质量发展基础上，全面支撑各行业特别是传统高耗能行业的数字化转型升级，助力实现碳达峰总体目标，为实现碳中和奠定坚实基础。

二、主要任务

（一）强化统筹布局。在交通、能源、工业和市政等基础设施的规划和建设中同步考虑 5G 网络建设。优化数据中心建设布局，新建大型、超大型数据中心原则上布局在国家枢纽节点数据中心集群范围内。支持东部地区有关后台加工、存储备份等非实时算力需求，向西部风光资源富集、气候适宜的地区转移。鼓励数据中心骨干企业率先完成布局落地。原则上，对于在国家枢纽节点之外新建的数据中心，地方政府不得给予土地、财税等方面的优惠政策。各地加强对数据中心建设的统筹指导力度，坚决避免数据中心盲目无序发展。

（二）提高算力能效。支持基础电信运营企业开展 5G 网络共建共享和异网漫游，强化资源复用。加快推动老旧高能耗设备退网和升级改造，推动智慧多功能灯杆建设。加快建设绿色数据中心，发布国家绿色数据中心名单。新建大型、超大型数据中心电能利用效率不高于 1.3，逐步对电能利用效率超过 1.5 的数据中心进行节能降碳改造。对于区域内数据中心整体上架率（建成投用 1 年以上）低于 50% 的，不支持规划新的数据中心集群，不支持新建大型和超大型数据中心项目。

（三）创新节能技术。鼓励使用高效环保制冷技术降低能耗。支持数据中心采用新型机房精密空调、液冷、机柜式模块化、余热综合利用等方式建设数据中心。推广制冷系统节能技术，优化气流组织，逐步通过智能化手段提高与IT设备运行状态的动态适配性。加快节能5G基站推广应用，支持碳化硅射频器件等高效节能技术攻关，采用新工艺、新材料、新方案、新设计，降低基站设备能耗。

（四）优化节能模式。鼓励在数据中心和5G网络管理中应用人工智能技术，加强自动化、智能化能耗管理，提升整体节能水平。支持在不影响用户体验的前提下，加强智能符号静默、深度休眠、通道静默等技术在5G网络中的应用。鼓励探索利用具备条件的闲置工业厂房，以及利用山洞、山体间垭口、海底、河流湖泊沿岸等特殊地理条件发展数据中心，充分发挥气候水文和地形地貌等自然条件天然优势，因地制宜促进数据中心节能降耗。

（五）利用绿色能源。鼓励使用风能、太阳能等可再生能源，通过自建拉专线或双边交易，提升数据中心绿色电能使用水平，促进可再生能源就近消纳。支持模块化氢电池和太阳能板房等在小型或边缘数据中心的规模化推广应用。结合储能、氢能等新技术，提升可再生能源在数据中心能源供应中的比重。支持具备条件的数据中心开展新能源电力专线供电。统筹5G与可再生能源分布式发电布局，对电源、空调等能耗系统积极推进去冗余简配，严控废旧设施处理。

（六）促进转型升级。充分发挥数据中心、5G在促进传统行业数字化转型方面的重要支撑作用，推动煤炭、钢铁、水泥、有色、石化、化工等传统行业加快“上云用数赋智”步伐，优化管理流程，实现节本降耗。发布国家新型数据中心名单，打造算力基础设施促进传统行业数字化转型标杆。鼓励西部能源充裕地区围绕数据中心就地发展数据加工、数据清洗、数据内容服务等偏劳动密集型产业，将“瓦特”产业转化为“比特”产业，依靠产业跨越升级实现低碳绿色发展。

三、保障措施

（七）加强统筹，多措并举。统筹协调通信网络、电力能源、生态环境、财政税收等相关力量，为绿色低碳发展创造有利政策支撑。对于符合条件且纳入国家枢纽节点数据中心集群范围的新建数据中心项目，积极协调安排能耗指标予以适当支持，并对落实“东数西算”成效突出的项目优先考虑。统筹解决设施规划、投资、建设、监督、评估等重大事项，组织开展行业准入、市场监管等方面的探索试点。

（八）提高标准，降低能耗。各地加快组织开展数据中心生产能耗情况调查，对于规模超过100个标准机架（2.5KW）的数据中心（包括已建和在建）逐一登记造册，形成数据中心规模、上架率、能耗水平等底数清单，每年年底前报送发展改革委、工业和信息化部、中央网信办。加强用能管理，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管理。加快研究建立涵盖能效水平、可再生能源利用率、资源利用率、经济贡献率等指标的数据中心综合评估体系和动态监测考核机制。组织实施国家工业专项节能监察，加强数据中心能效监察。引导利用率低、耗能高、效益差的小散数据中心腾退升级。加快5G网络先进能效标准制定，强化行业互联互通，打造标杆示范网络。

（九）分步推进，稳步实施。支持国家枢纽节点在数据中心标准、机制、技术等方面先行先试，发挥示范带动作用，优秀经验模式向全国复制推广。逐步扩大电力市场化交易，提升电力特别是可再生能源对数据中心和5G网络的供给保障能力。推动转供电改直供电、加强转供电环节价格监管等措施，降低5G基站运行电费成本。逐步推动自主可控5G网络低功耗产品的推广应用，加大招标采购中能效指标及节能功能相关要求，持续推动5G基站能耗统计及各项节能措施的落实。

国家发展改革委办公厅
关于陕北~湖北、雅中~江西特高压直流工程
临时输电价格的通知

发改办价格〔2021〕958号

湖北、陕西、江西、四川省发展改革委，国家电网公司：

根据《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》（发改价格规〔2021〕1455号），经研究，现就陕北~湖北±800千伏特高压直流工程、雅中~江西±800千伏特高压直流工程临时输电价格有关事项通知如下：

一、陕北~湖北±800千伏特高压直流工程临时输电价格为每千瓦时5.12分（含税，含输电环节线损，线损率5%）。

二、雅中~江西±800千伏特高压直流工程临时输电价格为每千瓦时6.85分（含税，含输电环节线损，线损率6%）。

三、陕北~湖北±800千伏特高压直流工程、雅中~江西±800千伏特高压直流工程具备成本监审条件后，在成本监审基础上核定正式输电价格。

四、本通知自印发之日起执行。工程并网至本通知执行之日期间输送电量，按上述临时输电价格结算。

国家发展改革委办公厅

2021年12月2日

国家发展改革委等部门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

国家发展改革委 国家能源局关于印发 《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知

发改能源〔2022〕209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，有关中央企业：
为深入贯彻落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，实现碳达峰碳中和战略目标，支撑构建新型电力系统，加快推动新型储能高质量规模化发展，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》《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》有关要求，我们组织编制了《“十四五”新型储能发展实施方案》，现印发给你们，请遵照执行。

国家发展改革委
国家能源局
2022年1月29日

附件：《“十四五”新型储能发展实施方案》

“十四五”新型储能发展实施方案

新型储能是构建新型电力系统的重要技术和基础装备，是实现碳达峰碳中和目标的重要支撑，也是催生国内能源新业态、抢占国际战略新高地的重要领域。“十三五”以来，我国新型储能行业整体处于由研发示范向商业化初期的过渡阶段，在技术装备研发、示范项目建设、商业模式探索、政策体系构建等方面取得了实质性进展，市场应用规模稳步扩大，对能源转型的支撑作用初步显现。按照《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《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》要求，为推动新型储能规模化、产业化、市场化发展，现制定以下实施方案。

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，全面贯彻落实党的十九大和十九届历次全会精神，弘扬伟大建党精神，贯彻新发展理念，深入落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，以碳达峰碳中和为目标，坚持以技术创新为内生动力、以市场机制为根本依托、以政策环境为有力保障，积极开创技术、

市场、政策多轮驱动良好局面，以稳中求进的思路推动新型储能高质量、规模化发展，为加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系提供有力支撑。

（二）基本原则

统筹规划，因地制宜。强化顶层设计，突出科学引领作用，加强与能源相关规划衔接，统筹新型储能产业上下游发展。针对各类应用场景，因地制宜多元化发展，优化新型储能建设布局。

创新引领，示范先行。以“揭榜挂帅”等方式加强关键技术装备研发，分类开展示范应用。加快推动商业模式和体制机制创新，在重点地区先行先试。推动技术革新、产业升级、成本下降，有效支撑新型储能产业市场化可持续发展。

市场主导，有序发展。明确新型储能独立市场地位，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，完善市场化交易机制，丰富新型储能参与的交易品种，健全配套市场规则和监督规范，推动新型储能有序发展。

立足安全，规范管理。加强新型储能安全风险防范，明确新型储能产业链各环节安全责任主体，建立健全新型储能技术标准、管理、监测、评估体系，保障新型储能项目建设运行的全过程安全。

（三）发展目标

到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件。新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟。其中，电化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低 30% 以上；火电与核电机组抽汽蓄能等依托常规电源的新型储能技术、百兆瓦级压缩空气储能技术实现工程化应用；兆瓦级飞轮储能等机械储能技术逐步成熟；氢储能、热（冷）储能等长时间尺度储能技术取得突破。

到 2030 年，新型储能全面市场化发展。新型储能核心技术装备自主可控，技术创新和产业水平稳居全球前列，市场机制、商业模式、标准体系成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，基本满足构建新型电力系统需求，全面支撑能源领域碳达峰目标如期实现。

二、强化技术攻关，构建新型储能创新体系

发挥政府引导和市场能动双重作用，加强储能技术创新战略性布局和系统性谋划，积极开展新型储能关键技术研发，采用“揭榜挂帅”机制开展储能新材料、新技术、新装备攻关，加速实现核心技术自主化，推动产学研用各环节有机融合，加快创新成果转化，提升新型储能领域创新能力。

（一）加大关键技术装备研发力度

推动多元化技术开发。开展钠离子电池、新型锂离子电池、铅炭电池、液流电池、压缩空气、氢（氨）储能、热（冷）储能等关键核心技术、装备和集成优化设计研究，集中攻关超导、超级电容等储能技术，研发储备液态金属电池、固态锂离子电池、金属空气电池等新一代高能量密度储能技术。

突破全过程安全技术。突破电池本质安全控制、电化学储能系统安全预警、系统多级防护结构及关键材料、高效灭火及防复燃、储能电站整体安全性设计等关键技术，支撑大规模储能电站安全运行。突破储能电池循环寿命快速检测和老化状态评价技术，研发退役电池健康评估、分选、修复等梯次利用相关技术，研究多元新型储能接入电网系统的控制保护与安全防御技术。

专栏1 “十四五”新型储能核心技术装备攻关重点方向

——**多元化技术**：百兆瓦级压缩空气储能关键技术，百兆瓦级高安全性、低成本、长寿命锂离子电池储能技术，百兆瓦级液流电池技术，钠离子电池、固态锂离子电池技术，高性能铅炭电池技术，兆瓦级超级电容器，液态金属电池、金属空气电池，氢（氨）储能、热（冷）储能等。

——**全过程安全技术**：储能电池智能传感技术，储能电池热失控阻隔技术，电池本质安全控制技术，基于大数据的故障诊断和预警技术，清洁高效灭火技术；储能电池循环寿命预测技术，可修复再生的新型电池技术，电池剩余价值评估技术。

——**智慧调控技术**：规模化储能与常规电源联合优化运行技术，规模化储能电网主动支撑控制技术；分布式储能设施聚合互动调控技术，分布式储能与分布式电源协同控制技术，区域能源调配管理技术。

创新智慧调控技术。集中攻关规模化储能系统集群智能协同控制关键技术，开展分布式储能系统协同聚合研究，着力破解高比例新能源接入带来的电网控制难题。依托大数据、云计算、人工智能、区块链等技术，开展储能多功能复用、需求侧响应、虚拟电厂、云储能、市场化交易等领域关键技术研究。

（二）积极推动产学研用融合发展

支持产学研用体系和平台建设。支持以“揭榜挂帅”等方式调动企业、高校及科研院所等各方面力量，推进国家级储能重点实验室以及国家储能技术产教融合创新平台建设，促进教育链、人才链和产业链的有机衔接和深度融合。鼓励地方政府、企业、金融机构、技术机构等联合组建新型储能发展基金和创新联盟，优化创新资源分配，推动技术和商业模式创新。

加强学科建设和人才培养。落实《储能技术专业学科发展行动计划（2020-2024）》要求，完善新型储能技术人才培养专业学科体系，深化新型储能专业人才和复合人才培养。支持依托新型储能研发创新平台，申报国家或省部级科技项目，培养优秀新型储能科研人才。

（三）健全技术创新体系

加快建立以企业为主体、市场为导向、产学研用相结合的绿色储能技术创新体系，强化新型储能研发创新平台的跟踪和管理。支持相关企业、科研机构、高等院校等持续开展新型储能技术创新、应用布局、商业模式、政策机制、标准体系等方面的研究工作，加强对新型储能行业发展的科学决策支撑。

三、积极试点示范，稳妥推进新型储能产业化进程

聚焦各类应用场景，关注多元化技术路线，以稳步推进、分批实施的原则开展新型储能试点示范，加强示范项目跟踪评估。加快重点区域试点示范，鼓励各地先行先试。通过示范应用带动新型储能技术进步和产业升级，完善产业链，增强产业竞争力。

（一）加快多元化技术示范应用

加快重大技术创新示范。积极开展首台（套）重大技术装备示范、科技创新（储能）试点示范。加强试点示范项目的跟踪监测与分析评估，为新技术、新产品、新方案实际应用效果提供科学数据支撑，为国家制定产业政策和技术标准提供科学依据。推动国家级新型储能实证基地建设，为各类新型储能设备研发、标准制定、运行管理、效益分析等提供验证平台。

专栏2 “十四五”新型储能技术试点示范

技术示范：

- 百兆瓦级先进压缩空气储能系统应用
- 钠离子电池、固态锂离子电池技术示范
- 锂离子电池高安全规模化发展
- 钒液流电池、铁铬液流电池、锌溴液流电池等产业化应用
- 飞轮储能技术规模化应用
- 火电抽汽蓄能、核电抽汽蓄能示范应用
- 可再生能源制储氢（氨）、氢电耦合等氢储能示范应用
- 复合型储能技术示范应用

开展不同技术路线分类试点示范。重点建设更大容量的液流电池、飞轮、压缩空气等储能技术试点示范项目，推动火电机组抽汽蓄能等试点示范，研究开展钠离子电池、固态锂离子电池等新一代高能量密度储能技术试点示范。拓展氢（氨）储能、热（冷）储能等应用领域，开展依托可再生能源制氢（氨）的氢（氨）储能、利用废弃矿坑储能等试点示范。结合系统需求推动多种储能技术联合应用，开展复合型储能试点示范。

推动多时间尺度新型储能技术试点示范。针对负荷跟踪、系统调频、惯量支撑、爬坡、无功支持及机械能回收等秒级和分钟级应用需求，推动短时高频储能技术示范。针对新能源消纳和系统调峰问题，推动大容量、中长时间尺度储能技术示范。重点试点示范压缩空气、液流电池、高效储热等日到周、周到季时间尺度储能技术，以及可再生能源制氢、制氨等更长周期储能技术，满足多时间尺度应用需求。

专栏3 首批科技创新（储能）试点示范项目跟踪评估

河北：

- 国家风光储输示范工程二期储能扩建工程

广东：

- 科陆-华润电力（海丰小漠电厂）储能辅助调频项目
- 佛山市顺德德胜电厂储能调频项目

福建：

- 晋江百兆瓦时级储能电站试点示范项目
- 宁德时代储能微网项目

江苏：

- 张家港海螺水泥厂储能电站项目
- 苏州昆山储能电站

青海：

- 黄河上游水电开发有限责任公司国家光伏发电试验测试基地配套 20MW 储能电站项目

（二）推进不同场景及区域试点示范

深化不同应用场景试点示范。聚焦新型储能在电源侧、电网侧、用户侧各类应用场景，遴选一批新型储能示范试点项目，结合不同应用场景制定差异化支持政策。结合试点示范项目，深化不同应用场景下储能装备、系统集成、规划设计、调度运行、安全防护、测试评价等方面的关键技术研究。

加快重点区域试点示范。积极开展区域性储能示范区建设，鼓励各地因地制宜开展新型储能政策机制改革试点，推动重点区域新型储能试点示范项目建设。结合以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光

伏基地建设开展新型储能试点示范；加快青海省国家储能发展先行示范区建设；加强河北、广东、福建、江苏等地首批科技创新（储能）试点示范项目跟踪评估；统筹推进张家口可再生能源示范区新型储能发展。鼓励各地在具备先进技术、人才队伍和资金支持的前提下，大胆先行先试，开展技术创新、模式创新以及体制机制创新试点示范和应用。

专栏4 “十四五”新型储能区域示范

青海省国家储能发展先行示范区重点项目

——德令哈压缩空气储能试点项目，海南州、海西州两个千万千瓦级清洁能源基地开展“共享储能”示范，乌图美仁乡“风光热储”一体化示范项目，冷湖镇“风光气储”一体化示范项目。

青海省国家储能发展先行示范区政策环境

——加快青海省电力辅助服务市场建设，建立各类市场主体共同参与的电力辅助服务成本分摊和收益共享机制。加快推进青海省电力现货市场建设，营造反映实时供需关系的电力市场环境。研究制定储能电站过渡性扶持政策，探索以年度竞价方式确定示范期内新建“共享储能”项目生命周期辅助服务补偿价格。创新储能投资运营监管方式，采取基于功能定位的储能投资与运营监管方式。

张家口可再生能源示范区新型储能创新发展

——加大压缩空气储能、大容量蓄电池储能、飞轮储能、超级电容器储能等技术研发力度，积极探索商业化发展模式，逐步降低储能成本，开展规模化储能试点示范。推进储能在电源侧、用户侧和电网侧等场景应用，鼓励用电大户在用户侧建设以峰谷电价差为商业模式的新型储能电站，鼓励在电网侧以“企业自建”“共建共享”等方式建设运营新型储能电站。探索风光氢储、风光火储等源网荷储一体化和多能互补的储能发展模式。

重点区域示范

——在山东、河北、山西、吉林、内蒙古、宁夏等地区开展多种新型储能技术试点示范。

（三）发展壮大新型储能产业

完善上下游产业链条。培育和延伸新型储能上下游产业，依托具有自主知识产权和核心竞争力骨干企业，积极推动新型储能全产业链发展。吸引更多人才、技术、信息等高端要素向新型储能产业集聚，着力培育和打造储能战略性新兴产业集群。

建设高新技术产业基地。结合资源禀赋、技术优势、产业基础、人力资源等条件，推动建设一批国家储能高新技术产业化基地，促进新型储能产业实现规模化、市场化高质量发展。

四、推动规模化发展，支撑构建新型电力系统

持续优化建设布局，促进新型储能与电力系统各环节融合发展，支撑新型电力系统建设。推动新型储能与新能源、常规电源协同优化运行，充分挖掘常规电源储能潜力，提高系统调节能力和容量支撑能力。合理布局电网侧新型储能，着力提升电力安全保障水平和系统综合效率。实现用户侧新型储能灵活多样发展，探索储能融合发展新场景，拓展新型储能应用领域和应用模式。

（一）加大力度发展电源侧新型储能

推动系统友好型新能源电站建设。在新能源资源富集地区，如内蒙古、新疆、甘肃、青海等，以及其他新能源高渗透率地区，重点布局一批配置合理新型储能的系统友好型新能源电站，推动高精度长时间尺度功率预测、智能调度控制等创新技术应用，保障新能源高效消纳利用，提升新能源并网友好性和容量支撑能力。

支撑高比例可再生能源基地外送。依托存量和“十四五”新增跨省跨区输电通道，在东北、华北、西北、西南等地区充分发挥大规模新型储能作用，通过“风光水火储一体化”多能互补模式，促进大规模新能源跨省区外送消纳，提升通道利用率和可再生能源电量占比。

促进沙漠戈壁荒漠大型风电光伏基地开发消纳。配合沙漠、戈壁、荒漠等地区大型风电光伏基地开发，研究新型储能的配置技术、合理规模和运行方式，探索利用可再生能源制氢，支撑大规模新能源外送。

促进大规模海上风电开发消纳。结合广东、福建、江苏、浙江、山东等地区大规模海上风电基地开发，开展海上风电配置新型储能研究，降低海上风电汇集输电通道的容量需求，提升海上风电消纳利用水平和容量支撑能力。

提升常规电源调节能力。推动煤电合理配置新型储能，开展抽汽蓄能示范，提升运行特性和整体效益。探索开展新型储能配合核电调峰调频及多场景应用。探索利用退役火电机组既有厂址和输变电设施建设新型储能或风光储设施。

（二）因地制宜发展电网侧新型储能

提高电网安全稳定运行水平。在负荷密集接入、大规模新能源汇集、大容量直流馈入、调峰调频困难和电压支撑能力不足的关键电网节点合理布局新型储能，充分发挥其调峰、调频、调压、事故备用、爬坡、黑启动等多种功能，作为提升系统抵御突发事件和故障后恢复能力的重要措施。

增强电网薄弱区域供电保障能力。在供电能力不足的偏远地区，如新疆、内蒙古、西藏等地区的电网末端，合理布局电网侧新型储能或风光储电站，提高供电保障能力。在电网未覆盖地区，通过新型储能支撑太阳能、风能等可再生能源开发利用，满足当地用能需求。

延缓和替代输变电设施投资。在输电走廊资源和变电站站址资源紧张地区，如负荷中心地区、临时性负荷增加地区、阶段性供电可靠性需求提高地区等，支持电网侧新型储能建设，延缓或替代输变电设施升级改造，降低电网基础设施综合建设成本。

提升系统应急保障能力。围绕政府、医院、数据中心等重要电力用户，在安全可靠前提下，建设一批移动式或固定式新型储能作为应急备用电源，研究极端情况下对包括电动汽车在内的储能设施集中调用机制，提升系统应急供电保障能力。

（三）灵活多样发展用户侧新型储能

支撑分布式供能系统建设。围绕大数据中心、5G基站、工业园区、公路服务区等终端用户，以及具备条件的农村用户，依托分布式新能源、微电网、增量配网等配置新型储能，探索电动汽车在分布式供能系统中应用，提高用能质量，降低用能成本。

提供定制化用能服务。针对工业、通信、金融、互联网等用电量且对供电可靠性、电能质量要求高的电力用户，根据优化商业模式和系统运行模式需要配置新型储能，支撑高品质用电，提高综合用能效率效益。

提升用户灵活调节能力。积极推动不间断电源、充换电设施等用户侧分散式储能设施建设，探索推广电动汽车、智慧用电设施等双向互动智能充放电技术应用，提升用户灵活调节能力和智能高效用电水平。

（四）开展新型储能多元化应用

推进源网荷储一体化协同发展。通过优化整合本地电源侧、电网侧、用户侧资源，合理配置各类储能，

探索不同技术路径和发展模式，鼓励源网荷储一体化项目开展内部联合调度。

加快跨领域融合发展。结合国家新型基础设施建设，积极推动新型储能与智慧城市、乡村振兴、智慧交通等领域的跨界融合，不断拓展新型储能应用模式。

拓展多种储能形式应用。结合各地区资源条件，以及对不同形式能源需求，推动长时间电储能、氢储能、热（冷）储能等新型储能项目建设，促进多种形式储能发展，支撑综合智慧能源系统建设。

五、完善体制机制，加快新型储能市场化步伐

加快推进电力市场体系建设，明确新型储能独立市场主体地位，营造良好市场环境。研究建立新型储能价格机制，研究合理的成本分摊和疏导机制。创新新型储能商业模式，探索共享储能、云储能、储能聚合等商业模式应用。

（一）营造良好市场环境

推动新型储能参与各类电力市场。加快推进电力中长期交易市场、电力现货市场、辅助服务市场等建设进度，推动储能作为独立主体参与各类电力市场。研究新型储能参与电力市场的准入条件、交易机制和技术标准，明确相关交易、调度、结算细则。

完善适合新型储能的辅助服务市场机制。推动新型储能以独立电站、储能聚合商、虚拟电厂等多种形式参与辅助服务，因地制宜完善“按效果付费”的电力辅助服务补偿机制，丰富辅助服务交易品种，研究开展备用、爬坡等辅助服务交易。

（二）合理疏导新型储能成本

加大“新能源+储能”支持力度。在新能源装机占比高、系统调峰运行压力大的地区，积极引导新能源电站以市场化方式配置新型储能。对于配套建设新型储能或以共享模式落实新型储能的新能源发电项目，结合储能技术水平和系统效益，可在竞争性配置、项目核准、并网时序、保障利用小时数、电力服务补偿考核等方面优先考虑。

完善电网侧储能价格疏导机制。以支撑系统安全稳定高效运行为原则，合理确定电网侧储能的发展规模。建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动储能电站参与电力市场。科学评估新型储能输变电设施投资替代效益，探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。

完善鼓励用户侧储能发展的价格机制。加快落实分时电价政策，建立尖峰电价机制，拉大峰谷价差，引导电力市场价格向用户侧传导，建立与电力现货市场相衔接的需求侧响应补偿机制，增加用户侧储能的收益渠道。鼓励用户采用储能技术减少接入电力系统的增容投资，发挥储能在减少配电网基础设施投资上的积极作用。

（三）拓展新型储能商业模式

探索推广共享储能模式。鼓励新能源电站以自建、租用或购买等形式配置储能，发挥储能“一站多用”的共享作用。积极支持各类主体开展共享储能、云储能等创新商业模式的应用示范，试点建设共享储能交易平台和运营监控系统。

研究开展储能聚合应用。鼓励不间断电源、电动汽车、充换电设施等用户侧分散式储能设施的聚合利用，通过大规模分散小微主体聚合，发挥负荷削峰填谷作用，参与需求侧响应，创新源荷双向互动模式。

创新投资运营模式。鼓励发电企业、独立储能运营商联合投资新型储能项目，通过市场化方式合理分配收益。建立源网荷储一体化和多能互补项目协调运营、利益共享机制。积极引导社会资本投资新型储能项目，建立健全社会资本建设新型储能公平保障机制。

六、做好政策保障，健全新型储能管理体系

鼓励各地结合现有政策机制，加大新型储能技术创新和项目建设支持力度。强化标准的规范引领和安全保障作用，积极建立健全新型储能全产业链标准体系，加快制定新型储能安全相关标准，开展不同应用场景储能标准制修订。加快建立新型储能项目管理机制，规范行业管理，强化安全风险防范。

（一）健全标准体系

完善全产业链标准体系。按照国家能源局、应急管理部、市场监管总局联合印发的《关于加强储能标准化工作的实施方案》要求，充分发挥储能标准化平台作用，建立涵盖新型储能基础通用、规划设计、设备试验、施工验收、并网运行、检测监测、运行维护、安全应急等专业领域，各环节相互支撑、协同发展的标准体系。加强储能标准体系与现行能源电力系统相关标准的有效衔接。深度参与新型储能国际标准制定，提高行业影响力。

加快制定安全相关标准。针对不同技术路线的新型储能设施，研究制定覆盖电气安全、组件安全、电磁兼容、功能安全、网络安全、能量管理、运输安全、安装安全、运行安全、退役管理等全方位安全标准。加快制定电化学储能模组 / 系统安全设计和评测、电站安全管理和消防灭火等相关标准。细化储能电站接入电网和应用场景类型，完善接入电网系统的安全设计、测试验收、应急管理等相关标准。

创新多元化应用技术标准。结合新型储能技术创新和应用场景拓展，及时开展各类标准的制修订工作，统筹技术进步和标准应用的兼容性，兼顾标准创新性和实用性。聚焦新能源配套储能，加快开展储能系统技术要求及并网性能要求等标准制修订，规范新增风电、光伏配置储能要求。研究制定规模化储能集群智慧调控和分布式储能聚合调控的相关标准，提高储能运行效率和系统价值。

专栏5 “十四五”新型储能标准体系重点方向

——**新型储能标准体系**：基础通用、规划设计、设备试验、施工验收、并网运行、检测监测、运行维护、安全应急等领域标准。

——**安全相关重点标准**：储能电站安全设计、安全监测及管理、消防处理、安全应急、系统并网、设备试验检测、电化学储能循环寿命评价、退役电池梯次利用等。

——**多元化应用技术标准**：电化学、压缩空气、超导、飞轮等不同储能技术标准，火电与核电机组抽汽蓄能等依托常规电源的新型储能技术标准，氢（氨）储能、热（冷）储能等创新储能技术标准，多场景智慧调控等技术标准。

（二）完善支持政策

结合首台（套）技术装备示范应用、绿色技术创新体系支持政策，积极推动各地加大支持力度。鼓励各地根据实际需要，对新型储能项目投资建设、并网调度、运行考核等方面给予政策支持。有效利用现有资金渠道，积极支持新型储能关键技术装备产业化及应用项目。支持将新型储能纳入绿色金融体系，推动设立储能发展基金，健全社会资本融资手段。

（三）建立项目管理机制

强化安全风险防范。推动健全新型储能安全生产法律法规和标准规范，完善管理体系，明确产业上下游各环节安全责任主体，强化安全责任落实。针对新型储能项目，尤其是大规模电化学储能电站，加强项目准入、生产与质量控制、设计咨询、施工验收、并网调度、运行维护、退役管理、应急管理、事故处置等环节安全管控和监督，筑牢安全底线。

规范项目建设和运行管理。落实《新型储能项目管理规范（暂行）》，明确新型储能项目备案管理职能，优化备案流程和管理细则。完善新型储能项目建设单位资质资格、设备检测认证机制，提升质量管理水平。推动建立新型储能用地、环保、安全、消防等方面管理机制。督促电网企业明确接网程序，优化调度运行机制，充分发挥储能系统效益。研究与新能源、微电网、综合智慧能源、能源互联网项目配套建设的新型储能项目管理机制。

七、推进国际合作，提升新型储能竞争优势

深入推进新型储能领域国际能源合作，完善合作机制，搭建合作平台，拓展合作领域，实现新型储能技术和产业的高质量引进来和高水平走出去。

（一）完善国际合作机制

按照优势互补、互利共赢的原则，充分发挥政府间多、双边能源合作机制作用，强化与世界银行等国际金融机构合作，搭建新型储能国际合作平台，推进与重点国家新型储能领域合作。

（二）推动技术和产业国际合作

在新型储能前沿领域开展科技研发国际合作，加强国际技术交流和信息共享，探索先进技术引进、产业链供应链合作的共赢机制，研究国内外企业合作新模式，推动国内先进储能技术、标准、装备“走出去”。

八、保障措施

建立健全新型储能多部门协调机制，国家发展改革委、国家能源局加强与有关部门协调，做好与国家能源及各专项规划的统筹衔接，推动建设国家级新型储能大数据平台，提升实施监测和行业管理信息化水平。制定新型储能落实工作方案和政策措施，各省级能源主管部门编制本地区新型储能发展方案，明确进度安排和考核机制，科学有序推进各项任务，并将进展情况抄送国家能源局及派出机构。加强实施情况监督评估，国家能源局派出机构要密切跟踪落实情况，及时总结经验、分析问题，提出滚动修订的意见建议。国家能源局根据监督评估情况对实施方案进行适时调整和优化。

国家发展改革委 国家能源局 关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知

发改能源〔2022〕210号

各省、自治区、直辖市人民政府，新疆生产建设兵团，中央和国家机关有关部门，中央军委后勤保障部，有关中央企业：

《“十四五”现代能源体系规划》已经国务院批复同意，现印发给你们，请认真贯彻落实。

国家发展改革委
国家能源局
2022年1月29日

附件：“十四五”现代能源体系规划

“十四五”现代能源体系规划

能源是人类文明进步的重要物质基础和动力，攸关国计民生和国家安全。当今世界，新冠肺炎疫情影响广泛深远，百年未有之大变局加速演进，新一轮科技革命和产业变革深入发展，全球气候治理呈现新局面，新能源和信息技术紧密融合，生产生活方式加快转向低碳化、智能化，能源体系和发展模式正在进入非化石能源主导的崭新阶段。加快构建现代能源体系是保障国家能源安全，力争如期实现碳达峰、碳中和的内在要求，也是推动实现经济社会高质量发展的重要支撑。本规划根据《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》编制，主要阐明我国能源发展方针、主要目标和任务举措，是“十四五”时期加快构建现代能源体系、推动能源高质量发展的总体蓝图和行动纲领。

第一章 发展环境与形势

经过多年发展，世界能源转型已由起步蓄力期转向全面加速期，正在推动全球能源和工业体系加快演变重构。我国能源革命方兴未艾，能源结构持续优化，形成了多轮驱动的供应体系，核电和可再生能源发展处于世界前列，具备加快能源转型发展的基础和优势；但发展不平衡不充分问题仍然突出，供应链安全和产业链现代化水平有待提升，构建现代能源体系面临新的机遇和挑战。

一、全球能源体系深刻变革

能源结构低碳化转型加速推进。本世纪以来，全球能源结构加快调整，新能源技术水平和经济性大幅提升，风能和太阳能利用实现跃升发展，规模增长了数十倍。全球应对气候变化开启新征程，《巴黎协定》得到国际社会广泛支持和参与，近五年来可再生能源提供了全球新增发电量的约 60%。中国、欧盟、美国、日本等 130 多个国家和地区提出了碳中和目标，世界主要经济体积极推动经济绿色复苏，绿色产业已成为重要投资领域，清洁低碳能源发展迎来新机遇。

能源系统多元化迭代蓬勃演进。能源系统形态加速变革，分散化、扁平化、去中心化的趋势特征日益明显，分布式能源快速发展，能源生产逐步向集中式与分散式并重转变，系统模式由大基地大网络为主逐步向与微电网、智能微网并行转变，推动新能源利用效率提升和经济成本下降。新型储能和氢能有望规模化发展并带动能源系统形态根本性变革，构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统蓄势待发，能源转型技术路线和发展模式趋于多元化。

能源产业智能化升级进程加快。互联网、大数据、人工智能等现代信息技术加快与能源产业深度融合。智慧电厂、智能电网、智能机器人勘探开采等应用快速推广，无人值守、故障诊断等能源生产运行技术信息化智能化水平持续提升。工业园区、城镇社区、公共建筑等领域综合能源服务、智慧用能模式大量涌现，能源系统向智能灵活调节、供需实时互动方向发展，推动能源生产消费方式深刻变革。

能源供需多极化格局深入演变。全球能源供需版图深度调整，进一步呈现消费重心东倾、生产重心西移的态势，近十年来亚太地区能源消费占全球的比重不断提高，北美地区原油、天然气生产增量分别达到全球增量的 80% 和 30% 以上。能源低碳转型推动全球能源格局重塑，众多国家积极发展新能源，加快化石能源清洁替代，带来全球能源供需新变化。

二、我国步入构建现代能源体系的新阶段

能源安全保障进入关键攻坚期。能源供应保障基础不断夯实，资源配置能力明显提升，连续多年保持供需总体平衡有余。“十三五”以来，国内原油产量稳步回升，天然气产量较快增长，年均增量超过 100 亿立方米，油气管道总里程达到 17.5 万公里，发电装机容量达到 22 亿千瓦，西电东送能力达到 2.7 亿千瓦，有力保障了经济社会发展和民生用能需求。但同时，能源安全新旧风险交织，“十四五”时期能源安全保障将进入固根基、扬优势、补短板、强弱项的新阶段。

能源低碳转型进入重要窗口期。“十三五”时期，我国能源结构持续优化，低碳转型成效显著，非化石能源消费比重达到 15.9%，煤炭消费比重下降至 56.8%，常规水电、风电、太阳能发电、核电装机容量分别达到 3.4 亿千瓦、2.8 亿千瓦、2.5 亿千瓦、0.5 亿千瓦，非化石能源发电装机容量稳居世界第一。“十四五”时期是为力争在 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和打好基础的关键时期，必须协同推进能源低碳转型与供给保障，加快能源系统调整以适应新能源大规模发展，推动形成绿色发展方式和生活方式。

现代能源产业进入创新升级期。能源科技创新能力显著提升，产业发展能力持续增强，新能源和电力装备制造能力全球领先，低风速风力发电技术、光伏电池转换效率等不断取得新突破，全面掌握三代核电技术，煤制油气、中俄东线天然气管道、±500 千伏柔性直流电网、±1100 千伏直流输电等重大项目投产，超大规模电网运行控制实践经验不断丰富，总体看，我国能源技术装备形成了一定优势。围绕做好碳达峰、碳中和工作，能源系统面临全新变革需要，迫切要求进一步增强科技创新引领和战略支撑作用，全面提高

能源产业基础高级化和产业链现代化水平。

能源普遍服务进入巩固提升期。“十三五”时期，能源惠民利民成果丰硕，能源普遍服务水平显著提升，“人人享有电力”得到有力保障，全面完成新一轮农网改造升级，大电网覆盖范围内贫困村通动力电比例达到100%，农网供电可靠率总体达到99.8%，建成光伏扶贫电站装机约2600万千瓦，“获得电力”服务水平大幅提升，用能成本持续降低，营商环境不断优化。北方地区清洁取暖率达到65%以上。但同时，能源基础设施和服务水平的城乡差距依然明显，供能品质有待进一步提高。要聚焦更好满足人民日益增长的美好生活需要，助力巩固拓展脱贫攻坚成果同乡村振兴有效衔接，进一步提升能源发展共享水平。

专栏1 “十三五”能源发展主要成就

指标	2015年	2020年	年均/累计
能源消费总量（亿吨标准煤）	43.4	49.8	2.8%
能源消费结构占比其中：煤炭（%）	63.8	56.8	{-7.0}
石油（%）	18.3	18.9	{0.6}
天然气（%）	5.9	8.4	{2.5}
非化石能源（%）	12.0	15.9	{3.9}
一次能源生产量（亿吨标准煤）	36.1	40.8	2.5%
发电装机容量（亿千瓦）	15.3	22.0	7.5%
其中：水电（亿千瓦）	3.2	3.7	2.9%
煤电（亿千瓦）	9.0	10.8	3.7%
气电（亿千瓦）	0.7	1.0	8.2%
核电（亿千瓦）	0.3	0.5	13.0%
风电（亿千瓦）	1.3	2.8	16.6%
太阳能发电（亿千瓦）	0.4	2.5	44.3%
生物质发电（亿千瓦）	0.1	0.3	23.4%
西电东送能力（亿千瓦）	1.4	2.7	13.2%
油气管网总里程（万公里）	11.2	17.5	9.3%

注：① { } 内为五年累计数。②水电包含常规水电和抽水蓄能电站。

第二章 指导方针和主要目标

三、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，加快构建新发展格局，以推动高质量发展为主题，以深化供给侧结构性改革为主线，以改革创新为根本动力，以满足经济社会发展和人民日益增长的美好生活需要为根本目的，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，做好碳达峰、碳中和工作，统筹稳增长和调结构，处理好发展和减排、整体和局部、长远目标和短期目标、政府和市场的关系，着力增强能源供应链安全性和稳定性，

着力推动能源生产消费方式绿色低碳变革，着力提升能源产业链现代化水平，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，加快建设能源强国，为全面建设社会主义现代化国家提供坚实可靠的能源保障。

四、基本原则

保障安全，绿色低碳。统筹发展和安全，坚持先立后破、通盘谋划，以保障安全为前提构建现代能源体系，不断增强风险应对能力，确保国家能源安全。践行绿水青山就是金山银山理念，坚持走生态优先、绿色低碳的发展道路，加快调整能源结构，协同推进能源供给保障与低碳转型。

创新驱动，智能高效。坚持把创新作为引领发展的第一动力，着力增强能源科技创新能力，加快能源产业数字化和智能化升级，推动质量变革、效率变革、动力变革，推进产业链现代化。

深化改革，扩大开放。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，破除制约能源高质量发展的体制机制障碍，坚持实施更大范围、更宽领域、更深层次的对外开放，开拓能源国际合作新局面。

民生优先，共享发展。坚持以人民为中心的发展思想，持续提升能源普遍服务水平，强化民生领域能源需求保障，推动能源发展成果更多更好惠及广大人民群众，为实现人民对美好生活的向往提供坚强能源保障。

五、发展目标

“十四五”时期现代能源体系建设的主要目标是：

——能源保障更加安全有力。到 2025 年，国内能源年综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上，原油年产量回升并稳定在 2 亿吨水平，天然气年产量达到 2300 亿立方米以上，发电装机总容量达到约 30 亿千瓦，能源储备体系更加完善，能源自主供给能力进一步增强。重点城市、核心区域、重要用户电力应急安全保障能力明显提升。

——能源低碳转型成效显著。单位 GDP 二氧化碳排放五年累计下降 18%。到 2025 年，非化石能源消费比重提高到 20% 左右，非化石能源发电量比重达到 39% 左右，电气化水平持续提升，电能占终端用能比重达到 30% 左右。

——能源系统效率大幅提高。节能降耗成效显著，单位 GDP 能耗五年累计下降 13.5%。能源资源配置更加合理，就近高效开发利用规模进一步扩大，输配效率明显提升。电力协调运行能力不断加强，到 2025 年，灵活调节电源占比达到 24% 左右，电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的 3% ~ 5%。

——创新发展能力显著增强。新能源技术水平持续提升，新型电力系统建设取得阶段性进展，安全高效储能、氢能技术创新能力显著提高，减污降碳技术加快推广应用。能源产业数字化初具成效，智慧能源系统建设取得重要进展。“十四五”期间能源研发经费投入年均增长 7% 以上，新增关键技术突破领域达到 50 个左右。

——普遍服务水平持续提升。人民生产生活用能便利度和保障能力进一步增强，电、气、冷、热等多样化清洁能源可获得率显著提升，人均年生活用电量达到 1000 千瓦时左右，天然气管网覆盖范围进一步扩大。城乡供能基础设施均衡发展，乡村清洁能源供应能力不断增强，城乡供电质量差距明显缩小。

展望 2035 年，能源高质量发展取得决定性进展，基本建成现代能源体系。能源安全保障能力大幅提升，绿色生产和消费模式广泛形成，非化石能源消费比重在 2030 年达到 25% 的基础上进一步大幅提高，可再生能源发电成为主体电源，新型电力系统建设取得实质性成效，碳排放总量达峰后稳中有降。

第三章 增强能源供应链稳定性和安全性

强化底线思维，坚持立足国内、补齐短板、多元保障、强化储备，完善产供储销体系，不断增强风险应对能力，保障产业链供应链稳定和经济平稳发展。

六、强化战略安全保障

增强油气供应能力。加大国内油气勘探开发，坚持常非并举、海陆并重，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探，夯实资源接续基础。加快推进储量动用，抓好已开发油田“控递减”和“提高采收率”，推动老油气田稳产，加大新区产能建设力度，保障持续稳产增产。积极扩大非常规资源勘探开发，加快页岩油、页岩气、煤层气开发力度。石油产量稳中有升，力争 2022 年回升到 2 亿吨水平并较长期稳产。天然气产量快速增长，力争 2025 年达到 2300 亿立方米以上。

加强安全战略技术储备。做好煤制油气战略基地规划布局和管控，在统筹考虑环境承载能力等前提下，稳妥推进已列入规划项目有序实施，建立产能和技术储备，研究推进内蒙古鄂尔多斯、陕西榆林、山西晋北、新疆准东、新疆哈密等煤制油气战略基地建设。按照不与粮争地、不与人争粮的原则，提升燃料乙醇综合效益，大力发展纤维素燃料乙醇、生物柴油、生物航空煤油等非粮生物燃料。

七、提升运行安全水平

加强煤炭安全托底保障。优化煤炭产能布局，建设山西、蒙西、蒙东、陕北、新疆五大煤炭供应保障基地，完善煤炭跨区域运输通道和集疏运体系，增强煤炭跨区域供应保障能力。持续优化煤炭生产结构，以发展先进产能为重点，布局一批资源条件好、竞争能力强、安全保障程度高的大型现代化煤矿，强化智能化和安全高效矿井建设，禁止建设高危矿井，加快推动落后产能、无效产能和不具备安全生产条件的煤矿关闭退出。建立健全以企业社会责任储备为主体、地方政府储备为补充、产品储备与产能储备有机结合的煤炭储备体系。

发挥煤电支撑性调节性作用。统筹电力保供和减污降碳，根据发展需要合理建设先进煤电，保持系统安全稳定运行必需的合理裕度，加快推进煤电由主体性电源向提供可靠容量、调峰调频等辅助服务的基础保障性和系统调节性电源转型，充分发挥现有煤电机组应急调峰能力，有序推进支撑性、调节性电源建设。

提升天然气储备和调节能力。统筹推进地下储气库、液化天然气（LNG）接收站等储气设施建设。构建供气企业、国家管网、城镇燃气企业和地方政府四方协同履约新机制，推动各方落实储气责任。同步提高管存调节能力、地下储气库采气调节能力和 LNG 气化外输调节能力，提升天然气管网保供季调峰水平。全面实行天然气购销合同管理，坚持合同化保供，加强供需市场调节，强化居民用气保障力度，优化天然气使用方向，新增天然气量优先保障居民生活需要和北方地区冬季清洁取暖。到 2025 年，全国集约布局的储气能力达到 550 亿~600 亿立方米，占天然气消费量的比重约 13%。

维护能源基础设施安全。加强重要能源设施安全防护和保护，完善联防联控机制，重点确保核电站、水电站、枢纽变电站、重要换流站、重要输电通道、大型能源化工项目等设施安全，加强油气管道保护。全面加强核电安全管理，实行最严格的安全标准和最严格的监管，始终把“安全第一、质量第一”的方针贯穿于核电建设、运行、退役的各个环节，将全链条安全责任落实到人，持续提升在运在建机组安全水平，确保万无一失。继续通过中央预算内投资专项支持煤矿安全改造，提升煤矿安全保障能力。

八、加强应急安全管控

强化重点区域电力安全保障。按照“重点保障、局部坚韧、快速恢复”的原则，以直辖市、省会城市、计划单列市为重点，提升电力应急供应和事故恢复能力。统筹本地电网结构优化和互联输电通道建设，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，加强事故状态下的电网互济支撑。推进本地应急保障电源建设，鼓励具备条件的重要用户发展分布式电源和微电网，完善用户应急自备电源配置，统筹安排城市黑启动电源和公用应急移动电源建设。“十四五”期间，在重点城市布局一批坚强局部电网。

提升能源网络安全管控水平。完善电力监控系统安全防护体系，加强电力、油气行业关键信息基础设施安全保护能力建设。推进北斗全球卫星导航系统等在能源行业的应用。加强网络安全关键技术研究，推动建立能源行业、企业网络安全态势感知和监测预警平台，提高风险分析研判和预警能力。

加强风险隐患治理和应急管控。开展重要设施、重点环节隐患排查治理，强化设备监测和巡视维护，提高对地震地质灾害、极端天气、火灾等安全风险的预测预警和防御应对能力。推进电力应急体系建设，强化地方政府、企业的主体责任，建立电力安全应急指挥平台、培训演练基地、抢险救援队伍和专家库。完善应急预案体系，编制紧急情况下应急处置方案，开展实战型应急演练，提高快速响应能力。建立健全电化学储能、氢能等建设标准，强化重点监管，提升产品本质安全水平和应急处置能力。合理提升能源领域安全防御标准，健全电力设施保护、安全防护和反恐怖防范等制度标准。

专栏2 能源安全保障重点工程

油气勘探开发。立足四川盆地、塔里木盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、松辽盆地、渤海湾盆地、柴达木盆地等重点盆地，加强中西部地区和海域风险勘探，强化东部老区精细勘探。推动准噶尔盆地玛湖、吉木萨尔页岩油，鄂尔多斯盆地页岩油、致密气，松辽盆地大庆古龙页岩油，四川盆地川中古隆起、川南页岩气，塔里木盆地顺北、富满、博孜一大北，鄂西、陕南、滇黔北页岩气，海域渤中、垦利、恩平等油气上产工程。加快推进四川盆地“气大庆”、塔里木盆地“深层油气大庆”、鄂尔多斯亿吨级“油气超级盆地”等标志性工程。加强沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘煤层气勘探开发。开展南海等地区天然气水合物试采。

储气库及LNG接收站。打造华北、东北、西南、西北等数个百亿方级地下储气库群。优先推进重要港址已建、在建和规划的LNG接收站项目。**煤炭储备。**支持符合条件的企业履行社会责任，在煤炭生产地、消费地、铁路交通枢纽、主要中转港口建设煤炭储备。

网络安全管控。加快推进电力监控系统安全防护体系完善工程、电力信息系统密码基础设施建设工程、北斗时空基础设施应用及智能化运营体系工程建设，开展北斗时频网建设，推进重点企业电力北斗综合服务平台建设和终端应用试点。建成电力行业网络安全态势感知平台和全业务、分布式、高仿真的电力行业网络安全仿真验证环境。**风险与应急管控。**初步建成流域水电安全与应急管理信息平台、水电站（大坝）安全和应急管理平台。建设电力安全应急指挥平台。

第四章 加快推动能源绿色低碳转型

坚持生态优先、绿色发展，壮大清洁能源产业，实施可再生能源替代行动，推动构建新型电力系统，促进新能源占比逐渐提高，推动煤炭和新能源优化组合。坚持全国一盘棋，科学有序推进实现碳达峰、碳中和目标，不断提升绿色发展能力。

九、大力发展非化石能源

加快发展风电、太阳能发电。全面推进风电和太阳能发电大规模开发和高质量发展，优先就地就近开

发利用，加快负荷中心及周边地区分散式风电和分布式光伏建设，推广应用低风速风电技术。在风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续整装开发条件、符合区域生态环境保护等要求的地区，有序推进风电和光伏发电集中式开发，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项目建设，积极推进黄河上游、新疆、冀北等多能互补清洁能源基地建设。积极推动工业园区、经济开发区等屋顶光伏开发利用，推广光伏发电与建筑一体化应用。开展风电、光伏发电制氢示范。鼓励建设海上风电基地，推进海上风电向深水区岸区域布局。积极发展太阳能热发电。

因地制宜开发水电。坚持生态优先、统筹考虑、适度开发、确保底线，积极推进水电基地建设，推动金沙江上游、雅砻江中游、黄河上游等河段水电项目开工建设。实施雅鲁藏布江下游水电开发等重大工程。实施小水电清理整改，推进绿色改造和现代化提升。推动西南地区水电与风电、太阳能发电协同互补。到2025年，常规水电装机容量达到3.8亿千瓦左右。

积极安全有序发展核电。在确保安全的前提下，积极有序推动沿海核电项目建设，保持平稳建设节奏，合理布局新增沿海核电项目。开展核能综合利用示范，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，推动核能在清洁供暖、工业供热、海水淡化等领域的综合利用。切实做好核电厂址资源保护。到2025年，核电运行装机容量达到7000万千瓦左右。

因地制宜发展其他可再生能源。推进生物质能多元化利用，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，因地制宜发展生物质能清洁供暖，在粮食主产区和畜禽养殖集中区统筹规划建设生物天然气工程，促进先进生物液体燃料产业化发展。积极推进地热能供热制冷，在具备高温地热资源条件的地区有序开展地热能发电示范。因地制宜开发利用海洋能，推动海洋能发电在近海岛屿供电、深远海开发、海上能源补给等领域应用。

十、推动构建新型电力系统

推动电力系统向适应大规模高比例新能源方向演进。统筹高比例新能源发展和电力安全稳定运行，加快电力系统数字化升级和新型电力系统建设迭代发展，全面推动新型电力技术应用和运行模式创新，深化电力体制改革。以电网为基础平台，增强电力系统资源优化配置能力，提升电网智能化水平，推动电网主动适应大规模集中式新能源和量大面广的分布式能源发展。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。建设智能高效的调度运行体系，探索电力、热力、天然气等多种能源联合调度机制，促进协调运行。以用户为中心，加强供需双向互动，积极推动源网荷储一体化发展。

创新电网结构形态和运行模式。加快配电网改造升级，推动智能配电网、主动配电网建设，提高配电网接纳新能源和多元化负荷的承载力和灵活性，促进新能源优先就地就近开发利用。积极发展以消纳新能源为主的智能微电网，实现与大电网兼容互补。完善区域电网主网架结构，推动电网之间柔性可控互联，构建规模合理、分层分区、安全可靠的电力系统，提升电网适应新能源的动态稳定水平。科学推进新能源电力跨省跨区输送，稳步推广柔性直流输电，优化输电曲线和价格机制，加强送受端电网协同调峰运行，提高全网消纳新能源能力。

增强电源协调优化运行能力。提高风电和光伏发电功率预测水平，完善并网标准体系，建设系统友好型新能源场站。全面实施煤电机组灵活性改造，优先提升30万千瓦级煤电机组深度调峰能力，推进企业

燃煤自备电厂参与系统调峰。因地制宜建设天然气调峰电站和发展储热型太阳能热发电，推动气电、太阳能热发电与风电、光伏发电融合发展、联合运行。加快推进抽水蓄能电站建设，实施全国新一轮抽水蓄能中长期发展规划，推动已纳入规划、条件成熟的大型抽水蓄能电站开工建设。优化电源侧多能互补调度运行方式，充分挖掘电源调峰潜力。力争到2025年，煤电机组灵活性改造规模累计超过2亿千瓦，抽水蓄能装机容量达到6200万千瓦以上、在建装机容量达到6000万千瓦左右。

加快新型储能技术规模化应用。大力推进电源侧储能发展，合理配置储能规模，改善新能源场站出力特性，支持分布式新能源合理配置储能系统。优化布局电网侧储能，发挥储能消纳新能源、削峰填谷、增强电网稳定性和应急供电等多重作用。积极支持用户侧储能多元化发展，提高用户供电可靠性，鼓励电动汽车、不间断电源等用户侧储能参与系统调峰调频。拓宽储能应用场景，推动电化学储能、梯级电站储能、压缩空气储能、飞轮储能等技术多元化应用，探索储能聚合利用、共享利用等新模式新业态。

大力提升电力负荷弹性。加强电力需求侧响应能力建设，整合分散需求响应资源，引导用户优化储用电模式，高比例释放居民、一般工商业用电负荷的弹性。引导大工业负荷参与辅助服务市场，鼓励电解铝、铁合金、多晶硅等电价敏感型高载能负荷改善生产工艺和流程，发挥可中断负荷、可控负荷等功能。开展工业可调节负荷、楼宇空调负荷、大数据中心负荷、用户侧储能、新能源汽车与电网（V2G）能量互动等各类资源聚合的虚拟电厂示范。力争到2025年，电力需求侧响应能力达到最大负荷的3%~5%，其中华东、华中、南方等地区达到最大负荷的5%左右。

专栏3 能源绿色低碳转型工程

<p>水电。建成投产金沙江乌东德（已建成投产）、白鹤滩（部分机组已建成投产），雅砻江两河口（部分机组已建成投产）等水电站。推进金沙江拉哇、大渡河双江口等水电站建设。力争开工金沙江岗托、旭龙，雅砻江牙根二级、孟底沟（已核准开工），大渡河丹巴，黄河羊曲（已核准开工）等水电站。深入开展奔子栏、龙盘、古学等水电站前期论证。实施雅鲁藏布江下游水电开发等重大工程。</p>
<p>核电。建成投产辽宁红沿河5、6号（5号已建成投产）；山东石岛湾高温气冷堆、“国和一号”示范项目；江苏田湾6号（已建成投产）；福建福清5、6号（5号已建成投产），漳州一期1、2号；广东太平岭一期1、2号；广西防城港3、4号等核电机组。</p>
<p>风电和光伏发电。积极推进东部和中部等地区分散式风电和分布式光伏建设，优化推进新疆、青海、甘肃、内蒙古、宁夏、陕北、晋北、冀北、辽宁、吉林、黑龙江等地区陆上风电和光伏发电基地化开发，重点建设广东、福建、浙江、江苏、山东等海上风电基地。</p>
<p>生物质能和地热能。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，建设千万立方米级生物天然气工程。在京津冀、山西、陕西、河南、湖北等区域大力推进中深层地热能供暖制冷，在西藏、川西、青海等高温地热资源丰富地区建设一批地热能发电示范项目。</p>
<p>灵活调节电源。推进桐城、磐安、泰安二期、浑源等抽水蓄能电站建设，开工大雅河、尚志、滦平、徐水、灵寿、美岱、乌海、泰顺（已核准开工）、天台（已核准开工）、建德、桐庐、宁国、岳西、石台、霍山、连云港、洪屏二期、大幕山、平坦原（已核准开工）、紫云山、安化、栗子湾（已核准开工）、哇让、牛首山（已核准开工）、贵阳（石厂坝）、南宁（已核准开工）、黔南（黄丝）、羊林等抽水蓄能电站。开展黄河上游梯级电站大型储能项目研究。在青海、新疆、甘肃、内蒙古等地区推动太阳能热发电与风电、光伏发电配套发展。重点对30万千瓦及以下煤电机组进行灵活性改造，对于调峰困难地区研究推动60万千瓦亚临界煤电机组灵活性改造。</p>

十一、减少能源产业碳足迹

推进化石能源开发生产环节碳减排。推动化石能源绿色低碳开采，强化煤炭绿色开采和洗选加工，加大油气田甲烷采收利用力度，加快二氧化碳驱油技术推广应用。到 2025 年，煤矿瓦斯利用量达到 60 亿立方米，原煤入选率达到 80%。推广能源开采先进技术装备，加快对燃油、燃气、燃煤设备的电气化改造，提高海上油气平台供能中的电力占比。

促进能源加工储运环节提效降碳。推进炼化产业转型升级，严控新增炼油产能，有序推动落后和低效产能退出，延伸产业链，增加高附加值产品比重，提升资源综合利用水平，加快绿色炼厂、智能炼厂建设。推进煤炭分质分级梯级利用。有序淘汰煤电落后产能，“十四五”期间淘汰（含到期退役机组）3000 万千瓦。新建煤矿项目优先采用铁路、水运等清洁化煤炭运输方式。加强能源加工储运设施节能及余能回收利用，推广余热余压、LNG 冷能等余能综合利用技术。

推动能源产业和生态治理协同发展。加强矿区生态环境治理修复，开展煤矸石综合利用。创新矿区循环经济发展模式，探索利用采煤沉陷区、露天矿排土场、废弃露天矿坑、关停高污染矿区发展风电、光伏发电、生态碳汇等产业。因地制宜发展“光伏+”综合利用模式，推动光伏治沙、林光互补、农光互补、牧光互补、渔光互补，实现太阳能发电与生态修复、农林牧渔业等协同发展。

十二、更大力度强化节能降碳

完善能耗“双控”与碳排放控制制度。严格控制能耗强度，能耗强度目标在“十四五”规划期内统筹考核，并留有适当弹性，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制。加强产业布局和能耗“双控”政策衔接，推动地方落实用能预算管理制度，严格实施节能评估和审查制度，坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展，优先保障居民生活、现代服务业、高技术产业和先进制造业等用能需求。加快全国碳排放权交易市场建设，推动能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变。

大力推动煤炭清洁高效利用。“十四五”时期严格合理控制煤炭消费增长。严格控制钢铁、化工、水泥等主要用煤行业煤炭消费。大力推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”，“十四五”期间节能改造规模不低于 3.5 亿千瓦。新增煤电机组全部按照超低排放标准建设、煤耗标准达到国际先进水平。持续推进北方地区冬季清洁取暖，推广热电联产改造和工业余热余压综合利用，逐步淘汰供热管网覆盖范围内的燃煤小锅炉和散煤，鼓励公共机构、居民使用非燃煤高效供暖产品。力争到 2025 年，大气污染防治重点区域散煤基本清零，基本淘汰 35 蒸吨/小时以下燃煤锅炉。

实施重点行业领域节能降碳行动。加强工业领域节能和能效提升，深入实施节能监察、节能诊断，推广节能低碳工艺技术装备，推动重点行业节能改造，加快工业节能与绿色制造标准制修订，开展能效对标达标和能效“领跑者”行动，推进绿色制造。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。加快推进建筑用能电气化和低碳化，推进太阳能、地热能、空气能、生物质能等可再生能源应用。构建绿色低碳交通运输体系，优化调整运输结构，大力发展多式联运，推动大宗货物中长距离运输“公转铁”、“公转水”，鼓励重载卡车、船舶领域使用 LNG 等清洁燃料替代，加强交通运输行业清洁能源供应保障。实施公共机构能效提升工程。推进数据中心、5G 通信基站等新型基础设施领域节能和能效提升，推动绿色数据中心建设。积极推进南方地区集中供冷、长江流域冷热联供。避免“一刀切”限电限产或运动式“减碳”。

提升终端用能低碳化电气化水平。全面深入拓展电能替代，推动工业生产领域扩大电锅炉、电窑炉、

电动力等应用，加强与落后产能置换的衔接。积极发展电力排灌、农产品加工、养殖等农业生产加工方式。因地制宜推广空气源热泵、水源热泵、蓄热电锅炉等新型电采暖设备。推广商用电炊具、智能家电等设施，提高餐饮服务业、居民生活等终端用能领域电气化水平。实施港口岸电、空港陆电改造。积极推动新能源汽车在城市公交等领域应用，到2025年，新能源汽车新车销量占比达到20%左右。优化充电基础设施布局，全面推动车桩协同发展，推进电动汽车与智能电网间的能量和信息双向互动，开展光、储、充、换相结合的新型充换电场站试点示范。

实施绿色低碳全民行动。在全社会倡导节约用能，增强全民节约意识、环保意识、生态意识，引导形成简约适度、绿色低碳的生活方式，坚决遏制不合理能源消费。深入开展绿色低碳社会行动示范创建，营造绿色低碳生活新时尚。大力倡导自行车、公共交通工具等绿色出行方式。大力发展绿色消费，推广绿色低碳产品，完善节能低碳产品认证与标识制度。完善节能家电、高效照明产品等推广机制，以京津冀、长三角、粤港澳等区域为重点，鼓励建立家庭用能智慧化管理系统。

第五章 优化能源发展布局

统筹生态保护和高质量发展，加强区域能源供需衔接，优化能源开发利用布局，提高资源配置效率，推动农村能源转型变革，促进乡村振兴。

十三、合理配置能源资源

完善能源生产供应格局。发挥能源富集地区战略安全支撑作用，加强能源资源综合开发利用基地建设，提升国内能源供给保障水平。加大能源就近开发利用力度，积极发展分布式能源，鼓励风电和太阳能发电优先本地消纳。优化能源输送格局，减少能源流向交叉和迂回，提高输送通道利用率。有序推进大型清洁能源基地电力外送，提高存量通道输送可再生能源电量比例，新建通道输送可再生能源电量比例原则上不低于50%，优先规划输送可再生能源电量比例更高的通道。加强重点区域能源供给保障和互济能力建设，着力解决东北和“两湖一江”（湖北、湖南、江西）等地区煤炭、电力时段性供需紧张问题。

加强电力和油气跨省跨区输送通道建设。稳步推进资源富集区电力外送，加快已建通道的配套电源投产，重点建设金沙江上下游、雅砻江流域、黄河上游和“几”字弯、新疆、河西走廊等清洁能源基地输电通道，完善送受端电网结构，提高交流电网对直流输电通道的支撑。“十四五”期间，存量通道输电能力提升4000万千瓦以上，新增开工建设跨省跨区输电通道6000万千瓦以上，跨省跨区直流输电通道平均利用小时数力争达到4500小时以上。完善原油和成品油长输管道建设，优化东部沿海地区炼厂原油供应，完善成品油管道布局，提高成品油管输比例。加快天然气长输管道及区域天然气管网建设，推进管网互联互通，完善LNG储运体系。到2025年，全国油气管网规模达到21万公里左右。

十四、统筹提升区域能源发展水平

推进西部清洁能源基地绿色高效开发。推动黄河流域和新疆等资源富集区煤炭、油气绿色开采和清洁高效利用，合理控制黄河流域煤炭开发强度与规模。以长江经济带上游四川、云南和西藏等地区为重点，坚持生态优先，优化大型水电开发布局，推进西电东送接续水电项目建设。积极推进多能互补的清洁能源基地建设，科学优化电源规模配比，优先利用存量常规电源实施“风光水（储）”、“风光火（储）”等

多能互补工程，大力发展风电、太阳能发电等新能源，最大化利用可再生能源。“十四五”期间，西部清洁能源基地年综合生产能力增加 3.5 亿吨标准煤以上。

提升东部和中部地区能源清洁低碳发展水平。以京津冀及周边地区、长三角、粤港澳大湾区等为重点，充分发挥区域比较优势，加快调整能源结构，开展能源生产消费绿色转型示范。安全有序推动沿海地区核电项目建设，统筹推进海上风电规模化开发，积极发展风能、太阳能、生物质能、地热能等新能源。大力发展源网荷储一体化。加强电力、天然气等清洁能源供应保障，稳步扩大区外输入规模。严格控制大气污染防治重点区域煤炭消费，在严控炼油产能规模基础上优化产能结构。“十四五”期间，东部和中部地区新增非化石能源年生产能力 1.5 亿吨标准煤以上。

专栏4 区域能源发展重点及基础设施工程大型清洁能源基地。

统筹推进云贵川藏、青海水风光综合开发，重点建设金沙江上下游、雅砻江流域、黄河上游等清洁能源基地，实施雅鲁藏布江下游水电开发等重大工程。依托存量和新增跨省跨区输电通道、火电“点对网”外送通道，推动风光水火储多能互补开发，重点建设黄河“几”字弯、河西走廊、新疆等清洁能源基地。以就地消纳为主，推进松辽、冀北清洁能源基地建设。积极推进东南部沿海地区海上风电集群化开发。**能源低碳转型引领区。**京津冀及周边地区，大力发展分布式光伏，推动地热能资源绿色开发利用，增加由蒙西、山西等地区送入的清洁电力规模，完善环渤海地区LNG储运体系，推进低碳冬奥示范区、雄安智慧能源城市等绿色低碳发展试点示范。长三角地区，稳步推进田湾、三澳等核电建设，大力开发陆上分散式风电和分布式光伏发电，积极发展海上风电，推进沿海LNG接收站扩大规模，加强浙沪、浙苏、苏皖等天然气管道联通。粤港澳大湾区及周边地区，稳步推进惠州核电建设，积极开发海上风电，探索开发海洋能，加快阳江、梅州等抽蓄电站建设，鼓励增加天然气发电规模，完善LNG储运和天然气管网体系，积极推动储能电池应用示范。其他地区，推动中部地区加大可再生能源开发力度和外部引入规模，开展小水电清理整改，推进绿色小水电改造，因地制宜发展分布式光伏发电，建设黄河中下游绿色能源廊道，支持各地区因地制宜开展绿色低碳转型示范。**能源供应保障重点区域。**“两湖一江”地区，优先发展本地可再生能源，有序扩大能源调入规模，建设陕北至湖北（已建成投产）、雅中至江西（已建成投产）、金沙江上游至湖北等输电通道，依托浩吉铁路及其疏运系统合理布局路口煤电，增强能源安全储备能力，建设一批煤炭储备基地。东北地区，积极推进非化石能源开发和多元化利用，完善中俄东线配套支线管网，减缓东北三省煤炭产量下降速度，建设蒙东煤炭供应保障基地，提高滨洲线、集通线运煤能力，结合电力、热力需求有序安排煤电项目建设，加强冬季用煤用电保障。其他地区，加强能源供需衔接，有效解决区域性、时段性供需紧张等问题。**输电通道。**结合清洁能源基地开发和中西部地区电力供需形势，建成投产一批、开工建设一批、研究论证一批多能互补输电通道。**电网主网架。**完善华北、华东、华中区域内特高压交流网架结构，为特高压直流送入电力提供支撑，建设川渝特高压主网架，完善南方电网主网架。**天然气管网。**建设中俄东线管道南段、川气东送二线、西气东输三线中段、西气东输四线、山东龙口—中原文23储气库管道等工程。

十五、积极推动乡村能源变革

加快完善农村和边远地区能源基础设施。提升农村能源基础设施和公共服务水平，实施农村电网巩固提升工程，持续加强脱贫地区农村电网建设，提高农村电力保障水平，推动农村用电电气化升级。提升向边远地区输配电能力，在具备条件的农村地区、边远地区探索建设高可靠性可再生能源微电网。在气源有保障、经济可承受的情况下，有序推动供气设施向农村延伸。支持革命老区重大能源基础设施项目具备条件后按程序尽快启动建设。

加强乡村清洁能源保障。提高农村绿电供应能力，实施千家万户沐光行动、千乡万村驭风行动，积极推动屋顶光伏、农光互补、渔光互补等分布式光伏和分散式风电建设，因地制宜开发利用生物质能和地热能，推动形成新能源富民产业。坚持因地制宜推进北方地区农村冬季清洁取暖，加大电、气、生物质锅炉等清洁供暖方式推广应用力度，在分散供暖的农村地区，就地取材推广户用生物成型燃料炉具供暖。

实施乡村减污降碳行动。积极推动农村生产生活方式绿色转型，推广农用节能技术和产品，加快农业生产、农产品加工、生活取暖、炊事等领域用能的清洁替代。加强农村生产生活垃圾、畜禽粪污的资源化利用，全面实施秸秆综合利用，改善农村人居环境和生态空间。积极稳妥推进散煤治理，加强煤炭清洁化利用。以县域为单位开展绿色低碳发展示范区建设，探索建设“零碳村庄”等示范工程。

第六章 提升能源产业链现代化水平

加快能源领域关键核心技术和装备攻关，推动绿色低碳技术重大突破，加快能源全产业链数字化智能化升级，统筹推进补短板 and 锻长板，加快构筑支撑能源转型变革的先发优势。

十六、增强能源科技创新能力

锻造能源创新优势长板。巩固非化石能源领域技术装备优势，持续提升风电、太阳能发电、生物质能、地热能、海洋能等开发利用的技术水平和经济性，开展三代核电技术优化研究，加强高比例可再生能源系统技术创新和应用。立足绿色低碳技术发展基础和优势，加快推动新型电力系统、新一代先进核能等方面技术突破。提高化石能源清洁高效利用技术水平，加强煤炭智能绿色开采、灵活高效燃煤发电、现代煤化工和生态环境保护技术研究，实施陆上常规油气高效勘探开发和炼化技术攻关。

强化储能、氢能等前沿科技攻关。开展新型储能关键技术集中攻关，加快实现储能核心技术自主化，推动储能成本持续下降和规模化应用，完善储能技术标准和管理体系，提升安全运行水平。适度超前部署一批氢能项目，着力攻克可再生能源制氢和氢能储运、应用及燃料电池等核心技术，力争氢能全产业链关键技术取得突破，推动氢能技术发展和示范应用。加强前沿技术研究，加快推广应用减污降碳技术。

实施科技创新示范工程。依托我国能源市场空间大、工程实践机会多等优势，加大资金和政策扶持力度，重点在先进可再生能源发电和综合利用、小堆及核能综合利用、陆上常规和非常规及海洋油气高效勘探开发、燃气轮机、煤炭清洁高效开发利用等关键核心技术领域建设一批创新示范工程。瞄准新型电力系统、安全高效储能、氢能、新一代核能体系、二氧化碳捕集利用与封存、天然气水合物等前沿领域，实施一批具有前瞻性、战略性的国家重大科技示范项目。

专栏5 科技创新示范工程先进可再生能源发电及综合利用技术。

深远海域海上风电开发、高效光伏电池、光伏建筑一体化（BIPV）、先进生物质燃料、地热能、大型变速抽水蓄能及海水蓄能、海洋能规模化开发利用等技术研发及示范应用，新能源生态环境保护技术。

先进核能技术。三代核电关键技术优化升级示范应用，模块式小型堆、（超）高温气冷堆、低温供热堆、快堆、熔盐堆、海上浮动式核动力平台等技术攻关及示范应用。支持新燃料、新材料等新技术研发应用。支持受控核聚变的前期研发，积极开展国际合作。**新型电力系统技术。**新能源发电并网及主动支撑、大容量远海风电友好送出、柔性直流、直流配电网、煤电机组灵活性改造、V2G、虚拟电厂、微电网等技术研发及示范应用。**安全高效储能。**电化学储能、梯级电站储能、飞轮储能、压缩空气储能和蓄热蓄冷等技术攻关及规模化示范应用，新型储能安全防范技术攻关及示范应用。**氢能。**高效可再生能源氢气制备、储运、应用和燃料电池等关键技术攻关及多元化示范应用。氢能在可再生能源消纳、电网调峰等场景示范应用。氢能、电能、热能等异质能源互联互通示范。**油气勘探开发技术。**深层页岩气、页岩油、海洋深水油气、煤层气勘探开发及示范应用，提升陆上油气采收率。**燃气轮机。**燃气轮机设计、试验、制造、运维检修等关键技术攻关及示范应用。**煤炭清洁高效开发利用技术。**煤炭绿色智能开采、先进燃煤发电、超临界二氧化碳发电、老旧煤电机组延寿升级改造、煤制油、煤制气、先进煤化工等技术研发及示范应用，在晋陕蒙等地区建设二氧化碳捕集利用与封存示范工程。

十七、加快能源产业数字化智能化升级

推动能源基础设施数字化。加快信息技术和能源产业融合发展，推动能源产业数字化升级，加强新一代信息技术、人工智能、云计算、区块链、物联网、大数据等新技术在能源领域的推广应用。积极开展电厂、电网、油气田、油气管网、油气储备库、煤矿、终端用能等领域设备设施、工艺流程的智能化升级，提高能源系统灵活感知和高效生产运行能力。适应数字化、自动化、网络化能源基础设施发展要求，建设智能调度体系，实现源网荷储互动、多能协同互补及用能需求智能调控。

建设智慧能源平台和数据中心。面向能源供需衔接、生产服务等业务，支持各类市场主体发展企业级平台，因地制宜推进园区级、城市级、行业级平台建设，强化共性技术的平台化服务及商业模式创新，促进各级各类平台融合发展。鼓励建设各级各类能源数据中心，制定数据资源确权、开放、流通、交易相关制度，完善数据产权保护制度，加强能源数据资源开放共享，发挥能源大数据在行业管理和社会治理中的服务支撑作用。

实施智慧能源示范工程。以多能互补的清洁能源基地、源网荷储一体化项目、综合能源服务、智能微网、虚拟电厂等新模式新业态为依托，开展智能调度、能效管理、负荷智能调控等智慧能源系统技术示范。推广电力设备状态检修、厂站智能运行、作业机器人替代、大数据辅助决策等技术应用，加快“智能风机”、“智能光伏”等产业创新升级和行业特色应用，推进“智慧风电”、“智慧光伏”建设，推进电站数字化与无人化管理，开展新一代调度自动化系统示范。实施煤矿系统优化工程，因地制宜开展煤矿智能化示范工程建设，建设一批少人、无人示范煤矿。加强油气智能完井工艺攻关，加快智能地震解释、智能地质建模与油藏模拟等关键场景核心技术开发与应用示范。建设能源大数据、数字化管理示范平台。

专栏6 智慧能源示范工程智慧能源新模式新业态。

区域（省）级、市（县）级、园区（居民区）级源网荷储一体化示范，多能互补建设风光储、风光水（储）、风光火（储）一体化示范，智慧城市、智慧园区、美丽乡村等智慧用能示范。

智慧能源平台和数据中心。多能互补集成与智能优化、用能需求智能调控、智慧能源生产服务、智慧能源系统数字孪生等平台和数据中心示范。**智慧风电。**风电智能化运维、故障预警、精细化控制、场群控制等示范应用。**智慧光伏。**光伏电站数字化、无人化管理，设备间互联互通、协同优化，光伏电站智能化调度、运维等示范应用。**智慧水电。**水电智能化建造、多目标运行管理、智能监测和巡查、流域水电综合智慧管理等示范应用。**智慧电厂。**数字化三维协同设计、智能施工管控、数字化移交、先进控制策略、大数据、云计算、物联网、人工智能、5G通信等示范应用。**智能电网。**新一代调度自动化系统、配电网改造和智能化升级等示范应用。**智能油气管网。**油气管网全数字化移交、全智能化运营、全生命周期管理等示范应用。**智慧油气田。**勘探开发一体化智能云网平台、地上地下一体化智能生产管控平台、油气田地面绿色工艺与智能建设优化平台等技术装备及示范应用。**智能化煤矿。**煤矿智能化高效开采、智能化选煤、矿山物联网、危险岗位机器人替代等示范应用。

十八、完善能源科技和产业创新体系

整合优化科技资源配置。以国家战略性需求为导向推进创新体系优化组合，加强能源技术创新平台建设，加快构建能源领域国家实验室，重组国家重点实验室，优化国家能源研发创新平台建设管理。推进科研院所、高等院校和企业科研力量优化配置和资源共享，深化军民科技协同创新。充分发挥社会主义市场经济条件下的新型举国体制优势，深入落实攻关任务“揭榜挂帅”等机制。提升能源核心关键技术产品产业化能力，完善技术要素市场，加强创新链和产业链对接，完善重大自主可控核心技术成果推广应用机制，推动首台（套）重大技术装备示范和推广，促进能源新技术产业化规模化应用。

激发企业和人才创新活力。完善能源技术创新市场导向机制，强化企业创新主体地位，发挥大企业引领支撑作用，构建以企业为主体、市场为导向、产学研用深度融合的技术创新体系。健全知识产权保护运用体制，实施严格的知识产权保护制度。健全能源领域科技人才评价体系，完善充分体现创新要素价值的收益分配机制，全方位为科研人员松绑，优化能源创新创业生态，激发能源行业创新活力。

第七章 增强能源治理效能

深化电力、油气体制机制改革，持续深化能源领域“放管服”改革，加强事中事后监管，加快现代能源市场建设，完善能源法律法规和政策，更多依靠市场机制促进节能减排降碳，提升能源服务水平。

十九、激发能源市场主体活力

放宽能源市场准入。落实外商投资法律法规和市场准入负面清单制度，修订能源领域相关法规文件。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。推进油气勘探开发领域市场化，实行勘查区块竞争出让制度和更加严格的区块退出机制，加快油田服务市场建设。积极稳妥深化能源领域国有企业混合所有制改革，进一步吸引社会投资进入能源领域。

优化能源产业组织结构。建设具有创造创新活力的能源企业。进一步深化电网企业主辅分离、厂网分离改革，推进抽水蓄能电站投资主体多元化。推进油气领域装备制造、工程建设、技术研发、信息服务等竞争性业务市场化改革。深化油气管网建设运营机制改革，引导地方管网以市场化方式融入国家管网公司，支持各类社会资本投资油气管网等基础设施，制定完善管网运行调度规则，促进形成全国“一张网”。推进油气管网设施向第三方市场主体公平开放，提高油气集约输送和公平服务能力，压实各方保供责任。

支持新模式新业态发展。健全分布式电源发展新机制，推动电网公平接入。培育壮大综合能源服务商、电储能企业、负荷集成商等新兴市场主体。破除能源新模式新业态在市场准入、投资运营、参与市场交易等方面存在的体制机制壁垒。创新电力源网荷储一体化和多能互补项目规划建设管理机制，推动项目规划、建设实施、运行调节和管理一体化。培育发展二氧化碳捕集利用与封存新模式。

二十、建设现代能源市场

优化能源资源市场化配置。深化电力体制改革，加快构建和完善中长期市场、现货市场和辅助服务市场有机衔接的电力市场体系。按照支持省域、鼓励区域、推动构建全国统一市场体系的方向推动电力市场建设。深化配售电改革，进一步向社会资本放开售电和增量配电业务，激发存量供电企业活力。创新有利于非化石能源发电消纳的电力调度和交易机制，推动非化石能源发电有序参与电力市场交易，通过市场化方式拓展消纳空间，试点开展绿色电力交易。引导支持储能设施、需求侧资源参与电力市场交易，促进提升系统灵活性。加快完善天然气市场顶层设计，构建有序竞争、高效保供的天然气市场体系，完善天然气交易平台。完善原油期货市场，适时推动成品油、天然气等期货交易。推动全国性和区域性煤炭交易中心协调发展，加快建设统一开放、层次分明、功能齐全、竞争有序的现代煤炭市场体系。

深化价格形成机制市场化改革。进一步完善省级电网、区域电网、跨省跨区专项工程、增量配电网价格形成机制，加快理顺输配电价结构。持续深化燃煤发电、燃气发电、水电、核电等上网电价市场化改革，完善风电、光伏发电、抽水蓄能价格形成机制，建立新型储能价格机制。建立健全电网企业代理购电机制，有序推动工商业用户直接参与电力市场，完善居民阶梯电价制度。研究完善成品油价格形成机制。稳步推

进天然气价格市场化改革，减少配气层级。落实清洁取暖电价、气价、热价等政策。

二十一、加强能源治理制度建设

依法推进能源治理。健全能源法律法规体系，建立以能源法为统领，以煤炭、电力、石油天然气、可再生能源等领域单项法律法规为支撑，以相关配套规章为补充的能源法律法规体系。加强能源新型标准体系建设，制修订支撑引领能源低碳转型的重点领域标准和技术规范，提升能源标准国际化水平，组织开展能源资源计量及其碳排放核算服务示范。深化能源行业执法体制改革，进一步整合执法队伍，创新执法方式，规范自由裁量权，提高执法效能和水平。

强化政策协同保障。立足推动能源绿色低碳发展、安全保障、科技创新等重点任务实施，健全政策制定和实施机制，完善和落实财税、金融等支持政策。落实相关税收优惠政策，加大对可再生能源和节能降碳、创新技术研发应用、低品位难动用油气储量、致密油气田、页岩油、尾矿勘探开发利用等支持力度。落实重大技术装备进口免税政策。构建绿色金融体系，加大对节能环保、新能源、二氧化碳捕集利用与封存等的金融支持力度，完善绿色金融激励机制。加强能源生态环境保护政策引领，依法开展能源基地开发建设规划、重点项目等环境影响评价，完善用地用海政策，严格落实区域“三线一单”（生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单）生态环境分区管控要求。建立可再生能源消纳责任权重引导机制，实行消纳责任考核，研究制定可再生能源消纳增量激励政策，推广绿色电力证书交易，加强可再生能源电力消纳保障。

加强能源监管。优化能源市场监管，加大行政执法力度，维护市场主体合法权益，促进市场竞争公平、交易规范和信息公开，持续优化营商环境。强化能源行业监管，保障国家能源规划、政策、标准和项目有效落地。健全电力安全监管执法体系，推进理顺监管体制，构建监管长效机制，加强项目建设施工和运行安全监管。健全能源行业自然垄断环节监管体制机制，加强公平开放、运行调度、服务价格、社会责任等方面的监管。创新监管方式，构建统一规范、信息共享、协同联动的监管体系，全面实施“双随机、一公开”监管模式，推动构建以信用为基础的新型监管机制。

专栏7 电力和油气领域重点改革任务

持续深化电力中长期交易机制建设。推动各地制修订电力中长期交易规则。推动符合条件的各类市场主体参与交易。丰富交易品种，优化交易组织流程，缩短交易周期，增加交易频次，建立分时段签约交易机制，健全偏差考核机制。**稳妥推进电力现货市场建设。**推动具备条件的试点地区转入长周期运行，有序扩大现货试点范围。鼓励电网连接紧密的相邻省（区、市）现货市场融合发展。**完善电力辅助服务市场机制。**丰富辅助服务交易品种，推动储能设施、虚拟电厂、用户可中断负荷等灵活性资源参与辅助服务，研究爬坡等交易品种。建立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。建立健全跨省跨区辅助服务市场机制，推动送受两端辅助服务资源共享。**加快建设全国统一电力市场体系。**优化电力市场总体设计，健全多层次统一电力市场体系，探索在南方、长三角、京津冀、东北等地区开展区域电力市场建设试点。分步放开跨省跨区发用电计划，探索非化石能源发电企业与售电公司或大用户开展跨省跨区点对点交易。**积极推进分布式发电市场化交易。**支持分布式发电与同一配电网区域的电力用户就近交易，完善支持分布式发电市场化交易的价格政策及市场规则。**深化配售电改革。**推动落实增量配电企业在配电区域内拥有与电网企业同等的权利和义务，研究完善增量配电网配电价格形成机制。完善售电主体准入和退出机制，推动售电主体参与各类市场交易，理顺购售电电费结算关系。**放开上游勘查开采市场。**全面实施矿业权竞争性出让。严格区块退出。推动油气地质资料汇交利用。推动工程技术、工程建设和装备制造业务专业化重组，作为独立市场主体参与竞争。**深化油气管网改革。**推进省级管网产销分离。完善管网调度运营规则，建立健全管容分配、托运商等制度。推动城镇燃气管网输和供气层级。**推进下游竞争性环节改革。**支持大用户与气源企业签订直供或直销合同，降低用气成本。

第八章 构建开放共赢能源国际合作新格局

以共建“一带一路”为引领，积极参与全球能源治理，坚持绿色低碳转型发展，加强应对气候变化国际合作，实施更大范围、更宽领域、更深层次能源开放合作，实现开放条件下的能源安全。

二十二、拓展多元合作新局面

巩固拓展海外能源资源保障能力。完善海外主要油气产区合作，优化资产配置。持续巩固推动与重点油气资源国的合作，加强与重点油气消费国的交流，促进海外油气项目健康可持续发展，以油气领域务实合作促进与资源国共同发展。

增强进口多元化和安全保障能力。巩固和拓展与油气等能源资源出口大国互利共赢合作。增强油气国际贸易运营能力。加强跨国油气通道运营与设施联通，确保油气安全稳定供应与平稳运行。与相关国家加强沟通协调，共同维护能源市场安全。

二十三、深度参与全球能源转型变革

推进能源变革与低碳合作。建设绿色丝绸之路，深化与发展中国家绿色产能合作，积极推动风电、太阳能发电、储能、智慧电网等领域合作。与周边国家和地区在电网互联及升级改造方面加强合作。推动核电国际合作。大力支持发展中国家能源绿色低碳发展，不再新建境外煤电项目。积极探索与发达国家、东道国和跨国公司开展三方、多方合作的有效途径，建成一批经济效益好、示范效应强的绿色能源最佳实践项目。

加强科技创新合作。加强与有关国家在先进能源技术和解决方案等方面的务实合作，重点在高效低成本新能源发电、先进核电、氢能、储能、节能、二氧化碳捕集利用与封存等先进技术领域开展合作。积极参与能源国际标准制定，加快我国能源技术、标准的国际融合。

二十四、积极参与全球能源治理体系改革和建设

推动完善全球能源治理体系。运营好“一带一路”能源合作伙伴关系合作平台，办好国际能源变革论坛。在中国—东盟、中国—非盟、中国—中东欧、中国—东盟等相关能源合作平台和亚太经合组织（APEC）可持续能源中心指导下，加强联合研究，拓展培训交流。加强与国际能源署、国际可再生能源署、石油输出国组织（OPEC）、国际能源论坛、清洁能源部长会议等国际组织和机制合作，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合作。

加强能源领域应对气候变化国际合作。坚持共同但有区别的责任原则，推动中美清洁能源合作，深化中欧能源技术创新合作，形成能源领域应对气候变化和推动绿色发展合力，推动落实《联合国气候变化框架公约》及其《巴黎协定》。积极开展能源领域气候变化南南合作，进一步加强与其他发展中国家能源绿色发展合作，支持发展中国家落实联合国2030年可持续发展议程，提升能源领域应对气候变化能力，彰显我积极参与全球气候治理的大国担当。

第九章 加强规划实施与管理

加强对本规划实施的组织、协调和督导，建立健全规划实施监测评估、考核监督机制。

二十五、加强组织领导

加强党的全面领导，增强“四个意识”、坚定“四个自信”、做到“两个维护”，全面贯彻落实党中央、国务院决策部署，强化督导落实、工作统筹和协同联动。加强能源规划与经济社会发展及其他规划的衔接，统筹自然保护地、生态保护红线与能源开发布局，切实发挥国家能源规划对全国能源发展、重大项目布局、公共资源配置、社会资本投向的战略导向作用，完善规划引导约束机制。

二十六、落实责任分工

按照党中央、国务院统一部署，建立健全国家能源委员会统筹协调、有关部门协同推动、各省级政府和重点能源企业细化落实的规划实施工作机制。国家发展改革委、国家能源局要制定本规划实施方案，确定年度目标并加强年度综合平衡。各地区要根据国家规划确定的重要目标、重点任务、重大工程、重点项目，制定具体工作方案，细化时间表、路线图、优先序，提出分年滚动工作计划安排。各有关部门要根据职责分工细化任务举措，加强资金、用地等对重大能源项目的支持保障力度，及时研究解决实施中遇到的问题。国家能源委员会办公室要切实履行职责，确保规划有力推进、有效实施。

二十七、加强监测评估

国家发展改革委、国家能源局牵头组织开展规划实施情况的年度监测分析、中期评估和总结评估。建立规划动态评估机制和重大情况报告制度，严格评估程序，通过委托第三方机构开展评估等方式，对规划滚动实施提出建议，及时总结经验、分析问题、制定对策。加强规划实施情况评估成果应用，健全规划调整修订机制。重要情况及时向国务院报告。

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、地热能和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、生物天然气等清洁燃料接入油气管网，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管理程序。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

国家发展改革委办公厅关于开展 抽水蓄能定价成本监审工作的通知

发改办价格〔2022〕130号

北京市、河北省、山西省、内蒙古自治区、辽宁省、吉林省、江苏省、浙江省、安徽省、福建省、江西省、山东省、河南省、湖北省、湖南省、广东省、海南省发展改革委，国网新源控股有限公司、南方电网调峰调频发电有限公司、内蒙古呼和浩特抽水蓄能发电有限责任公司、宁波溪口抽水蓄能电站有限公司、江苏沙河抽水蓄能发电有限公司、江苏国信溧阳抽水蓄能发电有限公司、湖北正源电力集团有限公司：

为科学核定容量电价，促进抽水蓄能电站加快发展，根据《政府制定价格成本监审办法》（国家发展改革委令第8号）和《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）等有关规定，决定对在运抽水蓄能电站开展定价成本监审。现将有关事项通知如下：

一、成本监审对象

全国31家在运抽水蓄能电站（附件1）。

二、成本监审范围和期间

（一）范围：抽水蓄能电站成本费用支出及相关参数指标。

（二）期间：2015至2020年度。2015年以后投运电站监审期间为成立以来至2020年度。

三、工作组织和安排

本次成本监审工作由国家发展改革委统一组织实施，国家能源局配合，必要时请地方发展改革委支持。国家发展改革委组织相关地方同志组成专班和第三方会计师事务所在北京集中审核，相关省份发展改革委根据需要负责现场抽查当地电站提供的资产卡片、会计凭证等材料。具体人员组成在实地审核工作时另行通知。监审组将视疫情形势变化，采用“线上+线下”等方式灵活履行资料初审、实地审核、意见告知、出具报告等程序。

四、工作要求

（一）对抽水蓄能电站要求。各抽水蓄能电站要加强统筹协调，按照要求准备相关基础资料（附件2），填报调查表（附件3）。审核过程中积极做好配合工作，及时提供所需佐证材料。请于2022年3月4日前将相关资料通过邮箱报送我委（价格司）。拒绝提供成本监审所需资料，或提供资料不真实、不完整的，将按照《政府制定价格成本监审办法》有关规定严肃处理。

（二）对监审人员要求。监审人员要严守工作纪律，完整记录工作进展，保存审核过程表和工作底稿，遇到重要问题要及时上报，通过集体讨论决定。要做好与企业的沟通，广泛听取意见建议，确保监审结果客观、公正、合理。

联系人：张希圆 010-68502853

电子邮箱：chengbenchu@ndrc.gov.cn

附件：成本监审抽水蓄能电站名单

国家发展改革委办公厅

2022年2月22日

附件

成本监审抽水蓄能电站名单

序号	企业名称	电站名称	所在省份
1	国网新能源控股有限公司潘家口蓄能电厂	河北潘家口电厂	河北
2	国网新能源控股有限公司北京十三陵蓄能电厂	北京十三陵电厂	北京
3	华东天荒坪抽水蓄能有限责任公司	浙江天荒坪电站	浙江
4	安徽省响洪甸蓄能发电有限责任公司	安徽响洪甸电站	安徽
5	国网新能源控股有限公司回龙分公司	河南回龙电站	河南
6	国网新能源控股有限公司白山抽水蓄能电站	吉林白山电站	吉林
7	华东桐柏抽水蓄能发电有限责任公司	浙江桐柏电站	浙江
8	山东泰山抽水蓄能电站有限责任公司	山东泰安电站	山东
9	华东琅琊山抽水蓄能有限责任公司	安徽琅琊山电站	安徽
10	华东宜兴抽水蓄能有限公司	江苏宜兴电站	江苏
11	河北张河湾蓄能发电有限责任公司	河北张河湾电站	河北
12	湖南黑麋峰抽水蓄能有限公司	湖南黑麋峰电站	湖南
13	湖北白莲河抽水蓄能有限公司	湖北白莲河电站	湖北
14	河南国网宝泉抽水蓄能有限公司	河南宝泉电站	河南
15	山西西龙池抽水蓄能电站有限责任公司	山西西龙池电站	山西
16	辽宁蒲石河抽水蓄能有限公司	辽宁蒲石河电站	辽宁
17	安徽响水涧抽水蓄能有限公司	安徽响水涧电站	安徽
18	福建仙游抽水蓄能有限公司	福建仙游电站	福建
19	江西洪屏抽水蓄能有限公司	江西洪屏电站	江西
20	浙江仙居抽水蓄能有限公司	浙江仙居电站	浙江
21	安徽绩溪抽水蓄能有限公司	安徽绩溪电站	安徽
22	宁波溪口抽水蓄能电站有限公司	浙江溪口电站	浙江
23	广东蓄能发电有限公司	广州抽水蓄能电站二期	广东
24	惠州蓄能发电有限公司	惠州抽水蓄能电站	广东
25	清远蓄能发电有限公司	清远抽水蓄能电站	广东
26	深圳蓄能发电有限公司	深圳抽水蓄能电站	广东
27	海南蓄能发电有限公司	海南琼中抽水蓄能电站	海南
28	江苏沙河抽水蓄能发电有限公司	沙河抽水蓄能电站	江苏
29	江苏国信溧阳抽水蓄能发电有限公司	溧阳抽水蓄能电站	江苏
30	湖北正源电力集团有限公司天堂抽水蓄能分公	天堂抽蓄电站	湖北
31	内蒙古呼和浩特抽水蓄能发电有限责任公司	呼和浩特抽水蓄能电站	内蒙古

国家发展改革委等部门 关于推进共建“一带一路”绿色发展的意见

发改开放〔2022〕408号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团推进“一带一路”建设工作领导小组，推进“一带一路”建设工作领导小组成员单位，银保监会、证监会、铁路局、民航局：

推进共建“一带一路”绿色发展，是践行绿色发展理念、推进生态文明建设的内在要求，是积极应对气候变化、维护全球生态安全的重大举措，是推进共建“一带一路”高质量发展、构建人与自然生命共同体的重要载体。共建“一带一路”倡议提出以来，特别是习近平总书记提出建设绿色丝绸之路5年来，共建“一带一路”绿色发展取得积极进展，理念引领不断增强，交流机制不断完善，务实合作不断深化，我国成为全球生态文明建设的重要参与者、贡献者、引领者。同时，共建“一带一路”绿色发展面临的风险挑战依然突出，生态环保国际合作水平有待提升，应对气候变化约束条件更为严格。为进一步推进共建“一带一路”绿色发展，让绿色切实成为共建“一带一路”的底色，经推进“一带一路”建设工作领导小组同意，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历次全会精神，深入贯彻习近平生态文明思想和习近平总书记关于共建“一带一路”的系列重要讲话精神，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，坚持稳字当头、稳中求进，按照第三次“一带一路”建设座谈会会议要求，践行共商共建共享原则，以高标准、可持续、惠民生为目标，坚持绿水青山就是金山银山，坚持人与自然和谐共生，建设更紧密的绿色发展伙伴关系，推动构建人与自然生命共同体。

（二）基本原则。绿色引领，互利共赢。以绿色发展理念为引领，注重经济社会发展与生态环境保护相协调，不断充实完善绿色丝绸之路思想内涵和理念体系。坚持多边主义，坚持共同但有区别的责任原则和各自能力原则，充分尊重共建“一带一路”国家实际，互学互鉴，携手合作，促进经济社会发展与生态环境保护相协调，共享绿色发展成果。

政府引导，企业主体。积极发挥政府引导作用，完善绿色发展政策支撑，搭建绿色交流合作平台，建立环境风险防控体系。更好发挥企业主体作用，压实企业生态环境保护主体责任，健全市场机制，调动企业参与共建“一带一路”绿色发展的积极性，鼓励全社会共同参与。

统筹推进，示范带动。坚持系统观念，加强部门、地方、企业联动，完善共建“一带一路”绿色发展顶层设计和标准体系，统筹推进绿色基建、绿色能源、绿色交通、绿色金融等领域合作。完善绿色发展合作平台，扎实开展绿色领域重点项目，形成示范带动效应。

依法依规，防范风险。严格遵守东道国生态环保法律法规和规则标准，高度重视当地民众绿色发展和生态环保诉求。坚持危地不往、乱地不去，严防严控企业海外无序竞争。强化境外项目环境风险防控，加强企业能力建设，切实保障生态安全。

（三）主要目标。到2025年，共建“一带一路”生态环保与气候变化国际交流合作不断深化，绿色丝绸之路理念得到各方认可，绿色基建、绿色能源、绿色交通、绿色金融等领域务实合作扎实推进，绿色示范项目引领作用更加明显，境外项目环境风险防范能力显著提升，共建“一带一路”绿色发展取得明显成效。

到2030年，共建“一带一路”绿色发展理念更加深入人心，绿色发展伙伴关系更加紧密，“走出去”企业绿色发展能力显著增强，境外项目环境风险防控体系更加完善，共建“一带一路”绿色发展格局基本形成。

二、统筹推进绿色发展重点领域合作

（四）加强绿色基础设施互联互通。引导企业推广基础设施绿色环保标准和最佳实践，在设计阶段合理选址选线，降低对各类保护区和生态敏感脆弱区的影响，做好环境影响评价工作，在建设期和运行期实施切实可行的生态环境保护措施，不断提升基础设施运营、管理和维护过程中的绿色低碳发展水平。引导企业在建设境外基础设施过程中采用节能节水标准，减少材料、能源和水资源浪费，提高资源利用率，降低废弃物排放，加强废弃物处理。

（五）加强绿色能源合作。深化绿色清洁能源合作，推动能源国际合作绿色低碳转型发展。鼓励太阳能发电、风电等企业“走出去”，推动建成一批绿色能源最佳实践项目。深化能源技术装备领域合作，重点围绕高效低成本可再生能源发电、先进核电、智能电网、氢能、储能、二氧化碳捕集利用与封存等开展联合研究及交流培训。

（六）加强绿色交通合作。加强绿色交通领域国际合作，助力共建“一带一路”国家发展绿色交通。积极推动国际海运和国际航空低碳发展。推广新能源和清洁能源车船等节能低碳型交通工具，推广智能交通中国方案。鼓励企业参与境外铁路电气化升级改造项目，巩固稳定提升中欧班列良好发展态势，发展多式联运和绿色物流。

（七）加强绿色产业合作。鼓励企业开展新能源产业、新能源汽车制造等领域投资合作，推动“走出去”企业绿色低碳发展。鼓励企业赴境外设立聚焦绿色低碳领域的股权投资基金，通过多种方式灵活开展绿色产业投资合作。

（八）加强绿色贸易合作。持续优化贸易结构，大力发展高质量、高技术、高附加值的绿色产品贸易。加强节能环保产品和服务进出口。

（九）加强绿色金融合作。在联合国、二十国集团等多边合作框架下，推广与绿色投融资相关的自愿准则和最佳经验，促进绿色金融领域的能力建设。用好国际金融机构贷款，撬动民间绿色投资。鼓励金融机构落实《“一带一路”绿色投资原则》。

（十）加强绿色科技合作。加强绿色技术科技攻关和推广应用，强化基础研究和前沿技术布局，加快先进适用技术研发和推广，鼓励企业优先采用低碳、节能、节水、环保的材料与技术工艺。发挥“一带一路”科技创新行动计划等机制作用，支持在绿色技术领域开展人文交流、联合研究、平台建设等合作，实施

面向可持续发展的技术转移专项行动，建设“一带一路”绿色技术储备库，推动绿色科技合作网络与基地建设。

（十一）加强绿色标准合作。积极参与国际绿色标准制定，加强与共建“一带一路”国家绿色标准对接。鼓励行业协会等机构制定发布与国际接轨的行业绿色标准、规范及指南。

（十二）加强应对气候变化合作。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》，积极寻求与共建“一带一路”国家应对气候变化“最大公约数”，加强与有关国家对话交流合作，推动建立公平合理、合作共赢的全球气候治理体系。继续实施“一带一路”应对气候变化南南合作计划，推进低碳示范区建设和减缓、适应气候变化项目实施，提供绿色低碳和节能环保等应对气候变化相关物资援助，帮助共建“一带一路”国家提升应对气候变化能力。

三、统筹推进境外项目绿色发展

（十三）规范企业境外环境行为。压实企业境外环境行为主体责任，指导企业严格遵守东道国生态环保相关法律法规和标准规范，鼓励企业参照国际通行标准或中国更高标准开展环境保护工作。加强企业依法合规经营能力建设，鼓励企业定期发布环境报告。指导有关行业协会、商会建立企业境外投资环境行为准则，通过行业自律引导企业规范环境行为。

（十四）促进煤电等项目绿色低碳发展。全面停止新建境外煤电项目，稳慎推进在建境外煤电项目。推动建成境外煤电项目绿色低碳发展，鼓励相关企业加强煤炭清洁高效利用，采用高效脱硫、脱硝、除尘以及二氧化碳捕集利用与封存等先进技术，升级节能环保设施。研究推动钢铁等行业国际合作绿色低碳发展。

四、统筹完善绿色发展支撑保障体系

（十五）完善资金支撑保障。有序推进绿色金融市场双向开放，鼓励金融机构和相关企业开展绿色融资，支持国际金融组织和跨国公司在境内发行绿色债券、开展绿色投资。

（十六）完善绿色发展合作平台支撑保障。进一步完善“一带一路”绿色发展国际联盟，积极搭建“一带一路”绿色发展政策对话和沟通平台，不断提升国际影响力。加强“一带一路”生态环保大数据服务平台建设，加强生态环境及应对气候变化相关信息共享、技术交流合作，强化生态环保法律法规和国际通行规则研究。发挥“一带一路”能源合作伙伴关系、“一带一路”可持续城市联盟等合作平台作用，建立多元交流与合作平台。

（十七）完善绿色发展能力建设支撑保障。支持环境技术交流与转移基地、绿色技术示范推广基地和绿色科技园区等平台建设，强化科技创新能力保障，加强“一带一路”环境技术交流与转移中心（深圳）示范作用。实施绿色丝路使者计划，加强环境管理人员和专业技术人才互动交流，提升共建“一带一路”国家环保能力和水平。开展共建“一带一路”绿色发展专题培训，提高对共建“一带一路”绿色发展的人才支持力度。建设绿色丝绸之路新型智库，构建共建“一带一路”绿色发展智力支撑体系。

（十八）完善境外项目环境风险防控支撑保障。指导企业提高环境风险意识，加强境外项目环境管理，做好境外项目投资建设前的环境影响评价，及时识别和防范环境风险，采取有效的生态环保措施。组织编制重点行业绿色可持续发展指南，引导企业切实做好境外项目环境影响管理工作。通过正面引导、跟踪服务等多种措施，加强项目建设运营期环境指导和服务。

五、统筹加强组织实施

(十九) 加强组织领导。加强党对共建“一带一路”绿色发展工作的集中统一领导。推进“一带一路”建设工作领导小组办公室要加强对共建“一带一路”绿色发展工作的统筹协调和系统推进。各地方和有关部门要把共建“一带一路”绿色发展工作摆上重要位置，加强领导、统一部署，确保相关重点任务及时落地见效。

(二十) 加强宣传引导。加强和改进“一带一路”国际传播工作，及时澄清、批驳负面声音和不实炒作；强化正面舆论引导，讲好共建“一带一路”绿色发展“中国故事”。

(二十一) 加强跟踪评估。推进“一带一路”建设工作领导小组办公室要加强共建“一带一路”绿色发展各项任务的指导规范，及时掌握进展情况，适时组织开展评估。各地方和有关部门贯彻落实情况要及时报送推进“一带一路”建设工作领导小组办公室。

国家发展改革委
外交部
生态环境部
商务部

2022年3月16日

国家发展改革委关于核定宁绍、酒湖、锡泰 特高压直流工程输电价格的通知

发改价格〔2022〕558号

江苏省、浙江省、湖南省、内蒙古自治区、甘肃省、宁夏回族自治区发展改革委，国家电网公司：

根据《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》（发改价格规〔2021〕1455号），经研究，现就宁绍、酒湖、锡泰特高压直流工程输电价格有关事项通知如下：

一、宁绍特高压直流输电价格为每千瓦时 4.88 分（含税，含输电环节线损，线损率 4.26%）。

二、酒湖特高压直流输电价格为每千瓦时 6.37 分（含税，含输电环节线损，线损率 4.14%）。

三、锡泰特高压直流输电价格为每千瓦时 4.83 分（含税，含输电环节线损，线损率 3.32%）。

四、上述工程实际运行中输电线损率超过定价线损率带来的风险由电网企业承担，低于核价线损率产生的收益由电网企业和电力用户各分享 50%。

五、电网企业要于每年 6 月底前，向我委报送上一年度工程资产、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等与输电价格相关的数据及有关情况。

本通知自 2022 年 5 月 1 日起执行。

国家发展改革委
2022 年 4 月 8 日

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

附件：《电力可靠性管理办法（暂行）》

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 水河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、动态风险评价等工作。

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常岛、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和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风险 and 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 24 号) 同时废止。

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、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

国家发展改革委关于印发《城市燃气管道等老化更新改造和保障性安居工程中央预算内投资专项管理暂行办法》的通知

发改投资规〔2022〕910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：

为规范中央预算内投资支持城市燃气管道等老化更新改造和保障性安居工程建设有关项目管理，提高资金使用效益，推进中央预算内投资管理制度化、规范化、科学化，我们研究制定了《城市燃气管道等老化更新改造和保障性安居工程中央预算内投资专项管理暂行办法》，现印发给你们，请按照执行。

国家发展改革委
2022年6月14日

附件：城市燃气管道等老化更新改造和保障性安居工程中央预算内投资专项管理暂行办法

城市燃气管道等老化更新改造和保障性安居工程 中央预算内投资专项管理暂行办法

第一章 总则

第一条 为规范中央预算内投资支持城市（含县城，下同）燃气管道等老化更新改造和保障性安居工程建设有关项目管理，提高资金使用效益，推进中央预算内投资管理制度化、规范化、科学化，根据《政府投资条例》、《中央预算内投资补助和贴息项目管理办法》（国家发展和改革委员会令2016年第45号）、《国家发展改革委关于规范中央预算内投资资金安排方式及项目管理的通知》（发改投资规〔2020〕518号）等有关规定，制定本办法。

第二条 城市燃气管道等老化更新改造和保障性安居工程中央预算内投资专项（以下简称“本专项”）对符合条件的项目予以支持，推进城市燃气管道等老化更新改造，加强市政基础设施体系化建设，保障安全运行，促进城市高质量发展；推动保障性安居工程建设，改善住房困难群众居住条件，推动解决符合条件的无房新市民、青年人等群体的住房困难问题。

第三条 本专项原则上采用切块方式。综合考虑有关因素，确定各省、自治区、直辖市、计划单列市（以下简称“各省”）中央预算内投资年度切块规模，由各省发展改革部门在规定时限内将切块资金分解下达到具体项目，并上报备案。

第四条 对于已经足额安排的项目不得重复申请本专项中央预算内投资。同一项目不得重复申请不同类别的中央预算内投资，不得同时申请其他中央财政资金。中央预算内投资应用于计划新开工或续建项目，不得用于已完工项目。

第二章 支持范围和标准

第五条 本专项支持范围如下：

（一）城市燃气管道等老化更新改造。按照《城市燃气管道等老化更新改造实施方案（2022—2025年）》有关要求，更新改造材质落后、使用年限较长、运行环境存在安全隐患，不符合相关标准规范的城市燃气、供水、排水、供热等老化管道和设施。重点包括：

1. 建筑区划内居民共有的燃气立管、庭院管道和设施老化更新改造；
2. 居民户内更换燃气橡胶软管、需加装的燃气安全装置；
3. 政府所属燃气市政管道、厂站和设施老化更新改造；
4. 其他政府所属或建筑区划内居民共有的城市供水、排水、供热等管道和设施老化更新改造。

中央预算内投资不得用于产权归属于专业经营单位和工商业用户的城市燃气管道等老化更新改造。国家发展改革委将根据有关工作部署要求、专项投资规模等，对年度纳入专项支持范围的项目类型进行必要调整。各地可结合实际，在支持范围内进一步细化支持内容。

（二）保障性安居工程。

1. 城市、县城（城关镇）老旧小区改造配套基础设施建设；
2. 人口净流入的大城市新建、改建保障性租赁住房及其配套基础设施建设，投入企业的中央预算内投资，应用于保障性租赁住房配套基础设施建设；
3. 各类棚户区改造等保障性安居工程配套基础设施建设和国有工矿、林业、垦区棚户区改造，其中采取货币化安置的棚户区改造项目，可安排集中安置片区的配套基础设施建设；
4. 新筹集集中片区公租房配套基础设施建设；
5. 按照党中央、国务院部署，开展的其他保障性安居工程建设任务及其配套基础设施建设。

保障性安居工程配套基础设施主要包括：小区内的燃气、排水、供水、供热、道路、供电、绿化、照明、围墙、垃圾收储等基础设施，小区的养老托育、无障碍、停车、充电桩、便民等公共服务设施，与小区相关的燃气、排水、供水、供热、道路和公共交通、通信、供电、停车库（场）、充电桩等城镇基础设施项目。原则上不得用于主干道、主管网、综合管廊、广场、城市公园等与小区不相关的城镇基础设施项目。

第六条 国家发展改革委确定年度各省城市燃气管道等老化更新改造中央预算内投资计划规模，主要依据以下因素：

- （一）各省当年和上一年度城市燃气管道等老化更新改造计划；
- （二）各省城市燃气管道等老化更新改造项目储备情况；

- (三) 考虑东中西和东北地区等区域差异;
- (四) 各省上一年投资计划执行、监督检查和审计情况;
- (五) 按照党中央、国务院部署, 需要考虑的其他因素。

第七条 国家发展改革委确定年度各省保障性安居工程中央预算内投资计划规模, 主要依据以下因素:

- (一) 各省当年和上一年度住房保障工作目标任务计划;
- (二) 各省保障性安居工程建设项目储备情况;
- (三) 考虑东中西和东北地区等区域差异;
- (四) 考虑不同类型保障性安居工程配套基础设施建设差异;
- (五) 各省上一年投资计划执行、监督检查和审计情况;
- (六) 按照党中央、国务院部署, 需要考虑的其他因素。

第八条 投资补助标准具体如下:

(一) 城市燃气管道等老化更新改造项目。补助资金原则上按照东部、中部、西部、东北地区分别不高于对应非专业经营单位和工商业用户产权的老化更新改造投资(不包括征地拆迁费用)的 30%、45%、60%、60% 控制, 四省涉藏州县和南疆四地州原则上按不高于 80% 控制, 西藏可达 100%;

(二) 保障性安居工程建设项目。城镇老旧小区改造、棚户区改造、公租房项目, 可按照“区别对待、分类指导”的原则, 结合实际采取不同的投资补助标准, 补助金额最高不超过核定的项目建安投资。建设内容包括保障性租赁住房及其配套基础设施建设的政府投资项目, 补助资金原则上不高于项目总投资(不包含征地拆迁费用)的 30%; 企业投资项目或建设内容仅包含配套基础设施的政府投资项目, 补助资金原则上不高于项目配套基础设施投资(不包含征地拆迁费用)的 50%。

第九条 发挥中央预算内投资在外溢性强、社会效益高领域的引导和撬动作用, 激发全社会投资活力。

第三章 项目及年度投资需求申报

第十条 各级发展改革部门会同本级住房城乡建设等部门, 按照加强投资项目储备的有关要求, 根据本专项支持范围, 依托国家重大建设项目库编制城市燃气管道等老化更新改造项目、保障性安居工程项目三年滚动计划、加快推进前期工作, 形成连续不断、滚动实施的项目储备机制。

第十一条 省级发展改革部门按要求组织开展专项投资申报工作。申请中央预算内投资的项目, 应通过投资项目在线审批监管平台完成审批、核准或备案程序。项目单位按有关规定向省级发展改革部门提交资金申请报告等相关材料。实行逐级信用承诺制度。项目单位在上报资金申请报告时, 应对所提交内容的真实性出具承诺意见。项目资金申请报告逐级上报至省级汇总。项目单位在申报时存在严重失信行为、被列入严重失信主体名单的, 各省发展改革部门不得受理其资金申请报告。

第十二条 省级发展改革部门可商住房城乡建设部门对项目资金申请报告进行审核, 并对审核结果负责。审核重点包括申报项目是否符合专项支持范围、是否重复申报, 项目单位是否被列入严重失信主体名单, 申报投资是否符合支持标准, 项目是否完成审批、核准或备案程序, 计划新开工项目前期工作条件是否成熟、具备开工条件, 在建项目各项建设手续是否完备, 地方建设资金是否落实, 项目(法人)单位及项目负责人、日常监管直接责任单位及监管责任人填报是否规范等。

第十三条 各省发展改革部门审核汇总后确定本省专项年度投资规模，在符合条件的储备项目中确定拟支持项目清单汇总形成投资需求，申请下达投资计划。其中，报送的政府投资项目年度投资规模应符合本省财政承受能力和政府投资能力，不会造成地方政府隐性债务，应合理确定地方政府建设投资任务和项目，严控债务高风险地区政府建设投资规模。地方建设资金不落实、年内无法开工的不得申报。各省发展改革部门报送年度投资计划请示文件时，应包含以下内容。

（一）本专项年度建设投资计划实施方案，主要包括上年度城市燃气管道等老化更新改造和保障性安居工程中央预算内投资项目建设情况，本年度建设计划规模、预计完成目标和中央预算内投资需求；

（二）本专项年度中央预算内投资绩效目标；

（三）各省发展改革部门对储备项目的审核意见以及政府投资项目是否造成地方政府隐性债务的审核结论。

各省发展改革部门对本省请示文件内容和审核意见真实性负责。

第十四条 国家发展改革委对各省发展改革部门上报的年度投资计划实施方案进行评估，综合考虑各地建设任务、资金需求评估情况、项目储备情况、上年度专项执行情况、审计和监管检查情况等，确定各省年度中央预算内投资切块规模，并反馈各省发展改革部门。

第四章 年度投资计划下达和项目管理

第十五条 中央预算内投资计划切块下达后，各省发展改革部门应于收到投资计划文件后 30 个工作日内，分解到符合条件的具体项目，并按照《政府投资条例》等有关规定明确安排方式。投资计划分解文件应及时上报备案，同时在投资项目在线审批监管平台（国家重大建设项目库）中相应分解至具体项目。相关项目应逐一落实项目（法人）单位及项目负责人、日常监管直接责任单位及监管责任人，项目负责人、监管责任人应分别为项目（法人）单位、日常监管直接责任单位的有关负责同志。

其中，安排中央预算内投资的项目应符合以下条件：

（一）城市燃气管道等老化更新改造项目纳入城市（县城）燃气、供水、排水、供热管道等老化更新改造方案，保障性安居工程项目纳入住房城乡建设部与各省（区、市）确定的年度目标任务计划；

（二）纳入中央预算内投资三年滚动计划；

（三）符合固定资产投资管理规定，提交的相关文件齐备、有效，项目的主要建设条件基本落实，可按期开工建设；

（四）项目单位未被列入严重失信主体名单。

第十六条 各省发展改革部门按照中央有关要求，在分解时严格落实国家相关区域支持政策，切实落实地方建设资金、及时到位。

第十七条 使用中央预算内投资的项目，应当严格执行国家有关法律法规和政策要求，专款专用、专账管理，不得擅自改变建设内容和建设规模，严禁转移、侵占或者挪用中央预算内投资。项目完工后，应按规定组织竣工验收。

第十八条 项目出现以下情况时，应及时调整：

（一）中央预算内投资计划下达后超过六个月未开工建设的；

（二）建设严重滞后导致中央预算内资金长期闲置一年及以上的；

(三) 建设规模、标准和内容变化较大影响投资安排规模的;

(四) 其他原因导致项目无法继续实施的。

各省发展改革部门原则上在本专项内调整有关项目,并上报备案,同时在投资项目在线审批监管平台(国家重大建设项目库)中及时更新相关信息。调出项目一定时间内不再安排中央预算内投资,新调整安排的项目原则上应是已开工项目。有特殊情况需跨专项调整的项目,报国家发展改革委按照相关规定进行调整。

第五章 监管措施

第十九条 本专项实行定期调度制度,省级发展改革部门于每月10日前将中央预算内投资项目的开工情况、投资完成与支付情况、工程形象进度等数据通过投资项目在线审批监管平台(国家重大建设项目库)报送国家发展改革委(涉密项目按有关要求报送)。

第二十条 国家发展改革委会同有关部门适时组织中央预算内投资计划执行情况检查,对投资计划分解落实、投资计划执行和资金拨付使用等情况进行监督,督促各省对发现问题及时整改,对中央预算内投资项目监督检查、审计发现问题较多的地方,视情况减少下一年度中央预算内投资切块规模。对未按要求通过投资项目在线审批监管平台(国家重大建设项目库)报送项目信息的,或录入信息数据不及时、不完整、不准确的,国家发展改革委可按照规定视情况予以必要的惩戒。

第二十一条 各省应按照省级人民政府负总责、市县人民政府抓落实要求,建立本专项中央预算内投资项目上下联动、分级负责的监管机制,切实履行监管职责。省级发展改革部门、住房城乡建设部门按照隶属关系加强对市县有关部门的督促指导,强化本区域内项目的监管,特别是发挥基层发展改革部门和行业管理部门就近就便监管的优势,压实项目(法人)单位及项目负责人、日常监管直接责任单位及监管责任人“两个责任”。

第二十二条 项目单位有下列行为之一的,省级发展改革部门会同住房城乡建设部门责令其限期整改;拒不整改或整改仍不符合要求的,核减、收回资金,暂停其申报中央预算内投资,将相关信息纳入全国信用信息共享平台并公开,根据情节轻重提请或移交有关机关依法追究相关责任人的法律责任:

- (一) 提供虚假情况,骗取中央预算内投资的;
- (二) 转移、侵占或者挪用中央预算内投资的;
- (三) 擅自改变主要建设内容和建设标准的;
- (四) 其他违反国家法律法规和本办法规定的行为。

第六章 附 则

第二十三条 本办法由国家发展改革委负责解释。省级发展改革部门可商住房城乡建设部门根据本办法制定项目管理细则。

第二十四条 本办法从发布之日起施行,有效期五年。《中央预算内投资保障性安居工程专项管理暂行办法》(发改投资规〔2019〕1035号)、《保障性租赁住房中央预算内投资专项管理暂行办法》(发改投资规〔2021〕696号)废止。

国家发展改革委 国家统计局 国家能源局 关于进一步做好新增可再生能源消费 不纳入能源消费总量控制 有关工作的通知

发改运行〔2022〕1258号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、统计局、能源局，江苏省工业和信息化厅：

新增可再生能源电力消费量不纳入能源消费总量控制，是完善能源消费强度和总量双控制度的重要举措，对推动能源清洁低碳转型、保障高质量发展合理用能需求具有重要意义。为贯彻落实党中央、国务院决策部署和中央经济工作会议精神，落实《“十四五”节能减排综合工作方案》有关要求，有序推进新增可再生能源电力消费量不纳入能源消费总量控制，现就有关事项通知如下。

一、准确界定新增可再生能源电力消费量范围

（一）不纳入能源消费总量的可再生能源，现阶段主要包括风电、太阳能发电、水电、生物质发电、地热能发电等可再生能源。

（二）以各地区2020年可再生能源电力消费量为基数，“十四五”期间每年较上一年新增的可再生能源电力消费量，在全国和地方能源消费总量考核时予以扣除。

二、以绿证作为可再生能源电力消费量认定的基本凭证

（一）可再生能源绿色电力证书（以下简称“绿证”）是可再生能源电力消费的凭证。各省级行政区域可再生能源消费量以本省各类型电力用户持有的当年度绿证作为相关核算工作的基准。企业可再生能源消费量以本企业持有的当年度绿证作为相关核算工作的基准。

（二）绿证核发范围覆盖所有可再生能源发电项目，建立全国统一的绿证体系，由国家可再生能源信息管理中心根据国家相关规定和电网提供的基础数据向可再生能源发电企业按照项目所发电量核发相应绿证。

（三）绿证原则上可转让，绿证转让按照有关规定执行。积极推进绿证交易市场建设，推动可再生能源参与绿证交易。

三、完善可再生能源消费数据统计核算体系

（一）夯实可再生能源消费统计基础。电网企业和有关行业协会要加强对可再生能源省内和省间交易、消费和结算等数据的统计核算，加强对相关数据的收集、分析、校核，确保可再生能源消费数据真实准确。

（二）开展国家与地方层面数据核算。国家能源局依据国家可再生能源信息管理中心和电力交易机构数据核算全国和各地区可再生能源电力消费量。国家统计局会同国家能源局负责核定全国和各地区新增可

再生能源电力消费量数据。

四、科学实施节能目标责任评价考核

（一）统筹做好各地能耗双控考核。在“十四五”省级人民政府节能目标责任评价考核中，将新增可再生能源电力消费量从各地区能源消费总量中扣除，但仍纳入能耗强度考核。

（二）有效衔接地方节能目标任务。各省（区、市）节能主管部门要根据“十四五”国家确定的节能目标任务，综合考虑新增可再生能源扣减等因素，科学确定本地区“十四五”节能目标任务并做好组织实施。

五、做好组织实施

（一）规范数据报送与核算。每年1月底，国家能源局向国家统计局提供全国和各地区可再生能源电力消费量初步数，4月底前，提供最终数。6月底前，国家统计局会同国家能源局最终核定各地区上一年度新增可再生能源电力消费量数据。

（二）切实加强绿证管理。国家发展改革委、国家能源局建立健全绿证交易管理的制度体系，加强对各地区绿证交易工作的跟踪指导。地方有关部门要加强对本地区绿证交易工作的监督管理，对开展虚假交易、伪造和篡改数据的企业要依法依规严肃处理。

（三）建立健全支撑体系。充分利用已有工作机制与核算体系，健全可再生能源电量认定与统计支撑体系。建立符合规定的可再生能源电量消费复议制度。各地区、各部门、各单位要严格遵守可再生能源消费核算制度，坚决杜绝数据造假。

国家发展改革委
国家统计局
国家能源局
2022年8月15日

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于 促进光伏产业链健康发展有关事项的通知

发改办运行〔2022〕788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，有关企业：

为完整、准确、全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，抢抓新能源发展重大机遇期，巩固光伏行业发展取得的显著成果，扎实推进以沙漠、戈壁、荒漠为重点的大型风电光伏基地建设，纾解光伏产业链上下游产能、价格堵点，提升光伏发电产业链供应链配套供应保障能力，支撑我国清洁能源快速发展，现就有关事项通知如下。

一、多措并举保障多晶硅合理产量

多晶硅在光伏产业链中居于重要环节，发挥着关键作用，同时产能形成周期相对较长。要保障多晶硅生产所需的原材料供应、用电用水用工等，合理安排检修、技术改造等计划，确保已有产能开工率。

二、创造条件支持多晶硅先进产能按期达产

支持多晶硅企业加强技术创新研发，提升生产线自动化、数字化、信息化、智能化水平，降低能耗水平，提高生产效率与产品优良率。推动建设项目按期投产达产。鼓励上下游一体化、战略合作、互相参股、签订长单，支持建设光伏产业园区。鼓励国有、民营等各类资本参与产业链各环节，有效限制低端产能无序扩张。

三、鼓励多晶硅企业合理控制产品价格水平

在遵循公平竞争原则前提下，结合市场供需形势、生产成本及合理利润水平等因素，引导多晶硅等产品价格维持在合理区间，相关企业可享受政府支持政策，纳入政府及行业重点企业支持政策清单。

四、充分保障多晶硅生产企业电力需求

对于主动控制多晶硅等产品价格水平的企业，有条件的地方，特别是绿电资源丰富的地方，支持其通过市场化方式降低多晶硅生产用电成本。目前，对于产品价格控制在合理区间的多晶硅生产用电负荷，各地暂不纳入有序用电方案。

五、鼓励光伏产业制造环节加大绿电消纳

鼓励多晶硅生产企业直接消纳光伏、风电、水电等绿电进行生产制造，支持通过微电网、源网荷储、新能源自备电站等形式就近就地消纳绿电。使用绿电进行多晶硅生产的，新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制。

六、完善产业链综合支持措施

落实相关规划部署，突破高效晶体硅电池、高效钙钛矿电池等低成本产业化技术，推动光伏发电降本增效，促进高质量发展。推动高效环保型及耐候性光伏功能材料技术研发应用，提高光伏组件寿命。

七、加强行业监管

严格贯彻落实价格法、反垄断法，加强市场监测，发现扰乱市场秩序的问题线索，及时约谈相关市场主体，推动依法合规经营；从严查处散布虚假涨价信息、囤积居奇等哄抬价格行为，以及达成垄断协议、滥用市场支配地位等垄断行为，有力遏制资本过度炒作，维护行业公平竞争秩序。

八、合理引导行业预期

各有关部门、企业应理性分析光伏产业发展预期，充分考虑产业链已有产能与不同生产环节间扩产周期的差异，根据新能源发展规划、市场需求预测等情况引导企业提前谋划布局、合理安排投产扩产增产计划，推动上中下游平衡协调发展，有序推进光伏产业链建设，推动光伏产业链的平稳、健康发展。

请各地方、企业按照本通知要求抓好落实，积极推进光伏产业链各环节健康有序发展，遇到的重大问题及时反馈国家发展改革委、国家能源局，我们将会同有关部门积极协调。

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2022年9月13日

国家发展改革委 住房城乡建设部 生态环境部 关于印发《污泥无害化处理和资源化利用 实施方案》的通知

发改环资〔2022〕1453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、住房城乡建设厅（建设局、建委）、生态环境厅：

现将《污泥无害化处理和资源化利用实施方案》印发给你们，请认真贯彻落实。

国家发展改革委
住房城乡建设部
生态环境部
2022年9月22日

附件：《污泥无害化处理和资源化利用实施方案》

污泥无害化处理和资源化利用实施方案

实施污泥无害化处理，推进资源化利用，是深入打好污染防治攻坚战，实现减污降碳协同增效，建设美丽中国的重要举措。党的十八大以来，我国城镇生活污水收集处理取得显著成效，污泥无害化处理能力明显增强，但仍然存在“重水轻泥”问题，污泥处理设施建设总体滞后，无害化处理和资源化利用水平不高，甚至出现污泥违规处置和非法转移等违法行为。为深入贯彻习近平生态文明思想，认真落实经国务院同意的《关于推进污水资源化利用的指导意见》，提高污泥无害化处理和资源化利用水平，制定本方案。

一、总体要求

（一）基本原则

统筹兼顾、因地制宜。满足近远期需求，兼顾应急处理，尽力而为、量力而行，合理规划设施布局，补齐能力缺口。根据本地实际情况，合理选择处理路径和技术路线。

稳定可靠、绿色低碳。秉承“绿色、循环、低碳、生态”理念，强化源头污染控制，在安全、环保和经济的前提下，积极回收利用污泥中的能源和资源，实现减污降碳协同增效。

政府主导，市场运作。加大政府投入，强化政策引导，严格监督问责，更好发挥政府作用。完善价格机制，拓宽投融资渠道，创新商业模式，发挥市场配置资源的决定性作用。

（二）主要目标

到 2025 年，全国新增污泥（含水率 80% 的湿污泥）无害化处置设施规模不少于 2 万吨 / 日，城市污泥无害化处置率达到 90% 以上，地级及以上城市达到 95% 以上，基本形成设施完备、运行安全、绿色低碳、监管有效的污泥无害化资源化处理体系。污泥土地利用方式得到有效推广。京津冀、长江经济带、东部地区城市和县城，黄河干流沿线城市污泥填埋比例明显降低。县城和建制镇污泥无害化处理和资源化利用水平显著提升。

二、优化处理结构

（三）规范污泥处理方式。根据本地污泥来源、产量和泥质，综合考虑各地自然地理条件、用地条件、环境承载能力和经济发展水平等实际情况，因地制宜合理选择污泥处理路径和技术路线。鼓励采用厌氧消化、好氧发酵、干化焚烧、土地利用、建材利用等多元化组合方式处理污泥。除焚烧处理方式外，严禁将不符合泥质控制指标要求的工业污泥与城镇污水处理厂污泥混合处理。

（四）积极推广污泥土地利用。鼓励将城镇生活污水处理厂产生的污泥经厌氧消化或好氧发酵处理后，作为肥料或土壤改良剂，用于国土绿化、园林建设、废弃矿场以及非农用的盐碱地和沙化地。污泥作为肥料或土壤改良剂时，应严格执行相关国家、行业和地方标准。用于林地、草地、国土绿化时，应根据不同地域的土质和植物习性等，确定合理的施用范围、施用量、施用方法和施用时间。对于含有毒有害水污染物的工业废水和生活污水混合处理的污水处理厂产生的污泥，不能采用土地利用方式。

（五）合理压减污泥填埋规模。东部地区城市、中西部地区大中型城市以及其他地区有条件的城市，逐步限制污泥填埋处理，积极采用资源化利用等替代处理方案，明确时间表和路线图。暂不具备土地利用、焚烧处理和建材利用条件的地区，在污泥满足含水率小于 60% 的前提下，可采用卫生填埋处置。禁止未经脱水处理达标的污泥在垃圾填埋场填埋。采用污泥协同处置方式的，在满足《生活垃圾填埋场污染控制标准》的前提下，卫生填埋可作为协同处置设施故障或检修等情况时的应急处置措施。

（六）有序推进污泥焚烧处理。污泥产生量大、土地资源紧缺、人口聚集程度高、经济条件好的城市，鼓励建设污泥集中焚烧设施。含重金属和难以生化降解的有毒有害有机物的污泥，应优先采用集中或协同焚烧方式处理。污泥单独焚烧时，鼓励采用干化和焚烧联用，通过优化设计，采用高效节能设备和余热利用技术等手段，提高污泥热能利用效率。有效利用本地垃圾焚烧厂、火力发电厂、水泥窑等窑炉处理能力，协同焚烧处置污泥，同时做好相关窑炉检修、停产时的污泥处理预案和替代方案。污泥焚烧处置企业污染物排放不符合管控要求的，需开展污染治理改造，提升污染治理水平。

（七）推广能量和物质回收利用。遵循“安全环保、稳妥可靠”的要求，加大污泥能源资源回收利用。积极采用好氧发酵等堆肥工艺，回收利用污泥中氮磷等营养物质。鼓励将污泥焚烧灰渣建材化和资源化利用。推广污水源热泵技术、污泥沼气热电联产技术，实现厂区或周边区域供热供冷。推广“光伏+”模式，在厂区屋顶布置太阳能发电设施。积极推广建设能源资源高效循环利用的污水处理绿色低碳标杆厂，实现减污降碳协同增效。探索建立行业采信机制，畅通污泥资源化产品市场出路。

三、加强设施建设

(八) 提升现有设施效能。建立健全污水污泥处理设施普查建档制度，摸清现有污泥处理设施的覆盖范围、处理能力和运行效果。对处理水平低、运行状况差、二次污染风险大、不符合标准要求的污泥处理设施，及时开展升级改造，改造后仍未达到标准的项目不得投入使用。污水处理设施改扩建时，如厂区空间允许，应同步建设污泥减量化、稳定化处理设施。

(九) 补齐设施缺口。加快污水收集管网建设改造，提高城镇生活污水集中收集效能，解决部分污水处理厂进水生化需氧量浓度偏低的问题。因地制宜推行雨污分流改造。以市县为单元合理测算本区域中长期污泥产生量，现有能力不能满足需求的，加快补齐处理设施缺口。鼓励大中型城市适度超前建设规模化污泥集中处理设施，统筹布局建设县城与建制镇污泥处理设施，鼓励处理设施共建共享。新建污水处理设施时，应同步配建污泥减量化、稳定化处理设施，建设规模应同时满足污泥存量和增量处理需求。统筹城市有机废弃物的综合协同处理，鼓励将污泥处理设施纳入静脉产业园区。落实《城镇排水与污水处理条例》，保障污泥处理设施用地，加强宣传引导，有效消除邻避效应。

四、强化过程管理

(十) 强化源头管控。新建冶金、电镀、化工、印染、原料药制造（有工业废水处理资质且出水达到国家标准的原料药制造企业除外）等工业企业排放的含重金属或难以生化降解废水以及有关工业企业排放的高盐废水，不得排入市政污水收集处理设施。工业企业污水已经进入市政污水收集处理设施的，要加强排查和评估，强化有毒有害物质的源头管控，确保污泥泥质符合国家规定的城镇污水处理厂污泥泥质控制指标要求。地方城镇排水主管部门要加强排水许可管理，规范污水处理厂运行管理。生态环境主管部门要加强排污许可管理，强化监管执法，推动排污企业达标排放。

(十一) 强化运输储存管理。污泥运输应当采用管道、密闭车辆和密闭驳船等方式，运输过程中采用密封、防水、防渗漏和防遗撒等措施。推行污泥转运联单跟踪制度。需要设置污泥中转站和储存设施的，应充分考虑周边人群防护距离，采取恶臭污染防治措施，依法建设运行维护。严禁偷排、随意倾倒污泥，杜绝二次污染。

(十二) 强化监督管理。鼓励各地根据实际情况对污泥产生、运输、处理进行全流程信息化管理，结合信息平台、大数据中心，做好污泥去向追溯。强化污泥处理过程数据分析，优化运行方式，实现精细化管理。城镇污水、污泥处理企业应当依法将污泥去向、用途、用量等定期向城镇排水、生态环境部门报告。污泥填埋设施运营企业应按照国家相关标准和规范，定期对污泥泥质进行检测，确保达标处理。将污泥处理和运输相关企业纳入相关领域信用管理体系。

五、完善保障措施

(十三) 压实各方责任。各地要结合本地实际组织制定相关污泥无害化资源化利用实施方案，做好设施建设项目谋划和储备，加强设施运营和监管。城镇污水、污泥处理企业切实履行直接责任，依据国家和地方相关污染控制标准及技术规范，确保污泥依法合规处理。

(十四) 强化技术支撑。将污泥无害化资源化处理关键技术攻关纳入生态环境领域科技创新等规划。重点突破污泥稳定化和无害化处理、资源化利用、协同处置、污水厂内减量等共性和关键技术装备，开展污泥处理和资源化利用创新技术应用。总结推广先进适用技术和实践案例。健全污泥无害化处理及资源化

利用标准体系，加快制修订污泥处理相关技术标准、污泥处理产物及衍生产品标准，做好与跨行业产品标准的衔接。

（十五）完善价费机制。做好污水处理成本监审，污水处理费应覆盖污水处理设施正常运营和污泥处理成本并有一定盈利。完善污水处理费动态调整机制。推动建立与污泥无害化稳定化处理效果挂钩的按效付费机制。鼓励采用政府购买服务方式推动污泥无害化处理和资源化利用，确保污泥处理设施正常稳定运行。完善污泥资源化产品市场化定价机制。

（十六）拓宽融资渠道。各级政府建立完善多元化的资金投入保障机制。发行地方政府专项债券支持符合条件的污泥处理设施建设项目，中央预算内投资加大支持力度。对于国家鼓励发展的污泥处理技术和设备，符合条件的可按规定享受税收优惠。推动符合条件的规模化污泥集中处理设施项目发行基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）。鼓励通过生态环境导向的开发（EOD）模式、特许经营等多种方式建立多元化投资和运营机制，引导社会资金参与污泥处理设施建设和运营。

国家发展改革委 关于闽粤联网工程临时价格的通知

发改价格〔2022〕1604号

福建省、广东省发展改革委，国家电网有限公司、南方电网有限责任公司：

参照《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》（发改价格规〔2021〕1455号），经研究，现就闽粤联网工程临时价格有关事项通知如下：

一、闽粤联网工程临时价格实行单一容量电价制，容量电费为2.3亿元/年（折算容量电价为115.0元/千瓦·年，含税），输送电量不再单独收取费用。

二、闽粤联网工程容量电费由福建电网、广东电网各分摊50%，即各分摊1.15亿元，并相应纳入当地省级电网输配电价疏导。

三、本通知自印发之日起执行。闽粤联网工程具备成本监审条件后，在成本监审基础上核定正式价格。

国家发展改革委
2022年10月19日

国家发展改革委关于核定雁淮、扎青 特高压直流工程输电价格的通知

发改价格〔2022〕1777号

陕西省、内蒙古自治区、辽宁省、吉林省、黑龙江省、江苏省、山东省发展改革委，国家电网有限公司：

根据《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》（发改价格规〔2021〕1455号），经研究，现就雁淮、扎青特高压直流工程输电价格有关事项通知如下：

一、雁淮特高压直流工程输电价格为每千瓦时 3.59 分（含税，含输电环节线损，线损率 2.77%）。

二、扎青特高压直流工程输电价格为每千瓦时 4.12 分（含税，含输电环节线损，线损率 2.69%）。

三、上述工程实际运行中输电线损率超过定价线损率带来的风险由电网企业承担，低于核价线损率产生的收益由电网企业和电力用户各分享 50%。

本通知自印发之日起执行。

国家发展改革委
2022 年 11 月 23 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约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约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约电量不低于上一年实际发电量的 80%，月度（含月内）及以上合同签约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、强化中长期合同履行和监管

（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行。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 and 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对政策规则的理解，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 市场监管总局关于进一步加强 节能标准更新升级和应用实施的通知

发改环资规〔2023〕269号

工业和信息化部、财政部、住房城乡建设部、交通运输部、农业农村部、中国人民银行、税务总局、国家统计局、国管局、国家能源局，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、市场监管局（厅、委），江苏省工业和信息化厅，山西省能源局：

为全面贯彻党的二十大精神，贯彻落实《中华人民共和国节约能源法》《中华人民共和国标准化法》和《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》《2030年前碳达峰行动方案》《国家标准化发展纲要》《“十四五”节能减排综合工作方案》等有关要求，持续推进节能标准更新升级和应用实施，支撑重点领域和行业节能降碳改造，加快节能降碳先进技术研发和推广应用，坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目发展，现就有关工作通知如下。

一、充分认识加强节能标准更新升级和应用实施的重要意义

节能标准是国家节能制度的基础，也是推动全社会节能降碳的重要支撑。强制性能耗限额标准和强制性能效标准，是满足节能管理的基本要求，依法必须执行。截至目前，我国已发布实施强制性能耗限额国家标准 108 项、强制性能效国家标准 66 项、推荐性节能国家标准 190 项，节能标准体系基本建立，对促进技术创新、推动产业升级、加快绿色低碳发展发挥了重要作用。各地区、各有关部门和行业要高度重视节能标准化工作，依法加快推进节能标准更新升级、切实加强节能标准应用实施，不断夯实节能工作基础，为积极稳妥推进碳达峰碳中和、加快发展方式绿色转型提供有力支撑。

二、加快推进节能标准更新升级

（一）加快制定修订一批重点领域节能标准。组织实施“十四五”百项节能降碳标准提升行动。在工业领域，加快修订石化、化工、钢铁、有色金属、建材、机械等行业强制性能耗限额标准，提升电机、风机、泵、压缩机、电焊机、工业锅炉等重点用能产品设备强制性能效标准，努力实现标准指标国际先进。在能源领域，加快煤炭清洁高效利用、新能源和可再生能源利用、石油天然气储运、管道运输、输配电关键设备相关节能技术标准研制。在城乡建设领域，制定修订建筑节能、绿色建筑、绿色建造、农村居住建筑节能等标准，完善建筑与市政基础设施节能相关产品标准。在交通运输领域，完善交通基础设施和运输装备节能降碳设计、建设、运营、监控、评价等标准。在公共机构领域，加快制定修订节约型机关、绿色学校、绿色医院、绿色场馆等评价标准。在农业农村领域，加快研究制定种植业、养殖业生产过程节能降碳技术标准，完善设施农业、农业机械等节能降碳标准。

（二）稳步提升重点用能行业能耗限额要求。重点用能行业强制性能耗限额标准分为先进值、准入值

和限定值。其中先进值对标国内或国际同行业能效领先水平，原则上其取值应代表行业前 5% 左右的能效水平；准入值是新建和改扩建项目等新增产能必须满足的能效水平，原则上其取值应代表行业前 20% 左右的能效水平；限定值是存量企业生产必须达到的能效水平，应以淘汰一定比例的现有高耗能落后产能为取值原则，在基于节能改造的基础上淘汰 20% 左右的落后产品和产能。《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021 年版）》《煤炭清洁高效利用重点领域标杆水平和基准水平（2022 年版）》涉及的行业，其强制性能耗限额标准的准入值、限定值，应与现行标杆水平、基准水平保持协调。

（三）持续提高重点用能产品设备能效水平。重点用能产品设备强制性能效标准分为 3 级（部分为 5 级）。其中 1 级水平应对标国内或国际同类用能产品设备能效领先水平，原则上其取值应代表同类用能产品设备前 5% 左右的能效水平；2 级水平作为节能产品认证依据及新建和改扩建项目设备采购依据，原则上其取值应代表同类用能产品设备前 20% 左右的能效水平；3 级（或 5 级）水平是用能产品设备进入市场的最低能效水平门槛，根据各类用能产品设备的技术特点及能效现状，原则上应淘汰 20% 左右的落后用能产品设备。《重点用能产品设备能效先进水平、节能水平和准入水平（2022 年版）》涉及的产品设备，其强制性能效标准的 1 级、2 级、3 级（或 5 级）应与现行先进水平、节能水平、准入水平保持协调。

（四）不断扩大节能标准覆盖范围。加快数据中心、通信基站等新型基础设施和冷链物流、新型家电等领域节能标准制定修订，补齐重点领域节能标准短板。完善节能标准配套体系建设，推动计量检测、认证、分析计算、能效评估、能量系统优化、设备运行管理、能源管理体系、能源绩效评估、能源审计、节能监察、节能审查、节能服务等领域标准制定修订。统筹开展节能标准和碳排放相关标准研究制定，从全生命周期角度衔接节能标准和碳排放相关标准指标，探索将碳排放相关指标纳入节能标准。

三、切实加强节能标准应用实施与监督检查

（一）压实用能单位主体责任。相关企事业单位、机关、社会团体等用能单位是落实节能标准要求的责任主体，要切实加强节能管理，严格执行节能标准特别是强制性能耗限额标准和强制性能效标准。引导和支持重点用能单位对标强制性能耗限额标准先进值和强制性能效标准 1 级水平，有序开展节能降碳升级改造，提高生产运行能效，实施重点产品设备更新改造，依法依规淘汰落后产能、落后工艺、落后产品设备。鼓励用能单位积极应用推荐性节能标准，开展能效对标活动。推动用能单位建立规范化、常态化节能运行机制，确保合理用能、高效用能。

（二）严格执行节能国家标准。在固定资产投资项目节能审查中严格执行强制性节能国家标准，新建和改扩建项目主要产品能效水平必须达到行业强制性能耗限额标准准入值，主要用能产品设备能效水平必须达到强制性能效标准 2 级水平。对于产能已经饱和的行业，主要产品能效水平原则上应达到行业强制性能耗限额标准先进值，主要用能产品设备能效水平原则上应达到强制性能效标准 1 级水平。基于强制性能效标准，进一步扩大能效标识和节能低碳等绿色产品认证实施范围，充分发挥能效标识和节能低碳产品认证在政府采购、引导绿色消费中的支撑作用。探索将产品设备节能减碳量纳入能效标识。

（三）切实加强标准实施情况监督检查。发展改革部门、工业和信息化部门要强化节能监察，将节能标准执行情况纳入年度节能监察计划和工业节能监察计划，扎实开展专项行动，督促用能单位严格实施节能标准。市场监管部门要聚焦用能产品设备强制性能效标准和能效标识使用情况，组织开展节能标准专项执法，加大产品质量抽查力度，公开不符合标准标识要求的产品设备信息。城乡建设、交通运输、公共机

构节能等主管部门要加强相关领域节能标准实施情况监督检查。有效实施企业标准自我声明公开和监督制度,对在推动节能标准化工作中存在弄虚作假的用能单位,纳入国家企业信用信息公示系统。畅通举报渠道,鼓励社会各界参与对节能标准和能效标识实施情况的监督。

四、强化能效领先正向激励

(一)大力推进重点行业和产品设备节能降碳更新改造。推进实施重点行业、产业园区、城乡建设、公共机构等节能降碳工程。支持重点领域和行业节能降碳改造,推动重要产品设备更新改造,改造后主要产品能效水平达到强制性能耗限额标准先进值、主要用能产品设备能效水平达到强制性能效标准1级水平的项目,利用中央预算内投资现有资金渠道,对符合条件的给予积极支持。鼓励各地区对标节能标准要求,加大对重点行业和产品设备节能降碳更新改造的资金、政策等支持力度。

(二)加强综合性政策支持。对行业主要产品能效水平普遍优于强制性能耗限额标准先进值或主要用能产品设备能效水平普遍优于强制性能效标准1级水平的,优先纳入《绿色产业指导目录》《绿色技术推广目录》等。完善政府绿色采购政策,加大对符合政策要求高效节能产品的政府采购支持力度。落实好环境保护、节能节水、资源综合利用相关税收优惠政策。积极发展绿色金融,加大对符合更高能效水平项目的金融支持力度,支持符合条件的企业发行债券融资。

五、夯实节能标准化工作基础

(一)强化节能标准化工作数据支撑。落实好用能单位能源统计分析、能源利用状况报告等制度,推动用能单位按照国家标准要求配备能源计量器具,鼓励用能单位依据标准开展能耗在线监测、能源管理中心等系统建设。建立节能监察、能源利用状况报告等数据共享机制,提升节能标准制定修订数据的完整性、准确性和及时性。建立重点行业能耗对标基准,支持能耗限额标准及时更新升级。基于能效标识备案数据,探索将智能化检测手段融入能效标识管理制度,提高产品设备能效标准数据的准确性。

(二)建立节能标准实施评估和反馈机制。指导相关领域专业标准化技术委员会、相关行业协会、研究机构等建立节能标准实施效果评估指标体系和监测方法,面向产业集聚区建设强制性节能标准实施情况统计分析点,定期开展重点领域节能标准实施效果评估,并及时将评估结果作为标准更新升级的重要依据。探索实行标准动态转化机制,适时将强制性能耗限额标准先进值和强制性能效标准1级水平分别调整为限定值和2级水平。

(三)统筹做好节能标准化工作经费保障。鼓励各地区、各有关部门根据工作实际统筹安排节能标准化工作经费,强化节能标准研究、制定修订、宣贯、实施效果评估、监督检查、人才培养等工作保障。引导社会资本加大投入,支持节能标准创新和节能标准化服务业发展。

六、加强组织实施

(一)加强组织领导。国家发展改革委、市场监管总局(标准委)会同工业和信息化部、住房城乡建设部、交通运输部、农业农村部、国管局、国家能源局等部门,完善节能标准更新升级机制,及时提出节能标准制定修订建议,加强全过程指导,严格标准技术审查,合理设置标准实施过渡期,确保节能标准指标先进性、科学性、有效性。市场监管总局(标准委)及时下达国家标准制定修订计划,将标准修订周期控制在18个月以内。各有关部门按照职责组织实施节能国家标准。各地区执行节能标准情况纳入“十四五”

省级人民政府节能目标责任评价考核。鼓励各地区和有关单位结合实际制定严于国家标准的地方标准和团体标准。

（二）强化宣贯培训。各有关部门组织相关机构等召开节能标准化工作政策解读和业务培训会议，加强工作指导。拓宽节能标准信息发布渠道，免费向社会公开强制性节能国家标准文本，支持行业协会、相关机构等适时披露国际先进节能标准信息。充分利用世界标准日、全国节能宣传周和全国低碳日等主题活动，宣传节能标准的重要作用，普及节能标准理念、知识和方法，提升全社会节能意识。

本通知自印发之日起施行。

国家发展改革委
市场监管总局
2023年3月8日

国家发展改革委关于白鹤滩~江苏、白鹤滩~浙江 特高压直流工程和白鹤滩水电站配套送出工程 临时输电价格的通知

发改价格〔2023〕404号

江苏省、浙江省、四川省发展改革委，国家电网有限公司：

根据《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》（发改价格规〔2021〕1455号），经研究，现就白鹤滩~江苏、白鹤滩~浙江±800千伏特高压直流工程和白鹤滩水电站配套送出工程临时输电价格有关事项通知如下：

一、白鹤滩~江苏±800千伏特高压直流工程临时输电价格为每千瓦时8.36分（含税，含输电环节线损，线损率6%）。

二、白鹤滩~浙江±800千伏特高压直流工程临时输电价格为每千瓦时8.14分（含税，含输电环节线损，线损率6%）。

三、已投产白鹤滩水电站配套送出工程临时输电价格为每千瓦时0.85分（含税，不计线损）；在建配套送出工程建成后再按程序核定全部工程输电价格。

四、本通知自印发次月1日起执行。白鹤滩水电站工程并网发电至本通知执行之日期间输送电量，白鹤滩~江苏、白鹤滩~浙江±800千伏特高压直流工程输电价格按上述核定价格执行，四川省内输电价格按我委协调明确的过渡期（2021年）水平执行。

国家发展改革委
2023年4月20日

国家发展改革委关于第三监管周期 省级电网输配电价及有关事项的通知

发改价格〔2023〕526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：

为进一步深化输配电价改革，更好保障电力安全稳定供应，推动电力行业高质量发展，现就第三监管周期省级电网输配电价及有关事项通知如下：

一、按照《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈输配电定价成本监审办法〉的通知》（发改价格规〔2019〕897号）、《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》（发改价格规〔2020〕101号）及有关规定，核定第三监管周期各省级电网输配电价，具体见附件。

二、用户用电价格逐步归并为居民生活、农业生产及工商业用电（除执行居民生活和农业生产用电价格以外的用电）三类；尚未实现工商业同价的地方，用户用电价格可分为居民生活、农业生产、大工业、一般工商业用电（除执行居民生活、农业生产和大工业用电价格以外的用电）四类。

三、执行工商业（或大工业、一般工商业）用电价格的用户（以下简称工商业用户），用电容量在100千伏安及以下的，执行单一制电价；100千伏安至315千伏安之间的，可选择执行单一制或两部制电价；315千伏安及以上的，执行两部制电价，现执行单一制电价的用户可选择执行单一制电价或两部制电价。选择执行需量电价计费方式的两部制用户，每月每千伏安用电量达到260千瓦时及以上的，当月需量电价按本通知核定标准90%执行。每月每千伏安用电量为用户所属全部计量点当月总用电量除以合同变压器容量。

四、工商业用户用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。

系统运行费用包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费等。

上网环节线损费用按实际购电上网电价和综合线损率计算。电力市场暂不支持用户直接采购线损电量的地方，继续由电网企业代理采购线损电量，代理采购损益按月向全体工商业用户分摊或分享。

五、居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

六、省级价格主管部门要精心组织、周密安排，确保输配电价平稳执行，做好与电网企业代理购电制度等的协同，密切监测输配电价执行情况，发现问题及时报告我委（价格司）。电网企业要按照相关要求，严格执行本通知核定的输配电价，统筹推进电网均衡发展；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进行统计归集，每年5月底前报我委（价格司）和省级价格主管部门。

本通知自 2023 年 6 月 1 日起执行，现行政策相关规定与本通知不符的，以本通知规定为准。

附件：省级电网输配电价表

国家发展改革委
2023 年 5 月 9 日

附件

北京电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)				容 (需) 量电价					
					需量电价 (元/千瓦·月)		容量电价 (元/千伏安·月)			
	不满 1 千伏	1~10 (20) 千伏	35~110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35~110 千伏 220 千伏 及以上		
工商业 用电	0.4100	0.3900	0.3200	0.2750	51	48	45	32	30	28

注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。

2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为4.10%。

3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为6.84亿元、7.41亿元和7.41亿元（含税）。

4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

天津电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价							
						需量电价 (元/千瓦·月)			容量电价 (元/千伏安·月)				
	不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	10 千 伏及 以下	35 千 伏	110 千 伏	220 千 伏 及 以 上	10 千 伏及 以下	35 千 伏	110 千 伏	220 千 伏 及 以 上
一般工商业用电 (单制)	0.2839	0.2510	0.1866	0.1536	0.1316								
大工业用电 (两部制)	0.2158	0.1687	0.1456	0.1316	0.1102	41.6	38.4	38.4	35.2	26.0	24.0	24.0	22.0

注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。

2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为4.09%。

3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为3.82亿元、4.11亿元和4.11亿元(含税)。

4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

河北电网输配电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价						
	需量电价 (元/千瓦·月)					容量电价 (元/千伏安·月)						
	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上
工商业	0.1950	0.1750	0.1550									
用电		0.1533	0.1333	0.1133	0.0933	35.0	32.0	32.0	21.9	21.9	20.0	20.0

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为5.40%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为14.17亿元、15.32亿元和15.32亿元（含税）。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

冀北电网输配电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价						
	需量电价 (元/千瓦·月)					容量电价 (元/千伏安·月)						
	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上
工商业用电	单一制	0.1602	0.1442	0.1282								
	两部制	0.1292	0.1132	0.0972	0.0912	37.3	34.6	34.6	23.3	23.3	21.6	21.6

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为4.00%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为4.86亿元、5.15亿元和5.15亿元（含税）。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
 5.500千伏“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时0.0274元（含税、含线损，仅适用于冀北电网外送新能源电量）。

山西电网输配电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价							
						需量电价 (元/千瓦·月)		容量电价 (元/千伏安·月)					
	不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上
工商业 用电	0.1456	0.1256	0.1106			36.0	36.0	33.6	33.6	22.5	22.5	21.0	21.0

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为3.52%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为5.57亿元、5.57亿元和5.57亿元(含税)。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
 5.110千伏及以上“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时0.0274元(含税、含线损)。

蒙东电网输配电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价						
						容量电价 (元/千伏安·月)						
	不满 1 千伏	1~10 千伏	35 千伏	110 千伏 (66 千伏)	220 千伏	1~10 千伏	35 千伏	110 千伏 (66 千伏)	1~10 千伏	35 千伏	110 千伏 (66 千伏)	220 千伏
一般工商业用电 (单制)	0.3732	0.3361	0.2504									
大工业用电 (两部制)		0.1483	0.1413	0.1019	0.0789	32.8	32.8	31.2	20.5	20.5	19.5	19.5

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
- 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为 6.41%。
- 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为 2.77 亿元、3.41 亿元和 3.74 亿元 (含税)。
- 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
- 5.220 千伏及以上“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时 0.0301 元 (含税、含线损)。

蒙西电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容(需)量电价						
	需量电价 (元/千瓦·月)					容量电价 (元/千伏安·月)						
	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上
工商业	0.1289	0.1139										
单一制	0.1561	0.0645	0.0525	0.0455								
两部制	0.0795	0.0645	0.0525	0.0455	32.8	32.8	31.2	31.2	20.5	20.5	19.5	19.5

- 注：1.表中各电价含增值税、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为3.07%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为6.81亿元、6.81亿元和6.81亿元(含税)。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

辽宁电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)				容 (需) 量电价			
					需量电价 (元/千瓦·月)		容量电价 (元/千伏安·月)	
	不满 1 千伏	1~10 (20) 千伏	110 (66) 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	110 (66) 千伏	1~10 (20) 千伏	110 (66) 千伏
工商业 用电	0.2297	0.2085	0.1875					
		0.1024	0.0838	0.0571	36.8	35.2	33.6	23.0
								22.0
								21.0

注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为 4.71%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为 14.42 亿元、17.77 亿元和 19.49 亿元（含税）。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
 5.500 千伏“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时 0.0285 元（含税、含线损）。

吉林电网输配电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价					
						需量电价 (元/千瓦·月)		容量电价 (元/千伏安·月)			
	不满 1 千伏	1~10 (20) 千伏	110 (66) 千伏	220 千伏 及以上		1~10 (20) 千伏	110 (66) 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	110 (66) 千伏	220 千伏 及以上
工商业 用电	0.2864	0.2564	0.2464			36.8	35.2	35.2	23.0	22.0	22.0

注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为 7.03%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为 4.68 亿元、5.77 亿元和 6.32 亿元（含税）。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
 5.500 千伏“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时 0.03 元（含税、含线损）。

黑龙江电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容(需)量电价				
						需量电价 (元/千瓦·月)		容量电价 (元/千伏安·月)		
	不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110(66) 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110(66) 千伏	110(66) 千伏	220 千伏 及以上
工商业	0.2828	0.2726	0.2615	0.2410		36.8	36.8	35.2	35.2	23.0
用电		0.1358	0.1144	0.1016	0.0753					22.0

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为6.67%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为5.81亿元、7.16亿元和7.86亿元(含税)。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
 5.500千伏“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦0.03元(含税、含线损)。

上海电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容(需)量电价									
						需量电价 (元/千瓦·月)				容量电价 (元/千伏安·月)					
	不满 1千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	不满 1 千伏	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上
一般工商 业用电	0.2756	0.2305	0.1859												
	0.1456	0.1272	0.0956	0.0652	0.0551	40.8	40.8	40.8	38.4	38.4	25.5	25.5	25.5	24.0	24.0
大工业 用电	0.2234	0.2039	0.1547	0.1251	0.1127	40.8	40.8	40.8	38.4	38.4	25.5	25.5	25.5	24.0	24.0

注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包舍在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为3.96%。
 3.原包舍在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为12.21亿元、12.21亿元和12.21亿元（含税）；原包舍在输配电价内的天然气发电容量电费在输配电价外单列，按月由全体工商业用户分摊、按年进行清算。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

江苏电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价							
						容量电价 (元/千伏安·月)							
	不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上
工商业	0.2394	0.2134	0.1884										
用电		0.1357	0.1107	0.0857	0.0597	51.2	48.0	44.8	41.6	32.0	30.0	28.0	26.0

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
- 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为3.18%。
- 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为20.95亿元、23.48亿元和22.74亿元（含税）；原包含在输配电价内的天然气发电容量电费（含气电联动）在输配电价外单列，分摊标准为每千瓦时0.0230元（含税）。
- 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

浙江电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价						
	需量电价 (元/千瓦·月)					容量电价 (元/千伏安·月)						
	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上
工商业	0.2452	0.2144	0.1770									
单一制												
两部制		0.1260	0.0955	0.0791	0.0688	48.0	44.8	41.6	38.3	30.0	28.0	26.0
用电												24.0

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
- 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为3.53%。
- 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为22.77亿元、19.70亿元和19.70亿元（含税）。
- 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

安徽电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价							
						容量电价 (元/千伏安·月)							
	不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上
工商业 用电	0.1814	0.1614	0.1414	0.0924	0.0673	48.0	45.6	44.0	40.8	30.0	28.5	27.5	25.5

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为3.99%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为21.33亿元、21.86亿元和22.60亿元（含税）。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

福建电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容(需)量电价							
						需量电价 (元/千瓦·月)		容量电价 (元/千伏安·月)					
	不满 1千伏	1~10(20) 千伏	35千伏	110千伏	220千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35千伏	110千伏	220千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35千伏	110千伏	220千伏 及以上
单一制	0.1833	0.1633	0.1433	0.1233	0.1033								
工商业 用电		0.1292	0.1092	0.0842	0.0592	40.0	39.0	38.0	37.0	25.0	24.4	23.8	23.1

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费和闽粤联网工程容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
- 2.原包舍在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为3.60%。
- 3.原包舍在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为21.65亿元、28.08亿元和28.97亿元（含税）。
- 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
- 5.500千伏“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时0.0266元（含税、含线损）。

江西电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价							
						需量电价 (元/千瓦·月)		容量电价 (元/千伏安·月)					
	不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上
工商业 用电	0.1766	0.1616	0.1466										
		0.1505	0.1355	0.1205	0.1105	42.3	40.6	39.1	37.5	26.4	25.4	24.4	23.4

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为4.21%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为5.46亿元、5.46亿元和5.46亿元（含税）。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

山东电网输配电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价							
						需量电价 (元/千瓦·月)		容量电价 (元/千伏安·月)					
	不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上
单一制	0.2219	0.2069	0.1919										
工商业 用电		0.1491	0.1341	0.1191	0.1041	38.4	35.2	35.2	32.0	24.0	22.0	22.0	20.0

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为3.31%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为21.33亿元、23.10亿元和23.10亿元（含税）。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

河南电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价							
						容量电价 (元/千伏安·月)							
	不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上
单一制	0.1955	0.1680	0.1412	0.1145									
工商业 用电		0.1680	0.1456	0.1210	0.1030	40.0	36.9	33.7	30.5	25.0	23.0	21.0	19.0

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为4.89%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为11.98亿元、12.67亿元和12.67亿元（含税）。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
 5.500千伏“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时0.0277元（含税、含线损）。

湖北电网输配电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价							
						容量电价 (元/千伏安·月)							
	不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上
单一制	0.2103	0.1903	0.1703										
工商业 用电		0.1263	0.1065	0.0884	0.0694	42.0	42.0	39.0	39.0	26.3	26.3	24.4	24.4

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为 4.79%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为 4.36 亿元、4.36 亿元和 4.36 亿元（含税）。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
 5.110 千伏及以上“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时 0.04 元（含税、含线损）。

湖南电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价							
						容量电价 (元/千伏安·月)							
	不满 1 千伏	1~10 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏	1~10 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏	1~10 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏
工商业 用电	0.2558	0.2358	0.2158	0.1958		33.8	33.8	30.6	30.6	21.1	21.1	19.1	19.1
		0.1694	0.1394	0.1104	0.0852								

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为 5.57%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为 4.52 亿元、4.52 亿元和 4.52 亿元（含税）。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
 5.500 千伏“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时 0.0280 元（含税、含线损）。

广东电网输配电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价					
						需量电价 (元/千瓦·月)			容量电价 (元/千伏安·月)		
	不满 1 千伏	1~10 (20) 千伏	35~110 千伏	220 千伏 及以上		1~10 (20) 千伏	35~110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35~110 千伏	220 千伏 及以上
工商业 用电	单一制	0.1965	0.1719	0.1296							
	两部制		0.0985	0.0734	0.0457	36.1	31.0	26.1	22.6	19.4	16.3

注：1.表中为广东电网（不含深圳）的平均输配电价，含增值税、闽粤联网工程容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。具体输配电价由广东省发展改革委另行公布。

2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为 3.31%。

3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期广东省各年度容量电费分别为 39.20 亿元、39.20 亿元和 39.20 亿元（含税）。

4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

深圳电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价	
	10 千伏 高供高计	10 千伏高供低计 (380V/220V 计量)	20 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	最大需量 (元/千瓦·月)	变压器容量 (元/千伏安·月)
一、工商业用电 (101 至 3000 千伏安)	每月每千伏安用电 250 千瓦时及以下	0.1804	0.1744	0.1554	0.1304	48.0	22.0
	每月每千伏安用电 250 千瓦时以上	0.1604	0.1544	0.1354	0.1104		
二、工商业用电 (3001 千伏安 及以上)	每月每千瓦用电 400 千 瓦及以下	0.1304	0.1244	0.1054	0.0804	42.0	32.0
	每月每千瓦用电 400 千 瓦以上	0.1104	0.1044	0.0854	0.0604		
三、工商业用电 (100 千伏安及以下和公变接入用电)		0.2385					

注：1.表中各电价含增值税、对居民和农业用户的基期交叉补贴、上网环节线损费用，不含政府性基金及附加、抽水蓄能容量电费。

2.上网环节综合线损率为 2.35%。

3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期广东省各年度容量电费分别为 39.20 亿元、39.20 亿元和 39.20 亿元（含税）。

4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

5.3001 千伏安及以上的工商业用户可选择执行第一类用电或第二类用电类别。

6.深圳电网两部制输配电价执行方式、与负荷率挂钩的需量电价激励约束机制按照现行政策执行。

广西电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价							
						需量电价 (元/千瓦·月)		容量电价 (元/千伏安·月)					
	不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220(330) 千伏	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	1~10 (20) 千伏	220 (330) 千伏			
工商业 用电	0.2589	0.2462	0.2264			38.7	37.3	34.2	32.0	24.2	23.3	21.4	20.0

注：1.表中各电价含增值税、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用。

2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为4.76%。

3.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

4.500千伏“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时0.0196元（含税、含线损）。

海南电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价						
	需量电价 (元/千瓦·月)					容量电价 (元/千伏安·月)						
	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上
工商业用电	0.2592	0.2361	0.0798	0.0700	35.2	35.2	35.2	35.2	22.0	22.0	22.0	22.0

- 注：1.表中各电价含增值税、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为5.47%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为7.99亿元、7.99亿元和7.99亿元(含税)。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
 5.海南电网单一制和两部制电价执行范围，继续按现行政策执行。

重庆电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容(需)量电价						
						需量电价 (元/千瓦·月)		容量电价 (元/千伏安·月)				
	不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220(330) 千伏	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 (330) 千伏
单一制	0.2321	0.2121	0.1922	0.1774								
工商业 用电		0.1529	0.1271	0.1078	0.0885	35.2	32.0	32.0	22.0	22.0	20.0	20.0

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为4.25%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为3.08亿元、7.05亿元和7.05亿元(含税)。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
 5.500千伏“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时0.0242元(含税、含线损)。

四川电网输配电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价							
	需量电价 (元/千瓦·月)					容量电价 (元/千伏安·月)							
	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏		1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏				
工商业用电	不满1千伏	0.2560	0.2296	0.1989		1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏
		0.2560	0.2296	0.1989									
		0.1390	0.1092	0.0669	0.0478	35	32	27	24	22	20	17	15

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为5.79%。
 3.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
 4.500千伏“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时0.0522元（含税、含线损）。

贵州电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价							
						容量电价 (元/千伏安·月)							
	不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上
工商业 用电	0.2186	0.2062	0.1805										
		0.1280	0.1143	0.0777	0.0529	35	33	31	30	22	21	20	19

注：1.表中各电价含增值税、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用。

2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为4.73%。

3.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

4.“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省平均输电价格为不超过每千瓦时0.0367元（含税、含线损），其中500千伏输电价格为不超过每千瓦时0.03元（含税、含线损）。

云南电网输配电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容(需)量电价						
	需量电价 (元/千瓦·月)					容量电价 (元/千伏安·月)						
	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上	1~10(20)千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上
工商业用电	单一制	0.1620	0.1520	0.1420		38.4	38.4	36.8	36.8	24.0	24.0	23.0
	两部制		0.1296	0.1045	0.0749	0.0555						

注：1.表中各电价含增值税、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用。

2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为4.90%。

3.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

4.500千伏“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时0.0640元（含税、含线损）。

陕西电网（不含榆林地区）输配电价表

用电分类	电量电价（元/千瓦时）					容（需）量电价							
						容量电价（元/千伏安·月）							
	不满 1千伏	1~10(20) 千伏	35千伏	110千伏	220(330) 千伏	1~10 (20) 千伏	35千伏	110千伏	220 (330) 千伏	1~10 (20) 千伏	35千伏	110千伏	220 (330) 千伏
一般工商业用电 (单制)	0.2215	0.2015	0.1815	0.1565									
大工业用电 (两部制)		0.1231	0.1031	0.0831	0.0731	35.2	35.2	32.0	32.0	22.0	22.0	20.0	20.0

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
- 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为4.24%。
- 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期陕西电网各年度容量电费分别为0.26亿元、4.6亿元和6.13亿元(含税)。
- 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
- 5.110千伏及以上“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时0.04元(含税、含线损)。

陕西电网（榆林地区）输配电价表

用电分类	电量电价（元/千瓦时）					容（需）量电价						
						需量电价（元/千瓦·月）		容量电价（元/千伏安·月）				
	不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220(330) 千伏	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 (330) 千伏
一般工商业用电 (单一制)	0.2215	0.2015	0.1815	0.1565								
大工业用电 (两部制)		0.1038	0.0838	0.0638	0.0538	35.2	32.0	32.0	22.0	22.0	20.0	20.0

注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。

2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为4.24%。

3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期陕西电网各年度容量电费分别为0.26亿元、4.60亿元和6.13亿元（含税）。

4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

5.110千伏及以上“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时0.04元（含税、含线损）。

甘肃电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价							
	需量电价 (元/千瓦·月)					容量电价 (元/千伏安·月)							
	不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上
一般工商业用电 (单一制)	0.2965	0.2765	0.2565										
大工业用电 (两部制)		0.1028	0.0888	0.0764	0.0658	38.4	36.8	32.8	32.8	24.0	23.0	20.5	20.5

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为2.31%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为0.04亿元、0.72亿元和0.96亿元(含税)。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
 5.500千伏及以上“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时0.0382元(含税、含线损)。

青海电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容(需)量电价					
						需量电价 (元/千瓦·月)		容量电价 (元/千伏安·月)			
	不满 1千伏	1~10(20) 千伏	35千伏	110~220 千伏	330千伏	1~10 (20) 千伏	35千伏	110~220 千伏	35千伏	110~220 千伏	330千伏
工商业	0.1858	0.1807	0.1756								
用电		0.0834	0.0779	0.0677	0.0577	33.6	33.6	32.0	21.0	20.0	20.0

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为3.64%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为0.04亿元、0.72亿元和0.96亿元(含税)。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
 5.500千伏“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时0.0372元(含税、含线损)。

宁夏电网输配电电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价						
						需量电价 (元/千瓦·月)		容量电价 (元/千伏安·月)				
	不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上
工商业	0.1846	0.1646	0.1446									
用电		0.0920	0.0769	0.0600	0.0521	28.8	28.8	25.6	25.6	18.0	18.0	16.0

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为2.59%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为0.03亿元、0.53亿元和0.70亿元（含税）。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
 5.500千伏及以上“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省平均输电价格为不超过每千瓦时0.0184元（含税、含线损）。

新疆电网输配电价表

用电分类	电量电价 (元/千瓦时)					容 (需) 量电价							
						需量电价 (元/千瓦·月)		容量电价 (元/千伏安·月)					
	不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏 及以上
单一制	0.1636	0.1606	0.1566										
工商业 用电		0.1204	0.1100	0.0815	0.0486	32.0	32.0	30.4	30.4	20.0	20.0	19.0	19.0

- 注：1.表中各电价含增值税、区域电网容量电费、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用、抽水蓄能容量电费。
 2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为6.57%。
 3.原包含在输配电价内的抽水蓄能容量电费在输配电价外单列，第三监管周期各年度容量电费分别为0亿元、2.59亿元和8.11亿元(含税)。
 4.工商业用户执行上述输配电价表，居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
 5.500千伏及以上“网对网”外送电省外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时0.0349元(含税、含线损)。

区域电网输电价格及有关事项的通知

发改价格〔2023〕532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：

为进一步深化输配电价改革，强化输配电价监管，更好服务电力市场建设发展，现就华北等五个区域电网输电价格及有关事项通知如下：

一、按照国家发展改革委《关于印发〈区域电网输电价格定价办法〉的通知》（发改价格规〔2020〕100号）和《关于印发〈省级电网输配电价定价办法〉的通知》（发改价格规〔2020〕101号）及有关规定，核定华北、华东、华中、东北、西北区域电网第三监管周期两部制输电价格，具体见附件。其中，电量电价随区域电网实际交易结算电量收取；容量电价随各省级电网终端销售电量（含市场化交易电量）收取；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。

二、区域电网容量电价作为上级电网分摊费用通过省级电网输配电价回收。

三、各地发展改革委要加强对区域电网输电价格执行情况的监管，发现问题及时报告我委（价格司）。本通知自2023年6月1日起执行，现行政策相关规定与本通知不符的，以本通知规定为准。

附件：第三监管周期区域电网输电价格表

国家发展改革委
2023年5月11日

附件

第三监管周期区域电网输电价格表

单位：元/千瓦时

区域	电量电价	容量电价	
		单位	水平
华北	0.0082	北京	0.0190
		天津	0.0137
		冀北	0.0058
		河北	0.0060
		山西	0.0026
		山东	0.0036
华东	0.0075	上海	0.0063
		江苏	0.0036
		浙江	0.0038
		安徽	0.0052
		福建	0.0024
华中	0.0222	湖北	0.0032
		湖南	0.0030
		河南	0.0023
		江西	0.0029
		四川	0.0020
		重庆	0.0049
东北	0.0163	辽宁	0.0041
		吉林	0.0043
		黑龙江	0.0039
		蒙东	0.0040
西北	0.0142	陕西	0.0014
		甘肃	0.0027
		青海	0.0014
		宁夏	0.0019
		新疆	0.0009

注：表中电价含增值税，电量电价不含线损。

国家发展改革委关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知

发改价格〔2023〕533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、中国华电集团有限责任公司、中国长江三峡集团有限公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为进一步深化电力体制改革，完善抽水蓄能价格形成机制，促进抽水蓄能行业健康发展，现就抽水蓄能电站容量电价及有关事项通知如下：

一、按照《国家发展改革委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）及有关规定，核定在运及2025年底前拟投运的48座抽水蓄能电站容量电价，具体见附件。

二、电网企业要统筹保障电力供应、确保电网安全、促进新能源消纳等，合理安排抽水蓄能电站运行；要与电站签订年度调度运行协议并对外公示，公平公开公正实施调度；要严格执行本通知核定的抽水蓄能电站容量电价，按月及时结算电费，结算情况单独归集、单独反映，并于每年5月底前将上年度电价执行情况、可用率情况等报我委（价格司）和相关省级价格主管部门。

三、各地发展改革委要加强对抽水蓄能电站容量电价执行情况的监管，发现问题及时报告我委（价格司）。

本通知自2023年6月1日起执行，现行政策相关规定与本通知不符的，以本通知规定为准。

附件：抽水蓄能电站容量电价表

国家发展改革委
2023年5月11日

附件

抽水蓄能电站容量电价表

序号	电站名称	所在省份	装机容量（万千瓦）	容量电价（元/千瓦）
已投运				
1	沙河	江苏	10	699.78
2	琼中	海南	60	648.76
3	西龙池	山西	120	463.81
4	天堂	湖北	7	722.43
5	宝泉	河南	120	417.43
6	张河湾	河北	100	476.13
7	黑麋峰	湖南	120	376.30
8	溧阳	江苏	150	576.04
9	响水洞	安徽	100	459.92
10	宜兴	江苏	100	491.22
11	呼和浩特	内蒙古	120	567.83
12	蒲石河	辽宁	120	475.42
13	琅琊山	安徽	60	453.30
14	桐柏	浙江	120	341.76
15	潘家口	河北	27	289.73
16	仙居	浙江	150	370.91
17	洪屏	江西	120	454.99
18	清远	广东	128	409.57
19	白莲河	湖北	120	321.34
20	天荒坪	浙江	180	417.17
21	广蓄二期	广东	120	338.34
22	仙游	福建	120	405.40
23	惠州	广东	240	324.24
24	泰安	山东	100	347.99
25	响洪甸	安徽	8	823.34
26	深圳	广东	120	414.88
27	十三陵	北京	80	496.15
28	回龙	河南	12	585.20
29	白山	吉林	30	456.06
30	溪口	浙江	8	561.61
31	绩溪	安徽	180	391.80

续表

序号	电站名称	所在省份	装机容量（万千瓦）	容量电价（元/千瓦）
新投运				
32	丰宁一期	河北	180	547.07
	丰宁二期		180	510.94
33	沂蒙	山东	120	608.00
34	文登	山东	180	471.18
35	金寨	安徽	120	616.01
36	长龙山	浙江	210	499.96
37	厦门	福建	140	612.65
38	永泰	福建	120	551.21
39	周宁	福建	120	548.11
40	天池	河南	120	556.94
41	荒沟	黑龙江	120	478.74
42	敦化	吉林	140	550.80
43	清原	辽宁	180	599.66
44	蟠龙	重庆	120	587.22
45	镇安	陕西	140	625.85
46	阜康	新疆	120	690.36
47	梅州一期	广东	120	595.36
48	阳江一期	广东	120	643.98

注：河北岗南混合抽水蓄能电站维持现批复电价到电站运营终止，表中容量电价含增值税。

国家发展改革委 国家能源局关于 加快推进充电基础设施建设 更好支持 新能源汽车下乡和乡村振兴的实施意见

发改综合〔2023〕545号

各省、自治区、直辖市人民政府，新疆生产建设兵团，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司：

我国已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，为新能源汽车快速发展提供了有力保障。但广大农村地区仍存在公共充电基础设施建设不足、居住社区充电设施安装共享难、时段性供需矛盾突出等问题，制约了农村地区新能源汽车消费潜力的释放。适度超前建设充电基础设施，优化新能源汽车购买使用环境，对推动新能源汽车下乡、引导农村地区居民绿色出行、促进乡村全面振兴具有重要意义。为做好相关工作，经国务院同意，制定如下实施意见。

一、创新农村地区充电基础设施建设运营维护模式

（一）加强公共充电基础设施布局建设。支持地方政府结合实际开展县乡公共充电网络规划，并做好与国土空间规划、配电网规划等的衔接，加快实现适宜使用新能源汽车的地区充电站“县县全覆盖”、充电桩“乡乡全覆盖”。合理推进集中式公共充电场站建设，优先在县乡企事业单位、商业建筑、交通枢纽（场站）、公路沿线服务区（站）等场所配置公共充电设施，并向易地搬迁集中安置区、乡村旅游重点村等延伸，结合乡村自驾游发展加快公路沿线、具备条件的加油站等场所充电桩建设。

（二）推进社区充电基础设施建设共享。加快推进农村地区既有居住社区充电设施建设，因地制宜开展充电设施建设条件改造，具备安装条件的居住社区可配建一定比例的公共充电车位。落实新建居住社区充电基础设施配建要求，推动固定车位建设充电设施或预留安装条件以满足直接装表接电需要。落实街道办事处等基层管理机构管理责任，加大对居住社区管理单位的指导和监督，建立“一站式”协调推动和投诉解决机制。居住社区管理单位应积极协助用户安装充电设施，可探索与充电设施运营企业合作的机制。引导社区推广“临近车位共享”“社区分时共享”“多车一桩”等共享模式。

（三）加大充电网络建设运营支持力度。鼓励有条件地方出台农村地区公共充电基础设施建设运营专项支持政策。利用地方政府专项债券等工具，支持符合条件的高速公路及普通国省干线公路服务区（站）、公共汽电车场站和汽车客运站等充换电基础设施建设。统筹考虑乡村级充电网络建设和输配电网发展，加大用地保障等支持力度，开展配套电网建设改造，增强农村电网的支撑保障能力。到2030年前，对实行两部制电价的集中式充换电设施用电免收需量（容量）电费，放宽电网企业相关配电网建设投资效率约束，全额纳入输配电价回收。

（四）推广智能有序充电等新模式。提升新建充电基础设施智能化水平，将智能有序充电纳入充电基础设施和新能源汽车产品功能范围，鼓励新售新能源汽车随车配建充电桩具备有序充电功能，加快形成行业统一标准。鼓励开展电动汽车与电网双向互动（V2G）、光储充协同控制等关键技术研究，探索在充电桩利用率较低的农村地区，建设提供光伏发电、储能、充电一体化的充电基础设施。落实峰谷分时电价政策，鼓励用户低谷时段充电。

（五）提升充电基础设施运维服务体验。结合农村地区充电设施环境、电网基础条件、运行维护要求等，开展充电设施建设标准制修订和典型设计。完善充电设施运维体系，提升设施可用率和故障处理能力，推动公共充换电网络运营商平台互联互通。鼓励停车场与充电设施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。利用技术手段对充电需求集中的时段和地段进行提前研判，并做好服务保障。

二、支持农村地区购买使用新能源汽车

（六）丰富新能源汽车供应。鼓励新能源汽车企业针对农村地区消费者特点，通过差异化策略优化配置，开发更多经济实用的车型，特别是新能源载货微面、微卡、轻卡等产品。健全新能源二手车评估体系，对新能源二手车加强检查和整修，鼓励企业面向农村地区市场提供优质新能源二手车。

（七）加快公共领域应用推广。加快新能源汽车在县乡党政机关、学校、医院等单位的推广应用，因地制宜提高公务用车中新能源汽车使用比例，发挥引领示范作用。鼓励有条件的地方加大对公交、道路客运、出租汽车、执法、环卫、物流配送等领域新能源汽车应用支持力度。

（八）提供多元化购买支持政策。鼓励有条件的地方对农村户籍居民在户籍所在地县域内购买新能源汽车，给予消费券等支持。鼓励有关汽车企业和有条件的地方对淘汰低速电动车购买新能源汽车提供以旧换新奖励。鼓励地方政府加强政企联动，开展购车赠送充电优惠券等活动。加大农村地区汽车消费信贷支持，鼓励金融机构在依法合规、风险可控的前提下，合理确定首付比例、贷款利率、还款期限。

三、强化农村地区新能源汽车宣传服务管理

（九）加大宣传引导力度。通过新闻报道、专家评论、互联网新媒体等方式积极宣传，支持地方政府和行业机构组织新能源汽车厂家开展品牌联展、试乘试驾等活动，鼓励新能源汽车企业联合产业链上游电池企业开展农村地区购车三年内免费“电池体检”活动，提升消费者对新能源汽车的接受度。

（十）强化销售服务网络。鼓励新能源汽车企业下沉销售网络，引导车企及第三方服务企业加快建设联合营业网点、建立配套售后服务体系，定期开展维修售后服务下乡活动，提供应急救援等服务，缓解购买使用顾虑。鼓励高职院校面向农村地区培养新能源汽车维保技术人员，提供汽车维保、充电桩维护等相关职业教育，将促进就近就地就业与支持新能源汽车消费有效衔接。

（十一）加强安全监管。健全新能源汽车安全监管体系，因地制宜利用多种手段，提升新能源汽车及电池质量安全水平，严格农村地区充电设施管理，引导充电设施运营企业接入政府充电设施监管平台，严格配套供电、集中充电场所安全条件，确保符合有关法律法规、国家标准或行业标准规定，强化管理人员安全业务培训，定期对存量充电桩进行隐患排查。引导农村居民安装使用独立充电桩，并合理配备漏电保

护器及接地设备，提升用电安全水平。

各地区、各有关部门要切实加强组织领导，明确责任分工，积极主动作为，推动相关政策措施尽快落地见效，完善购买使用政策，进一步健全充电基础设施网络，确保“有人建、有人管、能持续”，为新能源汽车在农村地区的推广使用营造良好环境，更好满足群众生产生活需求。

国家发展改革委
国家能源局
2023年5月14日

氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）

氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，正逐步成为全球能源转型发展的重要载体之一。为助力实现碳达峰、碳中和目标，深入推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的能源体系，促进氢能产业高质量发展，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》，编制本规划。规划期限为2021-2035年。

一、现状与形势

当今世界正经历百年未有之大变局，新一轮科技革命和产业变革同我国经济高质量发展要求形成历史性交汇。以燃料电池为代表的氢能开发利用技术取得重大突破，为实现零排放的能源利用提供重要解决方案，需要牢牢把握全球能源变革发展大势和机遇，加快培育发展氢能产业，加速推进我国能源清洁低碳转型。

从国际看，全球主要发达国家高度重视氢能产业发展，氢能已成为加快能源转型升级、培育经济新增长点的重要战略选择。全球氢能全产业链关键核心技术趋于成熟，燃料电池出货量快速增长、成本持续下降，氢能基础设施建设明显提速，区域性氢能供应网络正在形成。

从国内看，我国是世界上最大的制氢国，年制氢产量约3300万吨，其中，达到工业氢气质量标准的约1200万吨。可再生能源装机量全球第一，在清洁低碳的氢能供给上具有巨大潜力。国内氢能产业呈现积极发展态势，已初步掌握氢能制备、储运、加氢、燃料电池和系统集成等主要技术和生产工艺，在部分区域实现燃料电池汽车小规模示范应用。全产业链规模以上工业企业超过300家，集中分布在长三角、粤港澳大湾区、京津冀等区域。

但总体看，我国氢能产业仍处于发展初期，相较于国际先进水平，仍存在产业创新能力不强、技术装备水平不高，支撑产业发展的基础性制度滞后，产业发展形态和发展路径尚需进一步探索等问题和挑战。同时，一些地方盲目跟风、同质化竞争、低水平建设的苗头有所显现。面对新形势、新机遇、新挑战，亟需加强顶层设计和统筹谋划，进一步提升氢能产业创新能力，不断拓展市场应用新空间，引导产业健康有序发展。

二、战略定位

氢能是未来国家能源体系的重要组成部分。充分发挥氢能作为可再生能源规模化高效利用的重要载体作用及其大规模、长周期储能优势，促进异质能源跨地域和跨季节优化配置，推动氢能、电能和热能系统融合，促进形成多元互补融合的现代能源供应体系。

氢能是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体。以绿色低碳为方针，加强氢能的绿色供应，营造形式多样的氢能消费生态，提升我国能源安全水平。发挥氢能对碳达峰、碳中和目标的支撑作用，深挖跨界应用潜力，因地制宜引导多元应用，推动交通、工业等用能终端的能源消费转型和高耗能、高排放行业绿色发展，减少温室气体排放。

氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向。以科技自立自强为引领，紧扣全球新一轮科技

革命和产业变革发展趋势，加强氢能产业创新体系建设，加快突破氢能核心技术和关键材料瓶颈，加速产业升级壮大，实现产业链良性循环和创新发展。践行创新驱动，促进氢能技术装备取得突破，加快培育新产品、新业态、新模式，构建绿色低碳产业体系，打造产业转型升级的新增长点，为经济高质量发展注入新动能。

三、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，全面贯彻落实党的十九大和十九届历次全会精神，弘扬伟大建党精神，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，以推动高质量发展为主题，以深化供给侧结构性改革为主线，紧扣实现碳达峰、碳中和目标，贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略，着眼抢占未来产业发展先机，统筹氢能产业布局，提升创新能力，完善管理体系，规范有序发展，提高氢能能源消费结构中的比重，为构建清洁低碳、安全高效的能源体系提供有力支撑。

（二）基本原则

创新引领，自立自强。坚持创新驱动发展，加快氢能创新体系建设，以需求为导向，带动产品创新、应用创新和商业模式创新。集中突破氢能产业技术瓶颈，建立健全产业技术装备体系，增强产业链供应链稳定性和竞争力。充分利用全球创新资源，积极参与全球氢能技术和产业创新合作。

安全为先，清洁低碳。把安全作为氢能产业发展的内在要求，建立健全氢能安全监管制度和标准规范，强化对氢能制、储、输、加、用等全产业链重大安全风险的预防和管控，提升全过程安全管理水平，确保氢能利用安全可控。构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系，重点发展可再生能源制氢，严格控制化石能源制氢。

市场主导，政府引导。发挥市场在资源配置中的决定性作用，突出企业主体地位，加强产学研用深度融合，着力提高氢能技术经济性，积极探索氢能利用的商业化路径。更好发挥政府作用，完善产业发展基础性制度体系，强化全国一盘棋，科学优化产业布局，引导产业规范发展。

稳慎应用，示范先行。积极发挥规划引导和政策激励作用，统筹考虑氢能供应能力、产业基础和市场需求，与技术创新水平相适应，有序开展氢能技术创新与产业应用示范，避免一些地方盲目布局、一拥而上。坚持点线结合、以点带面，因地制宜拓展氢能应用场景，稳慎推动氢能在交通、储能、发电、工业等领域的多元应用。

（三）发展目标

到 2025 年，形成较为完善的氢能产业发展制度政策环境，产业创新能力显著提高，基本掌握核心技术和制造工艺，初步建立较为完整的供应链和产业体系。氢能示范应用取得明显成效，清洁能源制氢及氢能储运技术取得较大进展，市场竞争力大幅提升，初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。燃料电池车辆保有量约 5 万辆，部署建设一批加氢站。可再生能源制氢量达到 10-20 万吨 / 年，成为新增氢能消费的重要组成部分，实现二氧化碳减排 100-200 万吨 / 年。

再经过 5 年的发展，到 2030 年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系，产业布局合理有序，可再生能源制氢广泛应用，有力支撑碳达峰目标实现。

到 2035 年，形成氢能产业体系，构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。

四、系统构建支撑氢能产业高质量发展创新体系

围绕氢能高质量发展重大需求，准确把握氢能产业创新发展方向，聚焦短板弱项，适度超前部署一批氢能项目，持续加强基础研究、关键技术和颠覆性技术创新，建立完善更加协同高效的创新体系，不断提升氢能产业竞争力和创新力。

（一）持续提升关键核心技术水平

加快推进质子交换膜燃料电池技术创新，开发关键材料，提高主要性能指标和批量化生产能力，持续提升燃料电池可靠性、稳定性、耐久性。支持新型燃料电池等技术发展。着力推进核心零部件以及关键装备研发制造。加快提高可再生能源制氢转化效率和单台装置制氢规模，突破氢能基础设施环节关键核心技术。开发临氢设备关键影响因素监测与测试技术，加大制、储、输、用氢全链条安全技术开发应用。

持续推进绿色低碳氢能制取、储存、运输和应用等各环节关键核心技术研发。持续开展光解水制氢、氢脆失效、低温吸附、泄漏 / 扩散 / 燃爆等氢能科学机理，以及氢能安全基础规律研究。持续推动氢能先进技术、关键设备、重大产品示范应用和产业化发展，构建氢能产业高质量发展技术体系。

（二）着力打造产业创新支撑平台

聚焦氢能重点领域和关键环节，构建多层次、多元化创新平台，加快集聚人才、技术、资金等创新要素。支持高校、科研院所、企业加快建设重点实验室、前沿交叉研究平台，开展氢能应用基础研究和前沿技术研究。依托龙头企业整合行业优质创新资源，布局产业创新中心、工程研究中心、技术创新中心、制造业创新中心等创新平台，构建高效协作创新网络，支撑行业关键技术开发和工程化应用。鼓励行业优势企业、服务机构，牵头搭建氢能产业知识产权运营中心、氢能产品检验检测及认证综合服务、废弃氢能产品回收处理、氢能安全战略联盟等支撑平台，结合专利导航等工作服务行业创新发展。支持“专精特新”中小企业参与氢能产业关键共性技术研发，培育一批自主创新能力强的单项冠军企业，促进大中小企业协同创新融通发展。

（三）推动建设氢能专业队伍

以氢能技术创新需求为导向，支持引进和培育高端人才，提升氢能基础前沿技术研发能力。加快培育氢能技术及装备专业队伍，夯实氢能产业发展的创新基础。建立健全人才培养培训机制，加快推进氢能相关学科专业建设，壮大氢能创新研发人才群体。鼓励职业院校（含技工院校）开设相关专业，培育高素质技术技能人才及其他从业人员。

（四）积极开展氢能技术创新国际合作

鼓励开展氢能科学和技术国际联合研发，推动氢能全产业链关键核心技术、材料和装备创新合作，积极构建国际氢能创新链、产业链。积极参与国际氢能标准化活动。坚持共商共建共享原则，探索与共建“一带一路”国家开展氢能贸易、基础设施建设、产品开发等合作。加强与氢能技术领先的国家和地区开展项目合作，共同开拓第三方国际市场。

五、统筹推进氢能基础设施建设

统筹全国氢能产业布局，合理把握产业发展进度，避免无序竞争，有序推进氢能基础设施建设，强化氢能基础设施安全管理，加快构建安全、稳定、高效的氢能供应网络。

（一）合理布局制氢设施

结合资源禀赋特点和产业布局，因地制宜选择制氢技术路线，逐步推动构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系。在焦化、氯碱、丙烷脱氢等行业集聚地区，优先利用工业副产氢，鼓励就近消纳，降低工业副产氢供给成本。在风光水电资源丰富地区，开展可再生能源制氢示范，逐步扩大示范规模，探索季节性储能和电网调峰。推进固体氧化物电解池制氢、光解水制氢、海水制氢、核能高温制氢等技术研发。探索在氢能应用规模较大的地区设立制氢基地。

（二）稳步构建储运体系

以安全可控为前提，积极推进技术材料工艺创新，支持开展多种储运方式的探索和实践。提高高压气态储运效率，加快降低储运成本，有效提升高压气态储运商业化水平。推动低温液氢储运产业化应用，探索固态、深冷高压、有机液体等储运方式应用。开展掺氢天然气管道、纯氢管道等试点示范。逐步构建高密度、轻量化、低成本、多元化的氢能储运体系。

（三）统筹规划加氢网络

坚持需求导向，统筹布局建设加氢站，有序推进加氢网络体系建设。坚持安全为先，节约集约利用土地资源，支持依法依规利用现有加油加气站的场地设施改扩建加氢站。探索站内制氢、储氢和加氢一体化的加氢站等新模式。

六、稳步推进氢能多元化示范应用

坚持以市场应用为牵引，合理布局、把握节奏，有序推进氢能在交通领域的示范应用，拓展在储能、分布式发电、工业等领域的应用，推动规模化发展，加快探索形成有效的氢能产业发展的商业化路径。

（一）有序推进交通领域示范应用

立足本地氢能供应能力、产业环境和市场空间等基础条件，结合道路运输行业发展特点，重点推进氢燃料电池中重型车辆应用，有序拓展氢燃料电池等新能源客、货汽车市场应用空间，逐步建立燃料电池电动汽车与锂电池纯电动汽车的互补发展模式。积极探索燃料电池在船舶、航空器等领域的应用，推动大型氢能航空器研发，不断提升交通领域氢能应用市场规模。

（二）积极开展储能领域示范应用

发挥氢能调节周期长、储能容量大的优势，开展氢储能在可再生能源消纳、电网调峰等应用场景的示范，探索培育“风光发电+氢储能”一体化应用新模式，逐步形成抽水蓄能、电化学储能、氢储能等多种储能技术相互融合的电力系统储能体系。探索氢能跨能源网络协同优化潜力，促进电能、热能、燃料等异质能源之间的互联互通。

（三）合理布局发电领域多元应用

根据各地既有能源基础设施条件和经济承受能力，因地制宜布局氢燃料电池分布式热电联供设施，推

动在社区、园区、矿区、港口等区域内开展氢能源综合利用示范。依托通信基站、数据中心、铁路通信站点、电网变电站等基础设施工程建设，推动氢燃料电池在备用电源领域的市场应用。在可再生能源基地，探索以燃料电池为基础的发电调峰技术研发与示范。结合偏远地区、海岛等用电需求，开展燃料电池分布式发电示范应用。

（四）逐步探索工业领域替代应用

不断提升氢能利用经济性，拓展清洁低碳氢能在化工行业替代的应用空间。开展以氢作为还原剂的氢冶金技术研发应用。探索氢能在工业生产中作为高品质热源的应用。扩大工业领域氢能替代化石能源应用规模，积极引导合成氨、合成甲醇、炼化、煤制油气等行业由高碳工艺向低碳工艺转变，促进高耗能行业绿色低碳发展。

专栏 “十四五”时期氢能产业创新应用示范工程

交通	在矿区、港口、工业园区等运营强度大、行驶线路固定区域，探索开展氢燃料电池货车运输示范应用及70MPa储氢瓶车辆应用验证。在有条件的地方，可在城市公交车、物流配送车、环卫车等公共服务领域，试点应用燃料电池商用车。结合重点区域生态环保需求和电力基础设施条件，探索氢燃料电池在船舶、航空器等领域的示范应用。
储能	重点在可再生能源资源富集、氢气需求量大的地区，开展集中式可再生能源制氢示范工程，探索氢储能与波动性可再生能源发电协同运行的商业化运营模式。鼓励在燃料电池汽车示范线路等氢气需求量集中区域，布局基于分布式可再生能源或电网低谷负荷的储能/加氢一体站，充分利用站内制氢运输成本低的优势，推动氢能分布式生产和就近利用。
发电	结合增量配电改革和综合能源服务试点，开展氢电融合的微电网示范，推动燃料电池热电联供应用实践。鼓励结合新建和改造通讯基站工程，开展氢燃料电池通信基站备用电源示范应用，并逐步在金融、医院、学校、商业、工矿企业等领域引入氢燃料电池应用。
工业	结合国内冶金和化工行业市场环境和产业基础，探索氢能冶金示范应用，探索开展可再生能源制氢在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业替代化石能源的示范。

七、加快完善氢能发展政策和制度保障体系

牢固树立安全底线，完善标准规范体系，加强制度创新供给，着力破除制约产业发展的制度性障碍和政策性瓶颈，不断夯实产业发展制度基础，保障氢能产业创新可持续发展。

（一）建立健全氢能政策体系

制定完善氢能管理有关政策，规范氢能制备、储运和加注等环节建设管理程序，落实安全监管责任，加强产业发展和投资引导，推动氢能规模化应用，促进氢能生产和消费，为能源绿色转型提供支撑。完善氢能基础设施建设运营有关规定，注重在建设要求、审批流程和监管方式等方面强化管理，提升安全运营水平。研究探索可再生能源发电制氢支持性电价政策，完善可再生能源制氢市场化机制，健全覆盖氢储能的储能价格机制，探索氢储能直接参与电力市场交易。

（二）建立完善氢能产业标准体系

推动完善氢能制、储、输、用标准体系，重点围绕建立健全氢能质量、氢安全等基础标准，制氢、储

运氢装置、加氢站等基础设施标准，交通、储能等氢能应用标准，增加标准有效供给。鼓励龙头企业积极参与各类标准研制工作，支持有条件的社会团体制定发布相关标准。在政策制定、政府采购、招投标等活动中，严格执行强制性标准，积极采用推荐性标准和国家有关规范。推进氢能产品检验检测和认证公共服务平台建设，推动氢能产品质量认证体系建设。

（三）加强全链条安全监管

加强氢能安全管理制度和标准研究，建立健全氢能全产业安全标准规范，强化安全监管，落实企业安全生产主体责任和部门安全监管责任，落实地方政府氢能产业发展属地管理责任，提高安全管理能力水平。推动氢能产业关键核心技术和安全技术协同发展，加强氢气泄漏检测报警以及氢能相关特种设备的检验、检测等先进技术研发。积极利用互联网、大数据、人工智能等先进技术手段，及时预警氢能生产储运装置、场所和应用终端的泄漏、疲劳、爆燃等风险状态，有效提升事故预防能力。加强应急能力建设，研究制定氢能突发事件处置预案、处置技战术和作业规程，及时有效应对各类氢能安全风险。

八、组织实施

充分认识发展氢能产业的重要意义，把思想、认识和行动统一到党中央、国务院的决策部署上来，加强组织领导和统筹协调，强化政策引导和支持，通过开展试点示范、宣传引导、督导评估等措施，确保规划目标和重点任务落到实处。

（一）充分发挥统筹协调机制作用

建立氢能产业发展部际协调机制，协调解决氢能发展重大问题，研究制定相关配套政策。强化规划引导作用，推动地方结合自身基础条件理性布局氢能产业，实现产业健康有序和集聚发展。

（二）加快构建“1+N”政策体系

坚持以规划为引领，聚焦氢能产业发展的关键环节和重大问题，在氢能规范管理、氢能基础设施建设运营管理、关键核心技术装备创新、氢能产业多元应用试点示范、国家标准体系建设等方面，制定出台相关政策，打造氢能产业发展“1+N”政策体系，有效发挥政策引导作用。

（三）积极推动试点示范

深入贯彻国家重大区域发展战略，不断优化产业空间布局，在供应潜力大、产业基础实、市场空间足、商业化实践经验多的地区稳步开展试点示范。支持试点示范地区发挥自身优势，改革创新，探索氢能产业发展的多种路径，在完善氢能政策体系、提升关键技术创新能力等方面先行先试，形成可复制可推广的经验。建立事中事后监管和考核机制，确保试点示范工作取得实效。

（四）强化财政金融支持

发挥好中央预算内投资引导作用，支持氢能相关产业发展。加强金融支持，鼓励银行业金融机构按照风险可控、商业可持续性原则支持氢能产业发展，运用科技化手段为优质企业提供精准化、差异化金融服务。鼓励产业投资基金、创业投资基金等按照市场化原则支持氢能创新型企业，促进科技成果转移转化。支持符合条件的氢能企业在科创板、创业板等注册上市融资。

（五）深入开展宣传引导

开展氢能制、储、输、用的安全法规和安全标准宣贯工作，增强企业主体安全意识，筑牢氢能安全利用基础。加强氢能科普宣传，注重舆论引导，及时回应社会关切，推动形成社会共识。

（六）做好规划督导评估

加强对规划实施的跟踪分析、督促指导，总结推广先进经验，适时组织开展成效评估工作，及时研究解决规划实施中出现的新情况、新问题。规划实施中期，根据技术进步、资源状况和发展需要，结合规划成效评估工作，进一步优化后续任务工作方案。

三、国务院国有资产监督管理委员会文件

关于印发《关于进一步深化法治央企建设的意见》的通知

国资发法规规〔2021〕80号

各中央企业：

为深入学习贯彻习近平法治思想，落实中央全面依法治国工作会议部署，进一步推进中央企业法治建设，提升依法治企能力水平，助力“十四五”时期深化改革、高质量发展，我们制定了《关于进一步深化法治央企建设的意见》，现印发给你们，请认真贯彻落实。

国资委

2021年10月17日

关于进一步深化法治央企建设的意见

为深入学习贯彻习近平法治思想，认真落实全面依法治国战略部署，持续深化法治央企建设，更好发挥法治工作对“十四五”时期中央企业改革发展的支撑保障作用，根据《法治中国建设规划（2020-2025年）》《法治社会建设实施纲要（2020-2025年）》等文件精神，现就进一步做好中央企业法治工作提出如下意见：

一、总体要求

（一）指导思想。坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，认真落实习近平法治思想，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，按照中央全面依法治国工作会议部署，立足新发展阶段，贯彻新发展理念，构建新发展格局，紧紧围绕国企改革三年行动和中央企业“十四五”发展规划，着力健全领导责任体系、依法治理体系、规章制度体系、合规管理体系、工作组织体系，持续提升法治工作引领支撑能力、风险管控能力、涉外保障能力、主动维权能力和数字化管理能力，不断深化治理完善、经营合规、管理规范、守法诚信的法治央企建设，为加快建设世界一流企业筑牢坚实法治基础。

（二）基本原则。

——坚持融入中心、服务大局。以服务国企改革三年行动和中央企业“十四五”发展规划为目标，牢固树立全局意识和系统观念，法治工作全面融入完善中国特色现代企业制度、深化混合所有制改革、科技

创新、国际化经营等重点任务，充分发挥支撑保障作用。

——坚持完善制度、夯基固本。以强化制度建设为基础，坚持尊法、学法、守法、用法，将行之有效的经验做法，及时转化为企业规章制度，嵌入业务流程，加强制度执行情况监督检查，强化制度刚性约束。

——坚持突出重点、全面深化。以落实法治建设第一责任人职责、完善总法律顾问制度、健全法律风险防范机制、强化合规管理为重点，坚持问题导向，在做深做细做实上下更大功夫，真正发挥强管理、促经营、防风险、创价值作用。

——坚持勇于创新、拓展升级。以适应市场化、法治化、国际化发展需要为方向，结合实际拓宽法治工作领域，探索优化法务管理职能，创新工作方式，加快提升信息化、数字化、智能化水平。

（三）总体目标。“十四五”时期，中央企业法治理念更加强化、治理机制更加完善、制度体系更加优化、组织机构更加健全、管理方式更加科学、作用发挥更加有效，法治建设取得更大进展，部分企业率先达到世界一流水平，为企业深化改革、高质量发展提供更加有力的支撑保障。

二、着力健全法治工作体系

（四）着力健全领导责任体系。坚持企业党委（党组）对依法治企工作的全面领导，不断完善党委（党组）定期专题学法、定期听取工作汇报、干部任前法治谈话、述职必述法等制度，切实发挥党委（党组）把方向、管大局、促落实作用。强化董事会定战略、作决策、防风险职能，明确专门委员会推进法治建设职责，把法治建设纳入整体工作统筹谋划，将进展情况作为年度工作报告的重要内容。健全中央企业主要负责人履行推进法治建设第一责任人职责工作机制，党委（党组）书记、董事长、总经理各司其职，对重点问题亲自研究、部署协调、推动解决。将第一责任人职责要求向子企业延伸，把落实情况纳入领导人员综合评价体系，将法治素养和依法履职情况作为考察使用干部的重要内容。

（五）着力健全依法治理体系。高度重视章程在公司治理中的统领地位，切实发挥总法律顾问和法务管理机构专业审核把关作用，科学配置各治理主体权利、义务和责任，明晰履职程序和要求，保障章程依法制定、依法实施。多元投资主体企业严格依据法律法规、国有资产监管规定和公司章程，明确股东权利义务、股东会定位与职权，规范议事决策方式和程序，完善运作制度机制，强化决议执行和监督，切实维护股东合法权益。优化董事会知识结构，通过选聘法律专业背景人员担任董事、加强法律培训等方式，提升董事会依法决策水平。落实总法律顾问列席党委（党组）会、董事会参与研究讨论或审议涉及法律合规相关议题，参加总经理办公会等重要决策会议制度，将合法合规性审查和重大风险评估作为重大决策事项必经前置程序。依法对子企业规范行使股东权，认真研究制定子企业章程，严格按照公司治理结构，通过股东（大）会决议、派出董事监事、推荐高级管理人员等方式行权履职，切实防范公司人格混同等风险。

（六）着力健全规章制度体系。明确法务管理机构归口管理职责，健全规章制度制定、执行、评估、改进等工作机制，加强法律审核把关，强化对制度的全生命周期管理。根据适用范围、重要程度、管理幅度等，构建分层分类的制度体系框架，确保结构清晰、内容完整，相互衔接、有效协同，切实提高科学性和系统性。定期开展制度梳理，编制立改废计划，完善重点改革任务配套制度，及时修订重要领域管理规范，不断增

强针对性和实效性。加强对规章制度的宣贯培训，定期对执行情况开展监督检查和综合评价，增强制度刚性约束，推动制度有效落实。

（七）着力健全合规管理体系。持续完善合规管理工作机制，健全企业主要负责人领导、总法律顾问牵头、法务管理机构归口、相关部门协同联动的合规管理体系。发挥法务管理机构统筹协调、组织推动、督促落实作用，加强合规制度建设，开展合规审查与考核，保障体系有效运行。强化业务部门、经营单位和项目一线主体责任，通过设置兼职合规管理员、将合规要求嵌入岗位职责和业务流程、抓好重点领域合规管理等措施，有效防范、及时处置合规风险。探索构建法律、合规、内控、风险管理协同运作机制，加强统筹协调，提高管理效能。推动合规要求向各级子企业延伸，加大基层单位特别是涉外机构合规管理力度，到 2025 年中央企业基本建立全面覆盖、有效运行的合规管理体系。

（八）着力健全工作组织体系。加大企业法律专业领导干部培养选拔力度，在市场化国际化程度较高、法律服务需求大的国有大型骨干企业，推进符合条件的具有法律教育背景或法律职业资格的专业人才进入领导班子。持续完善总法律顾问制度，2022 年中央企业及其重要子企业全面写入章程，明确高级管理人员定位，由董事会聘任，领导法务管理机构开展工作。坚持总法律顾问专职化、专业化方向，直接向企业主要负责人负责，2025 年中央企业及其重要子企业全面配备到位，具有法律教育背景或法律职业资格的比例达到 80%。加强法务管理机构建设，中央企业及其重要子企业原则上独立设置，充实专业力量，配备与企业规模和需求相适应的法治工作队伍。健全法务管理职能，持续完善合同管理、案件管理、普法宣传等职能，积极拓展制度管理、合规管理等业务领域。加强队伍建设，拓宽法务人员职业发展通道，完善高素质法治人才市场化选聘、管理和薪酬制度，采取有效激励方式充分调动积极性、主动性。

三、全面提升依法治企能力

（九）着力提升引领支撑能力。坚持运用法治思维和法治方式深化改革、推动发展，紧盯国企改革三年行动、中央企业“十四五”发展规划重点工作，深入分析对企业提出的新任务新要求，提前研究可能出现的法律合规问题，及时制定应对方案和防范措施。法务人员全程参与混合所有制改革、投资并购等重大项目，加强法律审核把关，坚持依法依规操作，严控法律合规风险。加强对民法典等法律法规的学习研究，深入分析对企业生产经营、业务模式可能产生的影响，推动从健全制度、强化管理等方面及时作出调整。结合企业、行业实际，对相关立法研究提出完善建议，为改革发展创造良好政策环境。

（十）着力提升风险管控能力。持续巩固规章制度、经济合同、重要决策法律审核制度，在确保 100% 审核率的同时，通过跟进采纳情况、完善后评估机制，反向查找工作不足，持续提升审核质量。常态化开展风险隐患排查处置，针对共性风险通过提示函、案件通报、法律建议书等形式及时开展预警，有效防范化解。加强知识产权管理，完善专利、商标、商号、商业秘密等保护制度，坚决打击侵权行为，切实维护企业无形资产安全和合法权益。严格落实重大法律合规风险事件报告制度，中央企业发生重大法律合规风险事件，应当及时向国资委报告。

（十一）着力提升涉外保障能力。加强涉外法律合规风险防范，健全工作机制，推动在境外投资经营

规模较大、风险较高的重点企业、区域或项目设置专门机构，配备专职法务人员，具备条件的设立总法律顾问。完善涉外重大项目和重要业务法务人员全程参与制度，形成事前审核把关、事中跟踪控制、事后监督评估的管理闭环。深入研究、掌握运用所在国法律，加强国际规则学习研究，密切关注高风险国家和地区法律法规与政策变化，提前做好预案，切实防范风险。重视涉外法治人才培养，强化顶层设计，健全市场化选聘和激励制度，形成重视人才、吸引人才、留住人才的良好机制。

（十二）着力提升主动维权能力。加大法律纠纷案件处置力度，综合运用诉讼、仲裁、调解等多种手段妥善解决，探索建立集团内部纠纷调解机制。加强积案清理，健全激励机制，力争 2025 年中央企业历史遗留重大法律纠纷案件得到妥善解决。深化案件管理“压存控增、提质创效”专项工作，加强典型案例分析，及时发现管理问题，堵塞管理漏洞，推动“以案促管、以管创效”。严格落实案件报告制度，中央企业发生重大法律纠纷案件应当及时报告，按时报送年度法律纠纷案件综合分析报告。

（十三）着力提升数字化管理能力。运用区块链、大数据、云计算、人工智能等新一代信息技术，推动法务管理从信息化向数字化升级，探索智能化应用场景，有效提高管理效能。深化合同管理、案件管理、合规管理等重点领域信息化、数字化建设，将法律审核嵌入重大决策、重要业务管理流程，通过大数据等手段，实现法律合规风险在线识别、分析、评估、防控。推动法务管理系统向各级子企业和重要项目延伸，2025 年实现上下贯通、全面覆盖。推动法务管理系统与财务、产权、投资等系统的互联互通，做好与国资国企在线监管系统的对接，促进业务数据相互融合、风险防范共同响应。

四、保障任务顺利完成

（十四）加强组织领导。充分发挥法治建设领导机构作用，将法治工作纳入中央企业“十四五”发展规划和年度计划统筹谋划、同步推进，加强部门协同，强化人员、资金等保障，形成工作合力。制定本企业未来五年法治建设实施方案，与“十四五”规划相衔接，提出目标任务，明确责任分工，细化工作措施。建立法治工作专项考评制度，将法治建设成效纳入对子企业考核体系。统筹推进法治工作与违规经营投资责任追究等监督工作，完善内部协同机制，提高责任追究体系效能。加大问责力度，对未经法律审核或未采纳正确法律意见、违法违规经营投资决策造成损失或其他严重不良后果的，严肃追究责任。

（十五）持续深化对标。综合分析国际大企业优秀实践，研究归纳世界一流企业法务管理基本要素和具体指标。立足行业特点、发展阶段、管理基础等实际，有针对性地制定对标举措，确保目标量化、任务明确、措施有力。将法务管理对标工作纳入本企业对标世界一流管理提升行动。国资委创建世界一流示范企业和国有资本投资、运营公司要充分发挥引领作用，率先在法治工作上达到世界一流水平。其他中央企业要全面开展对标，努力补齐短板，加快提升依法合规经营管理水平。

（十六）强化指导交流。国资委将根据企业法治建设实施方案，定期组织调研督导，深入了解落实情况，推动解决难点问题。完善法治讲堂、协作组等学习交流机制，聚焦重点难点，创新方式方法，增强交流实效。中央企业要进一步加强对于子企业法治建设的督促指导，通过加大考核力度、细化工作要求、定期开展调研等方式，层层传导压力，确保目标任务在子企业真正落实到位。

（十七）厚植法治文化。深入学习宣传习近平法治思想，将培育法治文化作为法治建设的基础工程，使依法合规、守法诚信成为全体员工的自觉行为和基本准则。落实“八五”普法要求，进一步推进法治宣传教育制度化、常态化、多样化，将法治学习作为干部职工入职学习、职业培训、继续教育的必修课，广泛宣传与企业经营管理和职工切身利益密切相关的法律法规。总结法治建设典型做法、成功经验和进展成果，通过开展选树典型、评比表彰、集中宣传等形式，营造学习先进、争当先进、赶超先进的良好氛围。

地方国有资产监督管理机构参照本意见，积极推进所出资企业法治建设。

关于印发《中央企业重大经营风险事件报告工作规则》的通知

国资发监督规〔2021〕103号

各中央企业：

《中央企业重大经营风险事件报告工作规则》已经国资委第74次委务会审议通过，现印发给你们，请结合实际认真贯彻执行。

国资委

2021年12月13日

中央企业重大经营风险事件报告工作规则

第一条 为规范中央企业重大经营风险事件报告工作，建立健全重大经营风险管控机制，及时采取应对措施，有效防范和化解重大经营风险，根据《关于印发〈关于加强中央企业内部控制体系建设与监督工作的实施意见〉的通知》（国资发监督规〔2019〕101号），制定本规则。

第二条 本规则所称中央企业，是指国务院国有资产监督管理委员会（以下简称国资委）代表国务院履行出资人职责的国家出资企业（以下简称企业）。

第三条 本规则所称重大经营风险事件，是指企业在生产经营活动中发生的，已造成或可能造成重大财产损失或严重不良影响的各类生产运营管理风险事件。

第四条 企业是重大经营风险事件报告工作的责任主体，负责建立重大经营风险事件报告工作制度和运行机制，明确责任分工、畅通报告渠道。企业主要负责人应当对重大经营风险事件报告的真实性、及时性负责。

第五条 国资委对企业重大经营风险事件报告及处置工作实施监督管理，督促指导企业建立重大经营风险事件报告责任体系，做好重大经营风险事件的研判报送、应对处置、跟踪监测、警示通报及问责整改等工作，对于涉及违规经营投资的风险事件，按有关规定开展责任追究。

第六条 企业发生重大经营风险事件后应当快速反应、及时报告，客观准确反映风险事件情况，确保国资委及企业集团能够及时研判、有效应对、稳妥处置，并举一反三做好风险预警通报工作。

第七条 企业生产运营管理过程中，有下列风险情形之一的，应当确定为重大经营风险事件并及时报告：

（一）可能对企业资产、负债、权益和经营成果产生重大影响，影响金额占企业总资产或者净资产或

者净利润 10% 以上，或者预计损失金额超过 5000 万元。

(二) 可能导致企业生产经营条件和市场环境发生特别重大变化，影响企业可持续发展。

(三) 因涉嫌严重违法违规被司法机关或者省级以上监管机构立案调查，或者受到重大刑事处罚、行政处罚。

(四) 受到其他国家、地区或者国际组织机构管制、制裁等，对企业或者国家形象产生重大负面影响。

(五) 受到国内外媒体报道，造成重大负面舆情影响。

(六) 其他情形。

第八条 重大经营风险事件报告按照事件发生的不同阶段，分为首报、续报和终报等三种方式。

第九条 首报应当在事件发生后 2 个工作日内向国资委报告，报告内容包括：事件发生的时间、地点、现状以及可能造成的损失或影响，向企业董事会及监管部门报告情况，以及采取的紧急应对措施等情况。对于特别紧急的重大经营风险事件，应当在第一时间以适当便捷的方式报告国资委。

第十条 续报应当在事件发生后 5 个工作日内向国资委报告，报告内容包括：事发单位基本情况，事件起因和性质，基本过程、发展趋势判断、风险应对处置方案、面临问题和困难及建议等情况。

对于需要长期应对处置或整改落实的，应当纳入重大经营风险事件月度或季度监测台账，跟踪监测事件处置进度，并定期报告重大经营风险事件处置进展情况。

第十一条 终报应当在事件处置或整改工作结束后 10 个工作日内向国资委报告，报告内容包括：事件基本情况、党委（党组）或董事会审议情况、已采取的措施及结果、涉及的金额及造成的损失及影响、存在的主要问题和困难及原因分析、问题整改情况等。涉及违规违纪违法问题的应当一并报告问责情况。

重大经营风险事件报告，应当由企业主要负责人签字并加盖企业公章后报送国资委。

第十二条 国资委根据重大经营风险事件报告质量评估情况，及时提出处理意见并反馈企业。对于重大经营风险事件报告存在质量问题的，要求企业及时进行修改或重新编制报送。

第十三条 企业在重大经营风险事件报告及处置阶段，应当视情向所属企业及时预警提示或通报重大风险事件情况，做到重大风险早发现、早预警、早处置，并认真总结经验教训，不断完善重大经营风险事件报告及应对处置工作。

第十四条 国资委对企业报送的重大经营风险事件进行初步评估，按有关职能和工作分工，由相关厅局督促指导企业做好重大经营风险事件应对工作，跟踪处置情况，加强重大经营风险管控和防范。对具有典型性、普遍性的重大经营风险事件，深入分析原因、研究管理措施，视情及时向企业预警提示或通报。

第十五条 存在以下情形之一的，国资委将印发提示函、约谈或通报，情形严重的依规追究责任：

(一) 严重迟报、漏报、瞒报和谎报的。

(二) 对重大经营风险事件报告工作敷衍应付，导致发生重大财产损失或严重不良后果的。

(三) 重大经营风险事件应对处置不及时、措施不得力，造成重大财产损失或严重不良后果的。

(四) 需要追究责任的其他情形。

第十六条 企业重大经营风险事件报告工作应当严格落实国家保密管理有关规定和要求。

第十七条 企业安全生产、节能减排、环境保护、维稳事件等相关风险事件报告工作不适用本规则。

第十八条 本规则自印发之日起施行。《关于加强重大经营风险事件报告工作有关事项的通知》（国资厅发监督〔2020〕17 号）同时废止。

关于中央企业加快建设世界一流财务管理体系的指导意见

国资发财评规〔2022〕23号

各中央企业：

财务管理是企业管理的中心环节，是企业实现基业长青的重要基础和保障。近年来，中央企业认真贯彻落实党中央、国务院决策部署，高度重视财务管理工作，持续优化管理手段，不断创新管理模式，积极应用先进管理工具，财务报告、全面预算、资金管理、财务信息化、财务内控、财会队伍建设等工作取得显著成效，前瞻性、有效性稳步增强，规范化、标准化明显提高，有力支撑了中央企业持续健康发展。同时也要看到，部分中央企业集团化财务管控建设不到位、财务管理功能发挥不充分、财务管理手段落后于技术进步，与新时期中央企业高质量发展目标不匹配、不适应。为推动中央企业进一步提升财务管理能力水平，加快建设世界一流财务管理体系，现提出如下意见。

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，深入贯彻落实习近平总书记关于国有企业改革发展和党的建设重要论述，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，服务构建新发展格局，以高质量发展为主题，以深化供给侧结构性改革为主线，以更好履行经济责任、政治责任、社会责任为目标，坚定不移做强做优做大国有资本和国有企业，推动财务管理理念变革、组织变革、机制变革、手段变革，更好统筹发展和安全，更加注重质量和效率，更加突出“支撑战略、支持决策、服务业务、创造价值、防控风险”功能作用，以“规范、精益、集约、稳健、高效、智慧”为标准，以数字技术与财务管理深度融合为抓手，固根基、强职能、优保障，加快构建世界一流财务管理体系，有力支撑服务国家战略，有力支撑建设世界一流企业，有力支撑增强国有经济竞争力、创新力、控制力、影响力、抗风险能力。通过5年左右的努力，中央企业整体财务管理水平明显跃上新台阶，通过10-15年左右的努力，绝大多数中央企业建成与世界一流企业相适应的世界一流财务管理体系，一批中央企业财务管理水平位居世界前列。

二、着力推动四个变革

（一）推动财务管理理念变革

——立足实际。借鉴先进但不照搬照抄，坚持独立自主、贴合自身，建立与企业行业特点、愿景文化、战略规划、发展阶段、组织架构相适应，与中国特色现代企业制度相匹配的财务管理体系。

——守正创新。既要坚守“支撑战略、支持决策、服务业务、创造价值、防控风险”的基本功能定位，更要积极顺应内外部环境变化，着眼未来，主动变革，把财务管理转型升级放到国资国企改革大局中去谋划、去推动。

——开放协同。对内深化业财融合、产融协同，对外保持与投资者、债权人的有效沟通，强化产业链、供应链的有效链接，推动各方主体、各类资源、各种要素协同联动聚合发力，实现内外部利益相关者价值共生、共享。

——精益求精。深入践行全员、全要素、全价值链精益管理理念，强化精准投入、精细作业、精确评价，实现资源配置更优化、业务管控更科学、考核导向更明确，促进企业不断提高劳动、资本、技术、管理、数据等全要素生产率。

——技术赋能。主动运用大数据、人工智能、移动互联网、云计算、区块链等新技术，充分发挥财务作为天然数据中心的优势，推动财务管理从信息化向数字化、智能化转型，实现以核算场景为基础向业务场景为核心转换，努力成为企业数字化转型的先行者、引领者、推动者，为加快产业数字化、数字产业化注智赋能。

——坚守底线。严守财经法纪，确保会计信息真实可靠；严把合规关口，强化经营管理活动监督与控制，促进依法合规经营理念深入人心；坚持底线思维，严控财务边界，有效保障经营稳健、资产安全，牢牢守住不发生重大风险的底线。

（二）推动财务管理组织变革。

——健全职能配置。树立“大财务”观，坚持不缺位、不越位、不错位，建立健全各级财务职能和岗位设置，不断夯实财务报告、资金管控、税务管理等基础保障职能，深化拓展成本管控、投融资管理、资本运作等价值创造职能，确保财务资源科学配置、财务运作高效协同。

——优化管控模式。坚持集团化运作、集约化管理，强化集团重要财务规则制定权、重大财务事项管理权、重点经营活动监督权，实现集团对各级企业财务管控的“远程投放”和“标准化复制”；坚持因企施策、因业施策、因地制宜，区分不同业务特点、上市非上市、国际国内等情况，探索完善差异化管控模式，实现集中监管与放权授权相统一、管好与放活相统一。

——转变运行机制。结合数字化时代企业管理转型需要，探索推动财务运行机制从金字塔模式向前中后台模式转变，从流程驱动为主向流程驱动与数据驱动并重转变，努力实现管理层级扁平化、管理颗粒精细化、管理视角多维化、管理场景动态化、管理信息实时化，确保反应敏捷、运转高效。

——拓展服务对象。以资本和业务为纽带，将财务服务对象由单个企业或集团的利益相关者，延伸到整个产业链、供应链、生态链，促进数据、信息、技术、标准、金融等全方位协同融合，实现价值共生、共建、共享、共赢，努力促进企业成为产业发展的引领者、产业协同的组织者，助力打造原创技术“策源地”和现代产业链“链长”。

（三）推动财务管理机制变革。

——加强关键指标硬约束。坚持质量第一、效益优先，建立以资产负债率、净资产收益率、自由现金流、经济增加值等关键指标为核心的财务边界，科学测算投资、负债、利润、现金流等指标的平衡点，保持企业整体资本结构稳健、风险可控在控。

——加强资源配置硬约束。坚守主责主业，建立资本收益目标约束，限制资源流向盈利低、占资多、风险高的业务领域，加强金融、境外等重点领域管控，加快低效资本回笼、无效资本清理、亏损资本止损，促进资本布局动态优化。

——加强风控规则硬约束。统筹发展和安全，健全与公司治理架构及管控要求相适应的财务内控体系，扎紧扎牢制度的笼子，健全完善风险管理机制，以规则的确定性应对风险的不确定性。

——加强政策激励软引导。科学制定个性化、差异化指标体系和激励措施，统筹利用财务资源，促进企业更好发挥在落实国家安全、国计民生等重大战略任务中的主力军作用，加强对创新能力体系建设和前瞻性战略性新兴产业投入的支持，助力科技自立自强和国有经济布局优化。

（四）推动财务管理功能手段变革。

——支撑战略。科学配置财务资源，平衡好资本结构，建立由战略规划到年度预算、由预算到考核的闭环联动机制，推动上下贯通、协调一致，促进企业实现发展质量、结构、规模、速度、效益、安全的有机统一。

——支持决策。积极有效参与重大决策全过程，提供准确、高效、多维数据信息，主动、及时发表专业性、建设性意见，支持理性决策、科学决策。

——服务业务。主动融入业务事前、事中、事后全流程，有效识别业务改进的机会和目标，帮助解决业务痛点和难点，为生产运行优化赋能。

——创造价值。运用全面预算、成本管控、税务规划等有效工具，通过资金运作、资产管理、资源配置、资本运营等有效手段，主动创造财务价值，促进提升企业价值。

——防控风险。健全风险防控体系，加强源头治理，强化穿透监测，实现经营、财务风险精准识别、及时预警、有效处置，为企业持续健康发展保驾护航。

三、重点强化五项职能

（一）强化核算报告，实现合规精准。建立健全统一的财务核算和报告体系，统一集团内同行业、同板块、同业务的会计科目、会计政策和会计估计，统一核算标准和流程，确保会计核算和报告规范化、标准化。优化核算和报告信息系统，实现会计核算智能化、报表编制自动化。强化决算管理，通过财务决算复盘经营成果、全面清查财产、确认债权债务、核实资产质量。加强审计管理，依规选聘、统一管理中介机构，做好审计沟通协调，抓好审计问题整改，充分发挥审计作用。完善财务稽核机制，加强会计信息质量监督检查，对违规问题严肃惩戒。构建业财融合的财务报告分析体系，利用报表、数据、模型、管理会计工具，建立纵贯企业全部经营管理链条，覆盖各个产品、市场、项目等的多维度指标体系，开展价值跟踪分析，准确反映价值结果，深入揭示价值成因。探索研究利益相关方和行业利益共生报表，更好地用财务语言反映企业发展生态。

（二）强化资金管理，实现安全高效。加强司库管理体系顶层设计，科学制定总体规划，完善制度体系和管理架构，建立总部统筹、平台实施、基层执行“三位一体”的组织体系和“统一管理、分级授权”的管理模式。加快推进司库管理体系落地实施，将银行账户管理、资金集中、资金预算、债务融资、票据管理等重点业务纳入司库体系，强化信息归集、动态管理和统筹调度，实现对全集团资金的集约管理和动态监控，提高资金运营效率、降低资金成本、防控资金风险。逐步将司库管理延伸到境外企业，加强境外资金动态监测，实现“看得到、管得住”。切实加强“两金”管控和现金流管理，强化客户和供应商信用风险管理，减少资金占用，做到应收尽收、“颗粒归仓”，实现收入、效益和经营现金流的协同增长。完善资金内控体系，将资金内控规则嵌入信息系统。建立健全资金舞弊、合规性、流动性、金融市场等风险

监测预警机制。加强对担保、借款等重大事项的统一管理，严格落实各项监管规定。

（三）强化成本管控，实现精益科学。牢固树立过“紧日子”思想，坚持一切成本费用皆可控，坚持无预算不开支，健全全员、全要素、全价值链、全生命周期成本费用管控机制。注重源头管控，着力加强产品研发设计、工程造价等环节管理，实现前瞻性成本控制。抓好过程管控，通过科技创新、工艺优化、流程再造、采购协同、供应链管理、物流和营销渠道整合等方式，持续推进降本增效。创新管控方式，推进目标成本管理，强化对标管理，开展多维度成本分析。有效运用作业成本法、标准成本法、量本利分析、价值工程等工具，持续完善标准成本体系，细化成本定额标准。严控各项费用性开支和非生产性支出。强化考核激励，层层压实责任，激发内生动力。

（四）强化税务管理，实现规范高效。推进集团化税务管理，建立税务政策、资源、信息、数据的统筹调度和使用机制。加强财税政策研究，不断完善税务政策库、信息库，及时指导各级子企业用足用好优惠政策，做到“应缴尽缴，应享尽享”。完善对重大经营决策的税务支持机制，强化业务源头涉税事项管控，积极主动参与投资并购、改制重组等重大事项及新业务模式、交易架构、重大合同等前期设计规划，深入研判相关税务政策，提出专业意见。完善税务管理信息系统，努力实现税务管理工作流程、政策解读、计税规则等事项的统一，提高自动化处理水平。开展税务数据分析，挖掘税务数据价值。加强税务风险防控，分业务、分税种、分国别梳理涉税风险点，制定针对性防控措施，定期开展税务风险监督检查。注重加强境外税收政策研究和涉税事项管理，统筹风险控制与成本优化。

（五）强化资本运作，实现动态优化。加强制度和规则设计，立足国有经济布局优化和结构调整，服务企业战略，聚焦主责主业，遵循价值创造理念，尊重资本市场规律，适应财务承受能力，优化资本结构，激发资本活力。通过债务重组、破产重整、清算注销等法制化方式，主动减量；有效运用专业化整合、资产证券化等运作手段，盘活存量；有序推进改制上市、引战混改等改革措施，做优增量，促进资本在流动中增值，实现动态优化调整。加大“两非”剥离、“两资”清理工作力度，加快亏损企业治理、历史遗留问题处理，优化资产和业务质量，提升资本效益。强化上市公司管理，提升上市公司市值和价值创造能力。强化金融业务管理，严防脱实向虚，加大产融协同力度，实现产融衔接、以融促产。强化价值型、战略型股权管理，完善股权治理体系，优化股权业务结构、产业结构、地域结构，不断提高股权投资回报水平。强化参股企业管理，依法行使股东权责，严格财务监管，规范字号等无形资产使用，有效保障股东权益。

四、持续完善五大体系

（一）完善纵横贯通的全面预算管理体系。完善覆盖全部管理链条、全部企业和预算单元，跨部门协同、多方联动的全面预算组织体系、管理体系和制度体系，实现财务预算与业务、投资、薪酬等预算的有机融合。建立高效的资源配置机制，实现全面预算与企业战略、中长期发展规划紧密衔接。完善预算编制模型，优化预算指标体系，科学测算资本性支出预算，持续优化经营性支出预算，搭建匹配企业战略的中长期财务预测模型。统筹兼顾当期效益和中长期资本积累，以财务承受能力作为业务预算和投资预算的边界和红线。加强预算执行跟踪、监测、分析，及时纠偏。按照“无预算不开支、无预算不投资”原则，严控预算外经济行为。强化预算执行结果考核评价，增强刚性约束，实现闭环管理。

（二）完善全面有效的合规风控体系。建立健全财务内部控制体系，细化关键环节管控措施。提高自动控制水平，实现财务内控标准化、流程化、智能化。严格财务内控执行，定期开展有效性评价。严把合

规关口，深度参与企业重要规章制度的制定，参与战略规划、改制重组、投资并购等重大事项决策，参与业务模式设计、项目评估、合同评审等重点环节，强化源头合规把控、过程合规管控、结果合规监控。完善债务风险、资金风险、投资风险、税务风险、汇率风险等各类风险管控体系，加强对重要子企业和重点业务管控，针对不同类型、不同程度的风险，建立分类、分级风险评估和应对机制。采用信息化、数字化手段，建立风险量化评估模型和动态监测预警机制，实现风险“早发现、早预警、早处置”。积极主动防范境外国有资产风险，合理安排境外资产负债结构，努力推动中高风险国家（地区）资产与负债相匹配，降低风险净敞口。加强财会监督与纪检、巡视、审计等监督主体的协同联动，形成合力。

（三）完善智能前瞻的财务数智体系。统筹制定全集团财务数字化转型规划，完善制度体系、组织体系和管控体系，加强跨部门、跨板块协同合作，建立智慧、敏捷、系统、深入、前瞻的数字化、智能化财务。统一底层架构、流程体系、数据规范，横向整合各财务系统、连接各业务系统，纵向贯通各级子企业，推进系统高度集成，避免数据孤岛，实现全集团“一张网、一个库、一朵云”。推动业财信息全面对接和整合，构建因果关系的数据结构，对生产、经营和投资活动实施主体化、全景化、全程化、实时化反映，实现业、财、技一体化管控和协同优化，推进经营决策由经验主导向数据和模型驱动转变。建立健全数据产生、采集、清洗、整合、分析和应用的全生命周期治理体系，完善数据标准、规则、组织、技术、模型，加强数据源端治理，提升数据质量，维护数据资产，激活数据价值。积极探索依托财务共享实现财务数字化转型的有效路径，推进共享模式、流程和技术创新，从核算共享向多领域共享延伸，从账务集中处理中心向企业数据中心演进，不断提高共享效率、拓展共享边界。加强系统、平台、数据安全治理，筑牢安全防护体系。具备条件的企业应探索建立基于自主可控体系的数字化、智能化财务。

（四）完善系统科学的财务管理能力评价体系。构建与企业战略和业务特点相适应、与财务管理规划和框架相匹配的财务管理能力评价体系，促进各级企业财务管理能力水平渐进改善、持续提升。科学设计评价指标，分类、分级制定评价标准、评价方式和分值权重。坚持导向性原则，充分满足财经法规约束和监管要求、体现财务管理发展目标；坚持系统性原则，覆盖全部财务管理职能要素、全级次企业、全业务板块，涵盖财务管理基本规范、过程表现及成效结果；坚持适用性原则，统筹通用性标准与个性化特点，根据不同子企业经营规模、业务特点等设置不同基础系数或差异化指标；坚持重要性原则，对重点子企业和关键流程，予以分值或权重倾斜。完善评价工作机制，建立健全制度体系、组织体系，深化评价结果应用。结合财务管理提升进程，动态优化评价体系。

（五）完善面向未来的财务人才队伍建设体系。健全财务人才选拔、培养、使用、管理和储备机制，打造政治过硬、作风优良、履职尽责、专业高效、充满活力的财务人才队伍，实现能力更多元、结构更优化，数量和质量充分适应时代进步、契合企业需求。科学构建与企业高质量发展目标相匹配的复合型财务人才能力提升框架，着重增强科学思维能力、创新提效能力、风险管控能力、统筹协调能力、国际经营能力。建立健全多层次财务人才培养培训体系。加强中高端财务人才队伍建设，提高中高级财务人才占比，推动财务人才结构从金字塔型向纺锤型转变。配强配优各级总会计师和财务部门负责人，深入开展重要子企业总会计师委派。加大轮岗交流力度，探索开展业务和项目派驻制。加强境外财务人才管理，全面落实向境外派出财务主管人员要求。加强履职管理，建立关键岗位任职资格要求和科学评价体系，强化正向引导激励，畅通职业发展通道。强化党建引领和文化建设，营造干事创业的良好环境，培养风清气正的团队氛围和健康向上的财务文化，推动财务人才不断提高政治素质和党性修养，坚守职业操守和道德底线。

五、做好组织实施

（一）加强组织领导。各中央企业要高度重视世界一流财务管理体系建设，强化组织领导，健全工作机制，主要负责人抓总负责，总会计师或分管财务工作负责人牵头落实，财务部门具体组织实施，各职能部门和各级子企业协同联动，共同推动落地见效。

（二）抓好贯彻落实。各中央企业要把建设世界一流财务管理体系列入重要议事日程，做好与各项改革发展工作的统筹结合，研究重大问题，把握改革方向，蹄疾步稳扎实推进。结合企业实际制定完善规划方案，明确工作目标，细化时间节点，分解工作任务，层层落实责任。

（三）强化培训交流。各中央企业要加强世界一流财务管理体系建设理念、方法、措施、任务的培训宣贯，统一思想，凝聚共识，营造良好氛围。深入总结企业财务管理先进经验，搭建沟通交流平台，对标先进找差距，相互交流促提升。鼓励具备条件的企业建立专门的财务研究机构。

（四）持续跟踪评估。各中央企业要将世界一流财务管理体系建设融入年度工作目标，及时跟进落地实施情况，分阶段评估执行效果，适当与企业内部绩效考核挂钩，探索建立财务管理提升的长效机制。

国资委将加强财务管理理论研究和实践总结，健全多层次财会人才队伍培训体系，适时开展成效评估，及时总结推广经验，加强工作指导，统筹推进落实。

国资委

2022年2月18日

关于中央企业加快建设世界一流财务管理体系的指导意见

国资发财评规〔2022〕23号

各中央企业：

财务管理是企业管理的中心环节，是企业实现基业长青的重要基础和保障。近年来，中央企业认真贯彻落实党中央、国务院决策部署，高度重视财务管理工作，持续优化管理手段，不断创新管理模式，积极应用先进管理工具，财务报告、全面预算、资金管理、财务信息化、财务内控、财会队伍建设等工作取得显著成效，前瞻性、有效性稳步增强，规范化、标准化明显提高，有力支撑了中央企业持续健康发展。同时也要看到，部分中央企业集团化财务管控建设不到位、财务管理功能发挥不充分、财务管理手段落后于技术进步，与新时期中央企业高质量发展目标不匹配、不适应。为推动中央企业进一步提升财务管理能力水平，加快建设世界一流财务管理体系，现提出如下意见。

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，深入贯彻落实习近平总书记关于国有企业改革发展和党的建设重要论述，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，服务构建新发展格局，以高质量发展为主题，以深化供给侧结构性改革为主线，以更好履行经济责任、政治责任、社会责任为目标，坚定不移做强做优做大国有资本和国有企业，推动财务管理理念变革、组织变革、机制变革、手段变革，更好统筹发展和安全，更加注重质量和效率，更加突出“支撑战略、支持决策、服务业务、创造价值、防控风险”功能作用，以“规范、精益、集约、稳健、高效、智慧”为标准，以数字技术与财务管理深度融合为抓手，固根基、强职能、优保障，加快构建世界一流财务管理体系，有力支撑服务国家战略，有力支撑建设世界一流企业，有力支撑增强国有经济竞争力、创新力、控制力、影响力、抗风险能力。通过5年左右的努力，中央企业整体财务管理水平明显跃上新台阶，通过10-15年左右的努力，绝大多数中央企业建成与世界一流企业相适应的世界一流财务管理体系，一批中央企业财务管理水平位居世界前列。

二、着力推动四个变革

（一）推动财务管理理念变革

——立足实际。借鉴先进但不照搬照抄，坚持独立自主、贴合自身，建立与企业行业特点、愿景文化、战略规划、发展阶段、组织架构相适应，与中国特色现代企业制度相匹配的财务管理体系。

——守正创新。既要坚守“支撑战略、支持决策、服务业务、创造价值、防控风险”的基本功能定位，更要积极顺应内外部环境变化，着眼未来，主动变革，把财务管理转型升级放到国资国企改革大局中去谋划、去推动。

——开放协同。对内深化业财融合、产融协同，对外保持与投资者、债权人的有效沟通，强化产业链、供应链的有效链接，推动各方主体、各类资源、各种要素协同联动聚合发力，实现内外部利益相关者价值共生、共享。

——精益求精。深入践行全员、全要素、全价值链精益管理理念，强化精准投入、精细作业、精确评价，实现资源配置更优化、业务管控更科学、考核导向更明确，促进企业不断提高劳动、资本、技术、管理、数据等全要素生产率。

——技术赋能。主动运用大数据、人工智能、移动互联网、云计算、区块链等新技术，充分发挥财务作为天然数据中心的优势，推动财务管理从信息化向数字化、智能化转型，实现以核算场景为基础向业务场景为核心转换，努力成为企业数字化转型的先行者、引领者、推动者，为加快产业数字化、数字产业化注智赋能。

——坚守底线。严守财经法纪，确保会计信息真实可靠；严把合规关口，强化经营管理活动监督与控制，促进依法合规经营理念深入人心；坚持底线思维，严控财务边界，有效保障经营稳健、资产安全，牢牢守住不发生重大风险的底线。

（二）推动财务管理组织变革

——健全职能配置。树立“大财务”观，坚持不缺位、不越位、不错位，建立健全各级财务职能和岗位设置，不断夯实财务报告、资金管控、税务管理等基础保障职能，深化拓展成本管控、投融资管理、资本运作等价值创造职能，确保财务资源科学配置、财务运作高效协同。

——优化管控模式。坚持集团化运作、集约化管理，强化集团重要财务规则制定权、重大财务事项管理权、重点经营活动监督权，实现集团对各级企业财务管控的“远程投放”和“标准化复制”；坚持因企施策、因业施策、因地制宜，区分不同业务特点、上市非上市、国际国内等情况，探索完善差异化管控模式，实现集中监管与放权授权相统一、管好与放活相统一。

——转变运行机制。结合数字化时代企业管理转型需要，探索推动财务运行机制从金字塔模式向前中后台模式转变，从流程驱动为主向流程驱动与数据驱动并重转变，努力实现管理层级扁平化、管理颗粒精细化、管理视角多维化、管理场景动态化、管理信息实时化，确保反应敏捷、运转高效。

——拓展服务对象。以资本和业务为纽带，将财务服务对象由单个企业或集团的利益相关者，延伸到整个产业链、供应链、生态链，促进数据、信息、技术、标准、金融等全方位协同融合，实现价值共生、共建、共享、共赢，努力促进企业成为产业发展的引领者、产业协同的组织者，助力打造原创技术“策源地”和现代产业链“链长”。

（三）推动财务管理机制变革

——加强关键指标硬约束。坚持质量第一、效益优先，建立以资产负债率、净资产收益率、自由现金流、经济增加值等关键指标为核心的财务边界，科学测算投资、负债、利润、现金流等指标的平衡点，保持企业整体资本结构稳健、风险可控在控。

——加强资源配置硬约束。坚守主责主业，建立资本收益目标约束，限制资源流向盈利低、占资多、风险高的业务领域，加强金融、境外等重点领域管控，加快低效资本回笼、无效资本清理、亏损资本止损，促进资本布局动态优化。

——加强风控规则硬约束。统筹发展和安全，健全与公司治理架构及管控要求相适应的财务内控体系，扎紧扎牢制度的笼子，健全完善风险管理机制，以规则的确定性应对风险的不确定性。

——加强政策激励软引导。科学制定个性化、差异化指标体系和激励措施，统筹利用财务资源，促进企业更好发挥在落实国家安全、国计民生等重大战略任务中的主力军作用，加强对创新能力体系建设和前瞻性战略性新兴产业投入的支持，助力科技自立自强和国有经济布局优化。

（四）推动财务管理功能手段变革

——支撑战略。科学配置财务资源，平衡好资本结构，建立由战略规划到年度预算、由预算到考核的闭环联动机制，推动上下贯通、协调一致，促进企业实现发展质量、结构、规模、速度、效益、安全的有机统一。

——支持决策。积极有效参与重大决策全过程，提供准确、高效、多维数据信息，主动、及时发表专业性、建设性意见，支持理性决策、科学决策。

——服务业务。主动融入业务事前、事中、事后全流程，有效识别业务改进的机会和目标，帮助解决业务痛点和难点，为生产运行优化赋能。

——创造价值。运用全面预算、成本管控、税务规划等有效工具，通过资金运作、资产管理、资源配置、资本运营等有效手段，主动创造财务价值，促进提升企业价值。

——防控风险。健全风险防控体系，加强源头治理，强化穿透监测，实现经营、财务风险精准识别、及时预警、有效处置，为企业持续健康发展保驾护航。

三、重点强化五项职能

（一）强化核算报告，实现合规精准。建立健全统一的财务核算和报告体系，统一集团内同行业、同板块、同业务的会计科目、会计政策和会计估计，统一核算标准和流程，确保会计核算和报告规范化、标准化。优化核算和报告信息系统，实现会计核算智能化、报表编制自动化。强化决算管理，通过财务决算复盘经营成果、全面清查财产、确认债权债务、核实资产质量。加强审计管理，依规选聘、统一管理中介机构，做好审计沟通协调，抓好审计问题整改，充分发挥审计作用。完善财务稽核机制，加强会计信息质量监督检查，对违规问题严肃惩戒。构建设财融合的财务报告分析体系，利用报表、数据、模型、管理会计工具，建立纵贯企业全部经营管理链条，覆盖各个产品、市场、项目等的多维度指标体系，开展价值跟踪分析，准确反映价值结果，深入揭示价值成因。探索研究利益相关方和行业利益共生报表，更好地用财务语言反映企业发展生态。

（二）强化资金管理，实现安全高效。加强司库管理体系顶层设计，科学制定总体规划，完善制度体系和管理架构，建立总部统筹、平台实施、基层执行“三位一体”的组织体系和“统一管理、分级授权”的管理模式。加快推进司库管理体系落地实施，将银行账户管理、资金集中、资金预算、债务融资、票据管理等重点业务纳入司库体系，强化信息归集、动态管理和统筹调度，实现对全集团资金的集约管理和动态监控，提高资金运营效率、降低资金成本、防控资金风险。逐步将司库管理延伸到境外企业，加强境外资金动态监测，实现“看得见、管得住”。切实加强“两金”管控和现金流管理，强化客户和供应商信用风险管理，减少资金占用，做到应收尽收、“颗粒归仓”，实现收入、效益和经营现金流的协同增长。完善资金内控体系，将资金内控规则嵌入信息系统。建立健全资金舞弊、合规性、流动性、金融市场等风险

监测预警机制。加强对担保、借款等重大事项的统一管理，严格落实各项监管规定。

（三）强化成本管控，实现精益科学。牢固树立过“紧日子”思想，坚持一切成本费用皆可控，坚持无预算不开支，健全全员、全要素、全价值链、全生命周期成本费用管控机制。注重源头管控，着力加强产品研发设计、工程造价等环节管理，实现前瞻性成本控制。抓好过程管控，通过科技创新、工艺优化、流程再造、采购协同、供应链管理、物流和营销渠道整合等方式，持续推进降本增效。创新管控方式，推进目标成本管理，强化对标管理，开展多维度成本分析。有效运用作业成本法、标准成本法、量本利分析、价值工程等工具，持续完善标准成本体系，细化成本定额标准。严控各项费用性开支和非生产性支出。强化考核激励，层层压实责任，激发内生动力。

（四）强化税务管理，实现规范高效。推进集团化税务管理，建立税务政策、资源、信息、数据的统筹调度和使用机制。加强财税政策研究，不断完善税务政策库、信息库，及时指导各级子企业用足用好优惠政策，做到“应缴尽缴，应享尽享”。完善对重大经营决策的税务支持机制，强化业务源头涉税事项管控，积极主动参与投资并购、改制重组等重大事项及新业务模式、交易架构、重大合同等前期设计规划，深入研判相关税务政策，提出专业意见。完善税务管理信息系统，努力实现税务管理工作流程、政策解读、计税规则等事项的统一，提高自动化处理水平。开展税务数据分析，挖掘税务数据价值。加强税务风险防控，分业务、分税种、分国别梳理涉税风险点，制定针对性防控措施，定期开展税务风险监督检查。注重加强境外税收政策研究和涉税事项管理，统筹风险控制与成本优化。

（五）强化资本运作，实现动态优化。加强制度和规则设计，立足国有经济布局优化和结构调整，服务企业战略，聚焦主责主业，遵循价值创造理念，尊重资本市场规律，适应财务承受能力，优化资本结构，激发资本活力。通过债务重组、破产重整、清算注销等法制化方式，主动减量；有效运用专业化整合、资产证券化等运作手段，盘活存量；有序推进改制上市、引战混改等改革措施，做优增量，促进资本在流动中增值，实现动态优化调整。加大“两非”剥离、“两资”清理工作力度，加快亏损企业治理、历史遗留问题处理，优化资产和业务质量，提升资本效益。强化上市公司管理，提升上市公司市值和价值创造能力。强化金融业务管理，严防脱实向虚，加大产融协同力度，实现产融衔接、以融促产。强化价值型、战略型股权管理，完善股权治理体系，优化股权业务结构、产业结构、地域结构，不断提高股权投资回报水平。强化参股企业管理，依法行使股东权责，严格财务监管，规范字号等无形资产使用，有效保障股东权益。

四、持续完善五大体系

（一）完善纵横贯通的全面预算管理体系。完善覆盖全部管理链条、全部企业和预算单元，跨部门协同、多方联动的全面预算组织体系、管理体系和制度体系，实现财务预算与业务、投资、薪酬等预算的有机融合。建立高效的资源配置机制，实现全面预算与企业战略、中长期发展规划紧密衔接。完善预算编制模型，优化预算指标体系，科学测算资本性支出预算，持续优化经营性支出预算，搭建匹配企业战略的中长期财务预测模型。统筹兼顾当期效益和中长期资本积累，以财务承受能力作为业务预算和投资预算的边界和红线。加强预算执行跟踪、监测、分析，及时纠偏。按照“无预算不开支、无预算不投资”原则，严控预算外经济行为。强化预算执行结果考核评价，增强刚性约束，实现闭环管理。

（二）完善全面有效的合规风控体系。建立健全财务内部控制体系，细化关键环节管控措施。提高自动控制水平，实现财务内控标准化、流程化、智能化。严格财务内控执行，定期开展有效性评价。严把合

规关口，深度参与企业重要规章制度的制定，参与战略规划、改制重组、投资并购等重大事项决策，参与业务模式设计、项目评估、合同评审等重点环节，强化源头合规把控、过程合规管控、结果合规监控。完善债务风险、资金风险、投资风险、税务风险、汇率风险等各类风险管控体系，加强对重要子企业和重点业务管控，针对不同类型、不同程度的风险，建立分类、分级风险评估和应对机制。采用信息化、数字化手段，建立风险量化评估模型和动态监测预警机制，实现风险“早发现、早预警、早处置”。积极主动防范境外国有资产风险，合理安排境外资产负债结构，努力推动中高风险国家（地区）资产与负债相匹配，降低风险净敞口。加强财会监督与纪检、巡视、审计等监督主体的协同联动，形成合力。

（三）完善智能前瞻的财务数智体系。统筹制定全集团财务数字化转型规划，完善制度体系、组织体系和管控体系，加强跨部门、跨板块协同合作，建立智慧、敏捷、系统、深入、前瞻的数字化、智能化财务。统一底层架构、流程体系、数据规范，横向整合各财务系统、连接各业务系统，纵向贯通各级子企业，推进系统高度集成，避免数据孤岛，实现全集团“一张网、一个库、一朵云”。推动业财信息全面对接和整合，构建因果关系的数据结构，对生产、经营和投资活动实施主体化、全景化、全程化、实时化反映，实现业、财、技一体化管控和协同优化，推进经营决策由经验主导向数据和模型驱动转变。建立健全数据产生、采集、清洗、整合、分析和应用的全生命周期治理体系，完善数据标准、规则、组织、技术、模型，加强数据源端治理，提升数据质量，维护数据资产，激活数据价值。积极探索依托财务共享实现财务数字化转型的有效路径，推进共享模式、流程和技术创新，从核算共享向多领域共享延伸，从账务集中处理中心向企业数据中心演进，不断提高共享效率、拓展共享边界。加强系统、平台、数据安全治理，筑牢安全防护体系。具备条件的企业应探索建立基于自主可控体系的数字化、智能化财务。

（四）完善系统科学的财务管理能力评价体系。构建与企业战略和业务特点相适应、与财务管理规划和框架相匹配的财务管理能力评价体系，促进各级企业财务管理能力水平渐进改善、持续提升。科学设计评价指标，分类、分级制定评价标准、评价方式和分值权重。坚持导向性原则，充分满足财经法规约束和监管要求、体现财务管理发展目标；坚持系统性原则，覆盖全部财务管理职能要素、全级次企业、全业务板块，涵盖财务管理基本规范、过程表现及成效结果；坚持适用性原则，统筹通用性标准与个性化特点，根据不同子企业经营规模、业务特点等设置不同基础系数或差异化指标；坚持重要性原则，对重点子企业和关键流程，予以分值或权重倾斜。完善评价工作机制，建立健全制度体系、组织体系，深化评价结果应用。结合财务管理提升进程，动态优化评价体系。

（五）完善面向未来的财务人才队伍建设体系。健全财务人才选拔、培养、使用、管理和储备机制，打造政治过硬、作风优良、履职尽责、专业高效、充满活力的财务人才队伍，实现能力更多元、结构更优化，数量和质量充分适应时代进步、契合企业需求。科学构建与企业高质量发展目标相匹配的复合型财务人才能力提升框架，着重增强科学思维能力、创新提效能力、风险管控能力、统筹协调能力、国际经营能力。建立健全多层次财务人才培养培训体系。加强中高端财务人才队伍建设，提高中高级财务人才占比，推动财务人才结构从金字塔型向纺锤型转变。配强配优各级总会计师和财务部门负责人，深入开展重要子企业总会计师委派。加大轮岗交流力度，探索开展业务和项目派驻制。加强境外财务人才管理，全面落实向境外派出财务主管人员要求。加强履职管理，建立关键岗位任职资格要求和科学评价体系，强化正向引导激励，畅通职业发展通道。强化党建引领和文化建设，营造干事创业的良好环境，培养风清气正的团队氛围和健康向上的财务文化，推动财务人才不断提高政治素质和党性修养，坚守职业操守和道德底线。

五、做好组织实施

（一）加强组织领导。各中央企业要高度重视世界一流财务管理体系建设，强化组织领导，健全工作机制，主要负责人抓总负责，总会计师或分管财务工作负责人牵头落实，财务部门具体组织实施，各职能部门和各级子企业协同联动，共同推动落地见效。

（二）抓好贯彻落实。各中央企业要把建设世界一流财务管理体系列入重要议事日程，做好与各项改革发展工作的统筹结合，研究重大问题，把握改革方向，蹄疾步稳扎实推进。结合企业实际制定完善规划方案，明确工作目标，细化时间节点，分解工作任务，层层落实责任。

（三）强化培训交流。各中央企业要加强世界一流财务管理体系建设理念、方法、措施、任务的培训宣贯，统一思想，凝聚共识，营造良好氛围。深入总结企业财务管理先进经验，搭建沟通交流平台，对标先进找差距，相互交流促提升。鼓励具备条件的企业建立专门的财务研究机构。

（四）持续跟踪评估。各中央企业要将世界一流财务管理体系建设融入年度工作目标，及时跟进落地实施情况，分阶段评估执行效果，适当与企业内部绩效考核挂钩，探索建立财务管理提升的长效机制。

国资委将加强财务管理理论研究和实践总结，健全多层次财会人才队伍培训体系，适时开展成效评估，及时总结推广经验，加强工作指导，统筹推进落实。

国资委

2022年2月18日

关于做好 2022 年中央企业违规经营投资责任追究工作的通知

国资厅发监责〔2022〕7号

各中央企业：

近年来，中央企业以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党中央、国务院关于加强国有企业违规经营投资责任追究的决策部署，全面落实国企改革三年行动任务分工，取得积极成效。在国资委的指导推动和引领示范下，建立了全覆盖的出资人违规责任追究工作体系，切实筑牢国有资产安全防线，以追责促落实、促整改、促发展的监督效能不断增强，为做强做优做大国有资本和国有企业，促进中央企业依法合规经营和高质量发展提供了坚实保障。但有的中央企业还存在不敢追责、不愿追责、不会追责的“三不”问题，通过责任追究发挥“治已病、防未病”作用还不到位，责任追究队伍的力量配备和业务能力还有待进一步提升。为深入贯彻习近平总书记重要指示批示精神，落实中央企业负责人会议部署，指导中央企业扎实做好 2022 年违规经营投资责任追究工作，全面提升依法合规经营水平，促进企业持续健康发展，现就有关事项通知如下：

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，贯彻党的十九大和十九届历次全会精神，按照国企改革三年行动和国资央企“十四五”规划部署，落实中央企业负责人会议精神，持续深化中央企业违规经营投资责任追究工作，围绕监督效能更高、核查追责更准、协同贯通更顺、制度支撑更牢、队伍建设更强的工作目标，全面履行责任追究职责，切实维护国有资产安全，有效防范化解重大风险，为中央企业在新发展阶段和新发展格局中高质量发展提供坚强保障，以实际行动迎接党的二十大胜利召开。

二、重点任务

（一）做实违规问题线索初核工作。各中央企业要深化企业内部监督信息共享和协调联动，切实用好责任追究工作体系，做实做细违规问题线索初步核实工作，做到应核实尽核实、应立项尽立项、应追责尽追责。企业在接受出资人监督和纪检、巡视、审计等监督，以及开展内部监督工作中，要全面分析研判发现的违规问题线索，对其中造成财产损失风险或其他严重不良后果的进一步开展初步核实，按照规定提出分类处置建议和核查追责计划。各中央企业在收到国资委财务决算审核、内控体系有效性抽查评价等有关专项检查，以及审计署经济责任审计、财务收支审计的整改通知或审计报告 20 个工作日内，要向国资委提交相关违规问题线索初步核实专项工作报告，反映初步核实工作开展情况，提出深入核查项目以及后续责任追究工作计划。

（二）严肃查处重大违规问题线索。各中央企业要着力办好党中央、国务院关注和国资委移交的违规问题线索，集中查办中央企业有关综合治理专项行动工作中发现的违规问题，加大对境外违规经营投资问

题线索的查处力度，坚决防止“破窗效应”。中央企业集团公司要采取直接核查、联合核查、挂牌督办等方式，强化对所属企业违规责任追究工作的督促指导，重点查处明知故犯、屡查屡犯和长期违规等典型问题线索。各中央企业集团公司每年从直接核查或联合核查违规问题线索中选择典型案例向国资委报送。

（三）深化管理提升建议书推广运用。各中央企业要把查办违规问题、完善内部控制、强化规范管理贯通起来，在以前年度探索经验基础上，不断深化管理提升建议书推广工作，更好发挥责任追究工作“防未病”作用。管理提升建议书要重点反映企业存在的突出违规问题，深入挖掘违规问题背后的制度缺失和管理漏洞，针对性提出强化管理和制度建设的意见建议（参考格式见附件）。2022年，各中央企业将当年办结的一半以上核查项目形成管理提升建议书。

（四）健全完善责任追究工作机制。各中央企业要对标“稳、准、快”的核查追责工作要求，全面总结实践经验，健全责任追究相关工作机制。要创新违规问题线索核查方式，明确集团公司提级查办所属三级及以下子企业违规问题线索的情形，细化与所属企业开展联合核查的适用条件，有效发挥“以上查下”的监督权威。要研究建立责任追究简易程序，对违规情形单一、违规事实清楚，以及对违纪责任人追加违规处理等情形的问题线索，在确保责任追究质量前提下，优化核查追责程序，提升工作效率。对离职退休人员违规责任追究，损失认定、责任认定工作规范，以及境外、参股、金融类子企业责任追究工作等开展专题研究，做好相关制度机制储备。

（五）有效应用监督追责信息系统。各中央企业要持续加强监督追责信息系统建设，按照国资监管数字化智能化提升的目标要求，于6月底前全面建成监督追责信息系统，并与国资委系统完成对接。要促进信息化与监督追责业务有机融合，不断延伸穿透，丰富完善数据采集和统计分析的广度和深度，努力实现监督追责业务信息化监管全覆盖。要进一步推动业务数据在集团公司和所属企业间交互共享，实现业务数据的实时在线采集和定期汇总分析，不断强化业务数据集成，逐步提高监督追责数字化水平。

（六）强化违规责任追究报告工作。违规经营投资责任追究定期报告是全面反映责任追究工作开展情况和取得成效的重要载体，各中央企业要按照时限要求，高质量报送定期报告。为进一步提高报告工作时效，国资委将探索依托监督追责信息系统实时收集中央企业责任追究工作情况，了解掌握企业责任追究相关违规问题线索受理、立项、核查等动态进展，精准督导和定向指导企业责任追究工作。各中央企业要根据后续工作要求，组织做好本企业责任追究报告工作，及时、准确反映企业违规责任追究工作情况。

（七）持续加强责任追究队伍建设。各中央企业要切实拿出有力措施，采取多种方式，配备与企业规模体量、所处行业特点、集团管控需要、问题发生频次等相适应的责任追究工作力量。集团公司和重要子企业应当明确责任追究工作机构和专门岗位，配齐配强专职工作人员，并持续加大培训力度。要研究组建可由集团公司统一调配的企业责任追究工作专业人才库，选择财务、投资、金融、内控、法律、合规等专业人员入库并参与违规问题核查，作为责任追究队伍的有效补充。要保证必要的经费投入，聘用有资质的中介机构参与核查工作，充实核查力量。

三、组织保障

（一）加强组织领导。各中央企业要高度重视违规责任追究工作，认真落实有关国企改革文件要求，切实加强党对责任追究工作的领导，企业党委（党组）要履行主体责任，加强对年度工作计划、重点任务等重要事项的研究和指导，审议重大问题线索核查结论、违规责任追究意见等，把党的政治优势、组织优

势作为提升监督权威性、有效性的重要保证。要进一步强化董事会作用，推动完善违规经营投资责任追究工作体系，以相关专门委员会为抓手，部署和推动责任追究重点工作，不断提高防范化解重大风险的能力和水平。

（二）明确责任分工。各中央企业要主动作为，结合实际细化本通知重点任务，制定分工方案，提出可操作、可检验、可衡量的成果形式，明确时间节点、落实路径和责任主体。责任追究职能部门要承担工作主责，牵头做好重点任务的落地落细，加强与外部监督检查机构的沟通协调、与集团相关职能部门的协同配合、对所属企业责任追究工作的督促指导，推动解决“三不”问题。责任追究工作人员要以本领高强为目标，忠于职守，锤炼敢于较真碰硬的精气神，持续学习，不断提升责任追究工作能力水平，既要敢追责，又要善追责，为全面履职尽责奠定坚实基础。

（三）强化总结报告。各中央企业要做好重点任务落实情况的报告，除已明确报告形式及报告时限的单项任务外，其他工作任务完成情况均纳入年度责任追究工作定期报告。要注重总结提炼责任追究工作的经验做法，形成的工作成效和创新成果及时报送国资委，遇到的问题及相关工作意见建议请沟通反映。

（四）深入指导交流。国资委将强化中央企业责任追究工作的指导督促，通过培训会议、座谈交流等形式对重点工作的落实情况开展调研检查，并就有关问题适时予以通报；按行业组建中央企业责任追究工作交流组，利用《国资工作交流》等信息载体推广先进典型经验，形成常态化的沟通交流平台。各中央企业要创新对所属企业责任追究工作的督促指导方式，抽查评估所属企业责任追究工作情况，重点关注违规问题线索“零报告、零查处、零追责”企业，以及已查处问题线索的办理质量，提高责任追究工作整体水平。

国资委办公厅
2022年3月3日

关于企业国有资产交易流转有关事项的通知

国资发产权规〔2022〕39号

各中央企业，各省、自治区、直辖市及计划单列市和新疆生产建设兵团国资委：

《企业国有资产交易监督管理办法》（国资委 财政部令第32号）等国有资产交易流转制度印发以来，在推动国有资产规范流转、防止国有资产流失方面发挥了重要作用。为推动国有经济布局优化和结构调整，助力企业实现高质量发展，加强国有资产交易流转管理，现将有关事项通知如下：

一、涉及政府或国有资产监督管理机构主导推动的国有资本布局优化和结构调整，以及专业化重组等重大事项，企业产权在不同的国家出资企业及其控股企业之间转让，且对受让方有特殊要求的，可以采取协议方式进行。

二、主业处于关系国家安全、国民经济命脉的重要行业和关键领域，主要承担重大专项任务的子企业，不得因产权转让、企业增资失去国有资本控股地位。国家出资企业内部重组整合中涉及该类企业时，以下情形可由国家出资企业审核批准：

（一）企业产权在国家出资企业及其控股子企业之间转让的。

（二）国家出资企业直接或指定其控股子企业参与增资的。

（三）企业原股东同比例增资的。

其他情形由国家出资企业报同级国有资产监督管理机构批准。

三、国家出资企业及其子企业通过发行基础设施REITs盘活存量资产，应当做好可行性分析，合理确定交易价格，对后续运营管理责任和风险防范作出安排，涉及国有产权非公开协议转让按规定报同级国有资产监督管理机构批准。

四、采取非公开协议方式转让企业产权，转让方、受让方均为国有独资或全资企业的，按照《中华人民共和国公司法》、公司章程履行决策程序后，转让价格可以资产评估报告或最近一期审计报告确认的净资产值为基础确定。

五、国有控股、实际控制企业内部实施重组整合，经国家出资企业批准，该国有控股、实际控制企业与其直接、间接全资拥有的子企业之间，或其直接、间接全资拥有的子企业之间，可比照国有产权无偿划转管理相关规定划转所持企业产权。

六、企业增资可采取信息披露和正式披露相结合的方式，通过产权交易机构网站分阶段对外披露增资信息，合计披露时间不少于40个工作日，其中正式披露时间不少于20个工作日。信息披露应当包括但不限于企业基本情况、产权结构、近3年审计报告中的主要财务指标、拟募集资金金额等内容。

七、产权转让可在产权直接持有单位、企业增资可在标的企业履行内部决策程序后进行信息披露，涉及需要履行最终批准程序的，应当进行相应提示。

八、产权转让、资产转让项目信息披露期满未征集到意向受让方，仅调整转让底价后重新披露信息的，产权转让披露时间不少于 10 个工作日，资产转让披露时间不少于 5 个工作日。

九、产权转让、企业增资导致国家出资企业及其子企业失去标的企业实际控制权的，交易完成后标的企业不得继续使用国家出资企业及其子企业的字号、经营资质和特许经营权等无形资产，不得继续以国家出资企业子企业名义开展经营活动。上述要求应当在信息披露中作为交易条件予以明确，并在交易合同中对工商变更、字号变更等安排作出相应约定。

国资委

2022 年 5 月 16 日

国务院国有资产监督管理委员会令

第 23 号

中央企业节能减排监督管理暂行办法

第一章 总 则

第一条 为督促中央企业落实节能减排社会责任，建设资源节约型和环境友好型企业，根据《中华人民共和国节约能源法》、《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国循环经济促进法》、《中央企业负责人经营业绩考核暂行办法》等有关法律法规和规章，制定本办法。

第二条 本办法所称中央企业，是指国务院国有资产监督管理委员会（以下简称国资委）根据国务院授权履行出资人职责的国家出资企业。

第三条 中央企业应当严格遵守国家节能减排法律法规和有关政策，依法接受国家节能减排主管部门的监督管理。中央企业各级子企业依法接受所在地县级以上地方人民政府节能减排主管部门的监督管理。

第四条 国资委联系中央企业节能减排工作，履行以下职责：

（一）指导监督中央企业贯彻落实国家节能减排有关法律法规、政策和标准，研究制定中央企业节能减排工作意见；

（二）指导监督中央企业统筹规划，建立健全科学、规范的节能减排组织管理、统计监测和考核奖惩体系，切实履行社会责任；

（三）建立健全中央企业负责人节能减排考核奖惩制度，将节能减排目标完成情况纳入中央企业负责人经营业绩考核体系；

（四）组织或参与对中央企业节能减排的监督检查，配合有关部门开展专项审计，建立问责制度；

（五）组织对中央企业节能减排工作的宣传、培训、交流。

第五条 国资委对中央企业节能减排实行分类监督管理。按照企业能源消耗及主要污染物排放情况，将中央企业划分为三类（附件 1）。

（一）重点类企业。主业处于石油石化、钢铁、有色金属、电力、化工、煤炭、建材、交通运输、机械行业，且具备以下三个条件之一的：

1. 年耗能超过 200 万吨标准煤；
2. 年二氧化硫排放量超过 50000 吨；
3. 年化学需氧量排放量超过 5000 吨。

（二）关注类企业。重点类企业之外具备以下三个条件之一的：

1. 年耗能在 10 万吨标准煤以上；
2. 年二氧化硫排放量在 1000 吨以上；
3. 年化学需氧量排放量在 200 吨以上。

(三) 一般类企业。前两项以外的中央企业为一般类企业。

国资委对前款规定的三类企业分类实行动态监管。根据中央企业所处行业、企业能耗和污染物排放量的变化进行适时调整并对外公布。

第六条 中央企业应当制订节能减排工作专项规划并纳入企业发展规划和年度计划，健全节能减排规章制度，落实节能减排责任。

第二章 节能减排工作基本要求

第七条 中央企业应当建立健全节能减排组织管理体系。中央企业应当建立健全节能减排领导机构，负责本企业节能减排总体工作，研究决定节能减排重大事项，建立工作制度和例会制度。中央企业根据分类管理的要求建立与生产经营相适应的节能减排协调、监督管理机构。

(一) 重点类企业应当设置负责节能减排协调、监督管理的职能部门，或者在有关职能部门中设置专职负责协调、监督管理工作的内部机构，负责节能减排日常管理和监督工作。

(二) 关注类企业应当在有关职能部门中设置负责协调、监督管理工作的内部机构，配备专职管理人员。

(三) 一般类企业应当设立节能减排管理岗位，配备节能减排管理人员，负责节能减排工作的计量、统计、分析和监督检查。

第八条 企业主要负责人对本企业节能减排工作负主要领导责任。企业分管节能减排工作的负责人负责组织各项节能减排制度和措施的落实，对节能减排工作负分管领导责任。

第九条 中央企业应当建立和完善企业内部节能减排考核奖惩体系，层层分解落实节能减排责任。考核结果应当作为相关领导和人员综合考核评价的重要内容。

第十条 中央企业应当加强节能减排专业队伍建设，建立健全节能减排教育培训制度，落实对企业负责人、节能减排监督管理人员、节能减排重点岗位人员的培训。

第十一条 中央企业应当把节能减排与企业发展战略、结构调整紧密结合，优化产业结构、产品结构和能源消费结构，优化生产工艺和流程，淘汰高污染、高耗能落后生产技术、工艺和装备，推广应用节能减排新技术、新材料、新工艺、新产品。中央企业应当按照国家产业发展规划，科学有序推进风能、太阳能、生物质能等可再生能源的开发与利用，提高能源综合利用效率。

第十二条 中央企业应当认真编制节能减排年度经费预算，多方筹集资金，加大科研投入力度，加快技术改造，在节能减排重点领域形成一批具有自主知识产权的核心技术，开发新型高效节能环保产品。

第十三条 中央企业新建和改扩建项目应当符合国家产业政策和节能环保标准，依照有关政策，实行环境影响评价和节能评估审查制度。

第三章 节能减排统计监测与报告制度

第十四条 中央企业应当建立健全节能减排统计监测体系，加强对生产过程中能源消耗和污染物排放

的统计监测，提升节能减排信息化水平。

第十五条 中央企业应当加强节能减排计量、定额、统计等基础管理工作，建立能源消耗及污染物排放统计台账，严格按照国家规定的口径、范围、折算标准和方法对能源消耗指标和污染物排放指标进行定期收集、汇总和分析。

第十六条 中央企业应当确保节能减排统计数据的完整性和准确性，通过企业自我检查、第三方检测、内部审计、外部审计等多种形式对节能减排效果进行评估和核定。

第十七条 中央企业应当建立健全节能减排工作报告制度。中央企业应当建立内部节能减排工作逐级汇总报告制度，并定期将本企业节能减排汇总报表和总结分析报告报送国资委。重点类、关注类和一般类企业分别按季度、半年度和年度上报汇总报表和总结分析报告。年度汇总报表和总结分析报告应当于次年2月28日前报送；季度报表、半年报和总结分析报告应当于报告期满之次月20日前报送。

中央企业节能减排总结分析报告应当包括本企业能耗和主要污染物排放状况及变化、节能减排管理情况、节能减排措施、节能减排成效、存在的问题及改进措施等内容。重点类和关注类企业应当开展与同行业节能减排技术指标的对标和分析。

第十八条 中央企业应当将本企业节能减排重要科研成果、重大违规和环保事故、各级政府有关部门对本企业及其所属企业年度考核情况等重要事项及时报告国资委。

第四章 节能减排考核

第十九条 国资委将中央企业节能减排工作纳入中央企业负责人经营业绩考核体系，作为对中央企业负责人经营业绩考核的内容。

第二十条 国资委对中央企业节能减排实行分类考核。重点类和关注类企业考核反映企业行业特点的综合性能耗指标和主要污染物排放指标。一般类企业根据行业特点确定定量或定性考核指标。

第二十一条 中央企业应当根据国家节能减排有关政策、企业所处行业特点和节能减排水平，对照同行业国际国内先进水平，提出科学合理的节能减排考核目标。

第二十二条 国资委对中央企业节能减排考核目标进行审核，并在中央企业负责人任期经营业绩考核责任书中明确。

第二十三条 国资委对中央企业节能减排考核目标执行情况实施动态监控。

第二十四条 中央企业节能减排按照下列程序进行考核：

（一）中央企业负责人任期经营业绩考核期末，中央企业对任期节能减排考核目标完成情况进行审查和总结分析，对本企业及其所属企业与政府主管部门签订的节能减排考核目标完成情况进行专项说明，并将审查结果和分析报告报送国资委。

（二）国资委对企业报送的节能减排考核目标完成情况进行审核。

对于经过国家节能减排主管部门考核和监测的企业，国资委依据节能减排主管部门审查的相关数据进行核实；对于其他企业，国资委通过审核企业节能减排总结分析报告、现场核查、委托中介机构专项审计等方式，对节能减排目标完成情况进行审核确认。

（三）国资委将中央企业节能减排考核情况与企业负责人经营业绩考核结果一并对外公布。

第五章 节能减排奖惩

第二十五条 中央企业发生下列情形之一的，对中央企业负责人经营业绩考核结果予以降级处理（附件2）：

- （一）节能减排数据严重不实，弄虚作假的；
- （二）发生重大（含重大）以上环境责任事故，造成重大社会影响的；
- （三）发生节能减排重大违法违规事件，造成恶劣影响的。

第二十六条 中央企业发生下列情形之一的，对中央企业负责人经营业绩考核结果给予扣分处理（附件2）：

- （一）未完成任期节能减排考核目标的；
- （二）发生较大和一般环境责任事故的；
- （三）被国家节能减排主管部门通报，造成较大负面影响的。

第二十七条 对节能减排成效突出的中央企业，国资委授予“节能减排优秀企业奖”，并给予适当奖励。

第二十八条 授予“节能减排优秀企业奖”的中央企业应当符合下列条件：

- （一）完成与国资委签订的任期节能减排考核目标和与政府主管部门签订的节能减排考核目标；
- （二）建立较为完善的节能减排组织管理、统计监测和考核奖惩体系；
- （三）中央企业负责人任期经营业绩考核结果为省级及以上。
- （四）除符合以上三项基本条件外，还应当具备下列条件之一：

1. 中央企业负责人任期经营业绩考核期末，企业主要产品单位能耗、污染物排放水平达到国内同行业最好水平，接近或达到国际同行业先进水平；

2. 中央企业负责人任期经营业绩考核期内，能源利用效率、单位综合能耗降低率、主要污染物排放总量降低率在中央企业居于前列；

3. 中央企业负责人任期经营业绩考核期内，在节能减排技术创新方面取得重大突破，在推动全行业、全社会节能减排方面作出突出贡献。

第二十九条 国资委对节能减排工作成绩突出的企业和个人予以表彰。

第六章 附 则

第三十条 本办法所指环境责任事故，依据《国家突发环境事件应急预案》确定。

第三十一条 本办法由国资委负责解释。

第三十二条 本办法自公布之日起施行。

中央企业节能减排考核细则

一、任期考核

(一) 节能减排数据严重不实、弄虚作假的，对中央企业负责人任期经营业绩考核结果给予降级处理。

(二) 未完成核定的任期节能减排考核目标，对中央企业负责人任期经营业绩考核结果按以下方式进行扣分处理：

1. 按考核指标个数分摊 2 分分值，根据未完成指标个数和未完成程度扣减相应分值。未完成考核指标的，实际完成值与目标值相比，每相差 10% 扣减 0.1 分，最多扣减该指标分摊的相应分值。
2. 核定的考核指标目标值为该行业国内先进水平的，减半扣分。

二、年度考核

(一) 年度内发生下列情形之一的，对中央企业负责人年度经营业绩考核结果给予降级处理：

1. 发生重大以上（含重大）环境责任事故，造成重大社会影响的；
2. 经节能减排主管或者监管部门认定，发生节能减排重大违法违规事件，造成恶劣影响的。

(二) 年度内发生下列情形之一的，对中央企业负责人年度经营业绩考核结果给予扣分处理：

1. 发生较大和一般环境责任事故的，按以下方式进行扣分：

(1) 每发生一次较大环境责任事故（III级），重点类、关注类和一般类企业分别扣减 0.3 分、0.5 分和 0.7 分；

(2) 每发生一次一般环境责任事故（IV级），重点类、关注类和一般类企业分别扣减 0.1 分、0.3 分 0.5 分；

(3) 在当年不能认定的环境责任事故顺延处理。

2. 被国家节能减排主管部门通报，造成较大负面影响的，每通报一次扣减 0.2 分，最多扣 1 分。

四、国家能源局文件

国家能源局综合司

关于调整能源行业核电标准化管理机构的通知

国能综通科技〔2021〕76号

中国核电发展中心、中核集团核工业标准化研究所：

核电标准化是支撑我国核电安全和可持续发展的重要保障。为进一步加强核电标准化管理，经研究，对能源行业核电标准化管理机构作出调整，并就有关事项通知如下：

一、将能源行业核电标准化管理机构由中核集团核工业标准化研究所（以下简称核工业标准化所）调整为中国核电发展中心（以下简称核电中心）。

二、请核电中心根据《国家能源局关于印发〈能源标准化管理办法〉及实施细则的通知》（国能发科技〔2019〕38号）、《国家能源局关于进一步完善能源行业标准化技术委员会管理的通知》（国能发科技〔2021〕9号）有关要求，配合我局做好能源行业核电标准化技术委员会日常管理等工作。

三、请核电中心、核工业标准化所加强衔接配合，履职尽责，组织调动核电行业标准化各有关单位积极性，加快推进自主核电标准体系建设。

工作中有关重大事项请及时报我局。

国家能源局综合司

2021年7月26日

国家能源局关于印发全面推行电力业务资质许可告知承诺制实施方案的通知

国能发资质〔2021〕37号

各派出机构：

为贯彻落实党中央、国务院关于深化“放管服”改革、优化营商环境的决策部署，按照《国务院关于深化“证照分离”改革进一步激发市场主体发展活力的通知》（国发〔2021〕7号）、《国务院办公厅关于全面推行证明事项和涉企经营许可事项告知承诺制的指导意见》（国办发〔2020〕42号）有关要求，国家能源局研究制定了《国家能源局全面推行电力业务资质许可告知承诺制实施方案》，现印发给你们，请结合许可监管工作实际认真组织实施。

国家能源局

2021年8月19日

附件：国家能源局全面推行电力业务资质许可告知承诺制实施方案

国家能源局全面推行电力业务资质许可告知承诺制实施方案

为深化“证照分离”改革，优化营商环境，进一步激发市场主体发展活力，按照《国务院关于深化“证照分离”改革进一步激发市场主体发展活力的通知》（国发〔2021〕7号）、《国务院办公厅关于全面推行证明事项和涉企经营许可事项告知承诺制的指导意见》（国办发〔2020〕42号）有关要求，国家能源局决定全面推行电力业务资质许可告知承诺制，结合电力业务资质许可工作实际，制定本方案。

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，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，按照党中央、国务院决策部署，坚持以人民为中心的发展思想，贯彻落实“证照分离”改革要求，全面推行电力业务资质许可告知承诺制，创新许可服务理念和管理方式，方便企业和群众办事创业，实现审批更精简、监管更高效、服务更优质，助力能源高质量发展。

二、工作目标

自方案印发之日起，办理电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可事项时实行告知承诺制，以国家能源局派出机构（以下简称派出机构）清楚告知、企业和群众诚信守诺为重点，形成标准公开、规则公平、预期明确、各负其责、信用监管的许可模式，从制度层面为企业和群众办事创业提供更大便利。

三、工作内容

（一）明确告知承诺制的适用范围

办理电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可所有事项适用告知承诺制。

（二）确定告知承诺制的适用对象

办理电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可事项时，申请人可自主选择是否采用告知承诺制方式办理。申请人不愿承诺或者无法承诺的，按照一般程序办理。申请人有较严重的不良信用记录或者存在曾作出虚假承诺等情形的，在信用修复前不适用告知承诺制。

（三）规范告知承诺制工作流程

国家能源局按照全面准确、权责清晰、通俗易懂的要求，制定许可告知承诺制办理流程、办事指南、告知承诺书等格式文本（附件1-4），通过国家能源局资质和信用信息系统、派出机构对外服务场所及网站等渠道公布，方便申请人查阅、索取或者下载。书面（含电子文本，下同）告知的内容包括办理事项名称，审批依据，许可条件和材料要求，承诺方式，不实承诺可能承担的民事、行政、刑事责任，派出机构核查权力，承诺书是否公开、公开范围及时限等。书面承诺的内容包括申请人已知晓告知事项、已符合相关条件、愿意承担不实承诺的法律责任以及承诺的意思表示真实等。申请人自愿签署告知承诺书并按要求提交材料，派出机构应当当场作出行政许可决定。

（四）加强事中事后核查

派出机构针对电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可事项特点和各地区企业实际情况，按照事中事后核查指引（附件5），制定具体核查办法，明确时间、方式以及是否免于核查。对于免于核查的事项，派出机构要综合运用“双随机、一公开”监管、重点监管、“互联网+监管”等方式实施日常监管，不得对通过告知承诺制方式办理许可的企业采取歧视性监管措施。在核查或者日常监管中发现承诺不实的，对采用隐瞒或欺骗等手段取得许可的，依法撤销许可决定；对不符合许可条件的，责令其限期整改，逾期不整改或整改后仍不符合条件的，依法撤销相关许可决定。违反《电力业务许可证管理规定》《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》等许可管理规定的，予以行政处罚并纳入信用记录。

国家能源局依托全国一体化政务服务平台、全国信用信息共享平台、资质和信用信息系统等推进跨地区、跨部门、跨层级数据共享和业务协同。派出机构要利用政务信息共享平台、政务服务移动客户端等收集、比对相关数据，实施在线核查，也可以通过检查、勘验等方式开展现场核查。确需现场核查的，要优化工作程序，避免增加企业和群众负担。相关数据尚未实现网络共享、难以通过上述方式核查的，可以请求其他行政机关协助核查。

（五）加强信用监管

国家能源局加强告知承诺信用管理制度建设，依法科学界定告知承诺失信行为。建立告知承诺信用信息记录、归集、推送工作机制，完善信用修复、异议处理机制。派出机构应将承诺人履行承诺情况全面纳入信用记录，依托资质和信用信息系统，推进信用信息互联互通和共享。按照信用状况实施分类监管，对于存在隐瞒、欺骗等承诺不实情形的，依法依规给予行政处罚并纳入信用记录，对不同失信情形实施相应惩戒措施。

（六）强化风险防范措施

国家能源局建立承诺退出机制，在行政许可事项办结前，申请人有合理理由的，可以撤回承诺申请。派出机构要加强行政指导，强化告知和指导义务。根据政府信息公开等规定，通过对外服务场所、网站等向社会公开许可决定、告知承诺书，接受社会监督。根据有关法律规定，做好有关个人信息和商业秘密保护。

四、保障措施

（一）加强组织领导

国家能源局切实加强全面推行告知承诺制工作的监督指导，持续完善制度建设，及时研究解决推行告知承诺制过程中遇到的问题。派出机构要结合本地实际，多措并举，精心组织实施，落实方案要求，总结经验，实施过程中出现重大问题要及时报告。

（二）做好宣传培训

国家能源局及其派出机构要组织开展告知承诺制宣传及培训工作，通过报刊、广播、电视、互联网等渠道广泛宣传，加强政策解读，合理引导社会预期，及时回应社会关切，为全面推行电力业务资质许可告知承诺制营造良好的社会氛围。

- 附件：1. 许可告知承诺制办理流程
2. 许可告知承诺制办事指南
3. 电力业务许可告知承诺书
4. 承装（修、试）电力设施许可告知承诺书
5. 事中事后核查指引

许可告知承诺制办理流程

一、申请

申请人适用告知承诺制并自愿选择以告知承诺方式办理许可的，对照行政许可机关告知的内容，通过国家能源局资质和信用信息系统填写申请表并提交告知承诺书及申请材料（办事指南、填报说明等可通过国家能源局资质和信用信息系统 <http://zzxy.nea.gov.cn/#/gateway>、国家能源局派出机构对外服务场所及网站等渠道获取）。

二、受理

国家能源局派出机构对申请人提交材料进行审查（含网络核验），申请材料齐全、符合法定形式的，予以受理，并出具受理单。受理前申请人有合理理由的，可以撤回承诺申请。

三、审查与决定

国家能源局派出机构根据申请人提交的告知承诺书和申请材料，受理后当场作出许可决定。

四、信息公开

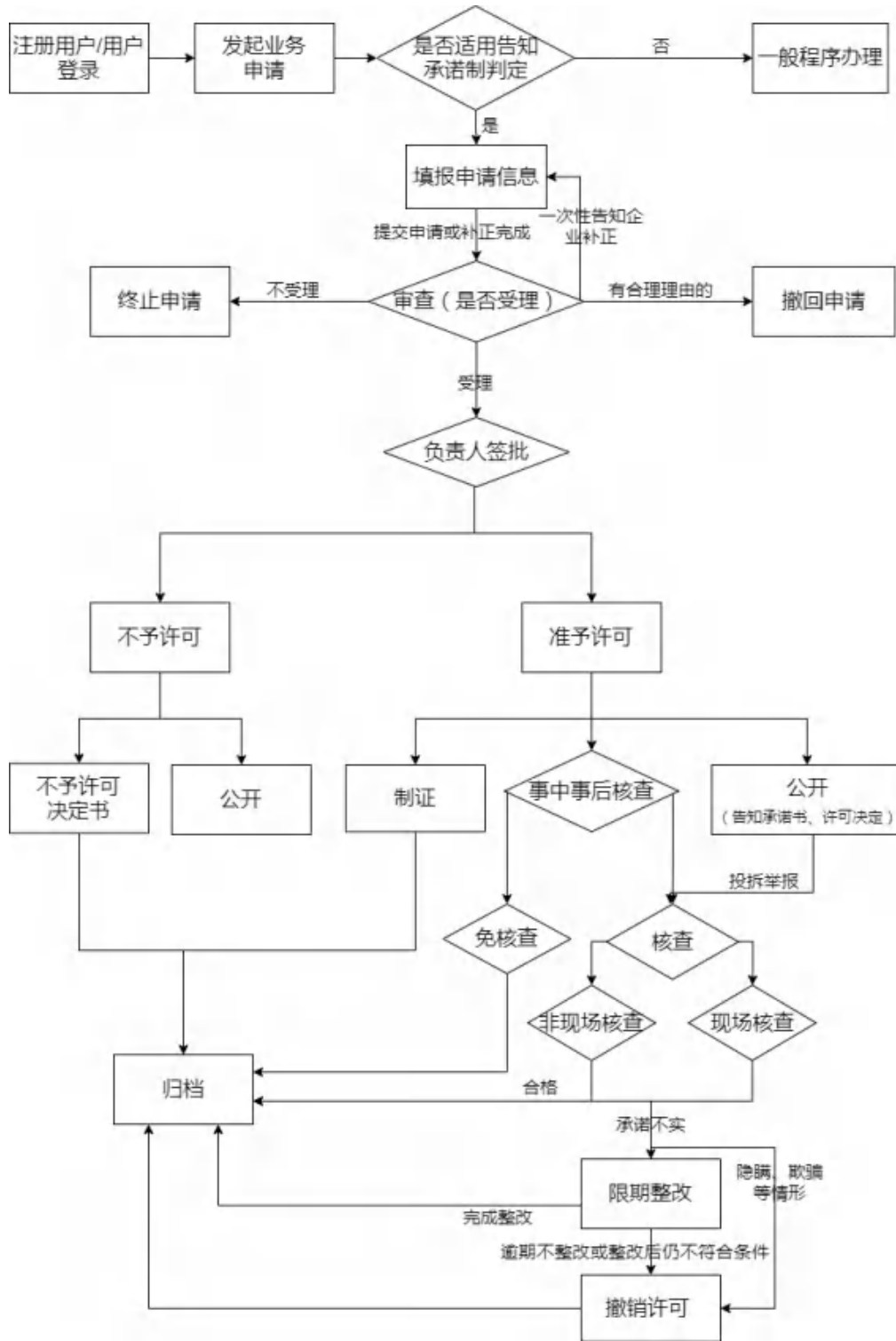
国家能源局派出机构作出准予许可决定后 7 日内，通过对外服务场所、网站等渠道公开许可决定、申请人的告知承诺书，接受社会监督。

五、核查

国家能源局派出机构作出准予许可决定后 6 个月内，对申请人承诺内容进行事中事后核查。具备数据共享条件的部分进行网络核验，不具备数据共享条件的部分根据企业申请许可事项类别和信用状况按不同比例开展核查或免核查。

许可告知承诺制具体办理流程图附后。

许可告知承诺制办理流程



许可告知承诺制办事指南

一、适用范围

本办事指南适用于告知承诺制办理电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可所有事项。申请人可自主选择是否采用告知承诺制方式。申请人不愿承诺或者无法承诺的，按照一般程序办理。申请人有较严重的不良信用记录或者存在曾作出虚假承诺等情形的，在信用修复前不适用告知承诺制。

二、审批依据

（一）电力业务许可证

1. 《行政许可法》
2. 《电力法》
3. 《优化营商环境条例》
4. 《电力供应与使用条例》
5. 《电力监管条例》
6. 《电力业务许可证管理规定》

（二）承装（修、试）电力设施许可证

1. 《行政许可法》
2. 《优化营商环境条例》
3. 《电力供应与使用条例》
4. 《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》

三、办理机构

国家能源局派出机构。

四、决定机构

国家能源局派出机构。

五、许可方式

告知承诺制。

六、数量限制

无数量限制。

七、法定条件

(一) 申请电力业务许可证(发电类)的,应当具备下列条件

1. 具有法人资格。
2. 具有与申请从事的电力业务相适应的财务能力。
3. 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。
4. 发电项目建设经有关主管部门审批或者核准。
5. 发电设施具备发电运行的能力。
6. 发电项目符合环境保护的有关规定和要求。

(二) 申请电力业务许可证(输电类)的,应当具备下列条件

1. 具有法人资格。
2. 具有与申请从事的电力业务相适应的财务能力。
3. 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。
4. 输电项目建设经有关主管部门审批或者核准。
5. 具有与申请从事的输电业务相适应的输电网络。
6. 输电项目按照有关规定通过竣工验收。
7. 输电项目符合环境保护的有关规定和要求。

(三) 传统供电企业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. 具有与申请从事的电力业务相适应的财务能力。
3. 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。
4. 具有经有关主管部门批准的供电营业区。
5. 具有与申请从事供电业务相适应的供电网络和营业网点。
6. 承诺履行电力社会普遍服务义务。
7. 供电项目符合环境保护的有关规定和要求。

(四) 拥有配电网运营权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. 具有有关主管部门出具的供（配）电区域划分意见或企业间自主达成的供（配）电区域划分协议。
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，确保诚实守信经营。

（五）申请承装（修、试）电力设施许可证的，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

1. 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%。
2. 技术负责人、安全负责人应具备的条件：

（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。

3. 专业技术及技能人员应具备的条件：

（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。

技术负责人、安全负责人、专业技术及技能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。

4. 申请一级至三级许可证的，除具备上述规定的相应条件外，还应具有下列与申请的许可证类别和等级相适应的业绩：

（1）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。

（2）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。

八、办理基本流程

1. 申请人登录国家能源局资质和信用信息系统 <http://zzxy.nea.gov.cn/#/gateway>，点击企业工商登记所在地国家能源局派出机构许可办理链接，确定申请事项并下载告知承诺书。

2. 申请人根据填报要求，填写并提交申请材料 and 告知承诺书。

3. 国家能源局派出机构接收告知承诺书和申请材料，审查并作出是否受理的决定。经审查，申请事项不属于国家能源局派出机构职权范围的，即时作出不予受理的决定并出具不予受理决定书；申请事项属于

国家能源局派出机构职权范围，申请材料齐全、符合法定形式，或者申请人按要求提交全部补正材料的，作出受理决定并出具受理单。

4. 行政许可申请正式受理后，国家能源局派出机构应当当场作出许可决定。

5. 国家能源局派出机构作出准予许可决定后 7 日内，通过对外服务场所、网站等渠道公开许可决定、申请人的承诺书，接受社会监督。

6. 国家能源局派出机构根据行政许可决定书制作许可证；不予许可的，出具不予行政许可决定书。

九、办理时限

申请人自愿签署告知承诺书并按要求提交材料的，国家能源局派出机构受理后应当当场作出行政许可决定。

十、办理方式

全程网上办理。

十一、收费依据及标准

所有许可事项办理均不收费。

十二、结果送达方式

邮寄或者自取许可证，具体送达方式由申请人自主选择确定。

十三、申请人权利和义务

申请人权利和义务的具体内容参见《行政许可法》《电力监管条例》《电力业务许可证管理规定》《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》中有关规定。

十四、监督投诉渠道

申请人认为国家能源局派出机构的行政许可行为违法或不当的，可向国家能源局投诉；对于不予受理行政许可申请或者对行政许可结果、程序不服的，可以依法申请行政复议或者提起行政诉讼。

能源监管热线：12398。

十五、办公时间、地址及咨询受理联系方式

办公时间：国家法定工作日。

国家能源局各派出机构办公地址、咨询受理联系方式查询网址 <http://zizhi.nea.gov.cn/html/ywbl/sldw/>。

附件 3-1

编号:

电力业务许可告知承诺书 (发电类)

国家能源局编制

行政许可机关的告知

根据《国务院关于深化“证照分离”改革进一步激发市场主体发展活力的通知》《国家能源局关于印发全面推行电力业务资质许可告知承诺制实施方案的通知》，行政许可机关就告知承诺制办理电力业务许可证（发电类）行政许可事项告知如下。

一、审批依据

1. 《行政许可法》
2. 《优化营商环境条例》
3. 《电力监管条例》
4. 《电力业务许可证管理规定》

二、法定条件

1. 具有法人资格。
2. 具有与申请从事的电力业务相适应的财务能力。
3. 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。
4. 发电项目建设经有关主管部门审批或者核准。
5. 发电设施具备发电运行的能力。
6. 发电项目符合环境保护的有关规定和要求。

三、应当提交的材料

1. 行政许可事项对应的《电力业务许可证申请表（发电类）》（法定代表人签署并加盖单位公章）。
2. 《电力业务许可告知承诺书（发电类）》（法定代表人签署并加盖单位公章）。
3. 办理人不是法定代表人本人的，应当提交《授权委托书》。

四、应妥善保管以备核查的材料

告知承诺制申请电力业务许可证（发电类）相关业务的，应当具备能够支撑许可条件的材料（申请许可时免于提交，但应妥善保管以备核查）。

（一）新申请

1. 企业最近2年的年度财务报告；成立不足2年的，企业成立以来的年度财务报告。
经营以下发电业务的企业具有资产负债表即可：总装机容量50MW及以下的小水电；太阳能、风能、生物质能（含垃圾发电）、海洋能、地热能等可再生能源发电；余热余压余气发电、煤矿瓦斯发电等资源综合利用发电。

2. 企业生产运行负责人、技术负责人、安全负责人、财务负责人的专业技术任职资格证书或岗位培训

合格证书、任职文件（申请人为其下属不具备法人资格的企业提出申请的，提交下属不具备法人资格企业的情况）。

经营以下发电业务的企业：总装机容量 50MW 及以下的小水电；太阳能、风能、生物质能（含垃圾发电）、海洋能、地热能等可再生能源发电；余热余压余气发电、煤矿瓦斯发电等资源综合利用发电。企业安全负责人、生产运行负责人、技术负责人、财务负责人，允许一人兼任多项职务。

3. 发电项目建设经有关主管部门审批、核准或备案的材料（实际建设规模原则上应当与审批、核准或备案的规模一致）。

4. 发电项目通过竣工验收的材料；未组织竣工验收的，具有发电机组通过启动验收的材料或有关主管部门认可的质量监督机构出具的《工程质量监督检查并网通知书》或质量监督检查报告。

5. 发电项目符合环境保护有关规定和要求的材料，包含生态环境部门出具的环境影响评价审批文件（实际建设规模应符合审批规模要求）。

6. 核电机组除上述要求外，申请人还应当具备核安全主管部门出具的核电机组功率释放点批复及环境保护主管部门出具的首次装料阶段环境影响报告书批复。

（二）许可事项变更

1. 新（改）建发电机组投入运营

（1）发电项目建设经有关主管部门审批、核准或备案的材料（实际建设规模原则上应当与审批、核准或备案的规模一致）。

（2）发电项目符合环境保护有关规定和要求的材料，包含生态环境部门出具的环境影响评价审批文件（实际建设规模应符合审批规模要求）。

（3）发电项目通过竣工验收的材料；未组织竣工验收的，具有发电机组通过启动验收的材料或有关主管部门认可的质量监督机构出具的《工程质量监督检查并网通知书》或质量监督检查报告。

（4）核电机组除上述要求外，申请人还应当具备核安全主管部门出具的核电机组功率释放点批复及环境保护主管部门出具的首次装料阶段环境影响报告书批复。

2. 取得已运营的发电机组

（1）机组所有权合法转移的材料，如合同、协议等，涉及国有资产转让的需提供国资委批复材料。

（2）发电项目建设经有关主管部门审批、核准或备案的材料（实际建设规模原则上应当与审批、核准或备案的规模一致）。

（3）发电项目通过竣工验收的材料；未组织竣工验收的，具有发电机组通过启动验收的材料或有关主管部门认可的质量监督机构出具的《工程质量监督检查并网通知书》或质量监督检查报告。

（4）发电项目符合环境保护有关规定和要求的材料，包含生态环境部门出具的环境影响评价审批文件（实际建设规模应符合审批规模要求）。

3. 转让已运营的发电机组

机组所有权合法转移的材料，如合同、协议等，涉及国有资产转让的需提供国资委批复材料。

4. 机组退役

机组退役符合国家有关规定的材料。

（三）登记事项变更

1. 涉及营业执照相关信息的变更

法定代表人、住所、申请人名称（法人企业名称）、登记名称（下属非法人企业名称）变更的，需具备变更后的营业执照。

2. 涉及机组登记信息的变更

机组编号、机组容量、机组类型、机组调度关系、机组所属电力市场，需具备变更的有效材料。例如机组类型、机组容量变更的，需具备经有关政府主管部门同意的材料；调度关系变更的，需具备并网调度协议；投产日期变更的，需具备启动验收报告等能反映机组投产日期的材料。

3. 机组所在电厂信息的变更

机组所在电厂名称、住所、所有人变更，需具备相关审批材料合同或协议等。

（四）机组延长服役期

1. 符合产业政策、节能减排政策的相关材料（例如机组能耗、水耗、污染物排放符合国家及地方标准的材料等）。

2. 机组安全评估、寿命评估等材料。

（五）许可证延续

涉及许可条件保持的财务、人员要求等材料。

（六）许可证注销

与注销事由相应的材料。

五、办理程序

（一）申请

申请人以告知承诺制方式提出许可申请的，对照行政许可机关告知的内容，通过国家能源局资质和信用信息系统填写并提交告知承诺书及申请材料。

（二）受理

行政许可机关对申请人提交材料进行审查（含网络核验），申请材料齐全、符合法定形式的，予以受理，并出具受理单。受理前申请人有合理理由的，可以撤回承诺申请。

（三）审查与决定

行政许可机关根据申请人提交的告知承诺书和申请材料，受理后当场作出许可决定。

（四）信息公开

行政许可机关作出准予许可决定后7日内，通过对外服务场所、网站等渠道公开许可决定、申请人的承诺书，接受社会监督，及时处理对有关告知承诺的投诉和举报。

六、事中事后监管

1. 行政许可机关在作出准予许可决定后 6 个月内通过信息共享、网络核验、查验申请人提交备查材料、现场核查或请求其他行政机关协助核查等方式对申请人承诺内容进行核查，并根据许可事项类别和申请人信用状况确定核查比例。

2. 行政许可机关对申请人告知承诺信用信息进行记录、归集、推送。存在隐瞒、欺骗等承诺不实情形的，依法依规给予行政处罚并纳入信用记录，按照信用状况实施分类监管，对不同失信情形实施相关惩戒措施。

3. 行政许可机关综合运用“双随机、一公开”监管、重点监管、“互联网+监管”、“信用监管”等方式实施日常监管。

七、法律责任

1. 行政许可机关在审查中发现申请人隐瞒有关情况或提供虚假申请材料的，按照《行政许可法》第七十八条规定，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。

2. 行政许可机关在核查或日常监管中发现承诺不实的，对采用隐瞒或欺骗等手段取得许可的，依法撤销许可决定，并按照《电力业务许可证管理规定》第四十一条，给予警告，处一万元以下罚款；对不符合许可条件的，责令其限期整改，逾期不整改或整改后仍不符合条件的，依法撤销相关许可决定。曾作出虚假承诺的，不再适用告知承诺制。

3. 拒绝或者阻碍行政许可机关依法履行监管职责的，按照《电力监管条例》第三十四条，责令其改正；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负责人员，依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

4. 不实承诺、虚假承诺、违反承诺所造成的损失由申请人承担相应法律责任。

行政许可机关：

申请人的承诺

本单位就申请的 _____ 行政许可事项，现作出下列承诺：

- （一）所填报和提交的信息真实、准确。
- （二）已经知晓行政许可机关告知的全部内容。
- （三）本单位符合行政许可机关告知的条件要求。
- （四）本单位能够提交行政许可机关告知的相关材料，并愿意按照规定接受后续核查。
- （五）本单位愿意承担虚假承诺、不实承诺、违反承诺所造成的损失和引发的相应法律责任。
- （六）所做承诺是本单位真实意思的表示。

法定代表人（签字）：

申请人（盖章）：

日期：

附件 3-2

编号：

电力业务许可告知承诺书 (输电类)

国家能源局编制

行政许可机关的告知

根据《国务院关于深化“证照分离”改革进一步激发市场主体发展活力的通知》《国家能源局关于印发全面推行电力业务资质许可告知承诺制实施方案的通知》，行政许可机关就告知承诺制办理电力业务许可证（输电类）行政许可事项告知如下。

一、审批依据

1. 《行政许可法》
2. 《优化营商环境条例》
3. 《电力监管条例》
4. 《电力业务许可证管理规定》

二、法定条件

1. 具有法人资格。
2. 具有与申请从事的电力业务相适应的财务能力。
3. 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。
4. 输电项目建设经有关主管部门审批或者核准。
5. 具有与申请从事的输电业务相适应的输电网络。
6. 输电项目按照有关规定通过竣工验收。
7. 输电项目符合环境保护的有关规定和要求。

三、电能质量和 Service 质量管理

为保证电力系统安全、优质、经济运行，促进电力市场的健康、有序发展，申请人在取证后从事输电业务经营活动中，应当遵守国家有关电能质量和 Service 质量的规定和标准，并接受能源监管机构监督管理。

1. 执行调度规则，遵守调度纪律，保证电力系统的运行可靠性和电能质量。
2. 按照国家规划，投资建设输电线路和变电设施，保证为用户提供容量适度、结构合理的输电通道和网络。
3. 按照国家标准、行业标准中的强制标准，为社会提供安全、优质、价格合理的输电服务。
4. 按照国家有关规定履行电力普遍服务义务，并有权按照国家有关规定获得相应的成本补偿。

四、应当提交的材料

1. 行政许可事项对应的《电力业务许可证申请表（输电类）》（法定代表人签署并加盖单位公章）。
2. 《电力业务许可告知承诺书（输电类）》（法定代表人签署并加盖单位公章）。
3. 办理人不是法定代表人本人的，应当提交《授权委托书》。

五、应妥善保存以备核查的材料

告知承诺制申请电力业务许可证（输电类）相关业务的，应当具备能够支撑许可条件的材料（申请许可时可免于提交，但应妥善保存以备核查）。

（一）新申请

1. 企业最近 2 年的年度财务报告；成立不足 2 年的，企业成立以来的年度财务报告。

2. 企业生产运行负责人、技术负责人、安全负责人、财务负责人的专业技术任职资格证书或岗位培训合格证书、任职文件（申请人为其下属不具备法人资格的企业提出申请的，提交下属不具备法人资格企业的情况）。

3. 输电项目建设经有关主管部门审批或者核准的材料（实际建设规模原则上应当与审批或核准的规模一致）。

4. 输电项目通过竣工验收的材料。

5. 输电项目符合环境保护有关规定和要求的材料，包含生态环境部门出具的环境影响评价审批文件或符合环境保护有关规定和要求的其他形式合法材料（实际建设规模应符合审批规模要求）。

（二）许可事项变更

1. 主网架中新（改）建输电设施投入运营

（1）设施建设经有关主管部门审批或者核准文件（实际建设规模应符合审批或核准规模要求）。

（2）输电项目相关设施的竣工验收材料。

（3）输电项目符合环境保护有关规定和要求的材料，包含生态环境部门出具的环境影响评价审批文件或符合环境保护有关规定和要求的其他形式合法材料（实际建设规模应符合审批规模要求）。

2. 主网架中终止运营输电设施

终止运营输电设施经过有关主管部门批准的材料。

（三）登记事项变更

1. 涉及营业执照相关信息的变更

法定代表人、住所、申请人名称（法人企业名称）、登记名称（下属非法人企业名称）变更的，需具备变更后的营业执照。

2. 输电网络覆盖范围变更

输电网络覆盖范围变更的相关材料。

3. 主要输电设备情况变更

输电线路长度、变电设备容量变更的具体材料。

（四）许可证延续

涉及许可条件保持的财务、人员要求等材料。

（五）许可证注销

与注销事由相应的材料。

六、办理程序

（一）申请

申请人以告知承诺制方式提出许可申请的，对照行政许可机关告知的内容，通过国家能源局资质和信用信息系统填写并提交告知承诺书及申请材料。

（二）受理

行政许可机关对申请人提交材料进行审查（含网络核验），申请材料齐全、符合法定形式的，予以受理，并出具受理单。受理前申请人有合理理由的，可以撤回承诺申请。

（三）审查与决定

行政许可机关根据申请人提交的告知承诺书和申请材料，受理后当场作出许可决定。

（四）信息公开

行政许可机关作出准予许可决定后7日内，通过对外服务场所、网站等渠道公开许可决定、申请人的承诺书，接受社会监督，及时处理对有关告知承诺的投诉和举报。

七、事中事后监管

1. 行政许可机关在作出准予许可决定后6个月内通过信息共享、网络核验、查验申请人提交备查材料、现场核查或请求其他行政机关协助核查等方式对申请人承诺内容进行核查，并根据许可事项类别和申请人信用状况确定核查比例。

2. 行政许可机关对申请人告知承诺信用信息进行记录、归集、推送。存在隐瞒、欺骗等承诺不实情形的，依法依规给予行政处罚并纳入信用记录，按照信用状况实施分类监管，对不同失信情形实施相关惩戒措施。

3. 行政许可机关综合运用“双随机、一公开”监管、重点监管、“互联网+监管”、“信用监管”等方式实施日常监管。

八、法律责任

1. 行政许可机关在审查中发现申请人隐瞒有关情况或提供虚假申请材料的，按照《行政许可法》第七十八条规定，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。

2. 行政许可机关在核查或日常监管中发现承诺不实的，对采用隐瞒或欺骗等手段取得许可的，依法撤销许可决定，并按照《电力业务许可证管理规定》第四十一条，给予警告，处一万元以下罚款；对不符合许可条件的，责令其限期整改，逾期不整改或整改后仍不符合条件的，依法撤销相关许可决定。曾作出虚假承诺的，不再适用告知承诺制。

3. 拒绝或者阻碍行政许可机关依法履行监管职责的，按照《电力监管条例》第三十四条，责令其改正；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负责人员，依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

4. 不实承诺、虚假承诺、违反承诺所造成的损失由申请人承担相应法律责任。

行政许可机关：

申请人的承诺

本单位就申请的 _____ 行政许可事项，现作出下列承诺：

- （一）所填报和提交的信息真实、准确。
- （二）已经知晓行政许可机关告知的全部内容。
- （三）本单位符合行政许可机关告知的条件要求。
- （四）本单位能够提交行政许可机关告知的相关材料，并愿意按照规定接受后续核查。
- （五）本单位愿意承担虚假承诺、不实承诺、违反承诺所造成的损失和引发的相应法律责任。
- （六）所做承诺是本单位真实意思的表示。

法定代表人（签字）：

申请人（盖章）：

日期：

附件 3-3

编号：

电力业务许可告知承诺书
(供电类—传统供电公司用)

国家能源局编制

行政许可机关的告知

根据《国务院关于深化“证照分离”改革进一步激发市场主体发展活力的通知》《国家能源局关于印发全面推行电力业务资质许可告知承诺制实施方案的通知》，行政许可机关就传统供电公司告知承诺制办理电力业务许可证（供电类）行政许可事项告知如下。

一、审批依据

1. 《行政许可法》
2. 《电力法》
3. 《优化营商环境条例》
4. 《电力供应与使用条例》
5. 《电力监管条例》
6. 《电力业务许可证管理规定》

二、法定条件

1. 具有法人资格。
2. 具有与申请从事的电力业务相适应的财务能力。
3. 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。
4. 具有经有关主管部门批准的供电营业区。
5. 具有与申请从事供电业务相适应的供电网络和营业网点。
6. 承诺履行电力社会普遍服务义务。
7. 供电项目符合环境保护的有关规定和要求。

三、电力社会普遍服务义务

为促进电力市场的健康、有序发展，供电企业在从事供电业务经营活动中，应遵守国家有关电力社会普遍服务义务的规定和标准。如违反有关规定，将接受能源监管机构依法作出的行政处罚和相关惩戒。

1. 执行电力市场规则，遵守商业道德，优质服务、诚实信用。
2. 按照国家规定，履行电力社会普遍服务义务，保障任何人能够以普遍可以接受的价格获得最基本的供电服务，并有权获得国家规定的成本补偿。
3. 全面贯彻落实经国务院同意印发的《国家发展改革委 国家能源局关于全面提升“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），2022年底前，实现居民用户和低压小微企业用电报装“三零”服务、高压用户用电报装“三省”服务，用电营商环境持续优化。不得对用户受电工程进行“三指定”。
4. 按照供用电合同规定的数量、质量、时间、方式，连续向用户提供合格、可靠的电能。

四、应当提交的材料

1. 行政许可事项对应的《电力业务许可证申请表（供电类—传统供电公司用）》（法定代表人签署并加盖单位公章）。
2. 《电力业务许可告知承诺书（供电类—传统供电公司用）》（法定代表人签署并加盖单位公章）。
3. 办理人不是法定代表人本人的，应当提交《授权委托书》。
4. 供电区域地理平面图。

五、应妥善保存以备核查的材料

告知承诺制申请电力业务许可证（供电类）相关业务的，应当具备能够支撑许可条件的材料（申请许可时可免于提交，但应妥善保存以备核查）。

（一）新申请

1. 企业最近 2 年的年度财务报告；成立不足 2 年的，企业成立以来的年度财务报告。
2. 企业生产运行负责人、技术负责人、安全负责人、财务负责人的专业技术任职资格证书或岗位培训合格证书、任职文件（申请人为其下属不具备法人资格的企业提出申请的，提交下属不具备法人资格企业的情况）。
3. 供电营业区域相关材料包括有关主管部门出具的供（配）电区域划分意见或企业间自主达成的供（配）电区域划分协议。
4. 供电营业区域供电网络分布概况（供电网络分布图）。
5. 设立的供电营业分支机构及其相应的供电营业区域概况。
6. 供电项目符合环境保护有关规定和要求的材料，包含生态环境部门出具的环境影响评价审批文件或符合环境保护有关规定和要求的其他形式合法材料（实际建设规模应符合审批规模要求）。

（二）许可事项变更—供电营业区范围变更

1. 具有有关主管部门出具的供电区域变更意见或企业间自主达成的供电区域变更协议。
2. 供电网络分布图。

（三）登记事项变更

1. 涉及营业执照相关信息的变更

法定代表人、住所、申请人名称（法人企业名称）、登记名称（下属非法人企业名称）变更的，需具备变更后的营业执照。

2. 供电营业分支机构变更

供电营业分支机构变更的相关材料。

3. 主要设施设备情况变更

供电线路长度、供电设备容量变更的具体材料。

（四）许可证延续

涉及许可条件保持的财务、人员要求等材料。

（五）许可证注销

与注销事由相应的材料。

六、办理程序

（一）申请

申请人以告知承诺制方式提出许可申请的，对照行政许可机关告知的内容，通过国家能源局资质和信用信息系统填写并提交告知承诺书及申请材料。

（二）受理

行政许可机关对申请人提交材料进行审查（含网络核验），申请材料齐全、符合法定形式的，予以受理，并出具受理单。受理前申请人有合理理由的，可以撤回承诺申请。

（三）审查与决定

行政许可机关根据申请人提交的告知承诺书和申请材料，受理后当场作出许可决定。

（四）信息公开

行政许可机关作出准予许可决定后7日内，通过对外服务场所、网站等渠道公开许可决定、申请人的承诺书，接受社会监督，及时处理对有关告知承诺的投诉和举报。

七、事中事后监管

1. 行政许可机关在作出准予许可决定后6个月内通过信息共享、网络核验、查验申请人提交备查材料、现场核查或请求其他行政机关协助核查等方式对申请人承诺内容进行核查，并根据许可事项类别和申请人信用状况确定核查比例。

2. 行政许可机关对申请人告知承诺信用信息进行记录、归集、推送。存在隐瞒、欺骗等承诺不实情形的，依法依规给予行政处罚并纳入信用记录，按照信用状况实施分类监管，对不同失信情形实施相关惩戒措施。

3. 行政许可机关综合运用“双随机、一公开”监管、重点监管、“互联网+监管”、“信用监管”等方式实施日常监管。

八、法律责任

1. 行政许可机关在审查中发现申请人隐瞒有关情况或提供虚假申请材料的，按照《行政许可法》第七十八条规定，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。

2. 行政许可机关在核查或日常监管中发现承诺不实的，对采用隐瞒或欺骗等手段取得许可的，依法撤销许可决定，并按照《电力业务许可证管理规定》第四十一条，给予警告，处一万元以下罚款；对不符合许可条件的，责令其限期整改，逾期不整改或整改后仍不符合条件的，依法撤销相关许可决定。曾作出虚假承诺的，不再适用告知承诺制。

3. 拒绝或者阻碍行政许可机关依法履行监管职责的，按照《电力监管条例》第三十四条，责令其改正；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负责人员，依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

4. 不实承诺、虚假承诺、违反承诺所造成的损失由申请人承担相应法律责任。

行政许可机关：

申请人的承诺

本单位就申请的 _____ 行政许可事项，现作出下列承诺：

- （一）所填报和提交的信息真实、准确。
- （二）已经知晓行政许可机关告知的全部内容。
- （三）本单位符合行政许可机关告知的条件要求。
- （四）本单位能够提交行政许可机关告知的相关材料，并愿意按照规定接受后续核查。
- （五）本单位愿意承担虚假承诺、不实承诺、违反承诺所造成的损失和引发的相应法律责任。
- （六）所做承诺是本单位真实意思的表示。

法定代表人（签字）：

申请人（盖章）：

日期：

附件 3-4

编号:

电力业务许可告知承诺书
(供电类—拥有配电网运营权售电公司用)

国家能源局编制

行政许可机关的告知

根据《国务院关于深化“证照分离”改革进一步激发市场主体发展活力的通知》《国家能源局关于印发全面推行电力业务资质许可告知承诺制实施方案的通知》，行政许可机关就拥有配电网运营权的售电公司告知承诺制办理电力业务许可证（供电类）行政许可事项告知如下。

一、审批依据

1. 《行政许可法》
2. 《电力法》
3. 《优化营商环境条例》
4. 《电力供应与使用条例》
5. 《电力监管条例》
6. 《电力业务许可证管理规定》

二、法定条件

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. 具有有关主管部门出具的供（配）电区域划分意见或企业间自主达成的供（配）电区域划分协议。
6. 具有与申请从事的电力业务相适应的配电网网络和营业网点。
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，确保诚实守信经营。

三、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

为促进电力市场的健康、有序发展，配电企业在从事供（配）电业务经营活动中，遵守国家有关电力社会普遍服务、保底供电服务和无歧视提供配电服务义务的规定和标准。如违反有关规定，将接受能源监管机构依法作出的行政处罚和相关惩戒。

1. 全面了解许可准入、电力市场交易相关政策和规则，知悉参与电力市场交易应负的责任和可能发生的风险，严格按照国家法律法规和相关文件规定、市场规则和交易机构有关规定从事交易活动，遵守商业道德，优质服务、诚实信用。

2. 承担配电网安全责任，服从电力调度机构的统一调度，按照国家、电力行业和地方相关标准提供安全、可靠的电力供应。

3. 按照国家有关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。

4. 全面贯彻落实经国务院同意印发的《国家发展改革委 国家能源局关于全面提升“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），2022年底前，实现居民用户和低压小微企业用电报装“三零”服务、高压用户用电报装“三省”服务，用电营商环境持续优化。不得对用户受电工程进行“三指定”。

5. 按照供用电合同规定的数量、质量、时间及方式，连续向用户提供合格、可靠的电能。

6. 向非市场主体提供保底供电服务。在售电公司无法为其签约用户提供售电服务时，直接启动保底供电服务。

7. 为市场主体提供公平的电网接入服务、配电服务及增值服务，不得干预用户自主选择售电公司。

8. 按照国家有关规定公开配电网络的运行、检修信息和供电质量、服务质量等信息。受委托承担电力统计工作。

9. 按照国家有关规定，在政府指定网站和“信用中国”等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。

10. 具有健全有效的安全生产组织和制度，按照相关法律规定开展安全培训教育工作，配备安全监督人员；具有与承担配电业务相适应的机具设备和维修人员，承担对外委托有资质的承装（修、试）队伍的监管责任；具有与配电业务相匹配并符合调度标准要求的场地设备和人员。

四、履行配电网运营权移交义务

在从事配电业务经营活动中，应遵守国家有关法律规定和标准，依法运营，严格履行规定的各项义务，保障各类市场主体及用户的合法权益，退出配电业务时应履行以下义务。

1. 自愿终止配电业务时，承诺提前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，向本行政许可机关提出申请，经批准后办理许可证注销手续。

2. 被强制终止配电业务时，积极配合相关部门做好各项资产转让或业务移交工作，处理好其他相关事宜。

五、应当提交的材料

1. 行政许可事项对应的《电力业务许可证申请表（供电类—拥有配电网运营权售电公司用）》（法定代表人签署并加盖单位公章）。

2. 《电力业务许可告知承诺书（供电类—拥有配电网运营权售电公司用）》（法定代表人签署并加盖单位公章）。

3. 办理人不是法定代表人本人的，应当提交《授权委托书》。

4. 配电区域地理平面图。

六、应妥善保存以备核查的材料

告知承诺制申请电力业务许可证（供电类）相关业务的，应当具备能够支撑许可条件的材料（申请许可时免于提交，但应妥善保存以备核查）。

（一）新申请

1. 企业最近 2 年的年度财务报告；成立不足 2 年的，企业成立以来的年度财务报告。

2. 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、任职文件。

3. 配电网项目经有关政府主管部门核准或审批文件（实际建设规模原则上应当与核准或审批的规模一致）。

4. 配电营业区域相关材料包括有关主管部门出具的供（配）电区域划分意见或企业间自主达成的供（配）电区域划分协议。

5. 配电营业区域配电网络分布概况（配电网络分布图）。

6. 设立的配电营业分支机构及相应的配电营业区域概况。（二）许可事项变更—配电区域范围变更

1. 具有有关主管部门出具的配电区域变更意见或企业间自主达成的配电区域变更协议。

2. 配电网络分布图。

（三）登记事项变更

1. 涉及营业执照相关信息的变更

法定代表人、住所、申请人名称变更的，需具备变更后的营业执照。

2. 配电营业分支机构变更

配电营业分支机构变更的相关材料。

3. 主要设施设备情况变更

配电线路长度、配电设备容量变更的具体材料。

（四）许可证延续

涉及许可条件保持的财务、人员要求等材料。

（五）许可证注销

与注销事由相应的材料。

七、办理程序

（一）申请

申请人以告知承诺制方式提出许可申请的，对照行政许可机关告知的内容，通过国家能源局资质和信用信息系统填写并提交告知承诺书及申请材料。

（二）受理

行政许可机关对申请人提交材料进行审查（含网络核验），申请材料齐全、符合法定形式的，予以受理，并出具受理单。受理前申请人有合理理由的，可以撤回承诺申请。

（三）审查与决定

行政许可机关根据申请人提交的告知承诺书和申请材料，受理后当场作出许可决定。

（四）信息公开

行政许可机关作出准予许可决定后 7 日内，通过对外服务场所、网站等渠道公开许可决定、申请人的承诺书，接受社会监督，及时处理对有关告知承诺的投诉和举报。

八、事中事后监管

1. 行政许可机关在作出准予许可决定后 6 个月内通过信息共享、网络核验、查验申请人提交备查材料、现场核查或请求其他行政机关协助核查等方式对申请人承诺内容进行核查，并根据许可事项类别和申请人信用状况确定核查比例。

2. 行政许可机关对申请人告知承诺信用信息进行记录、归集、推送。存在隐瞒、欺骗等承诺不实情形的，依法依规给予行政处罚并纳入信用记录，按照信用状况实施分类监管，对不同失信情形实施相关惩戒措施。

3. 行政许可机关综合运用“双随机、一公开”监管、重点监管、“互联网+监管”、“信用监管”等方式实施日常监管。

九、法律责任

1. 行政许可机关在审查中发现申请人隐瞒有关情况或提供虚假申请材料的，按照《行政许可法》第七十八条规定，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。

2. 行政许可机关在核查或日常监管中发现承诺不实的，对采用隐瞒或欺骗等手段取得许可的，依法撤销许可决定，并按照《电力业务许可证管理规定》第四十一条，给予警告，处一万元以下罚款；对不符合许可条件的，责令其限期整改，逾期不整改或整改后仍不符合条件的，依法撤销相关许可决定。曾作出虚假承诺的，不再适用告知承诺制。

3. 拒绝或者阻碍行政许可机关依法履行监管职责的，按照《电力监管条例》第三十四条，责令其改正；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负责人员，依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

4. 不实承诺、虚假承诺、违反承诺所造成的损失由申请人承担相应法律责任。

行政许可机关：

申请人的承诺

本单位就申请的_____行政许可事项，现作出下列承诺：

- （一）所填报和提交的信息真实、准确。
- （二）已经知晓行政许可机关告知的全部内容。
- （三）本单位符合行政许可机关告知的条件要求。
- （四）本单位能够提交行政许可机关告知的相关材料，并愿意按照规定接受后续核查。
- （五）本单位愿意承担虚假承诺、不实承诺、违反承诺所造成的损失和引发的相应法律责任。
- （六）所做承诺是本单位真实意思的表示。

法定代表人（签字）：

申请人（盖章）：

日期：

附件 4

编号:

承装（修、试）电力设施许可告知承诺书

国家能源局编制

行政许可机关的告知

根据《国务院关于深化“证照分离”改革进一步激发市场主体发展活力的通知》《国家能源局关于印发全面推行电力业务资质许可告知承诺制实施方案的通知》，行政许可机关就告知承诺制办理承装（修、试）电力设施许可证行政许可事项告知如下。

一、审批依据

1. 《行政许可法》
2. 《优化营商环境条例》
3. 《电力供应与使用条例》
4. 《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》

二、法定条件

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。

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。

（四）申请一级至三级许可证的，除具备上述条件外，还应具有下列与申请的许可证类别和等级相适应的业绩

1. 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。

2. 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。

三、应当提交的材料

1. 行政许可事项对应的《承装（修、试）电力设施许可证申请表》（法定代表人签署并加盖单位公章）。
2. 《承装（修、试）电力设施许可告知承诺书》（法定代表人签署并加盖单位公章）。
3. 办理人不是法定代表人本人的，应当提交《授权委托书》。

四、应妥善保管以备核查的材料

告知承诺制申请承装（修、试）电力设施许可证相关业务的，除按要求填写申请表并提交申请材料外，应当具有下列支撑其满足许可条件的材料（申请许可时免于提交，但应妥善保管以备核查）。

（一）新申请、许可事项变更、有效期延续、合并、分立

1. 法人营业执照。
2. 提出申请前企业的最新期末财务报表。
3. 技术负责人、安全负责人的专业技术职业资格证书、任职文件。
4. 电力相关专业技术人员的专业技术职业资格证书、社会保险缴纳记录、劳动合同、工资发放凭证等。
5. 电力相关专业技能人员的特种作业操作证（电工），由行政机关、行业协会、电力企业等部门单位颁发的电力相关职业技能（岗位）证书、社会保险缴纳记录、劳动合同、工资发放凭证等。
6. 最近 3 年内从事电力设施安装业务的最高年度工程结算收入凭证、工程合同等（申请一级至三级承装类许可证的备查）。

（二）登记事项变更

变更后的营业执照。

五、办理程序

（一）申请

申请人以告知承诺制方式提出许可申请的，对照行政许可机关告知的内容，通过国家能源局资质和信用信息系统填写并提交告知承诺书及申请材料。

（二）受理

行政许可机关对申请人提交材料进行审查（含网络核验），申请材料齐全、符合法定形式的，予以受理，并出具受理单。受理前申请人有合理理由的，可以撤回承诺申请。

（三）审查与决定

行政许可机关根据申请人提交的告知承诺书和申请材料，受理后当场作出许可决定。

（四）信息公开

行政许可机关作出准予许可决定后 7 日内，通过对外服务场所、网站等渠道公开许可决定、申请人的承诺书，接受社会监督，及时处理对有关告知承诺的投诉和举报。

六、事中事后监管

1. 行政许可机关在作出准予许可决定后 6 个月内通过信息共享、网络核验、查验申请人提交备查材料、现场核查或请求其他行政机关协助核查等方式对申请人承诺内容进行核查，并根据许可事项类别和申请人信用状况确定核查比例。

2. 行政许可机关对申请人告知承诺信用信息进行记录、归集、推送。存在隐瞒、欺骗等承诺不实情形的，依法依规给予行政处罚并纳入信用记录，按照信用状况实施分类监管，对不同失信情形实施相关惩戒措施。

3. 行政许可机关综合运用“双随机、一公开”监管、重点监管、“互联网+监管”、“信用监管”等方式实施日常监管。

七、法律责任

1. 行政许可机关在审查中发现申请人隐瞒有关情况或提供虚假申请材料的，按照《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》第三十二条规定，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。

2. 行政许可机关在核查或日常监管中发现承诺不实的，对采用欺骗等手段取得许可的，依法撤销许可决定；对不符合许可条件的，责令其限期整改，逾期不整改或整改后仍不符合条件的，依法撤销许可决定。存在欺骗等情形的，按照《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》第三十三条规定，依法撤销许可，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。曾作出虚假承诺的，不再适用告知承诺制。

3. 拒绝或者阻碍行政许可机关依法履行监管职责的，按照《电力监管条例》第三十四条，责令其改正；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负责人员，依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

4. 不实承诺、虚假承诺、违反承诺所造成的损失由申请人承担相应法律责任。

行政许可机关：

申请人的承诺

本单位就申请的行政许可事项，现作出下列承诺：

- （一）所填报和提交的信息真实、准确。
- （二）已经知晓行政许可机关告知的全部内容。
- （三）本单位符合行政许可机关告知的条件要求。
- （四）本单位能够提交行政许可机关告知的相关材料，并愿意按照规定接受后续核查。
- （五）本单位愿意承担不实承诺、虚假承诺、违反承诺所造成的损失和引发的相应法律责任。
- （六）所做承诺是本单位真实意思的表示。

法定代表人（签字）：

申请人（盖章）：

日期：

事中事后核查指引

为加强和规范电力业务资质许可告知承诺制事中事后监管，现就事中事后核查时间、方式等提出有关工作要求，国家能源局派出机构根据指引并结合工作实际制定细则，开展事中事后核查。

一、核查时间

以告知承诺制办理电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可事项的，国家能源局派出机构应在作出准予许可决定后 6 个月内对申请人承诺的内容进行核查。

二、核查方式

国家能源局派出机构对以告知承诺制办理取得许可的企业实行全覆盖核查。

承诺内容具备数据共享条件的部分进行网络核验。

承诺内容不具备数据共享条件的部分，通过在线查看企业提交的备查材料、现场核查或请求其他行政机关协助核查等方式核查。原则上以在线核查为主，对失信企业和许可级别较高的企业加大现场核查力度，核查可根据企业申请许可事项类别和信用状况按不同比例开展。具体要求如下：

（一）电力业务许可证

1. 新申请

全覆盖核查。失信、严重失信的企业按 100% 的比例现场核查。

2. 许可事项变更

发电企业新（改）建发电机组投入运营、取得或转让运营机组、发电机组退役变更：火电机组、核电机组及 50MW 以上水电机组全覆盖核查；其他发电机组信用良好企业免于核查，守信企业按不低于同期申请守信企业总数 20% 的比例核查，失信、严重失信的企业按 100% 的比例现场核查。

输电企业主网架中新（改）建输变电设施投入运营、主网架输电设施终止运营变更全覆盖核查，失信、严重失信的企业按 100% 的比例现场核查。

供电企业（含拥有配电网运营权的售电公司）供（配）电区域变更全覆盖核查，失信、严重失信的企业按 100% 的比例现场核查。

3. 登记事项变更

机组类型、容量、投产日期、设计寿命变更全覆盖核查，其他登记事项变更免于核查。

4. 许可证延续

信用良好企业免于核查，守信企业按不低于同期申请守信企业总数 20% 的比例核查，失信、严重失信的企业按 100% 的比例现场核查。

5. 发电机组延寿运行

火电机组、核电机组及 50MW 以上水电机组全覆盖核查；其他发电机组信用良好企业免于核查，守信企业按不低于同期申请守信企业总数 20% 的比例核查，失信、严重失信的企业按 100% 的比例现场核查。

6. 许可证注销

输电、供电企业（含拥有配电网运营权的售电公司）全覆盖核查，失信、严重失信的企业按 100% 的比例现场核查，其他免于核查。

（二）承装（修、试）电力设施许可证

1. 新申请、许可事项变更、合并、分立

全覆盖核查。失信、严重失信的企业按 100% 的比例现场核查，许可级别较高的企业加大现场核查力度。

2. 有效期延续

信用良好企业可免于核查，守信企业按不低于同期申请守信企业总数 20% 的比例核查，失信、严重失信的企业按 100% 的比例现场核查，许可级别较高的企业加大现场核查力度。

三、问题处理

在核查中发现承诺不实的，采取以下方式处理：

1. 对采用隐瞒或欺骗等手段取得许可的，依法撤销许可决定。

2. 对不符合许可条件的，责令其限期整改，整改期限不超过 20 个工作日，逾期不整改或整改后仍不符合条件的，依法撤销相关许可决定。

3. 违反《电力业务许可证管理规定》《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》等许可管理规定的，予以行政处罚并纳入信用记录。

国家能源局关于印发《新型储能项目管理规范（暂行）》的通知

国能发科技规〔2021〕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，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：

为规范新型储能项目管理，推动新型储能积极稳妥健康有序发展，促进以新能源为主体的新型电力系统建设，支撑碳达峰、碳中和目标实现，我们组织编制了《新型储能项目管理规范（暂行）》，现印发你们，请认真执行。

执行中的情况和建议，请及时告知我局（科技司）。

国家能源局

2021年9月24日

附件：新型储能项目管理规范（暂行）

新型储能项目管理规范（暂行）

第一章 总则

第一条 为规范新型储能项目管理，促进新型储能有序、安全、健康发展，支撑构建以新能源为主体的新型电力系统，根据《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国行政许可法》《电力监管条例》《企业投资项目核准和备案管理条例》《关于加快推动新型储能发展的指导意见》等法律法规，制定本规范。

第二条 本规范适用于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项目。

第三条 新型储能项目管理坚持安全第一、规范管理、积极稳妥原则，包括规划布局、备案要求、项目建设、并网接入、调度运行、监测监督等环节管理。

第四条 国务院能源主管部门负责全国新型储能项目规划、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，建立健全本地区新型储能项目管理体系，负责本地区新型储能项目发展及监督管理；国家能源局派出机构负责对本地区新型储能政策执行、并网调度、市场交易及运行管理进行监管。

第二章 规划引导

第五条 国务院能源主管部门负责编制全国新型储能发展规划。根据国家能源发展规划、电力发展规划、可再生能源发展规划、能源技术创新规划等相关文件，在论证发展基础、发展需求和新型储能技术经济性等的基础上，积极稳妥确定全国新型储能发展目标、总体布局等。

第六条 省级能源主管部门根据国家新型储能发展规划，按照统筹规划、因地制宜，创新引领、示范先行，市场主导、有序发展，立足安全、规范管理的原则，研究本地区重点任务，指导本地区新型储能发展。

第七条 省级能源主管部门组织开展本地区关系电力系统安全高效运行的新型储能发展规模与布局研究，科学合理引导新型储能项目建设。

第三章 备案建设

第八条 地方能源主管部门依据投资有关法律、法规及配套制度对本地区新型储能项目实行备案管理，并将项目备案情况抄送国家能源局派出机构。

第九条 新型储能项目备案内容应包括：项目单位基本情况，项目名称、建设地点、建设规模、建设内容（含技术路线、应用场景、主要功能、技术标准、环保安全等）、项目总投资额，项目符合产业政策声明等。

第十条 新型储能项目完成备案后，应抓紧落实各项建设条件，在办理法律法规要求的其他相关建设手续后及时开工建设。

第十一条 已备案的新型储能项目，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，项目单位应及时告知项目备案机关，并修改相关信息。

第十二条 新型储能项目的建设应符合相关管理规定和标准规范要求，承担项目设计、咨询、施工和监理的单位应具有国家规定的相应资质。

第十三条 新型储能项目主要设备应满足相关标准规范要求，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。

第十四条 新型储能项目相关单位应按照有关法律法规和技术规范要求，严格履行项目安全、消防、环保等管理程序，落实安全责任。

第十五条 新建动力电池梯次利用储能项目，必须遵循全生命周期理念，建立电池一致性管理和溯源系统，梯次利用电池均要取得相应资质机构出具的安全评估报告。已建和新建的动力电池梯次利用储能项目须建立在线监控平台，实时监测电池性能参数，定期进行维护和安全评估，做好应急预案。

第四章 并网运行

第十六条 电网企业应根据新型储能发展规划，统筹开展配套电网规划和建设。配套电网工程应与新型储能项目建设协调进行。各级能源主管部门负责做好协调工作。

第十七条 电网企业应公平无歧视为新型储能项目提供电网接入服务。电网企业应按照积极服务、简捷高效的原则，建立和完善新型储能项目接网程序，向已经备案的新型储能项目提供接网服务。

第十八条 新型储能项目在并网调试前，应按照国家质量、环境、消防有关规定，完成相关手续。电网企业应按有关标准和规范要求，明确并网调试和验收流程，积极配合开展新型储能项目的并网调试和验收工作。

第十九条 电网企业应按照法律法规和技术规范要求，采取系统性措施，优化调度运行机制，科学优先调用，保障新型储能利用率，充分发挥新型储能系统作用。

第二十条 新型储能项目单位应按照相关标准和规范要求，配备必要的通信信息系统，按程序向电网调度部门上传运行信息、接受调度指令。

第二十一条 项目单位应做好新型储能项目运行状态监测工作，实时监控储能系统运行工况，在项目达到设计寿命或安全运行状况不满足相关技术要求时，应及时组织论证评估和整改工作。经整改后仍不满足相关要求的，项目单位应及时采取项目退役措施，并及时报告原备案机关及其他相关单位。

第五章 监测监督

第二十二条 国务院能源主管部门负责建设全国新型储能管理平台，实现全国新型储能项目信息化管理，将新型储能项目的建设、运行实际情况作为制定产业政策、完善行业规范和标准体系的重要依据。

第二十三条 地方能源主管部门会同相关部门加强新型储能项目监测管理体系建设，根据本地区新型储能项目备案、建设、运行、市场交易情况，研究并定期公布新型储能发展规模、建设布局、调度运行等情况，引导新型储能项目科学合理投资和建设。

第六章 附 则

第二十四条 本规范由国家能源局负责解释。**第二十五条** 本规范自发布之日起实施。

国家能源局关于印发《核电厂非生产区消防安全管理暂行规定》的通知

国能发核电规〔2021〕46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：
为规范核电厂非生产区建设工程消防设计审查和验收工作，加强消防管理，保障核电厂人员生命和财产安全，根据《中华人民共和国消防法》，我局制定了《核电厂非生产区消防安全管理暂行规定》，现印发你们，请遵照执行。

国家能源局
2021年9月23日

附件：核电厂非生产区消防安全管理暂行规定

核电厂非生产区消防安全管理暂行规定

第一章 总则

第一条 为加强核电厂非生产区消防安全管理，预防火灾和减少火灾危害，保障人员生命和财产安全，根据《中华人民共和国消防法》，制定本规定。

第二条 本规定适用于核电厂非生产区建设工程的消防安全管理。本规定所称核电厂非生产区是指核电项目核准和建设用地审批明确的核电厂用地范围之内、控制区单围墙之外的区域。

第三条 核电厂营运单位（以下简称业主单位）对核电厂非生产区消防安全全面负责。

第四条 业主单位应当遵守《中华人民共和国消防法》《机关、团体、企业事业单位消防安全管理规定》（中华人民共和国公安部令第61号）等消防法律、法规、规章要求，贯彻预防为主、防消结合的消防工作方针，履行消防安全职责，落实消防安全重点单位管理要求，建立健全核电厂非生产区消防工作制度和管理机构，加强消防管理，保障消防安全。

第二章 消防设计审查和验收

第五条 业主单位应当按照《国务院办公厅关于全面开展工程建设项目审批制度改革的实施意见》（国

办发〔2019〕11号）《建设工程消防设计审查验收管理暂行规定》（中华人民共和国住房和城乡建设部令第51号）等有关要求，主动向地方有关部门申报核电厂非生产区建设工程，根据各地具体规定，履行立项用地规划许可、工程建设许可、施工许可、竣工验收等审批程序，开展消防设计审查和验收工作。

第六条 对因故未能纳入地方管理的核电厂非生产区建设工程，由核电厂控股企业集团（以下简称核电集团）组织核电厂参照民用建筑消防管理有关要求和法规标准，开展非生产区建设工程消防设计审查和验收，并将审查和验收情况报送国家能源局，其中应具体说明与地方有关部门沟通情况及相关意见。消防设计审查和验收的具体办法由核电集团制定。未经消防设计审查或审查不合格的，不得施工；未经消防验收或验收不合格的，不得投入使用。

第三章 消防管理

第七条 业主单位应当按照国家有关规定，结合本单位的特点，建立健全各项消防安全制度和保障消防安全的操作规程，并公布执行。

第八条 业主单位应当将容易发生火灾、一旦发生火灾可能严重危及人身和财产安全以及对消防安全有重大影响的部位确定为消防安全重点部位，设置明显的防火标志，实行严格管理。

第九条 业主单位应当保障疏散通道、安全出口畅通，并设置符合国家规定的消防安全疏散指示标志和应急照明设施，保持防火门、防火卷帘、消防安全疏散指示标志、应急照明、机械排烟送风、火灾事故广播等设施处于正常状态。

第十条 业主单位应当通过多种形式开展经常性的消防安全宣传教育，提高全员消防安全意识，对每名员工应当至少每年进行一次消防安全培训，对新上岗和进入新岗位的员工应当进行上岗前的消防安全培训。

第十一条 业主单位应当按照建筑消防设施检查维修保养有关规定的要求，对建筑消防设施的完好有效情况进行检查和维修保养。

第十二条 业主单位应当进行每日防火巡查，确定巡查人员、内容、部位和频次，至少每月进行一次防火检查。

第十三条 业主单位应当制定核电厂非生产区灭火和应急疏散预案，至少每半年进行一次演练，并结合实际，不断完善预案。

第十四条 核电厂非生产区发生火灾时，应当立即实施灭火和应急疏散预案，务必做到及时报警，迅速扑救火灾，及时疏散人员。

第四章 监督检查

第十五条 核电集团负责督促、检查和指导核电厂消防工作，统筹开展核电厂生产区和非生产区消防监督检查，每个核电厂每年不少于1次，每年3月将上年度监督检查情况报送国家能源局。

第十六条 业主单位要主动与地方有关部门沟通汇报非生产区消防工作，接受地方有关部门的监督检查和工作指导。对未纳入地方管理的核电厂非生产区建设工程，国家能源局按照“双随机、一公开”方式进行监督抽查。

第五章 附 则

第十七条 消防站和应急指挥中心的消防设计审查、验收和运行管理按照《核电厂消防安全监督管理暂行规定》（国能核电〔2015〕415号）有关要求执行。

第十八条 本规定由国家能源局负责解释。

第十九条 本规定自发布之日起施行，有效期5年。

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

附件：承装（修、试）电力设施许可证注销管理办法

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《能源行业开展法治宣传教育的第八个五年规划（2021-2025年）实施方案》的通知

国能发法改〔2021〕55号

各司，各派出机构，各直属事业单位，中电联，中电传媒，中核集团、中国石油、中国石化、中国海油、国家管网集团、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、东方电气集团、中国中化、国投、中煤集团、中煤地质总局、中国电建、中国能建、中广核、中国西电集团：

按照《中共中央 国务院转发〈中央宣传部、司法部关于开展法治宣传教育的第八个五年规划（2021-2025年）〉的通知》（中发〔2021〕26号）和《全国人民代表大会常务委员会关于开展第八个五年法治宣传教育的决议》要求，我局制定了《能源行业开展法治宣传教育的第八个五年规划（2021-2025年）实施方案》，现印发你们，请遵照执行。

国家能源局
2021年10月25日

附件：能源行业开展法治宣传教育的第八个五年规划（2021-2025年）实施方案

能源行业开展法治宣传教育的 第八个五年规划（2021-2025年）实施方案

为加强能源行业法治宣传教育，根据《中共中央 国务院转发〈中央宣传部、司法部关于开展法治宣传教育的第八个五年规划（2021-2025年）〉的通知》（中发〔2021〕26号）和《全国人民代表大会常务委员会关于开展第八个五年法治宣传教育的决议》，结合能源工作实际，制定本实施方案。

一、指导思想、主要目标和工作原则

（一）指导思想

坚持以马克思列宁主义、毛泽东思想、邓小平理论、“三个代表”重要思想、科学发展观、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，深入贯彻习近平法治思想，增强“四个意识”、坚定“四个自信”、做到“两个维护”，坚定不移走中国特

色社会主义法治道路，紧紧围绕服务“十四五”时期经济社会发展，践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略，完善和落实“谁执法谁普法”等普法责任制，深入开展能源行业法治宣传教育，建设能源行业法治文化，为“十四五”时期能源高质量发展营造良好法治环境。

（二）主要目标

国家能源局系统各单位依法行政、依法决策水平显著增强，各级领导干部依法管理能源事务的能力显著提高。能源行业依法治理进一步深化，普法宣传教育工作体系基本形成，广大干部职工的法治素养显著提升。

（三）工作原则

1. 围绕中心，服务大局。紧紧围绕“十四五”能源发展总目标，完整、准确、全面贯彻新发展理念，全面落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，合理安排各项法治宣传教育活动。

2. 学用结合，普治并举。在能源行业形成自觉学习、运用法律的氛围。坚持普法与能源行业依法治理有机结合，把法治宣传教育融入能源行政执法、能源供应、保障、绿色低碳发展等活动中。

3. 分类宣教，突出重点。根据能源行业不同的业务特点、不同的工作性质、不同的岗位等，分类实施法治宣传教育。把握好重点对象的法治宣传教育，以点带面，促进全行业普法。

4. 创新方式，注重实效。创新运用新媒体普法，综合利用“报、网、微、端、屏”等有效载体，以干部职工喜闻乐见、易于接受的方式开展普法工作。及时总结经验，推动普法工作理念、机制、方式和方法创新，不断提高法治宣传教育的针对性和实效性。

二、普法重点工作

（一）突出学习宣传习近平法治思想

把学习宣传贯彻习近平法治思想作为重要政治任务，将习近平法治思想作为各级党组织学习的重点内容，领导干部带头学习、模范践行，广大干部职工深入系统学习，把握精髓要义，做到学深悟透，融会贯通。坚持以习近平法治思想指导能源工作，积极推进能源领域法治建设，严格规范行政执法，加强法治宣传教育，不断提升能源行业干部职工法治意识和法治素养。

（二）加强学习中央有关能源重大方针政策

一是认真学习习近平总书记关于碳达峰、碳中和以及能源发展改革工作重要论述，学习领会碳达峰、碳中和以及能源高质量发展重要政策文件，全面了解我国能源绿色低碳转型和能源安全保障的战略、主要任务和重大政策措施，增强推动能源高质量发展的本领。

二是系统学习习近平总书记关于总体国家安全观和国家安全工作的重要论述，大力学习宣传《中华人民共和国国家安全法》《中华人民共和国核安全法》等法律法规，积极组织开展“4·15”全民国家安全教育日、安全生产月等普法宣传教育活动，加大安全法律法规和安全用能知识等方面的学习宣传和普及教育力度，牢固树立国家安全意识、能源安全意识，把维护国家安全贯穿到能源监管工作各方面全过程，构建大安全格局。

三是深入宣传中央关于推动能源高质量发展的决策部署。适应立足新发展阶段、贯彻新发展理念、构

建新发展格局需要，大力宣传有关节约能源资源、环境保护、政府职能转变、激发市场活力等方面的方针政策，推动建设市场化法治化国际化营商环境。适应实施创新驱动发展战略需要，大力宣传能源科技创新、知识产权保护等方面法律法规，促进科技强国建设。

（三）突出学习宣传宪法

坚持把学习宣传宪法放在首位，牢固树立宪法权威。深入学习宣传“中国之治”的制度基础，新时代依宪治国、依宪执政的内涵和意义，阐释好宪法精神，全面落实宪法宣誓制度。将宪法作为能源监督管理活动的根本依据，为构建清洁低碳安全高效的能源体系提供坚强后盾。结合“12·4”国家宪法日、“宪法宣传周”等节点，组织开展形式多样、丰富多彩的宪法宣传活动，组织有关工作人员进行宪法宣誓，增强干部职工法治观念，树立宪法意识。

（四）突出学习宣传民法典

组织学习宣传民法典中国特色社会主义的特质，民法典关于民事活动平等、自愿、公平、诚信等基本原则，民法典关于坚持主体平等、保护财产权利、追究侵权责任等基本要求，以及民法典一系列新规定新概念新精神，让民法典走到群众身边、走进群众心里。推动领导干部做学习、遵守、维护民法典的表率，提高运用民法典维护人民权益、化解矛盾纠纷、促进社会和谐稳定的能力和水平。

（五）深入宣传党内法规

学习宣传党内法规，突出学习宣传党章，教育引导广大党员以党章为根本遵循，尊崇党章、遵守党章、贯彻党章、维护党章。大力宣传《中国共产党廉洁自律准则》《中国共产党纪律处分条例》等各项党内法规，注重党内法规宣传同国家法律宣传的衔接和协调。把学习掌握党内法规作为合格党员的基本要求，列入党组织“三会一课”内容，促进党内法规学习宣传常态化、制度化。

（六）学习宣传能源法律法规和能源体制改革文件

落实“谁执法谁普法”普法责任制。国家能源局系统各单位，在履行能源监管职责过程中，积极承担对能源行业、社会公众等对象的普法责任。着重宣传《中华人民共和国电力法》《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》《中华人民共和国煤炭法》《中华人民共和国石油天然气管道保护法》等能源法律法规，切实提升企业依法履职办事水平。在能源监管工作中大力宣传《电力供应与使用条例》《电力监管条例》《供用电监督管理办法》《供电营业规则》等法律法规，贯彻落实中央关于民生保障和安全生产的工作部署，持续改善能源民生保障，全力保障民生能源供应。

学习宣传《中华人民共和国安全生产法》《电力安全事故应急处置和调查处理条例》等法律法规，推进能源行业安全生产规范化、制度化、法制化。大力宣传《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国大气污染防治法》《中华人民共和国水污染防治法》等环境保护和资源节约利用方面的法律法规，扎实推动美丽中国建设。

能源企业应当认真学习理解能源体制改革文件，深入学习领会中央进一步深化电力体制改革的若干意见、有关石油天然气体制改革的意见以及能源市场交易、运行规则等配套文件，按照中央部署主动推进能源行业体制改革，推动能源市场建设，解决制约行业科学发展的突出矛盾和深层次问题。

（七）大力学习宣传本职工作相关法律法规

国家能源局系统各单位工作人员要认真学习依法行政领域的法律法规，学习《中华人民共和国公务员法》《中华人民共和国行政许可法》《中华人民共和国行政处罚法》和《中华人民共和国行政复议法》，牢固树立“法定职责必须为、法无授权不可为”的意识，在行政执法中自觉贯彻各项规定，促进法治政府建设。要深入学习与生产经营密切相关的《中华人民共和国反垄断法》等法律法规，树立保护产权、平等交换、公平竞争、诚实信用等意识，促进能源行业在经济新常态下平稳健康运行。认真学习《中华人民共和国政府信息公开条例》，进一步规范行政管理行为，提高科学执政、民主执政、依法执政能力和水平，推进法治政府建设。

加强学习《中华人民共和国保守国家秘密法》，做好涉密人员和有关工作人员的保密法治宣传教育，进一步掌握信息化条件下保密技术和防范技能，切实增强依法履行保守国家秘密义务的意识 and 能力。深入学习国务院有关能源行政审批制度改革的一系列重要文件，深刻领会有关简政放权、放管结合和转变政府职能的重要举措，积极推动能源行业大众创业、万众创新。

三、普法对象和要求

（一）加强领导干部法治教育

坚持把领导干部带头学法用法作为普法工作的重中之重。落实领导干部学法制度，制定年度学法计划，突出学法重点，定期组织开展专题学法，严格按照计划实施，提高各级领导干部运用法治思维和法治方式深化改革、推动发展、化解矛盾、维护稳定、应对风险能力。推动全面落实国家工作人员学法用法制度，把法治教育纳入干部教育培训内容。结合能源工作实际，定期组织开展法律培训、法律讲座和旁听庭审等活动，不断加强领导干部学法用法的计划性、系统性，让尊法学法守法用法成为领导干部行为自觉和必备素质。

（二）加强公务员法治教育

把法治教育纳入公务员教育培训的总体规划，保证法治培训课时数量和培训质量，引导公务员牢固树立宪法法律至上、法律面前人人平等、权由法定、权依法使等基本法治观念。分级分类明确各级干部履职应当学习掌握的法律法规和党内法规，完善配套制度，促使知行合一。把法治素养和依法履职情况纳入考核评价的重要内容。

（三）加强能源企业经营管理者法治教育

深化“法律进企业”，落实经营管理人员学法用法制度。结合能源企业经营管理工作，开展能源企业经营管理者法治教育和法治培训，提高经营管理人员依法经营、依法管理能力，树立依法接受监督管理的意识。推动企业合规建设，完善合规管理体系，防范法律风险，提升企业管理法治化水平。

（四）加强对公众的法治教育

国家能源局系统各单位、能源企业要围绕人民群众关心关注的问题，开展与群众利益密切相关的法律知识宣传，着力提升能源普遍服务水平，引导群众合法维权，提高人民群众维护能源基础设施安全的自觉性和主动性。能源行业协会要发挥行业自律和专业服务功能，发挥社会组织对其成员的行为导引、规则约束、权益维护作用。

（五）加强能源法治文化建设

积极推进能源法治文化阵地建设。推动法治文化与传统文化、红色文化、行业文化、企业文化融合发展。充分发挥法治文化的引领、熏陶作用，打造便于群众学习理解法律、便于开展法治实践活动的阵地。组织创作一批能源行业法治文化精品，创建一批能源法治文化品牌栏目、节目和工作室等，以不同形式、载体建设法治文化产品资料库。中电传媒等行业媒体要充分发挥媒体资源优势，积极创作个性化普法产品，加强普法音频、视频以及短视频的创作，促进单项式传播向互动式、服务式、场景式传播转变，推动社会主义法治精神深入人心。

四、提高普法针对性实效性

（一）在立法、执法过程中开展实时普法

全面推进科学立法、民主立法，把普法融入立法过程。在法律法规制定、修改过程中，公开征求意见，扩大社会参与。积极配合解读相关法律问题，回应社会关切。严格落实阳光执法，加强行政处罚、行政复议、行政诉讼等相关法律规范的普法宣传和能源法规政策解读，把向行政相对人、案件当事人和社会公众的普法融入执法过程，引导教育申请人依法维权、表达诉求。

（二）加大以案普法力度

落实行政复议人员、行政执法人员等以案释法制度和典型案例发布制度，健全以案普法长效机制，使广大法治工作者成为弘扬社会主义法治精神、传播社会主义法治理念的普法者。充分利用典型案例事件向公众进行法律解读，使典型案例事件成为能源普法的公开课。

（三）创新方式精准普法

针对各类人群不同的法治需求，提高普法产品的精准性和有效性。鼓励自媒体制作普法作品，鼓励音视频普法内容创作，鼓励短视频在普法中的运用。充分发挥中国能源普法网等能源普法窗口的作用。强化网站普法功能，推动能源信息共享，为能源行业打造专业、高效的普法平台。坚持效果导向，在充分利用传统的普法方式基础上，建设融“报、网、端、微、屏”于一体的全媒体法治传播体系，增强受众参与感、体验感、获得感，使普法更接地气，更为群众喜闻乐见，使互联网变成普法创新发展的最大增量。

五、保障措施

（一）加强组织领导，推动制度建设

立足新发展阶段，各单位要高度重视法治宣传教育工作，认真组织实施能源行业五年规划。把推进能源行业普法工作纳入本单位法治建设总体部署，充分发挥能源行业普法工作领导小组作用，形成能源行业普法工作领导小组办公室统一领导、各成员单位分工负责、各司其责、齐抓共管的大普法新局面。

（二）全面落实普法责任制

国家能源局系统各单位要全面落实“谁执法谁普法”普法责任制。完善普法责任清单制度，细化普法内容、措施标准和责任，压实各责任单位普法责任。能源企业要落实“谁主管谁负责”的普法责任，在经营、管理、服务过程中，加大对管理服务对象普法力度。中电传媒等能源行业媒体承担公益普法责任，积极利用国家宪法日、全民国家安全教育日、国家网络安全宣传周等重要时间节点，在重要版面、重要时段设置

普法专栏专题，制作刊播普法公益广告，针对能源行业热点和典型案（事）例，及时开展权威准确的法律解读，进一步扩大法治宣传的覆盖面和影响力，为能源行业创造优质的法治环境。

（三）加强评估检查

国家能源局将按照国家相关要求对普法工作开展情况、工作成效以及干部职工法治素养提升效果开展中期评估和检查，各单位在年度工作总结中要将普法等法治工作的落实情况作为重要内容。各部门、各单位要认真总结推广法治宣传教育的好经验、好做法，充分运用榜样力量推动在能源领域形成崇尚法治、遵守法律的良好氛围，不断凝聚法治正能量。

国家能源局综合司关于强化市场监管 有效发挥市场机制作用 促进今冬明春电力供应保障的通知

国能综通监管〔2021〕99号

各派出机构，国家电力调度控制中心、中国南方电网电力调度控制中心，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：

党中央、国务院高度重视当前能源供应保障工作，中央领导同志多次做出重要指示批示，确保经济社会平稳运行，确保能源安全保供，确保人民群众温暖过冬。为完整准确全面贯彻新发展理念，强化市场监管，有效发挥市场机制作用，促进今冬明春电力供应保障工作，经认真研究，现就有关事项通知如下。

一、充分发挥电力中长期交易稳定作用

（一）抓紧修订各地交易规则。各派出机构要会同地方政府有关部门和市场管理委员会等单位抓紧组织修订各地电力中长期交易实施细则相关条款，可采取补充通知等方式调整、细化有关内容，将深化燃煤发电上网电价市场化改革政策落实到位，按要求放开市场准入和扩大市场交易价格浮动范围。

（二）强化中长期合同电量履约。各派出机构要加强电力中长期交易合同电量履约监管，形成稳定的送电潮流，严禁发生未经送受双方协商一致随意减送或终止送电的行为，充分发挥电力中长期交易稳定电力、电量总体平衡的作用。鼓励市场主体自主协商签订补充协议，约定交易价格或浮动机制，相关部门和单位不得强制干预。

（三）优化交易组织执行。电力交易机构要根据供需形势变化和市场主体诉求，增加交易品种、缩短交易周期、提高交易频次，在年度、月度交易的基础上开展月内（周、多日）交易，为市场主体增设短期调整交易电量的市场渠道。电力调度机构、电力交易机构加强调度和交易环节的有序衔接，规范交易组织，提高交易效率。

（四）积极推进跨省跨区送电协议签订。各派出机构要会同配合地方政府有关部门认真落实国家电力战略规划，指导送受双方按照“利益共享、风险共担”的原则，尽快协商确定送受电电力和电量，送电价格可参照受端地区市场交易价格浮动幅度调整，切实发挥好输电通道送电能力。送电价格暂时无法达成一致的，可按照临时电价先结算再清算，若无临时电价可参照最近一次交易价格结算、事后清算，或先送电后清算。

（五）增强合同调整灵活性。在受端地区电力供应出现缺口时，原则上送端应严格按合同约定送电；在受端地区相对宽松而送端供应紧张时，可协商调整合同电力电量执行方式，电力调度机构、电力交易机构要适时组织市场主体规范做好相关调整工作。鼓励市场主体通过合同转让、回购、置换等方式调整交易合同电量，减少电量偏差。

二、更好发挥电力辅助服务市场调节作用

(六) 加大发电机组并网运行考核力度。各派出机构要于 11 月 20 日前抓紧修订调整“两个细则”相关条款、参数，严格落实“两个细则”考核要求，对能源保供期间非计划停运机组可以实行原标准 2-5 倍考核力度，抑制机组随意非计划停运，促进机组满发稳发、应发尽发。

(七) 充分调动区域内省间辅助服务资源互济能力。相关派出机构要加快建立健全区域和川渝一体化调峰、调频、备用市场，运用市场化价格机制引导市场主体主动提供辅助服务，充分发挥市场配置资源、调剂余缺的作用，最大限度挖掘和整合系统潜力。

(八) 推动辅助服务成本向用户侧疏导。各派出机构要尽快明确用户参与的辅助服务费用形成机制，指导电网企业和电力交易机构在 2022 年市场化交易电价中单列辅助服务费用。

(九) 激发需求侧等第三方响应能力。贯彻落实《2030 年前碳达峰行动方案》有关要求，结合用户侧参与辅助服务市场机制建设，全面推动高载能工业负荷、工商业可调节负荷、新型储能、自备电厂、电动汽车充电网络、虚拟电厂、5G 基站、负荷聚合商等参与辅助服务市场，激励需求侧主动参与系统调节，减少系统运行峰谷差。

三、有效发挥紧急状态下跨省跨区支援作用

(十) 建立健全应急调度机制。电力调度机构在电力系统出现保安全、保平衡需求，且市场化交易手段均已用尽后仍未完全解决问题时，可规范开展日前、日内应急调度，兜底保障电力电量平衡。通过新增临时交易、调减已有电力中长期交易等方式增减调度计划，统筹全网资源实现优化互济，按相关规则规定结算费用，原则上按相应时段的相关市场交易价格高价结算，体现稀缺价值。

(十一) 明确应急调度边界条件。电力调度机构要按相关规定，结合各地实际情况，明确应急调度启动的边界条件和具体标准，做好与电力中长期市场、现货市场和辅助服务市场的有序衔接。根据运行需要，规范及时启动应急调度，做好原因和实施情况记录，及时向送受两端相关市场主体披露详细原因、实施启动终止时间、交易过程及结果等信息，并按要求向国家能源局派出机构和地方政府有关部门书面报告事件经过、信息披露等情况。

四、加强市场交易秩序监管

(十二) 规范电力市场交易。各派出机构要加强电力市场交易秩序监管，督促电网企业和电力调度机构、电力交易机构及各类市场主体严格执行国家电价政策，遵守市场交易规则，完善交易组织流程，强化安全校核，及时足额结算电费，规范组织开展市场化交易。

(十三) 夯实市场运营机构主体责任。各派出机构要指导市场管理委员会建立市场自律监督工作机制，督促电力调度机构、电力交易机构采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况监控分析，做好电力电量平衡，合理安排检修计划，按规定做好信息披露和报送工作，确保各市场主体应知尽知。

(十四) 加强非计划停运机组监管。各派出机构要会同地方政府有关部门和电力企业做好并网机组调度运行管理，协同做好非计划停运机组故障分析工作，明晰机组停运原因，建立非计划停运预警机制，督促非计划停运机组在确保安全的前提下及时启动并网，有效缓解煤电机组出力受阻。

(十五) 加大违规行为查处力度。各派出机构要及时纠正以降价为目的的专场交易、设置不合理准入门槛、不当干预市场、限制市场竞争等行为，依法查处违规行为，配合地方政府有关部门严肃查处市场主

体价格串通、实施垄断协议、滥用市场支配地位等行为。充分发挥 12398 能源监管热线作用，做好投诉举报处理工作。

五、加强并网燃煤自备电厂监管

（十六）督促自备电厂应开尽开。各派出机构要督促地方政府有关部门加强自备电厂监督管理，能源保供期间，电力调度机构和电网企业应督促燃煤自备电厂机组开机时间不得低于前三年平均利用小时数，拥有自备电厂的企业从电网购电量不得超过前三年平均购电量，购电价格严格执行国家政策规定。

（十七）规范自备电厂购电行为。在电网启动有序用电或需求侧响应期间，原来反送电网或未从电网购电的，不得从电网购电；原来从电网购电的，不得超过自备机组正常启动时历史下网最小电力值。

（十八）加强高耗能行业自备电厂管理。对于违反相关规定的高耗能行业自备电厂，电力调度机构在紧急情况时，在维持正常保安用电的前提下，可按照《电网调度管理条例》《有序用电管理办法》等规定，对高耗能行业用户采取相关措施。

六、加强电网企业代理购电监管

（十九）研究建立工作机制。各派出机构要会同地方政府有关部门和市场管理委员会等单位抓紧研究开展对电网代理购电的监管工作，重点围绕电网代理购电的市场交易、信息公开、电费结算、服务质量等关键内容实施监管，积极推动工商业用户直接参与电力市场交易，不断缩小电网企业代理购电范围。

（二十）规范代理购电行为。各派出机构要督促电网企业规范代理购电行为和方式流程，严格执行市场交易规则和价格机制，优先发电中的低价电源应优先保障居民、农业用户用电，严格按照规定对特定用户执行差别化的代理购电价格，全面保障代理购电服务质量。

各单位要切实提高政治站位，加强协同配合，形成工作合力，落实相关工作要求，将今冬明春能源保供作为重点工作抓紧抓实。要充分挖掘电力供应保障能力、激发系统调节潜力、优化资源配置，促进电力平稳有序供应和系统安全稳定运行。鼓励各地坚持系统思维和底线思维，因地制宜探索创新市场机制和工作措施，总结提炼并适时推广典型经验做法，形成规范化、制度化模式。工作中如遇重大情况，应及时报告。

国家能源局综合司
2021年11月10日

国家能源局关于印发《供电企业信息公开实施办法》的通知

国能发监管规〔2021〕56号

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

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。

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

附件：《光伏电站消纳监测统计管理办法》

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
 2. XX 电网公司 XX 月光伏电站消纳数据统计表
 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
 4. 光伏电站消纳利用率计算导则

附件 1

XX光伏电站XX月消纳数据统计/披露表

光伏电站名称	是否为市场化并网项目	装机容量 (万千瓦)	可用发电量 (万千瓦时)	实际发电量 (万千瓦时)	受限电量 (万千瓦时)	受限原因	备注

附件 2

XX电网公司XX月光伏电站消纳数据统计表

光伏电站名称	是否为市场化并网项目	装机容量 (万千瓦)	可用发电量 (万千瓦时)	实际发电量 (万千瓦时)	受限电量 (万千瓦时)	特殊原因受限电量 (万千瓦时)	因系统原因受限电量 (万千瓦时)	受限原因	备注

附件 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

分布式及其他光伏发电项目装机容量 (万千瓦)	实际发电量 (万千瓦时)

光伏电站消纳利用率计算导则

第一章 总则

第一条 为进一步统一光伏电站消纳利用率计算方法，规范光伏电站消纳监测管理，促进光伏电站运行效率提升，制定本导则。

第二条 本导则所称的光伏电站，是指接入电网运行并接受电网调度的集中式光伏电站。

第三条 本导则适用于已并网光伏电站运行过程中消纳情况的分析计算及统计工作，分布式及其他光伏发电项目可参照执行。

第二章 光伏电站可用发电量计算方法

第四条 光伏电站可用发电量是指排除站内设备故障、缺陷或检修等自身原因引起受阻，不考虑站外约束情况下光伏电站能够发出的电量。光伏电站可用发电量的计算方法包括样板逆变器法和气象数据外推法等，推荐采用样板逆变器法，并可通过多种方法相互校验，提高可用发电量统计的准确性。

第五条 光伏电站应结合地形地貌情况、逆变器型号以及光伏组件类型等因素，科学合理确定样板逆变器。原则上样板逆变器数量不少于本站逆变器总数的 5%，且不多于 10%。对于组串式逆变器，应以单个子阵作为一个样板单元，以子阵总容量或子阵部分单元容量作为样板容量。为提高样板逆变器法的精度，应提前明确样板逆变器故障时的备用逆变器。样板逆变器确定后，光伏电站在统计时段内的可用发电量计算公式为：

光伏电站可用发电量 = (光伏电站上网电量 / \sum 光伏电站正常开机运行逆变器发电量) \times (\sum 样板逆变器发电量 / \sum 样板逆变器容量) \times 光伏电站正常开机运行逆变器总容量。

第六条 样板逆变器确定后，电网企业和光伏电站应定期在光伏发电出力不限电时段（不少于 6 小时）对样板逆变器选取的合理性进行测试，光伏电站可用发电量与不限电时段实际发电量的相对误差原则上不应超过 5%，偏差较大时应及时调整确定样板逆变器的选取。其中，限电时段范围由电网企业认定。

第七条 当样板逆变器发生故障时，光伏电站采用提前确定的备用逆变器替代故障样板逆变器，并及时向电网企业报备。样板逆变器出力不应受限。当光伏电站出力受限严重，样板逆变器无法正常发电时，或地区不适用样板逆变器法时，光伏电站和电网企业协商采用气象数据外推法计算光伏电站可用发电量，且光伏电站可用发电量与不限电时段实际发电量的相对误差原则上不应超过 5%，偏差较大时应调整气象数据外推法的参数和策略。

第八条 气象数据外推法应综合考虑光伏电站位置、不同光伏组件的特性及安装方式等因素，建立光伏发电单元光电转换模型，得到光伏电站的可用功率。计算方法如下：

(1) 根据光伏电站气象站的实测水平辐照度和环境温度，将水平辐照度转换为光伏组件斜面的有效

辐照度，将环境温度转换为光伏组件面板的有效温度，有条件的宜使用直采光伏组件温度数据。

(2) 根据光伏组件标准工况下的设备参数，计算当前气象条件下光伏组件输出的直流功率。

(3) 综合考虑光伏组件的有效数量、老化、失配损失、表面尘埃遮挡、光伏电池板至并网点线路传输及站用电损失、逆变器效率、容配比等因素，得到光伏电站并网点的交流功率。光伏电站并网点交流功率的计算值不应超过光伏电站正常开机运行逆变器总容量。

第三章 光伏电站受限电量计算方法

第九条 本导则界定的光伏电站受限电量是指排除站内设备故障、缺陷或检修等自身原因影响后可发而未发出的电量。光伏电站因系统原因受限电量是指光伏电站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发出的电量。

第十条 受限电量计算公式如下：

受限电量 = 可用发电量 - 实际发电量

因系统原因受限电量 = 可用发电量 - 实际发电量 - 特殊原因受限电量

特殊原因受限电量包括以下情况：

- (1) 因台风、地震、洪水等不可抗力因素导致未能发出的电量。
- (2) 因光伏电站送出线路计划检修导致未能发出的电量。
- (3) 因光伏电站出力超出电站备案容量（即交流侧容量）未能发出的电量。
- (4) 因光伏电站处于并网调试期未能发出的电量。
- (5) 因光伏电站并网技术条件不满足相关标准要求，或依据有关法律、政策规定，光伏电站在整改期间未能发出的电量。
- (6) 市场化方式并网光伏电站因未落实并网条件导致未能发出的电量。
- (7) 因光伏电站市场化交易决策不当导致未能发出的电量。

多种特殊原因同时产生受限电量时，统计时将特殊原因受限电量归纳至上述排序较前的单一情况，避免重复统计。

第四章 光伏电站利用率计算和统计方法

第十一条 单个光伏电站和地区利用率计算公式如下：

单个光伏电站利用率 = 光伏电站实际发电量 / 光伏电站可用发电量

地区光伏电站利用率 = \sum 光伏电站实际发电量 / \sum 光伏电站可用发电量

地区光伏发电利用率 = $(\sum$ 光伏电站实际发电量 + \sum 分布式及其他光伏发电项目发电量) / (\sum 光伏电站可用发电量 + \sum 分布式及其他光伏发电项目发电量)

第十二条 仅考虑系统原因单个光伏电站和地区利用率计算公式如下：

仅考虑系统原因单个光伏电站利用率 = (光伏电站可用发电量 - 因系统原因光伏电站受限电量) / 光伏电站可用发电量

仅考虑系统原因地区光伏电站利用率 = \sum (光伏电站可用发电量 - 因系统原因光伏电站受限电量) /

Σ 光伏电站可用发电量

仅考虑系统原因地区光伏发电利用率 = $(\Sigma(\text{光伏电站可用发电量} - \text{因系统原因光伏电站受限电量}) + \Sigma\text{分布式及其他光伏发电项目发电量}) / (\Sigma\text{光伏电站可用发电量} + \Sigma\text{分布式及其他光伏发电项目发电量})$

第十三条 地区分布式及其他光伏发电项目产生受限电量时，应将分布式及其他光伏发电项目受限电量纳入利用率统计。

第五章 附 则

第十四条 本导则由国家能源局负责解释，自发布之日起施行。

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

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，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 年全国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重大事故，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 $\geq 30\%$	约束性
2	电力人身伤亡事故起数	五年平均降幅 $\geq 30\%$	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

续表

序号	关键指标	预期值	指标性质
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位数，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：五年平均值=（基准值*4年*20%+（基准值-9））/5年/基准值*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

工业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員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及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），开展多层级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持。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制修订情况，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第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第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第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第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第14号）、《电力可靠性监督管理办法》（国家电力监管委员会令第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装备接入电网稳定运行控制技术，多馈入直流系统换相失败防治技术。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，针对性补强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、参与度广、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，加强青年专业队伍建设，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。

国家能源局关于印发《电力并网运行管理规定》的通知

国能发监管规〔2021〕60号

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

为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，推动构建新型电力系统，规范电力系统并网运行管理，国家能源局对《发电厂并网运行管理规定》（电监市场〔2006〕42号）进行了修订，并将名称修改为《电力并网运行管理规定》（以下简称《规定》），现将《规定》印发给你们，请遵照执行。

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

国家能源局

2021年12月21日

附件：电力并网运行管理规定

电力并网运行管理规定

第一章 总 则

第一条 为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，构建新型电力系统，深化电力体制改革，持续推动能源高质量发展，保障电力系统安全、优质、经济运行及电力市场有序运营，促进源网荷储协调发展，维护社会公共利益和电力投资者、经营者、使用者的合法权益，根据《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》等有关法律法规，制定本规定。

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

工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）等负荷侧并网主体，省级以下电力调度机构调度管辖范围内的并网主体，视其对电力系统运行的影响参照本规定执行。

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

第二章 运行管理

第四条 电力调度机构负责电力系统运行的组织、指挥、指导和协调。并网主体、电网企业均应严格遵守国家有关法律法规、标准以及电力调度管理规程、电气设备运行规程，共同维护电力系统安全稳定运行。

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

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

第七条 并网主体应与电网企业根据平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则，参照国家有关部门制订的《并网调度协议》《购售电合同》等示范文本及时签订并网调度协议和购售电合同，无协议（合同）不得并网运行。

第八条 电力调度机构针对电力系统运行中存在的安全问题，应及时制定反事故措施；涉及并网主体的，并网主体应制定整改计划并予以落实。当发生电力安全事故（事件）时，在未获得调度机构允许前，有关并网主体不得并网运行。

第九条 并网主体按照所在电网防止大面积停电预案的统一部署，落实相应措施，编制停电事故处理预案及其他反事故预案，参加反事故演练。

第十条 电力调度机构应及时向有关并网主体通报电力安全事故（事件）情况、原因及影响分析。并网主体应按照有关规定配合相关机构进行调查，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的工作。技术指导和管理的主要范围包括：继电保护和安全自动装置、调度通信设备、调度自

动化设备、励磁系统和电力系统稳定器、调速系统和一次调频系统、二次调频、调压、直流系统、新能源功率预测系统、水电厂水库调度自动化系统设备、高压侧或升压站电气设备以及涉及网源协调的有关设备和参数等。

（一）继电保护和安全自动装置技术指导和管理内容包括：

1. 装置和参数是否满足电力系统安全运行要求。
2. 重大问题按期整改情况。
3. 因发电侧并网主体原因造成电力安全事故（事件）情况。
4. 因发电侧并网主体原因造成继电保护和安全自动装置不能正常投入导致电网安全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和行业有关标准要求开展涉网试验以及电力调度机构认为保障电力系统安全所必须的其他试验。
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的有关要求执行。技术指导和管理的范围可包括:继电保护、调度通信设备、调度自动化设备、调频、调压等。

(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问询的3个工作日内，应进行核实并予以答复。并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向国家能源局派出机构提出申诉。无异议后，由电力调度机构执行，并将结果报国家能源局派出机构。

第五章 监督管理

第二十八条 国家能源局及其派出机构负责电力并网运行的监督与管理，监管本办法及相关规则的实施。国家能源局派出机构负责建立健全并网工作管理协调机制，调解辖区内并网运行管理争议，可根据实际需要，组织对电力调度机构和电力交易机构的执行情况进行评估和监管。工作中发现的重大问题应及时向国家能源局报告。

第二十九条 健全并网调度协议和交易合同备案制度。省级及以上电力调度机构直接调度的并网主体与电网企业应定期签订并网调度协议和相关交易合同，并在协议（合同）签订后10个工作日内向国家能源局相关派出机构备案。与国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司签订并网调度协议和相关交易合同的，直接向国家能源局备案。

第三十条 建立电力调度运行管理情况书面报告制度。省级及以上电力调度机构按月向国家能源局相

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

第六章 附 则

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

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

国家能源局关于印发《电力辅助服务管理办法》的通知

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

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，或对不同种类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，电力调度机构应按月汇总分析，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。

各类电力辅助服务品种补偿机制

电力辅助服务分类	具体品种	补偿方式	固定补偿参考因素
有功平衡服务	一次调频	义务提供、固定补偿、市场化方式（集中竞价、公开招标/挂牌/拍卖、双边协商）	电网转动惯量需求和单体惯量大小
	二次调频		常规机组：维持电网频率稳定过程中实际贡献量； 其他并网主体：改造成本和维持电网频率稳定过程中实际贡献量
	调峰		社会平均容量成本、提供有偿辅助服务的投资成本和由于提供电力辅助服务而减少的有功发电量损失
	备用		
	转动惯量		
	爬坡		
无功平衡服务	自动电压控制	按低于电网投资新建无功补偿装置和运行维护的成本的原则	按低于电网投资新建无功补偿装置和运行维护的成本的原则
	调相		
事故应急及恢复服务	稳定切机	义务提供、固定补偿、市场化方式（公开招标/挂牌/拍卖、双边协商）	稳控投资成本、错失参与其他市场的机会成本和机组启动成本
	稳定切负荷		用户损失负荷成本
	黑启动		投资成本、维护费用、黑启动期间运行费用以及每年用于黑启动测试和人员培训费用

国家能源局关于印发能源领域深化“放管服”改革优化营商环境实施意见的通知

国能发法改〔2021〕63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，有关中央能源企业：

为贯彻党中央、国务院关于深化“放管服”改革决策部署，落实《优化营商环境条例》，深入推进能源领域“放管服”改革，着力培育和激发市场主体活力，国家能源局制定了《能源领域深化“放管服”改革优化营商环境实施意见》，现印发你们，请认真组织实施。

国家能源局

2021年12月22日

附件：能源领域深化“放管服”改革优化营商环境实施意见

能源领域深化“放管服”改革 优化营商环境实施意见

为贯彻党中央、国务院关于深化“放管服”改革决策部署，落实《优化营商环境条例》，深入推进能源领域“放管服”改革，着力培育和激发市场主体活力，现提出以下实施意见。

一、持续深化行政审批制度改革

（一）推行能源领域“证照分离”改革全覆盖

在全国范围内深化能源领域“证照分离”改革，大力推动照后减证和简化审批。各级能源主管部门和国家能源局派出机构应将涉企业经营许可事项纳入清单管理，按照直接取消审批、审批改为备案、实行告知承诺、优化审批服务等四种方式分类推进审批制度改革，逐项确定具体改革举措，建立简约高效、公正透明、宽进严管的行业准营规则，提高能源市场主体办事的便利度和可预期性。

（二）优化涉企审批服务

各级能源主管部门要清理规范能源领域行政审批前置条件和审批标准。依托全国一体化政务服务平台，

推动更多能源领域涉企事项网上办理，推动相关审批系统互联互通和数据共享，降低制度性交易成本。精简整合能源项目投资建设审批流程，在确保工程质量和安全前提下，进一步清理规范项目审批全流程涉及的行政许可、技术审查等事项。加强项目立项与用地、规划等建设条件衔接，推动在城乡发展总体规划中同步考虑供气、供水、供电等公共事业配套规划。

（三）推行行政许可告知承诺制

推行能源领域行政许可告知承诺制，全面推行电力业务、承装（修、试）电力设施等行政许可事项实行告知承诺制。依法明确许可条件、适用对象、监管规则和违反承诺后果，一次性告知企业。实行告知承诺后，对因企业承诺可以减省的审批材料，不得再要求企业提供。对企业自愿作出承诺并按要求提交材料的，要当场作出审批决定。加强事中事后监管，必要时可以开展全覆盖核查，对失信违法企业依法依规实施失信惩戒。

（四）加大简政放权改革试点力度

自由贸易试验区、行政备案规范管理改革试点等具备条件的地区，进一步加大能源领域简政放权改革试点力度，为全国能源领域简政放权改革积累可复制可推广的经验。鼓励省级能源主管部门探索推动能源审批相关部门联动、事项集成，进一步提升审批效率。

二、切实加强能源领域科学监管

（一）持续加强能源市场秩序监管

区分竞争性和垄断性环节，推动能源领域自然垄断性业务和竞争性业务分离。推动落实电网企业功能定位，进一步深化自然垄断企业竞争性业务市场化改革，建立电网企业聚焦主责主业的报告机制。加强竞争性环节市场秩序监管，对市场运营机构交易组织、公告发布、结果出清、信息披露等环节加强监管，保障市场运营过程的公开透明。

（二）全面实施“双随机、一公开”监管

各级能源主管部门要完善随机抽查机制和抽查事项清单，明确检查重点、检查方法和工作要求。依据信用风险高低实施分级分类监管，提高高风险市场主体抽查比例和频次，增强监管的精准性和威慑力。

（三）健全完善信用监管

加强能源领域信用信息归集共享、公共信用评价、信用风险分析预警，完善信用承诺、失信约束、信用修复等信用监管制度及措施。在行政许可、行政审批、新能源并网接入、电力市场交易、油气管网公平开放、电力工程建设等重点监管领域，结合“双随机、一公开”监管，强化运用信用分级分类差异化监管措施，实施守信激励和失信惩戒。

（四）大力推行“互联网+监管”

加强能源监管领域数据汇集，进一步完善“互联网+监管”系统风险预警模型，形成风险预警线索推送、处置和反馈机制，提升能源监管智能化水平。完善“互联网+监管”系统功能、优化提升支撑能力，围绕行政许可、行业规划、项目审批、市场运营、安全管控等能源行业重点监管业务需求，开发完善配套功能，进一步加大政务信息资源的共享力度。

（五）积极探索提高协同监管能力

结合能源行业监管需要建立条块结合、区域联动、信息共享、协同高效的监管机制。推动能源领域建立跨部门综合监管机制，减少执法扰民，提升监管效能。加强行政执法与司法衔接，建立健全案情通报、案件移送和联合调查机制。

三、推进政务服务标准化规范化便利化

（一）推进政务服务事项实施清单标准化

推动逐步实现同一能源领域政务服务事项受理条件、办理流程、所需材料、办结时限、办理结果等要素在全国范围统一。对于各地区依法依规自行设立的地方能源领域政务服务事项，能源主管部门要做好实施清单要素统一工作。

（二）规范审批服务行为

推进审批服务事项依法依规办理，严格按照能源领域审批服务事项实施清单提供办事服务，公开事项办理流程 and 条件标准等信息，不得在法定条件之外增加前置条件。严格执行首问负责、一次告知和限时办结等制度。各级能源主管部门及国家能源局派出机构要及时披露相关项目审批服务规范落实情况。

（三）规范中介服务

进一步清理能源领域政务服务无法定依据的中介服务事项，对确需保留的强制性中介服务事项，各级能源主管部门要实行目录清单管理并及时向社会公布，不得强制企业选择特定中介服务机构。加强对中介服务机构的信用监管，实行信用等级评价、资质动态管理，解决中介服务环节多、耗时长、市场垄断、红顶中介等问题。

（四）推进政务服务便利化

从企业和群众办事角度出发，集成能源领域内部关联性强、办事频度高、企业群众获得感强的事项，提供主题式、套餐式服务。按照“一次告知、一表申请、一套材料、一窗受理、一网办理、一口发证”要求，优化再造业务办理流程，减少办事环节、精简办事材料、压缩办理时限。加快推进电子证照在能源领域政务服务中应用，能够通过数据共享获得的信息，不得要求办事人提供实体证照。落实政务服务“好差评”制度，全面开展“好差评”工作。

（五）推行政务服务“告知承诺”“容缺受理”制度

除涉及公共安全、生态环境保护、节约能源等政务服务事项外，各级能源主管部门及国家能源局派出机构按照最大原则梳理采取告知承诺的事项清单，明确承诺的具体内容、要求和违反承诺应承担的法律责任，细化网上办事承诺方式和承诺事项监管细则，及时向社会公布。完善容缺受理服务机制，各级能源主管部门及国家能源局派出机构要依法编制公布容缺受理能源领域政务服务事项清单，明确事项名称、主要申请材料和可容缺受理材料。

四、优化营商环境培育和激发市场主体活力

（一）优化办电服务

各省级能源主管部门要按照国家要求牵头做好优化用电营商环境工作，加快完成政企协同办电信息共

享平台的建设，实现数据系统互联互通和信息共享，推动供电企业进一步压减办电时间，提高办电透明度和便利度，降低办电成本，全面推广低压小微企业用电报装“零上门、零审批、零投资”服务、高压用户用电报装“省力、省时、省钱”服务等做法。国家能源局派出机构要加大监管力度，压实供电企业主体责任，指导和督促相关省级能源主管部门履行好牵头责任。

（二）提升供电质量

供电企业要加强用户供电质量管理，大力推广不停电作业，有效压减电力用户停电时间、次数和影响范围，提升配电网电能质量，加大频繁停电、低电压等问题的整治力度。各省级能源主管部门及国家能源局派出机构要加强供电可靠性、电压合格率等供电质量主要指标的日常监管，保障安全、稳定的电力供应质量。

（三）规范接网服务

电网企业要做好新能源、分布式能源、新型储能、微电网和增量配电网等项目接入电网及电网互联服务，为相关项目开展接入系统设计提供必要的信息，明确配变可开发容量等信息查询流程及办理时限。电网企业要优化接网基本流程和内部机制，根据国家和行业技术标准、规范，简化收资清单，明确技术要求，提供专人对接的服务窗口，进一步压缩接网申请受理、方案答复等环节办理时限，在接网协议中明确接网工程建设时间，提高接网服务效率。各省级能源主管部门要结合实际推动明确新能源投资自建配套送出工程的回购机制和标准。建立电网接入完成率评价机制，将电网接入完成率作为电网企业落实可再生能源消纳责任的重要指标。

油气管网设施运营企业要做好基础设施高质量开放，依法依规向符合开放条件的用户提供油气输送、存储、气化、装卸、转运等服务，公开油气管网设施基础信息、剩余能力、服务条件、技术标准、价格标准、申请和受理流程、用户需提交的书面材料目录、保密要求等，简化办理环节、压缩办理时间，提高开放服务受理效率。加强基础设施服务履约监管，强化合同违约惩戒和信用监管，明确新进入主体市场保供责任。

（四）切实维护公平竞争的市场秩序

深入推进公平竞争实质性审查，任何部门和单位不得干预市场主体的合法交易行为以及市场价格，不得设置不合理门槛，不得组织开展专场交易，鼓励市场主体参与跨省跨区交易。

（五）督促能源企业依法依规招投标

提升能源领域招投标透明度和规范性，电网企业、油气管网企业等能源企业要进一步规范招投标管理，完善制度规则、清理隐性壁垒、加强信息公开，进一步营造公平竞争市场环境。持续推进招投标全流程电子化，推动能源领域评标专家资源互联共享。

（六）重视市场主体合理诉求

各级能源主管部门及国家能源局派出机构要健全企业合理诉求解决机制，完善问题受理、协同办理、结果反馈等流程，杜绝投诉无门、推诿扯皮现象，有效解决企业面临的实际困难问题。针对企业和群众反映的涉及营商环境事项，要认真调查处理，不得将投诉举报线索移交被投诉举报的主体处理，要严肃查处用户受电工程“三指定”行为。建立能源数据信息平台，及时向社会发布能源数据信息，引导投资建设。

五、创新推动能源低碳转型

（一）健全能源安全保供和应急机制

建立能源安全监测预警和风险应对机制，建立区域能源监测体系，完善能源供应应急预案。推进电力应急体系建设，严格落实地方政府、电力企业的电力安全生产和供应保障主体责任。完善煤电油气供应保障协调机制，加快能源储备体系建设。

（二）促进新能源加速发展

简化新能源项目核准（备案）手续，对于依法依规已履行行政许可手续的项目，不得针对项目开工建设、并网运行及竣工验收等环节增加或变相增加办理环节和申请材料。鼓励地方政府探索借鉴“标准地”改革方式，为新能源项目先行完成一些基础性评价、审批等工作，为项目打好前期基础，提高能源项目开工效率。对接入配电网就地消纳的新能源发电项目，电网企业要做好接网服务。

（三）推进多能互补一体化和综合能源服务发展

推动建立以风光水火储为核心的能源多品种协同开发促进机制，完善多能互补项目一体化规划、建设和审批流程，统筹多能互补项目与输电通道建设时序。推动微电网内源网荷储打包核准（备案），加快综合能源项目审批建设进度。探索推动“电水气热”一网联办。

（四）推动分布式发电市场化交易

完善市场交易机制，支持分布式发电参与市场交易，探索建设基于区块链等技术应用的交易平台，建立适应可再生能源微电网、存量地方电网、增量配电网与大电网开展交易的体制机制。推动开展分布式发电就近交易，落实相关价格政策。推动分布式发电参与绿色电力交易。

（五）建立健全能源低碳转型的长效机制

支持煤炭、油气等企业利用现有资源建设光伏等清洁能源发电项目，推动天然气发电与可再生能源融合发展项目落地，促进化石能源与可再生能源协同发展。适应新型电力系统建设，促进煤电、气电与新能源发展更好协同。进一步鼓励并优化能源企业与主要用户签订长期协议，保障能源稳定供应。

（六）探索包容审慎监管新方式

对综合能源服务、智慧能源、储能等新产业新业态，探索“监管沙盒”机制，在严守安全、环保规范标准的基础上，鼓励开展政策和机制创新。建立能源主管部门与新兴市场主体间的良性沟通互动机制，在实践中探索寓监管于服务的有效方式。

六、组织实施

（一）加强组织协调。各级能源主管部门、国家能源局派出机构要高度重视，统一认识，各司其职，形成合力。国家能源局将加强对各级能源主管部门及国家能源局派出机构的指导督促，确保改革举措落实到位。

（二）抓好责任落实。各单位要切实负起责任，按照本意见提出的各项措施和要求，抓实抓细相关改革，切实做到放出活力、管出公平、服出效率。

（三）强化评估总结。各级能源主管部门要密切跟踪改革进展，及时总结经验，为深化“放管服”改革优化营商环境积累可复制可推广的创新做法和经验。

国家能源局 农业农村部 国家乡村振兴局关于印发 《加快农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见》的通知

国能发规划〔2021〕66号

各省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团能源主管部门、农业农村（农牧）厅（局、委）、乡村振兴局及有关能源企业：

为深入贯彻落实党中央、国务院实施乡村振兴战略决策部署，按照建设现代能源体系和推进农业农村现代化要求，现将《加快农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见》印发给你们，请结合实际认真贯彻落实。

国家能源局 农业农村部 国家乡村振兴局

2021年12月29日

附件：加快农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见

加快农村能源转型发展助力 乡村振兴的实施意见

农村地区能源绿色转型发展，是满足人民美好生活需求的内在要求，是构建现代能源体系的重要组成部分，对巩固拓展脱贫攻坚成果、促进乡村振兴，实现碳达峰、碳中和目标和农业农村现代化具有重要意义。为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，加快推动农村能源转型发展，根据《中共中央 国务院关于全面推进乡村振兴加快农业农村现代化的意见》《中共中央 国务院关于实现巩固拓展脱贫攻坚成果同乡村振兴有效衔接的意见》，制定本实施意见。

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历次全会精神，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，坚持以人民为中心的发展思想，深入贯彻落实“四个革命，一个合作”能源安全新战略，将能源绿色低碳发展作为乡村振兴的重要基础和动力，统筹发展与安全，推动构建清洁低碳、多能融合的现代农村能源体系，全面提升农村用能质量，实现农村能源用得上、用得起、用得好，为巩固拓展脱贫攻坚成果、全面推进乡村振兴提供坚强支撑。

（二）基本原则

清洁低碳，生态宜居。坚持生态优先、绿色发展，支持乡村新能源开发利用，推动农业生产、农民生活、农村交通用能清洁化、低碳化，助力建设生态宜居美丽乡村。

因地制宜，就近利用。充分结合各地资源禀赋，统筹开发利用方式，优先就地、就近消纳，减少能源输送距离和转化环节，提高农村能源资源综合利用效率。

经济可靠，惠民利民。大力发展农村新能源产业，着力降低农户用能成本，促进减支增收，不断提高群众的获得感和幸福感。

（三）主要目标

到2025年，建成一批农村能源绿色低碳试点，风电、太阳能、生物质能、地热能等占农村能源的比重持续提升，农村电网保障能力进一步增强，分布式可再生能源发展壮大，绿色低碳新模式新业态得到广泛应用，新能源产业成为农村经济的重要补充和农民增收的重要渠道，绿色、多元的农村能源体系加快形成。

二、巩固拓展脱贫帮扶成果

（四）巩固光伏扶贫工程成效

充分发挥好全国光伏扶贫信息监测系统作用，加强对光伏扶贫电站的运维管理，培育和发展新能源生产运营中心，突破容量和地域限制，建成光伏扶贫电站集中管控体系，提高电站集约化管理水平。鼓励能源企业联合设备厂商，组织专业化团队对光伏扶贫电站进行精细化管理维护，保证电站可靠运行和稳定收益，做好电站管护员培训，向脱贫户提供组件清洗、看护等岗位。电网企业继续保障全额消纳，及时结算电费、转付补贴。县级政府加强村级光伏扶贫电站收益监督管理，定期公开收益资金分配使用情况。积极探索扶贫电站参与碳交易市场的路径和模式，进一步巩固拓展脱贫攻坚成果。

（五）持续提升农村电网服务水平

用中央预算内资金重点支持乡村振兴重点帮扶县、其他脱贫地区、革命老区等农村电网薄弱地区，持续提升农村电网供电保障能力，推动网架结构和装备升级，满足大规模分布式新能源接入和乡村生产生活电气化需求。对符合条件地区因地制宜实施大电网延伸。

（六）支持县域清洁能源规模化开发

在具备资源条件的中西部脱贫地区，特别是乡村振兴重点帮扶县，优先规划建设集中式风电、光伏基地，为脱贫县打造支柱产业。

三、培育壮大农村绿色能源产业

（七）推动千村万户电力自发自用

支持具备资源条件的地区，特别是乡村振兴重点帮扶县，以县域为单元，采取“公司+村镇+农户”等模式，利用农户闲置土地和农房屋顶，建设分布式风电和光伏发电，配置一定比例储能，自发自用，就地消纳，余电上网，农户获取稳定的租金或电费收益。支持村集体以公共建筑屋顶、闲置集体土地等入股，参与项目开发，增加村集体收入。项目开发企业为村民提供就业岗位，帮助脱贫户增收。

（八）积极培育新能源+产业

鼓励能源企业发挥资金、技术优势，建设光伏+现代农业。农业企业、村集体在光伏板下开展各类经济作物规模化种植，提升土地综合利用价值。地方政府提供政策支持及拓展产品销路，农户通过土地租赁、参与电站运维、农场劳务等增加收益。在适宜荒漠化、盐碱地、采矿采煤塌陷区，推广“新能源+生态修复、矿山治理”等模式。在林区、牧区合理布局林光互补、牧光互补等项目，打造发电、牧草、种养殖一体化生态复合工程。建设新能源+农村景观示范，地方政府主导，结合新型城镇化建设、易地搬迁安置区配套设施提升完善和郊区亮化等工程，推动新能源与路灯、座椅等公共设施一体化发展。

（九）推动农村生物质资源利用

引导企业有序布局生物质发电项目，鼓励企业从单纯发电转为热电联产。在农林生物质资源丰富的县域，探索农田托管服务和合作社秸秆收集模式，或以村为单元建设农林废弃物收集站，由专业化企业建设规模化生物质热电联产、生物质天然气项目、生物质热解气化项目、生物质液体燃料项目，就近满足乡镇生产生活用电、用热、用气、用油需要。在畜禽养殖规模较大的县域，结合农村有机垃圾治理，建设区域有机废弃物集中处理沼气生物天然气项目、园区型“养殖-沼气-种植”项目和农户庭院型沼气项目。

（十）鼓励发展绿色低碳新模式新业态

在县域工业园区、农业产业园区、大型公共建筑等探索建设多能互补、源荷互动的综合能源系统，提高园区能源综合利用率。采用合同能源管理运营模式，引导企业、社会资本、村集体等多方参与，建设新能源高效利用的微能网，为用户提供电热冷气等综合能源服务。完善配套政策机制，推动增量配电企业发展综合能源服务，创新发展新能源直供电、隔墙售电等模式。

（十一）大力发展乡村能源站

依托基层电信、农机服务网点、制造企业维修网点等，建设分布式可再生能源诊断检修、生物成型燃料加工、电动汽车充换电服务等乡村能源站，培养专业化服务队伍，提高农村能源公共服务能力。

四、加快形成绿色低碳生产生活方式

（十二）推动农村生产生活电气化

坚持政府主导、电网支撑、各方参与，推动提升农村电气化水平。在粮食主产区、特色农产品优势区，推动农产品加工包装、仓储保鲜、冷链物流等全产业链电能替代。支持地方开展新能源汽车和家电下乡，推广普及节能高效家电，经济发达地区的电网企业合理确定乡镇供电配置标准，满足农户使用新型家电设备的要求。

（十三）继续实施农村供暖清洁替代

大力推广太阳能、风能供暖。利用农房屋顶、院落空地和具备条件的易地搬迁安置住房屋顶发展太阳能供热。在大气污染防治重点地区的农村，整县域开展“风光+蓄热电锅炉”等集中供暖。在青海、西藏、内蒙古等农牧区，采用离网型光伏发电+蓄电池供电，利用用户蓄热电暖气供暖。积极推动生物质能清洁供暖。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，因地制宜推广生物质热解气等集中供暖，鼓励采用大中型锅炉，在乡村、城镇等人口聚集区进行集中供暖。在大气污染防治非重点地区

乡村，因地制宜推广户用成型燃料+清洁炉具供暖模式。因地制宜推进地热能供暖。在地热资源丰富、面积较大的乡镇，优先开展地热能集中供暖。利用地源热泵，加快推广浅层地温能和中深层地热资源开发利用，打造地热能高效开发利用示范区。

（十四）引导农村居民绿色出行

引导充电业务运营商、新能源汽车企业在大型村镇、易地搬迁集中安置区、旅游景区、公共停车场等区域建设充换电站，优先推进县域内公务用车、公交车、出租车使用电动车，推广新能源汽车在旅游景区和特色小镇的应用。探索建立车桩站联动、信息共享、智慧调度的智能车联网平台，推动新能源汽车成为农村微电网的重要组成部分。

五、组织实施

（十五）发挥试点带动作用

在全国乡村振兴重点帮扶县优先推进农村能源绿色低碳试点，结合当地经济社会和资源条件，鼓励有资金、技术和建设经验的企业与地方政府合作，选择合适新能源品种和发展模式，为县、乡镇、村提供一揽子供用能解决方案。

（十六）实施主体多元化

支持各类市场主体依法平等进入农村能源建设领域。有序向社会资本开放配售电业务，积极培育配售电、储能、综合能源服务等新兴市场主体。鼓励政府和社会资本合作 PPP 等融资经营模式，引导社会力量进入农村能源站、综合能源服务等可商业化运营的领域，形成资金合力。

（十七）加大财政金融支持力度

各级政府将农村能源建设纳入经济社会发展规划，加强对脱贫地区农村能源的支持。鼓励金融机构创新融资方式和服务模式，将支持县域乡村能源产业发展和能源基础设施建设作为绿色金融服务重点，对优质农村能源项目在贷款准入、期限、利率等方面给予差异化支持。

（十八）健全完善农村能源普遍服务体系

建立市场化的农村能源普遍服务体系。积极探索以市场化运营为主、政府加强政策支持的新机制、新模式，鼓励和引导农户、村集体自建或与市场主体合作，参与农村能源基础设施和服务网点建设。加强农村能源人才队伍建设。发挥村集体、合作社等组织的作用，加大技术培训和宣传力度，加强农村能源基层队伍建设。引导高等院校和科研院所，积极向农村输送科技人才，壮大农村能源人才队伍。提高农村能源技术服务水平。推动有关科研院所、高校和企业等创新主体联合攻关农村能源发展共性问题。通过技术宣讲、入户培训等方式，推动成熟适用的农村能源新技术成果在农村地区集成转化、示范推广和应用，促进农村能源可持续发展。

（十九）加强农村能源统计能力建设

以县域为单元，建立健全农村能源统计体系，落实县、乡镇、村各层级责任单位，明确能源生产统计分类、能源品种统计范围和能源消费统计指标体系，提升能源数据归集质量，强化全品类能源数据支撑。在经济发达的县域，加快建设智慧能源大数据平台，采用数字化方式采集农村能源数据。在经济欠发达的县域，指定专职人员，采用入户采集、表单调查等方式，对农村能源生产消费情况进行全面普查。

国家能源局关于进一步明确电力建设工程安全管理有关要求的通知

国能发安全〔2021〕68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，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位，各有关单位：

为贯彻落实《安全生产法》（中华人民共和国主席令 第 88 号）、《建设工程质量管理条例》（国务院令 第 279 号）和《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）的有关要求，进一步加强电力建设工程安全管理，压实企业安全生产主体责任，强化电力安全协同监管，构建以信用为基础的新型电力安全监管机制，现就有关事项通知如下。

一、电力建设工程各参建单位应严格按照《建设工程质量管理条例》（国务院令 第 279 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 第 28 号）和《电力建设工程施工安全管理导则》（NB/T 10096-2018）等有关法律、法规和标准的要求，切实履行安全生产主体责任，做好施工安全管理和工程质量管控等各项工作，有效防范安全生产和质量事故的发生。

二、地方各级能源主管部门在向项目建设单位下达电力项目核准文件或项目备案通知书时，应同时就项目在安全管理和质量管控等方面需要履行的相关责任和义务进行书面告知（示范文本见附件），告知书一式两份，项目核准（或备案）部门和建设单位各一份。

三、各省级能源主管部门应按月汇总辖区内各级能源主管部门核准（或备案）的电力项目清单，并抄送相关派出机构。

四、地方各级能源主管部门应按照相关法律法规要求，加强对所核准（或备案）的电力项目在施工安全和工程质量等方面的监督管理，严厉查处违规开工等行为。

五、各派出机构应根据国家规定职责和法律法规授权，采取“双随机、一公开”和“四不两直”等方式，加强对辖区内电力建设工程的监管执法，切实履行电力安全监管职责。

六、地方各级能源主管部门和派出机构在监督检查中，发现电力建设工程参建单位存在未履行安全管理和质量管控责任等行为，在依法采取行政处罚等措施处理的同时，应按照信用管理的有关规定和要求，将其列入重点关注或联合惩戒名单。被列入联合惩戒名单的，有关单位在项目核准、工程招投标活动、信用等级评价、政策性资金支持等方面，应按规定对其予以相应限制。

附件：电力项目安全管理和质量管控事项告知书（示范文本）

国家能源局
2021 年 12 月 31 日

附件

电力项目安全管理和质量管控事项告知书 (示范文本)

(被告知单位)：

为了进一步加强电力项目的安全管理，有效防范安全生产和质量事故，现就你单位项目施工安全和质量管控应重点注意的事项告知如下。

一、严格按照《安全生产法》(中华人民共和国主席令 第

88号)、《电力安全生产监督管理办法》(国家发展和改革委员会令第21号)、《电力建设工程施工作业安全监督管理办法》(国家发展和改革委员会令第28号)和《电力建设工程施工作业安全管理导则》(NB/T 10096-2018)等有关法律、法规和标准的规定和要求，切实落实企业安全生产主体责任。

二、应当按要求设置项目安全生产管理机构，配备安全生产管理人员。

三、应当开展安全生产教育培训。

四、应当严格落实安全生产投入。

五、应当按要求建立工程分包管控制度和措施，禁止施工单位转包或违法分包工程。

六、应当组织开展安全风险管控和隐患排查治理工作。

七、应当严格落实应急管理及事故处置措施，及时如实报告生产安全事故。

八、严格按照《建设工程质量管理条例》(国务院令第279

号)和《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》(国能函安全〔2020〕39号)等有关文件的规定和要求，开工前必须办理工程质量监督注册手续，并做好工程质量管控各项工作。

若发生违反上述事项的行为，有关部门将依照相关法律、法规和政策规定进行处罚，并将处罚信息纳入被处罚单位的信用记录。

告知人(项目核准或备案部门)：

被告知单位(项目法定代表人)：

年 月 日

国家能源局关于印发《电力业务资质许可流程规范》《电力业务资质许可服务规范》《电力业务资质许可监督与评价规范》的通知

国能发资质规〔2022〕3号

各派出机构：

根据《优化营商环境条例》（国务院令第722号）、《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）等行政法规、规章及规范性文件有关规定，国家能源局对电力业务资质许可有关工作规范进行了修订完善。现将修订后形成的《电力业务资质许可流程规范》《电力业务资质许可服务规范》《电力业务资质许可监督与评价规范》印发给你们，请结合工作实际，认真贯彻执行。

自本通知印发之日起，《国家能源局关于印发〈电力业务行政许可 承装（修、试）电力设施行政许可流程规范〉等四个文件的通知》（国能发资质〔2017〕1号）同时废止。

国家能源局
2022年1月7日

国家能源局关于印发《2022年能源监管工作要点》的通知

国能发监管〔2022〕4号

各司，各派出机构，各直属事业单位，中能传媒：

《2022年能源监管工作要点》已经国家能源局局长办公会议审议通过，现印发给你们，请认真组织落实。

国家能源局
2022年1月12日

附件：2022年能源监管工作要点

2022年能源监管工作要点

2022年能源监管工作的总体思路是：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历次全会精神，坚持稳中求进工作总基调，完整、准确、全面贯彻新发展理念，贯彻落实党中央、国务院决策部署以及中央经济工作会议、全国能源工作会议精神，坚定不移贯彻落实能源安全新战略，以推动能源治理体系和治理能力现代化为目标，以**提升监管效能**为主线，以**加强监管队伍建设**为支撑，深化能源体制改革和市场机制建设，督促能源重大战略、规划、政策落地实施，维护公平竞争的市场秩序和人民群众合法权益，保障能源安全稳定供应，在推动能源革命、建设能源强国中展现新作为，以优异的成绩迎接党的二十大胜利召开。重点抓好以下六个方面工作：

一、坚持围绕中心，不断提升服务党和国家工作大局的能力

（一）加强党中央国务院重大决策部署落实情况监管。始终将保障能源安全作为能源监管的首要任务抓实抓细，督促地方政府和能源企业认真落实党中央国务院关于能源保供的各项政策措施，注重发挥市场机制和市场监管作用，优先保障民生用能、绿色产业链用能等不受影响。服务能源绿色低碳转型发展，立足能源监管职责，科学监管能源领域“碳达峰、碳中和”政策措施的落地实施。深入贯彻落实能源领域“放管服”改革部署和要求，统筹推进市场监管、行业监管和电力安全监管，加强反垄断和反不正当竞争，以公正监管保障公平竞争，提高资源配置效率和公平性。

（二）加强能源规划、政策、重大项目实施情况监管。健全“十四五”能源规划实施机制，确保地方规划与国家规划有效衔接。依据“十四五”能源规划，跟踪关注重要输电通道、油气管道及互联互通、大

型煤矿、水电站、核电站、天然气储气设施等工程项目推进情况，及时发现项目推进中的突出问题。加强对煤电气电规划建设、北方地区冬季清洁取暖、整县屋顶分布式光伏开发试点、可再生能源消纳责任权重、煤层气开发利用等重点领域监管，确保政策执行不跑偏、不走样。

（三）加强能源市场运行监测分析与监管。坚持底线思维，增强风险意识，严格执行重要监管事项报告制度，充分发挥派出机构“派”的权威和“驻”的优势，了解掌握电煤、电力、天然气等能源市场动态变化，及时发现能源发展中存在的苗头性、倾向性、潜在性问题。各派出机构要加强与地方政府相关部门的会商研判，督促能源企业落实防范化解市场供应风险主体责任，并在职责范围内采取切实可行的措施，做到尽早发现、及时报告、妥善处置，保障能源市场运行平稳有序。

二、坚持改革创新，不断提升推进能源市场化建设的水平

（四）深入推进多层次统一电力市场体系建设。遵循电力市场运行规律和市场经济规律，严格落实《电力中长期交易基本规则》《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》相关要求，稳步推进国家、省（区、市）电力市场建设，推动南方区域电力市场启动试运行，研究制定长三角、京津冀等区域电力市场建设方案，引导各层次电力市场协同运行、融合发展。推动完善煤电价格市场化形成机制，扩大市场交易电价上下浮动范围。在具备条件的地区，积极支持新能源参与市场交易，以市场化机制促进新能源消纳。

（五）深化电力市场机制建设。完善电力中长期市场、现货市场和辅助服务市场衔接机制，扩大市场化交易规模。加快修订各地电力中长期交易实施细则，规范交易组织，丰富交易品种，推动工商业用户全部进入市场。鼓励市场主体签订多年中长期交易合同，科学引导电力规划和有效投资。稳妥推进电力现货市场试点建设，推动用电侧有效参与现货市场。进一步完善辅助服务市场机制，抓紧修订“两个细则”，规范和丰富调频、备用、爬坡、转动惯量等辅助服务交易品种。建立用户参与的辅助服务分担共享机制，全面推动高载能工业负荷、工商业可调节负荷、新型储能、电动汽车充电网络、虚拟电厂等参与提供辅助服务。推进区域辅助服务市场建设，启动南方区域备用市场、川渝一体化调峰市场试运行。

（六）积极推进天然气市场体系建设。稳步推进地方天然气管网运营机制改革，加快实现管网运销分离，引导和推进省级管网公司以市场化方式融入国家管网公司。完善天然气管网设施公平开放制度，制定天然气管网设施托运商准入规则和天然气管网设施容量分配规则，丰富容量服务产品，规范交易方式，促进形成上游资源多主体多渠道供应、下游销售市场充分竞争的市场体系。积极推动储气库库容市场化交易，不断完善储气调峰辅助服务市场机制。

三、坚持依法依规，不断提升能源监管的公正性和权威性

（七）强化电力市场秩序监管。强化电力调度交易与市场秩序监管，规范市场成员自律行为，指导市场运营机构建立完善电力市场运营监控和风险防控机制。加强市场运营机构、市场主体信息披露行为监管，促进信息公开透明。落实《电网公平开放监管办法》，加强电源接入电网、电网之间互联等行为的监管，规范工作流程与时限要求。加强电力市场交易及电价政策执行情况监管，及时纠正以降价为目的的专场交易、设置不合理准入门槛、不当干预市场、限制市场竞争等行为。规范电网企业代理购电行为，不断缩小代理购电范围。

（八）强化油气管网设施公平开放监管。加强对管网设施运营企业的监管，督促管网设施运营企业严格按照要求做好公平开放服务的申请与受理等工作，及时公开受理标准和受理结果，不断提升服务质量和水

平。推动管输服务合同标准化，加强 LNG 接收站合同签订和保供履约情况监管，督促企业履行社会责任。继续做好管网设施信息公开和信息报送工作，优化企业网上信息公开和信息报送内容，提高信息报送的及时性、准确性和完整性。

（九）强化能源行政执法工作。坚持依法监管，严格落实《行政处罚法》，全面推行行政执法公示制度、执法全过程记录制度、重大执法决定法制审核制度。进一步细化执法工作程序，规范行政处罚、行政强制、行政检查以及执法信息统计等行为，提高监管的公正性和透明度。加大能源行政执法力度，严肃查处用户受电工程“三指定”、向虚拟货币“挖矿”项目违法供电等行为，对直接关系人民群众用电权益、公共安全等社会反响较大的领域，持续开展专项整治，保持高压态势。

四、坚持监管为民，不断提升人民群众用能的获得感和满意度

（十）持续优化用电营商环境。严格落实《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》，对照工作任务台账进一步压实各方责任，确保相关目标任务按期完成。加强典型经验宣传报道和推广，定期通报各地政企协同办电平台建设、提升高压办电服务水平、“三到位”等工作进展情况。适时组织召开全国提升“获得电力”服务水平工作推进会，着力推动解决工作中的短板和薄弱环节，把“获得电力”打造成国内营商环境优质服务品牌。

（十一）持续做好投诉举报处理工作。加强 12398 能源监管热线运行管理，畅通投诉举报渠道。加大 12398 能源监管热线电话、微信公众号、APP 标识宣传普及工作力度，在市场运营机构营业场所和网站显著位置添加 12398 热线标识，做好相关问题线索和信息的收集、分析汇总工作。研究建立国家能源局跨业务部门投诉举报处理机制，针对 12398 热线反映的涉及不同业务领域的投诉举报、政策咨询等事项，按照各司其职、各负其责、相互配合、齐抓共管的原则，建立会商制度，提高办理满意率。定期发布投诉举报处理情况通报，发挥社会舆论监督作用。积极开展争议纠纷调解和裁决工作，降低市场主体的维权成本。

（十二）持续提升电力行政许可服务水平。持续推进电力业务资质许可告知承诺制，完善证后核查工作机制，严肃处理不实和虚假承诺企业。认真做好电力业务许可准入与退出工作，有序开展持证超设计寿命水电机组摸底排查，做好淘汰落后产能煤电机组许可证注销工作。进一步完善电力许可管理制度，推动许可工作标准化、规范化。完善升级资质和信用信息系统功能，做好许可动态追踪、全程追溯。

五、坚持协同高效，不断提升能源监管的精准性和有效性

（十三）加强监管统筹协调。按照“谁审批、谁监管，谁主管、谁监管”的原则，进一步健全能源监管工作机制，推进行业管理与监管深度融合，建立局机关各司、有关事业单位与派出机构上下贯通的协同监管机制，提升能源治理水平。加强对派出机构的指导，局机关相关司、有关事业单位应主动运用监管工作例会、通气会等方式，讲解政策措施、提出监管要求，形成横向协同、纵向联动的工作体系。加强监管任务的统筹部署，围绕局党组中心工作，研究制定年度能源监管重点任务清单，统筹平衡各单位重点监管工作。进一步发挥区域监管局在辖区内的业务牵头作用，组织开展定期工作会商、联合执法、交叉检查等，形成区域监管合力。

（十四）创新监管方式方法。完善现场监管组长负责制，明确组长基本条件、工作职责和相关要求，提升监督检查工作质量。研究建立能源监管业务骨干库，从中抽调人员开展专项监管等工作，并在监管任务完成后对其工作表现进行评定。针对重点行业探索驻点综合监管，2022 年率先在电力行业开展驻点综合

监管试点，实现全方位全链条立体化监管。积极推动监管信息系统建设，开发利用“互联网+”等技术手段实施非现场监管，探索疫情防控常态化下的新型监管方式。

(十五)强化监管成果运用。各派出机构要提高监管发现问题的质量，并有针对性地提出监管意见建议。对职责范围内的事项，要依法采取责令改正、行政处罚、监管约谈等方式进行处理。要建立问题清单台账，明确整改责任、整改措施和时限要求，适时开展“回头看”，确保问题整改取得实效。局机关相关司、有关事业单位要认真研究分析监管发现的问题，明确问题处理原则和标准，并将监管意见建议作为拟订行业规划、政策和项目审批的重要参考或依据。进一步提升监管报告（通报）的影响力，重点披露监管工作中发现的问题和典型案例，发挥社会舆论监督作用。

(十六)积极应用信用手段。研究建立以信用为基础的新型能源监管机制，进一步推进“双随机、一公开”和信用分级分类监管深度融合，在电力资质许可等领域开展信用监管试点。深化信用信息归集共享应用，完善信用报告定期发布机制，通报行业信用状况，预警信用风险，实施守信激励和失信惩戒。鼓励和支持能源行业市场主体、行业协会等开展信用承诺、信用评价、信用修复等活动，积极推动行业共建和协同监管，营造诚实守信营商环境。

六、坚持党建引领，不断提升做好能源监管工作的本领

(十七)进一步发挥党建引领作用。深入学习贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想，巩固深化党史学习教育成果，建立党史学习教育常态化、长效化机制，不断提高党员干部的政治判断力、政治领悟力、政治执行力。深入推进基层党组织规范化标准化建设，压紧压实党建工作责任，深化党建业务融合，充分发挥基层党组织战斗堡垒作用和党员先锋模范作用。深入贯彻全面从严治党要求，严格落实领导干部“一岗双责”和党风廉政建设“两个责任”，坚决纠治“四风”，营造风清气正的良好政治生态。

(十八)进一步改进工作作风。严格按照权责清单履行法定职责，不缺位、不越位，慎重决策，依法用权。加强调查研究，深入基层、深入一线，实事求是、原汁原味反映监管发现的问题，坚决防止简单化、乱作为，坚决反对不担当、不作为。规范各类督查检查和现场监管活动，合理确定监管范围，统筹好时间安排，避免重复检查、扎堆检查，切实减轻企业和基层负担。严守政治纪律和工作纪律，增强保密意识，未经批准不得对外公布或透露涉及重大监管事项的敏感信息。

(十九)进一步加强能源监管队伍建设。制定出台加强监管能力建设的实施意见，打造高素质专业化监管人才队伍。注重思想淬炼、政治历练、实践锻炼和专业训练，不断增强做好能源监管工作的本领。加强教育培训，组织开展政治理论、市场建设、行业监管、行政执法等方面的专题培训研讨。加强能源监管国际合作交流，适时举办亚太能源监管论坛，开展双边及多边监管合作。坚持严管厚爱相结合，积极营造“组织想干部、干部想工作”浓厚氛围，充分调动和激发干部队伍的积极性、主动性、创造性。

国家能源局关于印发《2022年能源监管重点任务清单》的通知

国能发监管〔2022〕5号

各司，各派出机构，各直属事业单位，中能传媒：

《2022年能源监管重点任务清单》（以下简称《清单》）已经国家能源局局长办公会议审议通过，现印发给你们，请认真组织落实。有关要求通知如下。

一、加强组织领导。各单位要高度重视、精心组织，集中人员力量，把相关工作任务落实落细。牵头单位要对照《清单》内容，制定具体监管工作方案，明确监管目标、监管重点、监管措施和时间安排等。各单位要加强协作配合，建立有效沟通联系机制，局机关相关司要加大对派出机构的业务指导和培训力度，通过监管工作例会、通气会等方式讲解相关政策措施和监管要求，为一线监管提供有力支持。

二、合理安排进度。各牵头单位要按照《清单》要求尽早启动部署相关监管任务，合理安排时序进度，原则上全部监管任务都应在上半年启动部署，便于派出机构统筹安排现场监管工作。相关派出机构结合疫情防控工作，优化现场监管事项，能合并的尽量合并开展，切实减轻企业和基层负担。除北方地区清洁取暖专项监管等个别任务外，其余监管任务都应在2022年底前完成。

三、坚持问题导向。各派出机构要加大现场监管工作力度，及时发现问题，原汁原味反映问题，并严格依法采取责令整改、监管通报、行政处罚等方式处理问题。牵头单位要及时对问题进行梳理汇总，形成问题清单，适时向局长办公会报告。要强化问题督促整改，适时开展“回头看”，确保监管工作取得实效。

监管司要加强统筹协调，密切跟踪督促《清单》落实进展情况，重要情况和问题及时向局长办公会报告。

国家能源局
2022年1月12日

附件：2022年能源监管重点任务清单

2022年能源监管重点任务清单

序号	监管名称	监管依据	监管内容	监管地区	监管（监督）对象	时间安排	责任单位
一、综合监管							
1	电力驻点综合监管	《电力监管条例》《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）《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）《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）等。	电力规划及相关产业政策落实情况；“获得电力”服务水平提升情况；电力调度交易与市场秩序情况；电力价格政策执行情况；可再生能源电力消纳保障机制落实情况等。	全国选取2-4个重点省份	电网企业、供电企业、发电企业、电力调度交易机构、地方政府有关部门	2022年4月启动，每个月集中2个月时间全面开展现场监管，10月形成监管报告。	监管司牵头，法规司、电力司、新能源司，相关派出机构参与。
二、专项监管							
2	国家“十四五”能源规划重点任务落实情况专项监管	《能源规划管理办法》（国能发规划〔2019〕87号）《能源规划工作实施细则》（国能发规划〔2019〕88号）以及“十四五”现代能源体系规划等。	2022年各省（区、市）组织实施国家“十四五”能源规划重点任务情况。	全国	省级能源主管部门、重点企业	2022年4月启动，2023年2月形成监管报告。	规划司牵头，相关司，各派出机构参与。
3	乙醇汽油推广专项监管	《可再生能源法》《关于扩大生物燃料乙醇生产和推广使用乙醇汽油的实施方案》《全国生物燃料乙醇产业总体布局方案》及其他相关法律法规及政策。	上一年度监管问题整改情况；燃料乙醇项目建设情况；燃料乙醇企业生产经营情况；石油销售企业乙醇汽油经营情况；地方乙醇汽油推广落实情况等。	乙醇汽油推广区域	乙醇汽油推广区域、生物燃料乙醇企业、石油销售企业	2022年4月启动，10月形成监管报告。	科技司牵头，监管司，相关派出机构参与。
4	重点煤电气电规划建设专项监管	习近平总书记等中央领导同志关于能源电力保供批示指示精神以及电力发展相关规划和产业政策等。	外送输电通道配套电源和重点支撑性煤电项目建设进度情况。	全国	地方政府主管部门、相关企业	2022年3月启动，10月形成监管报告。	电力司牵头，各派出机构参与。

续表

序号	监管名称	监管依据	监管内容	监管地区	监管（监督）对象	时间安排	责任单位
5	北方地区清洁取暖专项监管	习近平总书记等中央领导同志关于北方地区清洁取暖批示指示精神以及北方地区冬季清洁取暖相关规划政策等。	北方地区冬季清洁取暖实施、运行情况。	北京、天津、河北、山西等14个省（区、市）及河南部分地区	地方政府主管部门、有关企业	2022年10月启动，2023年5月形成监管报告。	电力司牵头，相关司、华北、东北、西北监管局，山西、山东、甘肃、新疆、河南监管办参与。
6	煤层气（煤矿瓦斯）开发利用重点任务推进情况专项监管	“十四五”煤炭、煤层气规划及相关产业政策等。	煤层气勘探开发情况；煤矿瓦斯综合利用重点任务推进情况等。	山西、陕西、新疆、内蒙古等13个省（区）	地方主管部门、重点企业	2022年4月启动，10月形成监管报告。	煤炭司牵头，相关派出机构参与。
7	天然气发电合同履约保障专项监管	《天然气基础设施建设与运营管理办法》（发展改革委令第8号）《油气管网设施公平开放监管办法》（发改能源规〔2019〕916号）以及天然气相关产业政策等。	天然气发电项目进展情况；气源合同签订落实情况；电厂运行情况；“气电协同”机制落实情况；天然气与可再生能源融合发展项目推进情况等。	广东、江苏、浙江、青海	天然气发电厂供气双方、地方政府相关部门	2022年4月启动，10月形成监管报告。	油气司牵头，电力司、监管司、新能源司，西北、南方监管局，江苏、浙江监管办参与。
8	第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设情况专项监管	《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于印发第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设项目清单的通知》（发改办能源〔2021〕926号）等。	基地风电光伏项目、配套调峰措施、送出工程的建设情况。	基地项目所在省份	承担第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地的开发企业、电网企业、有关部门	2022年6月启动，12月形成监管报告。	新能源司牵头，科技司、电力司、监管司，有关派出机构参与。
9	新能源安全专项监管	《安全生产法》《电力安全生产专项整治三年行动方案》《防止电力生产事故的二十五项重点要求》等。	结合风电、光伏发电安全事故分析，开展新能源发电项目安全监管，做好政策储备，超前防范新能源快速发展带来的安全风险，深入排查隐患，保证行业健康可持续发展。	全国	新能源发电企业	2022年3月启动，12月形成监管报告。	安全司牵头，全国电力安委会相关成员单位参与。

续表

序号	监管名称	监管依据	监管内容	监管地区	监管（监督）对象	时间安排	责任单位
10	班组安全建设专项监管	《安全生产法》《电力行业班组安全建设现场核查参考清单》等。	制定《关于加强电力企业班组安全建设的指导意见》，聚焦反“三违”开展班组安全专项监管，发挥先进班组典型示范作用，提高生产现场安全管理水平。	全国	电力企业	2022年3月启动，12月形成监管报告。	安全司牵头，全国电力安委会相关单位参与。
11	电力业务资质许可信用专项监管	《电力业务许可管理规定》《承装（修、试）电力设施许可管理办法》《国家能源局关于实施电力业务许可信用监管的通知》（国能发资质〔2019〕79号）。	部分可再生能源项目电力业务许可制度执行情况；部分在建电网工程、用户受电工程及可再生能源项目涉网工程承装（修、试）电力设施许可制度执行情况。	陕西、湖北、湖南、新疆、浙江、福建、四川、贵州	可再生能源发电企业及相关电网企业；有关承装（修、试）电力设施企业	2022年4月启动，11月形成监管报告。	资质中心牵头，华中、西北监管局，新疆、浙江、福建、湖南、四川、贵州监管办参与。
三、重点监管							
12	裕龙岛炼化一体化项目重点监管	《国家发展改革委公告2018年第16号》等。	落后产能淘汰情况；裕龙岛炼化一体化项目建设情况。	山东	地方有关部门、相关企业	2022年5月启动，10月形成监管报告。	在科技司指导下，山东监管办负责。
13	火电机组出力受阻及非计划停运情况重点监管	习近平总书记等中央领导同志关于能源电力保供批示指示精神以及电力发展相关规划和产业政策等。	火电机组出力受阻、非计划停运情况，以及对省级电网电力供应保障能力的影响，特别是对迎峰度夏（冬）期间开展重点监管。	辽宁	相关企业	2022年4月启动，12月形成监管报告。	在电力司指导下，东北监管局负责。
14	火电机组顶峰能力情况重点监管	《电力监管条例》《关于加强和改进发电运行调节管理的指导意见》（发改运行〔2014〕985号）《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》（发改运行〔2021〕1519号）等。	火电机组参与调峰辅助服务情况；火电机组灵活性改造情况；火电机组可发电力情况；火电机组提供顶峰情况。	贵州	相关企业	2022年6月启动，10月形成监管报告。	在电力司指导下，贵州监管办负责。
15	燃煤发电上网电价市场化改革重点监管	《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）等。	燃煤发电上网电价调整、市场准入、交易执行、行政干预等情况。	天津、内蒙古	相关企业、地方政府	2022年4月启动，10月形成监管报告。	在电力司指导下，华北监管局负责。
16	12398热线投诉举报突出问题重点监管	《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）等相关规定。	企业和群众反映集中的问题，特别是接入受限、违规加价收费、“三指定”等突出问题。	湖北、江西、重庆、西藏	相关企业	2022年4月启动，11月形成监管报告。	在监管司指导下，华中监管局负责。

国家能源局综合司关于印发 2022 年 电力安全监管重点任务的通知

国能综通安全〔2022〕16 号

全国电力安全生产委员会各成员单位：

为确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，推动全国电力安全生产形势持续稳定向好，以优异成绩迎接党的二十大胜利召开，我们制定了《2022 年电力安全监管重点任务》。现印发给你们，请结合本地区、本单位实际，认真贯彻落实。

国家能源局综合司
2022 年 1 月 12 日

附件：2022 年电力安全监管重点任务

2022 年电力安全监管重点任务

2022 年电力安全监管工作的指导思想和工作目标是：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，深入贯彻习近平总书记总体国家安全观和能源安全新战略，严格落实党中央、国务院关于安全生产的重大决策部署以及中央经济工作会议、全国能源工作会议精神，统筹发展和安全，以“安全是技术，安全是管理，安全是文化，安全是责任”的治理理念为引领，以《电力安全生产“十四五”行动计划》实施为主线，健全政策法规、齐抓共管、双重预防三个工作体系，推进安全指标、安全标准化、安全技术、安全培训、安全审计五个专项行动，开展重要通道、新能源安全、班组安全三个专项监管，努力推动电力安全治理体系和治理能力现代化，维护电力安全生产形势持续稳定，杜绝重大以上电力人身伤亡责任事故、杜绝重大以上电力安全事故、杜绝大坝垮坝漫坝事故，确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，努力实现事故起数和伤亡人数双下降，为党的二十大胜利召开营造安全稳定的电力供应环境。重点抓好以下五个方面工作：

一、认真学习贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述

（一）学深悟透习近平总书记重要论述核心要义。继续将观看学习《生命重于泰山——学习习近平总

书记关于安全生产重要论述》电视专题片纳入各级党委（党组）学习计划和干部员工教育培训计划，及时组织开展习近平总书记关于安全生产重要指示批示精神学习，筑牢电力安全工作思想基础，进一步强化电力安全监管的职责使命。

（二）全面贯彻习近平总书记重要论述。深入践行以人民为中心的发展思想，将习近平总书记重要论述学习成果转化为推动电力安全监管工作的思路和措施，坚持党建工作和电力安全监管工作同谋划、同部署、同推进。持续推进安全生产责任落实到各级党组织，用好“党员责任区”“党员服务队”等载体，引导党员在安全生产工作中发挥先锋模范带头作用。

（三）坚定落实统筹发展和安全的新要求。组织开展《电力安全生产“十四五”行动计划》《电力行业网络与信息安全“十四五”行动计划》宣贯培训，建立电力行业协同推进行动计划实施的工作机制，定期开展行动计划实施情况动态评估，推动“十四五”电力高质量发展与高水平安全相互促进。

二、健全电力安全监管体系

（四）完善政策法规体系。结合安全生产法贯彻实施，推进电力安全监管有关法规的修订研究。颁布《电力可靠性管理办法（暂行）》，研究制定电力可靠性管理配套文件。完成《电力建设工程质量监督暂行规定》《二次系统安全管理规定》等规范性文件的制定、修订。研究支持新技术创新配套安全政策措施。

（五）完善齐抓共管工作体系。加强国家能源局安全生产工作领导小组对电力安全监管工作的统筹协调和把关定向，进一步规范全国电力安委会工作，发挥并网电厂涉网安全管理联席会、电力行业网络与信息安全联席会等平台作用，推动地方能源主管等部门与派出能源监管机构协调联动，逐步构建横向到边、纵向到底的齐抓共管工作体系。

（六）完善双重预防体系。落实国务院安委会安全生产年度考核工作要求，扎实推进安全生产专项整治三年行动重点攻坚与整体提升。深化“季会周报”电力安全风险管控机制，开展重大风险隐患挂牌督办。适应能源转型新要求，研究加强新型电力安全风险管控。推进电力重大基础设施安全风险评估，制订出台评估实施细则，启动重大基础设施首次登记及评估工作。

三、推进电力安全专项行动

（七）安全指标专项行动。建立电力安全生产监督管理量化指标体系，试点开展电力安全量化指标评价应用，推进电力安全生产监督管理从定性向定量转变。

（八）安全标准化专项行动。逐步建立电力安全生产标准化工作体系、机制，研究建立电力行业安全生产标准化建设工作机制，修订发电、电网、电力建设企业安全生产标准化建设规范，开展企业安全生产标准化试点建设。

（九）安全技术专项行动。倡导依托技术保障安全，推动完善电力安全生产技术标准，运用技术思维和技术方法，破解安全生产难题。推动人身安全防护、电网及设备运行安全、大坝安全、应急能力提升等新技术的研究应用，推广“智慧工地”“智慧运维”等技术手段。

（十）安全培训专项行动。健全安全教育培训体系，完善分层分类培训管理标准和工作机制，利用信息化技术整合分享培训资源、丰富培训手段。落实《新时期产业工人队伍建设改革方案》，推动电力行业建设领域产业工人培育工作。研究电力安全文化评估方法，试点开展班组安全文化建设成效评估。

（十一）安全审计专项行动。研究制定电力安全审计规范和工作指引，探索第三方审计模式，构建安

全审计工作机制。对安全生产事故事件多发或发生较大以上事故企业，试点开展电力企业安全审计工作，强化企业主要负责人及相关负责人安全责任意识。

四、开展电力安全专项监管

（十二）重要通道专项监管。开展重要输电通道安全专项监管，监督检查重要输电通道联防联控工作机制建立和“一道一策”风险管控措施落实情况，加强新建重要输电通道风险管控。

（十三）新能源安全专项监管。结合风电、光伏发电安全事故分析，开展新能源发电项目安全专项监管，做好政策储备，超前防范新能源快速发展带来的安全风险，深入排查隐患，保证行业健康可持续发展。

（十四）班组安全专项监管。制定《关于加强电力企业班组安全建设的指导意见》，聚焦反“三违”开展班组安全专项监管，发挥先进班组典型示范作用，提高生产现场安全管理水平。

五、做好电力安全日常监管

（十五）电网安全方面。开展年度电力系统运行方式分析，重点加强密集输电通道、枢纽变电站等重大风险管控和电力保供期间电网运行安全风险管控。研究“双高”电力系统特性，探索源网荷储安全共治的技术路径，推进新能源并网安全评估工作。开展多回直流闭锁等重大系统性安全风险机理及防控措施研究，形成电力系统运行重大安全边界。

（十六）发电安全方面。加强发电领域检修安全监管，强化检修作业风险管控。积极探索新能源安全管理新思路，开展新能源发电项目区域集中管控模式研究，推动完善新能源发电安全技术标准体系。加强电力保供期间煤电机组非计划停运和出力受阻监管。

（十七）大坝安全方面。开展大坝安全注册和定期检查，做好防汛度汛工作，确保大坝安全。加强大坝在线监测，督促企业排查治理重大安全隐患。研究建立重点区域大坝安全会商协调机制，解决高坝大库密集区重大安全问题。

（十八）电力建设安全方面。继续开展在建重点工程施工安全“四不两直”专项督查，发布实施《防止电力建设工程施工安全事故三十项重点要求》，建立重大建设工程外部安全专家定期巡查制度。

（十九）电力建设工程质量监督方面。强化对电力质监机构的指导和监督，研究制订《电力建设工程质量监督机构考核管理办法》。加强电力建设工程质量监督检查，开展火电、风电、光伏发电、输变电工程质监大纲制修订工作。

（二十）网络安全方面。推进“明目”“赋能”“强基”三大行动，加快网络安全态势感知平台建设，组织开展网络安全实战演习，评估遴选一批电力行业网络安全分靶场，组织开展关键信息基础设施安全保护监督检查，建立电力行业网络安全等级保护体系。推进北斗系统、国产密码、IPv6等技术在电力行业关键领域深入应用。

（二十一）电力可靠性管理方面。开展电力可靠性管理法规政策宣贯，完善电力可靠性组织管理和工作机制。探索开展电力系统可靠性管理，加强电力供应充裕性的监测预警和评价评估。

（二十二）应急管理方面。开展电力应急能力建设专项督查整改落实情况“回头看”。推进电力应急指挥中心建设，提升应急管理数字化水平。推进省、市、县三级政府大面积停电事件应急演练，切实增强应急处突能力。督促指导电力企业科学开展应急能力建设评估，提高突发事件应对能力。

（二十三）重大活动保电方面。突出抓好党的二十大和北京冬奥会、全国“两会”电力安全保障工作，扎实做好杭州亚运会、成都大运会等重大活动及节假日重要时段的保电工作。

国家能源局综合司关于印发 《2022年资质管理和信用工作要点》的通知

国能综通资质〔2022〕2号

为贯彻落实全国能源工作会议精神和局党组有关工作部署，扎实做好2022年资质管理和信用工作，现将《2022年资质管理和信用工作要点》印发给你们。请结合工作实际，认真组织实施。

国家能源局综合司
2022年1月13日

附件：2022年资质管理和信用工作要点

2022年资质管理和信用工作要点

2022年资质管理和信用工作的总体思路是：坚持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历次全会精神，贯彻落实全国能源工作会议部署安排，主动服务能源发展改革监管大局，以告知承诺制为基础，持续优化资质管理和服务水平；以信用监管为重点，推进构建以信用为基础的新型监管机制；以“互联网+监管”为抓手，全面提升工作效能，努力为落实能源安全新战略、推动能源绿色低碳转型和高质量发展作出新贡献，以优异成绩迎接党的二十大胜利召开！

一、深化“放管服”改革，切实完善许可审批模式

（一）深入推行告知承诺制。以为企业和群众办事创业提供更大便利为导向，完善相关许可办理流程，深入推进告知承诺制，让改革红利惠及更多“敢诺、践诺、守诺”企业，进一步激发市场主体发展活力，优化电力营商环境。

（二）实现事后核查全覆盖。依托国家能源局资质和信用信息系统事中事后核查、持证企业问题库、监督检查任务等“互联网+监管”功能，综合采取“双随机、一公开”、信用监管等手段，对通过告知承诺方式取得许可企业实现核查全覆盖，加大对不实承诺问题查处力度，确保放管结合、风险可控。

二、推进信用监管，着力构建新型监管机制

（三）组织许可信用专项监管。紧密结合信用分级分类差异化监管手段，在全国部分省（区）组织开展可再生能源发电项目执行电力业务许可制度，以及相关涉网工程、部分在建电网工程、用户受电工程执

行承装（修、试）电力设施许可制度专项监管，进一步维护电力市场准入秩序，促进可再生能源健康发展，营造行业诚信氛围。

（四）开展信用监管试点应用。重点围绕资质许可和电力安全等领域，依法开展以信用为基础的新型能源监管试点应用，推动能源信用与能源监管全面深度融合。及时总结试点经验，研究制定以信用为基础的新型能源监管指导意见和应用措施清单。

（五）强化信用信息归集共享。重点推进与国家公共信用信息中心、市场监管总局等信用信息数据实时共享，加强对能源行业信源单位信用信息归集和共享工作指导。继续做好能源行业行政性信用信息归集共享，以及市场主体信用修复和异议申请等工作。

（六）推动行业协同共建。研究完善电力行业公共信用综合评价标准，持续关注煤炭、油气等领域市场主体信用评价工作。鼓励和支持能源企业、协会等广泛参与能源信用建设，为加快构建以信用为基础的新型监管机制创造良好环境。

三、聚焦“互联网+监管”，全面提升工作效能

（七）筑牢信息数据基础。推进国家能源局资质和信用信息系统功能升级完善，充分发挥大数据优势，分析完善基础信息，合理扩展应用范围，更好支撑资质管理和信用工作需求。

（八）深化“互联网+监管”。研究形成电力业务资质许可“互联网+监管”工作规范，健全完善以国家能源局资质和信用信息系统为依托、贯穿资质管理和信用工作全过程、全周期的监管链，进一步提升工作精准性和成效性。

四、夯实政策基础，进一步健全制度体系

（九）加强重点问题研究。围绕新型储能项目许可管理、承装（修、试）电力设施许可级别及申请条件优化等问题进行深入研究，为科学完善资质管理制度打好政策基础。开展信用监管失信惩戒措施清单、重点关注名单和严重失信主体名单认定研究，为依法规范实施守信激励和失信惩戒提供政策支持。

（十）加强制度体系建设。修订《增量配电业务配电区域划分实施办法（试行）》，研究明确加强风电机组许可管理等制度规范。落实国家社会信用体系建设要求，修订完善能源行业市场主体信用数据清单、行为清单和应用清单。

五、强化监督指导，持续优化服务水平

（十一）完善闭环监督机制。进一步完善健全资质管理和信用工作情况通报机制，做好巡视问题整改落实，稳步提升资质管理和信用工作质量。

（十二）做好专业信息发布。编制发布资质管理和信用工作各类专业报告，通报电力行业许可制度执行情况，分析能源行业信用状况，预警信用风险，服务社会信息需求。

（十三）优化许可服务质量。深入落实许可工作标准化规范，全面推动实现许可办理“一次不用跑”，充分发挥政务窗口、互联网等服务载体作用，主动对接淘汰落后产能煤机组目标任务，靠前服务、及时做好机组许可变更、注销等工作，让许可服务更具“水准”，企业和群众更加满意。

（十四）提升资质管理干部专业素质。加强业务培训指导和经验交流推广，解读宣贯新出台政策文件，研究应对难点问题，进一步提升资质管理干部队伍服务意识和履职能力。

国家能源局综合司关于深刻汲取事故教训 切实加强电力安全生产工作的通知

国能综通安全〔2022〕11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、工信局），北京市城市管理委，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，各有关单位：

2022年1月12日，四川省甘孜州关州水电站在机组检修过程中发生一起透水事故，造成9人死亡。事故暴露出部分电力企业依然存在安全意识不牢固、责任落实不到位、风险辨识不全面、隐患排查不彻底、作业方案不完善、检查监护不认真、应急管理不扎实等突出问题。为深入贯彻落实习近平总书记及党中央国务院领导同志重要指示批示精神，深刻汲取事故教训，以案为鉴，举一反三，切实加强发电安全生产工作，重点加强对规模小、分布散、地处偏远、基础薄弱等发电企业的安全监督管理，强化风险管控和隐患查治，防范遏制各类事故发生，坚决杜绝重特大事故发生，现就有关要求通知如下。

一要始终坚持“人民至上、生命至上”。各单位要进一步深入学习贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述，始终坚持“人民至上、生命至上”，真正将人民群众生命安全摆在最突出位置；贯彻“四个安全”理念，真正将安全责任记在心里扛在肩上抓在手中，坚决把确保人民生命安全放在第一位要求落到实处，无缝衔接，不留漏洞；统筹好发展和安全，不断谋划实招硬招，大力提升本区域、本企业安全生产总体水平，共同推动全国电力安全生产形势稳定向好。

二要扎实开展风险隐患排查整治。各电力企业要再检查、再落实。要不断强化忧患意识，结合做好电力安全生产专项整治三年行动巩固提升工作，持续推进安全生产双重预防机制建设，严格落实电力安全风险管控“季会周报”工作要求，健全安全风险管控体系机制，系统排查整治安全风险；要扎实开展缺陷隐患排查治理，及时彻底消除人的不安全行为、物的不安全状态和环境上的不安全因素，从根本上消除事故隐患。各派出机构、地方政府电力管理部门要督促企业扎实开展风险隐患排查整治，紧盯辖区内较大及以上电力安全风险隐患，不定期对电力企业安全风险管控和隐患排查治理工作开展督查，对风险管控不到位、隐患治理不彻底的单位要依法从严采取通报、约谈和处罚等监管措施。

三要完善安全生产人力资源配备。各电力企业的主要负责人、技术负责人和安全生产管理人员必须具备与本单位生产经营活动相应的安全生产知识和管理能力。要遴选具有相应从业经验、专业技能的主要负责人、技术负责人等人员承担安全生产工作，增强业务能力，消除管理短板；要加强对所属单位和人员的风险隐患排查、教育培训和监督指导，提升员工风险管控和隐患治理能力，有效解决“辨识不出、整治不了”等突出问题；要强化安全生产知识和技能的培训，提高技术素质，未经安全生产教育和培训合格的人员，不得上岗作业。

四要全面加强检修作业安全和技术监督管理。各单位要清醒认识检修环节已成为发电事故“重灾区”，要用“技术保安全”，高度重视检修安全管理，严格执行相关规章制度、标准规范和管理流程。各电力企业要合理安排检修时间和作业工期，严禁在环境恶劣、条件不具备的情况下冒险检修；要加强检修作业方案审查，依规履行审批把关程序，全面排查危害因素，保证安全措施落实到位，并留有足够安全裕度，必要时组织开展安全论证评估，坚决做到“不安全、不作业”；要加强备品备件和安全工器具检查校验，确保核心部件和关键工器具符合规定的质量安全要求；要加强检修作业现场巡查检查，强化作业监护，及时发现处理“三违”行为。水电站要加强技术监督管理，配备技术监督力量，完善技术监督制度，执行技术监督标准。严格执行水电站反事故措施。各派出机构、地方政府电力管理部门要加强对辖区内电力企业检修作业的监督检查，要特别关注检修方案制定、评估、论证、审查和实施等环节的安全风险识别和管控情况。

五要切实加强外包安全管理。各电力企业要加强对外包项目、外协队伍、外来人员的安全管理，把牢准入关口。严格审查外来队伍人员的资质资格、技能水平、管理状况、安全生产历史业绩等情况，坚决将资质不符、管理混乱、事故多发的队伍人员清退出场，坚决清理违法转包和违法分包，从源头防范化解外包安全风险。要加强外包人员安全教育，认真开展技术交底，督促其了解安全管理规定和工作要求，熟悉设备性能和作业环境；要加强外包作业全过程管控，鼓励推行业主派员带班、跟班等方式，强化技术指导和安全管理。

六要积极推进应急能力建设。各电力企业要严格按照国家和行业有关要求，积极推进应急能力建设，加强事故灾害预想，及时制定修订预案方案，提升预案的针对性和有效性；要加强应急预案宣贯培训，教育员工掌握应急知识和预案内容；要结合实际及时开展演练，检验应急队伍，提升处突能力。

七要完善电力安全监管体系。各省级电力管理有关部门和各派出机构要加强协同配合，在当地省级安委会的统筹指导下，积极推动成立省级电力安委会或在省级安委会下成立电力专委会，并协调推动市、县级政府成立同级电力安委会，压实基层的属地安全监管责任。地方各级政府电力管理有关部门和各派出机构要充分发挥电力安委会平台作用，完善监管机制，充实监管力量，共享监管信息，部署监管任务，强化监管检查，采用多部门联合检查、联合挂牌督办、联合行政执法等方式，督促区域内电力企业切实落实安全生产主体责任。

国家能源局综合司

2022年1月27日

国家能源局综合司关于印发《水电站和小散远发电企业安全风险隐患排查整治专项行动方案》的通知

国能综通安全〔2022〕12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、工信局），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，各有关单位：

为深入贯彻习近平总书记重要指示批示精神，深刻汲取四川省甘孜州关州水电站事故教训，切实加强水电站和各类规模小、分布散、地处偏远、基础薄弱发电企业（以下简称小散远发电企业）的安全生产工作，我局研究制定了《水电站和小散远发电企业安全风险隐患排查整治专项行动方案》，现印发你们，请结合实际认真贯彻落实。

国家能源局综合司

2022年1月27日

附件

水电站和小散远发电企业安全风险 隐患排查整治专项行动方案

2022年1月12日，四川省甘孜州关州水电站在机组检修过程中发生透水事故，造成9人死亡，事故损失巨大、教训惨痛。为深入贯彻落实全国安全生产电视电话会议精神，深刻汲取教训，切实加强水电站和各类规模小、分布散、地处偏远、基础薄弱发电企业（以下简称小散远发电企业）的安全生产工作，国家能源局决定在全国范围内开展水电站和小散远发电企业安全风险隐患排查整治专项行动，现制定如下方案。

一、总体目标

全面贯彻党中央、国务院关于安全生产工作的决策部署，扎实做好电力安全生产专项整治三年行动计划巩固提升工作，切实落实企业安全生产责任，深入排查风险隐患，加强和改进水电站和其他小散远发电企业的安全生产和监督管理工作，实现监管全覆盖，确保“四个安全”理念落实到基层，防范各类事故发生。

二、工作原则

（一）强化协同配合。各派出机构、地方政府电力管理部门要加强协同配合和信息共享，严格落实新《安全生产法》“三个必须”的要求，联合开展督导核查，共同督促企业落实安全责任。

（二）突出工作重点。坚持底线思维，以工作基础差、安全意识弱的水电站和小散远发电企业为重点对象，以检修安全管理为重点领域，对企业存在的安全意识不牢固、责任落实不到位、风险辨识不全面、隐患治理不彻底等突出问题开展全面整治。

（三）坚持全面覆盖。坚持“横向到边、纵向到底”，全面摸排发电企业情况，在摸清家底的基础上，对水电站安全生产实现监督管理全面覆盖，加强生产全过程安全管理，不留盲区死角。

三、重点排查内容

（一）安全生产法律法规和全员安全生产责任制落实情况

习近平总书记关于安全生产重要论述学习贯彻情况；新《安全生产法》宣贯执行情况；安全生产法规和政策文件贯彻执行情况；全员安全生产责任制健全落实情况；企业主要负责人和班子成员履职尽责情况；企业安全生产委员会建立和运转情况；安全生产管理机构建立和运转情况；安全管理人员配备情况；安全生产事故事件教训吸取和追责问责情况。

（二）双重预防机制建设落实情况

安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制建设情况；电力安全风险管控“季会周报”工作要求落实情况；运行安全风险评估开展情况；风险预控措施落实情况；隐患排查治理情况；对于涉及周围非生产区的风险隐患与地方相关单位协调联动情况；风险隐患台账建立管理情况。

（三）检修运维安全管理和技术监督情况

作业方案制定、评估、论证、审查和实施等环节的安全风险识别和管控情况，特别是留足安全裕度情况；作业现场监护规程制度执行情况；“两票三制”执行情况；作业安全措施落实情况，尤其是高处作业、动火作业、封闭空间等危险作业以及三人以上同时作业时安全措施落实情况；外包队伍安全管理情况；外包项目纳入本单位安全生产体系统一管理情况；外包作业队伍安全教育和技术交底情况；“三违”行为和违法分包转包行为查处情况；水工金属结构等设备（含临时设备）采购质量控制、日常维护等情况；技术监督体系运行情况，技术监督力量配备情况，技术监督标准执行情况；水电站反事故措施落实情况。

（四）大坝安全管理情况

大坝安全注册备案申请及时性情况；大坝安全注册、定检整改意见落实情况；大坝安全监测系统运行管理、监测数据分析及报送情况；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大坝安全在线监控系统建设及运行情况；大坝工程缺陷隐患治理情况；大坝安全检查规程编制及日常巡视检查、特殊情况巡视检查、专项检查、年度详查情况。

（五）防汛管理情况

防汛管理制度编制发布情况；防汛组织机构及人员、装备物资、抢险队伍等保障情况；防汛相关预案编制情况，包括水库调度运用计划、水库防汛抢险应急预案的编制、报批情况；洪水预报系统建设及运行

维护情况；防汛重点部位、设备检查情况，特别是闸门及启闭机性能、泄洪及放空建筑物安全状况、应急电源可靠性、重大关键设备防误操作措施落实等的检查情况；防范水淹厂房安全检查开展情况及问题闭环整改情况；水电站淹没范围综合分析情况；往年汛前、汛中、汛后安全检查开展情况及其发现问题的闭环整改情况，以及防汛总结开展情况、防汛值班情况、汛情信息报送及获取情况。

（六）应急能力建设情况

应急预案、现场处置方案制定完善情况，特别是水电站大坝运行安全应急预案编制情况；应急演练计划制定和实施情况；应急资源调查开展情况；车辆、材料、工具、通讯设施等应急物资及装备配备情况、档案管理情况、定期检测和维护情况；应急抢险队伍建设情况；安全生产事故事件统计报告制度建设情况；安全生产信息报送情况；重要时段值班值守和领导带班情况。

四、工作安排

专项行动从本方案印发之日起至 2022 年 6 月，具体如下。

（一）摸底阶段（方案印发之日—2 月底）

1. 摸清家底。各省级电力管理部门要将专项行动方案传达至市、县级电力管理部门和各电力企业，组织市、县级电力管理部门系统梳理本行政区域内发电企业情况，摸清家底，实施清单化管理，2 月 28 日前汇总本行政区域内发电企业情况，与派出机构共享信息。

2. 明确重点。派出机构要制定工作计划，加强与省级电力管理部门的沟通协作，根据电力管理部门摸底情况，系统梳理辖区内小散远发电企业，综合考虑企业规模小、监管困难、安全工作要求传达落实不畅通、企业安全工作基础薄弱等因素，建立小散远发电企业清单，作为重点抽查对象，并与省级电力管理部门共享信息。

（二）水电站自查督查阶段（方案印发之日—3 月底）

1. 水电企业自查。各水电企业要立即动员部署，制定具体实施方案，明确责任分工和工作步骤，系统排查安全生产风险和隐患，建立问题清单和整改计划，及时制定落实整治措施，于 2 月 28 日前将自查情况报告所在地省级电力管理部门和派出机构。

2. 水电站现场督查。3 月，各省级电力管理部门要组织市、县级电力管理部门对本行政区域内水电站开展全覆盖现场监督检查，于 3 月 31 日前汇总督查情况和问题报国家能源局电力安全监管司。派出机构要会同省级电力管理部门，对辖区内水电站开展现场抽查，其中每省（自治区、直辖市）抽查数量原则上不少于水电站总数的 20%。各派出机构于 3 月 31 日前将抽查情况和问题汇总报送国家能源局电力安全监管司。国家能源局视情况选择部分省份进行督导检查。大坝中心提供专业技术支持。

（三）小散远发电企业自查督查阶段（方案印发之日—5 月底）

1. 小散远发电企业自查。按照派出机构确定的小散远发电企业清单，小散远发电企业开展自查，并于 4 月 30 日前将自查情况报告所在地省级电力管理部门和派出机构。

2. 小散远发电企业督导检查。各省级电力管理部门要组织市、县级电力管理部门对本行政区域内小散远发电企业开展全覆盖现场监督检查，于 5 月 31 日前汇总督查情况和问题报国家能源局电力安全监管司。

派出机构要会同省级电力管理部门，对辖区内小散远发电企业开展现场抽查，其中每省（自治区、直辖市）抽查数量原则上不少于小散远发电企业总数量的 20%。各派出机构于 5 月 31 日前将抽查情况和问题汇总报送国家能源局电力安全监管司。国家能源局视情况选择部分省份进行督导检查。

（四）督导总结（3 月—6 月）

各电力企业要在此次专项行动发现的问题进行全面总结，针对问题清单制定详细的整改方案，逐一整改落实。国家能源局会同派出机构和各省级电力管理部门，根据各单位自查情况和现场督查、抽查结果，分析梳理发现的问题，督促闭环整改。

五、工作要求

（一）加强组织领导，确保取得实效。各单位要充分认识此次专项行动的重要性和必要性，企业主要负责人要亲自组织制定工作方案，严格落实自查和整改要求，对专项行动过程中发现的问题，及时整改。地方电力管理部门要细化检查内容和方式，开展监督管理，派出机构要按照“四不两直”要求，依法依规开展抽查和监管执法。

（二）巩固行动成果，建立长效机制。各电力企业要以专项行动为契机，消除堵塞盲区漏洞，完善规章制度、拧紧责任链条，健全风险隐患排查治理的长效机制。派出机构和地方电力管理部门要打通信息共享堵点，动态更新辖区企业名录，及时掌握家底，充分发挥地方安委会等平台机制作用，推进实现平台机制省市县全覆盖，以机制保证全方位监管。

（三）落实有效措施，强化监督管理。派出机构和地方电力管理部门要研究制定有效措施强化安全生产监督管理。针对工作基础差、安全意识弱的水电站和小散远发电企业重点施策，监督管理与服务并举，切实增强责任落实的穿透力。加强信息化建设，充分运用非现场手段实现风险隐患有效监控，大力推进先进技术装备应用，以技术进步提升本质安全水平。

国家能源局关于印发《电力行业危险化学品安全风险集中治理实施方案》的通知

国能发安全〔2022〕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、经信委（工信委、工信局），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，各有关单位：

为深入贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述精神，加强电力安全生产工作，防范化解安全风险，推动电力安全生产形势稳定向好发展，为迎接党的二十大胜利召开营造安全稳定社会环境，现在全国范围内组织开展电力行业危险化学品安全风险集中治理。根据国务院安委会近期印发的《全国危险化学品安全风险集中治理方案》（安委〔2021〕12号），并结合电力安全监管工作实际，特制定《电力行业危险化学品安全风险集中治理实施方案》，现印发给你们，请认真遵照执行。

国家能源局

2022年1月28日

附件：电力行业危险化学品安全风险集中治理实施方案

电力行业危险化学品安全风险集中治理实施方案

为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，防范危险化学品（以下简称危化品）安全风险，遏制危化品事故发生，根据中共中央办公厅、国务院办公厅《关于全面加强危险化学品安全生产工作的意见》、国务院安委会《全国危险化学品安全风险集中治理方案》及国家能源局《电力安全生产专项整治三年行动方案》等，制定本方案。

一、总体目标

通过一年的危化品安全风险集中治理（以下简称集中治理），电力安全生产责任有效落实，双重预防机制持续健全，“四个安全”工作理念不断强化。到2022年底，集中治理电力企业覆盖率达到100%，危

危化品重大危险源依规备案率达到 100%，全国公用燃煤电厂液氨一级、二级重大危险源尿素替代改造工程施工完成率达到 100%。

二、集中治理的突出问题和重大风险

各单位要对照《危险化学品安全管理条例》（国务院令 591 号）、《关于进一步加强电力安全风险分级管控和隐患排查治理工作的通知》（发改办能源〔2021〕641 号）、《燃煤发电厂液氨罐区安全管理规定》（国能安全〔2014〕328 号）等规定深入排查危化品安全风险，重点围绕以下两类突出问题和四个环节重大安全风险开展排查整治。

（一）安全发展理念未牢固树立问题

1. 政治站位不够高，学习贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述精神不深入，管理人员不了解法规标准规定要求，不掌握危化品安全生产问题，未制定落实针对性措施。

2. 未统筹好发展和安全，片面追求发展效益而未充分考虑安全生产需要，存在安委会运转不正常、党组织会议和办公会未定期研究安全生产工作等问题。

3. 对安全管理重视不够，液氨等危化品重大危险源治理推进迟缓。

（二）电力企业主体责任未真正落实问题

4. 责任体系不完善，责任分配不清、履职标准不一、违规追究不严。

5. 安全投入无保障，以各种理由减少危化品安全生产和劳动保护经费。

6. 人员能力不过硬，管理人员的安全意识、操作技能等不满足危化品安全生产需要。

7. 教育培训不到位，未对关键岗位人员开展危化品安全教育和业务培训，未经考核合格就上岗作业。

8. 应急力量不充足，未建立危化品应急预案体系，未开展应急演练，未与当地相关单位建立协调联动机制等。

（三）储存重大安全风险

9. 登记备案不合规，企业储存超过临界量的液氨、天然气、柴油、氢气、液氯等危化品，未按照《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218）规定开展重大危险源辨识和安全评估，未准确评定重大危险源等级，未按照有关规定履行危化品重大危险源备案程序等。

10. 安全设施不完备，危化品储存区域未装设监测报警、视频监控、防火防爆、防护隔离等安全设施，或设施失效。

11. 专用场所管理不当，危化品专用仓库或专用场地的堆放区域划分不清，存在多品种混合堆放的问题，未建立出入库核查登记制度，造成危化品来源不可溯、去处无法查。

12. 本质安全水平低下，危化品外部安全距离不达标，老旧装置泄漏风险大，未向周边单位人群告知失事后果和防范应对措施等。

（四）使用操作重大安全风险

13. 使用管理不规范，未建立健全使用危化品的安全管理制度和安全操作规程。

14. 操作管理不严格，“两票”制度执行不到位，操作步骤不明晰，安全措施落实不认真。

（五）运输装卸重大安全风险

15. 运输安全责任不明确，危化品运输工具进入电力企业管理范围后的安全管理界面不明，责任划分不清；未严格审查外委运输单位的资质许可或管理能力，未及时制止危化品运输超装超载等违规行为。

16. 装卸管理不严格，装卸危化品时未检查产品安全技术说明书和安全标签，违规在天气恶劣、环境复杂或周围有明火的情况下开展装卸作业。

（六）废弃处置重大安全风险

17. 废弃堆放管理混乱，长期堆放危化品废弃物，贮存和处置设施未经安全评估。

18. 废弃处置违反规定，未主动申报废弃危险化学品，存在非法转移、倾倒、丢弃、处置等问题。

三、重点工作

（一）全面开展摸底排查

各电力企业要严格按照《危险化学品目录（2015版）》，全面梳理本企业各领域、各品种的危化品情况，掌握危化品位置、品名、数量、危害特性等信息，做到底数清、情况明。

（二）依规开展辨识评估

各电力企业要严格按照《危险化学品安全管理条例》（国务院令 第591号）和《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218）等规定，对本企业危化品开展重大危险源辨识及安全评估，准确确定重大危险源等级；按照《关于进一步加强电力安全风险分级管控和隐患排查治理工作的通知》（发改办能源〔2021〕641号），排查评估危化品运输、装卸、储存、使用、废弃等环节的安全风险等级。

（三）实施分类清单管理

各电力企业要对危化品安全风险实行分类管理，根据情况分别采取“消、降、控”策略，即能够立即消除的，要通过治理及时彻底消除；不能立即消除的，要采取措施，降低风险等级，增加安全系数；暂时无法消除或降低等级的，要落实严格管控措施，防止风险升级、隐患恶化。电力企业要建立危化品安全管理台账，详细记录危化品安全风险管控情况。其中，对于构成重大以上安全风险或重大危险源的，电力企业要建立风险隐患和治理措施清单（以下简称“两个清单”，格式见附件），实施清单化管理，治理一个、销号一个；对于不构成重大安全风险、重大危险源的，电力企业要落实责任和措施，严格管控。各电力企业要定期将“两个清单”报送省级电力管理部门和管辖的国家能源局派出机构。

（四）强化安全监督指导

国家能源局统一领导电力行业危化品安全风险集中治理工作。各省级电力管理部门、各派出机构要严格按照“三管三必须”规定，落实电力行业危化品安全监督管理责任，在治理期间，随机抽取一定比例的电力企业，开展“四不两直”检查，督促指导企业加快推进危化品安全风险治理、特别是尿素替代液氨改造工程，对存在集中治理推进不力等问题的企业严肃处理，并加强与应急管理等部门沟通协调，及时移送问题线索。

四、进度安排

本次集中治理自2022年1月开始，到2023年1月结束，分4个阶段进行。

（一）动员部署阶段（2022年1月）

2022年1月，国家能源局印发本方案。1月底前，各单位根据本方案并结合实际，制定印发具体工作方案，对本单位的集中治理工作进行动员部署。

（二）自查摸排阶段（2022年2月）

2022年2月，各电力企业要完成自查工作，摸清搞准危化品情况，建立危化品台账和“两个清单”；2月底前，将自查情况及“两个清单”报告省级电力管理部门和国家能源局相关派出机构。

（三）集中治理阶段（2022年3-12月）

各电力企业要制定危化品安全风险隐患治理计划，明确目标任务、责任人员、完成时限、资源保障等，加快推进治理工作，务必实现闭环管理。其中，全国公用燃煤电厂的液氨一级、二级重大危险源尿素替代改造工程要于2022年12月底前完成，液氨三级、四级重大危险源尿素替代改造工程要于2024年底前完成。在重大危险源完成改造之前，电力企业要健全制度、完善措施、落实责任，严格管控安全风险。2022年3月20日、6月20日和9月20日前，全国电力安委会各企业成员单位、各派出机构要分别将集中治理阶段性情况及最新“两个清单”，报送国家能源局电力安全监管司。

（四）总结验收阶段（2022年12月-2023年1月）

各单位要全面系统总结集中治理工作，及时发现典型经验和成熟做法，大力推广先进应用，并形成制度性成果，建立危化品安全风险管控长效机制。2023年1月15日前，全国电力安委会各企业成员单位、各派出机构要将集中治理总结报告和最终的“两个清单”，报送国家能源局电力安全监管司。

各单位要切实提高政治站位，深刻认识习近平总书记亲自批准部署危化品安全风险集中治理的重大意义，加强组织领导和统筹协调，齐心协力、齐抓共管，共同推动集中治理工作有序高效开展，按时高质量完成各项任务，进一步夯实电力安全生产基础，提升全国电力安全生产总体水平。

附件：危化品重大安全风险、重大危险源及治理措施清单

危化品重大安全风险、重大危险源及治理措施清单

填报单位：		填报时间：				联系人及电话：			
序号	企业名称	地理位置	所属集团	涉及 危化品名称	重大安全风险或 重大危险源简述	治理措施 简述	计划 进度	当前治理进展情况	是否 备案
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
...									

说明：1. 如危化品构成重大危险源，则在“重大安全风险或重大危险源简述”栏中，填写重大危险源相关情况，并在“是否备案”栏中填写备案情况；如不构成重大危险源但属于重大安全风险的，则在“重大安全风险或重大危险源简述”栏中填写重大安全风险相关情况，并在“是否备案”栏中统一填写“不构成”。

2. 在“治理措施”栏中，简要填写治理措施的主要内容。

3. 在“计划进度”栏中，填写重要形象进度时间节点。

4. “地理位置”填写到县级区域。

国家发展改革委 国家能源局 关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知

发改能源〔2022〕209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，有关中央企业：
为深入贯彻落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，实现碳达峰碳中和战略目标，支撑构建新型电力系统，加快推动新型储能高质量规模化发展，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》《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》有关要求，我们组织编制了《“十四五”新型储能发展实施方案》，现印发给你们，请遵照执行。

国家发展改革委 国家能源局
2022年1月29日

国家能源局综合司关于做好 2022 年度 电力建设工程开复工安全管理有关工作的通知

国能综通安全〔2022〕16 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，北京市城管委，各派出机构，全国电力安委会企业成员单位：

为深入贯彻全国安全生产电视电话会议精神，全面落实党中央、国务院关于安全生产和疫情防控的决策部署，有效防范电力建设工程施工安全风险，现就 2022 年度电力建设工程开复工安全管理有关要求通知如下。

一、严格落实安全生产主体责任

2022 年是党的二十大召开之年，是“十四五”规划实施的关键之年，做好今年的电力安全生产工作意义重大。电力建设工程各参建单位（以下简称“各参建单位”）要切实提高政治站位，认真学习习近平总书记关于安全生产工作的重要论述，严格贯彻党中央、国务院重大决策部署要求，进一步落实安全生产主体责任，切实把控措施落实到工程建设的每个环节、把安全责任落实到每名人员，坚决遏制电力建设领域事故发生。

二、科学制定开复工方案

2022 年是新能源及配套送出项目密集建设期，电力工程风险点和作业面快速增加，点多面广情况复杂。各参建单位要针对节后开复工特点，以及部分地区阶段性低温和雨雪天气可能对建设施工造成的影响，严格制定并执行开复工方案，科学合理设置开复工应当具备的前提条件，制定和落实各项安全措施。开复工前，建设单位要牵头组织参建单位评估工程安全生产情况，对于不具备开复工条件的工程，一律不得开复工。

三、加强安全教育培训

开复工前，建设单位要结合工程实际制定安全教育专项方案，牵头组织参建单位开展安全生产再教育、再培训，确保进场作业人员培训全覆盖，未经安全教育培训合格的人员，不得上岗作业。特种作业人员必须持有效证件上岗，坚决杜绝无证上岗和“人证不符”现象发生。

四、强化现场安全管理

各参建单位应根据工程实际合理安排工期，杜绝抢工期现象发生。要加强施工现场安全管控，优化施工作业方案，特别要加强隧洞开挖、施工起重机械和脚手架使用、高大模板施工等高风险作业管控。强化施工用电管理，严格落实安全防护和安全技术保障措施。

五、做好疫情防控

各参建单位要严格落实所在地方疫情防控管理要求，在开复工前组织力量对工程有关区域、部位和人员进行一次全面的疫情风险分析评估，摸清抓准薄弱环节、问题漏洞，制定切实可行的防控措施并抓好落实。

六、加强施工安全监管

地方各级电力管理部门要做好辖区内电力建设工程开复工情况的排查梳理，对于开复工过程中的违规行为要及时予以纠正；各派出机构要会同省级电力管理部门，结合当前的安全生产检查（督查）工作，抽取一定比例的电力建设工程开展“四不两直”督查，对于违法违规行为要及时进行处罚，公开通报，并将处罚结果纳入信用管理体系。

国家能源局综合司

2022年2月16日

国家能源局关于印发《2022年能源工作指导意见》的通知

国能发规划〔2022〕31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，中核集团、中国石油、中国石化、中国海油、国家管网、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、国投、华润集团、中煤集团、中广核：

为深入贯彻落实党中央、国务院有关决策部署，扎实做好2022年能源工作，持续推动能源高质量发展，国家能源局研究制定了《2022年能源工作指导意见》，现予发布，请结合各地、各单位实际情况，抓好落实，并将执行情况于2022年12月底前函告我局。

附件：《2022年能源工作指导意见》

国家能源局
2022年3月17日

附件

2022年能源工作指导意见

2022年是进入全面建设社会主义现代化国家、向第二个百年奋斗目标进军新征程的重要一年，是落实“十四五”规划和碳达峰目标的关键一年，做好全年能源发展改革工作至关重要。为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，持续推动能源高质量发展，制定本意见。

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，深入落实中央经济工作会议和政府工作报告的部署，坚持稳中求进工作总基调，完整、准确、全面贯彻新发展理念，加快构建新发展格局，坚持系统观念，深入落实能源安全新战略，统筹能源安全和绿色低碳转型，全面实施“十四五”规划，深入落实碳达峰行动方案，以科技创新和体制机制改革为动力，着力提升能源供给弹性和韧性，着力壮大清洁能源产业，着力提升能源产业链现代化水平，加快建设能源强国，以优异成绩迎

接党的二十大胜利召开。

（二）基本原则

保障供应，增强储备。统筹国内外能源资源，适应能源市场变化，充分考虑可能面临的风险和极端天气，适度超前布局能源基础设施，加大储备力度，保持合理裕度，化解影响能源安全的各种风险挑战。

绿色发展，平稳降碳。坚持以立为先，通盘谋划，加快发展非化石能源，夯实新能源安全可靠替代基础，加强化石能源清洁高效利用，推动煤炭和新能源优化组合，稳步推进能源绿色低碳发展。

创新引领，改革赋能。增强能源科技创新能力，狠抓绿色低碳技术攻关，加快能源产业数字化和智能化升级。深化能源体制机制改革，加快能源市场建设，完善市场监管体系。积极培育新增长点、新动能。

服务民生，共享发展。坚持以人民为中心，加快能源民生保障工程建设，持续优化营商环境，大力提升能源服务水平，推动能源发展成果更多更好惠及广大人民群众，为实现人民对美好生活的向往提供坚强能源保障。

强化预警，压实责任。加强各地区能源供需监测预测和风险预判，做好应对预案，压实能源保供地方政府属地责任和企业主体责任，充分发挥大型企业在能源保供中的支撑托底作用，特别是国有企业要带头做好保供稳价。

（三）主要目标

增强供应保障能力。全国能源生产总量达到 44.1 亿吨标准煤左右，原油产量 2 亿吨左右，天然气产量 2140 亿立方米左右。保障电力充足供应，电力装机达到 26 亿千瓦左右，发电量达到 9.07 万亿千瓦时左右，新增顶峰发电能力 8000 万千瓦以上，“西电东送”输电能力达到 2.9 亿千瓦左右。

稳步推进结构转型。煤炭消费比重稳步下降，非化石能源占能源消费总量比重提高到 17.3% 左右，新增电能替代电量 1800 亿千瓦时左右，风电、光伏发电发电量占全社会用电量的比重达到 12.2% 左右。

着力提高质量效率。能耗强度目标在“十四五”规划期内统筹考虑，并留有适当弹性。跨区输电通道平均利用小时数处于合理区间，风电、光伏发电利用率持续保持合理水平。

二、夯实能源供应保障基础

以保障能源安全稳定供应为首要任务，着力增强国内能源生产保障能力，切实把能源饭碗牢牢地端在自己手里。

加强煤炭煤电兜底保障能力。统筹资源接续和矿区可持续发展，有序核准一批优质先进产能煤矿。加快推进在建煤矿建设投产，推动符合条件的应急保供产能转化为常态化产能。以示范煤矿为引领，加快推进煤矿智能化建设与升级改造。深化煤矿安全改造。科学规划建设先进煤电机组，按需安排一定规模保障电力供应安全的支撑性电源和促进新能源消纳的调节性电源，保持装机合理余量，新建项目要严格执行煤耗等最新技术标准。推动落实煤电企业电价、税收、贷款等支持政策，鼓励煤电企业向“发电+”综合能源服务型企业 and 多能互补企业转型。

持续提升油气勘探开发力度。落实“十四五”规划及油气勘探开发实施方案，压实年度勘探开发投资、工作量，加快油气先进开采技术开发应用，巩固增储上产良好势头，坚决完成 2022 年原油产量重回 2 亿吨、天然气产量持续稳步上产的既定目标。积极做好四川盆地页岩气田稳产增产，推动页岩油尽快实现规模化

效益开发。以沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘煤层气产业基地为重点，加快煤层气资源探明和产能建设，推动煤系地层多气综合勘探开发。稳妥推进煤制油气战略基地建设。

积极推进输电通道规划建设。结合以沙漠、戈壁、荒漠等地区为重点的大型风电光伏基地规划开发及电力供需发展形势，积极推进规划已明确的跨省跨区输电通道前期工作，条件具备后，抓紧履行核准手续。加快建设南阳~荆门~长沙、驻马店~武汉、荆门~武汉、白鹤滩~江苏、白鹤滩~浙江等特高压通道。推进重点输电通道配套的电网、电源工程建设，着力提升输电通道利用效率和可再生能源电量占比。

三、加快能源绿色低碳转型

坚持以立为先，深入落实碳达峰、碳中和目标要求，深入落实《“十四五”可再生能源发展规划》，大力发展非化石能源，着力培育能源新产业新模式，持续优化能源结构。

大力发展风电光伏。加大力度规划建设以大型风光基地为基础、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。优化近海风电布局，开展深远海风电建设示范，稳妥推动海上风电基地建设。积极推进水风光互补基地建设。继续实施整县屋顶分布式光伏开发建设，加强实施情况监管。因地制宜组织开展“千乡万村驭风行动”和“千家万户沐光行动”。充分利用油气矿区、工矿场区、工业园区的土地、屋顶资源开发分布式风电、光伏。健全可再生能源电力消纳保障机制，发布 2022 年各省消纳责任权重，完善可再生能源发电绿色电力证书制度。

有序推进水电核电重大工程建设。推动雅鲁藏布江下游水电开发前期工作，建成投产白鹤滩、两河口水电站全部机组，加快推动雅砻江孟底沟、黄河羊曲水电站建设，推进旭龙水电站核准，水电装机达到 4.1 亿千瓦。建成投运福清 6 号、红沿河 6 号、防城港 3 号和高温气冷堆示范工程等核电机组，在确保安全的前提下，积极有序推动新的沿海核电项目核准建设。

积极发展能源新产业新模式。加快“互联网+”充电设施建设，优化充电网络布局。组织实施《核能集中供热及综合利用试点方案》，推进核能综合利用。因地制宜开展可再生能源制氢示范，探索氢能技术发展路线和商业化应用路径。开展地热能发电示范，支持中高温地热能发电和干热岩发电，积极探索作为支撑、调节性电源的光热发电示范。加快推进纤维素等非粮生物燃料乙醇产业示范。稳步推进生物质能多元化开发利用。大力发展综合能源服务，推动节能提效、降本降碳。

四、增强能源供应链弹性和韧性

坚持底线思维和问题导向，加强能源储运、调节和需求侧响应能力，有力有效保障能源稳定供应。

加强能源储运能力。推进中俄东线南段、西三线中段、西四线、川气东送二线、龙口 LNG 一文 23 储气库等重大管网工程建设，加快管输瓶颈互联互通补短板和省际联通通道建设，加强油气管道保护，巩固跨境油气进口通道安全稳定运营水平。加快沿海 LNG 接收站及储气设施，华北、西北等百亿方级地下储气库扩容达容等项目建设。加强煤炭产能储备，在煤炭消费集散地、铁路运输枢纽和重点港口布局建设一批煤炭储备基地。

加快电力系统调节能力建设。加快龙头水库建设，提升流域调蓄能力，缓解部分地区枯水期缺电量、汛期缺调峰容量的问题。推动制定各省抽水蓄能中长期规划实施方案和“十四五”项目核准工作计划，加快推动一批抽水蓄能电站建设。在保障电力稳定供应、满足电力需求的前提下，积极推进煤电机组节能降耗改造、供热改造和灵活性改造“三改联动”。落实“十四五”新型储能发展实施方案，跟踪评估首批科

技术创新（储能）试点示范项目，围绕不同技术、应用场景和重点区域实施试点示范，研究建立大型风电光伏基地配套储能建设运行机制。扎实推进在沙漠、戈壁、荒漠地区的大型风电光伏基地中，建设光热发电项目。

提升能源需求侧响应能力。健全分时电价、峰谷电价，支持用户侧储能多元化发展，充分挖掘需求侧潜力，引导电力用户参与虚拟电厂、移峰填谷、需求响应。进一步优化有序用电及天然气“压非保民”的管理措施，加强可中断负荷管理，梳理业务流程及标准，精准实施用能管理。优化完善电网主网架，在关键节点布局电网侧储能，提升省间电力互补互济水平，鼓励用户投资建设以消纳新能源为主的智能微电网。统筹兼顾和综合利用源网荷储各类主体的调节能力，规划建设一批源网荷储一体化和多能互补项目。

五、提升能源产业现代化水平

加大能源技术装备和核心部件攻关力度，积极推进能源系统数字化智能化升级，提升能源产业链现代化水平。

加强能源科技攻关。加快实施《“十四五”能源领域科技创新规划》。继续抓好核电科技重大专项和《核电技术提升行动计划》，加快推进小型堆技术研发示范。以“揭榜挂帅”方式实施一批重大技术创新项目，巩固可再生能源、煤炭清洁高效利用的技术装备优势，加快突破一批新型电力系统关键技术。持续推动能源短板技术装备攻关，重点推动燃气轮机、油气、特高压输电、控制系统及芯片等重点领域技术攻关。推进深远海海上风电技术创新和示范工程建设，探索集中送出和集中运维模式。加快新型储能、氢能等低碳零碳负碳重大关键技术研究。

加快能源系统数字化升级。积极开展煤矿、油气田、管网、电网、电厂等领域设备设施、工艺流程的智能化升级。推动分布式能源、微电网、多能互补等智慧能源与智慧城市、园区协同发展。加强北斗系统、5G、国密算法等新技术和“互联网+安全监管”智能技术在能源领域的推广应用。适应数字化、自动化、网络化能源基础设施发展，建设智能调度体系，实现源网荷互动、多能协同互补及用能需求智能调控。实施“区块链+能源”创新应用试点。

推动完善能源创新支撑体系。开展能源领域碳达峰、碳中和标准提升行动计划，加快构建能源领域碳达峰、碳中和标准体系。围绕新型电力系统、新型储能、氢能和燃料电池、碳捕集利用与封存、能源系统数字化智能化、能源系统安全等6大重点领域，增设若干创新平台。开展创新平台优化整改工作，积极承担国家能源科技创新任务。开展2022年度能源领域首台套技术装备评定并推广示范应用。完善依托工程推动能源技术装备创新和示范应用的政策措施。

六、提高能源服务水平

持续优化营商环境，统筹安排好煤电油气运保障供应，加大民生用能保障力度，不断提升全社会用能水平。

持续深化“放管服”改革。推进能源领域许可告知承诺制，促进“证照分离”改革全覆盖。全面提升“获得电力”服务水平，大力推广居民用户和160kW及以下小微企业用户报装“三零”服务和高压用户报装“三省”服务。出台《电力可靠性管理办法（暂行）》，促进可靠性工作向规划建设、设备制造、运行维护等环节深度延伸。优化涉企服务，打通堵点，为分布式发电就近交易、微电网、综合能源服务等新产业新业态新模式发展创造良好环境。

着力改善用能条件。继续实施农村电网巩固提升工程，提高农网供电保障水平。充分发挥可再生能源供暖作用，持续推进北方地区清洁取暖，做好清洁取暖专项监管。出台推进电能替代的指导意见，扩大电能替代的深度和广度。深入推进成品油质量升级国家专项行动，确保 2023 年 1 月 1 日全国全面供应国六 B 标准车用汽油。提升城镇电网智能化水平，满足分布式电源就地消纳与电动汽车充电设施、新型储能等多元化负荷的灵活接入。

七、增强能源治理能力

强化立法、规划、改革和监管的作用，加强能源形势监测预测，不断完善能源治理制度，增强能源治理效能。

加强能源形势分析和需求预测。推进能源供需分析体系建设，强化苗头性倾向性潜在性问题研判，健全能源数据信息报送机制。组织分省区滚动开展月度、季度能源需求预测，可能出现时段性、区域性供需紧张的地区，要从资源落实、基础设施布局、新建产能等方面提前谋划应对措施，保障能源稳定供应，防止市场供应和价格大起大落。

加大能源监管力度。深化电网、油气管网等自然垄断环节监管，加大公平开放、调度交易、价格成本、合同履行、电网代购电等方面的监管力度，加强电煤库存、非计划停机、机组出力受阻、有序用电的监管。强化能源行政执法工作，健全完善监管执法体系，严肃查处用户受电工程“三指定”、向虚拟货币“挖矿”项目违法供电等行为。充分发挥 12398 能源监管热线作用，畅通互联网等投诉举报新途径，及时研究解决群众反映的突出问题。

强化电力安全管控。贯彻“四个安全”治理理念，构建科学量化的监督管理指标体系，试点开展电力安全生产标准化建设，推动安全新技术研究应用，开展安全文化建设，构建安全审计工作机制和培训体系。深化“季会周报”电力安全风险分级管控和隐患排查治理挂牌督办通报机制，推进能源重大基础设施安全风险评估，强化直流系统、重要输电通道安全风险管控，开展在建重点工程施工安全和新能源发电项目安全监管，加强水电大坝隐患排查治理。推进电力应急指挥中心、态势感知平台和网络安全靶场建设，组织开展关键信息基础设施安全保护监督检查，推进大面积停电事件应急演练。细化完善重大活动电力保供方案，确保党的二十大等重大活动用电安全。

加快能源立法和规划实施。推动能源法制定，推进电力法、可再生能源法、煤炭法、石油储备条例制修订。抓好《“十四五”现代能源体系规划》以及各分领域规划的实施，落实《推动能源绿色低碳转型 做好碳达峰工作的实施方案》《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》明确的各项任务举措。加强规划政策衔接协同，强化能源规划、政策和重大项目实施情况监管，推进政策落地见效。结合新形势新要求，加强落实能源安全新战略的政策储备研究。

深化重点领域市场化改革。推动全国统一电力市场体系建设，做好南方、长三角、京津冀等区域电力市场建设。健全中长期交易、现货交易和辅助服务交易有机衔接的市场体系，推动具备条件的电力现货试点转入长周期运行。积极推进分布式发电与用户就近直接交易。完善电力调度交易机制，推动电网和油气管网设施公平开放。支持引导省级管网以市场化方式融入国家管网，积极推进油气干线管道建设和互联互通，推动省级管网运营企业运销分离，鼓励用户自主选择供气路径和供气主体。

八、深入推进高质量能源国际合作

以高标准、可持续、惠民生为目标，巩固能源合作基础，拓展能源合作空间，扎实风险防控网络，努力实现更高合作水平、更高投入收益、更高供给质量、更高发展韧性。

扎实推进能源务实合作。在有效防范对外投资风险的前提下加强同有关国家的能源资源合作。大力支持发展中国家能源绿色低碳发展。巩固深化传统能源领域合作和贸易，务实推动核电领域海外合作，建设运行好海外能源合作项目，深化周边电力互联互通。加强与各国在绿色能源、智慧能源等方面的交流合作。建成一批绿色能源合作示范项目，让绿色切实成为共建“一带一路”的底色。

深化国际交流与合作。秉持共商共建共享原则，弘扬开放、绿色、廉洁理念，打造绿色、包容的“一带一路”能源合作伙伴关系。加强与能源国际组织交流与合作。积极为国际规则和标准制定贡献力量，推动建立公平合理、合作共赢的全球能源治理体系。

加强境外项目风险管控。落实风险防控制度，压紧压实企业主体责任和主管部门管理责任。统筹推进疫情防控和能源国际合作，全力保障境外相关资产和人员安全。规范各类企业境外经营行为，杜绝恶性竞争，维护国家利益和形象。

各省（区、市）能源主管部门、国家能源局派出机构和有关能源企业，要依据本指导意见，结合本地区和企业的实际情况，采取有力有效措施，全力抓好各项任务落实，保障能源安全稳定供应，推动能源低碳转型和高质量发展，为全面建设社会主义现代化国家提供稳定可靠的能源保障。

国家能源局综合司关于切实做好 2022年电力行业防汛抗旱工作的通知

国能综通安全〔2022〕33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，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：

为深入贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述和“两个坚持、三个转变”防灾减灾救灾理念，全面落实全国安全生产电视电话会议统一部署，牢固树立安全发展理念，坚持人民至上、生命至上，秉持“四个安全”治理理念，严格按照国家防总办公室《关于对照问题教训 查补短板弱项 切实做好汛前准备工作的通知》（国汛办〔2022〕2号）要求，切实做好2022年电力行业防汛抗旱工作，有效防范应对各类自然灾害和突发事件，最大限度降低损失和影响，现就有关要求通知如下。

一、全面落实防汛抗旱责任

气象部门研判，今年汛期我国气候年景总体偏差，极端天气偏多，区域性和阶段性旱涝灾害明显；登陆我国的台风个数比往年增多，台风强度偏强、影响偏重。各单位、特别是单位主要负责人要切实提高政治站位，清醒认识防汛抗旱严峻复杂形势，立足于防大汛、抗大旱、抢大险、救大灾，增强做好电力行业防汛抗旱工作的责任感、使命感和紧迫感；要加强组织领导，强化动员部署，明确任务目标，细化落实责任，保障资源投入；要健全防汛抗旱领导指挥机构，完善工作机制制度，制定完善预案方案，妥善应对灾害险情，确保电力行业安全度汛。

二、深入开展汛前安全排查

电力企业要结合生产经营实际和地域环境特点，深入开展汛前排查，及时发现并治理度汛安全风险隐患。水电企业要重点排查水库调度运用计划管理情况，规范履行报批备案等程序，汛期严格执行经批准的调度运用计划，杜绝擅自超汛限水位运行现象；排查工程枢纽区和上下游地质灾害，加强对不稳定体的监测预警和管控防范；排查各类挡（泄）水建筑物、闸门、启闭机及其应急电源、通讯系统等重要设施设备，及时消除工程缺陷和设备故障，确保大坝行洪安全。燃煤发电企业要重点排查厂房、灰库、灰场、煤场、液氨油气罐区等重点部位，确保排水泵机和防雷设施安全可靠。核电企业要研究掌握台风生成演进和周边海洋生物繁殖发展规律，排查整治电站冷源安全风险，有效避免发生海水倒灌或冷源堵塞导致的停机停堆事件；加强电站保安电源设备运维，保障异常情况下应急电源稳定可靠。电网企业要加强重要输变电路和低压场站设备的巡查，防范倒杆断线造成的大面积停电事件发生。电力工程各参建单位要重点排查工程周边地质灾害及基坑、渣场、工程边坡、施工营地等安全隐患，防范滑坡塌方、泥石流等引发人身伤亡事故。

三、全力做好汛中险情应对

电力企业要加强与应急、气象、国土、水利等部门的沟通联系，积极主动建立灾害信息共享和会商研判机制，第一时间掌握极端天气、地质灾害等预测预报情况，分析可能遭受的影响，立即向所属单位和部门发出预警，并落实相应防范管控措施；要全面掌握本企业度汛安全形势，遭遇灾害险情或突发事件时，要按照预案规定立即启动应急响应，迅速组织抢险处置，全力控制事态恶化发展；在灾害险情超出本企业处置控制能力范围时，要及时向地方政府和周边单位申请支援，共同做好应对处置工作；灾害险情和突发事件结束后，在确保安全的前提下，抓紧开展受损设备抢修维护工作，尽快恢复电力系统安全稳定运行。

四、严格落实应急值守制度

各单位要加强防汛抗旱应急管理工作，健全预案体系，完善制度措施，提升预案措施的针对性和有效性；要加强应急能力建设，配备抢险救援精干力量，储备充足应急物资装备，确保队伍拉得出、装备用得上、事态控得住。汛期，各单位要加强值班值守，严格执行领导带班和重要岗位 24 小时在岗值班制度，严肃查处脱岗、离岗等擅离职守行为；要加强防汛抗旱信息报送工作，严格落实零报告制度，按照有关文件规定的时限、方式、内容等要求，及时向上级单位和有关部门报告突发事件信息，杜绝迟报、漏报、瞒报现象发生。

五、加强防汛抗旱监督检查

各派出机构和地方各级政府电力管理等有关部门要加强对电力企业防汛抗旱工作的监督指导，通过现场督导、随机抽查等方式，检查企业动员部署、汛前排查、应对处置、带班值班等工作开展情况，及时通报发现的问题，督促企业落实整改，确保企业对防汛抗旱的思想认识到位、动员部署到位、责任措施到位。国家能源局将结合开展全国电力安全生产大检查等活动，适时对部分地区和重点企业的防汛抗旱工作开展“四不两直”检查，严肃查处责任不落实、工作不到位的单位和人员。

六、及时开展总结评估工作

主汛期结束后，各单位要及时开展防汛抗旱评估总结。认真开展灾损核查核验，准确评估设备设施受损情况，抓紧开展维修更换、除险加固、恢复重建等工作，灾损后果构成重大风险隐患的要实施挂牌督办，限期完成治理。要系统梳理分析本年度防汛抗旱工作，组织开展交流学习，推广先进经验，深刻汲取教训，制定落实有效举措，进一步加强和改进防汛抗旱工作。各派出机构、全国电力安委会各企业成员单位要于 2022 年 5 月 10 日前，将本辖区、本企业防汛抗旱动员部署、汛前排查、重大风险隐患清单、整改落实措施及下一步工作安排等情况报送国家能源局电力安全监管司；于 2022 年 10 月 25 日前，将本年度防汛抗旱工作总结报送国家能源局电力安全监管司。

国家能源局综合司
2022 年 4 月 14 日

国家能源局关于 2021 年可再生能源电力消纳责任权重完成情况的通报

国能发新能〔2022〕47 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：

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，以下简称 704 号文），经商国家发展改革委，现将 2021 年可再生能源电力消纳责任权重完成情况通报如下。

一、全国可再生能源电力发展总体情况

截至 2021 年 12 月底，全国可再生能源发电累计装机容量 10.6 亿千瓦，占全部电力装机的 44.8%，其中水电装机 3.91 亿千瓦、风电装机 3.28 亿千瓦、太阳能发电装机 3.06 亿千瓦、生物质发电装机 3798 万千瓦。2021 年全年，全国水电新增装机 2349 万千瓦、风电新增装机 4757 万千瓦、太阳能发电新增装机 5488 万千瓦、生物质发电新增装机 808 万千瓦。2021 年全年，全国可再生能源发电量达 24853 亿千瓦时，其中水电发电量 13401 亿千瓦时、风电发电量 6556 亿千瓦时、太阳能发电量 3259 亿千瓦时、生物质发电量 1637 亿千瓦时。

二、可再生能源电力总量消纳责任权重完成情况

2021 年下达全国最低可再生能源电力总量消纳责任权重为 29.4%。2021 年实际完成值为 29.4%，与 2020 年同比增长 0.6 个百分点，与 2021 年下达的最低总量消纳责任权重 29.4% 持平。

综合考虑各省（自治区、直辖市）本地生产和利用、外来电力消纳、超额消纳量交易等情况，除西藏自治区免考核外，28 个省（自治区、直辖市）完成了 704 号文明确的最低可再生能源电力总量消纳责任权重，其中 13 个省（自治区、直辖市）达到激励值，甘肃、新疆未完成最低可再生能源电力总量消纳责任权重，分别相差 2.6 和 1.8 个百分点。2021 年各省（自治区、直辖市）可再生能源电力总量消纳责任权重完成情况见附件。

三、可再生能源电力非水消纳责任权重完成情况

2021 年下达全国最低可再生能源电力非水消纳责任权重为 12.9%。2021 年实际完成值为 13.7%，与 2020 年同比增长 2.3 个百分点，超出 2021 年下达的最低非水消纳责任权重 0.8 个百分点。

综合考虑各省（自治区、直辖市）本地生产和利用、外来电力消纳、超额消纳量交易等情况，29 个省份完成了 704 号文明确的最低非水可再生能源电力消纳责任权重，其中 19 个省（自治区、直辖市）达到激励值；新疆未完成最低可再生能源电力非水消纳责任权重，相差 0.6 个百分点。2021 年各省（自治区、

直辖市)可再生能源电力非水消纳责任权重完成情况见附件。

2021年全国可再生能源发展取得诸多里程碑式的新成绩,各省(自治区、直辖市)可再生能源电力消纳责任权重完成情况较好。请各单位继续保持,进一步压实责任,积极采取有效措施,推动可再生能源发展再上新台阶。请甘肃省能源局、新疆维吾尔自治区发展改革委和新疆生产建设兵团发展改革委研究提出未完成消纳责任权重的解决措施,4月29日前正式报国家能源局。

附件:2021年各省(自治区、直辖市)可再生能源电力消纳责任权重完成情况

国家能源局
2022年4月21日

2021年各省（自治区、直辖市）可再生能源电力消纳责任权重完成情况

省 (区、 市)	本地电量 (亿千瓦时)			总量净受入 (亿千瓦时)		非水净受入 (亿千瓦时)		全社会 用电量 (亿千 瓦时)	总量消纳责任权重			非水消纳责任权重		
	风电	光伏	生物质	物理 消纳量	超额 消纳量	物理 消纳量	超额 消纳量		2021年 最低值	2021年 激励值	2021年 实际值	2021年 最低值	2021年 激励值	2021年 实际值
北京	4	6	26	75	0	78	0	1233	18.0%	19.8%	19.8%	17.5%	19.3%	19.4%
天津	18	20	18	56	0	52	0	982	17.0%	18.7%	19.5%	16.0%	17.6%	18.4%
河北	511	279	67	72	0	64	0	4294	16.5%	18.2%	17.6%	16.0%	17.6%	16.8%
山西	469	189	30	-77	0	-77	0	2608	20.0%	22.0%	24.9%	19.0%	20.9%	23.4%
山东	409	310	180	254	0	200	0	7383	13.0%	14.3%	15.8%	12.5%	13.8%	14.9%
内蒙古	967	212	12	-298	0	-299	0	3957	20.5%	22.6%	24.1%	19.5%	21.5%	22.5%
辽宁	227	55	30	100	0	49	0	2576	15.5%	17.1%	19.1%	13.5%	14.9%	14.0%
吉林	138	52	31	-74	0	-44	0	843	28.0%	30.9%	29.9%	21.0%	23.1%	21.0%
黑龙江	162	51	80	-65	0	-40	0	1089	22.0%	24.2%	23.3%	20.0%	22.0%	23.2%
上海	18	15	35	489	0	22	0	1750	31.5%	35.0%	31.9%	4.0%	4.4%	5.2%
江苏	416	195	134	541	0	118	0	7101	16.5%	18.2%	18.6%	10.5%	11.6%	12.1%
浙江	49	155	144	456	0	126	0	5514	18.5%	20.5%	18.9%	8.5%	9.4%	8.6%
安徽	107	155	117	100	-36	85	-30	2715	16.0%	17.6%	19.3%	14.0%	15.4%	16.0%
福建	152	25	53	0	36	0	30	2837	19.0%	21.0%	19.0%	7.5%	8.3%	9.1%
江西	104	80	52	175	0	9	0	1863	26.5%	29.3%	29.3%	12.0%	13.2%	13.1%
河南	328	136	79	397	0	236	0	3647	21.5%	23.7%	29.0%	18.0%	19.8%	21.4%
湖北	134	83	42	-834	0	11	0	2472	37.0%	41.0%	41.5%	10.0%	11.0%	10.9%
湖南	150	38	47	182	0	67	0	2155	45.0%	49.9%	46.4%	13.5%	14.9%	14.0%
重庆	22	5	24	276	0	7	0	1341	43.5%	48.3%	45.5%	4.0%	4.4%	4.3%
四川	109	30	73	-1302	0	19	0	3275	74.0%	82.0%	80.4%	6.0%	6.6%	7.1%
陕西	176	141	24	44	0	11	0	1966	25.0%	27.6%	26.7%	15.0%	16.5%	17.9%
甘肃	288	150	7	-196	0	-164	0	1495	49.5%	54.8%	46.9%	18.0%	19.8%	18.9%

续表

省 (区、 市)	本地电量 (亿千瓦时)				总量净受入 (亿千瓦时)		非水净受入 (亿千瓦时)		全社会 用电量 (亿千 瓦时)	总量消纳责任权重				非水消纳责任权重				
	风电	光伏	生物质	水电	物理 消纳量	超额 消纳量	物理 消纳量	超额 消纳量		2021年 最低值	2021年 激励值	2021年 实际值	2021年 最低值	2021年 激励值	2021年 实际值	2021年 最低值	2021年 激励值	2021年 实际值
青海	130	211	0	505	-184	0	-90	0	858	69.5%	77.0%	77.1%	24.5%	27.0%	29.3%	24.5%	27.0%	29.3%
宁夏	281	183	3	21	-155	0	-164	0	1158	24.0%	26.4%	28.8%	22.0%	24.2%	26.2%	22.0%	24.2%	26.2%
新疆	548	196	9	286	-326	0	-332	0	3527	22.0%	24.3%	20.2%	12.5%	13.8%	11.9%	12.5%	13.8%	11.9%
广东	137	103	207	224	1560	49	29	-28	7867	29.0%	32.2%	29.0%	5.0%	5.5%	5.7%	5.0%	5.5%	5.7%
广西	161	28	65	517	192	0	0	0	2236	43.0%	47.7%	43.1%	10.0%	11.0%	11.4%	10.0%	11.0%	11.4%
海南	5	16	17	18	15	0	0	0	405	16.0%	17.7%	17.5%	8.0%	8.8%	9.4%	8.0%	8.8%	9.4%
贵州	105	83	18	734	-312	0	-34	0	1743	35.5%	39.4%	36.1%	8.5%	9.4%	9.8%	8.5%	9.4%	9.8%
云南	231	51	12	3028	-1616	-49	0	28	2138	75.0%	83.0%	77.5%	15.0%	16.5%	15.0%	15.0%	16.5%	15.0%
西藏	0	17	1	93	-16	0	3	0	101	不考核	不考核	不考核	不考核	不考核	不考核	不考核	不考核	不考核

备注：1. 西藏不参与考核。

2. 湖南已计入贵州点对网45.5亿度水电。

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

附件：风电场利用率监测统计管理办法

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

2. XX 省(区、市)风电月度发电信息表

附件 1

XX风电场月度发电信息表

XXXX年XX月

单位：万千瓦时、万千瓦

电站名称	项目所在地			并网容量	受限电量计算方法	本月可用机组可发电量	本月实际发电量	本月受限电量	本月特殊原因受限电量	主要受限原因	备注
	省	市	县								
XX风电场											
XX风电场											
XX风电场											

附件 2

XX省（区、市）风电月度发电信息表

XXXX年XX月

单位：万千瓦时、万千瓦

序号	电站名称	项目所在地			并网容量	受限电量计算方法	本月可用机组可发电量	本月实际发电量	本月受限电量	本月特殊原因受限电量	本月系统原因受限电量	受限原因	本年累计受限电量	本月利用率	本年累计利用率	备注
		省	市	县												
1	XX风电场															
2	XX风电场															
3	XX风电场															
4	XX风电场															
...																
	合计				—											

注：表中风电场利用率为仅考虑系统原因受限电量情况下的利用率

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

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重要指示批示精神，认真落实党中央、国务院关于安全生产的重大决策部署，进一步加强电化学储能电站安全管理。现就有关事项通知如下。

一、高度重视电化学储能电站安全管理

（一）提高思想认识。随着能源转型的不断深入，电化学储能电站已成为电力系统稳定运行的重要组织部分。各单位要深入贯彻落实总体国家安全观和“四个革命、一个合作”能源安全新战略，统筹发展和安全，坚持“人民至上、生命至上”，以高度的责任感和使命感加强电化学储能电站安全管理工作，坚决遏制电化学储能电站安全事故发生。

（二）落实主体责任。业主（项目法人）是电化学储能电站安全运行的责任主体，要将纳入备案管理的接入10千伏及以上电压等级公用电网的电化学储能电站安全管理纳入企业安全管理体系，健全安全生产保证体系和监督体系，落实全员安全生产责任制，健全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，依法承担安全责任。其他电化学储能电站也要按照相关规定加强安全管理。

二、加强电化学储能电站规划设计安全管理

（三）加强风险评估。在电化学储能电站项目规划过程中，要坚持底线思维，加强安全风险评估与论证，合理确定电化学储能电站选址、布局和安全设施建设。要保障安全生产投入，确保安全设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行和使用。

（四）加强设计审查。应当委托具备相应资质的设计单位开展设计工作，并组织开展设计审查。设计文件应符合有关法律法规、国家（行业）标准，安全设施的配置应满足工程施工和运行维护安全需求。要按照档案管理规定保存好全过程的档案资料。

三、做好电化学储能电站设备选型

（五）严格设备把关。坚持质量第一，选用的设备及系统应符合有关法律法规、国家（行业）标准要求，并通过具备储能专业检测检验资质的机构检验合格。要根据相关技术要求，优选安全、可靠、环保的产品。

（六）加强到货抽检。开展电化学储能电站的电池及其管理系统等到货抽检应当委托具备储能专业检测检验资质的机构。抽检选样要满足批次和产品一致性抽样要求。抽检结果应当满足国家（行业）标准安全性能技术要求。

四、严格电化学储能电站施工验收

(七) 加强施工管理。电化学储能电站建设应当依法委托具备相应资质等级的施工单位。要按照有关法律法规、国家(行业)标准保障电站安全建设投入,规范安全生产费用提取和使用。要加强施工现场管理,对重点部位、重点环节加强监控,定期组织开展施工现场消防安全检查。

(八) 严格施工验收。电化学储能电站投产前,要组织开展工程竣工验收,应当按照国家相关规定办理工程质量监督手续,通过电站消防验收。

五、严格电化学储能电站并网验收

(九) 做好并网准备。开展电化学储能电站并网检测应当委托具备储能专业检测检验资质的机构。并网验收前,要完成电站主要设备及系统的型式试验、整站调试试验和并网检测。

(十) 加强并网验收。电网企业要积极配合开展电化学储能电站的并网和验收工作,对不符合国家(行业)并网技术标准要求的电站,杜绝“带病并网”。应当优化调度运行方案,在并网调度协议中明确电站安全调度区间,并严格执行。

六、加强电化学储能电站运行维护安全管理

(十一) 明确委托责任。在委托运维单位进行电化学储能电站运行维护时,应当明确双方的安全责任,并监督运维单位严格执行运行维护相关的各项法律法规与国家(行业)标准,履行相关安全职责。

(十二) 强化日常管理。将电化学储能电站的运行维护纳入企业安全生产日常管理,严格落实安全管理规定。要制定电站运行检修和安全操作规程,定期开展主要设备设施及系统的检查,开展电池系统健康状态的评估和检查。

(十三) 规范信息报送。积极配合参与电化学储能电站安全监测信息平台建设,按照有关规定报送电池安全性能、电站安全运行状态、隐患排查治理、风险管控和事故事件等安全生产信息,提升电站信息化管理水平。

(十四) 加强人员培训。定期组织电化学储能电站从业人员开展教育培训,不断提升业务技能,确保熟悉电站电池热失控、火灾特性,掌握消防设施及器材操作规程和应急处置流程。电站控制室、电池室等重点部位的工作人员应当通过专业技能培训和考核,具备消防设施及器材操作能力。

(十五) 加强退役管理。应当按照电化学储能电站设计寿命、安全运行状况以及有关国家(行业)标准,规范电站、电池的退役管理。

七、提升电化学储能电站应急消防处置能力

(十六) 落实消防责任。明确电化学储能电站消防安全责任人和消防安全管理人,履行消防安全管理职责,定期进行防火检查、防火巡查和消防设备维护保养,确保消防设施处于正常工作状态。

(十七) 开展应急演练。结合电化学储能电站事故特点,组织编制应急专项预案和现场处置方案,配备专业应急处置人员和满足电站事故处置需求的应急救援装备,定期组织开展电解液泄漏处置、电池热失控、火灾等应急演练。

（十八）建立联动机制。加强沟通协调，主动向本地区人民政府应急管理部门、消防救援机构报备电化学储能电站应急预案，做好应急准备，与本地区人民政府有关部门建立消防救援联动机制。

请各电力企业高度重视，加强电化学储能电站安全管理。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

2022年4月26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

国家能源局综合司关于开展 2022 年电力行业 “安全生产月”和“安全生产万里行”活动的通知

国能综通安全〔2022〕52号

全国电力安委会各成员单位：

今年6月是第21个全国“安全生产月”，主题是“遵守安全生产法 当好第一责任人”。依据《国务院安委会办公室 应急管理部关于开展2022年全国“安全生产月”活动的通知》（安委办〔2022〕7号），国家能源局同步开展电力行业2022年“安全生产月”和“安全生产万里行”活动。现将有关事项通知如下。

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，全面贯彻党的十九大和十九届历次全会精神，深入贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述和党中央、国务院关于安全生产的重大决策部署，大力宣传电力行业“安全是技术，安全是管理，安全是文化，安全是责任”治理理念，采取线上线下相结合的方式，广泛开展专题学习、交流研讨、普法宣传、案例警示、隐患曝光、线上答题等系列宣传教育活动，切实提高思想认识，强化安全意识，压实各方责任，落实防范措施，守牢安全底线，确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，为党的二十大胜利召开提供坚实可靠的电力安全保障。

二、“安全生产月”活动主要内容

（一）持续学习贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述

各单位要持续学习贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述，集中观看《生命重于泰山》专题片，大力宣贯安全生产十五条措施，采取线上线下相结合、理论学习与实践教学相结合、集体学习与个人自学相结合等方式，通过专题研讨、宣讲授课、培训辅导等活动做好宣贯解读，组织安全生产“公开课”“大家谈”“班组会”等活动讨论交流，教育和引导广大从业人员切实强化“人民至上、生命至上”理念，全力抓好安全生产工作落实，确保十五条措施落到实处。

（二）广泛宣贯落实安全生产法

国家能源局在中国能源新闻网网站（<http://www.cpn.cn/>）和《中国电力报》开设电力安全生产专栏，推出重点报道、学习文章、访谈评论等活动，加大安全生产法宣传解读，公开电力安全监管典型执法案例，交流贯彻落实安全生产法经验做法，各单位要组织干部职工积极参加，踊跃投稿。结合安全大检查、班组安全建设专项监管等活动，广泛组织开展“第一责任人安全倡议书”活动，通过征集、遴选、公布优秀倡议书，在线上集中宣传报道，推动“第一责任人”守法履责。广泛组织应急救援演练、知识技能竞赛、法律常识答题等群众性宣传教育活动，在全行业掀起学法、知法、守法、用法的热潮。

（三）深入开展安全大检查等系列专项活动

各单位要结合实际，深入开展电力安全生产大检查、水电站和小散远发电企业安全风险隐患排查整治、电力安全生产专项整治三年行动等专项整治活动，压实主体责任和监管责任，扫除监管盲区，落实防范措施，夯实安全基础，严防发生电力安全事故、事件，稳控电力安全生产形势。充分发挥电力安全风险管控双重预防机制作用，组织开展“我是安全吹哨人”活动，查找工作中“三违”行为，制定并落实整改措施，组织开展“查找身边的隐患”活动，发动干部职工广泛参与、深入排查、加强管控，把风险隐患化解在萌芽之时、成灾之前。

（四）开展网上“6·16安全宣传咨询日”活动

国家能源局在中国能源新闻网（<http://www.cpn.cn/>）电力安全云上展厅开设“6·16安全宣传咨询日”活动专栏，分设四个子栏目：“安全吹哨人”展示各单位推选的优秀吹哨人，宣传背后的安全故事；“安全微讲堂”定期推送MG动画，普及安全生产法、电力安全生产知识、应急避险常识；“安全随手拍”跟踪电力安全督查现场，曝光违法违规违章典型，推动查改突出隐患问题；“应急直播间”展现各单位电力应急综合演练情况，交流应急管理工作经验。各单位要广泛组织安全知识答题竞答活动，以安全法规、应急管理、自救互救、紧急避险等内容为重点，让广大参与者在线上线下答题互动中，学习安全知识，掌握安全技能。

（五）持续推进电力安全宣传“五进”工作

国家能源局在能源新闻视频号、学习强国能源号、中国电力报微信、微博开设#电力安全生产#话题，将征集的短视频、专题报道、署名文章、宣传活动花絮等内容，在融媒体平台持续性展播、推广，各电力企业要积极参与，广泛投稿。各单位要组织学习近年来电力安全事故、事件典型案例，广泛开展警示教育，反思原因教训，改进工作实践。组织开展干部、职工和群众喜闻乐见、便于参与的电力突发事件应急演练、安全生产法规常识答题、安全防护器具操作体验等宣教培训活动，融合运用图文、小视频、快闪、横幅等加大宣传推广，推动电力安全宣传进企业、进农村、进社区、进学校、进家庭。

（六）开展电力安全管理与文化建设系列活动

国家能源局将以线上线下结合的方式举办电力安全管理与文化论坛，大力宣传电力行业安全管理与文化理念，宣贯《电力安全生产“十四五”行动计划》，发布《电力安全治理》书籍，推广电力安全文化实践案例，分享电力管理与安全文化建设成果，助力“和谐·守规”的电力安全文化走深走实。各单位要认真总结近年来电力安全管理与文化建设成果，安全生产第一责任人要带头撰写署名文章，广泛动员电力职工踊跃投稿，中能传媒要充分发挥全媒体平台作用，集中刊登、充分展示。

（七）深化齐抓共管工作机制

在安全生产月期间，国家能源局各派出机构要会同地方政府电力管理部门共同开展“四个一”活动：共同会商一次电力安全生产形势、共同组织一次安全风险隐患排查治理、共同开展一次联合执法检查、共同参与一次电力企业“安全生产月”活动，不断强化监管合力。

三、“安全生产万里行”活动主要内容

开展“安全隐患曝光行”，中能传媒记者定期深入基层、企业开展安全隐患曝光活动，各级监管部门

跟踪执法检查，推动隐患排查治理；开展“典型经验报道行”，组织专家、媒体记者、摄制组深入企业采访宣传安全生产责任体系落实、风险等级管控、安全生产机制改革创新等情况，定期推出先进集体和先进个人典型，总结形成各具特色的经验体系，融媒体联动宣传推广；开展“应急演练专题行”，广泛宣传报道各地由政府主导、部门参与、政企联动的电力应急演练活动。各单位要积极配合“安全生产万里行”系列活动，持续做好宣传报道活动，中能传媒要深入一线采访，持续宣传推广，促进提高全行业安全防范意识。

四、有关要求

（一）加强组织领导。各单位要高度重视、积极参与，把安全生产宣传教育工作摆在重要位置，专题研究部署，细化活动方案，明确时间节点和进度安排，切实将活动做实做细、落到实处。

（二）加强统筹部署。各单位要加大活动的统筹力度，制定“路线图”“时间表”，做到“安全生产月”活动与业务工作、与阶段性重点工作同谋划、同部署、同检查、同落实，做好人力、物力和相关经费等保障。

（三）营造安全氛围。各单位要按照《全国安全生产月活动组委会办公室关于开展2022年全国“安全生产月”活动系列宣教产品征订工作的通知》（安组委办〔2022〕2号）要求，做好《电力安全治理》《全国电力事故和电力安全事件汇编（2021年）》等宣教产品征订工作，在人员密集场所和公共活动区域的醒目位置张贴悬挂安全生产标语、海报、挂图，营造浓厚氛围。国家能源局将通过中国能源新闻网网站（<http://www.cpnn.com.cn/>）和《中国电力报》等媒体大力宣传本次“安全生产月”和“安全生产万里行”活动，以及各单位工作进展和成果。

请各单位于5月30日前确定1名联络员（附件1），并及时提供活动期间好的做法、特色项目、重要事项以及视频、图片、文字等电子版资料，6月期间每周四12:00前报送活动进展情况统计表（附件2）。上述材料同步报送国家能源局和中能传媒。

国家能源局联系人：马楠，吴小平

联系电话：010-81929622，010-81929627

电子邮箱：manan@nea.gov.cn

中能传媒联系人：郭鹏，赵飞

联系电话：010-52238198，13511058150

电子邮箱：175667663@qq.com

国家能源局综合司

2022年5月24日

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

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內，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印发《2022年电力行业班组安全建设专项监管工作方案》的通知

国能综通安全〔2022〕54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，中国电力企业联合会，中国电力建设企业协会，中国水利电力质量管理协会，各有关单位：

2021年，国家能源局首次在电力行业组织开展了班组安全建设专项监管工作，有效地提升了电力行业班组安全管理水平，保证了电力安全生产形势的总体稳定，取得了良好的效果。为进一步加强电力行业班组安全建设，提升电网、发电、施工等班组人员的安全意识和履职能力，夯实安全生产工作基础，国家能源局决定2022年继续在电力行业组织开展班组安全建设专项监管工作。现将《2022年电力行业班组安全建设专项监管工作方案》印发给你们，请认真抓好落实。

国家能源局综合司
2022年5月27日

附件

2022年电力行业班组安全建设专项监管工作方案

为进一步提升电网、发电、施工等班组人员的安全意识和履职能力，夯实电力安全生产工作基础，国家能源局决定在电力行业组织开展班组安全建设专项监管工作。为保证工作有序推进，现制定如下工作方案。

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，全面贯彻落实党中央、国务院关于安全生产工作的决策部署，牢固树立安全发展理念，秉承“安全是技术、安全是管理、安全是文化、安全是责任”治理理念，以强化安全意识、规范安全行为、提升事故防范能力、养成安全习惯为目标，以落实电力生产、施工反事故措施为抓手，推动构建自我约束、持续改进的班组安全建设长效机制，全面提升电力行业安全生产水平，为党的二十大胜利召开营造良好的安全氛围。

二、工作依据

- (一) 《中华人民共和国安全生产法》；
- (二) 《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）；
- (三) 《国家能源局关于印发〈电力安全文化建设指导意见〉的通知》（国能发安全〔2020〕36号）；
- (四) 国家能源局关于印发《防止电力生产事故的二十五项重点要求》的通知（国能安全〔2014〕161号）
- (五) 国家能源局关于印发《电力安全生产专项整治三年行动方案》的通知（国能发安全〔2020〕33号）
- (六) 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）
- (七) 《国家能源局综合司关于印发〈电力安全监管“双随机一公开”执法检查实施细则〉的通知》（国能综通安全〔2019〕90号）；
- (八) 《电力建设工程施工安全管理导则》（NB/T 10096-2018）；
- (九) 《关于印发电力行业班组安全建设现场核查参考清单的通知》（全国电力安委办文件）
- (十) 原国家安监总局、原电监会关于发电、电网、电力建设工程安全生产标准化的相关文件；
- (十一) 其它相关法律法规和国家、行业标准。

三、重点工作内容

（一）加强班组安全技术建设

推动电力企业加强班组安全技术建设，利用技术创新提升安全生产水平；结合实际有针对性地加强班组成员技能培训，提升岗位履职能力；推广基于物联网等技术的智能安全工器具和实时在线防止电气误操作系统应用，利用视频和大数据进行人员身份识别、行为识别、定位识别，加强作业现场管控，最大程度杜绝或减少违章行为。

（二）加强班组安全管理

推动电力企业建立健全各项安全规章制度体系，重点强化生产、施工反事故措施等有关规定和要求在班组层面的落实；持续推进以安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制为核心的本质安全建设，强化对电力安全生产隐患整治的分级分类督办；将外协队伍、劳务派遣和实习人员纳入班组统一管理，开展全员安全生产教育和培训；加强班组安全工作绩效考核，促进各项管理制度有效落实。

（三）加强班组安全文化建设

推动电力企业大力弘扬“和谐守规”电力安全生产文化，将“人民至上、生命至上”理念深度融入班组安全文化建设；开展安全文化大讨论，牢固树立“事故可防可控”观念；推进电力安全文化制度建设、品牌企业创建等重点工作；探索利用工业互联网、大数据、人工智能技术，形成与新技术融合的电力安全文化新形态。

（四）强化班组安全责任落实

推动电力企业建立健全全员安全生产责任制，明确班组各岗位的责任人员、责任范围和考核标准等内容，将企业安全目标落实到班组，将安全责任落实到具体岗位、具体人员；结合国家法律法规和企业实际，

建立动态的安全履职尽责清单和权力清单，完善电力事故事件责任追究制度，以严格的监督考核保证班组安全生产责任制的落实。

四、工作安排

（一）企业推进阶段

电力企业参照安全生产有关法律法规要求，以电力行业生产、施工反事故措施的落实为主要抓手，结合企业实际，组织开展电力安全建设示范班组创建、安全生产人员岗位履职能力测评、安全知识培训与竞赛等相关工作。

（二）现场核查阶段

国家能源局各派出机构和地方政府电力管理部门结合年度安全生产检查等工作，以适当的方式对电力企业班组安全建设工作进行现场核查；国家能源局将会同电力企业集团总部相关部门组成督查组，以“四不两直”的方式对电力企业班组安全建设工作进行现场督查。

（三）总结提高阶段

1. 各电力企业和国家能源局各派出机构、各省级电力管理部门于10月14日前分别将工作开展情况和现场核查情况总结报国家能源局。

2. 根据各单位工作开展情况和现场核查情况，国家能源局组织编制《2022年度电力行业班组安全建设工作情况通报》。

五、工作要求

（一）电力企业在班组安全建设工作中，要注意贴近实际，结合生产、施工反事故措施中对于班组作业的有关规定和要求，有针对性地开展班组安全建设，不断提升本单位的安全管理水平，提升员工的履职能力。

（二）地方政府电力管理部门和国家能源局各派出机构要结合本地区实际，加强指导；要客观、如实地反映各单位班组安全创建工作取得的成效以及存在的问题和短板，督促电力企业切实把班组安全建设落到实处，抓出实效。

（三）相关行业协会可建立企业间班组安全建设交流平台，交流和推广各单位班组安全建设典型经验和做法，促进行业整体水平的提升。

（四）专项监管工作开展中应严格遵守当地政府关于疫情防控的相关要求。

国家能源局关于印发《防止电力建设工程施工安全事故三十项重点要求》的通知

国能发安全〔2022〕55号

为切实做好电力建设工程施工安全监管，有效防范电力建设工程施工安全事故，国家能源局组织电力行业有关单位、协会及专家，根据近十五年来电力建设施工领域各类事故的案例分析以及经验教训，结合已颁布的标准规范，提炼出在电力建设施工中需要重点关注的一些措施和要求，形成了《防止电力建设工程施工安全事故三十项重点要求》（参照行业习惯称谓，以下简称《施工反措》），现予以印发，并提出以下工作要求。

一、各电力企业要加强领导，认真组织，将《施工反措》作为安全生产管理、施工现场安全管控的主要内容，切实保证有关要求在电力建设施工中落实到位，有效防范事故的发生。

二、各电力企业要结合工作实际，采取多种方式，做好《施工反措》的宣传培训工作，“以案为鉴、警钟长鸣”，确保各项反事故措施入脑入心。

三、地方政府各级电力管理部门、各派出机构要加强监督管理，督促指导电力企业落实《施工反措》有关要求。

国家能源局综合司

2022年6月18日

国家能源局关于印发 《核电厂操纵人员培训和再培训大纲编制规范》的通知

国能发核电规〔2022〕60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：

为进一步规范和加强核电厂操纵人员培训工作，根据《民用核设施安全监督管理条例》《民用核设施操作人员资格管理规定》《核电厂操纵人员培训与执照考核管理办法》等有关规定，我局制定了《核电厂操纵人员培训和再培训大纲编制规范》，现予印发，请遵照执行。

国家能源局

2022年6月30日

附件

核电厂操纵人员培训和再培训大纲编制规范

第一章 总则

为进一步规范和加强核电厂操纵人员培训，根据《中华人民共和国民用核设施安全监督管理条例》《民用核设施操作人员资格管理规定》《核电厂操纵人员培训与执照考核管理办法》等有关规定，制定本规范。

本规范适用于《核电厂操纵人员培训和再培训大纲》（以下简称培训大纲）编制和实施工作，包括为获取《操纵员执照》和《高级操纵员执照》资格所必须接受的培训，以及获取执照后进行的再培训等。其他类型民用核动力厂参照执行。

核电厂控股企业集团负责督促、检查和指导核电厂培训大纲编制和实施工作。核电厂营运单位负责编制培训大纲并组织实施。

第二章 培训大纲格式与内容

培训大纲应包括培训职责、培训路径、培训内容、培训与考核方式、培训等效、教员资格、选拔与淘汰等章节。

培训大纲应明确核电厂组织机构中与操纵人员培训工作相关部门和岗位的具体职责。

核电厂操纵人员原则上应依次进行：基本安全培训、现场操作员培训、操纵员培训、主控室操纵员岗

前培训、高级操纵员培训和值长培训等。完成上一阶段培训并考试合格后，才能进入下一阶段。其中，操纵员核电基础理论、系统与运行培训可提前开展。

培训大纲应体现安全第一的方针，内容兼顾理论知识和实际操作，注重安全文化素养和行为习惯的培育。核电厂应结合本电厂技术特点和运行管理要求，在培训大纲中明确各项培训具体内容、课程清单和学时，不得低于本规范第三章有关要求。课程清单应覆盖所有培训内容，包括课程名称、学时以及培训和考核方式等。

核电厂应按照本规范第四章有关要求，在培训大纲中明确每门课程的培训与考核方式及合格标准。

教员应熟悉操纵人员培训的相关教学技术内容，熟练使用相关培训设施，并熟悉不同教学环境下的教学和考核技能。教员资格如下：（一）理论培训教员应具有相应的专业技术能力或相关授课经验；（二）岗前培训教员应具有相应岗位授权；（三）新任模拟机教员应满足下列条件之一：1. 持有或曾经持有本核电厂相应级别执照（或具备资审委认定的资格）；2. 持有或曾经持有其他核电厂相应级别执照（或具备资审委认定的资格），并完成模拟机教学相关的差异性培训。

为保证操纵人员培训质量，有效利用培训资源，培训大纲应明确操纵人员培训的选拔和淘汰机制。在培训开始前，运用心理测试、能力素质评价等多种方式，对拟参加培训的学员进行选拔；培训过程中，对培训成绩不合格的，应予以补考或重新培训。取得操纵人员执照后，未按规定参加再培训或再培训考核不合格的，应取消操纵人员岗位授权。

第三章 培训内容与学时

基本安全培训目标是培养学员良好的安全意识和行为规范，以获得独立进入核电厂实物保护区资格。培训内容包括核安全、工业安全、应急管理、辐射防护等，由通用和个性化两部分组成，不少于 40 学时（1 学时为 45 分钟，下同）。通用部分培训内容见附件 1，不少于 32 学时；个性化部分与本电厂机组特点有关，由核电厂制定培训内容，如本核电厂的实物控制区、辐射防护区、消防响应行动等，不少于 8 学时。

现场操作员培训目标是掌握核岛、常规岛、电气和外围等现场系统设备标识、位置、功能、安全风险和自我防护要求，具备独立负责现场巡检、设备操作和异常处理的能力。培训内容包括现场系统原理和现场操作员岗前培训，见附件 2。

（一）现场系统原理。包括核电厂现场一回路、二回路、电气、仪控、废物处理、通风、消防及其他与核电厂安全运行相关的系统和设备的运行原理、运行工况、操作和控制方法、故障分析等。培训学时不少于 120 学时。

（二）现场操作员岗前培训。学员在实际工作岗位上运行值班，在授权人员监护下学习、观摩和操作。岗前培训的工作岗位应覆盖核岛、常规岛、电气、外围等所有现场操作员岗位，培训时间不少于 17 个月。

操纵员培训目标是掌握理论知识和技能，培养良好的安全意识和行为规范，具备在主控室操作核电厂控制系统工作的能力。培训内容包括核电基础理论培训、系统与运行培训和模拟机培训，见附件 3。参加操纵员执照考核前应完成操纵员培训。

（一）核电基础理论培训。包括反应堆物理、热工水力学、核电厂辐射防护、核电厂材料、核电厂水化学、核电厂通用机械设备、核电厂电气原理与设备以及核电厂仪表与控制等，培训学时不少于 360 学时。

(二) 系统与运行培训。包括核电厂系统、运行技术规格书、核安全分析、严重事故管理等，培训学时不少于 180 学时。

(三) 模拟机培训。在全范围模拟机上进行培训，培养学员在核电厂各种运行条件下的全面工作能力。操纵员模拟机培训一般分为正常运行工况、预计运行事件工况、事故工况和综合场景练习等，培训学时不少于 400 学时。在培训场景设置上，应将机组上经常遇到的操作、故障和概率较高的事故作为培训重点，灵活设置场景和初始事件，训练学员的应变能力和快速反应能力，培养学员发现问题、分析问题和解决问题的能力，培育核安全文化，提高团队工作能力。

为提高培训效果，促进理论和实践相结合，学员在开展模拟机培训前或过程中，可由操纵人员监督和指导，在主控室内开展工作见习。主要内容包括操纵员岗位职责、人员绩效、核电厂状态和参数监视、程序使用、运行值班管理和主控室重大操作（如机组临界、汽机冲转和并网）观摩等。

主控室操纵员岗前培训是指通过操纵员执照考核后，获得操纵员岗位授权前，在授权人员监护下，在 主控室操纵员实际工作岗位上进行的培训。培训目标是获得与工作相关的知识、技能和工作态度，具备独立开展工作的能力。培训内容应覆盖主控室所有操纵员工作岗位（如核岛操纵员、常规岛操纵员），培训时间不少于 3 个月。新建核电厂不具备条件的，应至少参与 6 个月的调试运行值班。

高级操纵员培训目标是在巩固提高操纵员能力基础上，进一步掌握保守决策、核应急管理、运行期望等方面的知识，具备操纵和指导他人操纵核电厂的能力。培训内容包括高级理论培训和模拟机培训，见附件 4。参加高级操纵员执照考核前应完成高级操纵员培训。

(一) 高级理论培训。在操纵员理论培训基础上，进一步强化核安全法规、运行技术规格书、瞬态和事故分析、应急响应、堆芯损坏缓解、运行期望和涉网管理等方面知识，培训学时不少于 80 学时。

(二) 模拟机培训。在操纵员模拟机培训基础上，进一步强化学员在预计运行事件和事故工况下的全面工作能力，以多重和复杂故障的综合场景训练为主，侧重培养学员的运行协调、沟通和指挥能力以及调动各方资源协同运作的管理能力。培训学时不少于 80 学时。

值长岗前培训是指拟申请值长岗位授权的高级操纵员，在授权人员监督下，在值长实际工作岗位上进行的培训。培训目标是全面掌握运行值执行工作任务所需的技术知识，具备良好的领导力、合理的判断力及安全保守的运行理念等。值长岗前培训应在获得值长岗位授权前完成，培训内容包括专业技术和管理能力培训，见附件 5，培训时间不少于 6 个月。由操纵人员担任的隔离经理、机组长等岗前培训要求，应参照本规范，在培训大纲中予以明确。

再培训是指操纵人员获取执照后，在执照有效期内进行的培训。培训目标是持续保持和提升操纵人员的岗位工作能力。培训内容包括基本安全再培训、理论再培训和模拟机再培训，见附件 6。培训重点为非经常操作的任务或事故工况，也包括应即时开展的培训，如专项技能、经验反馈、设计变更、新技术和新方法的应用、法规要求变更等。

(一) 基本安全再培训。复习和强化基本安全培训初训内容，学习内外部经验反馈，培训学时每年不少于 12 学时。

(二) 理论再培训。强化重要基础理论和运行规程知识，深入学习内外部经验反馈，掌握最近或即将进行的核电厂设计和程序变更。培训学时每年不少于 16 学时，其中反应堆物理及热工水力 4 学时，内外部经验反馈 4 学时，设计和程序变更及其它 8 学时。

(三) 模拟机再培训。强化模拟机培训初训内容，以综合场景训练为主，侧重多重和复杂故障的练习，加强预防人因失误培训，强化操纵人员基本功及人员绩效的提升，提高个人和团队处理复杂工况的能力。各核电厂应结合机组特点，按照事件 / 事故发生频率和重要程度，在培训大纲中明确事件 / 事故工况培训清单和培训频次。原则上在执照有效期内应对本核电厂最终安全分析报告中所列出的预计运行事件和设计基准事故进行不少于两次模拟机再培训，并针对内、外部经验反馈事件及时开展模拟机培训。培训学时每年不少于 80 学时。

第四章 培训与考核方式

基本安全培训可采用课堂教学、线上教学、模拟演练等方式开展，可采用线上答题、线下笔试等方式进行考核。成绩满分 100 分，80 分及以上为合格。

现场系统原理、核电基础理论、系统与运行、高级理论等理论培训与再培训应采用课堂培训的方式开展，并采用笔试方式进行考核。试题应覆盖培训课程的主要内容。成绩满分 100 分，80 分及以上为合格。

模拟机培训采用课堂培训与实操培训相结合的方式进行，并采用实操方式进行考核。成绩满分为 100 分，80 分及以上合格。

岗前培训采用在授权人员监护下，在工作岗位上进行工作观摩、操作或指挥的方式进行。可采用口试、实操等方式进行考核，成绩为合格或不合格。

第五章 培训大纲审查与升版

培训大纲在生效前应报核电厂操纵人员资格审查委员会审定，生效后如内容有较大变动需重新报审。

新建核电厂受人员配备、工程进展等客观因素制约，培训大纲与本规范要求不完全相符的，应说明原因及措施，具备条件后及时升版培训大纲。

核电厂应通过对学员考试、人员绩效、电厂业绩、经验反馈等方面的分析，对培训大纲实施的有效性进行定期评价和反馈，以持续提高培训质量。

第六章 附则

本规范由国家能源局负责解释。

本规范自 2023 年 1 月 1 日起实施，有效期五年。

国家能源局综合司关于加快推进地热能开发利用项目 信息化管理工作的通知

国能综通新能〔2022〕83号

为进一步落实我局联合国家发展改革委、财政部、自然资源部、生态环境部、住房城乡建设部、水利部、国家统计局共同印发的《关于促进地热能开发利用的若干意见》（国能发新能规〔2021〕43号）有关工作要求，加快推进地热能开发利用项目（地热能供暖/制冷和地热能发电）信息化管理工作，现将有关事项通知如下：

一、各省级能源主管部门要组织各地加快开展地热能开发利用项目的备案/登记工作，原则上要在今年10月底前全面完成存量项目的备案/登记工作。

二、各省级能源主管部门要根据当地地热能开发利用特点，充分评估并选择国家可再生能源信息管理中心或者国家地热中心等开发的地热信息管理平台，并尽快在全省范围内推广应用，原则上应在今年10月底前全面完成存量项目的信息录入工作。

三、请各省级能源主管部门加强与发展改革、住房城乡建设、自然资源、水行政等管理部门的沟通，对录入地热信息管理平台的项目，可在相关手续办理时予以优先支持；对没有录入地热信息管理平台的项目，可将其作为后续监督检查的重点。

四、国家可再生能源信息管理中心和国家地热中心要加强沟通，做好地热信息管理平台之间的数据接口，统一项目编码。各平台要能够按照附件格式导出数据。国家可再生能源信息管理中心负责汇总各省（区、市）能源主管部门正式提供的数据，于每年年底前上报我局。

五、地热能开发利用计入本地可再生能源消费总量，按照国家有关文件与新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制做好衔接。

六、请各省级能源主管部门形成常态化工作机制，定期更新数据；鼓励各省级能源主管部门根据本地实际情况拓展地热信息管理平台功能，会同相关部门逐步理顺地热能开发利用项目管理。

七、我局拟于今年底或明年初组织第三方对各地地热能信息化管理工作进展进行评估，推广先进经验并适时召开现场会。

国家能源局综合司
2022年8月11日

国家能源局关于 2021 年度全国可再生能源电力发展监测评价结果的通报

国能发新能〔2022〕82 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：

为促进可再生能源开发利用，科学评估各地区可再生能源发展状况，根据可再生能源法和《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能新能〔2016〕54 号）、《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源〔2016〕1150 号）、《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）等文件，我局委托国家发展改革委能源研究所汇总有关可再生能源电力建设和运行监测数据，形成了《2021 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》（以下简称监测评价报告）。

现将监测评价报告予以通报，以此作为各地区 2022 年可再生能源开发建设和并网运行的基础数据。请各地区和有关单位高度重视可再生能源电力发展，进一步提高可再生能源利用水平，为助力实现碳达峰碳中和目标任务作出积极贡献。

国家能源局

2022 年 8 月 27 日

附件：2021 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告

2021 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告

一、全国可再生能源电力发展总体情况

截至 2021 年底，全国可再生能源发电累计装机容量 10.63 亿千瓦，同比增长约 13.8%，占全部电力装机的 44.8%；其中，水电装机 3.91 亿千瓦（抽水蓄能 0.36 亿千瓦）、风电装机 3.28 亿千瓦、光伏发电装机 3.06 亿千瓦、生物质发电装机 3798 万千瓦。2021 年，全国可再生能源发电量达 2.48 万亿千瓦时，占全部发电量的 29.7%；其中水电发电量 1.34 万亿千瓦时，占全部发电量的 16.0%；风电发电量 6556 亿千瓦时，占全部发电量的 7.8%；光伏发电量 3259 亿千瓦时，占全部发电量的 3.9%；生物质发电量 1637 亿千瓦时，占全部发电量的 2.0%。

二、各省（区、市）可再生能源电力消纳责任权重完成情况

2021年全国可再生能源电力实际消纳量为24446亿千瓦时，占全社会用电量比重29.4%，同比提高0.6个百分点；全国非水电可再生能源电力消纳量为11398亿千瓦时，占全社会用电量比重为13.7%，同比增长2.3个百分点。

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）公布的2021年各省（自治区、直辖市）可再生能源电力消纳责任权重，综合考虑各省本地生产、本地利用以及外来电力消纳情况，经核算，除西藏免除考核外，全国28个省（自治区、直辖市）完成了国家能源主管部门下达的最低总量消纳责任权重，甘肃和新疆可再生能源电力总量消纳实际完成情况较最低消纳责任权重分别低2.6个和1.8个百分点；全国29个省（自治区、直辖市）完成了国家能源主管部门下达的最低非水电消纳责任权重，新疆非水电可再生能源电力消纳实际完成情况较最低消纳责任权重低0.6个百分点。

据统计，30个省（区、市）中，可再生能源电力消纳占全社会用电量的比重超过80%以上的1个、40-80%的7个、20-40%的12个、10-20%的10个；非水电可再生能源电力消纳占全社会用电量的比重超过20%以上的7个、10-20%的15个、5-10%的7个、5%以下的1个。2021年可再生能源电力消纳总量责任权重完成情况如表1，2021年可再生能源电力消纳非水电责任权重完成情况如表2。

表1 2021年可再生能源电力消纳总量责任权重完成情况

省（区、市）	实际消纳量 （亿千瓦时）	实际完成 情况	同比增加 百分点	下达的最低总量消纳 责任权重	实际完成情况超出下达 最低权重指标的百分点
四川	2633	80.4%	-1.4	74.0%	6.4
云南	1657	77.5%	-3.1	75.0%	2.5
青海	662	77.1%	-7.6	69.5%	7.6
甘肃	701	46.9%	-5.6	49.5%	-2.6
湖南	1000	46.4%*	-0.7	45.0%	1.4
重庆	610	45.5%	-5.9	43.5%	2.0
广西	964	43.1%	-0.2	43.0%	0.1
湖北	1026	41.5%	-1.7	37.0%	4.5
贵州	629	36.1%	-4.6	35.5%	0.6
上海	558	31.9%	-3.7	31.5%	0.4
吉林	252	29.9%	-0.4	28.0%	1.9
江西	546	29.3%	4.1	26.5%	2.8
河南	1058	29.0%	7.4	21.5%	7.5
广东	2281	29.0%*	-4.1	29.0%	0.0
宁夏	334	28.8%	2.1	24.0%	4.8

续表

省（区、市）	实际消纳量 （亿千瓦时）	实际完成 情况	同比增加 百分点	下达的最低总量消纳 责任权重	实际完成情况超出下达 最低权重指标的百分点
陕西	525	26.7%	1.8	25.0%	1.7
山西	649	24.9%	6.1	20.0%	4.9
内蒙古	954	24.1%	3.0	20.5%	3.6
黑龙江	254	23.3%	-0.1	22.0%	1.3
新疆	712	20.2%	-0.3	22.0%	-1.8
北京	244	19.8%	3.4	18.0%	1.8
天津	191	19.5%	3.4	17.0%	2.5
安徽	524	19.3%	1.7	16.0%	3.3
辽宁	492	19.1%	1.9	15.5%	3.6
福建	539	19.0%*	0.0	19.0%	0.0
浙江	1042	18.9%	-0.7	18.5%	0.4
江苏	1321	18.6%	1.8	16.5%	2.1
河北	756	17.6%	3.4	16.5%	1.1
海南	71	17.5%	1.3	16.0%	1.5
山东	1167	15.8%	3.4	13.0%	2.8
西藏	95	94.1%	7.0	不考核	不考核
全国	24446	29.4%	0.6		

备注：1.湖南计入贵州点对网45.5亿千瓦时水电；
 2.福建省加上了安徽省转让的36亿千瓦时可再生能源总量超额消纳量；
 3.广东省加上了云南省转让的49亿千瓦时可再生能源总量超额消纳量。

表2 2021年可再生能源电力消纳非水电责任权重完成情况

省（区、市）	实际消纳量 （亿千瓦时）	实际完成 情况	同比增加 百分点	下达的最低总量消纳 责任权重	实际完成情况超出下达最低 权重指标的百分点
青海	251	29.3%	3.9	24.5%	4.8
宁夏	303	26.2%	4.8	22.0%	4.2
山西	610	23.4%	6.6	19.0%	4.4
黑龙江	253	23.2%	1.7	20.0%	3.2
内蒙古	890	22.5%	3.0	19.5%	3.0
河南	780	21.4%	7.7	18.0%	3.4

续表

省（区、市）	实际消纳量 （亿千瓦时）	实际完成 情况	同比增加 百分点	下达的最低总量消纳 责任权重	实际完成情况超出下达最低 权重指标的百分点
吉林	177	21.0%	-0.3	21.0%	0.0
北京	239	19.4%	3.3	17.5%	1.9
甘肃	283	18.9%	1.1	18.0%	0.9
天津	181	18.4%	3.3	16.0%	2.4
陕西	352	17.9%	4.3	15.0%	2.9
河北	721	16.8%	3.3	16.0%	0.8
安徽	434	16.0%	2.4	14.0%	2.0
云南	321	15.0%*	-0.1	15.0%	0.0
山东	1100	14.9%	3.5	12.5%	2.4
湖南	302	14.0%	2.9	13.5%	0.5
辽宁	361	14.0%	0.4	13.5%	0.5
江西	244	13.1%	2.5	12.0%	1.1
江苏	859	12.1%	3.1	10.5%	1.6
新疆	420	11.9%	1.0	12.5%	-0.6
广西	255	11.4%	2.5	10.0%	1.4
湖北	269	10.9%	1.8	10.0%	0.9
贵州	171	9.8%	2.5	8.5%	1.3
海南	38	9.4%	2.0	8.0%	1.4
福建	258	9.1%*	1.8	7.5%	1.6
浙江	474	8.6%	1.1	8.5%	0.1
四川	233	7.1%	1.0	6.0%	1.1
广东	448	5.7%	0.3	5.0%	0.7
上海	91	5.2%	0.4	4.0%	1.2
重庆	58	4.3%	0.1	4.0%	0.3
西藏	21	20.8%	-0.8	不考核	不考核
全国	11398	13.7%	2.3		

备注：1. 福建省加上了安徽省转让的30亿千瓦时非水电可再生能源超额消纳量；
2. 云南省加上了广东省转让的28亿千瓦时非水电可再生能源超额消纳量。

三、全国重点地区风电、光伏年可利用小时数情况

表3 2021年全国风电重点地区年利用小时数情况

省（区）	资源区	地区	2020年实际利用小时数	2021年实际利用小时数	实际利用小时数增加值
内蒙古	I类	除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区	2318	2626	308
	II类	赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市	2378	2407	29
新疆	I类	乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市	2616	2781	165
	III类	除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区	2178	2241	63
甘肃	II类	嘉峪关市、酒泉市	2016	2153	137
	III类	除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区	1638	1861	223
宁夏	III类	宁夏	1653	2018	365
黑龙江	III类	鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区	2255	2063	-192
	IV类	黑龙江省其他地区	2270	2254	-16
吉林	III类	白城市、松原市	2302	2280	-22
	IV类	吉林省其他地区	2355	2427	72
辽宁	IV类	辽宁	2243	2293	50
河北	II类	张家口市	2032	1995	-37
山西	IV类	忻州市、朔州市、大同市	1750	2317	567

表4 2021年全国光伏重点地区年利用小时数情况

省（区）	资源区	地区	2020年实际利用小时数	2021年实际利用小时数	实际利用小时数增加值
内蒙古	I类	除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区	1626	1568	-58
	II类	赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市	1619	1562	-57
新疆	I类	哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依	1655	1597	-58
	II类	除I类外其他地区	1414	1455	41
甘肃	I类	嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌	1535	1562	27
	II类	除I类外其他地区	1263	1389	126

续表

省（区）	资源区	地区	2020年实际利用小时数	2021年实际利用小时数	实际利用小时数增加值
青海	I类	海西	1436	1474	38
	II类	除I类外其他地区	1387	1248	-139
宁夏	I类	宁夏	1390	1471	81
陕西	II类	榆林、延安	1466	1455	-11
黑龙江	II类	黑龙江	1507	1503	-4
吉林	II类	吉林	1477	1537	60
辽宁	II类	辽宁	1388	1327	-61
河北	II类	承德、张家口、唐山、 秦皇岛	1485	1343	-142
山西	II类	忻州、朔州、大同	1470	1424	-46

四、全国清洁能源消纳利用情况

2021年，全国及重点省份清洁能源消纳利用情况良好。2021年，全国风电平均利用率96.9%，同比提升0.4个百分点；尤其是湖南、甘肃和新疆，风电利用率同比显著提升，湖南风电利用率99%、甘肃风电利用率95.9%，新疆风电利用率92.7%、同比分别提升4.5、2.3、3.0个百分点。2021年，全国光伏发电利用率98%，与上年基本持平。新疆、西藏等地光伏消纳水平显著提升，光伏利用率同比分别提升2.8和5.6个百分点。全国主要流域水能利用率约97.9%，同比提高1.5个百分点。

表5 2021年全国风电并网消纳情况

	2020年实际利用率	2021年实际利用率
全国	96.5%	96.9%
北京	99.7%	100.0%
天津	99.8%	100.0%
河北	95.3%	95.4%
山西	97.0%	97.5%
山东	96.8%	98.5%
蒙西	93.0%	91.1%
蒙东	97.7%	97.6%
辽宁	99.0%	98.0%
吉林	97.6%	97.1%
黑龙江	99.5%	98.1%
上海	100.0%	100.0%
江苏	100.0%	100.0%
浙江	100.0%	100.0%
安徽	100.0%	100.0%

续表

	2020年实际利用率	2021年实际利用率
福建	100.0%	100.0%
江西	100.0%	99.9%
河南	99.8%	98.3%
湖北	100.0%	100.0%
湖南	94.5%	99.0%
重庆	100.0%	100.0%
四川	100.0%	100.0%
陕西	96.7%	97.7%
甘肃	93.6%	95.9%
青海	95.3%	89.3%
宁夏	97.8%	97.6%
新疆	89.7%	92.7%
西藏	100.0%	100.0%
广东	100.0%	100.0%
广西	100.0%	100.0%
海南	100.0%	100.0%
贵州	99.7%	99.5%
云南	99.4%	99.9%

表6 2021年全国光伏并网消纳情况

	2020年实际利用率	2021年实际利用率
全国	98.0%	98.0%
北京	100.0%	100.0%
天津	100.0%	99.9%
河北	98.7%	98.2%
山西	97.0%	99.1%
山东	99.0%	99.1%
蒙西	96.4%	96.5%
蒙东	99.6%	99.4%
辽宁	100.0%	99.6%
吉林	98.8%	98.9%
黑龙江	100.0%	99.6%
上海	100.0%	100.0%
江苏	100.0%	100.0%
浙江	100.0%	100.0%

续表

	2020年实际利用率	2021年实际利用率
安徽	100.0%	100.0%
福建	100.0%	100.0%
江西	100.0%	100.0%
河南	100.0%	99.9%
湖北	100.0%	100.0%
湖南	99.9%	100.0%
重庆	100.0%	100.0%
四川	100.0%	100.0%
陕西	97.1%	98.0%
甘肃	97.8%	98.5%
青海	92.0%	86.2%
宁夏	97.5%	97.5%
新疆	95.4%	98.3%
西藏	74.6%	80.2%
广东	100.0%	100.0%
广西	100.0%	100.0%
海南	100.0%	100.0%
贵州	99.4%	99.6%
云南	99.5%	99.8%

表7 2021年全国主要流域水电利用情况

主要流域	2020年有效水能利用率	2021年有效水能利用率
金沙江	99.20%	99.99%
雅砻江	93.54%	96.96%
大渡河	86.81%	92.83%
乌江	98.34%	99.75%
长江干流上游	99.85%	99.97%
黄河干流上游	93.14%	99.73%
南盘江-红水河	99.26%	99.61%
澜沧江	99.88%	99.95%

五、直流特高压线路输送可再生能源情况

2021年，17条直流特高压线路年输送电量4887亿千瓦时，其中可再生能源电量2871亿千瓦时，同比提高18.3%，可再生能源电量占全部直流特高压线路总输送电量的58.7%。国家电网运营的13条直流特高压线路总输送电量4048亿千瓦时，其中可再生能源电量2032亿千瓦时，占总输送电量的50.2%；南方电网运营的4条直流特高压线路输送电量839亿千瓦时，全部为可再生能源电量。

表8 2021年直流特高压线路输送电量情况

序号	线路名称	年输送电量 (亿千瓦时)	可再生电量合计 (亿千瓦时)	可再生能源占比	占比同比增长 (百分点)
1	复奉直流	283.0	283.0	100.0%	0.0
2	锦苏直流	361.9	361.9	100.0%	0.0
3	宾金直流	271.6	271.3	99.9%	-0.1
4	天中直流	446.1	159.7	35.8%	-4.9
5	灵绍直流	504.1	116.4	23.1%	6.0
6	祁韶直流	271.9	70.9	26.1%	-1.2
7	雁淮直流	285.7	50.4	17.6%	3.9
8	锡泰直流	185.9	41.6	22.4%	22.1
9	鲁固直流	265.4	101.0	38.0%	20.9
10	昭沂直流	319.6	107.8	33.7%	-13.8
11	吉泉直流	550.6	172.9	31.4%	13.1
12	青豫直流	151.5	148.9	98.3%	-1.7
13	雅湖直流	150.5	146.0	97.0%	/
14	楚穗直流	217.6	217.6	100.0%	0.0
15	普侨直流	156.2	156.2	100.0%	0.0
16	新东直流	237.9	237.9	100.0%	0.0
17	昆柳龙直流	227.1	227.1	100.0%	0.0
全国		4887	2871	58.7%	12.8

注：1-13项数据为国家电网报送，14-17项数据为南方电网公司报送。/表示由于线路新投产等原因没有同比数据。

六、国家清洁能源示范省（区）落实情况

浙江。2021年，全部可再生能源电力消纳量1042亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为18.9%，同比降低0.7个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为474亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为8.6%，同比上升1.1个百分点。

四川。2021年，全部可再生能源电力消纳量为2633亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为80.4%，同比下降1.4个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为233亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为7.1%，同比上升1.0个百分点。

宁夏。2021年，全部可再生能源电力消纳量为334亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为28.8%，同比上升2.1个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为303亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为26.2%，同比上升4.8个百分点。

甘肃。2021年，全部可再生能源电力消纳量为701亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为46.9%，同比下降5.6个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为283亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为18.9%，同比上升1.1个百分点。

青海。2021年，全部可再生能源电力消纳量为662亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为77.1%，同比下降7.6个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为251亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重约为29.3%，同比上升3.9个百分点。

国家能源局综合司关于进一步明确电网企业与发电企业电费结算有关要求的通知

国能综通法改〔2022〕92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，有关电力企业：

为贯彻党中央、国务院关于深化“放管服”改革决策部署，落实《优化营商环境条例》《保障中小企业款项支付条例》《电力监管条例》有关规定，维护电力市场秩序，保障电费结算公平及时，进一步规范电网企业与发电企业电费结算行为，现就有关要求通知如下。

一、电网企业与发电企业签订购售电合同未事先明确约定使用非现金结算支付的，应使用现金结算支付，不得使用承兑汇票（包括银行承兑汇票、财务公司承兑汇票、商业承兑汇票）、国内信用证，以及业务规则、业务形式、应用场景与票据类似的应收账款电子凭证等企业自设电子债务凭证工具延期支付。

二、电网企业如确需使用承兑汇票等非现金支付工具延期支付电费的，应采取买方付息等方式承担资金成本和兑付风险，由双方协商一致以书面形式明确支付条件，并遵守《发电企业与电网企业电费结算办法》（国能发监管〔2020〕79号）第十八条有关规定。

三、电网企业应进一步加强信息报送工作，每半年向所在地能源监管机构报送电费结算使用承兑汇票等情况。

特此通知。

国家能源局综合司

2022年9月19日

国家能源局综合司关于建立《“十四五”能源领域科技创新规划》实施监测机制的通知

国能综通科技〔2022〕99号

中国科学院办公厅，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、国家能源研发创新平台：

为深入贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略和创新驱动发展战略，落实《“十四五”能源领域科技创新规划》（以下简称《规划》），形成合力加快推动能源科技进步，经商相关机构，我局将按照“十四五”时期我国能源科技创新的总体目标和重点任务，建立科技创新项目实施监测机制，为市场主体服务，确保《规划》任务顺利实施，现将有关事项通知如下。

一、总体思路

发布《规划》任务榜单，按照“揭榜挂帅”、自愿申报的原则，广泛征集《规划》任务实施依托项目及能源领域其他相关重大科技创新项目，并建立集中攻关、示范试验实施监测项目库。健全实施监测项目信息报送、定期评估和动态调整机制，确保能源领域科技创新任务“攻关有主体、落地有项目、进度可追踪、动态化调整”。发挥地方能源主管部门组织实施主体及能源企业、科研院所创新主体作用，推动科技与金融紧密结合，实现规划、任务、项目、资源、政策一体化融通衔接。

二、重点任务

（一）建立能源领域科技创新项目库。根据《规划》总体目标，明确重点任务（即“榜单”，详见附件1），征集《规划》任务实施依托项目，建立集中攻关、示范试验实施监测项目库。榜单外确有重大创新意义的项目经评估后也可纳入实施监测项目库。实施监测项目库采用常年推荐、分批入库、定期发布的方式管理。项目推荐实行常态化的方式，国家能源科技资源平台常年开放接受推荐项目。“十四五”期间，原则上不再另行发布项目征集通知，根据行业发展需要适时发布调整通知。符合要求的推荐项目及时纳入实施监测项目库，我局每年定期发布项目清单，明确承担能源领域科技创新重点任务的具体项目。

各省级能源主管部门牵头负责本辖区内项目的组织推荐工作，有关中央企业负责本企业项目组织推荐工作。中国科学院负责院属有关单位项目的组织推荐工作。国家能源研发创新平台负责本单位项目推荐工作。

我局组织对项目材料的完整性、与“十四五”能源领域科技创新总体目标的匹配性等进行审核，将符合要求的项目纳入实施监测项目库。其中，示范试验项目应是已经核准备案、在建或已投产的项目，涉及创建示范的，应符合中央有关创建示范活动管理规定。国家科技计划、能源领域首台（套）重大技术装备依托工程以及各类国家级示范项目，在符合“榜单”重点任务部署的前提下，优先纳入项目库。

(二) 开展项目动态监测。对于纳入项目库的项目，我局委托第三方机构搭建项目监测信息化平台，建立监测指标体系。项目承担单位要制定具体工作方案，明确项目实施的时间表、路线图，将责任落实到人到岗，通过监测信息化平台按季度填报入库项目的进展情况，项目实施过程中重要进展情况应及时报送我局。我局据此跟踪监测项目实施情况，并动态调整项目库。

(三) 健全《规划》滚动修编机制。我局组织《规划》实施评估，根据项目库中《规划》任务依托项目实施进展情况，委托第三方机构开展《规划》实施情况的中期评估和总结评估，加强《规划》实施情况评估成果应用，及时调整《规划》相关内容。

三、做好入库项目的支撑服务

一是推动项目优先落实示范工程，积极协调将具有重大战略价值和市场前景的新技术优先落实示范工程，并支持纳入各类国家级示范项目及地方相关规划。二是将项目实施成效作为国家能源研发创新平台建设管理的重要依据，支持项目科技创新成果突出的实施主体牵头或参与国家能源科技创新任务，充分发挥行业引领的示范作用。三是我局将定期向银行等金融机构推送《“十四五”能源科技创新项目清单》，对符合条件的项目，降低能源企业融资成本，加大能源科技投入强度。四是鼓励项目成果优先纳入能源领域首台（套）重大技术装备清单、能源产业技术装备推广指导目录，推动产业化推广。五是积极协调解决项目实施中遇到的问题，各省级能源主管部门积极协调地方有关部门，统筹推进本地区有关项目实施工作。六是研究建立科技创新成果定期公告制度，通过新闻发布会、能源工作会议、能源科技大会等平台加强项目重大科技创新成果的宣传推广。

四、注意事项

(一) 项目材料不应涉及国家秘密、个人信息和其他敏感信息。

(二) 项目承担单位须对项目材料的真实性负责。凡发现或通过举报发现项目冒用科研成果、知识产权、提供虚假申报材料等情况，一经查实，取消项目资格。

(三) 项目承担单位应加强资源统筹和要素整合，集中力量开展技术攻关及应用示范。不鼓励同一单位或同一研究团队分散力量在同方向下牵头或参与多个项目。

(四) 同一项目只能通过单个推荐单位推荐，不得通过变换项目名称等方式多头推荐和重复推荐。

国家能源局综合司
2022年10月14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

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

附件：电力二次系统安全管理若干规定

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 调度机构应按照国家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工作，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有关要求。

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《水电站大坝工程隐患治理监督管理办法》的通知

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。

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》

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內，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內，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。

国家能源局关于进一步加强海上风电项目 安全风险防控相关工作的通知

国能发安全〔2022〕97号

天津市、河北省、辽宁省、上海市、江苏省、浙江省、福建省、山东省、广东省、广西壮族自治区、海南省发展改革委、能源局，华北、东北、华东、南方能源监管局，山东、浙江、江苏、福建能源监管办，全国电力安委会有关企业成员单位：

为贯彻落实《国务院安委会办公室 自然资源部 交通运输部 国务院国资委 国家能源局关于加强海上风电项目安全风险防控工作的意见》（安委办〔2022〕9号，以下简称《意见》），促进海上风电安全可持续发展，现就电力行业加强海上风电项目安全风险防控有关事项通知如下。

一、严格落实企业主体责任

（一）海上风电项目的业主单位是安全生产责任主体，应履行以下责任：

1. 依法依规办理项目核准、许可等相关手续。
2. 建立健全安全生产组织管理、投入保障、风险管控、隐患排查治理、应急处置等机制。
3. 加强对海上风电项目参建及运维单位的组织、协调和监督，并加强与海事、应急、能源等有关部门以及国家能源局有关派出机构的衔接。
4. 对勘察、设计、施工、安装调试、监理、运维、船舶运营等单位的资质进行审核，与相关单位签订安全生产协议，督促其落实各项安全保障措施。
5. 主要负责人和安全生产管理人员应具备与海上风电建设施工、运行维护相适应的安全生产知识和管理能力。
6. 法律法规规定的其他安全生产责任。

（二）海上风电项目的勘察、设计、设备制造、施工、安装调试、监理、监造、运维、船舶运营等单位，依法依规承担相应的安全生产责任。

（三）电网企业应落实电网安全生产主体责任，加强海上风电项目的接入、运行监测等涉网安全管理，保障电网运行安全。

二、加强施工安全管理

（四）海上风电项目的施工单位，应当在作业前取得施工所在地海事机构的许可，并按要求做好安全保障。

（五）海上风电作业人员，应按规定持有《海上设施工作人员海上交通安全技能培训合格证明》或相应等效的培训合格证，参加内部安全教育及培训，确保出海前熟悉作业区域的气象海况、工况条件和安全要求等。

（六）海上风电项目的各参建单位，应建立出海人员动态管理台账，业主单位应当建立总台账，对出海作业各类人员（船员、海上风电作业人员、临时性出海人员）进行动态管理。

（七）海上风电项目的安全设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。

（八）海上风电项目的参建单位，应加强地质勘测工作，重点防范因地质勘测不准确造成溜桩、穿刺等导致作业船舶或海上设施失稳。

（九）海上风电项目的施工单位，应科学制定施工方案，根据作业需要应开展船舶稳性、系泊、强度、压载作业、插拔桩、船舶载荷工况、风浪载荷等相关计算。

（十）海上风电项目的施工单位，应加强重点作业管理，沉桩作业应落实防溜桩工作措施，吊装作业应明确吊装系数，确保起重机、起吊点、吊梁、索具合格，海缆敷设作业应落实警戒及防止走锚措施。

（十一）海上风电项目的施工单位，应明确船机设备管理的责任部门或责任人，建立相应的管理制度，保证船机设备的适用性。

（十二）海上风电项目的施工、运输单位，应建立船舶值守制度，施工过程中船机抛锚期间，应当安排船员值守瞭望，避免船机走锚发生安全事故。

（十三）海上风电项目施工单位，应加强天气和海浪预报管理，根据气象、海浪预报信息，合理安排海上作业窗口期，保障施工安全风险可控。加强与政府相关部门的衔接，按照政府部门发布的各类海上气象预警，及时启动相应的应急预案。

（十四）海上风电项目的业主单位，应按照国家 and 行业有关规定，科学确定项目合理工期并严格组织实施，严禁擅自压缩合同约定的工期。

（十五）海上风电项目的业主单位，应加强工程质量管控，按规定办理电力建设工程质量监督注册手续。相关电力建设工程质量监督机构应按照国家能源局发布的质量监督检查大纲的要求，认真开展质量监督工作。

三、加强运维安全管理

（十六）海上风电项目的业主单位和运维单位，应根据场站规模、海洋水文气象特点，编制综合安全管理、人员安全管理、设备设施安全管理、船舶安全管理等各类安全规章制度。

（十七）海上风电运维人员，应当参加海上交通安全技能培训，取得相关培训证明，确保掌握海上救生消防基本知识，熟悉作业区域的气象海况、工况条件和安全要求。

（十八）海上风电项目的业主单位和运维单位，应加强海上运维交通工具的管理，严格船舶调度，明确允许出海和必须返航的气象、水文条件。

（十九）海上风电机组、海缆、升压站等相关一次设备、二次设备经验收合格后方可投运，并定期进行巡视和维护。发现安全隐患，应及时整改，问题严重的应当停产整顿。

（二十）海上风电项目的业主单位和运维单位，应在海上风机基础、升压站、海缆等设备、区域处设置符合国家及行业要求的安全监测仪器，监测不均匀沉降、倾斜、应力应变、腐蚀老化等参数，发现异常情况及时处理。

（二十一）海上风电项目的业主单位和运维单位，应加强动火作业管理，严格执行动火作业审批制度；应按照国家、行业有关规定在海上升压站、风电机组机舱和塔架等海上设备设施内配备消防设备、设施。

（二十二）海上风电项目的业主单位和运维单位，应在海上升压站、风电机组、船舶内配备符合国家、行业相关标准规范要求的逃生与救生设备，定期进行检验检测，并组织培训和演练。

(二十三) 海上风电项目的业主单位和运维单位, 应依法依规明确电力设施保护范围, 采取有效措施确保电力设施安全, 必要时利用信息化手段进行自动监视监测。

(二十四) 海上风电项目的业主单位, 应与地方政府以及渔业、海事等主管部门建立协调联动机制, 做好海上风电场区渔船、运输船只的安全管理, 有效防范设备和人身伤亡事故的发生。

四、加强涉网安全管理

(二十五) 海上风电场设备的参数选择、涉网保护和自动装置的配置和整定等, 应与所接入电网相协调, 性能应满足电力系统安全稳定运行要求。

(二十六) 海上风电场应具备一次调频能力、快速调压能力, 且满足相关标准要求。

(二十七) 海上风电场的风电机组及无功补偿设备的电压和频率耐受能力原则上应与同步发电机组的电压和频率耐受能力一致。

(二十八) 新能源并网发电比重较高地区的海上风电场应根据接入电网的需求, 提供必要的惯量与短路容量支撑。

(二十九) 海上风电场应按国家、行业标准要求开展并网测试与仿真模型准确性评价工作, 确保模型参数准确性。当海上风电场发生容量变更、设备改造、软件升级、参数修改和控制逻辑变更等影响并网测试和仿真建模结果的, 应重新测试和评价。

(三十) 海上风电场应按照电力监控系统安全防护等相关规定开展电力监控系统安全防护工作。

(三十一) 海上风电场应严格执行电力调度机构的调度指令。未经调度机构同意, 不得擅自改变电力调度管辖范围内设备的状态。发生风电机组大面积脱网时, 应立即向电力调度机构报告, 未经允许不得擅自并网。

五、加强应急管理

(三十二) 海上风电项目的业主单位, 应建立海上风电项目应急管理体系, 组织施工、运维单位针对海上突发事件的性质、特点制定各类安全事故应急预案, 加强培训并定期组织演练。

(三十三) 海上风电项目的业主单位, 应与地方政府及有关部门建立协调联动机制, 确保应急工作有效实施。施工、运维单位宜与相邻施工、运维单位签订应急救援互助协议, 提高应急处置效率。

(三十四) 海上风电项目的施工、运维单位, 应加强应急队伍建设和应急物资装备的配备及管理。

(三十五) 发生突发事件时, 海上风电项目的业主单位应及时启动应急响应, 按照相关规定向海事、应急、能源以及国家能源局派出机构等有关部门报告, 并配合做好应急救援、事故调查等工作。

六、加强监督管理

(三十六) 地方各级能源管理部门和国家能源局有关派出机构要严格按照《意见》要求, 落实海上风电安全监督管理职责, 并加强与海事、应急等相关部门的协调联动, 形成工作合力, 不断提升海上风电项目的安全生产水平。

国家能源局
2022年11月4日

国家能源局关于印发《电力行业网络安全管理办法》的通知

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

附件：电力行业网络安全管理办法

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，成立工作领导小组，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 电力企业应当根据国家重要活动、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)对检查中发现的问题,责令其当场改正或者限期改正。

第三十一条 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。

第三十二条 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。

国家能源局综合司关于印发 《防止直流输电系统安全事故的重点要求》的通知

国能综通安全〔2022〕115号

各派出机构，全国电力安全生产委员会各有关企业成员单位，有关电力企业：

为认真落实党中央、国务院关于电力安全风险管控的重大决策部署，进一步加强直流输电系统安全管理，在全面梳理总结直流工程规划、建设、运行经验与事故教训的基础上，国家能源局编制形成《防止直流输电系统安全事故的重点要求》（以下简称《要求》），现予以印发，即日起生效，同时提出以下工作要求：

一、各电力企业要高度重视《要求》内容，聚焦直流近区电网、直流输电线路、换流站重要设备及人员规范管理等各方面，全面加强直流输电系统安全管理工作，切实保证有关要求在直流工程规划设计、选型制造、基建安装、调试验收、运维检修等全过程各个环节有效执行。

二、各电力企业要做好宣贯培训，保证企业内部相关直流安全管理主体逐级传达到位，并做好《要求》学习培训工作。

三、各电力企业在实施过程中要及时总结分析，持续提炼运行经验和事故教训，如有相关意见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
2022年11月28日

国家能源局关于加强直流输电系统安全管理的通知

国能发安全〔2022〕103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安全生产的重要指示批示精神，认真落实党中央、国务院关于电力安全风险管控决策部署，进一步加强直流输电系统安全管理，现就有关事项通知如下。

一、高度重视直流输电系统安全管理

（一）充分认识直流输电系统安全的重要性。随着直流输电技术的快速发展，直流输电系统已经成为主要的跨区跨省能源传输通道，直流输电系统安全已成为大电网安全的重要一环。各单位要深入贯彻落实总体国家安全观和“四个革命、一个合作”能源安全新战略，坚持人民至上、生命至上，统筹发展和安全，以高度的责任感和使命感加强直流输电系统安全管理工作，坚决遏制直流输电系统安全事故发生。

（二）压实直流输电系统安全管理责任。国家能源局及其派出机构要统筹负责辖区内的直流输电系统安全监管工作，重点完善政策法规和标准规范体系。电力相关管理部门要加强对直流换流站等直流输电重点电力设施的安全管理，针对将重要直流输电通道纳入有关联合防控机制的有关措施开展研究，协调解决电力设施保护、输电通道规划、新能源配套支撑电源建设、电力用户电能质量管控等方面问题。电力企业要落实主体责任，将直流输电系统安全管理纳入企业安全生产管理体系，完善直流管理规章制度，加强直流输电专业机构及人员力量，落实全员生产责任制，健全安全生产保障体系，促进直流输电系统全过程管理体系机制的有效运转。

二、加强直流输电系统规划设计安全管理

（三）加强网源统筹规划和交直流协调发展。电力相关管理部门应重视大规模新能源通过直流外送的网源统筹规划，在直流工程的送、受端同步规划布局一定规模的配套常规电源或调相机、静止无功补偿装置等支撑性资源，并督促相关项目业主按期建成投产，确保交流系统具有充足的惯量和电压支撑。电力企业应坚持结合输电需求和送、受端交流系统条件，论证采用先进成熟的直流输电技术和换流站接入系统方案，送受端系统的直流短路比、多馈入直流短路比以及新能源多场站短路比应满足有关国家（行业）标准的要求。

（四）加强直流输电新技术应用风险评估。电力企业应组织设计、科研单位在规划设计过程中优选直流输电系统的技术路线，加大力度支持新技术、新设备科研攻关与推广应用。为降低应用风险，涉及新型拓扑、首台首套、与电网耦合密切的新技术与新设备要进行充分的系统适应性及运行可靠性评估，相关评

估报告应经具备工程设计、咨询等甲级资质的权威评审机构评审，相关样机应经具备 CMA、CNAS 等资质的权威检测机构鉴定和检验，并向地方政府质量技术监督部门报备后方可开展工程建设。

（五）优化直流线路规划设计。电力相关管理部门应充分考虑大电网安全需要，优化输电通道路径，避免造成输电通道过于密集。电力企业应合理规划线路路径，避让地质灾害易发区、极端气候环境区、可能引起杆塔倾斜沉陷的采动影响区，确实无法避让时应采取必要措施。加大直流通道设施本体对强覆冰、台风等极端自然灾害设防标准的研究力度，建立健全适合直流通道所处地理环境的电力建设标准和规范，适当提高输电线路设计标准，切实提升直流通道设施自然灾害抵御能力。受地形等因素限制存在输电通道趋于密集风险时，应向有关联合防控工作机制报告。

（六）做好直流设备技术方案设计。电力企业要加强直流设备在生产前的设计管理，防止存在性能设计缺陷，强化设备的选型工作，做好直流设备的入网质量把关。在设计阶段对运行风险较高的充油类设备等应开展安全专题评估，督促生产制造企业对处于特殊运行环境的设备研究制定针对性的防护方案，对运行负荷较重的直流设备应强化电气安全裕度要求。强化对直流系统与重要设备的控制保护方案设计审查，避免测量装置和控制保护装置等单一设备故障或保护误动引起系统性风险。

（七）加强直流换流站消防设计。电力企业在设计阶段应根据换流站站址公共消防资源配置、火灾应急处置能力、地区自然气象等条件，合理确定消防系统设计方案，明确降低消防设施故障、快速灭火、防止火灾扩大三个方面的防范措施。应按照消防管理部门的有关要求，强化对消防系统设计方案的审查，确保消防设施的配置满足火灾事故应急处置及运维检修的要求。建设阶段应严格落实消防管理部门的制度规定，加强对消防设备的监管，消防系统主要设备应通过国家认证，产品名称、型号、规格应与认证证书一致，新研制的尚未制定国家标准、行业标准的消防设备应具备技术鉴定证书。

（八）加强涉电公共安全风险管控。电力相关管理部门应组织电网和油气管网、交通网络（高铁供电网络、地铁供电网络）等相关单位研究制定直流系统设施与油气管网、交通网络相互影响评估和防护标准，建立管道与直流入地设施的规划设计信息沟通机制，加强直流输电系统涉电公共安全风险管控。

三、做好直流设备选型、质量管控与技术监督

（九）保障产业链供应链自主可靠。电力企业要加强与生产制造企业的数据共享，积极稳妥推进国产化首台套设备示范应用，联合开展“卡脖子”关键技术攻坚，提升直流关键设备自主化水平。建立直流设备供应链追溯体系，开展设备质量安全溯源管理，依法建立产品质量安全“黑名单”制度，及时向社会公布运行环节出现的设备质量不合格情况。

（十）做好设备制造质量管控。电力企业要做好设备质量管控，关口前移，突出源头防范治理，督促生产制造企业优化生产工艺流程，加强对换流变压器、换流阀、直流穿墙套管等关键组部件内部质量监督，严把原材料入库验收、制造过程关键点和成品出厂检验质量关。落实产品质量终身负责制，监督生产制造企业提供优质维保服务，加强运行产品质量安全风险信息收集与研判，积极防范设备质量安全风险。

（十一）开展全过程技术监督。电力企业应建立覆盖直流系统可研规划、选型制造、设备采购、招标监理（监造）、工程建设、运行维护、退役报废等全过程技术监督体系，严格按照国家（行业）标准和防止直流输电系统安全事故的重点要求，落实各环节质量监督责任，建立定期报告、闭环管控等工作机制，重点加强换流变压器等关键设备设计校核监督、关键组部件的试验检测监督、制造和安装环节工艺质量监

督，强化设备质量检验检测，确保设备持续达到设计目标能力要求。

四、加强直流工程建设过程管控

（十二）严控工程建设质量。电力企业要严格执行工程质量检查、控制、检测和验收制度，提高工程质量管理标准化水平，按照国家有关规定确定质量控制点，不得随意压缩工期。建立健全隐蔽工程、特殊工艺、对安全质量有影响的重要部位施工的现场见证规章制度。明确安装环境控制要求，现场洁净度不满足要求不得进行二次设备安装。及时总结共性质量问题，形成经验反馈机制，举一反三制定纠正措施，防范问题重复发生。

（十三）系统开展交接验收。电力企业要严格按照国家、行业相关标准组织验收，重点开展漏油、漏水、漏气、接头发热、端子盒进水专项验收，验证固定消防灭火系统联动实喷范围。电力企业应向消防管理部门申请将换流站纳入消防重点单位管理。换流站建筑物消防和电力设备设施消防验收未通过、重大质量问题未整改或未通过启动验收不得投入试运行。

（十四）加强调试全方位管控。电力企业要强化现场调试各阶段的安全管理，厘清各方职责界面，做好现场安全隔离措施。完善厂内联调和现场调试试验项目，建立直流工程标准化调试项目清单，覆盖运行过程中可能出现的各种运行工况，重点开展直流大负荷试验考验设备实际荷载能力、开展短路等扰动试验检验交直流系统故障响应特性，加强调试期间典型试验场景数据实测，根据调试试验结果合理安排直流系统运行方式。

（十五）周密组织试运行消缺。电力企业应在工程调试带电考核通过、无重大设备隐患与安装质量问题的前提下，启动直流系统试运行，按照新设备投运标准组织带电检测和特巡特护。试运行满足要求后，电力企业要组织集中消缺，暂时无法消除的缺陷应形成工程遗留问题清单，落实责任单位及整改时限要求。

五、加强直流输电系统运行安全管理

（十六）加强直流对大电网影响机理研究。电力企业要持续深化直流系统对大电网安全稳定特性影响的认知，加强直流输电系统送受端之间、直流馈入各级电网之间相互影响及耦合特性的研究分析，优化直流无功特性，提升直流集中馈入地区的电压调节能力。开展抑制直流换相失败的新型拓扑与预测控制技术研究，强化对交直流连锁故障、多回直流同时换相失败的风险管控，防止多回直流同时闭锁，坚决避免“小事故引起大破坏”安全风险。研究交流电网故障下的柔性直流故障穿越技术，防止柔性直流接入引起电网短路电流超标，研究准同步机特性的先进柔性直流控制技术，提升高比例电力电子设备下的系统惯量水平。

（十七）加强系统稳定计算分析工作。电力企业应结合特高压直流输电工程建设及特高压直流送受端近区电网结构变化情况，滚动开展直流输电系统稳定计算分析，重点关注直流系统与送受端电网的相互影响以及直流设备对交流电网谐波耐受等问题，研究直流系统次同步振荡、超同步振荡与柔性直流高频振荡风险，针对存在振荡风险的情况及时制定针对性的防范措施。对发现的重点问题与重大运行风险，定期在电力系统运行方式汇报分析会上向国家能源局作专题汇报。

（十八）加强直流近区电网运行管控。电力企业要加强对直流近区风电、光伏集中地区的电网运行管理，配合国家能源局研究制定防止新能源机组大面积脱网的反事故措施。根据常规电源、新能源开机方式及负荷水平合理安排直流运行方式，加强对直流安全稳定控制系统运行状态监视，合理安排直流近区电网交流线路停电检修，避免因交流线路检修问题对直流系统安全运行产生影响。电网企业要加强对发电企业与电

力用户并网点的谐波含量监测，对于超出《电能质量公用电网谐波》（GB/T 14549-93）的谐波源用户，及时向电力相关管理部门报告。电力相关管理部门要督促超标谐波源用户开展治理。

（十九）提升直流系统安全防护应急处置能力。电力企业要建立健全保障直流输电系统安全运行的应急体系，针对大面积停电、山火、冰冻等突发事件或自然灾害建立应急预案，向国家能源局派出机构报送预案，并与本地区电力相关管理部门应急体系做好衔接。电力企业应确保备品备件充足，根据直流输电系统突发事件应急处置的特点，加大对先进技术、装备的研发投入和应用，电力相关管理部门应定期牵头组织开展包含直流安全突发事件等内容的大面积停电联合应急演练，在重大灾害发生时，及时与政府各部门联动，调配物资、队伍、专家等应急资源，快速有序开展抢修复电。

（二十）提升直流设备运检智能化水平。电力企业要积极推进直流输电系统数字化升级，鼓励应用智能传感与智能量测、机器人、大数据与云计算、人工智能等新技术，提升换流阀、换流变、直流开关等直流关键设备状态感知能力，科学评估直流设备健康状态，差异化制定运检策略和管控措施，及时消除设备缺陷，建立人机协同的智能运检模式，全面提升直流输电系统运行指标。

（二十一）强化防误操作管理。电力企业应建立健全直流输电系统防误操作管理规定，明确直流一极运行另一极检修（调试）、多端直流和直流电网方式转换、直流控制保护置位整定等易发生误操作环节的风险防控措施，严格执行操作票和工作票制度，强化现场作业监护，切实履行防误闭锁装置的解锁批准程序，加强防误闭锁装置的配置及日常维护，确保直流设备五防功能完善，加强防误闭锁装置的培训，确保运维人员对防误闭锁装置做到“懂原理、会操作、能维护”。

（二十二）加强现场运检人员管理。电力企业要加强直流输电系统调度、运检专业人员配备，确保人员数量及素质满足直流运行管理需求。建立现场运检人员资质管理体系，强化资质全过程管理，健全相关规章制度，重点加强安全意识及安全技能教育，落实作业现场到岗到位和现场管控要求。

（二十三）加强直流设施外部隐患治理。电力相关管理部门要积极协调公安、自然资源、住建、交通、林业等相关部门，全面清理威胁直流通道的树障隐患及违章建筑，严厉打击偷盗、破坏直流设施等违法行为，督促大件设备运输、安装单位做好运输过程安全防护，严防外部隐患导致直流输电系统停运，提升直流通道运行安全联合防控保障能力。

六、加强直流标准化工作管理

（二十四）持续开展直流技术标准体系建设。电力企业应定期开展对防止直流输电系统安全事故的重点要求条款梳理，选择性、分阶段推动相关条款纳入有关标准体系。应按照国家制定的直流技术标准体系，定期组织梳理直流输电系统安全相关标准，制定直流输电技术标准路线图，形成覆盖全面的技术标准体系。应积极推动标准化与直流技术创新应用深度融合，加强先进技术领域新技术和新设备的标准研究制定，引领新技术新装备的示范应用，提高直流技术创新应用的安全性。

七、加强直流系统监督管理

（二十五）强化职责分工与信息报送。省级以上电网企业应会同发电企业、电力用户等直流输电系统运行安全相关单位，于每季度首月10日前向所在地国家能源局派出机构和省级人民政府电力相关管理部门报送直流输电系统运行安全风险管控情况，包括但不限于以下内容：直流系统主要运行指标、直流设备及线路故障情况、主要风险隐患、针对性的风险管控措施和建议等。相关发电企业、电力用户应配合落实

电网企业提出的风险管控措施。涉及直流系统间连锁故障、多回直流同时闭锁等可能直接危及大电网安全运行的系统性故障或安全风险，电网企业在报送派出机构同时报送国家能源局。

（二十六）加强监督检查。国家能源局派出机构和电力相关管理部门应当加强对企业上报的直流输电系统运行安全风险管控情况进行跟踪监视，不定期对风险管控措施落实情况开展监督检查或重点抽查。对于不配合工作、未按要求报告或未及时采取措施导致电力安全事件的，国家能源局及其派出机构、电力相关管理部门将依据有关法律法规对责任单位和人员从严处理。

本通知执行过程中，相关单位如有问题和建议，请及时反馈国家能源局（电力安全监管司）。

国家能源局
2022年11月30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。

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

附件

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 and 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。

国家能源局综合司关于做好岁末年初电力安全生产工作的通知

国能综通〔2022〕114号

近期我国河南等地接连发生火灾等安全生产事故，习近平等中央领导同志就做好安全生产工作作出重要指示。迎峰度冬期间，用电需求不断增加，电力安全保供形势趋紧。为深入贯彻习近平总书记重要指示精神和《国务院安委会办公室关于认真贯彻落实习近平总书记重要指示精神 切实做好年终岁尾安全生产工作的通知》要求，确保岁末年初电力安全生产形势平稳，现将有关要求通知如下。

一、高度重视岁末年初电力安全生产工作。岁末年初是电力事故易发高发期，加之当前新冠疫情、复杂严峻外部形势和极端天气等因素影响，电力安全生产、网络安全和保供形势更加严峻复杂。各单位要切实提高政治站位，深入学习贯彻党的二十大精神和习近平总书记关于安全生产工作重要论述，严格贯彻落实党中央、国务院决策部署要求，统筹发展和安全各项工作任务，始终坚持人民至上、生命至上，以“时时放心不下”的责任感紧迫感，加强组织领导，细化工作措施，逐级压实责任，认真分析本地区、本单位安全生产形势，扎实做好岁末年初电力安全生产各项工作。

二、坚决防范遏制电力事故事件。各单位要针对岁末年初天气和生产特点，针对性做好重要电厂、供热电厂、变电站（换流站）、重要输电通道风险分级管控和隐患排查治理，强化运行监测和安全保卫，防止因线路覆冰、外力破坏等引发影响电网安全和居民供电、供热的电力事故事件。要针对年底电力建设施工繁忙，部分电力建设项目集中投运的情况，合理安排工期进度，进一步加强作业现场管理，落实户外施工人员防寒防冻和现场、营地防火措施，严防高处坠落、机械伤害、火灾等安全生产事故发生。

三、认真做好电力安全保供工作。电网企业要针对冬季雨雪冰冻天气频发等特点，提前研判电力电量供需情况，优化运行方式，科学合理调度，充分发挥跨区、跨省电力支援能力，做好电网调峰调频，进一步加强电力需求侧管理，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。发电企业要加强一次能源准备和设备运维管理，做好发电设备防寒防冻工作，提高发电设备运行可靠性水平，严防设备缺陷造成的机组非计划停运和出力受阻。各地方电力管理部门、派出机构要密切关注电力电量供应缺口、有序用电安排等情况，深入了解电力企业实际，积极协调解决燃料供应等困难问题，坚决防止拉闸限电。各单位要积极应对复杂严峻网络安全态势，常态开展网络安全隐患排查治理，强化网络安全监测和应急处置，严防因网络安全事件影响电力安全保供。

四、积极应对电力突发事件。各单位要密切关注天气动态，积极与应急、气象、地震等部门沟通对接，加强极寒天气、雨雪冰冻灾害、冬季火灾等监测预警。做好电力事故事件预想，完善应急预案，加强应急演练，做实应急准备，切实增强应对各类突发事件的实战能力。有关电力企业要做好高水平专业化应急抢修抢险力量准备，进一步优化抢修抢险作业管理，确保发生电力突发事件能够及时应急处置，重要设备停运后能够及时抢修恢复运行。

五、着力抓好工作收尾和节假日安全生产。各单位要对照年度安全生产重点工作安排，认真做好各项安全生产和监督管理工作的总结评估和收尾，确保工作收好官，有实效。要进一步加强领导、落实责任，深入分析岁末年初和元旦春节等重要时段的安全生产的规律特点，超前研判、提前防范，抓好安全措施落实和应急值守，确保安全生产形势稳定。要严格落实疫情防控各项规定，根据疫情防控新形势、新要求，优化防控措施，重点做好生产关键岗位人员安全防护，严防因疫情影响安全生产，确保电力供应和群众温暖过冬。

六、切实加强电力安全生产监督管理。各派出机构要认真落实电力安全监管责任，严格落实安全生产十五条硬措施，结合疫情防控实际，采取线上线下相结合的监管方式，对重点区域、重点环节开展日常监督检查。地方电力管理部门要落实属地监督管理责任，与各派出机构采取信息共享、协同监督、联合督办等方式，协调联动、形成合力，共同维护电力安全生产良好局面。

国家能源局综合司

2022年12月1日

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

国能发安全规〔2022〕116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：

为强化电力安全隐患排查治理和监督管理有关工作，有效防范遏制电力事故发生，国家能源局对《电力安全隐患监督管理暂行规定》（电监安全〔2013〕5号）进行了修订，形成《电力安全隐患治理监督管理规定》。现印发你们，请遵照执行。

国家能源局
2022年12月29日

附件：电力安全隐患治理监督管理规定

电力安全隐患治理监督管理规定

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

附件

重大电力安全隐患信息报告单

填报单位（签章）：

填报时间： 年 月 日

隐患名称：	
隐患所属单位：	
隐患评估时间： 年 月 日	
安全第一责任人：	电话：
治理负责人：	电话：
隐患现状：	
隐患产生的原因：	
隐患危害程度和治理难易程度分析：	
防控措施：	
治理措施：	
隐患治理计划：	
应急预案简述：	

备注：信息报告单内容以简要叙述为主，文字超过本表内容的，可单独附页说明。

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。

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）

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。

国家能源局关于印发《2023年能源监管工作要点》的通知

国能发监管〔2023〕4号

各司，各派出机构，各直属事业单位，中能传媒：

为深入学习宣传贯彻党的二十大精神，全面落实党中央、国务院决策部署，扎实做好2023年能源监管工作，持续推动能源高质量发展，现将《2023年能源监管工作要点》印发你们，请结合实际情况抓好落实。

国家能源局
2023年1月4日

附件：2023年能源监管工作要点

2023年能源监管工作要点

2023年能源监管工作的总体思路是：以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入学习宣传贯彻党的二十大精神，全面落实党中央、国务院决策部署以及中央经济工作会议、全国能源工作会议精神，以服务新时代国家能源安全、保障能源供给为目标，紧紧围绕电力市场秩序、安全生产、供电服务、资质信用、国家重大规划政策和项目落地等监管工作主责主业，全面推进高质量监管，以更大担当和作为助力能源高质量发展。重点抓好以下七个方面工作：

一、聚焦市场监管，进一步强化电力市场体系建设

（一）加快推进全国统一电力市场体系建设。落实党的二十大关于构建全国统一大市场和深入推进能源革命的决策部署，研究全国统一电力市场发展规划。强化电力市场基础制度规则的统一，规范电力市场方案规则制定程序。加强区域电力市场设置方案研究，明确区域电力市场组织架构，研究建立区域电力市场建设方案工作规范指引及跟踪推进机制，深化完善南方区域电力市场机制，加快推进长三角、京津冀等区域电力市场建设，充分发挥区域电力市场在促进资源优化互济及应急状态下余缺调节的平衡作用。

（二）进一步发挥电力市场机制作用。充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，有效反映电力资源时空价值，不断扩大新能源参与市场化交易规模，不断缩小电网企业代理购电范围，推动更多工商业用户直接参与交易。加快推进辅助服务市场建设，建立电力辅助服务市场专项工作机制，研究制定电力辅助服务价格办法，建立健全用户参与的辅助服务分担共享机制，推动调频、备用等品种市场化，不断引导虚拟电厂、新型储能等新型主体参与系统调节。研究修订发电机组进入及退出商业运营管理办法，进一步适应

深化燃煤发电上网电价市场化改革要求。

（三）深化电力市场秩序监管。研究制定地方不当干预市场监督评估工作指引，加强对各地交易方案的事前独立审查评估，及时制止和纠正地方不当干预市场行为。开展针对电力调度、交易机构及市场管理委员会的监管机制设计，督促各类市场主体、市场管理委员会共同维护良好的市场秩序，压实电力调度、交易机构市场运营监控和风险控制责任。强化电力现货试点、跨省跨区电力调度交易、电网代理购电等常态化监管，维护公平公正市场秩序。创新“互联网+监管”模式，加快建设电力价格与成本监管平台，提高监管智能化水平。

二、聚焦安全监管，进一步强化防范化解电力安全风险

（四）坚决守住系统安全稳定运行底线。研究新型电力系统重大安全风险及管控措施，完善电网运行方式分析，探索推进“源网荷储”协同共治。加强直流输电系统、重要输变电设施、电力二次系统和电力监控系统等重点领域安全监管，完善新能源发电并网安全监管措施。开展跨省区大面积停电事件应急演练，扎实做好重大活动、节假日保电和网络安全保障工作，加强突发事件应急处置。

（五）不断加强电力安全风险管控。进一步完善电力安全风险分级管控和隐患排查治理工作机制，落实重大电力安全隐患监督管理规定和判定标准，强化重大隐患挂牌督办。不断提高电力工程施工现场安全管理水平，加强对火电、新能源、抽水蓄能、储能电站、重要输变电工程等项目“四不两直”督查检查，规范电力建设工程质量监督工作，着力防范遏制重大施工安全事故。开展水电站大坝安全提升专项行动，加强病、险坝和乙级注册大坝安全监管。

（六）着力夯实电力安全工作基础。加快推进电力安全监管规章制度制修订工作，不断完善相关政策法规体系。进一步规范和加强电力安全监管执法，完善事故统计分析和执法案例公开制度，有效打击各类违法违规行为。加快电力安全监管信息化建设，做好电力安全生产监管信息系统试应用和电力应急指挥平台建设应用工作。深化电力可靠性管理，提升相关数据质量。

（七）进一步完善齐抓共管工作体系。深入贯彻落实新《安全生产法》，进一步推动地方政府落实属地电力安全管理责任，明确市、县（区）层面电力安全管理责任部门，落实海上风电等新业态监管主体。加强与地方政府主管部门沟通衔接，采取联合发文、联合检查、联合执法等形式，不断完善齐抓共管、各司其职的电力安全监管工作机制。

三、聚焦行业监管，进一步强化对国家重大能源规划、政策、项目落实情况监督

（八）保障能源安全促进可靠供应。认真落实党中央、国务院关于能源工作的决策部署，把能源安全保供作为能源监管的首要任务，督促地方政府相关部门和能源企业履行保供主体责任、落实保供政策。要充分发挥派出机构的“探头”“哨兵”作用，加强对电煤、电力、天然气等能源供需形势的监测、分析和预警，做好煤炭供应、机组运行、存煤情况等台账化管理，对于影响能源保供的“三性”问题，在职责范围内及时处理，并向局党组和地方政府报告。研究常态化、规范化的能源保供监测预警和监管工作机制，形成保供合力。

（九）加强能源规划政策执行情况监管。做好“十四五”能源规划中期评估工作，开展规划实施情况监管。深化重点领域能源政策实施情况的监管，认真梳理“十四五”以来重点领域出台的能源政策，总结实施效果。开展电力驻点综合监管，全面摸清重点地区电力行业全产业链情况。进一步加大对可再生能源消纳情况、

火电规划建设情况、重点煤炭企业增产保供情况监管，掌握落实进展情况和存在问题。派出机构要对各地承接国家能源局下放事权情况进行监督，对于地方政府相关部门出现没接住、没管好的情况，派出机构有权力指出、有义务报告、有责任纠偏。

（十）做好重大能源项目落实情况监管。持续跟踪跨省跨区输电通道、油气管道、大型风电光伏基地、水电站、电力“源网荷储”一体化和多能互补、整县屋顶分布式光伏开发试点、煤电建设和改造升级等重大项目推进情况，逐步建立常态化监管工作机制，及时发现项目推进中存在的问题，提出监管意见建议。将生物燃料乙醇生产和乙醇汽油使用情况纳入派出机构日常监管，及时向局机关报送日常监管发现的新情况新问题，确保成品油销售企业按规定销售乙醇汽油。

四、聚焦监管为民，进一步强化对自然垄断环节监管

（十一）深化全国“获得电力”服务水平提升。深化落实《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），指导各省级能源主管部门和供电企业健全完善政企协同办电工作机制，着力推动居民“刷脸办电”和小微企业“一证办电”常态化、制度化、规范化。推动供电企业建立健全办电平台与政府工程建设项目审批平台信息共享机制。研究“获得电力”服务水平提升不平衡问题，重点解决部分地区频繁停电、长期低电压等问题。发挥“企业行动、政府监管、社会监督”合力，形成优化用电营商环境的长效机制。

（十二）深化电网公平开放和投资成效监管。加强宣贯《电网公平开放监管办法》（国能发监管规〔2021〕49号），强化日常监管工作，督促电网企业完善相关管理制度，常态化落实好信息报送、信息公开等要求。梳理电源接入、电网互联开展情况，规范电网公平开放行为，及时发现并解决实际中遇到的问题。针对接网矛盾突出地区，适时开展新建电源接入电网重点监管。持续开展典型电网投资成效监管，加大对电网工程规划落实、运行实效及投资效益的监管。开展农村电网巩固提升工程中央预算内投资计划实施情况监管，规范和加强中央预算内投资计划管理，更好发挥中央预算内投资效益。

（十三）深化油气管网设施公平开放监管。健全完善油气管网设施公平开放监管事项核实清单和监管工作流程，全面摸清油气管网设施运营企业落实公平接入、信息报送、独立核算、服务合同签订履约、公平开放服务等情况。指导做好LNG接收站等设施高质量公平开放，服务天然气保供稳价。加快出台天然气管网设施托运商准入规则，指导管网运营企业优化完善管网设施容量分配相关操作办法。开展典型省市天然气用气结构专项核查。

五、聚焦资质信用，进一步提升电力市场准入和能源信用监管水平

（十四）推进资质管理“放管服”改革落深落细。贯彻落实“证照分离”改革要求，巩固深化许可告知承诺制，组织开展告知承诺履行情况信用专项监管，加大对不实承诺问题查处力度，确保放管结合、风险可控。综合运用“双随机一公开”“重点监管”“互联网+监管”等方式加强日常监管，强化持证企业许可条件保持情况监管，有效提升资质管理标准化、规范化、便利化水平。完善电力业务资质许可“好差评”制度，优化指标体系，做好与国家政务服务系统对接准备。针对告知承诺、信用修复和异议处理等新的风险点，坚持并完善常态化资质管理和信用工作通报机制，切实做好风险防控。

（十五）持续强化许可证功效发挥。完善水电、风电、光伏等发电项目及涉网工程施工企业许可管理，促进可再生能源健康发展。落实“先立后破”要求，做好煤电机组许可准入退出，稳妥开展符合产业政策

和节能减排政策煤电机组许可延续，促进有序替代。修订增量配电区域划分实施办法，做好增量配电改革试点项目许可证核发工作。持续优化承装（修、试）电力设施许可管理，不断释放市场主体活力，切实维护电力建设市场秩序。深入开展电力业务许可在电力全链条监管中的功效发挥和承装（修、试）电力设施许可级别优化研究。

（十六）深入探索新型信用监管机制建设。深化信用监管，在资质许可、电力安全领域推进以信用为基础的监管试点。扎实做好信用信息归集共享，依法开展信息披露、信用修复和异议处理，保护市场主体合法权益。做好能源领域信用状况统计分析和风险预警，推动电力行业公共信用评价结果在发电、电网等领域的深入应用。指导行业协会规范开展会员企业信用评价，鼓励和支持企业、第三方信用服务机构等参与行业共建和协同监管。

（十七）着力提升资质和信用信息系统支撑作用。深入推进数据共享应用、电子政务能力、业务支撑能力建设，持续提升许可和信用工作智慧化水平。夯实系统数据基础，加大动态筛查、智能校核力度，完善持证企业数据更新维护机制。强化数据赋能，不断提高数据智能统计分析维度、深度和精度，为告知承诺制事中事后监管、承装（修、试）电力设施企业人员条件动态监管等工作提供更好支持。动态完善系统功能，及时响应政策文件新要求，综合运用互联网、大数据、专家库等手段，探索创新非现场监管模式，通过预警防控提高监管精度，为实施新型信用监管提供有力支撑。

六、聚焦行政执法，进一步提升能源领域行政执法力度

（十八）提高投诉举报处理效率。以“提速、提标、提效”为目标，进一步优化 12398 能源监管投诉举报热线的诉求受理、工单转办、属地办理、结果反馈等环节工作流程。加强投诉举报的处理统计分析，建立争议工单调整、恶意诉求甄别、重复问题督办、热线联络员等工作机制，确保群众反映的急难愁盼等用能诉求得到及时高效解决，提高群众用能的获得感和幸福感。定期公开典型投诉举报处理情况，发挥社会舆论监督作用。

（十九）规范能源行政执法行为。贯彻落实党中央、国务院部署以及我局有关制度规定，全面推行行政执法公示制度、执法全过程记录制度、重大执法决定法制审核制度。深化落实《行政处罚法》《国家能源局行政处罚程序规定》《国家能源局行政裁量权基准》，汇总编印执法工作全流程操作规范，修订《能源稽查案件案由表》，进一步明确能源行政执法职责，规范行政处罚、行政强制、行政检查等行为，实现执法信息公开透明、执法过程全程留痕、执法决定合法有效，提高行政执法能力和水平。

（二十）强化重点领域行政执法工作。加强对重点领域、重点行业的行政执法研究，不断拓宽案件线索收集渠道，全面提升群众反映强烈、社会普遍关心等有关问题的解决质效。着力强化对违反电力调度交易规则、扰乱市场秩序、用户受电工程“三指定”等违法违规行为的调查处理力度，切实维护能源市场秩序和市场主体合法权益，持续提高对能源市场主体争议事项的解决水平，有效降低行政经济等成本。

七、聚焦党建引领，进一步加强干部队伍监管能力建设

（二十一）推动党建与业务深度融合。深入学习宣传贯彻党的二十大精神，全面落实《关于认真学习宣传贯彻党的二十大精神工作方案》（国能党组〔2022〕69号）要求，高起点谋划新时代能源监管工作，进一步深化党建与业务工作融合，切实把党的二十大精神落实到能源监管的全过程。认真落实《关于加强干部队伍监管能力建设的意见》（国能党组〔2022〕30号），加强干部队伍建设，注重思想淬炼、政治历

练、实践锻炼和专业训练，进一步提升党员干部的政治判断力、政治领悟力、政治执行力，以能源监管成效践行“两个维护”。

（二十二）打造风清气正监管生态。坚定不移落实全面从严治党“两个责任”，抓住“关键少数”以上率下，持续深化纠治“四风”，自觉维护党规党纪的权威性和严肃性。严格按照法律法规、“三定”方案以及权责清单履行职责，既要敢于斗争、善于斗争，不缺位，也要按程序规范、依法用权，不越位。探索推进能源监管与纪律监督、巡视监督、审计监督的有效贯通，用好能源监管工作成果。严格落实《国家能源局党员干部与能源企业廉洁交往行为规范（试行）》要求，处理好与能源监管对象之间的“亲清”关系。

（二十三）加强监管履职能力建设。组织开展监管业务培训，解读政策文件和交流经验做法，提升监管的针对性和有效性。继续发挥青年理论学习小组、“能源大讲堂”等平台作用，提高监管干部的知识储备和综合素养。加强干部挂职交流锻炼，从机关各司和局属单位有针对性地遴选一定数量干部进行双向挂职。充分利用能源监管业务骨干库，组织年轻干部参加重大监管任务。通过全面提升监管干部的政治水平和专业能力，努力打造一支“政治坚定、业务精良、作风过硬”的能源监管队伍。

国家能源局综合司关于印发 《2023年电力安全监管重点任务》的通知

国能综通安全〔2023〕4号

全国电力安全生产委员会各成员单位：

为贯彻落实党的二十大精神，扎实做好2023年电力安全监管工作，确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，推动全国电力安全生产形势持续稳定向好，我局制定了《2023年电力安全监管重点任务》。现印发给你们，请结合本地区、本单位实际，认真贯彻落实。

国家能源局综合司
2023年1月17日

附件：2023年电力安全监管重点任务

2023年电力安全监管重点任务

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，认真学习贯彻党的二十大精神，深入贯彻落实习近平总书记关于安全生产重要论述，严格落实党中央、国务院关于安全生产的各项决策部署，坚持“安全第一、预防为主、综合治理”，统筹发展和安全，扎实推进落实《电力安全生产“十四五”行动计划》，着力防范化解重大电力安全风险，高效开展电力安全专项监管和重点监管，努力提升安全监管效能，不断加强电力应急管理，持续推动电力安全治理体系和治理能力现代化，为全面建设社会主义现代化国家营造安全稳定的电力供应环境。

二、基本目标

杜绝重大以上电力人身伤亡责任事故、杜绝重大以上电力安全事故、杜绝电力系统水电站大坝垮坝漫坝事故，确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，保持电力安全生产形势稳定。

三、重点任务

（一）认真学习贯彻党的二十大精神和习近平总书记关于安全生产重要论述

1. 认真学习贯彻党的二十大精神。深入学习宣传贯彻党的二十大精神，及时传达学习党中央、国务院

关于安全生产决策部署，准确领会和把握党中央、国务院对电力安全工作的新部署和新要求，进一步增强做好电力安全监管工作重要性认识，筑牢电力安全工作思想基础。

2. 全面学习贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述。将学习习近平总书记关于安全生产重要论述和重要批示纳入各级党委（党组）学习计划和干部员工教育培训计划，坚持以人民为中心的发展思想，树牢人民至上、生命至上理念。贯彻落实“三管三必须”和国务院安委会十五条硬措施要求，进一步落实地方电力安全管理责任，完善齐抓共管机制。

3. 加强电力安全宣传教育培训。加强电力安全文化建设，认真组织开展“安全生产月”“安全生产万里行”等活动。聚焦构建新型能源体系和新型电力系统，深入研究电力安全生产面临的新形势、新挑战，提出应对举措。举办第三届电力安全管理和技术论坛。组织开展电力安全监管培训。

（二）认真贯彻党中央、国务院决策部署

4. 加强电力安全工作统筹协调。充分发挥国家能源局安全生产工作领导小组和全国电力安委会作用，加强对电力安全监管工作的统筹协调和把关定向。配合做好2022年度国务院安委会成员单位安全生产考核工作，全面落实考核反馈意见。精简高效开展派出能源监管机构电力安全生产考核。

5. 全力做好电力供应保障。开展年度电网运行方式和电力供需形势分析，做好迎峰度夏（冬）等重点时段电力安全保障和突发事件应对工作，加强燃煤机组非计划和出力受阻停运监管，确保电力安全可靠供应。组织做好全国“两会”、杭州亚运会、“一带一路”国际合作高峰论坛等重大活动保电和网络安全保障工作。

6. 推进能源重大基础设施安全风险评估。总结试点工作经验，制定能源重大基础设施安全风险评估实施细则，推进全面评估和专项评估工作，保障能源重大基础设施安全可靠运行。

7. 做好电力行业防汛抗旱工作。按照国家防汛抗旱总指挥部统一部署，认真做好电力行业防汛抗旱工作，组织开展防汛抗旱督查检查，加强水电站大坝度汛安全监管。

（三）防范化解重大电力安全风险

8. 做好电力安全风险管控和隐患排查治理工作。优化电力安全风险管控会议和风险管控周报等“季会周报”工作机制。落实重大电力安全隐患监督管理规定和判定标准，组织开展宣贯和隐患报送工作，滚动调整重大隐患清单，强化重大隐患挂牌督办。

9. 加强大电网骨干网架安全监管。持续强化重要输变电设施安全风险管控，发挥有关输电通道联合防控工作机制作用，组织经验交流，协调重点、难点问题，加强重大输电工程路径密集性风险评估。通过宣传培训、现场检查等多种形式，督促电网企业落实直流输电系统安全管理有关政策文件要求。加强与设备质量监管机构、行业协会等部门的监管协同，提升电力设备质量，切实防范电力设备安全事故。

10. 加强电网安全风险管控。完善电网运行方式分析制度，形成覆盖全年、层次清晰、重点突出的电网运行方式分析机制。组织开展电化学储能、虚拟电厂、分布式光伏等新型并网主体涉网安全研究，加强“源网荷储”安全共治。推进非常规电力系统安全风险管控重点任务落实。

11. 推进电力行业网络与信息安全工作。组织开展网络安全五年行动计划中期评估，持续推进电力行业网络安全“明目”“赋能”“强基”行动。加强网络安全态势感知能力建设，推进国家级电力网络安全靶场建设，组织开展年度攻防演练。修订行业网络安全事件应急预案，建立完善网络安全监督管理技术支

撑体系，推动量子计算、北斗、商用密码等在电力行业的应用。

（四）开展电力安全专项监管和重点监管

12. 开展电力二次系统安全管理专项监管。落实《电力二次系统安全管理若干规定》，建立完善电力二次系统安全管理书面报告制度。对电力企业落实二次系统安全管理有关政策规定情况、二次系统技术监督工作开展情况开展专项监管，印发《电力二次系统安全管理专项监管报告》。

13. 开展电力行业关键信息基础设施安全保护专项监管。制修订电力关键信息基础设施安全保护政策性文件，动态开展认定。对电力行业运营者落实关键信息基础设施安全保护要求的有关情况开展专项监管，印发《电力行业关键信息基础设施安全保护专项监管报告》。

14. 开展水电站大坝安全提升专项行动。加强水电站大坝安全注册和定期检查工作。对乙级注册大坝开展全覆盖监督检查，督促指导电力企业开展极端事件后果分析，制定强化大坝关键设备管理措施，按时高质量完成风险隐患整治工作。督促指导电力企业加快推进大坝安全信息化建设，按要求建立大坝安全在线监控系统。专项行动持续2年时间，发布《水电站大坝安全提升专项行动总结报告》。

15. 开展海上风电施工安全专项监管。编写海上风电施工安全检查(督查)事项清单，细化安全监管要求。加强与地方应急、海事、交通运输等部门的协调沟通，进一步形成监管合力。做好海上风电质监工作。发布《海上风电施工安全和质量监督专项监管情况通报》。

16. 开展重要直流输电系统安全监管。在东北、华中区域对电力企业落实直流输电系统安全管理相关政策文件情况开展监管，印发《东北区域直流输电系统安全监管报告》《华中区域直流输电系统安全监管报告》。

（五）持续提升安全监管工作效能

17. 健全电力安全监管规章制度体系。继续梳理完善电力安全监管涉及法律法规和规范性文件，推进《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》《电力监控系统安全防护规定》《电力建设工程施工安全监督管理办法》等法规规章修订工作。

18. 加强电力安全监管执法。落实新《安全生产法》《电力安全监管执法指引》等要求，依法依规开展电力安全监管执法，加大力度打击惩治电力安全违法违规行为。每季度向全社会公布典型电力安全监管执法案例，发挥执法案例震慑警示作用。

19. 完善电力安全事故统计分析。建立事故分析监管研判机制，按月编制事故快报，按年汇编统计全年事故情况，针对性提出监管意见建议，督促有关企业深入分析事故背后的体制机制、安全投入、教育培训等管理原因。

20. 深化事故“说清楚”机制。以人身事故为重点，由事故企业负责人在电力安全风险管控会议上“说清楚”，剖析事故原因，督促电力企业深刻吸取事故教训，将人民至上、生命至上理念深度融入电力安全生产管理全过程。

（六）做好日常安全监管工作

21. 深化电力可靠性管理。修订印发《关于加强电力可靠性管理工作的意见》，试点推广以可靠性为中心的设备检修策略研究成果。开展全国电力可靠性数据自查、互查和专项检查，探索发电设备基于实时数据的可靠性指标系统，提升数据质量。

22. 加强施工安全监管和工程质量监督工作。对全国在建电力建设重点工程（水电、大型火电、抽水蓄能、特高压工程、大型风电光伏工程）开展“四不两直”施工安全及质量监督专项督查。做好以信用为基础的新型电力安全监管机制试点。推动电力建设施工领域智慧工地建设。指导有关行业协会推进产业工人实名制平台建设应用。制定《电力建设工程质量监督机构考核管理办法》《新型储能电站建设工程质量监督检查大纲》，对电力质监机构开展调研督导。

23. 加强煤电安全监管。深入分析煤电机组定位变化对安全生产的影响，研究煤电机组深度调峰安全评估标准规范。梳理全国煤电机组设计寿命总体情况，组织研究机组延寿安全评估标准规范。继续推进煤电机组普遍性、家族性风险隐患整治。督促电力企业加强燃煤（生物质）电厂除尘器等设备设施缺陷隐患排查治理，继续推进公用燃煤电厂液氨重大危险源尿素替代改造工作。

24. 加强新能源发电安全监管。加强风电、光伏、小水电并网安全评价行业标准宣贯执行。研究制定新能源涉网安全监督管理措施和流程。开展小散远发电企业安全排查专项行动“回头看”。

25. 加强电力行业防雷安全管理。研究推进电力行业防雷装置检测和雷电防护信息化推广应用，梳理电力工程建设、生产运行等阶段防雷管理工作。

（七）加强电力应急管理

26. 加强电力应急能力建设。开展国家级应急基地和应急研究中心顶层规划设计，统一基础功能、突出专业特色，研究布局建设全国性基地。研究国家级电力应急救援队伍、应急救援物资征集调用机制，进一步强化电力应急工作支撑体系。

27. 开展大面积停电事件应急演练。演练电力系统互济和跨省区支援，切实增强应对迎峰度夏等大负荷和自然灾害等极端情况下的应对处置能力。

28. 推进电力应急管理基础工作。推进行业应急预案修编和预案体系完善工作。积极推进电力应急能力建设评估工作，定期开展评估。

国家能源局综合司关于加强地质灾害多发区电力生产和 建设施工安全风险防范工作的紧急通知

国能综通安全〔2023〕7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：

近年来，西南等省份部分地区因地震多发，造成山体松动、岩层破碎，易引发崩塌、滑坡、泥石流等地质灾害，给电力安全生产带来严峻考验。为进一步加强地质灾害易发区防灾减灾工作，深刻汲取近期部分地区地质灾害造成水电站施工营地人员伤亡的事故教训，现将有关事项通知如下。

一、提高思想认识，高度重视地质灾害风险防范。电力行业各单位要清醒认识地质灾害对电力生产和建设施工带来的不利影响，增强忧患意识、坚持底线思维，加强组织领导、细化工作措施，以“时时放心不下”的责任感，坚决做好灾害防范应对工作，最大限度降低地质灾害对电力生产和建设施工的不利影响，确保人民群众生命财产安全。

二、全面开展地质灾害隐患排查，强化重点部位风险防控。电力企业要结合岁末年初电力安全生产重大隐患专项整治，开展地质灾害隐患排查，摸清底数，加强跟踪监测，采取针对性防治措施，确保人身和设备安全。特别是灾害易发区水电企业，要全面排查水电站周边地质灾害隐患点和风险区，逐一分析研判，制定针对性措施；要加强现场巡查观测，及时及早发现地质灾害苗头，科学处置并落实风险防范措施。

三、进一步完善应急预案，落实灾害紧急应对措施。电力企业要结合现场建筑物和人员分布，制定灾害突发情况下人员应急转移方案，拟定安全快捷可行的应急转移路线，科学规划避险安置场所，备足备好应急物资装备，开展必要的培训和应急演练；要加强与当地政府及自然资源、气象、应急、地震等部门的沟通，及时获取有关信息，提升应对地质灾害等突发事件的能力，有效保障水电站大坝等设备设施和现场人员安全。

四、加强监督指导，做好工作协调。地方电力管理部门、派出机构要加强地质灾害防范应对工作指导、协调，督促电力企业认真落实相关要求，要加强信息报送，遇有地质灾害发生，指导企业迅速启动应急响应，按照“抢险不冒险”的原则，全力开展抢修恢复和人员救治等工作，确保人身安全、设备安全和系统安全。

国家能源局综合司
2023年1月19日

国家能源局综合司关于加强春节后复工复产和 春季检修期间电力安全生产工作的通知

国能综通安全〔2023〕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、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：

随着春节假期结束，各地电力建设工程集中开工，春季检修工作即将集中开展，现场作业风险点多面广，电力安全生产形势复杂。为深入贯彻落实全国安全生产电视电话会议和全国电力安全生产电视电话会议精神，进一步做好春节后复工复产和春季检修期间电力安全生产工作，现将有关事项通知如下。

一、严格落实复工复产和春季检修安全生产责任。各电力企业要严格落实全员安全生产责任制，层层传导压力，压紧压实责任链条，防止安全管理上热下冷。各电力企业主要负责人要切实担负起安全生产第一责任人职责，加强组织领导，细化工作措施，把各项风险管控措施和安全管理要求落实到复工复产和春季检修每个环节，确保无盲区、无死角。

二、狠抓建设工程复工复产安全管理。各单位要针对春节后开工特点，严格制定并执行开工方案。开工前，建设单位要牵头组织各参建单位评估工程安全生产情况，对于不具备条件的工程，一律不得开工。要制定安全教育专项方案，对进场作业人员逐个登记造册，根据岗位分别开展安全教育和安全技术交底工作。各单位要加强施工现场安全风险管控，优化施工作业方案，做好安全防护措施、劳动防护用品等检查，确保安全防护可靠到位。施工单位要重点抓好外包队伍、临时用工人员的准入和施工现场作业人员的安全管理，履行好安全生产责任。

三、全力确保春季检修作业和电力系统运行安全。各电力企业要切实加强检修作业过程管控，深入开展技术交底，强化现场监督检查，及时发现并制止安全生产违法违规行为，对密闭空间、带电、动火、吊装等危险系数大的作业，落实现场监护和旁站等安全管控措施，防范遏制人身和设备事故发生。发电企业要加强与电力调度机构的协调沟通，统筹好机组检修和电力保供，科学安排检修计划，认真组织编制检修工作方案，着力提高检修效率和质量。电网企业要合理安排电网运行方式，结合春季检修计划及时开展风险隐患排查治理，强化直流输电系统、电力二次系统安全管理，确保设备安全稳定运行和大电网安全；要做好输变电设施森林草原火灾防范工作，强化运维巡视和监测预警，加强联防联控。

四、强化协调联动积极应对处置突发事件。近期部分地区发生地震灾害，存在山体松动、崩塌等次生灾害风险，另据气象部门预测，二月中旬部分地区可能发生低温雨雪冰冻等“倒春寒”天气，类似灾害均会对电力安全生产造成不利影响。各单位要加强与当地政府及自然资源、气象、应急、地震等部门的沟通，及时获取有关信息，备足备好应急物资装备，开展必要的培训和应急演练，提升应对自然灾害等突发事件

的能力。各水电站运行单位和主管单位要认真汲取春节期间有关水利枢纽泄水冲走下游河道内群众事件的教训，强化和属地相关部门工作协同联动，严格执行安全生产管理规章制度，在重大操作或工况发生重要变化时，要及时向管理区域内上下游相关单位及可能受到影响的人群发出预告预警，并加强管理区域监视检查，及时发现险情隐患，落实防控措施。

五、加强安全监管认真做好指导协调。地方电力管理部门、派出机构要切实履行各自安全监管职责，强化协同监管，督促有关单位制定并严格执行复工复产和春季检修期间电力安全风险隐患防范工作措施，组织开展专项督查，督促有关单位认真管控安全风险，及时整改安全隐患，加强信息报送和应急处突，切实保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。

国家能源局综合司
2023年2月2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发现的风险和隐患。

（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

国家能源局综合司关于完善电力系统运行方式分析制度 强化电力系统运行安全风险管控的通知

国能综通安全〔2023〕13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：

为深入贯彻习近平总书记关于安全生产重要指示批示精神，落实党中央、国务院关于加强电力安全工作决策部署，完善电力系统运行方式分析制度，进一步加强电力系统运行安全风险管控，现就有关事项通知如下。

一、高度重视电力系统运行方式分析

（一）充分认识电力系统运行方式分析工作的重要性。随着电力系统规模持续扩大，电网结构更趋复杂，安全稳定运行难度日益增高，安全保供压力不断增大。开展电力系统运行方式分析，是全面梳理系统运行特性及安全风险的有效途径，是科学提出风险管控措施的重要依据。有关电力企业要深刻认识电力系统运行方式分析工作的重要作用，进一步提升电力系统运行方式分析质效，全面掌握、有效控制并逐步化解电力系统主要安全风险。

（二）加强协调配合强化监督指导。国家能源局及其派出机构指导有关电力企业开展系统运行方式分析和电力安全风险管控工作，依据相关法律法规实施监督管理。各派出机构可结合本区域实际情况和特点，对区域（省级）电力系统运行方式分析和电力安全风险管控工作提出具体要求。电网企业要遵照相关法律法规及标准规范，科学研判调度管辖范围内电力系统运行特性，做好运行方式分析。有关电力企业要按照要求，配合电网企业开展系统运行方式及安全风险分析。

（三）坚持系统思维完善顶层设计。发挥运行方式分析牵头抓总作用，强化对电力安全风险管控的支撑能力。电网企业要合理安排全年任务计划，通过电力系统年度运行方式分析，以及迎峰度夏、迎峰度冬2次专项安全风险分析，推进系统性风险常态化管控。以年度运行方式分析为总揽，全面研判全年电力系统运行主要风险，提出年度系统运行安排及风险管控措施；以专项安全风险分析为重点，排查负荷高峰期系统安全风险，更新当季安全风险管控及重点任务开展情况，提出度夏（冬）期间安全风险管控措施建议。

二、明确内容深度

（四）总结上一年度系统运行情况。年度运行方式应总结分析上一年度新设备投产及系统规模、年末电网地理接线图、电力供需情况及生产运行指标、系统安全运行和经济运行情况、各区域电力系统结构变化及运行特点、系统运行中存在的问题、系统主要安全风险管控情况、调管范围内电力安全事故（事件）情况及风险管控措施、上一年度重点工作开展情况等。

（五）做好系统运行方式安排。年度运行方式应研究分析本年度新设备投产计划、本年度末期系统规

模、跨区跨省联络线送受电计划、综合停电计划、特高压互联及跨区系统运行方式安排、各区域（省级）电力系统结构变化及运行特点、系统无功平衡和电压调整、安自装置和低频低压减负荷情况、本年度系统运行重点工作等。

（六）加强系统运行安全风险分析。年度运行方式分析应结合系统运行特性、季节性特点，至少从电力电量平衡预测、电力系统安全稳定风险、关键设备安全风险、重大灾害风险 4 方面，做好全国各区域、各省级电力系统运行安全风险分析排查。

电力电量平衡预测方面，应分析预测电力供需总体情况、区域（省级）电力系统供需情况、电源出力情况（含电煤供应及火电出力情况、来水情况及水电出力预测以及其他情况）、外购电能力预测及清洁能源消纳预测，研究制定应对措施。

电力系统安全稳定风险方面，应分析系统稳定问题、直流系统运行安全及交直流耦合问题、网架结构性问题、短路电流超标问题等风险，研判电力系统频率、电压、功角及新形态系统稳定可能存在的风险，研究制定风险管控措施。

关键设备安全风险方面，应结合前期发生的设备安全事故（事件），排查梳理同类风险，并重点分析重要输电通道、交叉跨越点、枢纽变电站、二次系统（含电力监控系统、重要站点主保护、关键区域安控系统）安全风险。

重大灾害风险方面，应梳理洪涝、雷击、山火、台风、地质灾害等重大灾害风险的典型区域，对各类灾害可能性及危害性进行预判分析，提出防范措施建议。

（七）组织专项安全风险分析及总结。专项安全风险分析应按照本通知第（六）条要求，滚动开展安全风险分析。专项安全风险分析总结是对本年度迎峰度夏（冬）安全运行情况进行总结，包括但不限于以下内容：迎峰度夏（冬）电力供需总体特点、迎峰度夏（冬）工作开展情况、需重点关注的问题、下一步工作及建议等。其中，迎峰度夏安全风险分析总结应以专题报告形式单独报送，迎峰度冬安全风险分析总结可在次年年度运行方式分析报告中设立专章。电网企业应根据电力生产运行形势、地域特点和工作需要，因地制宜、因地制宜补充相关分析内容，确保安全风险分析工作的全面性和科学性。

三、加强信息报送

（八）明确信息报送关系。电网企业应及时将年度运行方式分析报告，迎峰度夏、迎峰度冬安全风险分析报告及总结报送国家能源局及其派出机构。

国家电网有限公司向国家能源局报送国家电网有限公司经营区电力系统运行方式及安全风险分析情况。各区域电网企业向各区域能源监管局报送本单位调度管辖范围内电力系统运行方式及安全风险分析情况。

中国南方电网有限责任公司向国家能源局报送中国南方电网有限责任公司经营区电力系统运行方式及安全风险分析情况，同时报南方能源监管局。

内蒙古电力（集团）有限责任公司向国家能源局报送内蒙古电力（集团）有限责任公司经营区电力系统运行方式及安全风险分析情况，同时报华北能源监管局。

省级电网企业向国家能源局相关派出机构报送本省级电网企业电力系统运行方式及安全风险分析情况。

（九）提升信息报送时效和质量。电网企业应当按时报送电力系统运行方式分析报告、安全风险分析报告及总结，报告及总结应由电网企业有关负责人审核批准。年度运行方式分析报告、迎峰度夏安全风险分析报告、迎峰度冬安全风险分析报告提交时限分别为每年2月28日、5月31日和11月30日。迎峰度夏安全风险分析总结提交时限为每年9月10日。

四、加强监督管理

（十）加强监督检查。派出机构应跟踪督促辖区内有关电网企业的安全风险管控措施落实情况，按季度对风险管控措施落实情况开展监督检查或重点抽查。对于工作不配合、未按要求报送和未采取管控措施的单位，国家能源局及其派出机构将按有关规定，在并网电厂涉网安全管理联席会议上通报。

（十一）强化风险管控闭环管理。电网企业要在年度运行方式分析中梳理上一年度运行方式分析及安全风险分析工作典型经验及实施效果，不断优化提升分析的准确性和实效性。各区域能源监管局要统筹区域电力系统运行方式分析及安全风险分析整体情况，整理形成区域电力系统风险管控情况报告，于每年12月10日前报送国家能源局（电力安全监管司）。

本通知执行过程中，相关单位如有问题和建议，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2月17日

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）

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

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。陆上在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，有力支撑油气行业清洁低碳转型。

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

国家能源局关于颁布《20 kV 及以下配电网工程定额和费用计算规定（2022 年版）》的通知

国能发电力〔2023〕20 号

各有关单位：

为适应 20 kV 及以下配电网建设工程管理发展的实际需要，科学反映物料消耗及市场价格变化情况，进一步统一和规范配电网工程计价行为，合理确定和有效控制配电网工程造价，国家能源局委托中国电力企业联合会组织编制完成《20 kV 及以下配电网工程预算编制与计算规定》《20 kV 及以下配电网工程估算指标》《20 kV 及以下配电网工程概算定额（建筑工程、电气设备安装工程、架空线路工程、电缆线路工程、通信及自动化工程）》《20 kV 及以下配电网工程预算定额（建筑工程、电气设备安装工程、架空线路工程、电缆线路工程、通信及自动化工程）》（以上 4 项统称《20 kV 及以下配电网工程定额和费用计算规定（2022 年版）》）。现予以颁布实施，请遵照执行。

《20 kV 及以下配电网工程定额和费用计算规定（2022 年版）》由中国电力企业联合会组织中国电力出版社出版发行。

国家能源局

2023 年 3 月 2 日

国家能源局综合司关于印发 《2023年能源行业标准计划立项指南》的通知

国能综通科技〔2023〕20号

为进一步提升能源行业标准立项工作的计划性、导向性，根据国家能源局标准化工作安排，结合落实《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》重点任务，我局组织编制了《2023年能源行业标准计划立项指南》。现印发给你们，请按照指南明确的要求，做好能源行业标准计划立项工作。

附件：《2023年能源行业标准计划立项指南》

国家能源局综合司
2023年3月8日

2023年能源行业标准计划立项指南

为指导能源标准化技术组织及有关单位做好2023年能源行业标准计划（含制定和修订）立项工作，建设支撑引领能源高质量发展的标准体系，按照持续深化能源领域标准化工作改革的要求，根据《标准化法》《国家标准化发展纲要》《能源标准化管理办法》（国能发科技〔2019〕38号）和《国家能源局关于印发〈能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划〉的通知》（国能发科技〔2022〕86号）等，结合能源行业实际，制定本指南。

一、总体要求

坚持需求导向。紧密围绕碳达峰、碳中和目标任务，充分发挥标准推动能源绿色低碳转型的技术支撑和引领性作用，突出重点领域和关键技术要求，提出能源行业标准计划。

强化体系引领。能源行业标准计划的提出要以本领域的标准体系为指导，坚持急用先行、先进适用、协调一致的原则，优先健全能源新兴领域标准，完善提升传统领域标准。

突出公益属性。深入贯彻国家标准化工作改革精神，突出能源行业标准的公益性，对没有国家标准而又需要在能源行业范围内统一的，提出能源行业标准计划。属于竞争性的、一般性的技术要求，原则上不作为能源行业标准计划。

提升标准质量。能源行业标准计划要坚持协商一致的原则，具有较好的技术基础和工作基础，计划

草案较为成熟，通过能源领域标准化技术委员会或专家组评审，经能源行业标准化管理机构审核汇总后申报。

二、立项重点

（一）行业标准计划

支撑能源领域碳达峰、碳中和目标的行业标准计划；涉及能源绿色低碳转型、新兴技术产业发展、能效提升和产业链碳减排等重点方向的行业标准计划；显著提升能源行业整体技术水平和产品、服务质量的行业标准计划；与相关国家标准的实施相配套的行业标准计划；服务我局开展能源行业管理需要的行业标准计划；对标国外、国际先进标准，有利于提升中国标准国际公信力、影响力的行业标准计划（各专业领域重点方向见附件）。

（二）行业标准外文版翻译计划

在加强能源领域对外贸易、服务、承包工程所需的成套标准外文版体系研究的基础上，鼓励申报行业标准外文版翻译计划。鼓励标准外文版翻译计划与标准计划同步立项、同步制定、同步发布。

三、申报要求

- （一）应按照现有标准管理分工机制和专业领域，经过充分调研、技术论证和初步筛选后确定申报计划。
- （二）申报计划应保证与现有标准体系协调一致。
- （三）存在技术交叉的领域，申报单位应在计划上报前与技术相关方充分沟通协商，避免交叉重复立项。
- （四）主要起草单位应做好标准编制前期准备工作，确保两年内完成报批。
- （五）行业标准外文版翻译计划应与相关国际标准进行比对研究，技术要求不低于国际标准。

四、申报材料

（一）行业标准计划

申报材料应包括：行业标准项目计划汇总表、行业标准项目任务书、标准草案稿、审查会会议纪要及专家签字表。

1. 项目计划汇总表应填写完整、准确，项目应注明重点方向代号（见附件），“适用范围和主要技术内容”将作为后续征求意见的重要依据。
2. 项目任务书应填写完整、详实。“目的和理由”中请注明标准计划项目对行业工作的支撑作用。
3. 标准草案应明确提出主要章节及各章节所规定主要技术内容，内容基本覆盖“适用范围和主要技术内容”涉及的各要点。修订项目应重点说明拟修订的主要内容和理由。

（二）外文版标准计划

申报材料包括行业标准英文版计划汇总表及行业标准项目任务书。

五、报送方式

行业标准项目采用集中申报、分类评估、统一下达的方式。请各能源行业标准化技术委员会通过“能源标准化信息平台”提交申报材料，各能源标准化管理机构审核确认后，提交至国家能源局科技司。请于

3月15日前，将申报公文书面报送至国家能源局综合司（科技司），汇总表、项目任务书和标准草案电子版发送至邮箱。

联系人及电话：马小琨 010-81929216

邮箱：nb_standard@126.com

六、项目管理

（一）已有计划项目拖延、在研项目数量过多的标准化技术委员会应主动减少新项目申报，尽快完成已下达计划。

（二）项目下达后，有关单位要强化标准项目全生命周期管理，做好标准制修订进度、资金使用、公开征求意见等监督检查，切实提升标准质量。

（三）标准项目下达后，项目名称（范围）、完成时间、归口单位不得随意变更。确需变更的，标准化技术委员会应报请相应的能源行业标准化管理机构同意后，报国家能源局审核后进行调整。

（四）能源行业标准正式发布后，相关行业标准化管理机构要按程序在“能源标准化信息平台”上公开标准文本。

附件：2023年能源行业标准计划立项重点方向

2023年能源行业标准计划立项重点方向

专业方向	领域	重点方向
A煤炭	A1煤矿智能化、数字化	A11煤矿智能装备、装置及系统，A12智能化煤矿大数据建设，A13矿用通信传输，A14煤矿信息系统建设和管理，A15矿用新型动力系统，A16其他
	A2煤矿生态环保和能效提升	A21煤炭清洁高效生产利用，A22资源综合利用，A23矿区生态环境治理，A24其他
	A3碳减排	A31煤制油气领域碳排放核算，A32煤矿区碳汇提升、减损、计算，A33瓦斯治理与利用，A34其他
B油气	B1油气勘探开发、储运、炼制及石油产品	B11深水、深层、非常规油气勘探开发，B12油气田智能化、数字化，B13炼油装置和产品检测设备智能化、数字化，B14老油田提高采收率，B15油气储运，B16其他
	B2油气基础设施	B21油气长输管道及智能化，B22 LNG接受站关键设备，B23地下储气库，B24其他
	B3能效提升	B31油气田节能降耗，B32资源综合利用技术，B33炼油、煤制特种燃料项目的绿色低碳技术改造，B34其他
	B4碳减排	B41油气田和炼油领域碳捕集利用与封存（CCUS），B42碳排放核算，B43碳汇，B44碳足迹，B45绿色低碳石油产品，B46绿色低碳油气田，B47其他
C火电	C1煤电	C11煤电能效提升，C12煤电灵活性调节，C13节能减排，C14碳排放核算核查，C15火力发电碳捕集利用与封存（CCUS），C16煤电智能化，C17深度调峰设备安全管理，C18其他
D可再生资源	D1风电、光伏、光热	D11大型风光基地，D12海上风电，D13分散式风电，D14分布式光伏，D15海上光伏，D16户用光伏，D17老旧风电光伏电站升级改造、组件退役回收与再利用，D18光热，D19其他
	D2水电（含抽水蓄能）	D21抽水蓄能，D22水风光综合能源利用，D23水电信息化、数字化、智能化，D24水电更新改造，D25流域梯级综合调度与安全应急，D26水电梯级融合改造，D27水电碳减排与增效节能，D28水电可持续发展及后评估，D29水电站大坝安全，D20其他
	D3核电	D31先进三代压水堆，D32高温气冷堆、快堆，D33模块化小型堆，D34海上浮动式核动力平台，D35核安全，D36核电数字化，D37其他
	D4其他	D41各类可再生资源综合利用，D42生物质能源转化利用，D43地热能开发利用，D44海洋能开发利用，D45热泵、清洁炉具，D46发电企业安全生产标准化，D47其他

续表

专业方向	领域	重点方向
E新型电力系统	E1电力系统安全稳定	E11电力系统分析认知, E12规划设计、运行控制、故障防御、网源协调, E13新能源发电涉网安全, E14电力可靠性管理, E15电力监控系统安全保护, E16电力关键信息基础设施安全保护, E17直流输电系统安全管理, E18密集通道安全管理及灾害监测预警, E19其他
	E2输配电关键技术	E21特高压交、直流, E22智能变电及智能配电网, E23微电网, E24新型输电技术, E25智能传感技术, E26电力机器人+应用, E27 5G、北斗、人工智能等技术应用, E28其他
	E3电力需求侧	E31电力需求侧资源开发、应用, E32虚拟电厂, E33电动汽车充电, E34能源互联网及综合能源, E35岸电系统建设, E36其他
	E4电力市场	E41电力市场准入, E42电力市场品种规范, E43电力市场计量和结算, E44电力市场数据, E45其他
	E5供电服务	E51供电服务能力, E52供电服务质量, E53其他
	E6电力装备	E61产品碳足迹及碳排放核算
F新型储能、氢能	F1新型储能	F11规划设计, F12设备试验, F13施工验收, F14并网运行, F15检修监测, F16运行维护, F17安全应急, F18其他
	F2氢能	F21基础与安全, F22氢制备, F23氢储存和输运, F24氢加注, F25氢能应用, F26其他

国家能源局综合司关于开展电力二次系统安全专项监管工作的通知

国能综通安全〔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，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有关企业成员单位：

为进一步加强电力二次系统安全管理，确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，国家能源局决定在全国范围内组织开展电力二次系统安全专项监管工作。现将《电力二次系统安全专项监管工作方案》印发你们，请认真组织落实。

附件：《电力二次系统安全专项监管工作方案》

国家能源局综合司

2023年3月9日

电力二次系统安全专项监管工作方案

为深入贯彻习近平总书记关于安全生产重要指示批示精神，严格执行党中央、国务院关于电力安全风险管控决策部署，进一步强化电力二次系统安全管理，切实筑牢电力系统安全防线，坚决杜绝电网大面积停电事件，国家能源局决定开展电力二次系统安全专项监管。现制定方案如下。

一、总体要求

认真贯彻落实党的二十大精神和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，坚持人民至上、生命至上，统筹发展和安全，通过开展电力二次系统安全专项监管，进一步健全电力二次系统安全管理体制，加强电力二次系统各专业、全过程、全环节技术监督，全面强化电力二次系统运行风险管控和安全隐患治理，全力提升大电网安全运行和电力供应保障能力。

二、监管依据

- （一）《电网调度管理条例》
- （二）《中华人民共和国网络安全法》
- （三）《电力监控系统安全防护规定》

- (四) 《电网运行准则》(GB/T 31464—2015)
- (五) 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(国能发安全规〔2022〕92号)
- (六) 国家能源局综合司关于印发《防止直流输电系统安全事故的重点要求》的通知(国能综通安全〔2022〕115号)
- (七) 其他相关法律法规、规章制度和国家、行业标准
- (八) 各电力调度机构相关规程规定

三、监管范围及重点任务

落实《电力二次系统安全管理若干规定》(以下简称《规定》)关于安全监管的相关要求,组织电力调度机构(以下简称调度机构)对其调度管辖范围内电力企业、相关电力用户(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)以及下一级调度机构二次系统安全管理工作开展专项监管,重点开展以下7方面工作。

(一) 二次系统技术监督工作情况

依据《规定》要求,检查电力企业及相关电力用户二次系统各专业规划建设、安装调试、验收检验、运行维护等全过程技术监督工作机制建设及相关管理职责落实情况,国家行业电力二次系统反事故措施、调度机构关于涉网二次系统相关技术监督意见及相关规定要求等的落实整改情况。

(二) 安全生产责任落实情况

依据《规定》要求,检查电力企业及相关电力用户二次系统安全管理主体责任落实和体制机制建设情况,重点检查二次系统全员安全生产责任制是否落实、专业技术人员配置是否完备、专业管理界面划分是否清晰、安全双重预防体系是否健全、涉网二次系统安全管理是否到位、安全生产相关事项报送是否及时、安全事故调查分析是否全面、负荷控制措施是否落实等。

(三) 继电保护及安全自动装置安全管理情况

依据国家及行业相关规程规定、技术标准及反事故措施要求,检查继电保护及安全自动装置(含直流控制保护系统)配置选型、定值整定、运行维护、现场作业、反措执行等方面安全管理情况,重点对可能影响电网安全的新能源场站、储能电站等发电企业及铁路牵引站等相关电力用户涉网保护及安全自动装置配置和整定计算管理;安控系统联调试验、运行巡视和例行检验开展情况;继电保护及安全自动装置定值及参数设置、压板投退状态正确性等开展全面核查。

(四) 调度自动化系统安全管理情况

依据国家及行业相关规程规定、技术标准及反事故措施要求,检查调度自动化系统安全应急管理要求落实情况、设备选型、配置情况及运行可靠性;调度数据网络规划、运行、配置等情况;厂站(含可能影响电网安全的新能源场站、储能电站、常规用户站及铁路牵引站等)涉网自动化系统网络结构、设备配置和运行情况;厂站自动化系统及设备电源接入安全性、防雷接地规范性、至调度主站通信通道冗余配置情况等。

(五) 电力通信系统安全管理情况

依据国家、行业法律法规、调度规定及反事故措施要求,检查电力通信光缆和设备配置、运行方式、

调度值班、实时监控、巡视检修、故障处置、现场作业、反措执行、隐患整治等安全管理机制建设运行情况，重点对发电企业、重要电力用户涉网通信安全管理进行核查。

（六）电力监控系统网络安全管理情况

依据国家及行业相关规程规定、技术标准及反事故措施要求，检查电力监控系统安防体系、人员配置、安全监视、风险管控、应急机制等方面的建设运行情况，重点检查可能影响电网安全的新能源场站、分布式电源及铁路牵引站等电力企业及相关电力用户的网络安全专人专岗配置、涉网安防措施建设应用、安防设备策略配置合规性、网络安全监视、风险管控及隐患治理等情况。

（七）涉网参数管理情况

检查发电企业是否按要求及时向调度机构提供发电机励磁系统（包括电力系统静态稳定器 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、相关定值和参数是否报调度机构备案，涉网试验方案、试验结果和试验报告是否经调度机构确认等。

四、组织方式

各派出机构牵头负责组织本次专项监管工作，地方电力管理部门按照属地管理原则配合相关工作。调度机构在所在地国家能源局派出机构、地方电力管理部门的指导下负责落实相关监管工作要求，同时接受国家能源局派出机构和地方电力管理部门的监督。各电力企业和相关电力用户落实安全生产管理主体责任，按要求开展自查并完成问题整改，扎实推进专项监管落实落地。

现场核查工作由各派出机构牵头，地方电力管理部门配合，辖区内相关调度机构具体落实，按调度管辖范围分级开展。调度机构要切实履行技术监督职责，督促下一级调度机构、调管厂站及相关电力用户做好发现问题闭环整改。

五、工作安排

（一）部署动员阶段（3月15日前）

各区域和省级调度机构配合各派出机构、地方电力管理部门，根据本方案要求，结合当地实际制定实施方案，启动部署调管范围检查工作。各派出机构、地方电力管理部门将实施方案要求传达到辖区内各电力企业和市、县级电力管理部门，各级调度机构要传达至调度管辖区域内各相关电力用户，动员督促各电力企业和相关电力用户做好自查。

（二）自查整改阶段（3月16日至迎峰度夏前）

各级调度机构和电力企业及相关电力用户要认真落实本地区实施方案要求，按照边查边改、立查立改的原则，迎峰度夏前完成自查整改，并提交自查报告。暂无法整改的应细化制定整改措施，严格落实电力系统安全风险管控要求，确保风险可控在控，全面提升二次系统安全运行水平，保障迎峰度夏期间电网安全及电力供应。

（三）现场核查阶段（10月底前）

各派出机构要会同地方电力管理等相关部门，组织区域和省级调度机构对辖区内电力企业及相关电力用户自查情况进行现场核查，国家能源局视情况选择部分电力企业及相关电力用户开展现场核查。

（四）总结提升阶段（11月至12月）

各派出机构、地方电力管理部门认真总结本单位专项监管开展情况，形成专项监管工作总结，并于11月30日前报送国家能源局电力安全监管司。

六、工作要求

（一）加强组织领导。各单位要高度重视本次专项监管工作，严格落实安全主体责任和监督责任，精心组织，周密部署，细化责任分工，明确奖惩机制。对本单位监管对象检查工作成效突出的要大力表扬，对不负责任、形式主义走过场式检查要严肃批评，确保专项监管取得实效。

（二）强化工作协同。各派出机构、地方电力管理部门和相关调度机构要相互配合，密切协作，共同做好本次专项监管工作。各电力企业和相关电力用户要结合本单位实际认真开展自查自纠，配合做好现场核查。

（三）严肃隐患整改。各电力企业及相关电力用户要认真落实方案要求，确保排查不留死角，整治不留隐患。对暂无法整改的，要求详细说明原因，明确整改计划。对自查自纠工作不认真，存在瞒报漏报、隐患整治不彻底、责任落实不到位的，严肃追究有关单位和人员责任。

（四）严守工作纪律。各派出机构、地方电力管理部门要严格落实中央八项规定及其实施细则精神，轻车简从、廉洁自律，深入开展现场核查，严防摆拍式检查。工作中如发现重大问题，要及时报告国家能源局。

国家能源局综合司关于汲取阿根廷停电事故教训做好近期重要电力设施森林草原火灾防范工作的通知

国能综通安全〔2023〕22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，有关单位：

当前，春季气温逐步回升、局部大风天气多发，叠加春耕计划性烧除、清明祭祀等生产生活行为影响，重要电力设施面临的森林草原火灾风险进一步增大，严重威胁电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。3月1日，阿根廷因一条重要500千伏双回输电线路被野火烧断，造成大面积断电，损失负荷900万千瓦（约占当时该国电力负荷的三分之二），再次为电力设施森林草原火灾防范工作敲响警钟。为深入贯彻习近平总书记关于森林草原防灭火工作重要指示精神，认真落实党中央国务院有关文件部署，深刻汲取近期阿根廷“3·1”大停电事故教训，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、提高思想认识。各单位要充分认识森林草原火灾防范工作的极端重要性，进一步增强忧患意识，坚持人民至上、生命至上，强化底线思维，聚焦防范化解重大风险，清醒认识当前森林草原火灾高发、多发的严峻形势，认真总结近年来电力设施火灾防范工作经验，扎实做好森林草原防火各项工作，坚决遏制因森林草原火灾导致的电力安全事故（事件）发生。

二、健全责任体系。有关电力企业要落实主体责任，要将重要电力设施森林草原火灾防范工作纳入企业安全管理体系，健全风险管控工作机制，完善应急预案体系，加强能力保障，完善监督考核机制，确保把各项山火防控工作落到实处。地方能源主管部门要加强对重要电力设施火灾防控工作的指导，协调地方政府各有关部门做好电力设施保护工作。国家能源局派出机构要督促有关电力企业加强森林草原火灾对电力系统运行安全和重要设施设备安全的风险研判和管控，确保电力系统安全稳定运行。

三、加强台账管理。各有关电力企业要结合本地区实际，动态开展重点森林草原区域（重点林牧区、重点火险县）电力设施情况核查梳理，包括但不限于重要输电通道、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，建立完善相关设施台账，包括设施数量、电压等级、行政区域、风险区段、地形及植被情况、运维管理体系等内容，对重要电力设施森林草原火灾风险做到心中有数，明确防范重点。定期做好台账更新，每年6月30日前报送国家能源局（电力安全监管司）及相关派出机构、相关省级能源主管部门。

四、强化隐患治理。有关电力企业要制定完善重点森林草原区域电力设施隐患排查方案，对森林草原火灾多发地区以及各类自然保护地、风景名胜区、城镇周边等重点区域火灾隐患开展“拉网式”排查，强化森林草原区域重要电力设施周边可燃物、树线矛盾、施工违规动火重点隐患以及电力设备损伤、老化等本体缺陷隐患治理。建立隐患治理“销号”制度，逐一确定隐患治理责任人，明确整改时限，限期完成整改。

五、加强运维保障。各电力企业要密切关注季节性火险天气，完善森林草原区域重要电力设施运维保障方案，科学制定巡视策略；在烧荒祭祀高峰、大风干燥天气等特殊时期，制定差异化运维保障措施，加大巡视频次和巡视范围，组织做好重点设备特巡特护，开展红外测温等专业检测，必要时进行现场值守。要加强森林草原区域重要电力设施山火风险监测预警，深化通道可视化、中大型无人机、卫星遥感等山火监测技术手段应用，强化重点火灾隐患区域山火监测装置部署，提升火点早期识别能力。

六、深化联合防控。各省能源主管部门要会同应急、林草等部门及有关电力企业，健全信息共享、火险会商、协同联动等机制，完善应急预案，开展联合演练。推动将重要输电通道、枢纽变电站（换流站）等重要电力设施纳入地方政府防灭火重点区域管理，对重要电力设施周边火情火险予以重点管控。推动地方政府优化计划性烧除工作方案，充分考虑对电力系统安全的影响，采取必要措施，严防跑火、失火造成的电力设施设备故障。推动有关部门在重要电力设施周边开展森林草原防火隔离带、阻隔网等重要基础设施建设，实施植被置换、移栽移植等防范措施。加强宣传警示教育，充分利用网络、短信、宣传牌等形式，号召广大群众共同参与防火工作，营造群防群治的良好氛围。

国家能源局综合司
2023年3月10日

国家能源局 生态环境部 农业农村部 国家乡村振兴局关于组织开展农村能源革命试点县建设的通知

国能发新能〔2023〕23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）、生态环境厅（局）、农业农村（农牧）厅（局、委）、乡村振兴局：

为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，加大乡村清洁能源建设力度，助力全面推进乡村振兴，国家能源局、生态环境部、农业农村部、国家乡村振兴局决定联合组织开展农村能源革命试点县建设。现将《农村能源革命试点县建设方案》（以下简称《方案》，详见附件1）印发你们，并就有关事项通知如下。

一、能源产业是乡村振兴的重要支撑，发挥可再生能源分布式创新发展的优势，加快推进农村能源革命，对保障农村地区能源安全、助力实现碳达峰碳中和目标任务、全面推进乡村振兴具有重要意义。各地要高度重视农村能源革命试点县建设工作，加大组织协调力度，建立工作机制，确保尽快取得实效。

二、各省（区、市）能源主管部门会同生态环境、农业农村、乡村振兴等相关部门，自愿组织优选不超过1个可再生能源资源禀赋好、开发潜力大、用能需求明确、地方政府及农民积极性高，特别是现有支持政策完备、支持力度较大的县域，申报农村能源革命试点县。

三、各省（区、市）能源主管部门会同相关部门组织试点地区按《方案》总体要求，根据自身经济社会发展水平和能源资源条件，科学论证、因地制宜编制农村能源革命试点县实施方案，提出建设目标和内容，明确激励政策措施，并对实施方案进行初步审核（实施方案编制大纲见附件2）。

四、各省（区、市）能源主管部门会同相关部门于2023年5月底前，向国家能源局、生态环境部、农业农村部、国家乡村振兴局报送实施方案。国家能源局牵头委托咨询机构或组织专家对实施方案进行评估。经评估具备试点县建设条件的，分批公布名单，开展试点县建设。

五、各地要根据实施方案，因地制宜打造深入推进农村能源革命、助力实现乡村振兴的示范和样板，合法合规、统筹利用好各领域支持政策，加强指导协调和监督管理，高效高质完成试点县建设目标任务。

六、各省（区、市）能源主管部门会同相关部门按《方案》要求每年上报试点县建设情况，建设完成后及时组织验收并报送总结报告。未通过验收的，责令限期整改，整改未通过的，取消试点资格。

国家能源局 生态环境部 农业农村部 国家乡村振兴局
2023年3月15日

国家能源局综合司关于切实做好2023年电力行业防汛抗旱工作的通知

国能综通安全〔2023〕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，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：

为深入贯彻落实全国电力安全生产电视电话会议工作部署和国家防汛抗旱总指挥部办公室《关于切实做好汛前准备工作的通知》（国汛办电〔2023〕3号）有关要求，切实做好2023年电力行业防汛抗旱工作，有效应对极端天气事件，最大程度降低洪涝、台风等自然灾害造成的损失，现将有关事项通知如下。

一、高度重视，全力以赴抓好防汛抗旱工作。据预报，2023年我国气象年景总体偏差，极端天气气候事件总体呈现多发强发态势。各单位要切实提高政治站位，深刻认识全面贯彻落实党的二十大精神开局之年做好电力行业防汛抗旱工作的重大意义，深入学习贯彻党的二十大精神和习近平总书记关于防汛抗旱重要指示精神，增强风险意识，树牢底线思维，补齐短板弱项，全面落实国家和行业防汛抗旱工作要求，抓细抓实防汛抗旱各项工作，确保电力行业安全度汛。

二、缜密部署，压紧压实防汛抗旱责任。各电力企业要深入分析防汛抗旱工作薄弱环节，健全防汛抗旱组织体系，完善组织机构，优化工作制度流程。各电力企业主要负责人要严格履行安全生产第一责任人的职责，靠前指挥、精心谋划，将防汛抗旱各项工作任务细化分解到岗到人，分层压实防汛抗旱责任，及时检查所属单位工作开展情况。各派出机构和地方各级政府电力管理等有关部门要将电力行业防汛抗旱列为重要工作内容，强化责任落实监督，加强对电力企业防汛抗旱工作的监督指导。

三、未雨绸缪，扎实做好汛前准备。各电力企业要进一步强化安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，持续完善安全生产保障体系和监督体系，系统分析研判汛期主要风险，深入开展汛前自查，建立隐患问题清单逐条逐项整改，全力做好汛前准备，确保安全度汛；要按照应修尽修、注重实用的原则修订完善应急预案，充实人财物储备，开展防灾知识技能培训和应急演练，全面提升灾害防御能力。各派出机构和地方各级政府电力管理等有关部门要加强对电力行业防汛抗旱工作的监督管理，针对重点电力企业、防汛关键点位、灾害易发区域和管理薄弱环节等开展实地检查和随机抽查。

四、突出重点，保障重要电力设施安全度汛。各电力企业要根据生产特点和周边环境，持续排查水电站各类挡（泄）水建筑物、闸门、启闭机及其应急电源、通讯系统，燃煤电厂厂房、灰库、灰场、煤场、液氨油气罐区，重要枢纽变电站、重要输电通道，电力建设工程基坑、渣场、工程边坡、施工营地等重要部位的防汛隐患，以及周边地质灾害隐患点和风险区，防范洪水、暴雨、台风等汛期自然灾害和山洪、滑坡、泥石流、积涝等次生灾害。水电企业要规范开展大坝安全检查，及时排除防汛隐患，严防溃坝、漫坝和水淹厂房等事故；要严肃调度纪律，严格执行调度指令，严禁擅自超汛限水位运行。

五、迅速响应，妥善应对处置各类灾害险情。各单位要密切关注天气预报和各类灾害预警信息，积极联系当地气象、水利、国土、应急管理等部门，做好汛情会商分析研判，及时沟通协调灾情险情信息和应急救援对策；要落实汛期领导带班和重要岗位 24 小时在岗值班制度，配备具有相应的工作经验和技能的现场值班人员；遇有灾害险情和突发事件时，按应急预案迅速启动响应妥善处置，科学抢险救援，确保人身安全；要及时统计损毁设备设施情况，抓紧开展重要电力设施抢险修复，按规定报送相关信息。汛后各单位要系统梳理今年防汛抗旱工作，总结经验教训，做好总结评估。

请各派出机构、全国电力安委会各企业成员单位于 4 月 25 日前报送工作落实、汛前检查、隐患整改以及下一步工作措施情况；于 10 月 20 日前报送 2023 年防汛抗旱工作总结。上述材料均报送至我局电力安全监管司。

国家能源局综合司
2023 年 3 月 15 日

国家能源局综合司关于排查整治翻新绝缘子 加强电力设备安全管理的紧急通知

国能综通安全〔2023〕27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有关企业成员单位：

近日，中央广播电视总台曝光了河北省河间市河北庆荣电力器材有限公司、沧州明发电力电器有限公司、河北晨源电力器材有限公司、河间市军红电力器材有限公司（以下简称涉事企业）翻新绝缘子违规流向多地电力工程情况。电力设备质量是影响电力设备安全的重要因素，违规使用翻新绝缘子将造成严重安全隐患，威胁电力安全。为加强电力设备安全管理，切实保障电力安全生产，现就有关事项通知如下。

一、立即排查整治涉事企业翻新绝缘子使用情况。各电力企业立即对近年来本单位绝缘子采购使用情况进行全面排查，发现存在采购使用涉事企业绝缘子的立即进行更换；对来自同区域、同类型企业的绝缘子要进行安全检测，确保质量安全合格后方可继续使用；要将涉事企业纳入本单位设备采购“黑名单”，停止采购使用不合格产品；要加强废旧绝缘子的处置管理，严格新材料、新设备入网检测。河北省能源局要配合有关部门，立即取缔销毁涉事企业假冒伪劣产品，排查摸清违规翻新绝缘子具体流向，提醒督促采购使用违规翻新绝缘子的用户及时更换，大力整治区域内电力设备生产秩序，确保产品质量安全，坚决杜绝不合格产品流入市场。

二、深入开展电力设备安全隐患排查治理。各电力企业要举一反三，组织开展电力设备安全隐患排查治理，全面排查电线电缆、绝缘子、变压器、开关柜、隔离开关、断路器等质量安全问题多发产品，发现存在伪造产品合格证、质量不过关、存在安全隐患等问题产品要立即停止使用并及时更换，发现存在类似翻新绝缘子的重要问题线索及时上报有关市场监管和电力主管部门。要建立健全设备安全隐患排查治理机制，定期开展隐患排查治理工作，及时发现和治理设备安全隐患。

三、切实加强电力设备安全管理。各电力企业要落实设备安全管理主体责任，完善设备选型、招标、采购等工作制度，建立设备供应商信用评价机制，落实设备质量安全标准，严把设备准入关，严防劣质设备中标，坚决排斥质量和信用不良设备厂商。要加强电力设备技术监督、可靠性管理等支撑体系建设，强化设备技术监督指标和可靠性数据管理分析，加强设备运行趋势分析和状态评估，指导设备选型采购、日常维护、缺陷管理及更新改造等工作，不断提高设备质量安全水平。

四、加强电力设备安全监督。各级电力主管部门要落实《市场监管总局 国务院国资委 国家能源局关于全面加强电力设备产品质量安全治理工作的指导意见》（国市监质监发〔2022〕42号）等有关要求，加

强与市场监管机构等部门信息共享和监管协同，积极配合有关部门加强对本地区电力企业、电力设备生产企业主体责任落实情况监督检查，提升电力设备质量。电力监管机构和电力主管部门要加强电力设备隐患管理的监督检查，对重大设备隐患实行挂牌督办，对有严重故障的设备型号、制造单位和设备隐患等情况进行披露和通报。

国家能源局综合司

2023年3月17日

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

国家能源局关于成立第二届核电厂消防专家委员会的通知

国能发核电〔2023〕26号

各有关单位：

首届核电厂消防专家委员会任期届满。经研究，决定成立第二届核电厂消防专家委员会，现将有关事项通知如下。

一、主要职责

支持核电厂消防监督管理工作，为核电厂消防法规标准制（修）订、消防设计审查和验收、消防监督检查等提供专家咨询、审议意见和工作建议。

二、组成人员

主任：曾亚川 国家能源局

副主任：朱国庆 中国矿业大学

宋卫国 中国科学技术大学

苟峰 中国核电发展中心

委员：（按姓氏笔画排序）

于得义 华能山东石岛湾核电有限公司

马恒 原公安部消防局

王卫东 中广核惠州核电有限公司

王煜宏 深圳中广核工程设计有限公司

石琦 中核能源科技有限公司

闫术 辽宁红沿河核电有限公司

李进 原北京市公安消防总队

李连海 江苏核电有限公司

李建伟 山东核电有限公司

杨佳庆 应急管理部上海消防研究所

肖钧 生态环境部核与辐射安全中心

何先华 国核示范电站有限责任公司

何学超 应急管理部四川消防研究所

赵光辉 华龙国际核电技术有限公司

赵锦洋 电力规划设计总院

姚照红 中核核电运行管理有限公司
晏 风 中国建筑科学研究院
郭志伟 烟台众创核电研发中心
堵树宏 中国核电工程有限公司
黄 斌 台山核电合营有限公司
葛鸿辉 上海核工程研究设计院有限公司
疏学明 清华大学

秘书长：李晓萌 国家能源局

副秘书长：陈薇 中国核电发展中心

请各有关单位对核电厂消防专家委员会的工作给予支持，保障专家委员会活动正常开展。
特此通知。

国家能源局
2023年3月27日

国家能源局关于加快推进能源数字化智能化发展的若干意见

国能发科技〔2023〕27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：推动数字技术与实体经济深度融合，赋能传统产业数字化智能化转型升级，是把握新一轮科技革命和产业变革新机遇的战略选择。能源是经济社会发展的基础支撑，能源产业与数字技术融合发展是新时代推动我国能源产业基础高级化、产业链现代化的重要引擎，是落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略和建设新型能源体系的有效措施，对提升能源产业核心竞争力、推动能源高质量发展具有重要意义。为加快推进能源数字化智能化发展，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，深入贯彻党的二十大精神，立足新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，加快构建新发展格局，深入实施创新驱动发展战略，推动数字技术与能源产业发展深度融合，加强传统能源与数字化智能化技术相融合的新型基础设施建设，释放能源数据要素价值潜力，强化网络与信息安全保障，有效提升能源数字化智能化发展水平，促进能源数字经济和绿色低碳循环经济发展，构建清洁低碳、安全高效的能源体系，为积极稳妥推进碳达峰碳中和提供有力支撑。

（二）基本原则。需求牵引。针对电力、煤炭、油气等行业数字化智能化转型发展需求，通过数字化智能化技术融合应用，急用先行、先易后难，分行业、分环节、分阶段补齐转型发展短板，为能源高质量发展提供有效支撑。

数字赋能。发挥智能电网延伸拓展能源网络潜能，推动形成能源智能调控体系，提升资源精准高效配置水平；推动数字化智能化技术在煤炭和油气产供储销体系全链条和各环节的覆盖应用，提高行业整体能效、安全生产和绿色低碳水平。

协同高效。推动数据资源作为新型生产要素的充分流通和使用，打通不同主体间的信息壁垒，带动能源网络各环节的互联互动互补，提升产业链上下游及行业间协调运行效率，以数字化智能化转型促进能源绿色低碳发展的跨行业协同。

融合创新。聚焦原创性、引领性创新，加快人工智能、数字孪生、物联网、区块链等数字技术在能源领域的创新应用，推动跨学科、跨领域融合，促进创新成果的工程化、产业化，培育数字技术与能源产业融合发展新优势。

（三）发展目标。到2030年，能源系统各环节数字化智能化创新应用体系初步构筑、数据要素潜能充分激活，一批制约能源数字化智能化发展的共性关键技术取得突破，能源系统智能感知与智能调控体系加快形成，能源数字化智能化新模式新业态持续涌现，能源系统运行与管理模式向全面标准化、深度数字

化和高度智能化加速转变，能源行业网络与信息安全保障能力明显增强，能源系统效率、可靠性、包容性稳步提高，能源生产和供应多元化加速拓展、质量效益加速提升，数字技术与能源产业融合发展对能源行业提质增效与碳排放强度和总量“双控”的支撑作用全面显现。

二、加快行业转型升级

（四）以数字化智能化技术加速发电清洁低碳转型。发展新能源和水能功率预测技术，统筹分析有关气象要素、电源状态、电网运行、用户需求、储能配置等变量因素。加强规模化新能源基地智能化技术改造，提高弱送端系统调节支撑能力，提升分布式新能源智能化水平，促进新能源发电的可靠并网及有序消纳，保障新能源资源充分开发。加快火电、水电等传统电源数字化设计建造和智能化升级，推进智能分散控制系统发展和应用，助力燃煤机组节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”，促进抽水蓄能和新型储能充分发挥灵活调节作用。推动数字技术深度应用于核电设计、制造、建设、运维等各领域各环节，打造全面感知、智慧运行的智能核电厂，全面提升核安全、网络安全和数据安全等保障水平。

（五）以数字化智能化电网支撑新型电力系统建设。推动实体电网数字呈现、仿真和决策，探索人工智能及数字孪生在电网智能辅助决策和调控方面的应用，提升电力系统多能互补联合调度智能化水平，推进基于数据驱动的电网暂态稳定智能评估与预警，提高电网仿真分析能力，支撑电网安全稳定运行。推动变电站和换流站智能运检、输电线路智能巡检、配电智能运维体系建设，发展电网灾害智能感知体系，提高供电可靠性和对偏远地区恶劣环境的适应性。加快新能源微网和高可靠性数字配电系统发展，提升用户侧分布式电源与新型储能资源智能高效配置与运行优化控制水平。提高负荷预测精度和新型电力负荷智能管理水平，推动负荷侧资源分层分级分类聚合及协同优化管理，加快推动负荷侧资源参与系统调节。发展电碳计量与核算监测体系，推动电力市场和碳市场数据交互耦合，支撑能源行业碳足迹监测与分析。

（六）以数字化智能化技术带动煤炭安全高效生产。推动构建智能地质保障系统，提升矿井地质条件探测精度与地质信息透明化水平。提升煤矿采掘成套装备智能化控制水平，采煤工作面加快实现采-支-运智能协同运行、地面远程控制及井下无人/少人操作，掘进工作面加快实现掘-支-锚-运-破多工序协同作业、智能快速掘进及远程控制。推动煤矿主煤流运输系统实现智能化无人值守运行，辅助运输系统实现运输车辆的智能调度与综合管控。推动煤矿建立基于全时空信息感知的灾害监测预警与智能综合防治系统。推进大型露天煤矿无人驾驶系统建设与常态化运行，支持露天煤矿采用半连续、连续开采工艺系统，提高露天煤矿智能化开采和安全生产水平。支持煤矿建设集智能地质保障、智能采掘（剥）、智能洗选、智能安控等于一体的智能化煤矿综合管控平台。

（七）以数字化智能化技术助力油气绿色低碳开发利用。加快油气勘探开发专业软件研发，推进数字盆地建设，推动油气勘探开发数据库、模型库和样本库建设。推动智能测井、智能化节点地震采集系统建设，推进智能钻完井、智能注采、智能化压裂系统部署及远程控制作业，扩大二氧化碳驱油技术应用。加快智能钻机、机器人、无人机、智能感知系统等智能生产技术装备在石油物探、钻井、场站巡检维护、工程救援等场景的应用，推动生产现场井、站、厂、设备等全过程智能联动与自动优化。推动油气与新能源协同开发，提高源网荷储一体化智能调控水平，强化生产用能的新能源替代。推动油气管网的信息化改造和数字化升级，推进智能管道、智能储气库建设，提升油气管网设施安全高效运行水平和储气调峰能力。加快数字化智能化炼厂升级建设，提高炼化能效水平。

（八）以数字化智能化用能加快能源消费环节节能提效。持续挖掘需求侧响应潜力，聚焦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、智能楼宇等典型可调节负荷，探索峰谷分时电价、高可靠性电价、可中断负荷电价等价格激励方式，推动柔性负荷智能管理、虚拟电厂优化运营、分层分区精准匹配需求响应资源等，提升绿色用能多渠道智能互动水平。以产业园区、大型公共建筑为重点，以提高终端能源利用效能为目标，推进多能互补集成供能基础设施建设，提升能源综合梯级利用水平。推动普及用能自主调优、多能协同调度等智能化用能服务，引导用户实施技术节能、管理节能策略，大力促进智能化用能服务模式创新，拓展面向终端用户的能源托管、碳排放计量、绿电交易等多样化增值服务。依托能源新型基础设施建设，推动能源消费环节节能提效与智慧城市、数字乡村建设统筹规划，支撑区域能源绿色低碳循环发展体系构建。

（九）以新模式新业态促进数字能源生态构建。提高储能与供能、用能系统协同调控及诊断运维智能化水平，加快推动全国新型储能大数据平台建设，健全完善各省（区）信息采集报送途径和机制。提升氢能基础设施智能调控和安全预警水平，探索氢能跨能源网络协同优化潜力，推动氢电融合发展。推进综合能源服务与新型智慧城市、智慧园区、智能楼宇等用能场景深度耦合，利用数字技术提升综合能源服务绿色低碳效益。推动新能源汽车融入新型电力系统，提高有序充放电智能化水平，鼓励车网互动、光储充放等新模式新业态发展。探索能源新型基础设施共建共享，在确保安全、符合规范、责任明确的前提下，提高基础资源综合利用效率，降低建设和运营成本。推进能源行业大数据监测预警和综合服务平台体系建设，打造开放互联的行业科技信息资源服务共享体系，支撑行业发展动态监测和需求布局分析研判，服务数字治理。

三、推进应用试点示范

（十）推动多元化应用场景试点示范。围绕重点领域、关键环节、共性需求，依托能源工程因地制宜挖掘和拓展数字化智能化应用，重点推进在智能电厂、新能源及储能并网、输电线路智能巡检及灾害监测、智能变电站、自愈配网、智能微网、氢电耦合、分布式能源智能调控、虚拟电厂、电碳数据联动监测、智慧库坝、智能煤矿、智能油气田、智能管道、智能炼厂、综合能源服务、行业大数据中心及综合服务平台等应用场景组织示范工程承担系统性数字化智能化试点任务，在技术创新、运营模式、发展业态等方面深入探索、先行先试。

（十一）加强试点示范项目评估管理。强化试点示范项目实施监测，建立常态化项目信息上报及监测长效机制，提升项目管理信息化水平。建立试点示范成效评价机制，充分发挥行业协（学）会、智库咨询机构等多方力量在示范项目技术支持、试验检测、评估论证等方面的能力和作用，推动开展示范项目定期评优，分析评估新技术、新产品、新方案、新模式实际应用效果，总结可复制推广的做法和成功经验，组织遴选一批先进可靠、成熟适用、应用前景广阔、带动性强的示范内容，向领域内类似场景进行推广应用，加强标杆示范引领，确保取得实效。

四、推动共性技术突破

（十二）推动能源装备智能感知与智能终端技术突破。加快能源装备智能传感与量测技术研发，提升面向海量终端的多传感协同感知、数据实时采集和精准计量监测水平。推动先进定位与授时技术在能源装备感知终端的集成应用，加快相关终端产品研发。推动面向复杂环境和多应用场景的特种智能机器人、无

人机等技术装备研发，提升人机交互能力和智能装备的成套化水平，服务远程设备操控、智能巡检、智能运维、故障诊断、应急救援等能源基础设施数字化智能化典型业务场景。推动基于人工智能的能源装备状态识别、可靠性评估及故障诊断技术发展。

（十三）推动能源系统智能调控技术突破。推动面向能源装备和系统的数字孪生模型及智能控制算法开发，提高能源系统仿真分析的规模和精度。加快面向信息物理融合能源系统应用的低成本、高性能信息通信技术研究，实现新型通信技术、感知技术与能源装备终端的融合，提升现场感知、计算和数据传输交互能力。推动能源流与信息流深度融合的智能调控及安全仿真方法研究，强化多源数据采集、保护数据隐私的融合共享及大数据分析处理，发展基于群体智能、云边协同和混合增强的能源系统调控辅助决策技术，提升能源系统动态监测、协同运行控制及灾害预警水平，探索多能源统一协同调度，支撑系统广域互济调节、新能源供给消纳和安全稳定运行。

（十四）推动能源系统网络安全技术突破。加强融合本体安全和网络安全的能源装备及系统保护技术研究，加快推进内生安全理论技术在能源系统网络安全领域的应用，提升网络安全智能防护技术水平，强化监控及调度系统网络安全预警及响应处置，提高主动免疫和主动防御能力，实现自动化安全风险识别、风险阻断和攻击溯源。推动开展能源数据安全共享及多方协同技术研发，发展能源数据可信共享与精准溯源技术，强化数据共享中的确权及动态访问控制，提高敏感数据泄露监测、数据异常流动分析等技术保障能力，促进构建数据可信流通环境，提高数据流通效率。

五、健全发展支撑体系

（十五）增强能源系统网络安全保障能力。推动煤矿构建覆盖业务全生命周期的“预警、监测、响应”动态防御体系，提升油气田工业主机主动防御能力，加强电厂工控系统网络安全防护，推进传统能源厂（站）信息系统网络安全动态防护、云安全防护、移动安全防护升级，加快实现核心装备控制系统安全可信、自主可控。进一步完善电力监控系统安全防护体系，推进电力系统网络安全风险态势感知、预警和应急处置能力建设，强化电力行业网络安全技术监督。加快推动能源领域工控系统、芯片、操作系统、通用基础软硬件等自主可控和安全可靠应用。

（十六）推动能源数据分类分级管理与共享应用。推动能源行业数据分类分级保护制度建设，加强数据安全治理。对于安全敏感性高的数据，提高数据汇聚融合的风险识别与防护水平，强化数据脱敏、加密保护和合规评估；对于安全敏感性低的数据，健全确权、流通、交易和分配机制，有序推动数据在产业链上下游的共享，推进数据共享全过程的在线流转和在线跟踪，支持数据便捷共享应用。加强行业大数据中心数据安全监管，强化数据安全风险态势监测，规范数据使用。充分结合全国一体化大数据中心体系建设，推动算力资源规模化集约化布局、协同联动，提高算力使用效率。

（十七）完善能源数字化智能化标准体系。立足典型场景应用需求，加强能源各行业现行相关标准与数字技术应用的统筹衔接，推动各行业加快编制一批数字化智能化关键技术标准和应用标准，推进与国际标准体系兼容，引导各行业分类制定数字化智能化评价体系。持续完善能源数字化智能化领域标准化组织建设，加强标准研制、实施和信息反馈闭环管理。建立健全能源数字化智能化与标准化互动支撑机制，完善数字化智能化科技成果转化评价机制和服务体系，广泛挖掘技术先进、市场推广价值优良的示范成果进行技术标准化推广应用。

（十八）加快能源数字化智能化人才培养。深化能源数字化智能化领域产教融合，支持企业与院校围绕重点发展方向和关键技术共建产业学院、联合实验室、实习基地等。依托重大能源工程、能源创新平台，加速能源数字化智能化中青年骨干人才培养，加速培育一批具备能源技术与数字技术融合知识技能的跨界复合型人才。鼓励将能源数字化智能化人才纳入各类人才计划支持范围，优化人才评价及激励政策。促进交流引进，大力吸引能源数字化智能化领域海外高层次人才回国（来华）创业和从事教学科研等活动。

六、加大组织保障力度

（十九）强化组织实施。国家能源局牵头建立能源数字化智能化发展专项协调推进机制，会同有关部门分工协作解决重大问题，指导各地方完善相关配套政策机制。各地方能源主管部门要根据意见要求，建立健全工作机制，结合实际加快推动本地区能源数字化智能化发展。各相关企业要切实发挥创新主体作用，依托专业领域优势，做好各项要素保障。相关行业协（学）会、智库咨询机构要充分发挥沟通政府与服务企业的桥梁纽带作用，做好政策宣传解读，及时反映行业和企业诉求，为相关部门和企业提供信息服务、搭建沟通合作桥梁。

（二十）推动协同创新。依托国家能源科技创新体系，推动建设一批能源数字化智能化研发创新平台，积极探索“揭榜挂帅”“赛马”等机制，围绕能源数字化智能化技术创新重点方向开展系统性研究，加快前沿和关键核心技术装备攻关，提升全产业链自主可控水平。充分发挥龙头企业牵引作用，鼓励民营企业和社会资本积极参与能源数字化智能化技术创新，支持由企业牵头联合科研机构、高校、金融机构、社会服务机构等共同发起建立能源数字化智能化创新联合体，大力推进产学研深度融合，鼓励开展国际合作，构建开放共享的创新生态圈，加速科技研发与科技成果应用的双向迭代。

（二十一）加大支持力度。国家明确的各类能源数字化智能化示范项目，各级能源主管部门要加大支持力度，优先纳入相关规划。将能源数字化智能化创新应用示范相关技术装备优先纳入能源领域首台（套）重大技术装备支持范围，享受相关优惠和支持政策，并在行业评优评奖方面予以倾斜。发挥财政资金的引导作用，落实好促进数字科技创新的投资、税收、金融、保险、知识产权等支持政策，用好科技创新再贷款和碳减排支持工具，鼓励金融机构创新产品和服务，加大对能源数字化智能化技术创新的资金支持力度，形成支持能源数字化智能化发展的长效机制。

国家能源局

2023年3月28日

国家能源局关于印发《2023年能源工作指导意见》的通知

国能发规划〔2023〕30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，中核集团、中国石油、中国石化、中国海油、国家管网集团、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、国投、华润集团、中煤集团、中广核：

为深入贯彻落实党中央、国务院有关决策部署，扎实做好2023年能源工作，持续推动能源高质量发展，国家能源局研究制定了《2023年能源工作指导意见》，现予发布，请各地、各单位结合实际情况抓好落实，并将执行情况于2023年12月底前函告我局。

附件：2023年能源工作指导意见

国家能源局

2023年4月6日

2023年能源工作指导意见

2023年是全面贯彻党的二十大精神开局之年，是全面建设社会主义现代化国家开局起步的重要一年，是实施“十四五”规划承前启后的关键一年，做好全年能源工作至关重要。为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，保障能源安全稳定供应，持续推动能源高质量发展，制定本意见。

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，深入落实中央经济工作会议和政府工作报告的部署，坚持稳中求进工作总基调，完整准确全面贯彻新发展理念，加快构建新发展格局，以推动高质量发展为主题，以把能源饭碗牢牢地端在自己手里为目标，深入推进能源革命，加快规划建设新型能源体系，着力增强能源供应链的弹性和韧性，提高安全保障水平；着力壮大清洁能源产业，加快推动发展方式绿色转型；着力推进能源产业现代化升级，充分发挥能源稳投资促增长的重要作用，实现能源更加安全、更加绿色、更加高效地发展，为我国经济社会发展提供坚实的能源保障。

（二）基本原则

坚持把能源保供稳价放在首位。强化忧患意识和底线思维，加强国内能源资源勘探开发和增储上产，积极推进能源资源进口多元化，以常态能源供应有弹性应对需求超预期增长，全力保障能源供应持续稳定、价格合理可控。

坚持积极稳妥推进绿色低碳转型。深入推进能源领域碳达峰工作，加快构建新型电力系统，大力发展非化石能源，夯实新能源安全可靠替代基础，加强煤炭清洁高效利用，重点控制化石能源消费，扎实推进能源结构调整优化。

坚持创新驱动提升产业现代化水平。深入实施创新驱动发展战略，补强能源产业链薄弱环节，狠抓绿色低碳技术攻关，加快能源产业数字化智能化升级，提高能源产业链安全保障能力，增强能源产业竞争新优势。

坚持高水平改革开放增强发展动力。深入推进能源体制改革，依托我国超大规模市场优势坚定不移推动高水平对外开放，充分发挥市场在能源资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，不断增强能源高质量发展的动力和活力。

（三）主要目标

供应保障能力持续增强。全国能源生产总量达到 47.5 亿吨标准煤左右，能源自给率稳中有升。原油稳产增产，天然气较快上产，煤炭产能维持合理水平，电力充足供应，发电装机达到 27.9 亿千瓦左右，发电量达到 9.36 万亿千瓦时左右，“西电东送”输电能力达到 3.1 亿千瓦左右。

结构转型深入推进。煤炭消费比重稳步下降，非化石能源占能源消费总量比重提高到 18.3% 左右。非化石能源发电装机占比提高到 51.9% 左右，风电、光伏发电量占全社会用电量的比重达到 15.3%。稳步推进重点领域电能替代。

质量效率稳步提高。单位国内生产总值能耗同比降低 2% 左右。跨省区输电通道平均利用小时数处于合理区间，风电、光伏发电利用率持续保持合理水平。新设一批能源科技创新平台，短板技术装备攻关进程加快。

二、着力增强能源供应保障能力

立足我国能源资源禀赋，进一步夯实化石能源兜底保障基础，大力提升能源安全稳定供应水平，有效应对能源市场波动和风险挑战。

夯实化石能源生产供应基础。有序推进煤矿先进产能核准建设，推动在建煤矿尽快投产达产，增强煤炭增产保供能力。积极推动玛湖、富满、巴彦及渤海等原油产能项目上产，加快建设陕北、川南、博孜一大北等重要天然气产能项目。抓紧抓实“五油三气”重点盆地及海域的油气增产上产，推动老油气田保持产量稳定，力争在陆地深层、深水、页岩油气勘探开发、CCUS 促进原油绿色低碳开发等方面取得新突破。增强能源储备能力建设。

提高能源系统调节能力。大力推进煤电机组节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”。加快建设具备条件的支撑性调节性电源，开工投产一批煤电项目。健全完善抽水蓄能发展政策体系，加快建设一批抽水蓄能项目。以地下储气库为主、沿海 LNG 储罐为辅，推进储气设施集约布局，加快大庆升平、重庆铜锣峡和黄草峡、河南平顶山、江苏淮安等地下储气库开工建设。稳妥推进煤炭储备基地建设，提升政府可调度煤炭储备能力。

强化安全风险管控。推动建立能源安全风险监测预警体系，强化能源安全风险预研预判。以迎峰度冬和迎峰度夏为重点，持续做好电力供需平衡预警、“一省一策”建议发布等电力保供工作。强化直流输电系统、电力二次系统、新能源并网等安全风险管控，加强关键信息基础设施安全保护，有效管控大电网安全。强化电力应急能力建设，推进国家级电力应急基地研究布局，开展跨省区大面积停电演练。

三、深入推进能源绿色低碳转型

巩固风电光伏产业发展优势，持续扩大清洁低碳能源供应，积极推动生产生活用能低碳化清洁化，供需两侧协同发力巩固拓展绿色低碳转型强劲势头。

大力发展风电太阳能发电。推动第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目并网投产，建设第二批、第三批项目，积极推进光热发电规模化发展。稳妥建设海上风电基地，谋划启动建设海上光伏。大力推进分散式陆上风电和分布式光伏发电项目建设。推动绿证核发全覆盖，做好与碳交易的衔接，完善基于绿证的可再生能源电力消纳保障机制，科学设置各省（区、市）的消纳责任权重，全年风电、光伏装机增加 1.6 亿千瓦左右。

积极推进核电水电项目建设。在确保安全的前提下，有序推动沿海核电项目核准建设，建成投运“华龙一号”示范工程广西防城港 3 号机组等核电项目，因地制宜推进核能供暖与综合利用。核准建设雅砻江牙根一级，金沙江上游昌波等水电站项目。推动主要流域水风光一体化规划，建设雅砻江、金沙江上游等流域水风光一体化示范基地。制定长江流域水电生态化开发方案，有序开发长江流域大中型水电项目。

加强化石能源清洁高效开发利用。加强煤炭清洁高效利用，稳步提升煤炭洗选率，开展富油煤分质分级利用示范，提高清洁煤和油气供应保障能力。加快油气勘探开发与新能源融合发展，促进油气上游智能化、绿色化发展。研究修订天然气利用政策。出台促进炼油行业低碳高效发展相关指导意见，推进炼油产能结构优化与布局优化。加强成品油生产管理，保障国 VI B 标准车用汽油稳定供应。

积极推动能源消费侧转型。加快建设智能配电网、主动配电网，提高接纳新能源的灵活性和多元负荷的承载力，提升生产生活用能电气化水平，重点推进工业、建筑、交通等领域绿色低碳转型。推动充电基础设施建设，上线运行国家充电基础设施监测服务平台，提高充电设施服务保障能力。完善清洁取暖长效机制，稳妥有序推进新增清洁取暖项目，推动北方地区冬季清洁取暖稳步向好。

加快培育能源新模式新业态。稳步推进有条件的工业园区、城市小区、大型公共服务区，建设以可再生能源为主的综合能源站和终端储能。积极推广地热能、太阳能供热等可再生能源非电利用。支持纤维素等非粮燃料乙醇生产核心技术攻关和试点示范，研究推动生物燃料多元化利用。积极推动氢能应用试点示范，探索氢能产业发展的多种路径和可推广的经验。

四、提升能源产业现代化水平

强化科技对能源产业发展的支撑，加快补强能源产业短板弱项，实施一批原创性引领性能源科技攻关，推动能源产业基础高级化和产业链现代化。

加强关键技术装备攻关。持续开展能源领域首台（套）重大技术装备评定，做好前两批能源领域首台（套）重大技术装备跟踪评价工作，坚持“凡有必用”的原则依托工程建设推动攻关成果示范应用，重点推动核心设备与关键零部件、基础材料等技术的研发应用，及时协调解决技术攻关、试验示范、产品应用等环节中存在的问题。

巩固拓展战略性优势产业。抓好《“十四五”能源领域科技创新规划》组织实施，建立规划实施监测项目库。做好“十四五”第一批能源研发创新平台认定，加强创新平台考核评价和日常管理。巩固煤炭清洁高效利用技术优势，加快风电、光伏技术迭代研发，突破一批新型电力系统关键技术。继续抓好核电重大专项实施管理。加快攻关新型储能关键技术和绿氢制储运用技术，推动储能、氢能规模化应用。

加快能源产业数字化智能化升级。推进能源产业和数字产业深度融合，印发《关于加快推进能源数字化智能化发展的若干意见》。建立健全煤矿智能化标准体系，大力支持煤矿智能化建设，完成全国首批智能化示范煤矿验收。稳步有序推进核电数字化转型发展。积极开展电厂、电网、油气田、油气管网、终端用能等领域设备设施、工艺流程的智能化建设，提高能源系统灵活感知和高效生产运行能力，促进源网荷互动、多能协同互补。

五、扎实推动区域能源协调发展

深入实施区域协调发展战略、区域重大战略、乡村振兴战略，优化区域能源生产布局和基础设施布局，提升区域自平衡能力和跨区域互济能力。

服务支撑区域重大战略。发挥能源富集地区战略安全支撑作用和比较优势，优化能源重大生产力布局，推进重点区域能源规划实施，支撑构建优势互补、高质量发展的区域经济布局。突出能源基础设施互联互通水平和强化供应保障能力，实施粤港澳大湾区能源高质量发展规划；围绕生态环境保护和高质量发展，明确黄河流域能源转型重点方向和主要任务；坚持问题导向，推动长江经济带能源协同发展；深入开展长三角新型能源体系建设方案研究。

强化能源建设助力乡村振兴。继续实施农村电网巩固提升工程，下达农村电网巩固提升工程2023年中央预算内投资计划，聚焦边远地区、原连片特困地区、重点帮扶县等农网薄弱地区，进一步补齐基础设施短板，并在工程建设中推广以工代赈，适当提高劳务报酬帮助群众就业。实施风电“千乡万村驭风行动”和光伏“千家万户沐光行动”，稳步推进整县屋顶分布式光伏开发试点，促进农村用能清洁化。开展农村能源革命试点建设，以点带面加快农村能源清洁低碳转型。

增强区域能源资源优化配置。加快建设金上一湖北、陇东—山东、川渝主网架等特高压工程，推进宁夏—湖南等跨省区输电通道前期工作，增强跨省区电力互济支援能力。深入论证沙漠戈壁荒漠地区送出5回跨省区输电通道方案，合理确定通道落点和建设时序。抓好区域主网架优化调整方案评估，统筹项目必要性、建设方案和建设时序，完成主网架规划优化调整工作。完善油气“全国一张网”，重点建设中俄东线南段、西气东输三线中段、西气东输四线、川气东送二线、虎林—长春天然气管道等重大工程。积极协调保障重点地区煤炭运力。

六、加强能源治理能力建设

完善能源法律法规和政策体系，深入推进能源“放管服”改革，优化管理方式，提升服务实效，释放改革红利，不断提升能源治理效能。

健全能源法规政策体系。加快《能源法》立法进程，做好《电力法》《可再生能源法》《煤炭法》《石油储备条例》《核电管理条例》《石油天然气管道保护法》《电力监管条例》制修订工作，研究起草《能源监管条例》。建立健全能源数据管理制度，强化数据安全治理。加强新型电力系统、储能、氢能、抽水蓄能、CCUS等标准体系研究，重点支持能源碳达峰碳中和相关标准立项，加快重点标准制修订。

加强能源规划实施监测。开展“十四五”能源规划实施情况中期评估，深入分析主要目标指标发展预期，全面评估重大战略任务、重大改革举措、重大工程项目推进情况，完善规划实施政策措施。以能源重大工程项目为重点，加强能源规划实施监测调度和组织推进，充分发挥能源项目对扩内需、稳投资、促增长、保安全的牵引支撑作用。滚动开展省级能源需求月度、季度预测，预判可能出现的时段性、区域性供应紧张问题，从资源落实、产能建设、基础设施布局等方面提前谋划应对措施。

深化重点领域改革。加快建设全国统一电力市场体系，持续提升跨省区电力交易市场化程度，推进南方区域电力市场建设运营，研究推动京津冀、长三角电力市场建设。稳步提高电力中长期交易规模，扎实推进现货试点结算试运行，积极稳妥推进电力现货市场建设，加强电力中长期、现货和辅助服务市场有机衔接。积极推进辅助服务市场建设，建立电力辅助服务市场专项工作机制。持续推进能源领域行政许可事项清单管理。深化“三零”“三省”服务，巩固提升“获得电力”工作成效。完善油气管网设施容量分配相关操作办法。

强化能源行业监管。聚焦党中央、国务院交办的能源领域重点任务，进一步强化对国家重大能源规划、政策、项目落实情况监督。抓好电煤和电力交易合同履约、煤电上网价格上浮政策落实情况监管。加强对电网、油气管网等自然垄断环节的监管，深入推进电网和油气管网设施公平开放，规范电网企业代理购电。优化电力安全风险管控会议和风险管控周报等“季会周报”工作机制，加强重大安全隐患挂牌督办，开展水电站大坝、海上风电施工等专项监管。

七、扩大能源领域高水平开放合作

坚持共商共建共享，深入推进互利共赢务实合作，增强国内国际两个市场两种资源联动效应，提升能源开放合作质量和水平，不断开创能源国际合作新局面。

保障开放条件下的能源安全。密切关注乌克兰危机后续影响，深入推进与重点能源资源国的互利合作，加强与能源生产国、过境国和消费国的协同合作，增强海陆能源运输保障能力，持续巩固西北、东北、西南和海上四大油气进口通道。积极拓展能源进口新渠道，畅通国际能源产业链供应链，推进能源进口多元化。强化境外重大能源项目动态监测和风险预研预判，加强海外能源资源供应基地建设，维护能源领域海外利益安全。

着力加强清洁能源合作。支持发展中国家能源绿色低碳发展，因地制宜采取贸易、工程承包、投资、技术合作等方式开展双方、三方和多方市场合作，推动更多清洁能源合作项目落地。充分发挥我国清洁能源全产业链优势，加强投资开发、工程建设、装备制造、咨询设计和金融保险等环节的联动，深化清洁能源合作。推动建立全球清洁能源合作伙伴关系，促进清洁能源在全球能源变革中发挥主导作用。

深化能源国际交流与合作。建设运营好“一带一路”能源合作伙伴关系，用好中国 - 东盟、中国 - 非盟、中国 - 东盟、中国 - 中东欧和亚太经合组织可持续能源中心等区域合作平台，扎实推进能源务实合作。积极参与能源多边机制和国际组织交流与合作，推动全球能源市场稳定与供应安全、能源绿色低碳转型发展、能效提升和能源可及等倡议的制定和实施。坚持共同但有区别的责任原则，积极参与能源领域应对气候变化全球治理。

各省（区、市）能源主管部门、各派出机构和有关能源企业，要依据本指导意见，结合本地区和企业的具体情况，采取有力有效措施，全力抓好各项任务落实，保障能源安全稳定供应，推动能源高质量发展，为全面建设社会主义现代化国家提供稳定可靠的能源保障。

国家能源局综合司 交通运输部办公厅关于切实做好节假日期间 新能源汽车充电服务保障有关工作的通知

国能综通电力〔2023〕45号

各省（自治区、直辖市）能源局、交通运输厅（局、委），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，江苏省工业和信息化厅，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司，各充电设施运营企业：

近年来，我国新能源汽车产销量持续快速增长，节假日出行规模不断扩大，对公路沿线及旅游景区等充电服务保障能力提出了更高要求。为更好满足公众出行需求，优化群众出行体验，服务群众绿色出行，现将有关要求通知如下。

一、高度重视节假日充电服务保障工作。新能源汽车出行事关人民群众切身利益，关乎新能源汽车产业健康发展。各有关单位要进一步提高政治站位，强化责任担当，坚持为人民群众解难题、办实事，确保节假日期间充电服务工作运转有序、安全可靠、规范高效。

二、持续提升全社会充电保障能力。各省级能源（充电设施）主管部门要积极会同相关部门，按照《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）（以下简称《实施意见》）有关部署，加大公共充电设施建设力度，加快补齐县城、乡镇建设短板，推动旅游景区及周边停车场充电设施建设。各省级交通运输、能源（充电设施）主管部门要会同电网企业，按照《加快推动公路沿线充电基础设施建设行动方案》（交公路发〔2022〕80号）（以下简称《行动方案》）要求，加快推进公路沿线充电基础设施建设完善，在城市周边及充电需求较大的高速公路服务区科学设置大功率充电设施，提升充电效率。电网企业要加大配套电网建设投入，做好充电设施接入电网工作，加强设备运维管理，确保供电可靠。

三、提前开展充电需求预判。各省级能源（充电设施）主管部门要会同交通运输、旅游、气象等主管部门，结合当地新能源汽车保有量和充电设施历年运行数据、各地旅游活动安排、气象预报等，对重大节假日期间高速公路服务区、旅游景区的车流量及充电排队情况进行预判，联合制定节假日充电服务保障方案，及早发布绿色出行充电攻略，引导新能源车主合理规划出行。对预判车流量特别大、可能出现严重拥堵的高速公路服务区，尽量布局移动式应急充电设备，缓解充电排队现象。

四、全面开展充电设施安全检查。各充电设施运营企业持续完善充电设施运维体系，加强设备监测巡检。节假日前，各省级能源（充电设施）主管部门要组织开展公共充电设施专项检查，采取“四不两直”方式下沉至车流量较大的高速公路服务区、主要景区停车场，及时发现问题、消除隐患，确保充电设施正常可用。

五、加强节假日充电引导。各充电设施运营企业要建立健全值班监控制度，在充电流量增大时通过充电服务APP、微信小程序等发布预警，及时向客户推送最优充电方案和周边充电资源。各省级交通运输主

管部门要及时通过公路可变信息标志、交通广播等渠道发布服务区车流量及充电排队等情况，指导高速公路服务区在车流量较大的充电站点安排专人引导服务，鼓励充电高峰短时补电、随充随走，减少排队等待，必要时可引导至相邻服务区充电。

六、做好总结和报送工作。各单位按职责做好节假日期间新能源汽车充电服务保障工作，相关情况作为《实施意见》和《行动方案》总结报告的重要内容按相关文件要求上报。如遇其他重大情况，也请及时报告。

请各单位加强沟通协调，合力抓好落实，共同为新能源汽车假期出行创造良好的充电环境。

国家能源局综合司 交通运输部办公厅

2023年4月19日

国家能源局综合司关于加强电力行业火灾风险防范和隐患排查治理工作的紧急通知

国能综通安全〔2023〕48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：

4月18日，北京长峰医院发生重大火灾事故造成多人伤亡。近期，我国一些地方接连发生火灾等安全事故，习近平总书记作出重要指示批示。当前五一假期临近，电力行业各单位要时刻绷紧火灾防范这根弦，彻底排查火灾风险隐患，切实把防火灾措施落到实处，坚决把安全风险管控挺在隐患前面，把隐患排查治理挺在事故前面，坚决防范电力火灾事故发生，现将有关事项通知如下。

一、高度重视火灾风险防范。各单位要清醒认识火灾对电力安全生产和人员生命安全带来的严重危害，增强忧患意识、坚持底线思维，加强组织领导、细化工作措施，以“时时放心不下”的责任感，坚决做好电力行业火灾防范应对工作，要切实加强对动火作业的管理和监督，要高度重视消防安全宣教培训工作，切实提高一线人员安全防范意识和逃生自救能力，确保人民群众生命财产安全。

二、重点防范高风险领域火灾事故。电力企业要高度重视高风险场所火灾防范，结合季节特点制定严密措施，针对高压电力充油设备、输配电设备“树线矛盾”突出区域、发电厂储煤储氢储油储气和危化品储存地、施工爆炸物储存地、电化学储能以及其他易燃易爆高火灾风险场点，严格外包队伍和人员管理，加大检查巡视力度，严格排查治理各类消防隐患，整治乱拉乱接电气线路、设备过载运行和违规使用易燃可燃建筑板材等问题。

三、重点防范易忽视场所火灾事故。电力企业要对本单位生产办公区、高层建筑、施工现场营地以及基层单位等易忽视场所开展安全检查，深入排查用火用电、施工改造、违章搭建、值班值守等方面风险隐患，重点整治防火分隔不到位、违规用火用电等问题，落实企业基层管理责任，对存在严重隐患问题的，要采取临时停产停用措施并立即整改。

四、突出抓好重要时段火灾安全风险管控。各单位要紧盯五一假期和重大活动等重要时段火灾防控。电力企业要提高火灾防范等级，针对重要输电走廊、重要发电厂、枢纽变电站等重点部位开展火灾风险隐患排查整治，提高防火巡查检查频次，筑牢安全屏障。地方电力管理部门要落实属地责任，将防范电力火灾安全事故作为行业管理的重要内容，督促指导电力企业落实主体责任。派出机构要落实监管责任，督促电力企业加强设备巡查看护，认真做好电力消防安全风险隐患自查自改。

五、全力防范火灾事故影响重要用户可靠供电。电力企业要对生产指挥中心、核心机房等事关电力安全生产供应秩序的场所开展消防安全综合整治，建立问题隐患和整改责任“两个清单”，挂账整改、照单销号；要全力防范火灾引发供电全失导致医院等民生重点场所，以及政府、军队等重要电力用户失电等情况发生。

六、着力提升火灾应急救援能力。电力企业要落实有关要求，加强消防装备设施配备和企业消防力量建设，优化整合电力应急救援力量和资源，健全完善工作机制，联合多部门开展火灾防控应急联动实战演练，提升电力行业火灾应急救援能力；加强值班值守和巡逻检查，开展经常性拉动演练，落实联防联控。

国家能源局综合司
2023年4月23日

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”服务水平任务台账的通知》（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

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

国家能源局关于印发《全国电力安全生产重大事故隐患专项排查整治 2023 行动方案》的通知

国能发安全〔2023〕40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：

为认真贯彻落实党的二十大精神和习近平总书记关于安全生产重要论述，按照党中央、国务院决策部署，进一步落实国务院安全生产委员会全体会议有关部署，按照国务院安委会《全国重大事故隐患专项排查整治 2023 行动总体方案》各项工作要求，从即日起开展全国电力安全生产重大事故隐患专项排查整治 2023 行动。现将方案印发给你们，请结合实际认真抓好落实。

联系人及电话：康伟 010-81929632

国家能源局
2023年5月8日

附件：全国电力安全生产重大事故隐患专项排查整治 2023 行动方案

全国电力安全生产重大事故隐患专项排查整治 2023 行动方案

为加强全国电力安全生产重大事故隐患专项排查整治，根据《全国重大事故隐患专项排查整治 2023 行动总体方案》，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，全面贯彻党的二十大精神，统筹好发展和安全，坚持人民至上、生命至上，坚持安全第一、预防为主，落实落细安全生产十五条硬措施，全面落实电力企业主体责任、国家能源局派出机构（以下简称派出机构）监管责任和地方电力管理部门属地责任。通过专项行动，全面摸清并动态掌握电力安全生产重大事故隐患（以下简称重大事故隐患）底数，推动企业主要负责人安全生产法定职责和全员安全生产责任制压紧落实，提高排查整改重大事故隐患质量。派出机构聚焦重大事故隐患精准严格执法，地方电力管理部门对照“三个必须”强化安全监督管理，增强发现问题和解决问题

能力。各单位协调配合、形成合力，着力从根本上消除事故隐患，推动电力安全生产治理模式向事前预防转型。

二、主要内容

（一）汲取事故教训，筑牢思想根基。及时传达学习党中央、国务院关于安全生产决策部署，明责知责、履职尽责，准确领会和把握党中央、国务院的新部署和新要求，深刻汲取总结近年来如关州水电站“1·12”透水事故、大唐株洲电厂“9·22”除尘器垮塌事故、上海外高桥电厂“2·15”除尘器垮塌事故、国电投上海临港重燃工程“4·29”钢架倾倒事故、河南安阳“11·21”特别重大火灾事故、北京长峰医院“4·18”火灾事故等电力及其他行业较大、重特大事故教训，进一步增强做好电力安全生产工作重要性认识，夯实电力安全生产工作思想基础。

（二）聚焦重大隐患，精准排查整治。按照《电力安全隐患治理监督管理规定》《重大电力安全隐患判定标准（试行）》，结合危险化学品、消防（火灾）、特种设备等有关行业领域重大事故隐患判定标准，聚焦燃煤发电厂重点设备设施钢结构、承重焊接部位总体强度，水电站大坝、燃煤发电厂贮灰场重特大工程隐患，电网安稳系统及直流控保系统，特高压变压器及架空线路杆塔，电力监控系统，工程外包管理，爆破、吊装、动火作业、有限空间危险作业等重点部位、环节及场所，全面排查重大事故隐患，严格整治闭环，防范重特大电力事故发生。

（三）紧盯重点领域，强化监督管理。做好水电站大坝安全提升专项行动、电力建设工程施工安全质量监督等专项监管，落实《水电站大坝工程隐患治理监督管理办法》《防止电力建设工程施工安全事故三十项重点要求》《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023版）》《国家能源局关于进一步加强海上风电项目安全风险防控相关工作的通知》《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》等文件要求，狠抓重点领域，做好事故防范和电力安全生产工作，保持电力安全生产形势持续平稳。

三、工作要求

电力企业主要负责人要落实法定的安全生产第一责任人职责。一是研究组织本企业重大事故隐患排查整治，每季度要带队对本企业重大事故隐患排查整治情况至少开展1次检查（高危领域企业每月至少1次）。二是组织对动火等危险作业开展排查整治，开展1次全员安全警示教育活动，对动火等危险作业人员以及易产生重大事故隐患的其他关键岗位人员进行1次全面排查，严禁聘用和招请未经安全培训合格、未取得相关证书的人员从事特种作业。三是对本企业生产经营项目和场所外包外租（包括委托、合作等类似方式）情况组织开展1次全面排查。四是至少组织开展1次事故应急救援预案演练（高危领域企业每半年至少1次），特别要让全体从业人员主动落实安全生产岗位责任，熟知安全逃生出口（或避灾路线），切实提高从业人员应急避险意识。

派出机构要会同地方电力管理部门，落实《电力安全隐患治理监督管理规定》《重大电力安全隐患判定标准（试行）》，分兵把守、齐抓共管，织牢织密监管网络。一是做好人员培训，集中对监管执法人员开展安全生产专题培训，加强重大事故隐患判定标准、重点执法检查事项及相关法律法规标准等业务知识学习，提高专业和法治素养。二是精准严格执法，坚决杜绝“宽松软虚”，倒逼企业主体责任落实。对电力企业自查查出的重大事故隐患，已按规定报告并正在采取有效措施消除的，依法不予行政处罚；对电力企业自查未查出或查出后未按规定报告或未采取措施消除的重大事故隐患，要严格依法惩处。三是严肃约

谈通报，对排查整治不力的有关单位及人员指出存在的突出问题，对有问题却查不出或查出后整改不到位导致发生事故的，要追责问责。四是创新监管方式，切实提升监管执法效能，积极运用“四不两直”、明查暗访、异地执法、交叉互检等工作方式不断提高执法质量，避免走形式、走过场；依托“互联网+监管”等信息手段加强部门间互联互通，对于大数据排查发现的屡查屡犯的企业负责人和重点企业实施精准有效监管。

四、时间安排

专项行动分四个阶段，各单位要按照各阶段工作重点有序压茬推进。

（一）动员部署（文件印发之日—2023年5月底）。各单位认真研究部署专项行动各项工作安排，及时动员部署，细化明确重大事故隐患排查整治措施计划和重点事项，将专项行动各项工作责任落实到人。各地方电力管理部门将本方案要求传达至市、县级电力管理部门。

（二）企业自查自改（2023年6月1日—8月底）。各电力企业对标对表专项行动主要内容，明确责任分工、进度安排，针对性开展自查检查；建立健全重大事故隐患台账，扎实推进整改。各派出机构、地方电力管理部门督促指导属地电力企业开展针对性自查；组织开展好“安全生产月”活动。

（三）精准执法检查（2023年9月1日—11月底）。各派出机构会同地方电力管理部门、大坝中心等单位，聚焦重大事故隐患和重点检查事项，聚焦电力企业第一责任人履职等情况，深入企业一线开展精准执法检查，严查各类非法违法和违规违章行为。国家能源局将适时对有关单位落实工作情况进行抽查检查。

（四）总结提高（2023年12月）。各单位全面总结专项行动取得成效，系统梳理好经验、好做法，积极推动互学互鉴，不断完善安全生产制度措施，健全长效工作机制。

各单位要高度重视专项行动，明确有关负责同志牵头抓总，结合本辖区、本企业实际情况适当调整完善排查整治内容，进一步细化责任分工，建立健全工作机制，确保专项行动取得实效。国家能源局将建立调度通报工作机制，定期调度掌握各单位排查整治进展情况，及时协调解决存在的突出问题。请各单位将专项行动贯彻落实情况、工作总结分别于2023年8月15日前、2023年12月15日前报送国家能源局电力安全监管司。

国家能源局综合司关于开展 2023 年电力行业“安全生产月”活动的通知

国能综通安全〔2023〕58 号

全国电力安委会各成员单位：

今年 6 月是第 22 个全国“安全生产月”，主题是“人人讲安全、个个会应急”。依据《国务院安委会办公室 应急管理部关于印发〈2023 年全国“安全生产月”活动方案〉的通知》（安委办〔2023〕5 号），国家能源局同步开展电力行业 2023 年“安全生产月”活动。现将有关事项通知如下。

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，深入贯彻党的二十大精神和习近平总书记关于安全生产重要论述，坚持人民至上、生命至上，坚持统筹发展和安全，坚持安全第一、预防为主，以“人人讲安全、个个会应急”为主题，采取线上线下相结合的方式开展一系列宣贯学习、交流研讨、案例警示、应急演练等活动，引导电力行业进一步提高政治站位，强化安全意识，压实各方责任，落实防范措施，守牢安全底线，确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，保持电力安全生产形势稳定。

二、主要活动内容

（一）开展习近平总书记关于安全生产重要论述宣贯活动

各单位要紧紧围绕宣传贯彻习近平总书记关于安全生产特别是安全红线重要论述开展学习宣讲活动，全国电力安委会成员单位负责同志要组织开展宣讲活动，发表评论文章或心得体会；各电力企业要通过“公开课”“大家谈”“班组会”等形式广泛开展专题研讨、宣讲授课、培训辅导、案例警示等活动，教育引导广大从业人员强化安全红线意识。

（二）以“人人讲安全、个个会应急”为主题，推动安全宣传“五进”

各单位要紧紧围绕主题开展系列宣教活动，要加强教育警示，通过观看典型事故警示教育片、参观事故警示教育展览等方式，以案说法、以案为戒，强化安全意识；要规范作业现场，针对事故高发易发的高空作业、带电作业、密闭空间作业等，强化安全措施落实，规范现场管理；要抓好外委队伍，围绕外包队伍、临时用工人员强化安全培训，补齐能力短板；要提高应急能力，针对各类自然灾害加强安全风险提示，制定避险措施，开展疏散演练。各单位要深入开展安全宣传，广泛张贴或悬挂安全标语、横幅、挂图等，形成强大宣传声势，组织群众喜闻乐见、便于参与的安全生产法规线上答题、安全防护器具操作体验等宣教培训活动，推动电力安全宣传“五进”。

（三）聚焦专项排查整治，企业负责人落实“五带头”

各单位要持续宣贯《安全生产法》，督促落实安全生产“第一责任人”法定职责，开展企业主要负责人“安全承诺践诺”活动，建立完善全员安全生产责任制，营造人人讲安全、人人守规章的浓厚氛围。各单位要深入开展全国电力安全生产重大事故隐患专项排查整治，企业主要负责人要落实好“五带头”（带头研究组织本企业重大事故隐患排查整治、带头落实全员安全生产岗位责任、带头参加动火等高危作业安全风险排查整治、带头对外包外租等生产经营活动开展排查整治、带头参加安全应急演练），切实通过专项排查整治发现一批隐患，解决一批问题。

（四）全员参与隐患排查，加强监督检查和曝光警示

各派出机构要牵头组织当地政府主管部门、安全生产专家和媒体记者，深入小散远电力企业和存有危化品的重点部位进行“四不两直”检查和采访曝光，结合“安全生产大检查”“明察暗访”等工作，曝光重大事故隐患和突出问题。各派出机构要加强安全监管执法，定期报送执法案例，加强公示曝光。各电力企业要畅通安全生产问题隐患举报渠道，鼓励全员参与查找身边的安全隐患，并对消除隐患、避免事故的个人给予奖励。

（五）组织开展常态化应急演练

各地要结合安全宣传“五进”工作，组织开展有效管用的全员应急演练。国家能源局将择机开展跨省区大面积停电事件应急演练，提升区域电网大面积停电事件的协同能力、应急能力和处置能力。各电力企业要结合迎峰度夏保供、防汛防台抗灾等重点工作，广泛开展应急与安全培训，组织一次突发事件应急演练，让全体从业人员时刻牢记安全生产岗位责任，进一步提升自救互救能力和应急处置能力。各派出机构和地方政府有关部门要积极参与和指导企业演练活动，加强宣传报道力度，促进提升应急避险能力。

（六）开展“6·16安全宣传咨询日”活动

国家能源局在中国能源新闻网(<http://www.cpn.cn/>)电力安全云上展厅开设“616安全宣传咨询日”活动专栏，分设安全吹哨人、安全微讲堂、安全随手拍、应急直播间四个子栏目，各单位要广泛组织安全知识答题竞答活动，以安全法规、应急管理、自救互救、紧急避险等内容为重点，让广大参与者在线上线下答题互动中，学习安全知识，掌握安全技能。

（七）开展电力安全技术与管理系列交流活动

国家能源局将以线上线下结合方式举办第三届电力安全技术和管理论坛，立足新型电力系统建设发展需要，搭建电力企业交流平台，研讨技术与管理前沿问题，助力行业转型发展。各电力企业要认真总结近年来电力安全技术与管理工作经验，充分展示先进经验和优秀成果，积极踊跃参与；中能传媒要充分发挥全媒体平台作用，全面做好宣传报道。

（八）持续深化电力安全齐抓共管工作机制

在安全生产月期间，国家能源局各派出机构要会同地方政府电力管理部门共同开展“五个一”活动（共同会商一次电力安全生产形势、共同组织或参加一次应急演练或演习、共同组织一次安全风险隐患排查治理、共同开展一次联合执法检查、共同参与一次电力企业“安全生产月”活动），不断强化齐抓共管工作合力。

三、有关要求

（一）加强组织领导。各单位要高度重视、加强组织、积极参与，把“安全生产月”活动作为阶段性重点工作，专题研究部署，细化活动方案，明确时间节点和进度安排，确保层层有人抓，事事有人管。

（二）营造安全氛围。各单位要组织协调主流媒体、行业媒体及新媒体加大宣传力度，开设活动专题专栏，增加宣传报道，

张贴悬挂安全生产标语、海报、挂图，增强安全生产月活动的影响力、感染力。国家能源局将通过中国能源新闻网网站（<http://www.cpn.com.cn/>）和《中国电力报》等媒体大力宣传本次“安全生产月”活动，以及各单位工作进展和成果。

（三）确保活动实效。各单位要把安全生产月活动与企业生产经营活动相结合，与安全生产专项整治等重点工作相结合，与破解安全发展难点问题相结合，推动防范化解重大风险，促进安全生产水平提升，增强人民群众的获得感、幸福感、安全感。

国家能源局综合司

2023年5月15日

国家能源局综合司关于进一步做好电力行业防汛抗旱工作的通知

国能综通安全〔2023〕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、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：

为深入贯彻落实全国防汛抗旱工作电视电话会议工作部署和国家防汛抗旱总指挥部办公室《关于贯彻全国防汛抗旱工作电视电话会议精神认真做好防汛抗旱各项工作的通知》（国汛办电〔2023〕18号）、《关于切实做好基层干部和防汛抢险人员安全防护工作的通知》（国汛办电〔2023〕23号）有关要求，进一步做好电力行业防汛抗旱工作，确保电力行业安全度汛和人民群众生命财产安全，现将有关事项通知如下。

一、认真贯彻落实党中央、国务院重要部署。各单位要深入学习领会习近平总书记关于防汛抗旱工作的重要讲话和重要指示批示精神，把习近平新时代中国特色社会主义思想主题教育成果转化为做好防汛抗旱工作的强大力量和实际行动，严格按照党中央、国务院统一部署要求，不断强化底线思维和极限思维，立足防大汛、抗大险、救大灾，毫不松懈做好当前和下一阶段电力行业防汛抗旱工作。

二、层层压实责任。各电力企业要压实各层级、各部门防汛抗旱责任，理顺责任压力传导机制，明确责任落实到位标准，并加强对所属部门单位责任落实情况的检查考核。各派出机构、各省级电力主管部门要将电力行业防汛抗旱工作纳入监督管理范围，加强统筹协调和监督指导，及时组织开展防汛抗旱“四不两直”检查，严肃处理责任不落实、准备不充分、措施不到位等问题。

三、扎实做好准备。各电力企业要做足防汛抗旱的思想准备和工作准备，抓住主汛期到来前的窗口期，进一步加强风险隐患排查整治，确保问题整改闭环；抓紧修订完善预案方案，针对极端暴雨、超标洪水、突发山洪、城市内涝等灾害险情，细化完善应对措施，强化预案衔接和实战演练，着力增强预案的针对性、实用性和可操作性；按照“宁可备而不用、不可用时无备”的原则备足备好应急人员队伍和抢险物资装备，确保需要时能够立即投入使用。

四、全力抢险救灾。各单位要加强与当地政府及水利、气象、应急、地震、国土资源等部门的信息沟通，密切掌握极端天气和自然灾害预测预报情况，加强灾害险情会商，精准研判汛情发展趋势，及时发布预警信息；强化应急协调联动，落实防范措施，提升应对异常气象、洪水、地震和地质灾害等突发事件的能力；遇有险情，快速响应、妥善处置，坚决将人的生命安全摆在第一位，及时疏散撤离可能受影响的人员，最大限度减少损失。

五、加强安全防护。各单位要充分认识防汛抢险救援工作的风险性、特殊性和复杂性，深刻吸取福建省龙岩市4名基层干部进村巡查时因桥梁坍塌落水失联的惨痛教训，高度重视基层一线和防汛抢险救援人员的安全防护，按要求配备救生装备和安全护具，开展安全教育培训，强化安全防范意识，提升自我

防护能力。要科学制定抢险救援方案，加强抢险过程风险管控，严防发生次生事故，有效保障抢险人员安全。

六、统筹防汛抗旱。各单位要统筹防汛和抗旱，坚持两手抓，协同推进各项工作。要加强情景预想，落实有效措施，注意防范旱涝急转可能造成水位陡涨、山洪、泥石流、城市内涝等灾害风险。水电站严格执行汛期调度纪律的同时，可根据电站实际情况和蓄水来水情况，及时向调度部门提出合理建议，充分发挥拦洪削峰、兴利发电、农田灌溉及城乡用水保障等作用。

国家能源局综合司
2023年5月19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

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。

国家能源局综合司关于开展海上风电施工安全专项监管工作的通知

国能综通安全〔2023〕72号

天津市、河北省、辽宁省、上海市、江苏省、浙江省、福建省、山东省、广东省、广西壮族自治区、海南省发展改革委、能源局，华北、东北、华东、南方能源监管局，山东、浙江、江苏、福建能源监管办，全国电力安委会有关企业成员单位：

为切实落实海上风电项目安全管理责任，防范安全事故的发生，根据《国家能源局综合司关于印发〈2023年电力安全监管重点任务〉的通知》（国能综通安全〔2023〕4号）要求和有关工作安排，国家能源局决定在全国范围内组织开展海上风电施工安全专项监管工作。现将《2023年海上风电施工安全专项监管工作方案》印发给你们，请认真组织落实。

国家能源局综合司

2023年6月1日

2023年海上风电施工安全专项监管工作方案

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和党中央、国务院决策部署，统筹发展和安全，切实落实海上风电项目安全管理责任，防范安全事故的发生，根据《国家能源局综合司关于印发〈2023年电力安全监管重点任务〉的通知》（国能综通安全〔2023〕4号）要求和有关工作安排，制定本工作方案。

一、工作目标

针对海上风电施工中出现的安全责任落实不到位、施工现场安全管控不严、应急能力建设比较薄弱等突出问题，通过开展海上风电施工安全专项监管，督促海上风电项目相关参建单位切实落实安全生产主体责任，提高安全管理水平，坚决防范和遏制重特大事故发生。

二、工作依据

- （一）《安全生产法》（中华人民共和国主席令 第88号）；
- （二）《建设工程安全生产条例》（国务院令 第393号）；
- （三）《建设工程质量管理条例》（国务院令 第279号）；
- （四）《国务院安委会办公室 自然资源部 交通运输部 国务院国资委 国家能源局关于加强海上风电项目安全风险防控工作的意见》（安委办〔2022〕9号）；

（五）《电力建设工程施工安全监督管理办法》（国家发展改革委令第 28 号）；

（六）《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）

（七）《国家能源局关于进一步加强海上风电项目安全风险防控相关工作的通知》（国能发安全〔2022〕97 号）；

（八）《国家能源局综合司关于印发〈2023 年电力安全监管重点任务〉的通知》（国能综通安全〔2023〕4 号）；

（九）其它相关法律法规和国家、行业标准。

三、工作内容

相关省份地方政府电力管理部门和派出机构按照《国务院安委会办公室 自然资源部 交通运输部 国务院国资委 国家能源局关于加强海上风电项目安全风险防控工作的意见》（安委办〔2022〕9 号）界定的职责范围，对海上风电项目各参建单位施工安全管理工作开展专项监管，重点核查以下八方面内容。

（一）安全生产主体责任落实

核查相关参建单位安全生产目标的制定和落实情况、安全生产管理机构设置和安全生产管理人员的配备情况、安全生产责任制的落实情况、安全生产管理制度的制定和落实情况、安全生产费用提取和使用情况、安全教育培训情况、隐患排查治理工作开展情况等。

（二）安全技术管理

核查相关参建单位技术措施方案清单编制情况、危大工程和超危大工程专项施工方案的编审批和技术交底情况等。

（三）现场安全管理

核查相关参建单位对专项施工方案的执行情况、对施工场区地勘资料的核对和分析情况、水上和水下作业活动许可证的办理情况、机械设备管理情况、海上施工作业情况、出海人员动态管控情况等。

（四）工程质量管控

核查相关参建单位工程质量监督注册情况、质监工作配合情况、质监检查意见闭环整改情况等。

（五）工程工期管理

核查工程工期的确定和执行情况、工期调整时相关参建单位是否按规定组织论证和评估等。

（六）分包安全管理

核查相关参建单位分包管理制度的制定和执行情况、安全生产管理协议的签订和执行情况等。

（七）涉网安全管理

核查海上风电项目电气一次设备、涉网继电保护及安全自动装置、无功补偿装置等性能是否满足电力系统安全稳定要求；风电场是否具备参与电力系统调频、快速调压、调峰和备用能力；风电场功率预测系统、故障穿越能力、运行适应性是否满足相关要求等。

（八）应急管理

核查海上风电项目的应急管理组织机构是否完善；是否根据施工风险特点、范围和作业性质，制定相应的应急预案和现场处置方案；是否按要求开展应急演练；是否与相关方建立信息、资源共享以及协调联动机制等。

四、工作安排

（一）自查整改阶段（6月至8月）

海上风电项目各参建单位依据国家安全生产法律法规和标准规范，结合本单位实际，对《海上风电施工安全专项监管事项清单》（见附件）的相关内容细化，制定专项工作方案，紧紧围绕专项监管内容，深入开展自查自纠和问题整改。8月15日前，海上风电项目建设单位汇总各参建单位自查整改情况，形成项目自查整改情况报告，报送至相关省份地方政府电力管理部门和派出机构。

（二）现场核查阶段（10月底前）

相关省份地方政府电力管理部门和派出机构按照“双随机、一公开”方式，分别对所辖范围内海上风电项目安全自查整改情况进行现场核查。国家能源局电力安全监管司视情况选择部分地区开展现场督查。

（三）总结提升阶段（11月至12月）

相关省份地方政府电力管理部门和派出机构认真总结本单位专项监管工作开展情况，形成专项监管工作总结，于11月30日前报送国家能源局电力安全监管司。

五、工作要求

（一）精心组织。各单位要高度重视本次专项监管工作，精心组织，周密部署，细化责任分工，确保专项监管工作取得实效。

（二）严格执法。对现场核查中发现的重大风险隐患，相关责任单位如果不能及时整改、无法保证安全生产的，核查组应责令立即停工整改。相关责任单位在完成整改后，应经本企业上级单位主要负责同志审批同意后方可复工。

（三）廉政要求。核查组人员要严格执行中央八项规定精神和党风廉政建设有关要求，不影响被检查单位正常工作，确保廉洁自律、客观公正。

国家能源局综合司关于印发开展分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估试点工作的通知

国能综通新能〔2023〕74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、南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司、新疆生产建设兵团电力集团有限责任公司，全国新能源消纳监测预警中心：

为贯彻落实党的二十大精神，积极稳妥推进碳达峰碳中和工作，充分发挥分布式光伏在推进我国新型能源体系建设中的积极作用，着力解决分布式光伏接网受限等问题，拟在全国范围选取部分典型省份开展分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估试点工作，逐步探索积累经验，为全面推广相关政策措施奠定基础。现将有关事项通知如下：

一、试点范围

综合考虑近年来分布式光伏装机增速、装机规模、光伏消纳利用情况等因素，选择山东、黑龙江、河南、浙江、广东、福建6个试点省份，每个省选取5—10个试点县（市）开展试点工作。

二、有关要求

请各试点省份能源主管部门会同电网企业按照《分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估试点实施方案》要求，积极有序开展试点工作，按期完成年度研究评估和结果公布相关工作，国家能源局将组织开展抽查，并在此基础上完善评估办法。

试点省份能源主管部门要统筹推进省内试点各项工作。各省电网企业负责营业区内电网承载力及提升措施的具体研究分析工作，并协助本省能源主管部门做好相关发布工作。国家能源局各派出机构会同地方能源主管部门做好分布式光伏接入电网条件的监管工作，接受社会各方意见建议，及时反映工作推进中遇到的问题，促进分布式光伏健康有序发展。非试点省份可根据本省（区、市）实际情况，参照试点省份开展相关工作。

试点工作时间为期1年。

国家能源局综合司

2023年6月1日

分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估 试点实施方案

为适应分布式光伏快速发展需要，提升电网接纳分布式光伏能力，充分发挥分布式光伏的电力保供作用，加快构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统和新型能源体系，制定本方案。

一、试点工作目的

随着分布式光伏等新能源装机规模的持续提升，区域电源结构、负荷特性、网架结构、调控方式等不断变化，部分地区出现调节能力不足、反送功率受限、电压偏差过大等制约分布式光伏接入的问题。为适应分布式光伏快速发展需要，有效解决分布式光伏接网问题，及时总结可供推广的经验，确保分布式光伏“应接尽接”，推动分布式光伏高质量发展，科学合理评估分布式光伏接入电网的承载能力，建立完善的定期评估、发布等机制十分必要。

二、工作原则

促进发展。系统梳理分布式光伏并网存在的“堵点”“难点”“痛点”，指导和督促电网企业开展分布式光伏接入电网评估等相关工作，为分布式光伏持续健康发展创造有利条件和良好环境。

科学合理。坚持科学评估，坚持系统观念，统筹考虑经济高效、安全运行等因素，以最大程度提高分布式光伏接入电网承载能力为目标，开展研究评估工作。

鼓励创新。充分考虑当前电力系统技术进步，积极评估采用新型配电网、新型储能、负荷侧响应、虚拟电厂等措施打造智能配电网，挖掘源、网、荷、储的调节能力，提高分布式光伏接入电网承载能力。

试点先行。统筹分布式光伏与电网发展，优先选取接入容量大、渗透率高的部分地区开展分布式光伏接入电网承载力及提升措施的试点研究，探索积累经验、统一完善评估标准，为全面推广奠定基础。

三、总体安排

（一）以电网企业为主体按年度组织开展接网承载力及提升措施研究分析

国家电网、南方电网等电网企业应组织相关试点省份电网公司参考《分布式电源接入电网承载力评估导则》（DL/T 2041-2019，以下简称《导则》）及本文件相关要求，结合供电营业区域内分布式光伏 2~3 年发展实施方案及电网规划、负荷发展水平、资源开发潜力、项目储备等情况，按年度组织对本企业营业区内县（市）一级电网接纳分布式光伏能力进行排查和梳理，以省级为单位组织编写《省级分布式光伏接入电网承载力及提升措施研究分析报告》（以下简称《分析报告》），并对高压输电网制约分布式光伏接入的县（市）按照《分析报告》要求开展专题分析，提出针对性的解决措施及相关工作计划。低压配电网承载能力按照良好（30% 以下的台区按照《导则》评估为黄色、红色等级）、一般（30% ~ 80% 的台区按照《导则》评估为黄色、红色等级）、受限（80% 以上的台区按照《导则》评估为黄色、红色等级）划

分接网预警等级。《分析报告》应成为电力发展规划中电网和分布式光伏发展目标及布局的重要依据。

《分析报告》由省级电网企业组织编制，报省级能源主管部门、国家能源局派出机构，并同步上传至全国新能源电力消纳监测预警平台。国家电网、南方电网等电网企业汇总营业区内各省级研究分析报告，于今年8月底前统一报送国家能源局。

（二）省级能源主管部门组织电网企业公布评估结果并做好接网工作

电网企业于今年9月底前将本区域评估结果报省级能源主管部门。省级能源主管部门根据报送结果，将本省份存在接网消纳困难的县（市）名单及低压配网接网预警等级通过各省发展改革委（能源局）官方网络渠道向社会发布，并报全国新能源消纳监测预警中心同步发布，合理安排分布式光伏备案规模和建设时序，引导企业、居民做好分布式光伏开发建设工作。对于具备条件的省份，鼓励进一步探索建立政企协同的可开放容量发布机制。省级能源主管部门可以组织电网企业通过合适渠道逐站、逐线、逐台区公布可开放容量。电网企业按照“公平开放、应接尽接”原则为分布式光伏项目提供接网服务。不存在接网消纳困难的县（市），应按照现有政策规定做好本年度分布式光伏接网工作，不得以变电容量不足、接网存在问题等理由拒绝符合条件的分布式光伏备案、接网，或设置其他前置条件。存在接网消纳困难的县（市），按照现有条件做好接网工作，并严格落实分布式光伏接网能力提升措施。

（三）国家能源局组织第三方咨询机构开展抽查评估

国家能源局委托具备相关能力的第三方咨询机构随机抽查各省份公布的接网困难县（市），对《分析报告》中涉及的省级电力系统整体影响、分布式光伏接入关键因素和提升措施的可行性进行重点评估。相关省级能源主管部门参与抽查评估过程，并提出意见建议。抽查比例结合省级能源主管部门意见确定，为确保各省分布式光伏接入电网承载能力的评估结果真实可靠，每个省最低抽查县（市）数量不少于2个。第三方咨询机构应在收到评估任务2个月内完成评估工作，并向国家能源局提交抽查评估报告，提交时间原则上不晚于今年12月底。评估报告将作为评价各地区提升分布式光伏接入能力、保障分布式光伏消纳工作开展情况的重要依据。

（四）国家能源局组织完善评估办法

国家能源局组织相关单位基于试点工作成果，进一步研究完善分布式光伏可接入容量计算标准、计算方法、评估标准、评估方法等关键事项，统筹研究重大问题，逐步完善相关政策，指导各地试点实践。

（五）地方指导及监管工作

地方能源主管部门应统筹推进省内各项工作，结合发布的评估结果，在规划制定、项目开发等环节积极引导分布式光伏合理布局、有序建设，促进源网协调发展。依据国家相关规划、试点方案和行动计划等，在相关地方五年规划中明确分布式光伏发展任务，滚动制定2~3年实施方案。鼓励县（市）排查本地区分布式光伏开发潜力，结合省级能源发展规划或分布式光伏发展规划及实施方案，做好与电网规划的衔接。能源局各派出机构会同地方能源主管部门做好分布式光伏接入电网承载力的监管工作，接收社会各方反馈和建议，及时反映工作推进中遇到的问题，并督促电网企业按照《分析报告》要求落实各项接网能力提升措施，促进当地分布式光伏健康有序发展。

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

附件

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地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 and 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管理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《发电机组进入及退出商业运营办法》的通知

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。

附件：《发电机组进入及退出商业运营办法》

国家能源局
2023年6月12日

附件

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均价结算。发电机组和独立新型储能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。

五、其他文件

住房和城乡建设部办公厅关于印发 《工程勘察设计、建设工程监理和工程招标 代理机构统计数据质量控制细则》的通知

建办市〔2021〕35号

各省、自治区住房和城乡建设厅，直辖市住房和城乡建设（管）委，北京市规划和自然资源委，新疆生产建设兵团住房和城乡建设局：

现将《工程勘察设计、建设工程监理和工程招标代理机构统计数据质量控制细则》印发给你们，请认真贯彻执行。

住房和城乡建设部办公厅

2021年7月16日

附件：工程勘察设计、建设工程监理和工程招标代理机构统计数据质量控制细则

工程勘察设计、建设工程监理和工程招标代理机构 统计数据质量控制细则

依据《中华人民共和国统计法》《工程勘察设计统计调查制度》《建设工程监理统计调查制度》《工程招标代理机构统计调查制度》，为提高工程勘察设计、建设工程监理和工程招标代理机构统计数据质量，加强统计数据质量管理，强化统计数据质量控制，保障统计数据的真实性、准确性、完整性和及时性，制定本细则。

一、数据采集

各工程勘察设计、建设工程监理单位和工程招标代理机构要严格依据《工程勘察设计统计调查制度》《建设工程监理统计调查制度》《工程招标代理机构统计调查制度》的要求，及时、真实、准确填报统计数据，保障统计工作的有效性。

（一）统计范围

《工程勘察设计统计调查制度》的统计范围为取得住房和城乡建设主管部门颁发的工程勘察资质、工程设计资质证书的企业。

《建设工程监理统计调查制度》的统计范围为取得住房和城乡建设主管部门颁发的工程监理企业资质证书的企业。

《工程招标代理机构统计调查制度》的统计范围为从事工程招标代理活动的企业。

（二）填报要求

各工程勘察设计、建设工程监理单位和工程招标代理机构要指定专人负责本项统计工作，认真学习统

计调查制度，审核数据之间的逻辑关系，按时、准确上报统计报表，并对上报数据的真实性和准确性负责，做到应统尽统、不重不漏，坚决防范统计造假、弄虚作假。

二、数据审核

(一) 系统审核

利用全国工程勘察设计、建设工程监理、工程招标代理机构统计报表信息管理系统自带逻辑性校验功能，对企业填报的统计数据进行审核。对于审核出的逻辑性错误，统计系统自动提醒企业进行修改。

(二) 人工审核

1. 地市级住房和城乡建设主管部门负责审核本行政区域内企业上报的统计报表数据，确保数据的完整性和准确性。审核完成后，按照时间节点要求，通过统计报表系统将本地区统计报表数据报送至省级住房和城乡建设主管部门。

2. 省级住房和城乡建设主管部门负责对本行政区域内企业上报的统计报表数据进行复核和汇总，按照时间节点要求，通过统计报表系统完成对本地区统计报表数据的确认并上报。

3. 住房和城乡建设部建筑市场监管司负责对省级住房和城乡建设主管部门上报的统计报表数据进行审核。

三、数据核查

(一) 数据检查

各级住房和城乡建设主管部门要充分利用统计报表系统的逻辑平衡关系、数据比对等功能，加强数据审核工作。对差异及波动较大的数据，及时与企业对接，深入查找问题根源并分析原因，确保数据的真实性和准确性。

(二) 现场检查

各级住房和城乡建设主管部门要结合业务工作开展情况，不定期对各工程勘察设计、建设工程监理单位 and 工程招标代理机构上报的统计数据开展现场核查工作，对统计数据的真实性和准确性予以检查。

四、数据使用和分析

(一) 数据使用

最终统计结果以公告形式通过报刊、网络向社会公布，并将工程勘察设计单位、建设工程监理单位、工程招标代理机构统计资料汇编印发给各省(区、市)，作为行业主管部门管理的参考资料。

(二) 数据分析

各级住房和城乡建设主管部门要加强统计分析，真实反映工程勘察设计、建设工程监理、工程招标代理行业发展情况，为行业政策制定和科学决策提供依据。

五、管理职责

各级住房和城乡建设主管部门要高度重视工程勘察设计、建设工程监理和工程招标代理机构统计工作，加强统计管理，明确责任人，保证统计工作质量。同时，要结合地方实际，建立防范和惩治统计造假、弄虚作假责任制，建立健全统计数据质量控制制度，切实保障统计数据质量。

住房和城乡建设部办公厅关于开展 工程建设领域整治工作的通知

建办市〔2021〕38号

各省、自治区住房和城乡建设厅，直辖市住房和城乡建设（管）委，新疆生产建设兵团住房和城乡建设局：

为深入贯彻党中央关于常态化开展扫黑除恶专项斗争的决策部署，落实全国扫黑除恶专项斗争领导小组工作要求，加强房屋建筑和市政基础设施工程招标投标活动监管，治理恶意竞标、强揽工程等突出问题，决定开展房屋建筑和市政基础设施工程建设领域（以下简称工程建设领域）整治工作，现将有关事项通知如下。

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，深入学习贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中全会精神，认真贯彻落实党中央关于常态化开展扫黑除恶专项斗争的决策部署，聚焦工程建设领域存在的恶意竞标、强揽工程等突出问题，严格依法查处违法违规行为，及时发现和堵塞监管漏洞，建立健全源头治理的防范整治长效机制，持续规范建筑市场秩序。

二、工作目标

通过整治工作，到2022年6月底，工程建设领域恶意竞标、强揽工程等违法违规行为得到有效遏制，招标投标乱象和突出问题得到有效整治，招标投标监管制度进一步完善。

三、整治重点

针对工程建设领域以下突出问题开展整治工作：

- （一）投标人串通投标、以行贿的手段谋取中标、挂靠或借用资质投标等恶意竞标行为。
- （二）投标人胁迫其他潜在投标人放弃投标，或胁迫中标人放弃中标、转让中标项目等强揽工程行为。

四、工作措施

（一）制定整治工作方案。2021年9月底前，省级住房和城乡建设主管部门结合本地实际，制定本行政区域内工作方案，明确工作任务，指导监督各市、县（区）有序推进整治工作落实。地方各级住房和城乡建设主管部门进一步完善工作机制，细化工作措施，积极开展整治工作。

（二）集中整治行业乱象。2021年10月至2022年4月，地方各级住房和城乡建设主管部门对本行政区域内的在建房屋建筑和市政基础设施工程项目进行全面排查，聚焦整治工作重点任务，严厉打击治理行业乱象，维护建筑市场秩序。畅通投诉举报渠道，完善处置机制，全面收集群众举报线索，加大线索核查力度。对发现的涉黑涉恶问题线索，及时移交有关部门处理。

（三）健全源头治理长效机制。2022年5月至6月，地方各级住房和城乡建设主管部门全面总结整治工作，研究梳理房屋建筑和市政基础设施工程招标投标突出问题，深入研判招标投标领域出现的新动向、新情况，健全完善行业监管制度，堵塞监管漏洞，巩固整治成果，建立健全防范问题发生的常态化制度机制。

五、组织保障

（一）加强组织领导。地方各级住房和城乡建设主管部门要切实提高政治站位，充分认识整治工作的必要性和紧迫性，强化组织领导，明确工作目标，完善工作机制，强化责任落实，认真组织开展整治工作，确保整治任务取得扎实成效。

（二）强化监督指导。省级住房和城乡建设主管部门要建立任务跟踪督导机制，密切跟进各项工作进展。积极指导监督各市、县（区）住房和城乡建设主管部门按照“双随机、一公开”原则，通过开展现场巡查、专项检查等多种方式，加强对招标投标活动的监管。对整治不积极、效果不明显的地区、单位，通过约谈、通报、现场督导等方式督促落实，确保按期整治到位。

（三）构建联动机制。地方各级住房和城乡建设主管部门要加强与政法机关、纪检监察机关的信息共享和工作联动，强化行政执法与刑事司法衔接，不断提升监察、司法、检察建议和公安提示函（“三书一函”）办理质量，全面加强行业监管。对发现的涉黑涉恶问题线索，应当及时移交政法部门，并积极配合开展案件侦办工作。对发现的领导干部或工作人员违法违纪问题线索，应当及时移交纪检监察部门。

（四）加强正面宣传。地方各级住房和城乡建设主管部门要通过政府网站和主流媒体，加强对整治工作的舆论宣传，有计划地宣传报道一批典型案件，为整治工作营造良好社会氛围，鼓励和引导群众积极参与整治工作，净化市场环境。

（五）及时总结上报。地方各级住房和城乡建设主管部门要及时总结整治工作推进落实情况，由省级住房和城乡建设主管部门汇总后，分别于2021年12月底、2022年3月底填写工程建设领域整治工作情况统计表（附件1）报送我部建筑市场监管司；于2022年6月底前形成书面总结报告，并根据整治工作总体开展情况填写统计表，一并报送我部建筑市场监管司。总结报告内容应包括工程建设领域整治工作总体情况，采取的工作措施，取得的工作成效（包括查处的违法违规行为、整治的行业乱象、移送的涉黑涉恶问题线索等，应有具体的量化指标），发现的典型案例，招标投标监管制度完善情况以及工作建议等。

请省级住房和城乡建设主管部门确定一名同志作为整治工作联络员，于2021年9月30日前将整治工作方案和联络员登记表（附件2）报送我部建筑市场监管司。各地在开展工程建设领域整治工作中遇到的重大问题，请及时报送我部。

住房和城乡建设部办公厅
2021年8月31日

住房和城乡建设部办公厅关于储能电站 消防设计审查验收有关事项的函

建办科函〔2021〕403号

广东省住房和城乡建设厅：

《关于明确储能电站消防设计审查验收有关事项的请示》（粤建质〔2021〕139号）收悉。经研究，现函复如下：

一、《中华人民共和国消防法》第十条规定，对按照国家工程建设消防技术标准需要进行消防设计的建设工程，实行建设工程消防设计审查验收制度。

建设工程应严格按照工程建设审批制度要求办理相关手续。电化学储能电站符合《建设工程消防设计审查验收管理暂行规定》（住房和城乡建设部令第51号，以下简称《暂行规定》）第十四条规定的特殊建设工程情形的，其申请消防设计审查验收且要件齐全，应依法受理。其中，电化学储能电站符合《暂行规定》第十七条规定的两款情形之一的，省级消防设计审查主管部门应组织召开专家评审会，对建设单位提交的特殊消防设计技术资料进行评审。

二、《电化学储能电站设计规范》（GB 51048—2014）第1.0.2条规定，此规范适用于新建、扩建或改建的功率为500 kW且容量为500 kW·h及以上的电化学储能电站的设计，不适用于移动式电化学储能电站的设计。

住房和城乡建设部办公厅

2021年9月27日

水利部 国家能源局关于全面开展水电站等水利设施风险隐患排查整治工作的通知

水监督〔2022〕50号

各省（自治区、直辖市）水利（水务）厅（局）、能源局，新疆生产建设兵团水利局，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），北京市城市管理委员会，水利部各流域管理机构，国家能源局各派出机构，国家能源局大坝安全监察中心，全国电力安委会各企业成员单位，各有关单位：

2022年1月12日，四川省甘孜州丹巴县关州电站厂房发生透水事故，造成9人遇难。为深刻吸取事故教训，加强水电站等水利设施安全管理，有效防范各类事故发生，按照党中央、国务院要求，水利部会同国家能源局，商有关部委，决定立即在全国范围内开展水电站等水利设施风险隐患排查整治。现将有关事项通知如下：

一、整治范围

对全国范围内水电站、水库、水闸、堤防运行安全和在建水利程程度汛开展风险隐患排查整治。

二、整治内容

（一）指导有关单位做好事故调查和善后处置工作。调查分析关州电站事故发生原因，提出措施建议，有针对性地防范类似事故发生。（责任单位：水利部，完成时限：2022年2月28日）

（二）开展水利设施风险隐患排查整治专项行动。各地区全面开展水电站、水库、水闸、堤防运行安全和在建水利程程度汛风险隐患排查整治，水利部、国家能源局进行重点抽查。工作方案见附件。（责任单位：水利部、国家能源局分工负责，完成时限：2022年5月31日，在建水利程程度汛排查整治可延长至6月10日）

三、有关要求

各地区各单位要吸取事故教训，提高政治站位，充分认识开展水利设施风险隐患排查整治工作的重要性和紧迫性，加强组织领导，精心组织实施，把排查整治作为深入推进安全生产专项整治三年行动、提升本质安全水平的一项重要手段，落实到每个县区、每个工程，达到管控风险、整治隐患、防控事故的目的。要加强对重点地区、重点工程、重点部位和薄弱环节的督促检查和指导，对重大隐患实行挂牌督办，确保排查不留死角、整改不留隐患，坚决防止排查整治工作中的形式主义、官僚主义问题。

联系人及电话：成鹿铭（水利部）010-63206148

王 晗（国家能源局）010-81929635

附件：水电站等水利设施风险隐患排查整治专项行动方案

水利部 国家能源局

2022年1月29日

附件

水电站等水利设施风险隐患排查整治 专项行动方案

为吸取关州电站事故教训，加强水电站等水利设施安全管理，防范各类事故发生，水利部会同国家能源局在全国范围内开展水电站等水利设施风险隐患排查整治专项行动，方案如下。

一、排查整治内容

（一）开展水电站运行安全风险隐患排查整治。大中小型水电站风险隐患排查整治由水利部、国家能源局按照职责分工组织开展。水利部组织地方各级水行政主管部门对辖区内所有小水电站进行全面排查，重点排查挡水堰坝、压力管道（压力钢管）、调压设施、压力前池、厂房、闸门等构（建）筑物和金属结构是否存在安全隐患；水轮发电机等主要设备维修养护是否到位，特种设备是否定期检验，特种作业人员是否持证上岗；维修养护安全防范措施是否到位，“两票三制”是否执行；应急预案是否编制、报批和演练，防汛备用电源、应急（防汛）物资、消防器材、绝缘装备是否按规定配备齐全；水电站安全生产主体责任、监管责任、行政责任是否落实并公示责任人。

国家能源局监管的水电站风险隐患排查整治工作由国家能源局统一组织实施，制定排查整治具体实施方案，并将排查整治结果送水利部汇总。

（二）开展水库、水闸、堤防工程运行安全风险隐患排查整治。水利部组织地方各级水行政主管部门对辖区内所有水库、水闸、堤防工程进行全面排查。有关部委组织指导各省级主管部门对监管的水库进行排查。各省级水行政主管部门做好统筹协调工作。重点排查水库“三个责任人”落实情况，水闸、堤防防汛责任人和管理主体责任落实情况，水库大坝、溢洪道、放空设施和水闸闸室、闸门、启闭机以及堤防险工险段、穿堤建筑物等关键部位是否存在安全隐患。对发现的问题限期整改，汛前不能完成整改的，要落实临时安全度汛措施。

（三）开展在建水利工程进度汛风险隐患排查整治。水利部组织地方各级水行政主管部门对辖区内所有在建水利工程进行全面梳理和排查，对存在度汛任务的穿（破）堤施工建筑物逐级上报至水利部，实行清单式管理。开展全覆盖、拉网式、穿透式度汛检查，重点关注穿（破）堤施工建筑物、施工导流建筑物、挡泄水建筑物、水下工程等重点部位及险工险段，特别关注工期滞后影响安全度汛的重点项目和重点部位。

（四）开展水利设施风险隐患排查整治抽查。在地方各级水行政主管部门对辖区内所有小水电站、水库、水闸、堤防和在建水利工程进行全面排查整治的基础上，水利部组织各流域管理机构及部直属有关单位，对地方上报隐患排查整治发现问题的小水电站、水库、水闸、堤防和在建水利工程，按照不低于 10% 的比例进行“回头看”抽查，水利部直管工程和各流域管理机构管理的工程由部督查办组织抽查。

上述排查整治具体实施方案另行印发。

二、时间安排

（一）全面排查。各省级水行政主管部门组织开展本地区风险隐患排查整治工作，于 4 月 15 日前将排查整治报告及问题台账报送水利部（在建水利程程度汛风险隐患排查整治工作延长至 5 月 31 日，问题台账于 5 月 31 日前补充报送）。

（二）重点抽查。水利部于 5 月 31 前对各地区排查整治工作开展情况及风险隐患整改情况进行抽查（在建水利程程度汛抽查顺延至 6 月 10 日）。印发“一省一单”督促整改，视情况实施责任追究。

三、工作要求

（一）高度重视，认真组织。各地区各单位要坚决贯彻落实习近平总书记重要批示精神，深刻吸取关州电站透水事故教训，迅速组织开展隐患排查整治工作，坚持领导带头、深入一线，加大排查整治力度，层层压实责任，严防类似事故发生。

（二）全面排查，不留死角。各地区各单位要按照分工，对辖区内水电站、水库、水闸、堤防运行安全和在建水利程程度汛进行全面排查，认真查找风险隐患。对于主体责任和监管责任尚不明确的水利设施，要主动向当地党委和政府汇报，尽快明确责任主体并开展排查整治，确保全覆盖、无遗漏。

（三）彻底整改，消除隐患。各地区各单位要建立排查整治问题台账，能立即整改的立即整改，不能立即整改的要做到整改责任、措施、资金、时限、预案“五落实”，重大隐患必须挂牌督办，确保排查整治不走过场、取得实效。

（四）加强督导，严肃问责。各地区各单位要按照分工，强化对辖区内风险隐患排查整治工作的检查和指导，发现问题及时处理，对排查整治工作推进不力、敷衍塞责或风险隐患整改不到位的地区和单位，要予以严肃追问责。

应急管理部 国家矿山安监局 国家发展改革委 国家能源局 关于加强煤炭先进产能核定工作的通知

应急〔2022〕50号

各产煤省、自治区及新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、煤炭行业管理部门、煤矿安全监管部，国家矿山安全监察局各省级局，有关中央企业：

为切实做好能源保供期间的煤矿生产能力核定管理工作，进一步释放先进煤炭产能，提升煤炭安全稳定供应能力，现就有关事项通知如下。

一、严格有序确认先进产能煤矿

安全保障能力建设符合《国务院办公厅关于进一步加强煤矿安全生产工作的意见》（国办发〔2013〕99号）有关规定，生产系统具备增产能力，且符合煤矿生产能力核定基本条件的煤矿，经煤矿认真核算、企业开展全面安全检查和企业主要负责人签字后，地方煤矿由省级煤矿生产能力主管部门、中央企业煤矿由集团总部报经煤电油气运保障工作部际协调机制同意，开展先进产能核定工作。

二、严格认真审查安全生产条件

（一）确保安全生产是先进产能释放的前提条件，在审查安全生产条件时，有以下情形之一的，不得确定为先进产能煤矿：

1. 生产技术、工艺、装备或者生产布局不符合国家有关规定或采用限制类生产工艺的。
2. 存在“未批先建”“批小建大”等违法违规行为的。
3. 产能低于国家或者省级相关文件所确定引导退出煤矿规模的。
4. 正在履行改扩建、技术改造建设项目程序的。
5. 非综合机械化开采的。
6. 矿井采用单回路供电的。
7. 同时生产采煤工作面个数超过2个，或者核增产能后需要增加采煤工作面个数的。
8. 核增生产能力后，需要增加劳动定员的。
9. 采掘（剥）接续紧张的，或者核增生产能力后煤矿“三量”不符合规定的。
10. 安全生产标准化等级未达到二级及以上的。
11. 开采同一煤层的相邻矿井为煤与瓦斯突出或者冲击地压矿井，本矿井未进行鉴定的。
12. 有安全生产领域联合惩戒失信行为且未满足管理期限的。
13. 煤矿井下单班作业人数超过有关限员规定的。

14. 露天煤矿批复用地达不到3年接续要求（资源枯竭、已无剥离工程量的除外），采煤对外承包，或者将剥离工程承包给2家（不含）以上施工单位的。

15. 近3年发生生产安全事故累计死亡人数达到2人及以上的。

16. 开采范围与自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区重叠的。

17. 存在其他不宜释放产能情况的。

（二）煤与瓦斯突出、冲击地压、高瓦斯、水文地质类型复杂极复杂等灾害严重矿井原则上不得核增生产能力。对矿井相对瓦斯涌出量不大于10m³/t、瓦斯抽采达标，且1年内未发生瓦斯超限的高瓦斯矿井；不受强含水层威胁、仅因矿井涌水量因素判定为水文地质类型为复杂的，且排水能力能够满足要求的水文地质类型复杂矿井，国家矿山安全监察局将根据煤矿灾害危险程度、灾害治理能力和水平，按照“一矿一审”的原则，适时开展核增产能试点工作。对高瓦斯矿井核增后的生产能力不得大于800万吨/年。对原建设能力大，现核定的生产能力小于70%的冲击地压矿井，根据矿井冲击地压灾害情况、治理情况，并经专家充分论证，可以合理核定产能。各省级煤矿生产能力主管部门应当会同省级煤矿安全监管监察部门对申报试点的煤矿（含本地区中央企业煤矿）安全条件进行审核同意后，报送国家矿山安全监察局。

三、实事求是确定核增幅度、间隔和剩余服务年限

（一）煤矿应当按照煤炭工业设计规范规定的规模核定生产能力，生产能力核定结果达不到煤矿规模等级的，按照就近下靠的原则确定。

（二）已核定生产能力的煤矿满1年后（露天煤矿、一级安全生产标准化煤矿或者智能化煤矿不受限制），可通过生产能力核定方式提高产能规模。

（三）煤矿核定生产能力后，剩余服务年限应当与煤炭工业设计规范一致，一级安全生产标准化或者智能化煤矿核定生产能力后的剩余服务年限不得少于10年；已完成资源整合，通过能力核增可达到中型及以上规模的煤矿剩余服务年限不得少于10年；露天煤矿及实施综合机械化改造或总服务年限达到设计规范要求矿井的剩余服务年限仅作为参考。

四、依法依规落实企业主体责任

（一）加快完善相关手续办理。煤矿企业要按照自然资源、生态环境、能源、林草等部门有关规定，加快开展矿区总体规划修编、环境影响评价、矿权、用地用草等相关手续办理。

（二）严格落实煤矿企业安全生产主体责任。保供期间，煤矿企业要向释放产能煤矿派驻工作组，开展安全监督和现场检查，确保煤炭安全平稳供应。煤矿不得以任何理由降低安全标准，井工煤矿严禁增加采煤工作面和入井作业人员，严禁减少灾害治理工程和时间；露天煤矿严禁无序增加入坑人员数量和设备密度，严禁随意减小工作平盘宽度，加大边坡角度。

（三）严格落实煤矿企业生态保护修复责任。煤矿企业要严格落实生态保护责任，落实各项生态环境保护措施，认真履行土地复垦修复法定义务，切实保护好林草资源、修复好森林草原生态。

（四）严格履行电煤保供稳价责任。核增产能煤矿要积极承担电煤增产保供责任，核增产能形成的新增产能必须全部按国家政策签订电煤中长期合同。

本通知未作规定事宜，仍按照《关于印发煤矿生产能力管理办法和核定标准的通知》（应急〔2021〕30号）规定执行。

本通知有效期至2023年3月31日。

应急管理部 国家矿山安全监察局
国家发展和改革委员会 国家能源局
2022年6月7日

关于切实落实燃煤发电企业增值税留抵退税政策 做好电力保供工作的通知

财税〔2022〕25号

各省、自治区、直辖市、计划单列市财政厅（局），新疆生产建设兵团财政局，国家税务总局各省、自治区、直辖市、计划单列市税务局：

为进一步做好能源电力保供工作，现就落实燃煤发电企业增值税留抵退税政策有关事项通知如下：

对购买使用进口煤炭的燃煤发电企业，符合《财政部 税务总局关于进一步加大增值税期末留抵退税政策实施力度的公告》（财政部 税务总局公告 2022 年第 14 号）规定的，在纳税人自愿申请的基础上，进一步加快留抵退税办理进度，规范高效便捷为其办理留抵退税。

各地财政和税务部门要高度重视燃煤发电企业留抵退税工作，密切部门间协作，加强政策宣传辅导，及时掌握企业经营和税收情况，重点做好购买使用进口煤炭的燃煤发电企业留抵退税落实工作。

财政部 税务总局
2022 年 6 月 24 日

教育部办公厅 国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于实施储能技术 国家急需高层次人才培养专项的通知

教研厅函〔2022〕10号

有关省、直辖市教育厅（教委）、发展改革委、能源局，北京市城市管理委，有关部门（单位）教育司（局），部属有关高等学校，有关企业：

为贯彻习近平总书记关于“四个革命、一个合作”能源安全新战略和我国“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”的重要讲话精神，落实中央人才工作会议精神和《加快推进急需高层次人才培养行动方案（2021—2025年）》有关要求，充分发挥研究生教育对储能技术急需高层次人才培养的支撑作用，加快培养卓越工程师，经研究，决定选取部分研究生培养单位（名单见附件1）会同有关企业（名单见附件2）实施储能技术国家急需高层次人才培养专项。现将有关事项通知如下。

一、重要意义

储能行业是高科技战略产业，是国家构建新型电力系统、达成“双碳”战略目标的重要技术保障，对于确保能源安全、实现绿色转型、推进创新发展具有不可替代的作用。近年来，国际科技和人才竞争加剧，我国经济社会发展的外部环境发生重大变化，对我国储能领域关键核心技术突破提出严重挑战。研究生教育要深入贯彻习近平总书记重要指示精神，落实关于加快培养国家急需的高层次人才的决策部署，服务党和国家事业发展迫切需要，不忘初心，勇担使命，加快培养一批支撑储能领域核心技术突破和产业发展的高层次紧缺人才，为提升国家储能领域自主创新能力和战略核心科技作出更大贡献。

二、工作目标

聚焦我国对储能领域核心技术领军人才的迫切需求，创新产学研协同人才培养模式，为我国储能领域核心技术突破培养和储备一批创新能力强、具备国际视野和引领产业快速发展的领军人才，形成储能领域高层次人才辈出新格局，为实现我国储能领域高水平科技自立自强和关键核心技术自主可控的战略目标奠定基础。

三、工作方式

实施本专项的高校根据企业需求，以电气工程、动力工程及工程热物理、化学工程与技术、材料科学与工程等相关一级学科和专业学位类别的拟录取博士新生和在读博士生为对象，每个高校每年选拔20名左右优秀博士生进入专项，实行学科交叉、产教融合培养，加强培养过程管理，实行校企双导师（导师组）指导，确保培养质量。专项实施周期为4年（2022—2025年），由研究生培养单位会同有关企业（可不局

限于附件2），按照工作指南（附件3）要求，从工作基础、专项设计、培养目标、重点举措、联合培养等方面制定专项实施方案（样表见附件4）。项目双方要签订完善的合作协议，明晰各方权责。

四、支持保障

（一）专项实施单位成立由校领导任组长的专项实施领导小组，统筹推进专项实施工作，积极配置资源，加大条件保障，确保专项高质量实施。

（二）教育部将承担专项任务高校纳入国家关键领域急需高层次人才培养专项招生计划支持范围，根据培养能力、实施情况等实际予以专门支持。承担任务高校也要通过增量倾斜和存量调整予以配套安排。

（三）能源局在试点示范、实证实训基地建设中，组织有关企业探索创新机制，加强与专项任务高校对接，为高校成果转化验证和高层次人才培养提供配套支撑。

（四）中央财政将中央部门所属高校纳入专项的学生人数作为各校专项资金分配因素安排经费予以支持。

（五）联合培养企业要设置面向专项博士生的科研课题，并提供科研条件和科研经费。

（六）鼓励有关企业设置专项奖学金，支持专项人才培养。

（七）专项人才培养质量作为“双一流”建设高校和建设学科成效评价的重要指标，以及动态调整专项引导资金支持力度的重要依据。

五、其他事项

（一）请相关研究生培养单位高度重视专项实施工作，将专项实施方案于2022年9月20日前、校企联合培养协议于2022年11月20日前报教育部（学位管理与研究生教育司）。

（二）教育部学位管理与研究生教育司将会同国家发展改革委社会发展司、国家能源局能源节约和科技装备司加强对各单位专项遴选、培养工作的指导和支持。

教育部办公厅 国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司
2022年8月10日

住房和城乡建设部办公厅 关于建设工程企业资质有关事宜的通知

建办市函〔2022〕361号

各省、自治区住房和城乡建设厅，直辖市住房和城乡建设（管）委，北京市规划和自然资源委，新疆生产建设兵团住房和城乡建设局，国务院有关部门建设司（局），中央军委后勤保障部军事设施建设局，国资委管理的中央企业：

为认真落实《国务院关于深化“证照分离”改革进一步激发市场主体发展活力的通知》（国发〔2021〕7号）要求，进一步优化建筑营商环境，减轻企业负担，激发市场主体活力，现将有关事项通知如下：

一、我部核发的工程勘察、工程设计、建筑业企业、工程监理企业资质，资质证书有效期于2023年12月30日前期满的，统一延期至2023年12月31日。上述资质有效期将在全国建筑市场监管公共服务平台自动延期，企业无需换领资质证书，原资质证书仍可用于工程招标投标等活动。

企业通过合并、跨省变更事项取得有效期1年资质证书的，不适用前款规定，企业应在1年资质证书有效期届满前，按相关规定申请重新核定。

地方各级住房和城乡建设主管部门核发的工程勘察、工程设计、建筑业企业、工程监理企业资质，资质延续有关政策由各省级住房和城乡建设主管部门确定，相关企业资质证书信息应及时报送至全国建筑市场监管公共服务平台。

二、具有法人资格的企业可直接申请施工总承包、专业承包二级资质。企业按照新申请或增项提交相关材料，企业资产、技术负责人需满足《建筑业企业资质标准》（建市〔2014〕159号）规定的相应类别二级资质标准要求，其他指标需满足相应类别三级资质标准要求。

持有施工总承包、专业承包三级资质的企业，可按照现行二级资质标准要求申请升级，也可按照上述要求直接申请二级资质。

住房和城乡建设部办公厅

2022年10月28日

**国务院安委会办公室 住房和城乡建设部 交通运输部
水利部 国务院国有资产监督管理委员会 国家铁路局
中国民用航空局 中国国家铁路集团有限公司
关于进一步加强隧道工程安全管理的指导意见**

安委办〔2023〕2号

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团安委会、住房和城乡建设厅（局、委）、交通运输厅（局、委）、水利厅（局）、国资委，各地区铁路监管局，民航各地区管理局，各铁路局集团公司、各铁路公司，有关中央企业：

当前我国隧道（洞）建设规模巨大，但工程本质安全水平不高，坍塌、火灾等事故时有发生，安全生产形势严峻。为深入贯彻落实习近平总书记关于安全生产的重要论述精神，深刻吸取近年来隧道施工安全事故教训，全面加强隧道工程安全管理，有效防控重大安全风险，现提出如下意见。

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，全面贯彻党的二十大精神，坚持以人民为中心的发展思想，统筹发展和安全，贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，坚持超前预控、全过程动态管理理念，进一步压实安全生产责任，健全制度体系，强化重大风险管控，夯实安全生产基础，有效防范隧道施工安全事故发生，更好保障重大项目高质量建设，助力经济高质量发展，切实保障人民群众生命财产安全。

二、压实安全生产责任

（一）严格落实建设单位首要责任。各地各有关部门要研究制定建设单位安全生产首要责任的具体规定，督促建设单位加强事前预防管控，牵头组织各参建单位建立全过程风险管控制度，健全参建单位考核检查管理制度，强化对勘察、设计、施工、监理、监测、检测单位的安全生产履约管理。建设单位不具备项目管理条件的，应当委托专业机构和人员进行管理和服务。政府投资项目建设单位应当将履行基本建设程序、质量安全风险管控、合理工期、造价等事项纳入“三重一大”集体决策范围，强化监督检查和责任追究。

（二）严格落实参建企业主体责任。施工总承包单位依法对施工现场安全生产负总责，建立健全项目管理机构 and 现场安全生产管理体系，落实全员安全生产责任制，完善安全生产条件，组织开展施工现场风险管控和隐患排查治理。隧道项目负责人必须在岗履职，按要求带班作业，危大工程等关键节点施工时必须指派专职安全生产管理人员到场指挥监督。总承包单位要与分包单位签订安全生产管理协议，强化管理措施并承担连带责任，不得转包或违法分包。鼓励施工企业和项目配备安全总监，并赋予相应职权。严格

落实勘察设计单位安全责任，依据相关标准规范，在设计阶段采取合理措施降低隧道安全风险，在施工图中提出应对风险的工程措施和施工安全注意事项，在施工过程中做好设计安全交底、施工配合和设计巡查等工作。严格落实监理单位安全责任，认真审查专项施工方案，督促施工单位落实法律法规、规范标准和设计有关要求，加强日常安全检查。

（三）强化属地和部门监管责任。各地各有关部门要进一步提高思想认识，把隧道施工安全工作放在重要位置来抓，定期组织分析研判安全风险，组织有关部门按照职责分工，对本行政区域内容易发生重大生产安全事故的单位进行严格检查，及时采取针对性措施强化隧道施工安全。住房和城乡建设、交通运输、水利、铁路、民航等行业主管部门要按照“三个必须”的要求，依法加强本行业领域隧道施工安全生产监管，建立与公安、国资委、市场监管等部门协同联动机制，强化联合检查，严格执法处罚，定期公布典型执法案例，依法落实失信行为认定记录公布等信用监管制度，实现精准监管和有效监管。各级安委会要把隧道施工安全纳入对地方政府和有关部门安全生产考核巡查的重要内容，按照规定对隧道施工安全事故进行挂牌督办，对事故有关责任企业和部门进行约谈通报。

三、健全制度体系

（四）完善法规标准。各地各有关部门要推动地方性法规、规章制修订工作，明确EPC、BOT、PPP、代建及其他模式下各参建单位安全管理职责，构建以建设单位为主导、以施工单位为主体、以施工现场为核心的安全生产管理体系，加大对违法违规行为的处罚力度。研究制定隧道工程项目管理人员的配备规定和从业规范，提高现场安全管理能力。加强软岩大变形、复合地层、高地应力、高地温、富水、高瓦斯、高寒高海拔、穿越超大城市中心城区等复杂地质环境条件公路、铁路等隧道安全标准制修订。加快制定完善隧道施工风险清单和重大事故隐患判定标准。

（五）建立合理工期和造价保障机制。指导建设单位依法改进评标方法，严格限定最低投标价法的适用范围，合理界定成本价格，解决低质低价中标带来的安全生产投入不足的问题。对技术风险高、施工难度大的隧道工程项目，应提高安全生产费用提取标准。要从保证工程安全和质量的角度，科学确定合理工期及每个阶段所需的合理时间，及时协调解决影响工程进度的各类问题。严格执行建设工期，不得随意压缩合理工期。确需调整工期的，必须经过充分论证，并采取相应措施，优化施工组织，确保工程安全质量。

（六）完善现场安全管理制度。督促施工现场建立隧道关键工序或工序调整施工前核查验收制度，落实关键工序施工前的参建各方审查责任。建立健全施工方案落实监督和纠正机制，强化施工单位项目管理班子对作业班组的穿透式管理，严格施工现场监理监督检查，防止施工方案和现场施工“两张皮”。依法制定风险分级管控和隐患排查治理、项目安全风险管控、重大生产安全事故隐患报告以及安全教育培训等制度，规范管控行为。严格控制进洞人员数量和洞内高危点位人员数量，严防人员聚集增大事故风险。

（七）优化分包安全管理手段。鼓励施工总承包单位建立分包单位“红名单”“黑名单”，加强对进场施工分包单位和从业人员的资质资格审核，杜绝无资质队伍和无上岗能力的人员进场施工。将专业分包单位和劳务分包队伍纳入总承包单位安全生产管理体系统一管理，严格执行施工人员实名制管理。分包单位应严格落实施工专业技术人员配备标准。对于特长隧道、特大断面隧道以及地质条件复杂隧道工程，总承包单位必须采取更加严格措施强化分包单位选择和现场作业管理。

四、提升重大风险防范化解能力

(八) 加强勘察设计源头风险防范。严格按照法律法规和强制性标准进行勘察和设计，确保地质、水文等勘察成果真实准确，隧道断面、支护措施和设计概算等科学合理，从勘察设计源头防范化解安全风险，防止因勘察工作错误或设计不合理造成生产安全事故。高风险隧道应开展专项安全设计和综合风险评估，确定合理工期指标、设计充分辅助措施、科学制定施工工期，实施过程中做好超前地质预报，突水突泥等风险区段应严格落实有疑必探、先探后挖、不探不挖。加强施工现场勘察、设计单位配合，强化动态设计，关键节点施工前参与检查和验收，并做好工程施工过程的后评估，对揭示地质条件与勘察设计不符的，动态调整开挖方案、支护参数、辅助设施、施工资源等综合风险应对措施。

(九) 严格施工现场重大风险管控。严格安全风险评估制度，建立风险工点管理清单。组织制定专项施工方案，落实方案审批及专家论证流程，规范施工工序管理，按照方案开展交底、施工和验收工作，落实锚喷支护施作的质量和及时性、控制施工步距和开挖循环进尺、强化监控量测反馈预警等措施规定。严格落实方案变更论证审查程序，严防通过“设计优化”“工艺变更”“材料替代”等形式降低标准，增大安全风险。强化进洞施工人员管控和安全技术交底，加强对作业人员岗位安全生产和应急避险知识的培训教育，以及典型事故案例警示教育，对超前处理、钻孔、爆破、找顶、支护、衬砌、动火、铺轨等关键作业工序，监理人员应加强监督，项目部管理人员必须进行旁站监督。对于按照规定需要进行第三方监测的危大工程，建设单位应当委托独立的第三方单位进行监测。

(十) 深化事故隐患排查治理。按照隐患动态“清零”的原则，督促加强施工现场“日检、周检、月检”等常态化排查治理，开展季节性、节假日、重大活动等专项排查，及时制止和纠正违章指挥、强令冒险作业、违反操作规程的行为。建立重大隐患举报奖励和挂牌督办制度，充分运用信息化手段，实施问题隐患清单化管理和闭环管理。

(十一) 提高应急处置水平。针对地区环境、隧道类型、地质水文条件和风险类别等特点，指导参建单位制定综合应急预案、专项应急预案和现场处置方案。加强应急演练，制定演练计划，每半年至少组织一次应急预案演练，使所有参建人员熟悉应急处置和逃生方式。与临近救援力量签订救助协议，按规定配备应急物资、装备，定期进行检测维护，使其处于适用状态。与当地气象、水利、自然资源、地震等部门建立联动工作机制，开展项目营地、场站、临时作业场所环境风险评估，遇重大事故或自然灾害前兆，及时发布预警，采取停止作业、撤离人员等方式，严禁冒险作业。事故发生后，有关地区应当充分发挥多部门协同作用，做好应急处置和事故调查工作。

五、夯实安全生产基础

(十二) 加快培养隧道施工安全管理人才。加快培养隧道工程技术、施工生产、安全管理人员，培育成熟、稳定、专业的人才队伍。加强常态化技能培训，采取绩效和奖励挂钩机制，鼓励一线管理人员考取相应职业资格，提升安全管理知识和技能。大力推进校企合作，鼓励企业根据隧道施工实际需求，采取订单式培养方式，培养隧道施工专业人才。

(十三) 推进核心技术工人队伍建设。鼓励施工企业通过培育自有建筑工人、吸纳高技能技术工人和职业院校毕业生等方式，建立相对稳定的核心技术工人队伍。鼓励发包人在同等条件下优先选择自有建筑工人占比大的施工企业。建立健全建筑工人终身职业技能培训和考核评价体系，建立企业间培训教育互认

平台，避免重复无效培训。营造职业技能等级与劳动报酬挂钩的市场环境，增强工人接受安全培训教育的积极性。

（十四）加大先进工艺技术推广应用。大力实施“科技兴安”，推进“机械化换人、自动化减人”，加大机械化、信息化及先进技术推广应用，鼓励采用TBM、盾构、矿山法全工序机械化配套等施工工艺工法，加快推进先进施工装备、智能设备的研发、制造和应用，提高机械化施工程度。推动提升隧道工程项目信息化、智能化和精细化管理水平。加快淘汰严重危及安全的施工工艺、设备和材料。

六、强化支撑保障

（十五）注重示范引导。各地各有关部门要及时总结和推广典型经验和做法，加强隧道施工企业、隧道建设项目安全生产示范创建工作，推动新技术、新装备、新工艺、新管理模式的应用，形成一批可复制、可推广的创新成果。对安全管理规范、三年内未发生生产安全事故和涉险事件的参建企业，可给予提高安全生产措施费拨付比例、依法适当减少执法检查频次、支持申请政策性资金和各类评优评先等激励措施。有关中央企业要强化示范引领，带动全行业安全管理水平提升。

（十六）充分发挥市场机制作用。依法推行安全生产责任险，切实发挥保险机构参与风险评估和事故预防作用。培育壮大安全咨询行业，鼓励建设单位、施工企业聘用第三方专业服务机构参与安全管理，破解部分企业自身安全管理能力不足的难题。鼓励各行业主管部门通过政府购买服务等方式，弥补监管人员力量不足的短板，强化隧道施工安全监管专业能力。

国务院安委会办公室
住房和城乡建设部
交通运输部
水利部
国务院国资委
国家铁路局
中国民用航空局
中国国家铁路集团有限公司
2023年2月17日

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。实行动地备案，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草主管部门备案。

四、加强用地监管

（一）部门协同。省级自然资源、林草、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。自然资源和林草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。省级自然资源和林草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

五部门关于印发《智能光伏产业创新发展行动计划(2021-2025年)》 的通知

工业和信息化部 住房和城乡建设部 交通运输部 农业农村部 国家能源局关于印发《智能光伏产业创新发展行动计划 (2021-2025年)》的通知

工信部联电子〔2021〕226号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团工业和信息化、住房和城乡建设、交通运输、农业农村、能源主管部门：

现将《智能光伏产业创新发展行动计划（2021-2025年）》印发给你们，请结合实际认真贯彻落实。

附件：智能光伏产业创新发展行动计划（2021-2025年）

工业和信息化部
住房和城乡建设部
交通运输部
农业农村部
国家能源局
2021年12月31日

附件

智能光伏产业创新发展行动计划（2021-2025年）

光伏产业是基于半导体技术和新能源需求而融合发展、快速兴起的朝阳产业，也是实现制造强国和能源革命的重大关键领域。为推动光伏产业与新一代信息技术深度融合，加快实现智能制造、智能应用、智能运维、智能调度，全面提升我国光伏产业发展质量和效率，推动实现2030年碳达峰、2060年碳中和目标，制定本行动计划。

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，全面贯彻落实党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中、六中全会精神，把握新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，以供给侧结构性改革为主线，以适应新型电力系统发展需求为导向，以构建智能光伏产业生态体系为目标，坚持市场主导、政府支持，坚持创新驱动、产融结合，坚持协同施策、分步推进，把握数字经济发展趋势和规律，促进5G通信、人工智能、先进计算、工业互联网等新一代信息技术与光伏产业融合创新，加快提升全产业链智能化水平，增强智能产品及系统方案供给能力，鼓励智能光伏行业应用，促进我国光伏产业持续迈向全球价值链中高端。

（二）发展目标

到2025年，光伏行业智能化水平显著提升，产业技术创新取得突破。新型高效太阳能电池量产化转换效率显著提升，形成完善的硅料、硅片、装备、材料、器件等配套能力。智能光伏产业生态体系建设基本完成，与新一代信息技术融合水平逐步深化。智能制造、绿色制造取得明显进展，智能光伏产品供应能力增强。

支撑新型电力系统能力显著增强，智能光伏特色应用领域大幅拓展。智能光伏发电系统建设卓有成效，适应电网性能不断增强。在绿色工业、绿色建筑、绿色交通、绿色农业、乡村振兴及其它新型领域应用规模逐步扩大，形成稳定的商业运营模式，有效满足多场景大规模应用需求。

二、主要任务

（一）提升行业发展水平

加快产业技术创新。推进智能光伏产业链技术创新，加快大尺寸硅片、高效太阳能电池及组件等研制和突破。夯实配套产业基础，推动智能光伏关键原辅料、设备、零部件等技术升级。开展智能光伏与建筑节能、交通运输、绿色农业等领域相结合的交叉技术研究。

提升智能制造水平。推动光伏基础材料、太阳能电池及部件智能制造。促进智能化生产装备的研发与应用，提升整体工序智能化衔接。鼓励企业采用信息化管理系统和数字化辅助工具，提高光伏产品制造全周期信息化管理水平。通过资源动态调配、工艺过程精确控制、智能加工和装配、人机协同作业和精益生产管理，实现智能化生产作业和精细化生产管控，打造智能制造示范工厂。

专栏1 智能光伏产业创新提升行动

多晶硅：支持低能耗、低成本多晶硅生产，提高产品质量和稳定性，扩大突破高纯电子级多晶硅。研究推广多晶硅生产、后处理等环节的自动化与智能化。推动建立多晶硅生产在线应急指挥联动系统。

硅棒/硅片：支持大尺寸单晶硅棒拉制，提升单炉投料量。研究大尺寸、低损耗、超薄片切割技术。推广自动化生产线及物流线、全自动一体化检测设备、硅片打码读码设备，建立硅片信息追溯系统。

晶硅电池：推广自动制绒、自动上下料、自动导片机、自动插片机、双面双测、在线缺陷分析等应用，提升工序间自动化传输和智能感知衔接能力。持续提升p型晶硅电池转换效率，开展n型TOPCon、HJT、IBC等高效电池的研发与产业化。

续表

光伏组件：支持开发应用多主栅、无损切割、高密度封装等高效组件生产技术，加快钙钛矿、叠层等新型电池组件研发与产业化。开发长寿命、高安全的BIPV光伏构件、光伏瓦，支持建筑屋顶光伏行动。研发推广组件生产自动化设备，加强组件尺寸统一标准制定实施。

逆变器：开发基于宽禁带材料及功率器件、芯片的逆变器。提升逆变器系统安全性实时监测处理、在线PID抑制与修复、智能支架跟踪、高性能IV扫描诊断、组件级监控等智能化技术。建立逆变器质量追溯机制，提升逆变器制造效率和产品可靠性。

光伏材料、零部件与装备。开发高质量封装胶膜、光伏玻璃和背板产品，开展高效封装用导电胶、异形焊带、智能接线盒等辅材辅料的研发与应用。推动新型高效电池用关键部件及关键设备产业化，开发柔性薄膜电池大面积均匀沉积技术。

实现全链条绿色发展。支持研发和应用节能节水技术、材料和装备，实施智能光伏清洁生产，降低污染物排放。开发低碳材料、工艺、装备，鼓励利用可再生能源生产，促进行业优先低碳转型。研究制定光伏行业碳排放控制目标和行动方案，制定光伏发电全生命周期碳足迹评价标准并开展认证。研究开发退役光伏组件资源化利用的技术路线和实施路径，推动废旧光伏组件回收利用技术研发及产业化应用，加快资源综合利用。

（二）支撑新型电力系统

发展智能光伏产品。面向智能光伏发电建设，结合多场景终端用电需求，运用5G通信、人工智能、先进计算、大数据、工业互联网等技术，开发一批智能化、特色化、类型化光伏产品。构建适用于农村自有建筑物屋顶、城镇及建筑节能、生态化交通网络等的智能光伏多样化产品体系。

建设智能光伏系统。支持智能光伏产品在光伏发电系统踏勘、设计、集成、运维、结算、交易中的应用，开发应用各类电网适应性技术，增强智能光伏系统自感知、自诊断、自维护、自调控能力，提升光伏发电电网友好性。

专栏2 智能光伏系统融合发展行动

智能光伏发电终端：发展具有消除阴影遮挡功率损失、优化失配损失、消除热斑、智能控制关断、实时监测运行等功能的智能光伏组件。推动光伏产品与消费电子、户外用品、交通工具、航空航天等结合，发展丰富多样的移动能源产品。

智能光伏关键器件：以满足智能光伏电站发展为导向，发展智能逆变器、控制器、汇流箱、储能系统、跟踪系统，加快突破智能电站所需的高效电力电子器件等关键部件，提升有关电力变换、远程控制、数据采集、在线分析、环境自适应等性能。

智能光伏系统支持工具：围绕智能光伏电站全生命周期管理需要，开发具有自主知识产权的智能化光伏设计系统、光伏发电施工管理系统、光伏发电监控运维系统、移动运维系统、光伏发电项目管理平台。开发智能清洗机器人、智能巡检无人机等智能运维产品。

智能户用光伏系统：开发智能化、数字化的户用智能光伏产品及系统，实现即插即用、安全可靠、使用便利，促进户用光伏市场发展。开发秒级数据检测技术、本地快速功率调节技术、智能家庭能源管理系统，提高自发自用率，优化家庭用电方式，促进节能减碳。

续表

智能设计：支持无人机、北斗、机器人等在光伏系统建设踏勘中的应用，在云端完成2D/3D建模。鼓励开发智能化光伏设计系统，综合地理信息数据、区域辐照条件、产品性能价格及建筑承重等因素，对不同组件、逆变器、电气方案、支架方式等实现数字建模和比对。

智能集成：开发光伏发电施工管理系统并加快在采购、施工过程管理、质量检测、电站测试、验收等方面应用，实现工程进度实时监控、成本质量控制、库存管理、人员调配与施工问题预警。推广智能化机械装备在智能光伏电站建设过程中的应用。

智能运维：推广应用智能光伏发电监控系统、运维系统、项目管理系统，建立智能区域集控运维中心和移动运维平台，实现无人/少人、集中与远程管理，支持采用智能机器人、无人机等技术替代人工运维管理，降低运维成本，提升服务效率。

发展智能光储系统。突破智能光储关键技术，平抑光伏发电波动，跟踪发电计划出力、电量时移，提升对新型电力系统的支撑能力。推动光伏电站与抽水蓄能、电化学储能、飞轮储能等融合发展，建设一批电源侧光伏储能项目，保障光伏发电高效消纳利用。

拓展智能光伏技术耦合。发展智能光伏直流系统，开展光伏储能直流耦合系统技术研究，拓展光伏直流建筑、太阳能路灯、直流空调等直流负载应用。支持智能光伏制氢等试点示范项目建设，加快开展制氢系统与光伏耦合技术研究。

（三）助力各领域碳达峰碳中和

智能光伏工业。鼓励工业园区、新型工业化产业示范基地等建设光伏应用项目，制定可再生能源占比的具体评价办法，新建工业厂房满足光伏发电系统安装要求，推动工业园区等绿色发展。鼓励建设工业绿色微电网，实现厂房光伏、分布式风电、多元储能、高效热泵、余热余压利用、智慧能源管控系统等集成应用，促进多能高效互补利用。

智能光伏交通。加快“光伏+交通”等融合发展项目推广应用，推动交通领域光伏电站及充电桩示范建设。坚持充分论证、因地制宜、试点先行的原则，鼓励光伏发电在公路服务区（停车场）、加油站、公路边坡、公路隧道、公交货运场站、港口码头、航标等导航航设施、码头趸船、海岛工作站点等领域的应用。探索光伏和新能源汽车融合应用路径。

智能光伏建筑。在有条件的城镇和农村地区，统筹推进居民屋面智能光伏系统，鼓励新建政府投资公益性建筑推广太阳能屋顶系统。开展以智能光伏系统为核心，以储能、建筑电力需求响应等新技术为载体的区域级光伏分布式应用示范。提高建筑智能光伏应用水平。积极开展光伏发电、储能、直流配电、柔性用电于一体的“光储直柔”建筑建设示范。

智能光伏农业。加快农业绿色低碳循环发展，推动有条件地区在农业设施棚顶安装太阳能组件发电，棚下开展农业生产，将光伏发电与农业设施有机结合，在种养殖、农作物补光、光照均匀度与透光率调控、智能运维、高效组件开发等方面开展深度创新。鼓励探索光伏农业新兴模式，推进农业绿色发展，促进农民增收。

智能光伏乡村。继续开展村级电站和农村户用电站建设，优先支持脱贫地区建设村级光伏帮扶电站，壮大村集体经济，实现巩固拓展脱贫攻坚成果同乡村振兴有效衔接。鼓励先进智能光伏产品及系统应用，优先保证产品质量和系统性能。完善全国光伏扶贫信息监测系统，扩大监测范围，提升运维服务能力。结合村级电站模式及地域分布特点，因地制宜整合各类“光伏+”综合应用，创新光伏发电模式。

智能光伏电站。鼓励在各种类型、各类场景的光伏发电基地建设中采用基于智能光伏的先进光伏产品，鼓励结合沙漠、戈壁、荒漠、荒山、荒土和沿海滩涂综合利用、采煤沉陷区和矿山排土场等废弃土地、油气矿区等多种方式，因地制宜开展智能光伏电站建设，鼓励智能光伏在整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点中的应用，促进光伏发电与其他产业有机融合。

智能光伏通信。面向数据中心、5G等新型基础设施不同应用场景需求，在光能资源丰富区域，积极探索开发技术先进、经济适用的智能光伏产品及方案，支持智能光伏在信息通信领域的示范应用，促进网络设施智能化改造和绿色化升级，推动信息通信行业节能创新水平提升。

智能光伏创新应用。创新智能光伏市场应用场景，支持有关市场化机构依法合规举办创新创业比赛，拓展多种形式的“光伏+”综合应用，加强新兴领域智能光伏与相关产业融合发展，实现产品创新、技术创新和商业模式创新，在各领域推动“碳达峰、碳中和”进程。

（四）优化产业发展环境

完善技术标准体系。修订实施《太阳能光伏产业综合标准化技术体系》，加快智能光伏标准体系研究和顶层设计。开展光伏和交通、建筑、农业、能源、乡村等领域结合标准研究，推动研究适用于新型电力系统的光伏发电规范和基于光伏为主体电源的电力系统等标准。

完善知识产权布局。提升智能光伏企业知识产权保护意识，完善管理制度。开展国内外知识产权布局、知识产权运用试点企业培育工作。支持相关研究机构、行业组织对光伏领域内知识产权布局现状进行全面梳理，探索研究专利池建设，围绕智能光伏关键技术和工艺开展专利分析预警。

深化国际交流合作。加强“引进来”，与先进国际机构和企业开展智能光伏领域技术、人才、资本、标准等合作。深化“走出去”，落实“一带一路”倡议，鼓励具有高附加值的智能光伏产品出口，支持企业在海外建设智能光伏工厂、开发智能光伏电站项目，为光伏治沙、光伏扶贫等先进智能光伏模式推广应用贡献中国方案。

（五）建设公共服务平台

建设技术创新平台。开展智能光伏关键共性技术研发，建设国家级智能光伏技术创新平台，加快新型太阳能电池技术研发储备，加强智能光伏基础性原理性研究，实现科研成果共享，加速科研成果转化，开展技术研发对外服务，提升智能光伏产业核心竞争力。

建设行业服务和验证平台。支持有能力、有资质的企事业单位建设产业技术基础公共服务平台，开展知识产权培训与交易、科技成果评价、市场战略研究、价格监测、供应链协调、低碳发展评价等服务。支持建设一批光伏储能、光伏制氢、光伏直流等系统验证平台，加强多领域纵横联合。

建设“双创”孵化平台。支持智能光伏领域众创、众包、众扶、众筹等创业支撑平台建设，推动有条件的地方建立一批智能光伏产业生态孵化器、加速器，探索产业发展和商业应用模式创新，鼓励为初创企业提供资金、技术、市场应用及推广等方面的扶持。

（六）强化光伏人才培养

推动人才梯队建设。引进和培育相结合，在智能光伏领域形成一批能够带动企业智能转型的高层次领军人才，一批既熟悉技术又擅长商业资源整合的管理人才。加快培养掌握光伏和建筑、交通、农业等领域专业知识的复合型人才。

加大人才培养力度。深化产教融合，推动高等院校优化学科建设，支持开展国家光伏产教融合创新平台建设。鼓励建立校企结合的智能光伏人才综合培训和实践基地，支持相关企业开展员工国内外在职教育培训。

引导人才合理流动。指导相关研究机构、协会组织召开人才交流对接活动，发布光伏人才白皮书。支持建立智能光伏人才信息平台，提供人才信息服务。引导企业通过合规途径招聘人才，保障人才正常流动，降低人员流动损失，提升光伏行业人才归属感。

三、组织实施

（一）加强组织协调和政策协同。持续深化智能光伏产业发展协调机制，共同研究解决产业发展中出现的重大问题。各部门结合自身职能职责确定年度工作目标，加强与有关政策、规划衔接，推动行动计划同自然资源、生态环境、财政、税收、金融、贸易、证券监督等部门政策联动，确保各项任务措施落实到位。加强央地合作，深化地方协调工作机制，鼓励地方出台配套支持政策。

（二）形成有效市场和有为政府合力。发挥光伏产业充分竞争、市场化程度高等特点，通过市场机制引导多方资本促进智能光伏产业发展，支持设立智能光伏领域产业发展基金，探索政府和社会资本合作模式。发挥国家产融合作平台作用，引导金融投资机构加大对智能光伏产业的精准支持力度。落实《关于加强产融合作推动工业绿色发展的指导意见》，充分利用中央及地方相关渠道，推动资源集约化整合和协同支持，结合新基建等重大项目，加大对智能光伏产业进步及有关公共服务平台等扶持。

（三）支持试点示范和行业特色应用。开展多元化智能光伏试点示范，培育若干国家级智能光伏示范企业和示范项目。引导光伏企业与系统集成、软件开发、信息管理和物联网、大数据、5G通信、先进计算、人工智能等企业共同参与试点示范建设，鼓励光伏企业与信息、交通、建筑、农业、能源、乡村振兴等领域企业探索可推广可复制的智能光伏建设模式。

（四）推动光伏产业健康有序发展。引导行业扩张与市场发展协同推进，建立光伏供应链协调保障机制和运行监测机制。深入实施《光伏制造行业规范条件》，引导行业规范发展。充分发挥行业协会作用，推动构建公平、公正、开放、有序的市场竞争环境。妥善解决光伏国际贸易争端，营造良好国际贸易环境。

工业和信息化部等五部门联合印发加快电力装备绿色低碳创新发展 行动计划的通知

工业和信息化部 财政部 商务部 国务院国有资产监督管理委员会 国家市场监督管理总局 关于印发加快电力装备绿色低碳创新发展行动计划的通知

工信部联重装〔2022〕105号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团工业和信息化、财政、商务、国资、市场监管主管部门，有关行业协会，有关中央企业：

现将《加快电力装备绿色低碳创新发展行动计划》印发给你们，请结合实际，认真贯彻落实。

工业和信息化部
财政部
商务部
国务院国有资产监督管理委员会
国家市场监督管理总局
2022年8月24日

附件：加快电力装备绿色低碳创新发展行动计划

加快电力装备绿色低碳创新发展行动计划

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，推进能源生产清洁化、能源消费电气化，推动新型电力系统建设，加快电力装备绿色低碳创新发展，制定本行动计划。

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，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，坚持市场主导、政府引导、创新驱动、产业升级，以高端智能绿色发展为方向，以绿色低碳科技创新为驱动，以应用创新及示范推广为抓手，加快构建支撑能源清洁生产和能源绿色消费的装备供给体系，推动电力装备高质量发展，助力碳达峰目标顺利实现。

（二）主要目标

通过 5-8 年时间，电力装备供给结构显著改善，保障电网输配效率明显提升，高端化智能化绿色化发展及示范应用不断加快，国际竞争力进一步增强，基本满足适应非化石能源高比例、大规模接入的新型电力系统建设需要。煤电机组灵活性改造能力累计超过 2 亿千瓦，可再生能源发电装备供给能力不断提高，风电和太阳能发电装备满足 12 亿千瓦以上装机需求，核电装备满足 7000 万千瓦装机需求。

二、重点任务

（一）装备体系绿色升级行动

统筹发输配用电装备供给结构调整，围绕新型电力系统构建，加速发展清洁低碳发电装备，提升输变电装备消纳保障能力，加快推进配电装备升级换代、提高用电设备能效匹配水平，推进资源循环利用。

1. 加速发展清洁低碳发电装备。推进煤电装备节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”。加快推进燃气轮机研究开发。推进水电机组宽负荷改造，加快可变速抽水蓄能及海上抽水蓄能装备研制应用及高水头冲击式水电机组关键技术研究。进一步加快三代核电的批量化，加速四代核电装备研发应用。推进风光储一体化装备发展，推动构网型新能源发电装备研究开发。加快生物质能装备以及海洋能、地热能等开发利用装备的研制和应用。着力攻克可再生能源制氢等技术装备。

2. 提升输变电装备消纳保障能力。面向电网高比例可再生能源、高比例电力电子装备“双高”特性，以及夏、冬季双负荷高峰的需求特点，加快发展特高压输变电、柔性直流输电装备。瞄准安全灵活、绿色低碳的输电网技术装备，持续开展不同电压等级、不同开断容量的发电机断路器及高电压等级真空开关设备的研制，加快大功率电力电子器件、天然酯（植物）绝缘油变压器等研发突破。

3. 加快推进配电装备升级换代。发展满足新型电力系统“双高”“双随机”（分布式新能源的随机性和可调负载的随机性）特性的保护与控制配电技术装备。依托智能配电网、主动配电网建设，加快电网之间柔性可控互联，积极发展以消纳新能源为主的智能微电网，加速突破综合能源管理和利用、多电源优化互动等技术装备。

4. 提高用电设备能效匹配水平。发展高功率密度永磁电机、同步磁阻电机、智能电机、超高效异步电机等产品。加强高效节能变压器研制及推广应用。加快推广应用高效电锅炉、电窑炉等装备，拓展工业、交通、建筑等领域电能替代。加快用能系统能效提升，开展重点用电设备系统匹配性节能改造和运行控制优化。推动完善废旧电机回收利用体系，鼓励企业开展电机再制造，促进再制造电机产品应用。

专栏1 电力装备十大领域绿色低碳发展重点方向

推进火电、水电、核电、风电、太阳能、氢能、储能、输电、配电及用电等10个领域电力装备绿色低碳发展。

火电装备。开展在役机组及系统高效宽负荷、灵活性、提质增效、节能减排、深度调峰、机组延寿和智慧化等技术和应用。重点发展煤电多能耦合及风光水储多能互补发电、燃气轮机发电、碳捕集利用与封存、煤气化联合循环发电及煤气化燃料电池发电等技术及装备。

水电装备。重点发展水电机组宽负荷改造及智慧化升级、复杂地质条件下超高水头冲击式机组、可变速抽水蓄能及海水抽水蓄能、潮汐发电站及兆瓦级潮流发电、兆瓦级波浪发电、老旧水电机组增容增效提质改造等技术及装备。

核电装备。重点发展核级铸锻件、关键泵阀、控制系统、核级仪器仪表、钴基焊材等。研究建立核电专用软件验证数据库，支撑软件体系开发与优化升级。加快三代核电标准化、谱系化发展，持续推进钠冷快堆、高温气冷堆、铅铋快堆等四代核电堆型的研发和应用。加快可控核聚变等前沿颠覆性技术研究。

风电装备。重点发展8 MW以上陆上风电机组及13 MW以上海上风电机组，研发深远海漂浮式海上风电装备。突破超大型海上风电机组新型固定支撑结构、主轴承及变频器关键功率模块等。加大基础仿真软件攻关和滑动轴承应用，研究开发风电叶片退役技术路线。

太阳能装备。重点发展高效低成本光伏电池技术。研发高可靠、智能化光伏组件及高电压、高功率、高效散热的逆变器以及智能故障检测、快速定位等关键技术。开发基于5G、先进计算、人工智能等新一代信息技术的集成运维技术和智能光伏管理系统。积极发展太阳能光热发电，推动建立光热发电与光伏、储能等多能互补集成。研究光伏组件资源化利用实施路径。

氢能装备。加快制氢、氢燃料电池电堆等技术装备研发应用，加强氢燃料电池关键零部件、长距离管道输氢技术攻关。

储能装备。大幅提升电化学储能装备的可靠性，加快压缩空气储能、飞轮储能装备的研制，研发储能电站消防安全多级保障技术和装备。研发储能电池及系统的在线检测、状态预测和预警技术及装备。

输电装备。重点研发海上风电柔性直流送出和低频送出、交直流混合配电网系统、开关电弧、设备长期带电可靠性评估等技术。突破换流变压器有载调压分接开关、套管、智能组件等基础零部件及元器件。开展高端电工钢低损耗变压器、热塑性环保电缆材料、新型低温室效应环保绝缘气体等相关装备研制。

配电装备。加速数字化传感器、电能路由器、潮流控制器、固态断路器等保护与控制核心装备研制与应用。加快数据中心、移动通讯和轨道交通等应用场景的新型配电装备融合应用与高度自治配电系统建设。

用电装备。重点发展2级及以上能效电机、直驱与集成式永磁/磁阻电驱动系统、超高效大转矩机电系统总成、智能电机、微电网与第三代半导体变频供电的高效电机系统及电驱动装备。

(二) 电力装备技术创新提升行动

坚持创新驱动，强化企业创新主体地位，完善产业创新体系和产业发展生态，推动产业集群发展，不断增强产业链供应链竞争力。在电力装备领域突破一批关键核心技术，建设一批创新平台，培育一批产业集群。

5. 加快关键核心技术攻关。实施产业基础再造工程，采用“揭榜挂帅”“赛马”等机制，支持企业加大研发投入，加快突破一批电力装备基础零部件、基础元器件、基础材料、基础软件、基础工艺、产业技术基础。推动新材料与电力装备的融合创新，推进产业链上下游协同创新和科技成果转化应用。

6. 加强创新平台建设。夯实企业创新主体地位，推动创新要素向企业集聚，促进产学研用深度融合。聚焦优先发展的成套装备、关键零部件、关键材料、关键共性技术等，以共性技术研发和公共服务为主，鼓励行业龙头企业牵头，联合高校、科研院所和行业上下游企业共建创新平台，推进各类科技力量资源共

享和优化配置。

7. 促进产业集聚和企业融通发展。做大做强东北、华东、西南、西北等地区电力装备先进制造业集群。依托国家新型工业化示范基地等，推动电力装备产业集群发展。鼓励整机企业与配套企业建立稳定合作关系，培育专精特新“小巨人”企业和制造业单项冠军企业，加快构建创新协同、产能共享、供应链互通的产业发展生态。

（三）网络化智能化转型发展行动

深化与新一代信息技术融合，加快电力装备产品形态、研发手段、生产方式与服务模式创新变革，推进数字化绿色化服务化发展。在电力装备领域培育若干智能制造、工业互联网标杆企业和示范园区。

8. 深化“5G+工业互联网”应用。研究工业互联网与电力装备融合应用参考指南，深化“5G+工业互联网”在电力装备制造、运行、维护等环节的应用。推动建设电力装备工业互联网数字化转型促进中心，打造5G全连接工厂标杆。

9. 加快推进智能制造。开展智能制造试点示范行动，建设智能制造示范工厂，凝练智能制造优秀场景。打造智能网联装备，提升工业控制系统实时优化能力，加强工业软件模拟仿真与数据分析能力。

10. 加速服务型制造转型。加快电力装备网络化服务化发展，在风电、水电等领域推广远程运维服务，在核电领域推进产品全生命周期管理，在低压电器、高效电机制造领域建设共享制造工厂。鼓励发展供应链服务企业，支持制造企业延伸价值链，提供设计服务或综合能源解决方案。

（四）技术基础支撑保障行动

以市场为主体，更好发挥政府作用，推动有效市场和有为政府更好结合，完善产业技术服务体系，引导产业规范发展。

11. 加强技术标准体系建设。围绕绿色、高效、安全等发展要求，推进国家标准验证点建设，加快电力装备能效提升、功能安全等国家标准制修订。完善新型储能、氢能等全产业链标准体系。优化特高压交、直流装备标准，推进智能配电网技术装备标准化，持续提升用电设备能效技术标准。

12. 推动绿色低碳装备检测认证。组织制修订电力装备重点领域碳排放核算方法，推动建立覆盖全面、算法科学的行业碳排放核算方法体系。完善绿色产品标准、认证与标识体系，探索建立电力装备碳达峰碳中和认证制度。

（五）推广应用模式创新行动

加强政策引导和支持，推进应用创新和推广，形成需求牵引供给、供给创造需求的更高水平的动态平衡。在电力装备领域建设3-5家试验验证平台，开展典型场景应用试点，培育形成一批优质品牌。

13. 强化推广应用政策引导。支持将符合条件的电力装备纳入国家、地方相关重大技术装备指导目录，研究发布重大技术装备推广应用导向目录。利用首台（套）重大技术装备保险补偿机制试点、能源领域首台（套）评定和评价、绿色采购等政策。引导行业组织、研究机构等搭建供需对接平台，加快电力装备推广应用。培育打造具有国际竞争力的“中国重装”品牌。

14. 开展试验验证及试点应用。围绕绿源、智网、降荷、新储等新型电力装备，建设满足工程应用实况的首台（套）重大技术装备试验验证平台。发挥重大工程牵引带动作用，鼓励具备基础和条件的地区，积极推进电力装备重点领域技术和产品推广应用。

专栏2 电力装备十大领域推广应用重点方向

火电装备。加快630℃、650℃清洁高效煤电装备应用。推动超临界二氧化碳发电技术应用。建设全流程集成化规模化二氧化碳捕集利用与封存应用项目。

水电装备。加快大功率可变速抽水蓄能和海水抽水蓄能装备应用。促进风光水核能源互补。

核电装备。开展现役核电装备供热等综合利用。加快三代核电优化升级，推动小型堆供热商业应用、小型堆核能综合利用及海上浮动堆应用。

风电装备。加强深远海域海上风电勘察设计及安装。推动12-15MW级超大型海上风电装备应用，推进远海深水区域漂浮式风电装备基础一体化设计、建造施工与应用。

太阳能装备。推动TOPCon、HJT、IBC等晶硅太阳能电池技术和钙钛矿、叠层电池组件技术产业化，开展新型高效低成本光伏电池技术研究和应用，开展智能光伏试点示范和行业应用。

氢能装备。开展制氢关键装备及技术应用，推进不同场景下的可再生能源-氢能综合能源系统应用，推动长距离管道输氢与终端装备应用。

储能装备。推动10 MW级超级电容器、高功率锂离子电池、兆瓦级飞轮储能系统应用。

输电装备。加快新能源孤岛直流接入的先进协调控制技术及应用。加速环保气体高压开关、天然酯（植物）绝缘油变压器推广应用。

配电装备。开展区域配用电需求响应、碳交易计量等试点。探索在新能源、新基建等新型应用场景中，开展直流配电、双向能量流互动配电系统等应用。

用电装备。开展高速高效永磁电机系统、永磁辅助式磁阻电机系统、高效变频调速电机系统的应用，拓展电机与电力传动技术与应用边界，推动相关电驱动再电气化应用。

15. 培育推广应用新模式新业态。推进源网荷储一体化和多能互补，培育风电+、光伏+等多种应用新模式新业态，加快多层次多时间尺度多能互补协同优化。

专栏3 培育应用新模式新业态

风电+。在偏远孤岛等输电线路建设成本较高的地区，发展风电+电解水制氢技术。在淡水资源短缺岛屿等地区，培育风电+淡化海水模式。在偏远地区，推广分布式风电+智能微电网。在适宜的海上风电场，推进风电+渔业+旅游模式。鼓励结合沙漠、戈壁、荒漠等场景，围绕重点用电企业，探索风光储一体化装备应用试点。

光伏+。推进新建厂房和公共建筑开展光伏建筑一体化建设，支持农（牧）光互补、渔光互补等复合开发，推动光伏与5G基站、大数据中心融合发展及在新能源汽车充换电站、高速公路服务区等交通领域应用。鼓励在沙漠、戈壁、荒漠、荒山、沿海滩涂、采煤沉陷区、矿山排土场等区域开发光伏电站。

储能+。在新能源资源富集地区，推动新型储能+可再生能源发电、风光火（水）储一体化供能试点。围绕大数据中心、5G基站、工业园区、公路服务区等用户，发展新型储能+分布式新能源、微电网、增量配网等。

（六）电力装备对外合作行动

充分利用国内国际两个市场、两种资源，加快高水平走出去，加强国际产业合作，打造国际合作和竞

争新优势。

16. 推动电力装备走出去。紧紧围绕高质量共建“一带一路”、深入实施《区域全面经济伙伴关系协定》，鼓励优势电力装备企业以多种方式加快走出去。引导企业取得国际认可的服务资质，带动技术、装备、标准和服务走出去。支持行业组织搭建走出去信息综合服务平台，提供法律、咨询、风险评估等服务。

专栏4 电力装备走出去模式

推动电力装备向技术、资本、能力相结合的综合输出方向走出去，发展全产业链式的工程总承包或“交钥匙”工程，不断提升龙头企业的国际竞争力。

工程承包。依托海外电力工程建设，加快可再生能源发电装备、输变电及用电装备等以“工程+装备+运营”的方式拓展国际市场。

国际营销网络。推进企业共建共享全球营销网络，积极开拓国际市场。支持企业通过在目标国家和地区设立产品用户企业，完善走出去营销服务体系。

海外基地。围绕国家开放战略，加快电力装备走出去示范基地、园区建设。支持企业在海外投资设立生产基地、销售服务基地，建设提供“一揽子”解决方案的供应商，带动上下游相关产品走出去。

对外投资。充分利用超大规模市场优势及产业链配套优势，加快优势企业通过投资、参股等方式，积极融入全球产业链供应链价值链。

17. 深化国际交流合作。发挥多双边合作和高层对话机制作用，加强技术标准、检验检测、认证等方面的国际互认。强化与国际大电网会议（CIGRE）、国际电工委员会（IEC）和电气与电子工程师协会（IEEE）等国际组织的交流和经验分享。支持企业与境外机构在技术开发、经贸往来、人才培养等方面加强交流合作。

三、保障措施

（一）加大统筹协调力度

充分发挥国家重大技术装备办公室作用，坚持系统观念，建立覆盖研发、制造、应用及服务等的部门协同工作机制。强化央地联动，指导地方行业主管部门结合实际出台配套措施。发挥行业组织桥梁纽带作用，助力创新发展、推广应用等方面的政策落实，加强行业自律，强化安全生产。依托高端智库、研究机构等开展深入研究，提供重要决策支撑。

（二）强化财税金融支持

落实节能节水、资源综合利用等税收优惠政策。鼓励金融机构在依法合规、风险可控、商业可持续前提下，为符合条件的电力装备企业提供信贷支持等金融服务。发挥国家产融合作平台作用，引导社会资本等支持电力装备发展。

（三）加强专业人才培养

支持具备条件的高等院校联合企业、科研院所等培育高端研发、技能及管理人才。引导专业服务机构创新人才培养模式，培育一批高端复合型人才。优化人才引进机制，建立健全人才激励制度，鼓励企业积极引进海外高层次人才。

（四）营造良好舆论环境

强化舆论导向，加强典型项目、典型经验宣传报道，在全社会营造电力装备绿色低碳创新发展的良好氛围。鼓励地方政府、行业协会、龙头企业等联合举办电力装备展会论坛，发挥世界清洁能源装备大会作用，搭建国际交流展示合作平台。发挥权威优势媒体平台导向作用，灵活运用多种形式，强化电力装备质量品牌宣传。

三部门关于促进光伏产业链供应链协同发展的通知

工业和信息化部办公厅 市场监管总局办公厅 国家能源局综合司 关于促进光伏产业链供应链协同发展的通知

工信厅联电子函〔2022〕205号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团工业和信息化主管部门、市场监管局（厅、委）、能源主管部门，各有关单位：

近期，光伏行业出现阶段性供需错配、部分供应链价格剧烈震荡等情况，个别环节出现囤积居奇等苗头，有的地方出现割裂市场、区域封闭等问题，亟需深化行业管理，引导产业链供应链协同创新。为优化建立全国光伏大产业大市场，促进光伏产业高质量发展，积极推动建设新能源供给消纳体系，现将有关事项通知如下：

一、立足长远目标，优化产业布局

各地工业和信息化、市场监管、能源主管部门要围绕碳达峰碳中和战略目标，科学规划和管理本地区光伏产业发展，积极稳妥有序推进全国光伏市场建设。统筹发展和安全，强化规范和标准引领，根据产业链各环节发展特点合理引导上下游建设扩张节奏，优化产业区域布局，避免产业趋同、恶性竞争和市场垄断。优化营商环境，规范市场秩序，支持各类市场主体平等参与市场竞争，引导各类资本根据双碳目标合理参与光伏产业。在光伏发电项目开发建设中，不得囤积倒卖电站开发等资源、强制要求配套产业投资、采购本地产品。

二、鼓励创新进步，规范行业秩序

各地工业和信息化、能源主管部门要深入落实《光伏制造行业规范条件》等政策，积极规范产业发展秩序，光伏电站投资建设应对照规范要求和相关标准。积极实施《智能光伏产业创新发展行动计划》，鼓励企业结合市场需求，加快技术研发和智能创新升级。支持企业创新应用新一代信息技术，构建硅料、硅片、电池、组件、系统集成、终端应用及重点配套材料、设备等供应链大数据平台，推广应用公平化、透明化在线采购、车货匹配、云仓储等新服务，提高供应链整体应变及协同能力。为促进削峰填谷和产业链稳定，鼓励有关企业及公共交易机构等合理开展多晶硅及电池等物料储备，严禁囤积居奇。各地市场监管部门要加强监督管理，强化跨部门联合执法，严厉打击光伏行业领域哄抬价格、垄断、制售假冒伪劣产品等违法违规行为。

三、加强系统对接，深化全链合作

各地工业和信息化、能源主管部门要有效利用国内光伏大市场，引导产业链上下游企业深度对接交流。落实新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制的精神，统筹推进光伏存量项目建设，加强多晶硅等新增项目储备，协调手续办理工作，根据下游需求稳妥加快产能释放和有序扩产。鼓励硅料与硅片企业，硅片与电池、组件及逆变器、光伏玻璃等企业，组件制造与发电投资、电站建设企业深度合作，支持企业通过战略联盟、签订长单、技术合作、互相参股等方式建立长效合作机制，引导上下游明确量价、保障供应、稳定预期。指导协会、企业等定期发布真实客观的供需信息，严禁发布不实信息，解决信息不对称和对接不通畅等问题，加快建立产业链供需对接和智能光伏产业公共服务平台，支持上下游企业以资本、技术、品牌为基础开展联合攻关，推进产业提质、降本、增效。

四、支持协同发展，稳定产业供需

各地工业和信息化、能源主管部门要坚持统筹疫情防控和产业经济发展，引导企业稳固供应链，提升产业链水平，共同推进产业协同发展，保障光伏产业链供应链稳定运转。加强企业跟踪服务保障，开展精准对接，协调解决企业难题，确保企业稳定生产运行。加强区域协调和部门协同，共同推动解决疫情期间的复工复产、物流配送等问题，确保重点区域畅通循环，维护供应链安全稳定。加强光伏行业运行监测，推进实现动态监测、风险预警和政府决策快速响应，引导产业持续健康发展。加强光伏产业链全生命周期管理和碳足迹核算，加快废弃组件回收技术、标准及产业化研究。

五、坚持统筹发力，加强宣传引导

各地工业和信息化、市场监管、能源主管部门要进一步加强有效市场和有为政府结合，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，同时更好发挥政府作用，积极引导企业解决产业发展中面临的新困难和问题，提高自身抗风险能力。充分发挥行业协会、科研院所、检验检测机构、计量技术机构、产业计量测试中心等专业机构的桥梁纽带作用，指导适时开展高峰论坛、专项对接等活动，推进行业交流合作。鼓励各专业媒体开展光伏科普宣传和政策报导，提高公众认知水平。坚持企业在市场开拓和上下游配套协作中的主体地位，相关企业要增强责任意识，合理确定生产目标和价格指标。坚持实事求是，不夸大事实、不跟风炒作，共同营造和谐共生、产业共赢的光伏产业新发展格局。

工业和信息化部、市场监管总局、国家能源局将及时通报重点工作进展情况，适时对存在问题的地方及企业开展约谈、告诫，对违法违规企业开展执法检查，对有关好经验好做法加强宣传推广。

工业和信息化部办公厅
市场监管总局办公厅
国家能源局综合司
2022年8月17日