

2025/2

(总第52期)

2025年05月

福建水利水电

FU JIAN SHUI LI SHUI DIAN

工程造价管理信息

GONG CHENG ZAO JIA GUAN LI XIN XI

# 福建水利水电 工程造价管理信息

福建省水利水电造价管理站 主编

# 2 2025

信息汇编  
(总第52期)

编辑部地址: 福州市东大路229号 电话: 0591-87549264 邮编: 350001  
定额咨询: 87549264 软件咨询: 87611096 造价人员管理: 83605117

## 目 录

### 【文件选登】

1、中共中央 国务院印发《国家突发事件总体应急预案》 .....	1
2、中共中央办公厅 国务院办公厅关于完善价格治理机制的意见.....	9
3、国资发产权规〔2025〕17号 关于印发《企业国有资产交易操作规则》的通知.....	12
4、财建〔2025〕35号 关于印发《清洁能源发展专项资金管理办法》的通知.....	21
5、发改价格〔2025〕136号 国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知.....	25
6、发改能源〔2025〕262号 国家发展改革委等部门关于促进可再生能源绿色电力证书市场高 质量发展的意见.....	28
7、长江河道采砂管理条例实施办法（2024年11月12日水利部令第56号发布 自2025年1月1日起 实施） .....	31
8、自然资发〔2025〕34号 自然资源部 国家发展改革委 工业和信息化部 财政部 中国科学院 国家能源局关于推动海洋能规模化利用的指导意见.....	35
9、自然资源部关于进一步加强海上风电项目用海管理的通知.....	38
10、国能发新能规〔2025〕7号 国家能源局关于印发《分布式光伏发电开发建设管理办法》的 通知.....	42
11、国能发规划〔2025〕16号 国家能源局关于印发《2025年能源工作指导意见》的通知.....	49
12、国能综通安全〔2025〕39号 国家能源局综合司关于开展电力安全治理体系建设专项行动 的通知.....	54
13、国家能源局综合司关于印发《2025年电力安全监管重点任务》的通知.....	56

### 【综合信息】

1、闽建〔2024〕22号 关于印发《福建省房屋建筑和市政基础设施项目工程建设全过程咨询管 理规定（试行）》的通知.....	60
2、世界最大单机容量最大尺寸冲击式转轮在哈电机焊接制造成功.....	61

**【造价简讯】**

- 1、关于2024版《水利工程设计概（估）算编制规定》和系列定额出版及宣贯等事宜的通知..62
- 2、关于2024版《水利工程设计概（估）算编制规定》、水利工程系列定额及配套计价软件征订工作的通知.....63
- 3、可再生定额〔2025〕4号 关于公开征集《水电建筑工程概算定额》、《水电设备安装工程概算定额》、《水电工程施工机械台时费定额》试行版应用意见和建议的通知.....65

**【价格信息】**

- 1、各市主要材料价格表.....66

# 中共中央 国务院印发《国家突发事件总体应急预案》

为有效防范化解重大安全风险、应对突发事件，保护人民群众生命财产安全，维护国家和社会稳定，制定本预案。

## 1 总则

### 1.1 总体要求

坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，坚持和加强党的全面领导，坚持人民至上、生命至上，坚持底线思维、极限思维，坚持预防为主、预防与应急相结合，全面贯彻总体国家安全观，统筹发展和安全，建立健全统一指挥、专常兼备、反应灵敏、上下联动的应急管理体制和综合协调、分类管理、分级负责、属地管理为主的工作体系，完善应急预案体系，压实各方责任，完善大安全大应急框架下应急指挥机制，深入推进应急管理体系和能力现代化。

### 1.2 适用范围

本预案适用于党中央、国务院应对特别重大突发事件工作，指导全国突发事件应对工作。

### 1.3 突发事件分类分级

本预案所称突发事件是指突然发生，造成或者可能造成严重社会危害，需要采取应急处置措施予以应对的自然灾害、事故灾难、公共卫生事件和社会安全事件。

(1) 自然灾害。主要包括水旱、气象、地震、地质、海洋、生物灾害和森林草原火灾等。

(2) 事故灾难。主要包括工矿商贸等生产经营单位的各类生产安全事故，交通运输、海上溢油、公共设施和设备、核事故，火灾和生态环境、网络安全、网络数据安全、信息安全事件等。

(3) 公共卫生事件。主要包括传染病疫情、群体性不明原因疾病、群体性中毒，食品安全事故、药品安全事件、动物疫情，以及其他严重影响公众生命安全和身体健康的事件。

(4) 社会安全事件。主要包括刑事案件和恐怖、群体性、民族宗教事件，金融、涉外和其他影响市场、社会稳定的突发事件。

上述各类突发事件往往交叉关联、可能同时发生，或者引发次生、衍生事件，应当具体分析，统筹应对。

按照社会危害程度、影响范围等因素，自然灾害、事故灾难、公共卫生事件分为特别重大、重大、较大、一般4级。突发事件分级标准由国务院或者国务院确定的部门制定，作为突发事件信息报送和分级处置的依据。社会安全事件分级另行规定。

### 1.4 应急预案体系

突发事件应急预案体系包括各级党委和政府以及县级以上党委和政府有关部门、基层组织、企事业单位、社会团体等制定的各类突发事件应急预案以及相关支撑性文件。县级以上党委和政府应急预案由总体应急预案、专项应急预案、部门应急预案组成。

## 2 组织指挥体系

### 2.1 国家层面指挥体制

党中央、国务院对特别重大突发事件应对工作作出决策部署，根据实际需要设立国家突发事件

应急指挥机构，指定相关负责同志组织突发事件应对工作，成员由党中央、国务院、中央军委有关部门及地方党委和政府负责同志等组成；必要时，可派出工作组或者设立前方指挥部指导有关工作。

中央和国家机关有关部门按照职责分工组织协调指导本领域突发事件应对管理工作，承担相关国家突发事件应急指挥机构综合协调工作，具体职责在相关国家专项应急预案中予以明确。其中，公安部负责协调处置社会安全类重大突发事件；国家卫生健康委负责卫生应急工作；应急管理部负责组织指导协调安全生产类、自然灾害类等突发事件应急处置；生态环境部负责协调处置突发生态环境事件应急工作；中央网信办负责协调处理网络安全、网络数据安全与信息安全类突发事件。

## 2.2 地方层面指挥体制

县级以上地方党委和政府按照有关规定设立由本级党委和政府主要负责同志牵头组成的突发事件应急指挥机构，统一指挥协调本地突发事件应对工作；根据实际需要设立相关类别突发事件应急指挥机构，组织、协调、指挥突发事件应对工作。突发事件发生后，可视情设立现场指挥机构，统一组织指挥现场应急处置与救援工作，并结合实际按规定成立临时党组织，加强思想政治工作，发挥战斗堡垒作用。

乡镇（街道）、开发区、工业园区、港区、风景区等应当完善应急管理组织体系，明确专门工作力量，细化应急预案，做好本区域突发事件应对组织协调工作。村（社区）应当增强监测预警、信息报告、先期处置和组织动员能力，依法健全应急工作机制，做好本区域应急管理相关工作。

相邻地区应当建立信息共享和应急联动机制，共同做好区域性、流域性、关联性强的突发事件防范应对工作。

## 2.3 专家组

各级各类突发事件应急指挥机构建立相关专业人才库，根据实际需要聘请有关专家组成专家组，为应急管理提供决策建议，必要时参加突发事件应急处置工作。

# 3 运行机制

## 3.1 风险防控

坚持从源头防范化解重大风险。县级以上地方党委和政府应当健全风险防范化解机制，将安全风险防范纳入基层网格化管理，按规定组织对各类危险源、危险区域和传染病疫情、生物安全风险等进行调查、评估、登记，加强风险早期识别和信息报告、通报。各地应当定期组织开展公共安全形势分析，必要时向社会通报。

## 3.2 监测与预警

### 3.2.1 监测

各地各有关部门应当完善监测网络，整合信息资源，加强对气象、水文、地震、地质、森林、草原、荒漠、海洋、生态环境、空间目标，重大危险源、危险区域、重大关键基础设施、交通运输状况、人员分布和流动情况，传染病和不明原因疾病、动物疫情、植物病虫害、食品药品安全、金融异动、网络数据安全、人工智能安全等综合监测，推动专业监测和群测群防深度融合，多种途径收集获取并共享信息，建立健全基础信息数据库，加强信息综合和分析研判，及早发现可能引发突发事件的苗头性信息，提出预警和处置措施建议。

### 3.2.2 预警

国家建立健全突发事件预警制度。按照突发事件发生的紧急程度、发展势态和可能造成的危害程度，将预警级别分为一级、二级、三级、四级，分别用红色、橙色、黄色、蓝色标示，一级为最高级别，划分标准由国务院或者国务院确定的部门制定。县级以上地方政府负责统一发布或者授权相关部门、应急指挥机构发布预警信息，结合实际制定具体实施办法。

(1) 预警信息发布。可以预警的自然灾害、事故灾难或者公共卫生事件即将发生或者发生的可能性增大时，根据分级标准确定预警级别，发布相应级别的预警信息，决定并宣布有关地区进入预警期，向有关方面报告、通报情况，并根据事态发展及时作出调整。

预警信息应当采用统一格式，主要内容包括预警类别、预警级别、起始时间、可能影响范围、警示事项、公众应当采取的防范措施和发布机关、发布时间等。

(2) 预警信息传播。综合运用突发事件预警信息发布系统、应急服务平台、应急广播、短信微信等手段，扩大预警覆盖面；对老幼病残孕等特殊人群和学校、养老服务机构、儿童福利机构、未成年人救助保护机构等特殊场所，农村偏远地区等警报盲区，夜间等特殊时段，采取鸣锣吹哨、敲门入户等针对性措施精准通知到位。

(3) 预警响应措施。预警信息发布后，依法采取转移疏散人员、预置应急力量、调集物资装备、保卫重点目标、保障公共设施安全运行等措施。必要时，依法采取封控有关区域、暂停公共场所活动、错峰上下班或者停课、停业、停工、停产、停运以及其他防范性、保护性措施。

(4) 预警解除或者启动应急响应。突发事件危险已经消除的，及时解除预警，终止预警期，并解除已经采取的有关措施；突发事件已经发生或者研判将要发生的，立即启动应急响应。

### 3.3 处置与救援

#### 3.3.1 先期处置与信息报告

规范和加强全国突发事件信息报送工作。地方各级党委和政府应当建立健全突发事件信息报告工作机制，及时、客观、真实向上级党委和政府报送突发事件信息，不得迟报、谎报、瞒报、漏报，不得压制、阻挠报送紧急信息。

(1) 突发事件发生后，涉事单位应当立即采取措施控制事态发展，组织开展应急处置与救援工作，如实向所在地党委、政府或者其相关部门报告，提出支援需求，并根据事态发展变化及时续报。乡镇（街道）和村（社区）统筹调配本区域各类资源和力量，按照相关应急预案及时有效进行处置，控制事态。任何单位和个人获悉突发事件，均应当通过110接处警电话或者其他渠道报告。各地探索建立突发事件信息统一接报处置体系。

报告内容主要包括时间、地点、信息来源、事件性质、影响范围及损害程度、人员伤亡（病）亡和失联情况、发展趋势、已经采取的措施等。

(2) 地方各级党委和政府及其相关部门应当加强突发事件信息获取、核实、研判，按规定报告并通报相关方面。

(3) 事件可能演化为特别重大、重大突发事件的，应当立即报告，不受突发事件分级标准限制。

#### 3.3.2 响应分级

国家建立健全突发事件应急响应制度。国家层面应急响应级别按照突发事件的性质、特点、危

害程度和影响范围等因素，由高到低分为一级、二级、三级、四级，具体启动条件和程序在国家有关专项应急预案和部门应急预案中予以明确。

地方各级党委和政府应当结合本地实际进一步细化应急响应制度，在突发事件应急预案中确定应急响应级别。

突发事件发生后，相关党委和政府及其部门立即按照应急预案启动应急响应，并根据事态发展情况及时调整响应级别。对于小概率、高风险、超常规的极端事件要果断提级响应，确保快速有效控制事态发展。

### 3.3.3 指挥协调

突发事件应急指挥实行中央、地方分级指挥和队伍专业指挥相结合的指挥机制。

初判发生特别重大或者重大突发事件的，原则上由事发地省级党委和政府组织指挥应对工作；初判发生较大、一般突发事件的，原则上分别由市级、县级党委和政府组织指挥应对工作。涉及跨行政区域的，由有关行政区域联合应对或者共同的上一级党委和政府组织指挥应对工作。超出本行政区域应对能力的，由上一级党委和政府提供响应支援或者指挥协调应对工作。必要时，由国家相关应急指挥机构或者经党中央、国务院批准新成立国家突发事件应急指挥机构，统一指挥协调应对工作。

突发事件应对中，所有进入现场的应急力量、装备、物资等服从现场指挥机构统一调度，其中相关应急力量按规定的指挥关系和指挥权限实施行动，确保相互衔接、配合顺畅。

### 3.3.4 处置措施

突发事件发生后，相关地方党委和政府迅速组织力量、调集资源，按照有关规定和实际情况开展人员搜救、抢险救灾、医疗救治、疏散转移、临时安置、应急救助、监测研判、损失评估、封控管控、维护秩序、应急保障等处置工作，采取与突发事件可能造成的社会危害的性质、程度和范围相适应的措施，并防止引发次生、衍生事件。必要时可依法征收、征用单位和个人的财产作为应急物资。中央和国家机关有关部门给予支援支持。有关具体处置措施，应当在相关应急预案中予以进一步明确。

需要国家层面应对时，国家突发事件应急指挥机构主要采取以下措施：

- (1) 组织协调有关地区和部门负责人、医疗专家、应急队伍参与应急处置与救援；
- (2) 协调有关地区和部门提供应急保障，包括协调事发地中央单位与地方党委和政府的关系，调度各方应急资源等；
- (3) 研究决定地方党委和政府提出的请求事项，重要事项报党中央、国务院决策；
- (4) 及时向党中央、国务院报告应急处置与救援工作进展情况；
- (5) 研究处理其他重大事项。

### 3.3.5 信息发布与舆论引导

国家建立健全突发事件信息发布制度。突发事件发生后，有关地方党委和政府及其有关部门应当按规定及时向社会发布突发事件简要信息，随后发布初步核实情况、已采取的应对措施等，并根据事件处置情况做好后续发布工作。

发生特别重大、重大突发事件，造成重大人员伤亡或者社会影响较大的，省级党委和政府或者

负责牵头处置的中央和国家机关有关部门发布信息。国家层面应对时，由国家突发事件应急指挥机构或者中央宣传部会同负责牵头处置的部门统一组织发布信息。一般情况下，有关方面应当在24小时内举行首场新闻发布会。

加强舆论引导，按规定及时、准确、客观、全面发布信息，对虚假或者不完整信息应当及时予以澄清。

### 3.3.6 应急结束

突发事件应急处置工作结束，或者相关威胁、危害得到控制和消除后，按照“谁启动、谁终止”的原则，由相关党委和政府或者有关应急指挥机构、部门宣布应急结束，设立现场应急指挥机构的应当及时撤销。同时，采取必要措施，防止发生次生、衍生事件或者突发事件复发。

## 3.4 恢复与重建

### 3.4.1 善后处置

相关地方党委和政府应当组织做好救助、补偿、抚慰、抚恤、安置、理赔等工作，对受突发事件影响的群众提供心理援助和法律服务，加强疫病防治和环境污染治理。对征用财产可以返还部分及时返还，财产被征收、征用或者征用后毁损、灭失的，按规定给予补偿。有关部门应当及时快速核拨救助资金和物资。

### 3.4.2 调查与评估

相关地方党委和政府应当及时组织对突发事件造成的影响和损失进行调查与评估，并做好相关资料的收集、整理和归档工作。其中，特别重大突发事件，由国务院派出调查组或者党中央、国务院授权有关部门牵头组织，会同相关地方查明事件的起因、经过、性质、影响、损失、责任等，总结经验教训，复盘评估应对工作，提出改进措施建议，向党中央、国务院作出报告，并按照规定向社会公开，相关结论作为灾害救助、损害赔偿、恢复重建、责任追究的依据。

地方各级党委和政府应当组织对本行政区域上一年度发生的突发事件进行总结评估。

### 3.4.3 恢复重建

恢复重建工作坚持中央统筹指导、地方作为主体、全社会广泛参与，原则上由相关地方政府负责。需要国家援助或者统筹协调的，由事发地省级政府提出请求，国务院有关部门根据调查评估报告和受灾地区恢复重建规划，提出解决建议或者意见，报经国务院批准后组织实施。

## 4 应急保障

### 4.1 人力资源

(1) 国家综合性消防救援队伍是应急救援的综合性常备骨干力量，应当加强力量体系建设管理。宣传、网信、工业和信息化、公安、自然资源、生态环境、住房城乡建设、交通运输、水利、农业农村、文化和旅游、卫生健康、应急管理、语言文字、能源、国防科工、移民、林草、铁路、民航、中医药、疾控、人民防空、红十字会等部门和单位根据职责分工和实际需要，依托现有资源，加强本行业领域专业应急力量建设。加强国家区域应急力量建设。

(2) 依法将军队应急专业力量纳入国家应急力量体系，作为应急处置与救援的突击力量，加强针对性训练演练。

(3) 乡镇（街道）、开发区、工业园区、港区、风景区等以及有条件的村（社区）可以单独

建立或者与有关单位、社会组织共同建立基层应急救援队伍，发展壮大群防群治力量，有效发挥先期处置作用。

(4) 各地各有关部门完善相关政策措施，鼓励支持推动社会应急力量发展，健全参与应急救援现场协调机制，引导规范有序参与应急处置与救援行动。

健全各类应急队伍间的协作配合机制，加强共训共练、联勤联演和相关装备、器材、物资、训练设施等的共享共用，做好安全防护，形成整体合力。增进应急队伍国际交流与合作。

#### 4.2 财力支持

(1) 防范和应对突发事件所需财政经费，按照财政事权和支出责任划分，分级负担。地方各级政府应当将突发事件防范和应对工作所需经费纳入本级预算，财政和审计部门应当对突发事件财政应急保障资金的使用和效果进行监督和评估。

(2) 积极发挥商业保险作用，健全保险体系，发展巨灾保险，推行农村住房保险、保障民生类相关保险以及安全生产、环境污染和食品安全责任保险等，鼓励单位和公民参加保险。各地各有关部门和单位应当为参与应急救援、传染病疫情防控等的人员购买人身意外伤害等保险，并配备必要的防护装备和器材，减少安全风险。

(3) 鼓励公民、法人和其他组织进行捐赠和援助，有关部门和单位要加强对捐赠款物分配、使用的管理。

#### 4.3 物资保障

(1) 应急管理部会同国家发展改革委、工业和信息化部、公安部、财政部、自然资源部、生态环境部、交通运输部、商务部、国家卫生健康委、国务院国资委、市场监管总局、国家粮食和储备局、国家林草局、国家药监局等构建应急物资保障体系，完善应急物资实物储备、社会储备和产能储备，制定储备规划和标准，建立重要应急物资目录，优化物资品种和储备布局，完善物资紧急配送体系；加强国家重要物资监测，对短期可能出现的物资供应短缺，建立集中生产调度机制和价格临时干预机制；完善应急物资补充更新相关工作机制和应急预案，确保所需应急物资特别是生活必需品、药品等及时供应。

(2) 地方各级政府应当根据有关法律、法规等规定，规划建设管理应急避难场所，做好物资储备和保障工作。鼓励公民、法人和其他组织储备基本的应急自救物资和生活必需品。

#### 4.4 交通运输与通信电力保障

(1) 完善综合交通运输应急保障体系，交通运输部、国家铁路局、中国民航局、国家邮政局、中国国家铁路集团有限公司等有关部门和单位应当保证紧急情况下应急交通工具的优先安排、优先调度、优先放行，特别要发挥高铁、航空优势构建应急力量、物资、装备等快速输送系统，确保运输安全快速畅通；省级政府应当依法建立紧急情况下社会交通运输工具的征用程序，确保抢险救灾人员和物资能够及时安全送达。

根据应急处置需要，公安、交通运输等部门按规定对现场及相关通道实行交通管制，健全运力调用调配和应急绿色通道机制，提高应急物资和救援力量快速调运能力。

(2) 工业和信息化部、广电总局等有关部门建立健全应急通信网络、应急广播体系，提升公众通信网络防灾抗毁能力和应急服务能力，推进应急指挥通信体系建设，强化极端条件下现场应急

通信保障。

(3) 国家发展改革委、国家能源局、国家电网有限公司等有关部门和单位应当建立健全电力应急保障体系，加强电力安全运行监控与应急保障，提升重要输电通道运行安全保障能力，确保极端情况下应急发电、照明及现场供电抢修恢复。

#### 4.5 科技支撑

(1) 加强突发事件应对管理科技支撑，注重将新技术、新设备、新手段和新药品等应用于监测、预警、应急处置与救援工作。

(2) 健全自上而下的应急指挥平台体系，推进立体化监测预警网络、大数据支撑、智慧应急、应急预案等数字化能力建设，完善突发事件监测预警、应急值守、信息报送、视频会商、辅助决策、指挥协调、资源调用、预案管理和应急演练等功能。

中央和国家机关有关部门应当结合各自职责，加强突发事件相关应急保障体系建设，完善保障预案，指导督促地方健全应急保障体系和快速反应联动机制，确保突发事件发生后能够快速启动应急保障机制。

### 5 预案管理

#### 5.1 预案编制

国家层面专项应急预案、部门应急预案由相关部门组织编制，按程序报批和印发。各地各有关部门负责建立健全本地本系统应急预案体系。重要基础设施保护、重大活动保障和区域性、流域性应急预案纳入专项或者部门应急预案管理。

#### 5.2 预案衔接

各级各类应急预案应当做到上下协调、左右衔接，防止交叉、避免矛盾。应急管理部负责综合协调应急预案衔接工作，指导应急预案体系建设。各省总体应急预案及时抄送应急管理部。国家专项应急预案报批前，由牵头部门按程序商应急管理部协调衔接。各地各有关部门做好相关应急预案衔接工作。

#### 5.3 预案演练

国家相关应急指挥机构或者各类应急预案牵头编制部门应当制定应急演练计划并定期组织演练。各地应当结合实际，有计划、有重点地组织对相关应急预案进行演练。各地各有关部门加强应急演练场所建设，为抓实抓细培训演练工作提供保障。

#### 5.4 预案评估与修订

各地各有关部门应当加强应急预案的动态优化和科学规范管理，及时根据突发事件应对和演练评估结果对应急预案内容作出调整，定期组织对相关应急预案进行评估和修订，增强应急预案的针对性、实用性和可操作性。

#### 5.5 宣传与培训

本预案实施后，应急管理部应当会同中央和国家机关有关部门做好宣传、解读和培训工作。地方各级党委和政府应当针对本地特点开展突发事件应急预案的宣传和培训工作，并通过多种方式广泛组织开展应急法律法规和安全保护、防灾减灾救灾、逃生避险、卫生防疫、自救互救等知识技能宣传和教育培训，筑牢人民防线。各有关方面应当有计划地对领导干部、应急救援和管理人员进行

培训，提高其应急能力。

#### 5.6 责任与奖惩

突发事件应急处置与救援工作按规定实行地方党政领导负责制和责任追究制，纳入对有关党政领导干部的监督内容。对在突发事件应急处置与救援中作出突出贡献的集体和个人，按照有关规定给予表彰和奖励；对存在违法违规行为的，依照有关国家法律和党内法规追究责任；对未按规定编制修订突发事件应急预案、未定期组织应急预案演练的，依照有关规定追究责任。

# 中共中央办公厅 国务院办公厅关于 完善价格治理机制的意见

(2024年12月5日)

价格治理是宏观经济治理的重要内容。为进一步深化价格改革，完善价格治理机制，经党中央、国务院同意，现提出如下意见。

## 一、总体要求

坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的二十大和二十届二中、三中全会精神，完整准确全面贯彻新发展理念，坚持以人民为中心的发展思想，坚持稳中求进工作总基调，围绕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，健全市场价格形成机制，创新价格引导机制，完善价格调控机制，优化市场价格监管机制，加快构建市场有效、调控有度、监管科学的高水平价格治理机制，提高资源配置效率，提升宏观经济治理水平，更好服务中国式现代化建设。

工作中要做到：坚持社会主义市场经济改革方向，能由市场形成价格的都交给市场，促进先进优质生产要素高效顺畅流动，有效服务全国统一大市场建设。坚持系统观念、综合施策，统筹国内国际两个市场两种资源，兼顾上下游各环节，强化各领域改革协同联动，实现价格合理形成、利益协调共享、民生有效保障、监管高效透明。坚持问题导向、改革创新，聚焦重点领域和关键环节，有效破解价格治理难点堵点问题，使价格充分反映市场供求关系，增强价格反应灵活性。坚持依法治价，完善价格法律法规，提升价格治理科学化水平，规范经营主体价格行为。

## 二、健全促进资源高效配置的市场价格形成机制

(一) 深化价格市场化改革。分品种、有节奏推进各类电源上网电价市场化改革，稳妥有序推动电能量价格、容量价格和辅助服务价格由市场形成，探索建立促进改革平稳推进的配套制度。健全跨省跨区送电市场化价格形成机制。加快完善电网代理购电制度，推动更多工商业用户直接参与市场交易。进一步完善成品油定价机制，深化天然气价格市场化改革。加快完善煤炭市场价格形成机制。鼓励供需双方按照市场化原则协商确定水利工程供水价格，积极推进新建水利工程提前明确量价条件。放开具备竞争条件的民航国内航线旅客运输价格。

(二) 加快重点领域市场建设。推进重要商品现货、期货市场建设，优化期货品种上市、交易、监管等规则，夯实市场形成价格的基础。有序发展油气、煤炭等交易市场。完善多层次电力市场体系，健全交易规则和技术标准，推进电力中长期、现货、辅助服务市场建设，培育多元化竞争主体。完善售电市场管理制度。

(三) 营造竞争有序市场环境。废止妨碍全国统一大市场建设和公平竞争的价格政策，防止政府对价格形成的不当干预。营造有利于价格有效形成的市场环境，促进电网公平接入，推动油气管网设施公平开放、铁路线路互联互通，加快健全铁路、公路、水运、民航等各种运输方式协同衔接的多式联运服务体系；有效规范自然垄断企业经营范围，防止利用垄断优势向上下游竞争性环节延

伸。加强输配电、天然气管道运输等网络型自然垄断环节价格监管。规范药品价格形成，推动企业诚信经营，促进价格公开透明、公平合理。

### 三、创新服务重点领域发展和安全的价格引导机制

(四) 完善促进粮食和重要农产品稳定安全供给的农业价格政策。健全价格、补贴、保险等政策协同的种粮农民收益保障机制，完善稻谷、小麦最低收购价和玉米、大豆生产者补贴等政策。优化棉花目标价格政策。稳定政策性生猪保险供给，鼓励地方因地制宜探索开展蔬菜等品种保险。深入推进农业水价综合改革，持续完善化肥等农资保供稳价应对机制。完善承包地经营权流转价格形成机制。

(五) 健全促进绿色低碳转型的能源价格政策。建立健全天然气发电、储能等调节性资源价格机制，更好发挥对构建新型电力系统的支撑作用。完善新能源就近交易价格政策，优化增量配电网价格机制。综合考虑能耗、环保水平等因素，完善工业重点领域阶梯电价制度。以全国碳排放权交易市场为主体，完善碳定价机制。探索有利于促进碳减排的价格支持政策。完善全国统一的绿色电力证书交易体系。建设绿色能源国际标准和认证机制。

(六) 健全促进可持续发展的公用事业价格机制。明确政府投入和使用者付费的边界，强化企业成本约束和收益监管，综合评估成本变化、质量安全等因素，充分考虑群众承受能力，健全公用事业价格动态调整机制。深入推进天然气上下游价格联动。深化城镇供热价格改革。加快推进供热计量改造，有序推行供热计量收费，公共建筑和新建居住建筑率先实施。优化居民阶梯水价、电价、气价制度。推进非居民用水超定额累进加价、垃圾处理计量收费，优化污水处理收费政策。因地制宜健全城市地下综合管廊收费政策，完善差异化停车收费机制。优化铁路客运价格政策，健全统一的铁路货运价格体系，规范铁路路网收费清算。

(七) 完善促进均衡可及的公共服务价格政策。公办养老、托育、医疗机构基本服务收费，实行政府指导价管理。民办普惠性养老、托育机构基本服务收费，实行政府指导价管理或者设置参考区间等方式加强引导。加强普惠性幼儿园收费管理，强化学校服务性收费和代收费监管，建立与财政拨款、资助水平相适应的高中、高等教育收费标准动态调整机制。加强殡葬服务收费管理。

(八) 创新促进数字经济发展的公共数据价格政策。建立健全符合数字经济发展需要的数据市场规则。加快制定符合公共数据要素特性的价格政策，促进公共数据安全高效开发利用。在公共数据授权运营中，用于公共治理、公益事业的公共数据产品和服务有条件无偿使用；用于产业发展、行业发展的公共数据产品和服务有条件有偿使用，按照补偿成本、合理盈利的原则确定收费标准并动态调整。

### 四、完善促进物价保持合理水平的价格调控机制

(九) 加强价格总水平调控。综合考虑总供给和总需求以及经济增长、市场预期、输入性影响等因素，合理确定价格水平预期目标，强化宏观调控导向作用。统筹扩大内需和深化供给侧结构性改革，加强价格政策与财政、货币、产业、就业等宏观政策协同发力，提升价格总水平调控效能。

(十) 夯实重要商品价格稳定基础。着眼产供储销全链条，健全促进市场价格稳定的长效机制。加强产能调控，调整优化生产结构，完善配套支持政策，保持市场供需基本平衡和价格平稳运行。加快完善国家储备体系。建立健全关系国计民生重要商品的引导性价格区间调控制度。

(十一) 强化重要商品价格异常波动应急调控。统筹加强主要产销区之间、相邻区域之间重要商品联保联供。优化应急物流保障体系,保障重点运输通道畅通、运输枢纽稳定运行。及时有效开展价格异常波动应急调控,加大储备调节力度,加强预期管理、市场监管,引导价格平稳运行。落实社会救助和保障标准与物价上涨挂钩联动机制,保障困难群众基本生活。

### 五、优化透明可预期的市场价格监管机制

(十二) 规范市场价格行为。强化事前引导预防和事中事后监管,维护市场价格秩序。综合运用公告、指南、提醒告诫、行政指导、成本调查等方式,推动经营主体依法经营。防止经营者以低于成本的价格开展恶性竞争。对实行市场调节价但与群众生活关系密切的少数重要商品和服务,探索制定价格行为规则、监管办法。

(十三) 强化价格监督检查。围绕社会关注度高的重点商品和服务,加大价格监督检查力度,依法查处价格违法违规行为。加强反垄断监管执法,预防和制止经营者实施垄断行为。强化交通运输、旅游、教育、网络交易等重点领域价格收费行为监管,做好重点时段检查巡查。

(十四) 推进高效协同共治。加强行业企业自律、社会监督与政府监管的协同配合,完善多元治理模式。建立健全跨部门联合监管机制,加强线上线下、现货期货联动监管,形成监管合力。建立健全涉企收费长效监管机制。完善价格社会监督体系,探索在重要商品现货交易场所、行业协会建立价格监督员制度。推进价格信用制度建设,完善价格信用监管,依法依规实施失信联合惩戒。

### 六、强化价格治理基础能力建设

(十五) 健全价格监测预警体系。优化价格监测报告制度,丰富监测品种、创新监测方式、拓展监测渠道、提升监测信息化水平,健全覆盖国内外、产供销、期现货的监测分析预警机制,增强时效性和针对性。完善价格信息发布,稳定市场预期。

(十六) 加强成本监审和调查。坚持审定分离,强化成本监审独立性,充分发挥成本监审和调查基础性作用。完善分行业成本监审办法和操作规程,建立输配电等重点领域成本管制规则。强化成本有效约束,推动成本监审从事后监管向事前引导延伸。构建促进降本增效的激励机制,探索建立重要行业标杆成本等制度。加强重要商品成本调查,探索建立成本报告制度。推进成本监审和调查信息化建设。完善农产品成本调查制度体系,加强数据共建共享。

(十七) 完善价格法律法规。适应价格治理需要,加快修订价格法、价格违法行为行政处罚规定等法律法规,制定完善政府定价、价格调控、价格监督检查等规章制度,动态修订中央和地方定价目录。

### 七、加强组织实施

完善价格治理机制必须坚持党的全面领导和党中央集中统一领导,把党的领导贯彻到价格治理工作的各领域全过程。各地区各部门要高度重视价格治理工作,切实加强组织领导,结合实际抓好本意见贯彻落实。要认真研究工作中出现的新情况新问题,稳妥有序推进落实各项部署,合理把握改革时机和节奏,及时总结评估并研究完善兜底保障政策。要积极回应社会关切,加强价格政策解读。重大事项及时按程序向党中央、国务院请示报告。

# 关于印发《企业国有资产交易操作规则》的通知

国资发产权规〔2025〕17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：

《企业国有资产交易操作规则》已经国务院国资委2024年第45次委务会议审议通过，现印发给你们，请遵照执行。

国务院国资委

2025年2月18日

## 企业国有资产交易操作规则

### 第一章 总 则

第一条 为进一步规范企业国有资产交易行为，根据《中华人民共和国企业国有资产法》《企业国有资产监督管理暂行条例》《企业国有资产交易监督管理办法》（以下简称《办法》）等有关规定，制定本规则。

第二条 在依法设立的产权交易机构公开进行的企业国有资产交易行为，适用本规则。

第三条 企业国有资产交易应当遵循等价有偿和公开、公平、公正的原则，接受国有资产监督管理机构（以下简称国资监管机构）的监督。

第四条 产权交易机构应当按照本规则组织企业国有资产交易活动，维护交易秩序，保障企业国有资产交易活动有序进行。

### 第二章 企业产权转让

#### 第一节 转让决策与批准

第五条 转让方应当对产权转让的必要性和可行性进行研究，制定产权转让方案，按照企业章程和相关管理制度履行内部决策程序，并形成书面决议。

第六条 产权转让方案应当包括：

- （一）转让标的基本情况；
- （二）企业产权转让的必要性和可行性；
- （三）是否涉及职工安置及相关安排；
- （四）标的企业涉及的债权、债务等处理安排；
- （五）定价依据、价款支付方式和期限要求等交易条件；
- （六）其他相关内容。

第七条 转让方履行内部决策程序后，应当按照《办法》第七条、第八条相关规定履行批准程序。

第八条 转让方应当委托具有相应资质的中介机构开展标的企业审计和资产评估，并完成资产评估核准或备案程序。

#### 第二节 信息披露

第九条 转让方根据企业实际情况和工作进度安排，通过产权交易机构网站对外披露产权转让信息，公开征集受让方。因产权转让导致转让标的企业的实际控制权发生转移的，应当进行信息预披露。转让方可以在履行内部决策程序后进行信息预披露。

第十条 转让方应当向产权交易机构提交信息披露公告所需相关材料。产权交易机构应当对转让方提交的材料进行完整性与规范性审核。符合信息披露要求的，产权交易机构依据转让方提交的材料对外发布公告。不符合要求的，产权交易机构应当告知转让方进行调整。

第十一条 转让方除按照《办法》第十五条相关规定披露信息外，正式信息披露公告中还应当就转让标的在评估基准日后发生的重大事项、交易保证金交纳要求等内容进行披露。涉及交纳交易保证金的，金额一般不超过转让底价的30%。

第十二条 转让方应当明确信息披露公告的期限。正式披露公告时间不少于20个工作日。应当进行信息预披露的，公告时间不少于20个工作日。

第十三条 产权转让项目首次正式披露公告的转让底价，不得低于经核准或备案的转让标的评估结果。

第十四条 正式披露公告期间，转让方不得擅自变更公告内容。因特殊原因确需变更的，应当由转让行为批准单位出具文件。公告内容变更后，公告时间重新计算。

第十五条 正式披露公告期间，因非转让方原因或其他不可抗力因素可能对转让标的价值判断造成影响的，转让方应当及时调整补充披露信息内容。补充公告时间不少于10个工作日，累计披露时间不少于原公告要求的期限。

第十六条 正式披露公告期满未征集到意向受让方，且不变更公告内容的，转让方可以按照公告要求延长公告时间，每次延长时间不少于5个工作日。未在公告中明确延长时间的，公告到期自行终结。仅变更转让底价的，公告时间不少于5个工作日。转让方应当结合标的企业情况、市场行情等因素以阶梯降价的方式降价。新的转让底价低于评估结果的90%时，转让底价及后续降价幅度（比例或金额）等应当经转让行为批准单位批准。

第十七条 产权转让项目首次正式披露公告之日起超过12个月未征集到合格意向受让方的，转让方应当重新履行审计、资产评估等工作程序后，再发布正式披露公告。

### 第三节 意向受让方确认

第十八条 意向受让方应当在正式披露公告期限内，向产权交易机构提出受让申请并提交相关材料。产权交易机构应当对意向受让方逐一进行登记。

第十九条 意向受让方可以到产权交易机构查阅公告内容的相应材料。

第二十条 产权交易机构应当对意向受让方提交的材料进行完整性与规范性审核，并在正式披露公告期满5个工作日内，将意向受让方的登记及确认情况书面告知转让方。

第二十一条 转让方应当在收到产权交易机构对意向受让方的确认意见之日起10个工作日内书面回复。对确认意见有异议的，应当向产权交易机构提出书面意见，说明理由并提交相关证明材料。逾期未回复的，视为同意。

产权交易机构与转让方对确认意见未达成一致的，由转让行为批准单位决定。

第二十二条 产权交易机构应当以书面形式将确认结果告知意向受让方。

第二十三条 经确认的意向受让方，按照公告要求交纳交易保证金后，成为合格意向受让方。未按照公告要求交纳交易保证金的，视为放弃。

#### 第四节 受让方产生及合同签订

第二十四条 正式披露公告期满，产生两个及以上合格意向受让方的，合格意向受让方即成为竞买人，由产权交易机构依据公告的竞价方式组织竞价。正式披露公告期满，只产生一个合格意向受让方的，交易双方按照转让底价与合格意向受让方报价孰高原则确定交易价格。

第二十五条 产权转让可以采取网络竞价、拍卖、招投标以及其他竞价方式。转让方应当结合标的的特点、市场形势、交易成本等因素，合理确定竞价方式。

第二十六条 产权交易机构负责竞价活动的组织协调工作，并对竞价活动进行见证。

第二十七条 产权交易机构应当制定转让标的企业原股东行使优先购买权相关操作细则，并对外公布。原股东不放弃优先购买权的，应当按照相关操作细则行使优先购买权。

第二十八条 受让方根据竞价结果及优先购买权行使情况产生。产权交易机构应当在受让方确定后5个工作日内，组织交易双方签订产权交易合同。

第二十九条 产权交易合同条款包括但不限于以下内容：

- (一) 交易双方的名称与住所；
- (二) 转让标的基本情况；
- (三) 产权转让的方式；
- (四) 标的企业职工有无继续聘用事宜及相关安排；
- (五) 标的企业的债权、债务处理；
- (六) 交易价格、付款方式及付款期限；
- (七) 产权交割事项；
- (八) 生效条件；
- (九) 争议的解决方式；
- (十) 违约责任；
- (十一) 公司变更登记手续安排及逾期变更的责任；
- (十二) 变更和解除的条件。

第三十条 交易双方不得在产权交易合同中或以其他方式约定股权回购、利益补偿等内容，不得以交易期间标的企业经营性损益等理由对已达成的交易条件和交易价格进行调整。

第三十一条 产权交易机构应当依据法律法规的相关规定，按照产权转让公告的内容以及交易结果等，对产权交易合同进行核校。

#### 第五节 交易资金结算

第三十二条 交易资金包括交易保证金和交易价款，应当以人民币为计价单位，通过产权交易机构指定结算账户以货币进行结算。

交易双方因特殊情况不能通过产权交易机构结算交易价款的，转让方应当向产权交易机构提供转让行为批准单位的书面意见以及受让方付款凭证。

第三十三条 产权交易机构应当开设独立的结算账户，组织收付交易资金，保证结算账户中交

易资金的安全，不得挪作他用。

第三十四条 受让方交纳的交易保证金可以按照产权交易合同的约定转为交易价款的一部分。

未能成为受让方的其他意向受让方，其交纳的交易保证金由产权交易机构按照公告要求一次性返还。

第三十五条 受让方原则上应当自合同生效之日起5个工作日内一次付清交易价款。

交易价款金额较大、一次付清确有困难的，可以采取分期付款方式。采取分期付款方式的，首付款交易价款数额不低于总价款的30%，并在产权交易合同生效之日起5个工作日内支付；其余款项应当提供转让方认可的合法有效担保，并按照不低于同期贷款市场报价利率支付延期付款期间的利息，付款期限不得超过1年。

第三十六条 产权交易机构应当按照约定及时向转让方划出交易价款。

#### 第六节 交易凭证出具及变更登记办理

第三十七条 交易双方签订产权交易合同，受让方依据合同约定支付交易价款，且交易双方支付服务费用后，产权交易机构在3个工作日内出具交易凭证。

第三十八条 交易凭证应当载明：转让标的名称、项目编号、转让方名称、受让方名称、转让底价、转让标的评估结果、交易价格、成交方式、支付方式、产权交易机构鉴证结论等内容。

第三十九条 产权交易机构应当在出具交易凭证后，将交易结果通过网站对外公告。公告内容包括交易标的名称、转让标的评估结果、转让底价、交易价格，公告期不少于5个工作日。

第四十条 交易凭证出具后，转让方应当按照相关规定办理企业国有产权变动登记及市场主体变更登记手续，受让方、产权交易机构应当配合并提供材料。

### 第三章 企业增资

#### 第一节 增资决策与批准

第四十一条 企业增资应当进行可行性研究，制定增资方案，按照企业章程和相关管理制度履行内部决策程序，并形成书面决议。

第四十二条 增资企业可以结合公司发展战略、企业经营需要等合理设置投资方资格条件，但不得有明确指向性或者违反公平竞争原则。

第四十三条 增资方案应当包括：

- (一) 增资企业基本情况；
- (二) 增资企业功能定位、发展战略；
- (三) 拟募集资金规模、用途；
- (四) 增资后公司的股权结构及治理结构安排；
- (五) 投资方应具备的条件，选择标准及遴选方式；
- (六) 其他相关内容。

第四十四条 企业增资的募集资金应当为投资方实缴出资金额。

第四十五条 增资企业履行内部决策程序后，应当按照《办法》第三十四条、第三十五条相关规定履行批准程序。

第四十六条 增资企业应当委托具有相应资质的中介机构开展审计和资产评估工作，并在投资

方遴选前完成资产评估核准或备案程序。

## 第二节 信息披露

第四十七条 增资企业根据企业实际情况和工作进度安排，通过产权交易机构网站对外披露增资信息，公开征集投资方。信息披露可采取预披露和正式披露相结合的方式，或直接进行正式披露。

第四十八条 增资企业应当向产权交易机构提交信息披露公告所需相关材料。产权交易机构应当对增资企业提交的材料进行完整性与规范性审核。符合信息披露要求的，产权交易机构依据增资企业提交的材料对外发布公告。不符合要求的，产权交易机构应当告知增资企业进行调整。

第四十九条 增资企业应当按照《办法》第三十九条相关规定披露信息，并可以在正式披露公告中提出交纳交易保证金的要求，明确交易保证金的金额、交纳时间及处置方式。

第五十条 除正式披露公告及公告所涉内容的相应材料外，增资企业还可以向产权交易机构提交与增资相关的其他材料备查，并在公告中明确意向投资方获取上述材料的方式。

第五十一条 增资企业应当明确信息披露公告的期限。直接进行正式披露的，公告时间不少于40个工作日。采取信息预披露和正式披露相结合方式的，合计披露时间不少于40个工作日，其中正式披露公告时间不少于20个工作日。

第五十二条 正式披露公告期间，增资企业不得擅自变更公告内容。因特殊原因确需变更的，应当由增资行为批准单位出具文件。公告内容变更后，公告时间重新计算。

第五十三条 正式披露公告期间，增资企业股权结构、财务状况、经营管理情况等发生变化，可能对增资企业产生重大影响时，增资企业应当及时调整补充披露信息内容。补充公告时间不少于10个工作日，累计披露时间不少于原公告要求的期限。

第五十四条 正式披露公告期满未征集到意向投资方，且不变更公告内容的，增资企业可以按照公告要求延长公告时间，每次延长不少于5个工作日。未在公告中明确延长时间的，公告到期自行终结。

## 第三节 意向投资方确认

第五十五条 意向投资方应当在正式披露公告期限内，向产权交易机构提出投资申请并提交相关材料，产权交易机构应当对意向投资方逐一进行登记。

第五十六条 意向投资方可以到产权交易机构查阅公告所涉及内容和相应材料。

第五十七条 产权交易机构应当对意向投资方提交的材料进行完整性与规范性审核，并在正式披露公告期满5个工作日内，将意向投资方的登记及确认情况书面告知增资企业。

第五十八条 增资企业应当在收到产权交易机构对意向投资方的确认意见之日起10个工作日内书面回复。对确认意见有异议的，应当向产权交易机构提出书面意见，说明理由并提交相关证明材料。逾期未回复的，视为同意。

产权交易机构与增资企业对确认意见未达成一致的，由增资行为批准单位决定。

第五十九条 产权交易机构应当以书面形式将确认结果告知各意向投资方。

第六十条 经确认的意向投资方，如公告中要求交纳交易保证金的，在交纳交易保证金后，成为合格意向投资方。未按照公告要求交纳交易保证金的，视为放弃。

## 第四节 投资方遴选

第六十一条 正式披露公告期满，产生符合公告要求的合格意向投资方的，增资企业应当依据公告的条件和方式启动遴选活动。

第六十二条 企业增资的遴选方式包括竞价、竞争性谈判、综合评议等。增资企业可以单独、组合或者多轮次使用上述遴选方式。

第六十三条 增资企业应当依法合规开展遴选活动，保障各合格意向投资方平等参与权利。选择战略投资方主要关注企业发展战略、经营目标、主营业务等方面的匹配和协同情况。选择财务投资方主要关注资金实力和财务状况等。

第六十四条 增资企业应当制定遴选实施方案，明确择优原则、择优指标等内容，由产权交易机构审核后发送给各合格意向投资方。

第六十五条 产权交易机构负责遴选活动的组织、协调及见证工作，按照方案组织遴选活动，统一接收合格意向投资方的响应文件和报价文件，协助增资企业开展投资方遴选的相关工作，形成遴选结果书面文件。

第六十六条 增资企业股东会或董事会应当以经核准或备案的资产评估结果为基础，结合遴选结果确定投资方。增资企业应当在投资方确定后5个工作日内，将结果书面告知产权交易机构。

#### 第五节 增资协议签订

第六十七条 产权交易机构在收到投资方确定的书面结果后5个工作日内，组织交易各方签订增资协议。

第六十八条 增资协议合同条款包括但不限于以下内容：

- (一) 交易各方的名称与住所；
- (二) 增资企业基本情况；
- (三) 投资方实缴出资金额；
- (四) 出资方式及支付要求；
- (五) 增资前、后各股东注册资本金额及其对应的持股比例（股份数）；
- (六) 公司治理结构安排；
- (七) 投资方为增资企业发展投入的资源；
- (八) 遴选活动达成的其他相关条款；
- (九) 公司变更登记手续安排；
- (十) 生效条件；
- (十一) 争议的解决方式；
- (十二) 违约责任；
- (十三) 变更和解除的条件。

第六十九条 交易各方不得在增资协议中或以其他方式约定股权回购、股权代持、名股实债等内容，不得以交易期间企业经营性损益等理由对已达成的交易条件和交易价格进行调整。除另有规定外，国家出资企业及其子企业参与增资活动的，不得为其他股东提供借款、担保等资金支持。

第七十条 产权交易机构应当依据法律法规的相关规定，按照增资公告的内容以及遴选结果等，对增资协议进行核校。

#### 第六节 交易资金结算、凭证出具及变更登记办理

第七十一条 企业增资交易价款可以通过产权交易机构指定的账户进行结算，具体工作流程参照本规则关于企业产权转让交易资金结算相关规定执行。

第七十二条 投资方应当在增资协议生效之日起10个工作日内按照约定一次性实缴出资。

第七十三条 交易各方签订增资协议，投资方依据协议约定实缴出资，且交易各方支付服务费用后，产权交易机构在3个工作日内出具交易凭证。

第七十四条 交易凭证应当载明：项目名称、项目编号、增资企业名称、增资前后注册资本、增资前后股东数量、投资方名称、实缴出资金额、持股比例或股份数额、产权交易机构鉴证结论等内容。

第七十五条 产权交易机构应当在出具交易凭证后，将增资结果通过网站对外公告。公告内容包括项目名称、投资方名称、实缴出资金额、持股比例或股份数额等，公告期不少于5个工作日。

第七十六条 增资完成后，增资企业应当按照相关规定办理企业国有产权变动登记及市场主体变更登记手续，投资方、产权交易机构应当配合并提供材料。

### 第四章 企业资产转让

第七十七条 国家出资企业负责其各级子企业的资产转让管理。国家出资企业应当根据所处行业特点、子企业情况、资产类别及分布等因素，制定本企业资产转让的管理制度，明确资产转让管理的职责部门、管理权限、决策程序、工作流程，对其中应当在产权交易机构公开转让的各类资产的种类、金额标准等作出具体规定。

第七十八条 资产转让应当按照国家出资企业相关管理制度和企业章程履行决策程序。

第七十九条 资产转让按照规定应当进行资产评估的，由转让方委托具有相应资质的中介机构开展资产评估工作，并完成资产评估备案程序。按照规定可以不进行资产评估的，转让方应当明确定价依据。

第八十条 产权交易机构发布资产转让信息披露公告，应当包括但不限于以下内容：

- (一) 转让标的基本情况；
- (二) 转让底价、价款支付方式和期限要求、交易保证金设定等交易条件；
- (三) 竞价方式；
- (四) 资产展示安排；
- (五) 其他需要披露的事项。

除法律法规或相关规定另有要求的外，资产转让不得对受让方设置资格条件。

第八十一条 转让方应当明确信息披露公告的期限。

资产转让底价低于100万元的，公告时间不少于5个工作日；转让底价高于100万元（含）且低于1000万元的，公告时间不少于10个工作日；转让底价高于1000万元（含）的，公告时间不少于20个工作日。

第八十二条 信息披露期满未征集到意向受让方，调整转让底价后重新披露信息的项目，首次信息披露转让底价低于1000万元的，公告时间不少于3个工作日；首次信息披露转让底价高于1000万元（含）的，公告时间不少于5个工作日。

第八十三条 资产转让意向受让方确认、受让方产生、交易凭证出具及变更登记办理等具体工作流程参照本规则关于企业产权转让的相关规定执行。

第八十四条 交易价款原则上一次性支付到产权交易机构指定结算账户。一次付清确有困难的，经国家出资企业同意，可以参照企业产权转让的相关规定，采取分期付款方式，并采用有效措施确保价款按期回收。

第八十五条 交易双方应当按照资产交易合同或其他成交确认文件的约定，及时完成标的资产的交付工作。转让标的权属转移需进行变更登记的，应当按照国家有关规定办理变更登记手续。

## 第五章 其他规定

第八十六条 企业国有资产交易过程中，交易相关各方应当对所提交材料的真实性、完整性、准确性、有效性负责。

第八十七条 企业国有资产交易项目相关工作人员及有关关联关系的关联方拟参与交易的，应当符合企业领导人员任职回避等有关规定，且不得参与方案制定、审批和组织实施等工作。

第八十八条 企业产权转让、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名称字号、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公告中作为交易条件予以明确，并在交易合同中对市场主体变更登记、名称字号变更等安排作出相应约定。

第八十九条 信息披露期间出现影响交易活动正常进行的情形，或者有关当事人提出中止信息披露书面申请和相关材料后，产权交易机构可以作出中止信息披露的决定。中止期限一般不超过30日。经转让方、增资企业申请恢复后的公告时间不少于10个工作日，累计披露时间不少于原公告要求的期限。

第九十条 企业国有资产交易涉及主体资格审查、反垄断审查、公平竞争审查、特许经营权、国有划拨土地使用权、探矿权和采矿权等情形，需经政府相关部门批准的，交易各方应当将交易合同及相关材料报政府相关部门批准。

第九十一条 产权交易机构应当对企业国有资产交易活动中所形成的各种记录材料形成业务档案，并统一留存、保管。

第九十二条 产权交易机构应当制定交易服务收费标准，向社会公开。

第九十三条 除公告披露的信息外，交易各方、产权交易机构、中介机构以及各相关方应当对在企业国有资产交易过程中获悉的相关情况承担保密义务。

第九十四条 企业国有资产交易过程中发生争议的，当事方可以向产权交易机构申请调解。调解未达成一致的，可以向仲裁机构申请仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第九十五条 国资监管机构发现转让方或增资企业未执行或违反相关规定、侵害国有权益的，应当责成其停止交易活动。造成国有资产损失的，承担相应违法违规责任；构成犯罪的，依法追究其刑事责任。

## 第六章 附 则

第九十六条 本规则所提及的公告期限，以产权交易机构网站发布当日为起始日，累计公告时

间不少于相关规定要求。

第九十七条 企业国有资产交易采取非公开协议方式进行的，应当按照国资监管相关规定执行。

第九十八条 企业国有资产交易涉及上市公司的，应当同时遵守上市公司国有股权管理以及证券监督管理机构相关规定。

第九十九条 本规则自印发之日起施行。2009年6月15日印发的《企业国有产权交易操作规则》同时废止。

# 关于印发《清洁能源发展专项资金管理办法》的通知

财建〔2025〕35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：

为促进清洁能源开发利用，推进能源清洁低碳转型，保障国家能源安全，根据《中华人民共和国预算法》、《中华人民共和国可再生能源法》等有关法律法规规定，我部制定了《清洁能源发展专项资金管理办法》。现予印发，请遵照执行。

附件：清洁能源发展专项资金管理办法

财政部

2025年3月3日

附 件

## 清洁能源发展专项资金管理办法

第一条 为规范和加强清洁能源发展专项资金管理，提高资金使用效益，根据《中华人民共和国预算法》、《中华人民共和国可再生能源法》等有关法律法规规定，制定本办法。

第二条 清洁能源发展专项资金（以下简称专项资金），是指通过中央一般公共预算安排，用于支持可再生能源、清洁化石能源以及化石能源清洁化利用等能源清洁开发利用的专项资金。

第三条 专项资金实行专款专用，专项管理。

第四条 专项资金实施期限为2025至2029年。到期后按照规定程序申请延续。

第五条 专项资金由财政部会同国务院有关行业主管部门管理。

第六条 财政部主要职责如下：

- （一）会同国务院有关行业主管部门制订专项资金管理制度以及相关配套文件；
- （二）负责编制专项资金预算，结合国务院有关行业主管部门提出的资金安排和年度预算规模等建议，统筹确定专项资金安排方案；
- （三）及时拨付专项资金并组织实施全过程绩效管理。

第七条 国务院有关行业主管部门主要职责如下：

- （一）按照有关法律规定，制订清洁能源相关行业工作方案；
- （二）根据清洁能源发展实际情况，提出资金年度安排建议；
- （三）组织实施清洁能源开发利用工作，负责监督检查工作执行及完成情况；
- （四）按照预算绩效管理要求做好绩效管理工作。

第八条 各省、自治区、直辖市、计划单列市和新疆生产建设兵团（以下统称省）财政部门和相关行业主管部门以及有关中央企业集团公司（以下简称中央企业）的主要职责如下：

- （一）负责本省、本中央企业的专项资金分配、拨付，并制定具体操作规程；
- （二）组织申报专项资金，核实并提供相关材料；

(三) 负责对相关工作实施、任务完成以及专项资金使用情况进行监督检查；

(四) 按照预算管理绩效要求对本省、本中央企业的专项资金实施全过程绩效管理，强化绩效目标管理，做好绩效运行监控，开展绩效自评及项目的绩效评价，加强绩效评价结果应用。

第九条 专项资金支持范围包括下列事项：

(一) 清洁能源重点关键技术示范推广和产业化示范；

(二) 清洁能源规模化开发利用及能力建设；

(三) 清洁能源公共平台建设；

(四) 清洁能源综合应用示范；

(五) 党中央、国务院交办的关于清洁能源发展的其他重要事项。

第十条 专项资金分配结合清洁能源相关工作性质、目标、投资成本以及能源资源综合利用水平等因素，可以采用竞争性分配、以奖代补和据实结算等方式。

第十一条 使用专项资金对煤层气（煤矿瓦斯）、页岩气、致密气等非常规天然气开采利用给予奖补，奖补资金按照“多增多补”的原则分配。较上年开采利用量增加的，按照增幅给予梯级奖补；较上年开采利用量减少的，按照降幅扣减奖补资金；对取暖季生产的非常规天然气增量部分，按照“冬增多补”原则给予奖补。

第十二条 非常规天然气开采利用项目分为中央项目和地方项目两类。其中，中央项目指中央企业100%控股的项目，相关奖补资金全部通过所属的中央企业申请和拨付；其余项目为地方项目，相关奖补资金按照项目所在地通过省级财政部门申请和拨付。具体流程如下：

每年3月10日前，地方项目向属地省级财政部门、中央项目向所属中央企业申请非常规天然气开采利用奖补资金，并报送上年实际开采利用量和当年预计开采利用量等相关材料和数据。其中，地方项目和中央项目报送的开采利用量数据均需经属地省级能源主管部门审核，申请奖补资金的有关项目应当对报送数据的真实性、准确性负责。每年4月10日前，各省财政部门和中央企业审核汇总相关项目的上年实际开采利用量和当年预计开采利用量等数据一并上报财政部、国家能源局。每年5月10日前，国家能源局按职责分工对各省财政部门和中央企业的申报数据进行审核，并将审核结果函告财政部。财政部依据国家能源局提供的审核结果等有关材料，按照预算管理有关规定清算上年奖补资金和预拨当年奖补资金。每年8月20日前，各省财政部门和中央企业审核汇总相关项目的当年和下一年预计开采利用量等数据一并上报财政部、国家能源局。每年9月20日前，国家能源局按职责分工对各省财政部门和中央企业的申报数据进行审核，并将审核结果函告财政部。财政部依据国家能源局提供的审核结果等有关材料安排下一年度奖补资金预算，并按规定做好预算下达工作。

第十三条 计入奖补范围的非常规天然气开采利用量指符合天然气国家质量标准的非常规天然气开采量，但采出后未实际利用以及用于上网发电且享受电价补贴的部分不计入奖补范围。具体按照以下方式确定：

非常规天然气开采利用量=煤层气开采利用量×1.5+页岩气开采利用量+致密气开采利用量×权重系数；

其中，致密气开采利用量的权重系数平缓退坡，2025年为0.6，2026-2027年为0.4，2028-2029年为0.2。

第十四条 非常规天然气开采利用奖补资金计算公式如下：

某省（中央企业）当年奖补气量=上年开采利用量+（当年开采利用量-上年开采利用量）×对应的分配系数+（当年取暖季开采利用量-上年取暖季开采利用量）×1.5；

其中，取暖季为每年1-2月、11-12月；某省（中央企业）当年奖补气量≤0时，按0计算。

某省当年奖补资金=（某省当年奖补气量/各省当年奖补气量汇总数）×各省当年奖补资金汇总数；

某中央企业当年补助资金=（某中央企业当年奖补气量/各中央企业当年奖补气量汇总数）×各中央企业当年奖补资金汇总数。

第十五条 计算非常规天然气奖补气量的分配系数按照以下方式确定：

（一）非常规天然气开采利用量较上年增加的，按照增幅确定分配系数：

较上年增幅0-5%（含）的，分配系数为1.25；

较上年增幅5-10%（含）的，分配系数为1.5；

较上年增幅10—20%（含）的，分配系数为1.75；

较上年增幅20%以上的，分配系数为2。

（二）非常规天然气开采利用量较上年减少的，按照降幅确定分配系数：

较上年降幅0-5%（含）的，分配系数为1.25；

较上年降幅5-10%（含）的，分配系数为1.5；

较上年降幅10-20%（含）的，分配系数为1.75；

较上年降幅20%以上的，分配系数为2。

第十六条 非常规天然气开采利用奖补资金采取先预拨、后清算的方式拨付。各省和中央企业按照有利于非常规天然气开采的原则统筹分配奖补资金，并用于非常规天然气开采利用的相关工作。

第十七条 其他符合本办法第九条的支持事项，具体资金分配方式由财政部会同国务院有关行业主管部门另行确定。

第十八条 财政部会同国务院有关行业主管部门组织有关省和中央企业申请专项资金。

第十九条 专项资金支付应当按照国库集中支付制度有关规定执行。涉及政府采购的，应当按照政府采购有关法律制度规定执行。

第二十条 省级财政部门会同有关行业主管部门按照职责分工，将本年度专项资金安排使用和项目实施情况及时报财政部和国务院有关行业主管部门备案，抄送财政部有关监管局，并会同财政部有关监管局对本省非常规天然气开采利用量等情况开展抽查。

第二十一条 财政部有关监管局应当按照工作职责和财政部要求，对专项资金实施监督。财政部以两年为一个周期，组织财政部有关监管局、有关省财政部门对非常规天然气开采利用量等情况开展抽查，发现骗取套取财政资金等问题的，进行严肃处理，并视情况进一步采取约谈、通报、取消申报资格等措施。

第二十二条 财政部会同国务院有关行业主管部门对专项资金组织开展绩效评价，强化绩效目标管理，加强评价结果应用。

第二十三条 资金使用部门和个人存在弄虚作假或挤占、挪用、滞留专项资金等行为的，依法

追究相应责任。构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第二十四条 各级财政、能源等部门及其工作人员在专项资金审核、分配和管理工作中存在违反本办法行为，以及其他滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊等违法违纪行为的，依法追究相应责任。构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第二十五条 本办法由财政部商国务院有关行业主管部门按职责分工负责解释。

第二十六条 本办法自发布之日起施行。财政部印发的《清洁能源发展专项资金管理暂行办法》（财建〔2020〕190号）同时废止。

# 国家发展改革委国家能源局关于 深化新能源上网电价市场化改革促进新能源 高质量发展的通知

发改价格〔2025〕136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，天津市工业和信息化局、辽宁省工业和信息化厅、重庆市经济和信息化委员会、甘肃省工业和信息化厅，北京市城市管理委员会，国家能源局各派出机构，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：

为贯彻落实党的二十届三中全会精神和党中央、国务院关于加快构建新型电力系统、健全绿色低碳发展机制的决策部署，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，大力推动新能源高质量发展，现就深化新能源上网电价市场化改革有关事项通知如下。

## 一、总体思路

按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的要求，深化新能源上网电价市场化改革。坚持市场化改革方向，推动新能源上网电量全面进入电力市场、通过市场交易形成价格。坚持责任公平承担，完善适应新能源发展的市场交易和价格机制，推动新能源公平参与市场交易。坚持分类施策，区分存量项目和增量项目，建立新能源可持续发展价格结算机制，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。坚持统筹协调，行业管理、价格机制、绿色能源消费等政策协同发力，完善电力市场体系，更好支撑新能源发展规划目标实现。

## 二、推动新能源上网电价全面由市场形成

（一）推动新能源上网电量参与市场交易。新能源项目（风电、太阳能发电，下同）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。新能源项目可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。

参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照跨省跨区输电相关政策执行。

（二）完善现货市场交易和价格机制。完善现货市场交易规则，推动新能源公平参与实时市场，加快实现自愿参与日前市场。适当放宽现货市场限价，现货市场申报价格上限考虑各地目前工商业用户尖峰电价水平等因素确定，申报价格下限考虑新能源在电力市场外可获得的其他收益等因素确定，具体由省级价格主管部门商有关部门制定并适时调整。

（三）健全中长期市场交易和价格机制。不断完善中长期市场交易规则，缩短交易周期，提高交易频次，实现周、多日、逐日开市。允许供需双方结合新能源出力特点，合理确定中长期合同的量价、曲线等内容，并根据实际灵活调整。完善绿色电力交易政策，申报和成交价格应分别明确电能价格和相应绿色电力证书（以下简称绿证）价格；省内绿色电力交易中不单独组织集中竞价和

滚动撮合交易。

鼓励新能源发电企业与电力用户签订多年期购电协议，提前管理市场风险，形成稳定供求关系。指导电力交易机构在合理衔接、风险可控的前提下，探索组织开展多年期交易。

### 三、建立健全支持新能源高质量发展的制度机制

(四) 建立新能源可持续发展价格结算机制。新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制，纳入机制的新能源电价水平（以下简称机制电价）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确。对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。

(五) 新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限。2025年6月1日以前投产的新能源存量项目：(1) 电量规模，由各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策。新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年。鼓励新能源项目通过设备更新改造升级等方式提升竞争力，主动参与市场竞争。(2) 机制电价，按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价。(3) 执行期限，按照现行相关政策保障期限确定。光热发电项目、已开展竞争性配置的海上风电项目，按照各地现行政策执行。

2025年6月1日起投产的新能源增量项目：(1) 每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模可适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加。通知实施后第一年新增纳入机制的电量占当地增量项目新能源上网电量的比例，要与现有新能源价格非市场化比例适当衔接、避免过度波动。单个项目申请纳入机制的电量，可适当低于其全部发电量。(2) 机制电价，由各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织。竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上限。竞价上限由省级价格主管部门考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，初期可考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限。(3) 执行期限，按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定。

(六) 新能源可持续发展价格结算机制的结算方式。对纳入机制的电量，电网企业每月按机制电价开展差价结算，将市场交易均价与机制电价的差额纳入当地系统运行费用；初期不再开展其他形式的差价结算。电力现货市场连续运行地区，市场交易均价原则上按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定；电力现货市场未连续运行地区，市场交易均价原则上按照交易活跃周期的发电侧中长期交易同类项目加权平均价格确定。各地将每年纳入机制的电量分解至月度，各月实际上网电量低于当月分解电量的，按实际上网电量结算，并在年内按月滚动清算。

(七) 新能源可持续发展价格结算机制的退出规则。已纳入机制的新能源项目，执行期限内可自愿申请退出。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。

### 四、保障措施

(八) 加强组织落实。各省级价格主管部门会同能源主管部门、电力运行主管部门等制定具体方案，做好影响测算分析，充分听取有关方面意见，周密组织落实，主动协调解决实施过程中遇到

的问题；加强政策宣传解读，及时回应社会关切，凝聚改革共识。国家能源局派出机构会同有关部门加强市场监管，保障新能源公平参与交易，促进市场平稳运行。电网企业做好结算和合同签订等相关工作，对新能源可持续发展价格结算机制执行结果单独归集。

（九）强化政策协同。强化规划协同，各地改革实施方案要有利于国家新能源发展规划目标的落实，并做好与国家能源电力规划的衔接。强化改革与绿证政策协同，纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。电网企业可通过市场化方式采购新能源电量作为代理购电来源。强化改革与市场协同，新能源参与市场后因报价等因素未上网电量，不纳入新能源利用率统计与考核。强化改革与优化环境协同，坚决纠正不当干预电力市场行为，不得向新能源不合理分摊费用，不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。享有财政补贴的新能源项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准按照原有规定执行。

（十）做好跟踪评估。各地要密切跟踪市场价格波动、新能源发电成本和收益变化、终端用户电价水平等，认真评估改革对行业发展和企业经营等方面的影响，及时总结改革成效，优化政策实施，持续增强市场价格信号对新能源发展的引导作用。国家结合新能源技术进步、电力市场发展、绿色电力消费增长和绿证市场发展等情况，不断完善可再生能源消纳责任权重制度，适时对新能源可持续发展价格结算机制进行评估优化、条件成熟时择机退出。

各地要在2025年底前出台并实施具体方案，实施过程中遇有问题及时向国家发展改革委、国家能源局报告，国家将加强指导。现行政策相关规定与本通知不符的，以本通知为准。对生物质、地热等发电项目，各地可参照本通知研究制定市场化方案。

国家发展改革委

国家能源局

2025年1月27日

# 国家发展改革委等部门关于促进可再生能源绿色电力证书 市场高质量发展的意见

发改能源〔2025〕262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、工业和信息化主管部门、商务主管部门、数据管理部门，国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，有关中央企业，北京、广州、内蒙古电力交易中心，水电水利规划设计总院、电力规划设计总院：

加快推进可再生能源绿色电力证书（以下简称绿证）市场建设，是以更大力度推动可再生能源高质量发展的关键举措，是健全绿色低碳发展机制的重要内容，是经济社会发展全面绿色转型的内在要求。为贯彻落实《中华人民共和国能源法》有关规定，加快建立绿色能源消费促进机制，推动绿证市场高质量发展，进一步提升全社会绿色电力消费水平，提出以下意见。

## 一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的二十大和二十届二中、三中全会精神，深入落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，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，大力培育绿证市场，激发绿色电力消费需求，引导绿证价格合理体现绿色电力环境价值，加快形成绿色生产方式和生活方式。

到2027年，绿证市场交易制度基本完善，强制消费与自愿消费相结合的绿色电力消费机制更加健全，绿色电力消费核算、认证、标识等制度基本建立，绿证与其他机制衔接更加顺畅，绿证市场潜力加快释放，绿证国际应用稳步推进，实现全国范围内绿证畅通流动。到2030年，绿证市场制度体系进一步健全，全社会自主消费绿色电力需求显著提升，绿证市场高效有序运行，绿证国际应用有效实现，绿色电力环境价值合理体现，有力支撑可再生能源高质量发展，助力经济社会发展全面绿色转型。

## 二、稳定绿证市场供给

（一）及时自动核发绿证。加快可再生能源发电项目建档立卡，原则上当月完成上个月并网项目建档立卡。强化国家绿证核发交易系统功能技术支撑，依据电网企业和电力交易机构提供的已建档立卡可再生能源发电项目月度结算电量，逐月统一批量自动核发绿证，原则上当月完成上个月电量对应绿证核发。

（二）提升绿色电力交易规模。加快提升以绿色电力和对应绿色电力环境价值为标的物的绿色电力交易规模，稳步推动风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电），以及生物质发电、地热能发电、海洋能发电等可再生能源发电项目参与绿色电力交易。

（三）健全绿证核销机制。完善绿证全生命周期闭环管理，规范绿证核销机制。对已声明完成绿色电力消费的绿证，依据绿色电力消费认证凭证或其他声明材料予以核销；对未交易或已交易但未声明完成绿色电力消费的绿证，超过有效期后自动予以核销；对申请中国核证自愿减排量

(CCER)的深远海海上风电、光热发电项目，在完成减排量核查和登记后，对减排量对应的绿证予以核销。

(四) 支持绿证跨省流通。推动绿证在全国范围内合理流通，各地区不得以任何方式限制绿证交易区域。支持发用双方自主参与绿证交易或绿色电力交易，推动绿证在更大范围内优化配置。

### 三、激发绿证消费需求

(五) 明确绿证强制消费要求。依法稳步推进绿证强制消费，逐步提高绿色电力消费比例并使用绿证核算。加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心，以及其他重点用能单位和行业的绿色电力消费比例，到2030年原则上不低于全国可再生能源电力总量消纳责任权重平均水平；国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例在80%基础上进一步提升。在有条件的地区分类分档打造一批高比例消费绿色电力的绿电工厂、绿电园区等，鼓励其实现100%绿色电力消费。将绿色电力消费信息纳入上市企业环境、社会和公司治理(ESG)报告体系。

(六) 健全绿证自愿消费机制。鼓励相关用能单位在强制绿色电力消费比例之上，进一步提升绿色电力消费比例。发挥政府部门、事业单位、国有企业引领作用，稳步提升绿色电力消费水平。鼓励企业主动披露绿色电力消费情况。鼓励行业龙头企业、跨国公司及其产业链企业、外向型企业打造绿色产业链供应链，逐年提高绿色电力消费比例，协同推进企业绿色转型。建设一批高比例消费绿色电力的绿电建筑、绿电社区。推广绿色充电桩，支持新能源汽车充绿电。鼓励居民消费绿色电力，推动电网企业、绿证交易平台等机构为居民购买绿证提供更便利服务，将绿色电力消费纳入绿色家庭、绿色出行等评价指标。研究建立以绿证为基础的绿色电力消费分档分级标识。

(七) 完善金融财政相关支持政策。加大绿色金融对企业、产品和活动等开展绿色电力消费的支持力度，强化绿色信贷支持。将绿色电力消费要求纳入绿色产品评价标准，研究制定政府采购支持绿色产品政策。

### 四、完善绿证交易机制

(八) 健全绿证市场价格机制。健全绿证价格形成机制，加强绿证价格监测，研究建立绿证价格指数，引导绿证价格在合理水平运行。参考绿证单独交易价格，合理形成绿色电力交易中的绿证价格。

(九) 优化绿证交易机制。完善全国统一的绿证交易体系，强化绿证交易平台建设。推动发用双方签订绿证中长期购买协议。支持代理机构参与分布式新能源发电项目绿证核发和交易。加快设立省级绿证账户，完善电网代理购电相应存量水电绿证的划转机制。

(十) 完善绿色电力交易机制。推进多年、年度、月度以及月内绿色电力交易机制建设，鼓励发用双方签订多年期购买协议。鼓励各地通过绿色电力交易形式落实国家能源战略、规划，有效扩大跨省跨区供给。鼓励具备条件的地区结合分布式新能源资源禀赋和用户实际需求，推动分布式新能源就近聚合参与绿色电力交易。

### 五、拓展绿证应用场景

(十一) 加快绿证标准体系建设。研究绿证相关标准体系，编制绿色电力消费标准目录，按照急用先行原则，加快各类标准制定工作。推动绿证与重点行业企业碳排放核算和重点产品碳足迹核算标准有效衔接。

(十二) 建立绿色电力消费核算机制。建立基于绿证的绿色电力消费核算机制，制定绿色电力消费核算规范，明确绿色电力消费核算流程和核算方法。开展绿色电力消费核算服务，为企业提供权威的绿色电力消费清单。完善绿色电力消费统计排名维度和层级。

(十三) 开展绿色电力消费认证。制定绿色电力消费认证相关技术标准、规则、标识，建立符合我国国情的绿色电力消费认证机制，鼓励第三方认证机构开展面向不同行业和领域的绿色电力消费认证，推进认证结果在相关领域的采信和应用。鼓励相关主体积极使用绿色电力消费标识，提高其品牌形象和市场竞争能力。

(十四) 推动绿证与其他机制有效衔接。推动将可再生能源电力消纳责任权重压实至重点用能单位，使用绿证用于权重核算。逐步扩大绿色电力消费比例要求的行业企业范围并使用绿证核算。推动将绿色电力消费要求纳入重点用能和碳排放单位节能降碳管理办法。加强绿证与碳排放核算衔接，强化绿证在重点产品碳足迹核算和产品碳标识中的应用。

## 六、推动绿证应用走出去

(十五) 推动绿证标准国际化。坚持“引进来”和“走出去”相结合，统筹做好国际标准和国内标准编制。推动我国绿色电力消费标准用于国际绿色电力消费核算与认证，提升标准的权威性和认可度。加快绿色电力消费国际标准编制，推动我国绿色电力消费标准转化为国际标准。做好通用核算方法和标准国际推广工作。

(十六) 加强国际合作交流。在政府间机制性对话中将绿证作为重要议题，支持各类机构及企业针对绿色电力消费的标准制定、认证对接、核算应用等工作与国际社会开展务实交流与合作，引导贸易伙伴认可中国绿证。与国际组织做好沟通交流，加大宣介力度，推动扩大中国绿证使用场景。培育具有国际影响力的绿色电力消费认证机构，鼓励行业成立绿色电力消费倡议国际组织，提升绿证对用能企业覆盖面和影响力，增强企业绿色竞争力。

(十七) 强化政策宣介服务。灵活多样开展绿证政策宣贯活动，推动形成主动消费绿色电力的良好氛围。鼓励开展宣贯会、洽谈会等促进绿证交易的活动。鼓励各地，特别是京津冀、长三角、粤港澳大湾区等绿证需求较多的地区，探索设立绿证绿电服务中心，更好满足绿色电力消费需求。

国家能源局会同相关部门开展绿证市场监测，加强绿证与其他机制的统筹衔接，共同推动绿证市场建设，营造消费绿色电力良好氛围。绿证核发机构和各绿证交易平台要认真落实主体责任，高效规范做好绿证核发和交易。各省级能源主管部门会同相关部门，组织相关用能单位落实好绿色电力消费比例目标要求。国家能源局各派出机构做好辖区内绿证市场监管。

国家发展改革委

国家能源局

工业和信息化部

商务部

国家数据局

2025年3月6日

# 长江河道采砂管理条例实施办法

(2024年11月12日水利部令第56号发布 自2025年1月1日起  
施行)

第一条 根据《中华人民共和国长江保护法》和《长江河道采砂管理条例》（以下简称条例）等法律法规，制定本办法。

第二条 在长江宜宾以下干流河道内从事开采砂石（以下简称长江采砂）及其管理活动的，应当遵守本办法。

第三条 长江采砂应当坚持保护优先、科学规划、总量控制、有序开采、严格管理的原则。

第四条 长江水利委员会应当加强对长江采砂的统一管理和监督检查，做好有关组织、协调、指导工作，并具体负责省际边界重点河段（名录见附录）采砂的管理和监督检查。

沿江县级以上地方人民政府水行政主管部门具体负责本行政区域内长江采砂的管理和监督检查工作。

第五条 长江采砂规划是长江采砂许可、管理和监督检查的依据。长江采砂规划由长江水利委员会会同沿江省、直辖市人民政府水行政主管部门编制，依法征求有关部门和单位意见后，报国务院水行政主管部门批准。

沿江省、直辖市人民政府水行政主管部门可以拟订本行政区域内长江采砂规划实施方案，报本级人民政府批准后实施，并依法报长江水利委员会等单位备案。编制的长江采砂规划实施方案必须符合长江采砂规划的要求。

因长江河势变化、河道变迁、砂石补给、生态环境保护以及经济社会发展等情况，需要修改长江采砂规划的，由长江水利委员会依法履行报批手续。

因整修长江堤防进行吹填固基或者整治长江河道、航道采砂的，不受长江采砂规划关于采砂区、采砂量等的限制，但应当进行充分论证并按照条例和本办法的规定履行有关法定手续。

第六条 每年6月1日至9月30日为长江采砂的禁止采砂期，其中，长江寸滩水文站流量大于25000立方米每秒时，为长江干流三峡库区段采砂的禁止采砂期。

第七条 在本办法和长江采砂规划确定的禁采区、禁采期外增加禁采范围、延长禁采期限的，沿江省、直辖市人民政府水行政主管部门报本级人民政府决定并公告后，应当报长江水利委员会备案。

第八条 长江采砂实行总量控制制度。实际审批的年度采砂总量不得超过长江采砂规划确定的年度采砂控制总量。每一可采区实际审批的年度采砂量不得超过该可采区的年度采砂控制量。

根据河势及航道变化、砂石补给、航运和采砂管理需要等情况，长江水利委员会可以依据长江采砂规划，对每一可采区的年度采砂控制量进行调整。

第九条 长江采砂实行可行性论证报告制度。采砂可行性论证报告按可采区分区进行，由申请人按照要求自行或者委托有关机构编制，审批部门不得要求申请人必须委托特定中介机构提供服务。

长江水利委员会和沿江省、直辖市人民政府水行政主管部门按照管理权限，对采砂可行性论证报告进行审查。

第十条 采砂可行性论证报告应当包括下列内容：

- (一) 采砂河段河道演变分析；
- (二) 采砂区选择原则与布置、砂石补给分析、采砂区可利用砂石总量分析、开采控制条件、堆卸砂场设置、运砂方案等；
- (三) 采砂对河势稳定、防洪安全、供水安全、通航安全、环境保护和基础设施安全运行的影响分析，以及减免不利影响的对策与措施；
- (四) 采砂作业方式、作业时间、采砂机具、现场应急处置方案等；
- (五) 采砂作业管理措施；
- (六) 论证的主要结论。

第十一条 实施采砂许可应当遵循公开、公平、公正、非歧视的原则，依法组织河道采砂许可证的发放。

鼓励长江河道砂石统一开采管理，推进集约化、规模化、规范化开采。

第十二条 在省际边界重点河段采砂的，由长江水利委员会审批发放河道采砂许可证。在省际边界重点河段范围以外采砂的，由有关省、直辖市人民政府水行政主管部门审批发放河道采砂许可证；其中单项工程吹填造地采砂规模为10万吨以上的，在批准前应当征求长江水利委员会的意见。

因整修长江堤防进行吹填固基或者整治长江河道采砂的，应当按照条例规定报长江水利委员会批准；因整治长江航道采砂的，应当事先征求长江水利委员会的意见。

第十三条 从事长江采砂活动的单位和个人依照条例第十条规定提出采砂申请，长江水利委员会或者沿江省、直辖市人民政府水行政主管部门按照管理权限作出是否批准的决定。

应当由长江水利委员会审批的采砂申请实行集中受理，受理时间由长江水利委员会确定并公告。沿江省、直辖市人民政府水行政主管部门可以决定对由本部门审批的采砂申请实行集中受理。

第十四条 申请从事长江采砂活动的单位和个人应当符合条例第十条规定的条件，提交下列材料：

- (一) 采砂申请书；
- (二) 营业执照的复印件及其他相关材料；
- (三) 采砂活动与第三者有利害关系的，与第三者达成的协议或者有关文件；
- (四) 采砂可行性论证报告。

采砂申请书应当包括下列内容：

- (一) 申请单位的名称、统一社会信用代码、地址、法定代表人或者负责人的姓名和职务，申请个人的姓名、住址、身份证号码；
- (二) 采砂的性质和种类；
- (三) 采砂地点和范围（附具范围图和控制点坐标）；
- (四) 年度开采量；
- (五) 开采时限；

- (六) 作业方式和控制开采高程；
- (七) 砂石堆放地点和弃料处理方案；
- (八) 采砂设备基本情况；
- (九) 采砂技术人员基本情况；
- (十) 其他有关事项。

进行水上作业的，申请书还应当包括船名、船号、船主姓名、船机数量、采砂功率等内容，并提供船员证书、船舶证书的复印件。

第十五条 采砂申请有下列情形之一的，长江水利委员会和有关省、直辖市人民政府水行政主管部门不予批准：

- (一) 不符合长江采砂规划确定的可采区和可采期要求的；
- (二) 不符合年度采砂控制总量要求的；
- (三) 采砂设备功率超过1250千瓦，不具备平缓移动开采作业方式的；
- (四) 不符合采砂船只数量控制要求的；
- (五) 采砂船舶、船员证书不全，未按规定标明船名、船号的；
- (六) 无符合要求的采砂设备和采砂技术人员的；
- (七) 有采砂失信行为或者不良记录，尚未修复的。

第十六条 河道采砂许证实行按可采区一船一证，并采用电子证照。河道采砂许可证的有效期限不得超过一个可采期，届满自行失效。

可采区累计采砂量达到河道采砂许可证规定的采砂总量时，采砂单位、个人应当终止采砂行为，负责现场监管的水行政主管部门应当及时报告发证机关，发证机关应当注销河道采砂许可证并发布公告。

可采期内出现影响长江河势稳定或者防洪安全的自然灾害或者其他重大事件，需要暂停采砂活动的，采砂单位或者个人应当及时中止采砂活动；上述影响消除后，长江水利委员会或者县级以上地方人民政府水行政主管部门及时告知采砂单位或者个人可以恢复采砂活动。

第十七条 实施河道整治、航道整治等涉水工程建设或者维护性清淤疏浚项目所产生的砂石，需要上岸综合利用的，应当严格履行相关手续，纳入河道采砂监管。所利用砂石应当按照沿江省、直辖市的有关规定处置，不得擅自销售。

禁止利用河道整治、航道整治、清淤疏浚等名义开展非法采砂活动。

第十八条 长江水利委员会应当组织对长江省际边界重点河段范围内可采区采砂前后河床变化进行监测。沿江省、直辖市人民政府水行政主管部门应当组织对本行政区域内长江河道可采区采砂前后河床变化进行监测，并将监测资料报长江水利委员会备案。

第十九条 集中停放的采砂船舶因修理、保养、采砂作业等正当理由确需离开指定地点，跨省、自治区、直辖市移动的，应当经有管辖权的省级人民政府水行政主管部门或者其他部门确认；在省、直辖市内移动的，按相应省、直辖市有关规定执行。

第二十条 长江采砂实行砂石采运管理单制度，砂石采运管理单信息纳入长江河道采砂管理信息平台。具体办法由国务院水行政主管部门会同有关部门制定。

第二十一条 长江水利委员会应当组织沿江省、直辖市人民政府水行政主管部门建立省际边界长江采砂管理合作机制。

长江水利委员会和沿江省、直辖市人民政府水行政主管部门之间应当及时通报采砂许可、采砂船舶登记造册、集中停放、违法行为处理等情况，互相配合，互通信息，共同加强长江采砂管理。

长江水利委员会、县级以上地方人民政府水行政主管部门应当加强长江河道采砂执法能力建设，会同有关部门建立执法协调机制，依法开展联合执法，加强行政执法与刑事司法衔接。

第二十二条 长江水利委员会和县级以上地方人民政府水行政主管部门应当依法依规加强对长江采砂活动的监督检查。监督检查的主要内容包括：

- (一) 持有河道采砂许可证或者有关批准文件的情况；
- (二) 按照河道采砂许可证或者有关批准文件的规定进行采砂的情况；
- (三) 执行河道砂石采运管理单制度要求的情况；
- (四) 砂石堆放和砂石弃料清理的情况；
- (五) 采砂船舶停放的情况；
- (六) 疏浚砂综合利用的情况；
- (七) 应当监督检查的其他情况。

第二十三条 长江水利委员会或者县级以上地方人民政府水行政主管部门在办理非法采砂案件时，发现不属于本机关管辖的，应当依法移送有管辖权的水行政主管部门或者长江水利委员会查处。

第二十四条 依照条例第十八条、第十九条规定没收的非法采砂船舶和挖掘机械等作业设备、工具，应当按照国家有关规定予以拍卖；难以拍卖或者拍卖不掉的，可以拆卸、销毁，在拆卸、销毁过程中应当避免造成环境污染。

第二十五条 在省际边界重点河段采砂，违反本办法规定，有下列情形之一的，由长江水利委员会依照条例的规定予以处罚：

- (一) 未办理河道采砂许可证，擅自采砂的；
- (二) 虽持有河道采砂许可证，但在禁采区、禁采期采砂的；
- (三) 未按照河道采砂许可证规定的要求采砂的；
- (四) 伪造、变造、转让、出租、出借河道采砂许可证的。

第二十六条 运砂船舶在长江采砂地点装运非法采砂船舶偷采的河砂的，属于与非法采砂船舶共同实施非法采砂行为，依照条例第十八条规定予以处罚。

第二十七条 未经批准或者未按批准文件实施整修长江堤防吹填固基或者整治长江河道、航道采砂的，由长江水利委员会依照有关规定处理。

第二十八条 长江省际边界重点河段范围需要调整的，应当由长江水利委员会提出修订意见，报国务院水行政主管部门批准。

第二十九条 本办法自2025年1月1日起施行。2003年6月2日水利部发布的《长江河道采砂管理条例实施办法》（水利部令第19号）同时废止。

# 自然资源部 国家发展改革委 工业和信息化部

## 财政部 中国科学院 国家能源局

### 关于推动海洋能规模化利用的指导意见

自然资发〔2025〕34号

沿海省、自治区、直辖市及计划单列市自然资源（海洋）主管部门、发展改革委、工业和信息化主管部门、财政厅（局）、能源局，中国科学院各研究所，有关企业：

海洋能是重要的绿色可再生能源，包括潮汐能（含潮差能和潮流能）、波浪能、温差能、盐差能等。海洋能开发利用有利于发展新质生产力，对于缓解东部沿海地区、海岛和深远海设施设备电力短缺，推动构建新型能源体系、发展海洋经济建设海洋强国具有重要意义。为落实党中央、国务院关于发展海洋经济推进建设海洋强国的决策部署和《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》任务安排及《能源法》有关规定，推动海洋能规模化利用，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和二十届二中、三中全会精神，完整、准确、全面贯彻新发展理念，以推动高质量发展为主题，聚焦海洋能规模化利用，培育打造海洋领域新质生产力，促进海洋能新技术、新模式发展，推动海洋能与各类海上生产活动融合发展，拓展海洋能应用场景，提高海洋能开发利用经济效益和社会效益，积极构建安全可靠的海上新型能源体系，为发展海洋经济建设海洋强国提供有力支撑。——科学核算，规划引领。分类分区开展海洋能资源调查和潜力核算，明晰资源分布，立足资源禀赋条件，适度前瞻预留发展空间，提升资源节约集约利用水平。——创新驱动，迭代优化。坚持创新驱动，推动海洋能规模化利用技术创新和模式创新，加快关键核心技术突破，促进优势技术装备迭代升级，提升技术经济性。——试点先行，提升规模。支持海洋能利用试点工程建设，总结推广试点经验，稳步提升工程规模，以规模化推动成本下降，带动产业化发展。——政策引导，市场主导。强化法律保障，加强政策支持，充分发挥市场机制作用，持续优化资源配置，营造良好发展环境。——统筹协调，合力推进。坚持陆海统筹，兼顾岸、岛、深远海用能需求和生态保护要求，强化部门、地方和市场主体各方联动，同向发力、同频共振。力争到2030年，海洋能装机规模达到40万千瓦，建成一批海岛多能互补电力系统和海洋能规模化示范工程，海洋能应用场景不断拓展丰富，形成系列高效、稳定、经济的海洋能技术装备产品，海洋能规模化产业化发展的法律、政策、标准体系和市场环境进一步健全完善，培育一批具有较强技术研发能力和全球竞争力的海洋能规模化开发利用企业。

#### 二、科学核算资源潜力

（一）加强资源调查评估。分类组织开展我国海洋能资源调查评估，开展资源分布规律、资源评价等基础研究，科学核算资源开发潜力，建设海洋能资源数据库和服务平台。（二）优化开发利用布局。鼓励沿海地方在国土空间规划和海岸带及近岸海域空间规划编制实施过程中，统筹考虑海

洋能用地用海用岛需求和生态保护要求，在国土空间规划“一张图”上前瞻布局海洋能潜在开发区域，加强要素保障，推动海洋能分类有序开发，提升海域节约集约利用水平。

### 三、强化科技创新引领

（三）加强前沿技术研究。发展低功率密度海洋能高效转换新技术、新方法，探索潮流能、波浪能开发利用前沿技术，开展温差能、盐差能等海洋能发电及综合利用新机理研究。（四）突破关键核心技术。加强海洋能规模化利用关键技术研发，加快中试验证和技术迭代升级。支持兆瓦级潮流能发电、波浪能发电以及大功率温差能综合利用等关键核心装备技术攻关。（五）加快装备研制应用。支持已稳定运行且有发展潜力的潮差能、潮流能、波浪能机组和电站装备技术升级，加强新型装备研发，增强装备的可靠性和可维护性，降低建造和运维成本，提升海洋能发电经济性。（六）搭建创新服务平台。支持建设海洋能相关科技创新平台基地，培养高端人才。依托国家海洋综合试验场，提升海洋能产业公共服务能力。加快海洋能装备检验检测及认证平台建设，支撑自主技术装备研发与应用。

### 四、持续扩大工程试点

（七）实施百兆瓦级潮流能重点工程。在潮流能资源富集区域，支持将潮流能发电作为沿海地区及海岛绿色能源补充解决方案之一。分阶段启动建设浙江舟山百兆瓦级潮流能规模化利用重点工程，力争2025年启动一期10兆瓦工程。（八）推进波浪能规模化利用。在波浪能资源富集区域，稳步推进建设兆瓦级波浪能规模化试点工程。支持波浪能与海上风电同场开发，共建共享配套基础设施，降低波浪能资源综合开发成本。鼓励海上风电场配套开发波浪能。（九）支持温差能资源综合利用。支持在温差能资源富集区域，布局开展温差能综合利用规模化试点工程建设，以多附加值产品带动终端用能成本下降，提高温差能应用经济效益。（十）开展海岛多能互补应用。支持在海岛建设海洋能多能互补电站，实现向海岛及附近海域持续稳定供电，缓解海岛居民用电短缺，提升海岛能源安全保障能力。（十一）支持多领域融合试点。引导海洋能与海水淡化、海上油气平台、防波堤等融合发展，支持海洋能为海洋观测监测装备及平台、海洋工程等提供绿色能源保障。鼓励深远海海洋牧场加装海洋能发电设备。

### 五、优化产业发展环境

（十二）推动产业集聚发展。依托沿海地方海洋能资源、技术、市场等优势，加强人才、技术、资金、政策等资源要素保障。鼓励山东、浙江、福建、广东、海南等省将发展潮流能、波浪能、温差能等纳入海洋经济发展重点任务，扩大示范工程规模，总结推广可复制的经验。（十三）完善标准规范体系。鼓励将海洋能利用纳入各领域绿色低碳发展标准规范体系，支持开展海洋能电站选址、电站设计、装备制造、海上施工及运行维护等重点方向标准制定，强化标准和规范实施，加强实施效果评价。（十四）支持企业强链补链。支持企业牵头承担国家重大项目实施，鼓励企业持续加大研发投入，开展关键核心技术攻关。支持企业牵头成立海洋能开发利用创新平台，推动创新链产业链融合，培育壮大海洋能领域科技领军企业和“专精特新”中小企业，加快形成“研以致用、用以促研”良性循环。

### 六、加强开放合作发展

（十五）实施装备“走出去”行动。支持通过国际合作开展海洋能技术研发，推进装备技术、

测试检验等方面标准规则国际互认。鼓励企业参与国际推介活动，支持海洋能装备制造企业“走出去”。（十六）拓展合作新空间。积极参与海洋能国际组织相关事务，参与海洋能国际标准、规则制定和热点问题研究，为全球海洋能发展贡献中国智慧。持续推进海洋能双多边合作，深化与海洋能国际组织和有关国家合作交流，挖掘与共建“一带一路”国家合作潜力。

### 七、强化政策措施保障

（十七）强化政策保障。推动将海洋能规模化利用纳入可再生能源法修订和可再生能源发展规划。研究海洋能中长期发展规划事宜。加强国家科技计划对海洋能领域任务部署，与已部署任务做好衔接，加强海洋能关键核心技术攻关和突破。支持将海洋能装备优先纳入能源领域首台（套）重大技术装备评定。指导沿海省（区、市）因地制宜研究海洋能发电价格机制，将海洋能纳入“绿色低碳先进技术示范工程”“可再生能源发展试点”，加快组织实施海洋能规模化试点工程，优化项目审批流程。（十八）深化拓展多元支持渠道。统筹利用好中央财政现有资金渠道，支持开展海洋能资源调查、公共服务平台建设等有关工作。引导央企投入海洋能开发利用，鼓励各类金融机构依法依规加大支持力度。鼓励民营企业和社会资本投入海洋能开发利用。（十九）做好组织协调。相关部门按照职责分工，加强统筹协调和督促指导，组织推进本意见实施。沿海地方根据本意见，结合本地区海洋能发展实际和资源禀赋，研究制定实施方案。

自然资源部  
国家发展改革委  
工业和信息化部  
财政部  
中国科学院  
国家能源局  
2025年2月5日

# 自然资源部关于进一步加强海上风电项目用海管理的通知

沿海省、自治区、直辖市自然资源主管部门，上海市海洋局、浙江省海洋经济发展厅、福建省海洋与渔业局、山东省海洋局、广西壮族自治区海洋局、海南省海洋厅，自然资源部北海局、东海局、南海局：

海上风电是我国重要的可再生能源产业，发展海上风电对于促进沿海地区能源结构调整优化、助力实现“碳达峰、碳中和”目标具有重要意义。近年来，随着海上风电快速发展，用海规模不断扩大，我国近岸海域可开发利用资源趋于饱和，不同行业用海矛盾日益加剧。为进一步加强海上风电项目用海管理，切实提高海域资源利用效率，加强海洋生态环境保护，促进海上风电产业持续健康发展，提升全域国土空间用途管制水平，根据《海域使用管理法》及有关规定，现就相关事项通知如下。

## 一、强化规划管控，统筹协调海上风电项目空间布局

### （一）严格用海选址要求

海上风电项目用海必须符合国土空间总体规划和海岸带专项规划，海上风电场应在可再生能源用海区或兼容风电用海的功能区选址，不得在其他功能区选址；在兼容海上风电的功能区选址时，应当严格科学论证与相关国土空间规划的符合性，不得影响国防安全和海上交通安全，不得损害所在功能区的主要功能；严格限制在渤海中部等开发强度高、船舶交通流密集的海域规划建设，不得在生态保护红线、自然保护地、重要航路、锚地、重要渔业水域以及海湾、重要河口、重要滨海湿地、重要鸟类迁徙通道和栖息地等重要、敏感和脆弱生态区域布局；避免对海底通信光缆相关设施造成干扰。鼓励海上风电集中集约布局、集群式开发，避免大面积零散分布，保障海上风电基地建设。

### （二）推进深水远岸布局

属于新增海上风电项目的，应在离岸30千米以外或水深大于30米的海域布局；近岸区域水深超过30米的，风电场离岸距离还需不少于10千米；滩涂宽度超过30千米的，风电场内水深还需不少于10米。离岸距离按照海上风电场外包络线与大陆（含海南岛本岛和县级及以上人民政府驻地的海岛）海岸线最近距离计算，水深以最新海图所示风电场内的最浅水深为准。

### （三）充分做好规划衔接

海上风电发展规划涉及空间利用的应符合国土空间总体规划和海岸带专项规划布局及管控要求。省级自然资源（海洋）主管部门要加强与同级能源主管部门的沟通协调，积极参与编制省级海上风电发展规划，依托国土空间规划“一张图”强化规划协调衔接，按照国土空间规划和各项管控要求对海上风电发展规划中的项目进行严格审查把关。

## 二、厉行节约集约，提高海域资源利用效率

### （四）严格控制用海规模

严格控制海上风电场实际占用海域面积，单位装机容量风电场面积等指标均要符合节约集约用海管控要求。海上风电项目用海节约集约控制指标详见附件。沿海各地要统一规划、集中布置海上送出工程输电电缆通道和登陆点，充分利用已有电缆通道和登陆点布局新建项目。风电场内集电电

缆原则上应同向布置，鼓励与风机阵列平行布置，增加风机间海域空间复合利用可行性。积极引导和探索漂浮式海上风电项目用海。

#### （五）优化用海界定标准

海上风电项目风机部分用海方式界定为透水构筑物用海，用海范围包括塔架部分和塔架外扩一定距离的保护范围，具体以塔架中心点（风机系泊点）为圆心，以圆心至风机叶片投影最外缘点为半径的圆为界。漂浮式海上风电项目锚链部分用海方式界定为开放式，用海范围以锚链锚定点连线形成的水平范围的多边形为界（扣除确权风机范围）。海底电缆管道和海上升压站等配套设施的用海方式和用海范围依据《海籍调查规范》等进行界定。在海上风电项目用海申请书和宗海图中，还应说明海上风电场实际影响海域范围和面积（即风电场外包络线范围，为风电场最外侧风机扇叶投影切线连接形成的区域）。

#### （六）鼓励立体复合利用

在符合国土空间规划和利益相关者协调一致的前提下，鼓励在已取得合法用海手续的海洋油气开发区、深远海养殖区等已开发利用海域建设海上风电。鼓励新增海上风电项目用海采用“风电+”的综合开发利用模式实现“一海多用”，通过统一设计、统一论证，建设一定比例的网箱养殖、海洋牧场、海上光伏、波浪能发电、制氢、储能等设施，切实提高海上风电场区海域资源利用效率。已经批准的海上风电项目，鼓励在风电场内进行复合利用。经评估论证不影响安全使用的情况下，可在现有标准海堤或永久性堤坝确实用海范围内建设风机塔架。

#### （七）有序实施升级改造

已建海上风电项目可在风电场整体范围不变、经论证用海方案可行的前提下，通过机组扩容、风机升级或风机位置优化调整等方式对已有项目进行升级改造，并按规定办理用海变更手续。已建海上风电项目海域使用权到期后不再续期的，要按照《海域使用管理法》等相关法律法规要求，拆除风机、桩基、锚链、海底电缆等用海设施，恢复海域原状，避免影响海上交通等其他用海活动。

### 三、加强部门协同，优化海上风电项目用海审批

#### （八）做好前期论证与协调

沿海各级自然资源（海洋）主管部门应统筹经济发展和国防安全。项目用海审批应征求相关部门意见，重点关注项目选址合理性、用海面积合理性、资源生态影响、渔业生产影响、是否存在权属重叠、是否涉及违法用海以及对国防安全、海上交通安全和国家海洋权益的影响等，涉及与已设探矿权和采矿权重叠的，要按照《矿产资源法》等有关法律法规做好利益相关者协调，形成一致性书面意见。加强海上风电项目海域使用论证报告质量控制，要依托全国海域使用论证信用平台查询海域使用论证报告编制单位信用情况，落实相关失信惩戒措施。

#### （九）优化用海审批程序

用海总面积700公顷以上、省级管理海域以外或跨省级管理海域的海上风电项目用海，须报国务院审批，严禁越权审批、分散审批及化整为零；用海总面积700公顷以下和省管海域以内且不涉及跨省级管理海域的海上风电项目，由省级及以下人民政府按规定审批。报国务院批准的海上风电项目用海，项目核准前由自然资源部办理用海预审，核准后按程序报自然资源部办理正式用海审查。对符合国土空间规划且必须选划在生态保护红线内的电缆通道，可经一次性评估后，由省级人民政

府出具符合生态保护红线内允许有限人为活动的认定意见，利用该通道的海上风电项目报批时可不冉出具单独认定意见。优化海上风电项目海底电缆管道铺设施工和用海审查程序，报国务院审批的海上风电项目用海，其海底电缆管道铺设施工申请可与项目用海申请一并提交审查，路由调查勘测申请审批程序仍按原规定执行。项目用海批准后，负责审核的自然资源（海洋）主管部门应及时将用海批复等信息抄送相关部门。

#### （十）积极推行海域使用权市场化出让

沿海各级自然资源（海洋）主管部门要充分发挥市场在海域空间资源配置中的决定性作用，积极采用市场化方式出让海上风电项目海域使用权。加强与能源主管部门的协调配合，应采取同步、联合或整体组织实施等方式，做好省级管理海域范围内海域使用权市场化出让与项目竞争性配置衔接工作。鼓励沿海地方创新管理机制，对新增海上风电项目探索实行“净海出让”制度，在开展海上风电项目海域使用权市场化出让前，完成拟出让区域地籍调查、海域使用论证评审、海域使用权价格评估、征求相关部门意见等工作。

### 四、坚持生态用海，加强海上风电项目用海监管

#### （十一）加强生态保护修复

海上风电项目用海要切实加强生态保护修复，根据项目建设的生态影响和所在地区实际进行系统性考虑、整体设计，在海域使用论证报告中要针对性提出合理可行的生态保护修复措施，不宜单一采用增殖放流方式。项目用海对周边生态产生影响的，原则上需要开展原地修复；暂未识别出生态影响的或经论证确定原地修复难以实现预期效果的，在原地开展生态跟踪监测的基础上，还可在近岸海域开展自然岸线修复、海域生态环境综合整治等修复措施。沿海各级自然资源（海洋）主管部门应积极引导、鼓励用海单位提前开展生态保护修复工作，切实承担社会责任。项目用海批准后，要严格按照项目用海批复要求使用海域，施工期要采用对海底地形、底质影响较小的施工方式，降低对海洋生态环境的影响；按照评审通过的项目海域使用论证报告书有关内容落实生态保护修复措施，最大程度减少对海洋生态环境的影响。

#### （十二）严格项目用海监督管理

沿海各级自然资源（海洋）主管部门和自然资源部各海区局要按照“谁审批、谁监管”原则，依据批准的用海方案切实加强海上风电项目用海监督管理，及时发现并纠正超范围用海、改变用海方式等违法违规行为；督促用海单位履行生态用海责任，指导其在施工期及运营期按要求长期开展生态跟踪监测，并对项目用海空间利用效率、资源生态影响和经济社会效益等进行用海后评估，探索开展海洋生态损害补偿标准和机制研究；督促用海单位切实落实项目安全管理责任，全链条强化安全管理。海上风电项目要严格按照项目用海批复施工建设，严禁超范围用海和随意调整用海方案。在原批准风机用海范围外建设风机塔架或改变风机数量的，要在用海变更批准后实施；出于施工安全考虑或受海洋地质等条件限制，允许在原批准风机用海范围内调整风机塔架位置和在风电场内优化海缆布局，并在海上工程建设完成后3个月内向原批准机关同级自然资源（海洋）主管部门申请用海变更。各级自然资源（海洋）主管部门可根据实际情况，在相应审批权限内，优化用海变更审批程序和要求。

沿海各省、自治区、直辖市自然资源（海洋）主管部门可根据本通知要求，结合地方实际，进

一步细化相关管理规定，及时总结海上风电项目用海管理经验；在政策执行过程中遇有重大问题，要及时向自然资源部报告。

本通知自印发之日起实施，通知印发前已受理海域使用（含用海预审）申请或已批准海域市场化出让方案的海上风电项目可按原有相关规定继续办理用海手续。

本通知适用于内水和领海范围内的海上风电项目用海管理。《国家海洋局关于进一步规范海上风电用海管理的意见》（国海规范〔2016〕6号）同时废止。

自然资源部  
2024年12月30日

# 国家能源局关于印发《分布式光伏发电开发建设管理办法》的通知

国能发新能规〔2025〕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，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，水电水利规划设计总院、电力规划设计总院，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：

为规范分布式光伏发电开发建设管理，促进分布式光伏发电高质量发展，适应新形势、新要求，国家能源局对《分布式光伏发电项目管理暂行办法》（国能新能〔2013〕433号）进行了修订，形成了《分布式光伏发电开发建设管理办法》，现印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2025年1月17日

## 分布式光伏发电开发建设管理办法

### 第一章 总 则

第一条 为促进分布式光伏发电高质量发展，助力构建新型电力系统，根据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国可再生能源法》《电网公平开放监管办法》等有关规定，制定本办法。

第二条 分布式光伏发电是指在用户侧开发、在配电网接入、原则上在配电网系统就近平衡调节的光伏发电设施。

第三条 鼓励符合法律规定的各类电力用户、投资企业、专业化合同能源服务公司、自然人作为投资主体，依法依规开发建设和经营分布式光伏发电项目。

第四条 分布式光伏发电分为自然人户用、非自然人户用、一般工商业和大型工商业四种类型。

自然人户用分布式光伏是指自然人利用自有住宅、庭院投资建设，与公共电网连接点电压等级不超过380伏的分布式光伏；

非自然人户用分布式光伏是指非自然人利用居民住宅、庭院投资建设，与公共电网连接点电压等级不超过10千伏（20千伏）、总装机容量不超过6兆瓦的分布式光伏；

一般工商业分布式光伏是指利用党政机关、学校、医院、市政、文化、体育设施、交通场站等公共机构以及工商业厂房等建筑物及其附属场所建设，与公共电网连接点电压等级不超过10千伏（20千伏）、总装机容量原则上不超过6兆瓦的分布式光伏；

大型工商业分布式光伏是指利用建筑物及其附属场所建设，接入用户侧电网或者与用户开展专线供电（不直接接入公共电网且用户与发电项目投资方为同一法人主体），与公共电网连接点电压等级为35千伏、总装机容量原则上不超过20兆瓦或者与公共电网连接点电压等级为110千伏（66千伏）、总装机容量原则上不超过50兆瓦的分布式光伏。

以上条款中建筑物及其附属场所应当位于同一用地红线范围内。

第五条 分布式光伏发电上网模式包括全额上网、全部自发自用、自发自用余电上网三种。

自然人户用、非自然人户用分布式光伏可选择全额上网、全部自发自用或者自发自用余电上网模式。

一般工商业分布式光伏可选择全部自发自用或者自发自用余电上网模式；采用自发自用余电上网的，年自发自用电量占发电量的比例，由省级能源主管部门结合实际确定。

大型工商业分布式光伏原则上选择全部自发自用模式；在电力现货市场连续运行地区，大型工商业分布式光伏可采用自发自用余电上网模式参与现货市场。

涉及自发自用的，用户和分布式光伏发电项目应位于同一用地红线范围内。

第六条 各地要优化营商环境，规范市场秩序，不得设置违反市场公平竞争的相关条件。各类投资主体要充分考虑电网承载力、消纳能力等因素，规范开发建设行为，保障分布式光伏发电健康有序发展。

第七条 国家能源局负责全国分布式光伏发电开发建设和运行的行业管理工作。省级能源主管部门在国家能源局指导下，负责本省（自治区、直辖市）分布式光伏发电开发建设和运行的行业管理工作。国家能源局派出机构负责所辖区域内分布式光伏发电的国家政策执行、公平接网、电力消纳、市场交易、结算等方面的监管工作。电网企业承担分布式光伏发电并网条件的落实或者认定、电网接入与改造升级、调度能力优化、电量收购等工作，配合各级能源主管部门开展分布式光伏发电接入电网承载力及提升措施评估。省级能源主管部门推动本省（自治区、直辖市）有关方面按照国家法律法规等规定做好分布式光伏发电的安全生产监督管理工作。

## 第二章 行业管理

第八条 国家能源局统筹考虑分布式光伏发电发展需要，推动分布式光伏发电在建筑、交通、工业等领域实现多场景融合开发应用；会同有关部门加强对分布式光伏发电开发与运行的全过程监测，规范开发建设秩序，优化发展环境，根据发展新形势及时健全完善行业政策、标准规范等。

第九条 省级能源主管部门应当做好本省（自治区、直辖市）新能源发展与国家级能源、电力、可再生能源发展规划的衔接，统筹平衡集中式光伏电站与分布式光伏发电的发展需求，指导地方能源主管部门综合考虑电力供需形势、系统消纳条件、电网接入承载力、新能源利用率等，提出本地区分布式光伏发电建设规模，并根据实际情况动态调整，引导合理布局，指导电网企业做好配套的改造升级与投资计划。

第十条 县级能源主管部门应当会同有关部门积极推进辖区内分布式光伏发电开发利用。分布式光伏发电开发应当尊重建筑产权人意愿，各地不得以特许权经营方式控制屋顶等分布式光伏发电开发资源，不得限制各类符合条件的投资主体平等参与分布式光伏发电开发建设，不得将强制配套产业或者投资、违规收取项目保证金等作为项目开发建设的门槛。利用农户住宅建设的，应当征得农户同意，切实维护农户合法权益，不得违背农户意愿、强制租赁使用农户住宅。

## 第三章 备案管理

第十一条 分布式光伏发电项目实行备案管理。各省（自治区、直辖市）应当明确分布式光伏发电备案机关及其权限等，并向社会公布。

备案机关应当遵循便民、高效原则，提高办事效率，提供优质服务。备案机关应当结合实际情况，制定并公开分布式光伏发电项目备案服务指南，列明项目备案所需信息内容、办理流程等，提高工作透明度，为投资主体等提供指导和服务。

备案机关及其工作人员应当依法对项目进行备案，不得擅自增加备案文件要求，不得超出办理时限。除法律法规明确规定外，不得要求企业必须在某地登记注册，不得为企业跨区域经营或者迁移设置障碍，不得以备案、认证、要求设立分公司等形式设定或者变相设定准入障碍。

第十二条 分布式光伏发电项目应当按照“谁投资、谁备案”的原则确定备案主体。

自然人户用分布式光伏发电项目由自然人选择备案方式，可由电网企业集中代理备案，也可由自然人自行备案；

非自然人户用、一般工商业、大型工商业分布式光伏发电项目由投资主体备案；

非自然人投资开发建设的分布式光伏发电项目不得以自然人名义备案，本办法印发前已由自然人备案的，可不作备案主体变更，仍按原备案项目类型管理，但投资主体应当主动向备案机关和电网企业告知相关信息，明确承担项目运行维护的主体及相应法律责任。

工商业分布式光伏发电项目投资主体利用非自有场所建设分布式光伏发电的，仍应当由分布式光伏发电项目投资主体备案，并可按第五条有关要求灵活选择上网模式。

第十三条 分布式光伏发电项目的备案信息应当包括项目名称、投资主体、建设地点、项目类型、建设规模、上网模式等。分布式光伏发电项目的容量为交流侧容量（即逆变器额定输出功率之和）。投资主体对提交备案等信息的真实性、合法性和完整性负责。对于提供虚假资料的，不予办理相关手续，地方能源主管部门可按照有关规定进行处理。

第十四条 对于非自然人户用分布式光伏，允许合并备案并分别接入电网。合并备案需满足以下条件：投资主体相同、备案机关相同、单个项目的建设场所、规模及内容明确。其余情况不得将分布式光伏发电项目合并备案。

同一用地红线内，通过分期建设、不同投资主体分别开发等形式建设的工商业分布式光伏发电项目，不得新增与公共电网的连接点。

第十五条 分布式光伏发电项目投资主体应当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，项目投资主体应当及时告知备案机关并修改相关信息。

大型工商业分布式光伏的电力用户负荷发生较大变化时，可将项目调整为集中式光伏电站，具体调整办法由省级能源主管部门会同电网企业确定。

地方能源主管部门可根据不同类型分布式光伏发电的正常建设周期，视需要组织核查，及时清理不具备建设条件的项目。

第十六条 省级能源主管部门按照国家能源局关于可再生能源项目建档立卡工作有关要求，依托国家可再生能源发电项目信息管理平台，组织开展分布式光伏发电项目的建档立卡工作。分布式光伏发电项目应当在建成并网一个月内，完成建档立卡填报工作。

自然人户用分布式光伏发电项目原则上由电网企业负责填报并提交相关信息；

非自然人户用、一般工商业、大型工商业分布式光伏发电项目应当由项目投资主体负责填报，

电网企业提交相关信息。

每个分布式光伏发电项目的建档立卡号由系统自动生成，作为项目全生命周期的唯一身份识别代码。

#### 第四章 建设管理

第十七条 分布式光伏发电项目投资主体应当做好选址工作，并及时向电网企业提交并网申请，取得电网企业并网意见后方可开工建设。建设场所必须合法合规，手续齐全，产权清晰。

第十八条 分布式光伏发电项目投资主体利用非自有场所建设分布式光伏发电的，应当与建设场所所有权人签订使用或者租用协议，可视经营方式与位于建设场所内的电力用户签订合同能源管理服务协议。对于非自然人户用分布式光伏，分布式光伏发电项目投资主体与自然人签订的合同与协议应当责、权、利对等，不得转嫁不合理的责任与义务，不得采用欺骗、诱导等方式侵害自然人合法权益。国家能源局组织制定非自然人户用分布式光伏标准合同（范本），规范开发建设行为。

第十九条 分布式光伏发电项目应当符合国土空间规划，合理布置光伏组件朝向、倾角与高度。利用建筑物及其附属场所建设的，应当满足建筑物结构安全、消防、防水、防风、防冰雪、防雷等有关要求，预留运维空间。鼓励分布式光伏发电项目投资主体采用建筑光伏一体化的建设模式。

第二十条 分布式光伏发电项目利用新建建筑物及其附属场所的，鼓励在建筑物规划设计、施工建设等阶段统筹考虑安装需求，一并办理规划许可等手续；利用既有建筑物及其附属场所的，可按照简约高效的原则，在符合建设要求的条件下免除用地预审与规划选址、规划许可、节能评估等手续。

第二十一条 从事分布式光伏发电项目设计、施工、安装、调试等环节的主体应当满足相应资质要求。分布式光伏发电项目建设应当严格执行设备、建设工程、安全生产等相关管理规定和标准规范，确保项目建设质量与安全，并做好验收工作。

#### 第五章 电网接入

第二十二条 电网企业应当针对不同类型的分布式光伏发电项目制定差异化接入电网工作制度，合理优化或者简化工作流程，及时公布可开放容量、技术标准规范等信息，提供“一站式”办理服务，落实接入服务责任，提升接入服务水平。电网企业应当公布并及时更新分布式光伏发电接入系统典型设计方案。

第二十三条 省级能源主管部门应当组织地方能源主管部门、电网企业及其调度机构等有关单位按照相关标准规范开展分布式光伏发电接入电网承载力及提升措施评估，基于分布式光伏发电规模、负荷水平、系统安全稳定运行、灵活调节能力、电力设备容量等因素建立配电网可开放容量按季度发布和预警机制，引导分布式光伏发电科学合理布局。国家能源局派出机构对电网企业及其调度机构开展上述工作的情况进行监管，并提出监管建议。

当分布式光伏发电项目已备案并具备建设条件，但是本地区暂无可开放容量时，省级能源主管部门及时汇总分析，并组织电网企业及有关方面开展系统性研究，统筹分布式光伏发电规模、用电负荷增长情况、各类调节资源开发条件和电网改造技术经济性等因素，综合制定解决方案。

第二十四条 电网企业应当公平无歧视地向分布式光伏发电项目投资主体提供电网接入服务，不得从事下列行为：（一）无正当理由拒绝项目投资主体提出的接入申请，或者拖延接入系统；

(二) 拒绝向项目投资主体提供接入电网须知晓的配电网的接入位置、可用容量、实际使用容量、出线方式、可用间隔数量等必要信息；(三) 对符合国家要求建设的发电设施，除保证电网和设备安全运行的必要技术要求外，接入适用的技术要求高于国家和行业技术标准、规范；(四) 违规收取不合理服务费用；(五) 其他违反电网公平开放的行为。

第二十五条 向电网企业申请接入电网的分布式光伏发电项目应当满足相关规划和政策规定，按照有关要求向电网企业提交并网意向书、项目投资主体资格证明、发电地址权属证明等相关材料。

自然人户用分布式光伏发电项目提供项目备案信息；其他类型的分布式光伏发电项目除提供项目备案信息外，还应当提供项目前期工作进展情况等信息。

第二十六条 收到分布式光伏发电项目并网意向书后，电网企业应当于2个工作日内给予书面回复。分布式光伏发电项目并网意向书的内容完整性和规范性符合相关要求的，电网企业应当出具受理通知书；不符合相关要求的，电网企业应当出具不予受理的书面凭证，并告知其原因；需要补充相关材料的，电网企业应当一次性书面告知。逾期不回复的，电网企业自收到项目并网意向书之日起视为已经受理。

电网企业出具并网意见应当以分布式光伏发电接入电网承载力及提升措施评估结果为依据，当可开放容量不足时，电网企业应当告知项目投资主体并按照申请接入电网顺序做好登记，具备条件后及时办理相关手续。

第二十七条 分布式光伏发电项目投资主体应当在满足电网安全运行的前提下，统筹考虑建设条件、电网接入点等因素，结合实际合理选择接入系统设计方案。

自然人户用分布式光伏发电项目由电网企业免费提供接入系统相关方案，其他类型的分布式光伏发电项目应当开展接入系统设计工作，鼓励非自然人户用分布式光伏以集中汇流方式接入电网。电网企业应当按照相关行业标准，根据接入系统设计的要求，及时一次性地提供开展接入系统设计所需的电网现状、电网规划、接入条件等基础资料。确实不能及时提供的，电网企业应当书面告知项目投资主体，并说明原因。各方应当按照国家有关信息安全与保密的要求，规范提供和使用有关资料。

第二十八条 在接入系统设计工作完成后，分布式光伏发电项目投资主体应当向电网企业提交接入系统设计方案报告。收到接入系统设计方案报告后，电网企业应当于2个工作日内给予书面回复。接入系统设计方案报告的内容完整性和规范性符合相关要求的，电网企业应当出具受理通知书；不符合相关要求的，电网企业出具不予受理的书面凭证，并告知其原因；需要补充相关材料的，电网企业应当一次性书面告知。逾期不回复的，自电网企业收到接入系统设计方案报告之日起即视为已经受理。

电网企业受理接入系统设计方案报告后，应当根据国家 and 行业技术标准、规范，及时会同项目投资主体组织对接入系统设计方案进行研究，并向项目投资主体出具书面回复意见。

接入系统电压等级为110千伏（66千伏）的，电网企业应当于20个工作日内出具书面答复意见；

接入系统电压等级为35千伏及以下的，电网企业应当于10个工作日内出具答复意见。

第二十九条 接入公共电网的分布式光伏发电项目，接入系统工程以及因接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。接入用户侧的分布式光伏发电项目，用户侧的配套工程由项目投资

主体投资建设。因项目接入电网引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。新建的分布式光伏发电项目应当实现“可观、可测、可调、可控”，提升分布式光伏发电接入电网承载力和调控能力。电网企业应当对分布式光伏发电项目的全部发电量、上网电量分别计量，免费提供并安装计量表计。

分布式光伏发电项目投资主体采用集中汇流方式接入电网时，电网企业负责提供分布式光伏发电项目与公共电网的连接点，相关汇流设施、接网配套设施原则上由发电项目投资主体投资建设与运维。

第三十条 全额上网、自发自用余电上网的分布式光伏发电项目投资主体应当在并网投产前与电网企业签订购售电合同，各类分布式光伏发电项目还应当在并网投产前与电网企业及其调度机构签订《并网调度协议》，合同参照《新能源场站并网调度协议示范文本》《购售电合同示范文本》，双方协商一致后可简化相关条款内容。按照有关规定，分布式光伏发电豁免电力业务许可证。

第三十一条 分布式光伏发电项目应当科学合理确定容配比，交流侧容量不得大于备案容量。涉网设备必须符合国家及行业有关涉网技术标准规范等要求，通过国家认可的检测认证机构检测认证，经检测认证合格后，电网企业不得要求重复检测。分布式光伏发电项目竣工后，电网企业应当按照有关规定复核逆变器等主要设备检测报告，并按照相关标准开展并网检验，检验合格后予以并网投产。

## 第六章 运行管理

第三十二条 分布式光伏发电项目投资主体是项目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，依法加强项目建设运营全过程的安全生产管理。承担分布式光伏发电安全生产监管职责的有关方面应当建立协同配合机制，依法依规依职责分工加强监管。

第三十三条 电网企业及其调度机构应当加强有源配电网（主动配电网）的规划、设计、运行方法研究，明确“可观、可测、可调、可控”技术要求，建立相应的调度运行机制，合理安排并主动优化电网运行方式。

对于存量具备条件的分布式光伏发电项目，电网企业、分布式光伏发电项目投资主体应当根据产权分界点，加大投资建设改造力度，提升信息化、数字化、智能化水平，以实现“可观、可测、可调、可控”，保障分布式光伏发电高效可靠利用和电力系统安全稳定运行。

第三十四条 分布式光伏发电可独立或者通过微电网、源网荷储一体化、虚拟电厂聚合等形式参与调度，电网企业及其调度机构进行调度应当做到公开、公平、公正，保障电网安全稳定运行。

分布式光伏发电项目与用户开展专线供电的，发电、用电双方应当按照有关规定承担输配电费、系统运行费用、政府性基金及附加等，公平承担相应的责任和义务。

第三十五条 分布式光伏发电项目投运后，分布式光伏发电项目投资主体可自行或者委托专业化运维公司等第三方作为运维管理责任单位。分布式光伏发电项目投资主体、有关设备制造供应商、运维管理责任单位应当严格执行调度运行、网络安全与数据安全等有关管理规定，并网的分布式光伏发电应当按照调管关系接受相应平台的远程调控，禁止擅自设置或者预留任何外部控制接口，并加强涉网设备管理，配合电网企业及其调度机构做好并网调度运行管理，不得擅自停运或者调整涉网参数。

项目投资主体可根据电力用户负荷、自身经营状况等情况，按照第五条规定变更上网模式一次，

同时进行备案变更并告知备案机关，电网企业协助做好接网调整，项目投资主体与电网企业及其调度机构应当重新签订并网调度协议和购售电合同。

第三十六条 建档立卡的分布式光伏发电项目按全部发电量核发绿证，其中上网电量核发可交易绿证，项目投资主体持有绿证后可根据绿证相关管理规定自主参与绿证交易。

第三十七条 国家能源局依托国家可再生能源发电项目信息管理平台和全国新能源电力消纳监测预警平台开展分布式光伏发电项目信息监测。地方能源主管部门应当督促分布式光伏发电项目投资主体、电网企业按照有关要求，及时在国家可再生能源发电项目信息管理平台和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。电网企业按照第四条规定做好分类统计和监测。

第三十八条 省级能源主管部门应当组织、指导电网企业以县级行政区域为单元，按季度公布分布式光伏发电并网及消纳情况，并做好预测分析，引导理性投资、有序建设。对分布式光伏发电项目投资主体等有关方面反映的问题，地方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。地方能源主管部门会同电网企业对工商业分布式光伏自发自用电量比例进行监测评估。

第三十九条 鼓励分布式光伏发电项目开展改造升级工作，应用先进、高效、安全的技术和设备。分布式光伏发电项目的拆除、设备回收与再利用，应当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，鼓励分布式发电项目投资主体为设备回收与再利用创造便利条件。

第四十条 各省级能源主管部门可根据本办法，会同国家能源局派出机构制定适应本省（自治区、直辖市）实际的实施细则。

## 第七章 附 则

第四十一条 地方能源主管部门可结合实际情况，参照本办法开展离网型分布式光伏发电的备案管理等工作。

第四十二条 本办法由国家能源局负责解释。

第四十三条 本办法自发布之日起施行，有效期五年。《分布式光伏发电项目管理暂行办法》（国能新能〔2013〕433号）同时废止。对于本办法发布之日前已备案且于2025年5月1日前并网投产的分布式光伏发电项目，仍按原有政策执行。

# 国家能源局关于印发《2025年能源工作指导意见》的通知

国能发规划〔2025〕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，各派出机构，有关中央企业：

为深入贯彻落实党中央、国务院有关决策部署，扎实做好2025年能源工作，持续推动能源高质量发展，我局研究制定了《2025年能源工作指导意见》，现印发给你们，请结合实际做好相关工作。

国家能源局

2025年2月27日

附件

## 2025年能源工作指导意见

2025年是“十四五”规划收官之年，做好全年能源工作意义重大。为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，以能源高质量发展和高水平安全助力我国经济持续回升向好，满足人民群众日益增长的美好生活用能需求，制定本意见。

### 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，全面贯彻落实党的二十大和二十届二中、三中全会精神，坚持稳中求进工作总基调，完整准确全面贯彻新发展理念，加快构建新发展格局，以更高标准践行能源安全新战略，加快规划建设新型能源体系，持续提升能源安全保障能力，积极稳妥推进能源绿色低碳转型，依靠改革创新培育能源发展新动能，务实推进能源国际合作，高质量完成“十四五”规划目标任务，为实现“十五五”良好开局打下坚实基础，有力支撑中国式现代化建设。

#### （二）基本原则

一是坚持底线思维，持续增强能源安全保障能力。发挥化石能源兜底保障作用，强化非化石能源安全可靠有序替代，提升系统调节能力，保持国内能源生产合理弹性和适当储备，压实能源安全生产责任，强化海外能源资源供应保障，守牢能源安全底线。

二是坚持绿色低碳，持续推进能源结构调整优化。坚持生态优先、绿色发展，协同推进降碳减污扩绿增长。大力发展可再生能源，统筹新能源就地消纳和外送，加强化石能源清洁高效开发利用，积极推进能源消费侧节能降碳，加快能源消费方式转型，提高非化石能源消费比重。

三是坚持深化改革，持续激发能源发展活力动力。坚持问题导向和目标导向，把深化能源体制机制改革摆在更加突出位置，大力破除制约能源高质量发展的体制机制障碍，不断把制度优势更好地转化为能源发展的不竭动力，持续推进能源高质量发展。

四是坚持创新引领，持续培育发展能源新技术新产业新模式。坚持科技自立自强和创新驱动发展战略，强化补短板锻长板，加快能源关键核心技术装备攻关和试点应用，因地制宜发展能源新质

生产力，积极运用数字技术、绿色技术，推进现代化能源产业体系建设。

### 主要目标

供应保障能力持续增强。全国能源生产总量稳步提升。煤炭稳产增产，原油产量保持2亿吨以上，天然气产量保持较快增长，油气储备规模持续增加。全国发电总装机达到36亿千瓦以上，新增新能源发电装机规模2亿千瓦以上，发电量达到10.6万亿千瓦时左右，跨省跨区输电能力持续提升。

绿色低碳转型不断深化。非化石能源发电装机占比提高到60%左右，非化石能源占能源消费总量比重提高到20%左右。工业、交通、建筑等重点领域可再生能源替代取得新进展。新能源消纳和调控政策措施进一步完善，绿色低碳发展政策机制进一步健全。

发展质量效益稳步提升。火电机组平均供电煤耗保持合理水平。风电、光伏发电利用率保持合理水平，光伏治沙等综合效益更加显著。大型煤矿基本实现智能化。初步建成全国统一电力市场体系，资源配置进一步优化。

## 二、大力提升能源安全保障能力

夯实能源安全保障基础。强化煤炭矿区总体规划管理，提升矿区集约化规模化开发水平，加强煤矿产能“一本账”管理，提高煤炭产能调控精准性、有效性。推进煤炭供应保障基地建设，有序核准一批大型现代化煤矿，加快已核准煤矿项目建设，持续推进煤炭产能储备工作。强化油气勘探开发，在老油田提高采收率、深地深水规模建产、非常规油气增产方面取得新突破，加快大庆、胜利国家级页岩油示范区建设，持续提升油气储备能力，推动大庆升平、长庆雷龙湾等储气项目建设，推进煤制油气重大项目建设。落实清单管理机制，强化已纳规支撑性调节性电源建设，出台管理工作办法。

提高区域能源协同保障能力。推动长三角、粤港澳大湾区、黄河流域等区域能源规划实施，深化东北地区、长江经济带能源高质量发展规划政策研究。强化经济大省能源要素保障，更好发挥能源资源大省优势，推动金上一湖北、陇东—山东等特高压工程建成投运，加快陕西—安徽、甘肃—浙江等特高压直流以及阿坝—成都东等特高压交流工程建设，抓紧开展重点特高压输电、直流背靠背工程以及跨省交流互济工程前期工作。推进川气东送二线、虎林—长春—石家庄等天然气干线管道项目建设。

强化能源安全重大风险管控。推动《国家电力应急救援队伍调用办法》《电力企业应急预案管理办法》制修订。强化煤炭供应保障监测，完善电力供需平衡预警机制，“一省一策”做好保供预案，强化极端天气抢险救灾。推动重要电力用户规范配备应急电源，推进国家级电力应急基地和研究中心建设。加强能源关键信息基础设施网络安全风险监测，组织开展网络实战演习，稳妥推进能源行业北斗规模应用。强化能源行业数据安全治理。

## 三、积极稳妥推进能源绿色低碳转型

保持非化石能源良好发展态势。积极推进第二批、第三批“沙戈荒”大型风电光伏基地和主要流域水风光一体化基地建设，科学谋划“十五五”“沙戈荒”新能源大基地布局方案，稳步推进重大水电工程建设，积极推动海上风电项目开发建设，加大光伏治沙、光热项目建设力度，推动抽水蓄能装机容量达到6200万千瓦以上，核准一批条件成熟的沿海核电项目，因地制宜推动核能综合利用。深入研究光伏行业高质量发展思路，抓好风电和光伏发电资源普查试点工作。建立非化石能源

开发利用情况监测机制。

统筹推进新型电力系统建设。推动新型电力系统九大行动落地见效，强化新型电力系统建设与“两重”“两新”政策有效衔接，深化电力保供能力建设思路举措、统筹新能源发展和消纳体系建设等重点问题研究。夯实电力系统稳定基础，做好全国电力系统设计。强化调节能力规划统筹和建设方案编制，完善调节资源调用方式，强化调节资源调用监管。推动配电网高质量发展，做好配电网建设改造，建立健全配电网发展指标评价体系，补强供电短板。深入研究谋划煤电降碳思路举措，分阶段、按步骤实施新一代煤电升级专项行动。提升需求侧协同能力，推进虚拟电厂高质量发展。

持续深化能源开发利用方式变革。统筹新能源与重点产业优化布局，拓展新能源应用场景，在工业、交通、建筑、数据中心等重点领域大力实施可再生能源替代行动，积极支持零碳园区建设和光伏建筑一体化，更好促进新能源就地消纳。拓展地热能、生物质能、太阳能等可再生能源供暖应用。持续深化煤炭清洁高效利用，推动煤炭洗选高质量发展，加强煤矿瓦斯抽采利用，促进煤炭矿区采煤采气一体化发展。深入实施油气与新能源融合发展，依托重点油气产区加快发展二氧化碳驱油及封存。积极推进炼油行业绿色创新高质量发展。持续推动煤电“三改联动”和落后产能淘汰。

#### 四、深入推进能源改革和法治建设

持续完善能源体制机制。完善能源资源探产供储销统筹和衔接机制，持续深化油气管网机制改革，优化管网建设和运营机制。研究建立能源行业碳排放核算机制。创新新能源价格机制和消纳方式，推动新能源全面参与市场，实现新能源由保障性收购向市场化消纳转变。研究制定绿电直连政策措施。出台促进绿证市场高质量发展的政策文件，落实绿色电力消费促进机制，完善可再生能源消纳责任权重制度，压实电力用户绿电消纳责任。建立适应新型储能、虚拟电厂广泛参与的市场机制。

深化全国统一电力市场建设。加强国家、区域/省等多层次市场协同。持续完善关键机制设计，进一步健全电力市场“1+N”基础规则体系，推动电力中长期市场连续运营，完善辅助服务市场机制，实现省级电力现货市场基本全覆盖。实现南方区域电力市场长周期结算试运行，进一步扩大长三角电力市场交易规模，稳妥推进京津冀电力市场建设。推动跨省跨区市场化交易，推进省级市场标准化建设，制定电力现货市场建设指引。

不断健全能源法治体系。组织完善落实能源法的配套法规、规章和重要政策文件。加快推进电力法、可再生能源法、煤炭法以及电力安全事故应急处理和调查处理条例等制修订，推动制定《石油储备条例》。加强能源监管立法研究，开展配套规章起草工作。与全国人大法工委联合编制印发能源法释义，详细解读能源法立法精神、重点制度及实施机制，开展能源法培训，提高依法行政水平。

#### 五、加快推动能源科技自立自强

持续完善能源科技创新体系。完成存量创新平台新一轮考核评价，开展“赛马争先”创新平台中期评估。持续完善能源装备高质量发展政策，提升能源装备产业链自主可控能力。印发能源行业标准计划年度立项指南，加大培育能源新质生产力、促进绿色低碳转型、支撑深化改革、保障能源安全等方向重点标准立项支持力度，加强能源数智化、新型电力系统、新型储能、氢能、绿色液体燃料等领域标准供给，研究布局一批新兴领域标委会。

强化能源关键核心技术攻关。加大新能源发展重大技术攻关力度，高质量推进智能电网、煤炭、油气国家科技重大专项和能源领域四个国家重点研发计划重点专项，抓紧建立健全国家重大科技项目组织管理体系，制定年度项目指南，加强项目监督管理。强化新型储能等技术特别是长时储能技术创新攻关和前瞻性布局。做好“十五五”能源领域国家重点研发计划的研究动议，力争新设立一批国家科技计划专项。加强燃气轮机创新发展试点项目跟踪管理。组织开展第五批能源领域首台（套）重大技术装备申报评定，做好能源技术装备补短板工作。用足用好“两新”政策，促进能源产业高端化、智能化、绿色化发展。

培育发展壮大能源新产业新业态。探索大型风电光伏基地与相关产业集成式发展新模式，稳步发展可再生能源制氢及可持续燃料产业，稳步推动燃料电池汽车试点应用，有序推进全国氢能信息平台建设，稳妥有序探索开展管道输氢项目试点应用，推动各地建立完善氢能管理机制。深化新型储能等技术创新与产业发展等关键问题研究，加强新型储能试点项目跟踪。开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点。推进构网型技术、系统友好型新能源电站和智能微电网、算电协同等新技术新模式试点。组织开展煤矿智能化建设重点领域试点工程，稳步推动首批国家能源核电数字化转型技术试点项目建设，推进人工智能技术在能源领域的试点应用。

## 六、切实增强人民群众用能满意度

提升民生用能服务保障水平。制定出台新一轮提升“获得电力”服务水平政策文件，全力打造现代化用电营商环境。大力推进车网互动规模化应用试点，推动多场景充电基础设施建设。以精准监管做好民生实事，组织开展民生用电服务突出问题专项监管，常态化推进频繁停电整治。健全完善北方地区冬季清洁取暖长效机制，切实保障人民群众温暖过冬。加强12398热线投诉举报处理制度宣贯落实，持续提升工作质效。

推动县域能源高质量发展。积极推动县域能源清洁低碳转型。加大农村可再生能源开发和惠民利民力度，深入开展“千乡万村驭风行动”和“千家万户沐光行动”，稳步推进第一批、第二批农村能源革命试点建设。用好中央预算内资金，持续推进农网巩固提升工程，加快补齐农村电网短板。

## 七、着力提升能源监管效能

切实维护公平公正市场秩序。加强电网、油气管网等自然垄断环节监管，防止利用垄断优势向上下游竞争性环节延伸。继续选取6个省份开展电力领域综合监管，对电力规划建设、生产运行、供应保障实施全链条监管。开展电网公平开放和电力市场秩序突出问题等专项监管，常态化整治地方不当干预电力市场化交易行为。出台《石油天然气基础设施规划建设与运营管理办法》《油气管网设施公平开放监管办法》。

持续加强电力安全监管工作。深入推进能源电力系统安全生产治本攻坚三年行动，开展重大、高频电力安全隐患“百日攻坚”专项排查整治，实施电力安全治理体系建设、电力建设施工安全和工程质量等专项监管。深入开展运行方式分析，排查电网结构性问题。科学界定新能源和新型并网主体涉网安全管理范围，制定用户侧涉网安全管理要点，推动各方落实涉网安全管理要求。建立健全电力建设工程施工安全事故反措更新长效机制。制修订电力监控系统安全防护规定配套文件。

## 八、巩固深化能源国际合作

持续增强海外资源供应保障能力。加强与重点国家和地区的常规和非常规油气合作，积极稳妥

推进跨境油气进口通道建设，积极推动中亚国家向我国稳定供气，巩固拓展与煤炭资源大国合作。

统筹做好重点国家和地区能源合作。加强重点国家形势分析和风险评估，维护油气进口安全。积极推动中欧能源务实合作，深化与“一带一路”国家风电、光伏、氢能等领域合作，持续做好与周边国家电力互联互通。加强绿证国际互认工作。

积极参与全球能源治理。筹办上海合作组织能源部长会议及相关活动，举办2025年国际能源变革论坛、第四届“一带一路”能源合作伙伴关系论坛。深度参与IEA、G20、APEC、IRENA等涉能源领域重要多边机制，支持国内机构参与国际标准研制，深化标准国际化交流合作。

### 九、统筹推进能源规划编制实施

加力完成“十四五”能源规划目标任务。加强规划实施要素保障，做好规划重大项目实施监测调度，持续开展规划实施专项监管，推动“十四五”规划目标任务如期完成，开展“十四五”能源规划和分领域规划实施情况总结评估。

科学谋划“十五五”能源规划。坚持系统观念，围绕“十五五”经济社会发展主要目标任务，科学研判能源消费总量、分品种需求，深入研究全国最优电力流向布局、非化石能源替代化石能源思路举措等重大关键问题，谋划重大战略任务、重大改革举措、重大工程项目，科学编制“十五五”综合能源规划和分领域能源规划草案。坚持“全国一盘棋”，加强国家和省级规划衔接，确保省级规划与国家规划协调一致，更好服务全国能源发展大局。修订《能源规划管理办法》。

各省（区、市）能源主管部门、国家能源局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实际情况，更加积极有为开展工作，加强能源安全保障能力建设，推动能源高质量发展不断取得新成效，为推进中国式现代化提供坚强能源保障。

# 国家能源局综合司关于开展电力安全治理体系建设 专项行动的通知

国能综通安全〔2025〕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、工业和信息化主管部门，北京市城市管理委，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位：

为进一步推进电力安全治理体系和治理能力现代化，根据《国家能源局关于印发〈2025年能源监管重点任务清单〉的通知》（国能发监管〔2025〕4号）安排，国家能源局决定在全国范围内组织开展电力安全治理体系建设专项行动。现将有关事项通知如下。

## 一、工作目标

牢固树立总体国家安全观和以人民为中心的发展思想，全面贯彻《国家能源局关于加强电力安全治理以高水平安全保障新型电力系统高质量发展的意见》（国能发安全〔2024〕90号，以下简称《意见》）要求，推动电力安全治理系列举措进一步落实，电力安全治理体系进一步完善，各方面、各环节电力安全治理效能有效提升，更好保障新型电力系统高质量发展，为中国式现代化提供充足动能。

## 二、专项行动时间

自本通知印发之日起至2025年12月。

## 三、重点任务

各省级能源主管部门、派出机构、电力企业各类并网主体要按照《意见》内容和附件《电力安全治理专项行动任务细化表》要求，逐项对照、深入梳理本单位电力安全治理工作情况，认真查摆问题不足，扎实落实提升举措，建立完善长效机制，确保电力安全治理能力水平有效提升。

## 四、工作安排

（一）工作部署阶段（自本通知印发之日起至3月31日）

各省级能源主管部门和派出机构要按照职责分工及时将本通知内容传达至市县级能源主管部门、辖区内电力企业各类并网主体，并提出工作要求。全国电力安委会各企业成员单位要结合本单位实际情况，细化分解各层级任务，明确目标、时限、责任等关键节点，抓好工作部署安排。

（二）对照落实阶段（4月1日至10月31日）

各责任主体要深入落实《意见》内容，对照附件排查电力安全治理各类问题和薄弱环节，完善规章制度，理顺体制机制，加快改进提升，不断加强电力安全治理体系建设。各省级能源主管部门、各派出机构可结合能源电力安全生产治本攻坚三年行动等重点任务，跟踪督促有关单位专项行动进展情况，确保工作成效。

（三）评估总结阶段（11月1日至12月1日）

11月7日前，全国电力安委会各企业成员单位要汇总本单位及下属单位的工作完成情况，包括对附件的逐项落实情况、查摆发现问题不足及采取的改进提升措施等，形成工作总结报送国家能源

局。各省级能源主管部门、各派出机构要总结本单位工作完成情况和专项行动部署及跟踪落实情况，形成总结报告报送国家能源局。国家能源局将视工作进展情况，抽调有关人员和专家组成督导组，对重点单位开展抽查督导。

### 五、工作要求

(一) 加强组织领导。各单位要高度重视本次专项行动，精心组织，周密部署，细化责任分工，抓好任务落实。各省级能源主管部门、各派出机构要跟踪了解辖区内电力企业工作开展情况，加强协同配合，通过联合开展现场督导、监管约谈等方式，共同督促指导辖区内电力企业及各类并网主体落实专项行动各项要求，提升安全治理水平。

(二) 抓好整改提升。各有关责任单位要聚焦以高水平安全保障新型电力系统高质量发展目标，认真落实本通知要求，全面、深入分析电力安全治理薄弱环节并追根溯源、找准病灶，不避重就轻、不弄虚作假，在完善体制机制、健全规章制度、强化技术保障、增强安全管理能力等方面出实招见实效，及时消除漏洞、补齐短板。

(三) 严守工作纪律。现场督导工作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，扎实开展督导检查，杜绝形式主义。督导工作中发现有重大问题的，要及时向国家能源局报告。

联系人：王永上

联系方式：010-81929643

电子邮箱：grid@nea.gov.cn

附件：电力安全治理专项行动任务细化表

国家能源局综合司

2025年3月7日

# 国家能源局综合司关于印发 《2025年电力安全监管重点任务》的通知

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和二十届二中、三中全会精神，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，我们制定了《2025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，制定细化方案，认真贯彻落实。

国家能源局综合司

2025年3月17日

## 2025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，全面贯彻党的二十大和二十届二中、三中全会精神，认真贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述和能源安全新战略，严格落实党中央、国务院关于安全生产决策部署，统筹发展和安全，牢固树立安全发展理念，进一步完善电力安全监管体系，推进电力安全监管重点工作，落实电力安全监管工作措施，以高水平电力安全保障能源高质量发展，为以中国式现代化推进强国建设、民族复兴伟业营造安全可靠的电力供应环境。

### 二、基本目标

杜绝重大以上电力人身伤亡事故、杜绝较大以上电力安全事故、杜绝水电站大坝垮坝漫坝事故，努力降低事故起数、伤亡人数，确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。

### 三、重点任务

#### （一）牢固树立安全发展理念

1. 统筹高质量发展和高水平安全。认真学习贯彻习近平总书记关于安全生产重要指示批示精神，作为党委会（党组会）第一议题，纳入各级党委（党组）学习计划和干部员工教育培训计划，广泛深入开展学习活动，不断强化红线意识、底线思维。进一步落实属地电力安全责任，推动更多地区成立能源（电力）安全生产专委会，压紧压实市、县责任。完善齐抓共管机制，推动派出能源监管机构与地方电力管理部门建立联合执法工作机制。

2. 科学谋划“十五五”电力安全生产工作。编制《电力安全生产“十五五”行动计划》，做好与“十五五”能源电力规划的衔接，明确“十五五”期间电力安全工作目标、主要任务和重点行动。推动电力安全重点工作纳入省级能源电力规划。

3. 完善电力安全法规标准体系。启动《电力安全事故应急处置和调查处理条例》修订工作，提升电力安全事故监管执法能力。推动成立电力安全治理标准委员会，开展电力安全法规标准体系梳理和评估，健全以强制性标准为主体、推荐性标准为补充、国行企团地各级标准协调发展的电力安全治理标准体系。

4. 加强电力安全文化建设。组织开展电力行业“安全生产月”“安全生产万里行”等活动，指

导电力企业、行业协会等开展形式多样的安全生产宣传教育活动，创建新时代电力安全文化。开展直达现场的电力建设施工安全培训，提升一线员工安全意识和能力。

### （二）完善电力安全监管体系

5. 建设完善电力安全治理体系。落实《国家能源局关于加强电力安全治理以高水平安全保障新型电力系统高质量发展的意见》，明确责任分工、任务计划和时间节点，组织开展专项监管，推动构建源网荷储共建共治共享的电力安全治理体系，打造隐患联治、风险联控、安全联创的治理模式。

6. 完善大电网安全风险管控体系。深入开展运行方式分析，排查电网结构性问题，从源头化解“十五五”电网安全重大风险。落实电网安全风险管控制度，重点加强迎峰度夏（冬）等重点时段安全风险管控，着力防范电网大面积停电风险。持续推动新型电力系统国家级设备质量安全检验检测中心建设。

7. 完善涉网安全管理体系。研究出台用户侧涉网安全管理文件，明确用户侧涉网安全管理责任，细化管理要求。分省制定强化新能源及新型并网主体涉网安全管理有关方案，明确涉网安全管理范围及存量并网主体涉网性能改造计划，推动各主体落实涉网安全相关要求。组织开展地方电网涉网安全管理专项核查。

8. 完善电力工程安全质量监管体系。健全安全质量制度标准，研究制定电力工程双重预防机制实施指南、电力工程重大质量安全隐患判定标准和《新型储能电站建设工程质量监督检查大纲》，修订《电力建设工程施工安全管理导则》《海上风力发电建设工程质量监督检查大纲（试行）》。开展电力工程安全生产经验教训常态化分析总结，动态更新事故反措。跟踪分析“新技术、新材料、新工艺、新设备”安全风险，研究建立风险隐患库。加强先进技术装备应用，有序推进“智慧工地”建设。部署开展电力建设施工安全和工程质量专项监管，定期通报典型问题。

9. 完善电力应急管理体系。制定进一步加强电力应急体系建设的指导意见，加快推进国家级电力应急基地和研究中心建设，推动完善国家—省—市—县四级电力应急力量体系。制定应急救援队伍调用办法，建立跨企业跨区域电力应急力量调用机制。开展《国家大面积停电事件应急预案》《电力企业应急预案管理办法》等文件修订，提升电力应急预案管理规范性。制定《重要电力用户认定及自备应急电源监督管理办法》，推动提升重要电力用户自保自救能力。

10. 完善网络安全风险管控体系。研究修订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，完善电力监控系统安全防护政策体系。组织开展电力行业网络安全演习，评估调整国家级电力网络安全靶场，推动行业漏洞库等基础设施建设。动态开展电力行业关键信息基础设施认定，推进电力行业网络安全等级保护定级审核，编制“十五五”能源关键信息基础设施安全规划。

11. 推进电力行业北斗规模化应用。推动北斗和电力业务深度融合，培育新场景、新模式、新业态，不断拓展应用领域、范围和规模，统筹推进行业标准制定、监测能力建设、基础设施建设与共享、行业分理服务等工作。

### （三）推进电力安全监管重点工作

12. 推进能源电力安全生产治本攻坚三年行动。落实《能源电力系统安全生产治本攻坚三年行动方案（2024—2026年）》，定期通报工作进展，确保实现2025年底前有效遏制重大电力安全隐患增量年度目标。修订《重大电力安全隐患判定标准（试行）》《重大电力安全隐患检查指引（试

行)》,着力消除重大电力安全隐患存量。

13. 持续提升水电站大坝安全管理水平。进一步加强水电站大坝运行安全监管,督促电力企业按时高质量完成水电站大坝安全提升专项行动发现问题的闭环整改,持续完善注册登记、定期检查、监测监控、应急管理 etc 大坝安全监管“四大抓手”,不断夯实大坝安全基础。

14. 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,召开防汛工作视频周例会,督促指导电力企业汛前开展安全检查,汛中加强带班值班和应急响应,汛后及时恢复治理和总结评估,最大限度减小汛情影响和损失。

15. 着力提高电力行业防灾减灾救灾能力。密切跟踪危险天气情况,加强季节性、规律性灾害提醒,提前部署防范应对措施,及时处置重大灾情。开展电力行业防范应对台风、地震地质灾害研究,做好灾害处置总结评估。依托国家级电力应急基地(南方、川渝藏),组织开展多场景融合的电力应急救援综合演练。深入开展防灾减灾宣传。

16. 做好关键时段和重大活动保电和网络安全保障工作。做好迎峰度夏(冬)电力保供工作,做好全国“两会”、全运会、抗战胜利80周年等重大活动、节假日保电和网络安全保障工作。

17. 加强电化学储能电站安全监督管理。研究起草加强电化学储能电站安全监管指导意见,构建新业态安全监管工作机制。推进与相关部门建立信息共享、联合处置等工作机制。开展电化学储能电站事故分析研究、安全评价试点、反事故措施研究。组织部分省级能源主管部门开展电化学储能电站运行安全专项检查。

18. 切实做好电力可靠性管理各项工作。研究制定供电可靠性数据核查管理办法,开展供电可靠性数据核查,推动将新疆生产建设兵团等地方供电企业纳入可靠性统计范围。开展可靠性管理40周年系列活动。稳妥推进低压供电可靠性试点和可靠性实时系统建设。组织开展第三批以可靠性为中心的电力检修(RCM)试点,指导建立行业RCM工作平台。

#### (四) 落实电力安全监管各项工作措施

19. 加强电力安全风险隐患常态化整治。持续优化电力安全风险分级管控和隐患排查治理机制,定期召开电力安全风险管控专题会议,深入推进电力安全风险管控“季会周报”工作,强化重大电力安全隐患整改挂牌督办,确保重点风险隐患排查整治清单化、动态化、精准化。持续开展反“三违”行动,加强典型经验宣传。组织开展重大、高频电力安全隐患“百日攻坚”行动,确保岁末年初电力安全生产形势平稳。

20. 加强电力安全监管执法。强化精准严格执法,推广应用“互联网+执法”,规范行使行政处罚自由裁量权,规范各类督查检查和现场监管活动。优化监管执法成果运用,定期公布典型执法案例。加大安全生产举报奖励力度,推动建立“吹哨人”等企业事故隐患内部报告奖励机制。督促指导企业按规定提取和使用安全生产费用。

21. 加强电力安全信息报送和事故(事件)调查处理。组织修订电力安全信息报送、事故统计和核销工作制度,严明电力安全信息报送纪律,规范事故统计核销流程。强化事故警示教育,按月通报全国电力事故情况。严肃认真开展电力事故(事件)调查处理,查明事故(事件)原因。加强调查研究,及时发现、实事求是反映监管发现问题。

22. 加强监管能力建设。进一步发挥党建引领作用,深入贯彻全面从严治党要求,选优配强各

级电力安全监管人员，加强思想政治教育，组织电力安全监管培训和交流，改进工作作风，在专项监管、应急抢险、事故（事件）调查处理等急难险重任务中提升监管能力和依法履职能力水平，打造一支专业化、能战斗、敢担当的监管队伍。

# 关于印发《福建省房屋建筑和市政基础设施项目工程建设全过程咨询管理规定（试行）》的通知

闽建〔2024〕22号

各设区市住建局，平潭综合实验区交建局、行政审批局，各有关单位：

为进一步规范我省房屋建筑和市政基础设施项目工程建设全过程咨询，推动工程咨询服务行业高质量发展，根据《国家发展改革委、住房城乡建设部关于推进全过程工程咨询服务发展的指导意见》《房屋建筑和市政基础设施项目工程建设全过程咨询服务合同（示范文本）》等文件，结合我省实际情况，省住建厅组织制定了《福建省房屋建筑和市政基础设施项目工程建设全过程咨询管理规定（试行）》（并附《福建省房屋建筑和市政基础设施项目标准工程建设全过程咨询招标文件（2024年版）》），现予以印发，自2025年5月1日起执行。

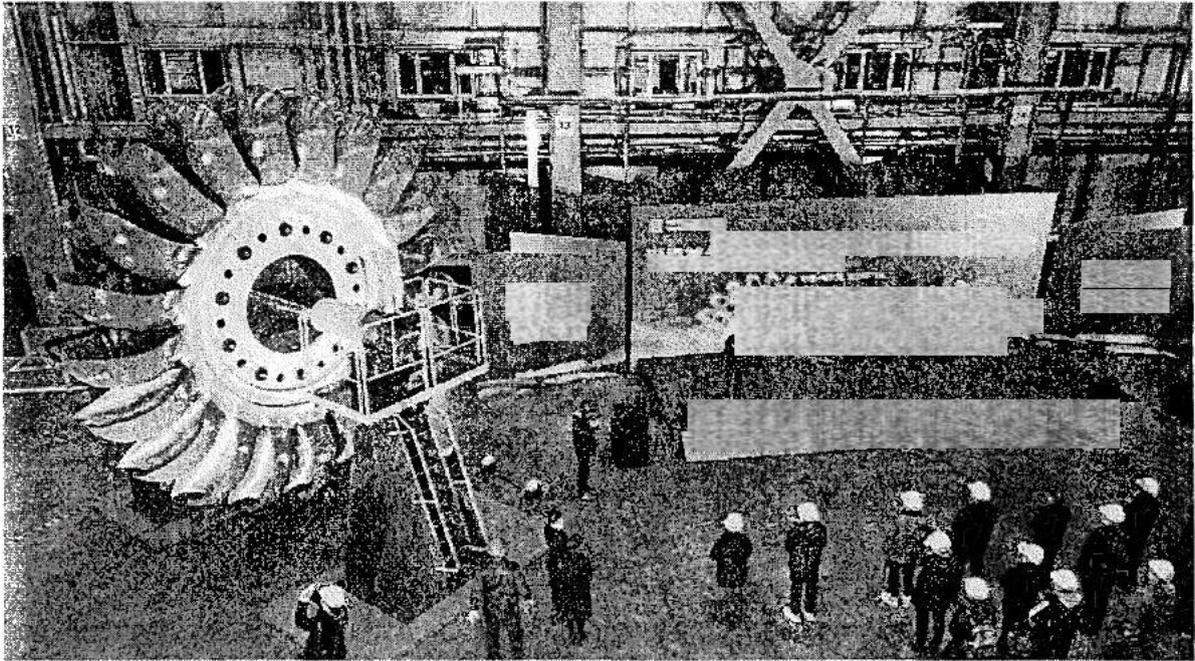
各级住房和城乡建设主管部门要认真组织好上述文件的贯彻落实。在执行过程中有何意见建议，可向省住建厅建筑业处或省建设工程造价总站反映。

福建省住房和城乡建设厅

2024年12月31日

## 世界最大单机容量最大尺寸冲击式转轮在哈电电机焊接 制造成功

2024年12月30日，世界最大单机容量、最大尺寸冲击式水轮机转轮在哈电集团哈尔滨电机厂有限责任公司焊接制造成功，世界首台单机容量500兆瓦扎拉水电站冲击式水轮发电机组转轮跃然出世，标志着我国高水头、大容量冲击式水电机组的研制技术实现了重大突破，走在了世界前列。



## 关于 2024 版《水利工程设计概（估）算编制规定》和系列定额出版及宣贯等事宜的通知

各水利定额管理、勘测设计、建设管理和施工单位，其他有关单位：

2024年12月，水利部以水总〔2024〕323号文发布2024版《水利工程设计概（估）算编制规定》和系列定额，自2025年4月1日起执行。为进一步做好水利工程计价依据衔接工作，现就有关事项通知如下：

一、本次发布的《水利工程设计概（估）算编制规定》包括工程部分概（估）算编制规定、环境保护工程概（估）算编制规定、水土保持工程概（估）算编制规定；水利工程系列定额包括《水利建筑工程预算定额》《水利建筑工程概算定额》《水利设备安装工程预算定额》《水利设备安装工程概算定额》《水土保持工程概算定额》和《水利工程施工机械台时费定额》。编制建设征地移民补偿概（估）算依据的《水利工程设计概（估）算编制规定（建设征地移民补偿）》（水总〔2014〕429号）继续有效。

二、水规总院（水利部水利建设经济定额站）委托中国水利水电出版社出版发行《水利工程设计概（估）算编制规定》（工程部分、环境保护工程、水土保持工程），委托黄河水利出版社出版发行水利工程系列定额，预计2025年3月20日开始销售；委托中水北方勘测设计研究有限公司开发配套软件，预计2025年2月完成开发。相关征订事宜另行通知。

三、水规总院（水利部水利建设经济定额站）计划于2025年上、下半年各组织1次宣贯会议，具体安排另行通知。

水规总院  
2025年1月22日

# 关于 2024 版《水利工程设计概（估）算编制规定》、 水利工程系列定额及配套计价软件征订工作的通知

各水利定额管理、勘测设计、建设管理和施工单位，其他各有关单位：

由我院（水利部水利建设经济定额站）组织编制的《水利工程设计概（估）算编制规定》及水利工程系列定额已由水利部发布（水总〔2024〕323号），自2025年4月1日起执行。《水利工程设计概（估）算编制规定》包括工程部分概（估）算编制规定、环境保护工程概（估）算编制规定、水土保持工程概（估）算编制规定；水利工程系列定额包括《水利建筑工程预算定额》《水利建筑工程概算定额》《水利设备安装工程预算定额》《水利设备安装工程概算定额》《水土保持工程概算定额》和《水利工程施工机械台时费定额》。

《水利工程设计概（估）算编制规定》及水利工程系列定额，是确定水利工程投资的重要依据，是造价从业人员的必备工具，同时也可作为高校与科研院所相关专业的重要参考书。现就有关征订工作通知如下。

一、我院（水利部水利建设经济定额站）委托中国水利水电出版社出版发行《水利工程设计概（估）算编制规定》（工程部分、环境保护工程、水土保持工程），委托黄河水利出版社出版发行水利工程系列定额，委托中水北方勘测设计研究有限责任公司开发配套计价软件（水利水电工程造价管理系统）。

二、征订联络事宜请洽中国水利水电出版社、黄河水利出版社和中水北方勘测设计研究有限责任公司，各单位联系人及汇款方式如下。

## 1. 中国水利水电出版社

联系人及电话：郭子君 010-68545956；13387869565

冯红春 010-68545954；13911591081

联系地址：北京市海淀区玉渊潭南路1号水科院大厦D座

汇款账户：中国水利水电出版社有限公司

开户银行：中国工商银行北京市分行世纪坛支行

银行账号：0200 0963 1900 0089 691

## 2. 黄河水利出版社

联系人及电话：张文聪 0371-66028024；13783586993

陈建 0371-66026847；18903875320

联系地址：河南省郑州市金水区顺河路49号黄委综合楼1402

汇款账户：黄河水利出版社有限责任公司

开户银行：交行郑州市政二街支行（行号：301491000744）

银行账号：4110 6020 0010 1490 40780

## 3. 中水北方勘测设计研究有限责任公司

联系人及电话：朱品光 022-28066912；13132230623

王欢 022-28066901；15522101078

邮箱：zhu\_pg@bidr.com.cn

联系地址：天津市河西区洞庭路60号中水北方公司造价中心

邮编：300222

汇款账户：中水北方勘测设计研究有限责任公司

开户银行：上海浦东发展银行天津分行

银行账号：1269 8142 9100 5859

# 水电水利规划设计总院可再生能源定额站

可再生定额〔2025〕4号

## 关于公开征集《水电建筑工程概算定额》《水电设备安装工程概算定额》《水电工程施工机械台时费定额》试行版应用意见和建议的通知

各有关单位：

根据《国家发展改革委办公厅关于印发〈可再生能源发电工程定额和造价工作管理办法〉的通知》（发改办能源〔2008〕649号）的有关要求，2024年6月，可再生能源定额站以“可再生定额〔2024〕34号”印发《水电建筑工程概算定额》《水电设备安装工程概算定额》《水电工程施工机械台时费定额》试行版（以下简称试行版定额），作为NB/T11408-2023《水电工程设计概算编制规定》、NB/T11409-2023《水电工程费用构成及概（估）算费用标准》NB/T11410-2023《抽水蓄能电站投资编制细则》等能源行业标准的配套文件，为编制水电工程前期造价提供计价依据。

为进一步提高定额的合理性和适用性，为行业标准编制奠定基础，现面向行业相关单位公开征集试行版定额应用意见和建议。请各单位组织相关专业人员结合水电行业特点和市场实际情况，紧密围绕定额试行版各章节整体价格水平与市场实际情况的契合度，对试行版各章节子目定额消耗量的合理性和使用过程中发现的问题，提出定额修改完善的具体建议和相关依据性材料，并填写《意见和建议反馈表》（详见附件）。

请于2025年3月31日前将《意见和建议反馈表》以文件（含电子文件）的方式反馈至可再生能源定额站。

联系人：赵青

手机：18518469871

办公电话：010-51973084

传真：010-62356230

电子邮箱：zhaoqcreci@126.com

地址：北京市东城区安定门外大街甲57号、乙57号

附件：1. 意见和建议反馈表

2. 意见和建议反馈表填写说明及要求

3. 征求意见单位表



## 各市主要材料价格表

单位：元

编号	材料名称	型号规格	单位	福州	厦门	宁德	莆田	泉州	漳州	龙岩	三明	南平	平潭
1	汽油	92#	kg	8.32	8.88	8.65	8.63	8.63	8.86	8.42	8.87	8.66	8.44
2	柴油	0#	kg	6.92	7.31	7.10	7.28	7.09	7.26	7.08	7.45	7.13	7.14
3	水泥	42.5	t	378.36	382.30	393.27	417.41	371.68	355.75	370.93	374.34	354.87	401.77
4	螺纹钢	综合	t	3129	3014	3133	3144	3124	3053	3099	3382	3186	3195
5	铁件	综合	t	4795	4596	4381	5575	~	4442	4597	4514	~	4608
6	天然砂		m <sup>3</sup>	161.80	~	122.57	205.92	111.65	156.89	129.47	145.13	165.05	~
7	机制砂		m <sup>3</sup>	131.40	126.21	127.48	145.13	67.98	101.00	93.09	88.25	131.07	126.21
8	海砂		m <sup>3</sup>	~	82.52	51.97	~	~	~	~	~	~	~
9	碎石	5~20	m <sup>3</sup>	107.86	131.07	113.75	113.75	106.80	111.79	97.88	82.37	121.36	109.71
10	碎石	20~40	m <sup>3</sup>	106.68	131.07	113.75	113.75	101.94	111.79	96.89	82.37	116.50	106.80
11	乱毛石		m <sup>3</sup>	119.41	131.07	97.57	103.43	94.17	82.52	81.22	63.42	67.96	83.08
12	小乱毛石		m <sup>3</sup>	110.45	116.50	93.67	95.62	92.23	92.23	81.22	58.54	67.96	85.05
13	毛条石		m <sup>3</sup>	521.00	213.59	403.95	357.12	339.81	281.55	439.56	~	271.84	353.01
14	石油沥青		kg	3.34	3.45	4.12	3.56	3.11	3.63	3.42	3.67	3.95	3.76
15	胶合板	模板用	m <sup>2</sup>	35.13	38.05	41.80	40.91	41.59	36.73	37.14	36.16	30.97	35.13

注：以上材料价格仅供参考