

2025/4

(总第54期)

2025年12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

福建省水利水电造价管理站

# 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

信息汇编

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

三

【文件选登】

1、中共中央办公厅 国务院办公厅关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见.....	1
2、国家发展改革委 关于向社会公开征求《工程建设项目招标代理机构管理办法（公开征求意见稿）》意见的公告.....	4
3、发改办法规〔2025〕807号 国家发展改革委办公厅关于加快推广远程异地评标的通知.....	5
4、发改办投资〔2025〕824号 国家发展改革委办公厅关于加快推动工程咨询行业高质量发展的意见.....	7
5、国家发展改革委 市场监管总局关于《中华人民共和国价格法修正草案（征求意见稿）》公开征求意见的公告.....	9
6、发改体改〔2025〕915号 国家发展改革委 国家能源局关于跨电网经营区常态化电力交易机制方案的复函.....	10
7、发改能源规〔2025〕976号 国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力市场计量结算基本规则》的通知.....	11
8、发改能源〔2025〕1144号 国家发展改革委 国家能源局关于印发《新型储能规模化建设专项行动方案（2025-2027年）》的通知.....	18
9、发改能源〔2025〕1171号 国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力现货连续运行地区市场建设指引》的通知.....	22
10、发改价格〔2025〕1192号 国家发展改革委 国家能源局关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知.....	25
11、发改能源规〔2025〕1216号 国家发展改革委 国家能源局关于印发《能源规划管理办法》的通知.....	27
12、国家能源局公告 2025年第3号.....	31
13、水利部办公厅关于印发2025年度水利工程建设质量提升工作方案的通知.....	35
14、自然资源部 农业农村部第17号令 永久基本农田保护红线管理办法.....	38

15、住房城乡建设部关于发布市政公用工程设计文件编制深度规定（2025年版）的通知.....43

16、财政部 税务总局公告2025年第7号 关于完善增值税期末留抵退税政策的公告.....44

## 【综合信息】

1、世界首台500兆瓦冲击式机组又一核心部件研制成功.....47

2、三峡江苏大丰800MW海上风电项目实现首批机组并网发电.....48

3、首条“沙戈荒”风光大基地特高压输电工程投产送电.....49

## 【造价简讯】

1、中价协〔2025〕38号 中国建设工程造价管理协会文件.....50

2、闽建〔2025〕15号 关于印发《福建省工程造价咨询企业信用评价办法》的通知.....51

## 【价格信息】

1、各市主要材料价格表.....54

# 中共中央办公厅 国务院办公厅关于推进绿色低碳转型 加强全国碳市场建设的意见

(2025年5月24日)

碳市场是利用市场机制积极应对气候变化、加快经济社会发展全面绿色转型的重要政策工具。目前，我国已建立重点排放单位履行强制减排责任的全国碳排放权交易市场和激励社会自主减排的全国温室气体自愿减排交易市场。为推动建设更加有效、更有活力、更具国际影响力的全国碳市场，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，全面贯彻习近平经济思想、习近平生态文明思想，坚持稳中求进工作总基调，兼顾绿色低碳转型和经济发展需要，坚持有效市场、有为政府，坚持碳市场作为控制温室气体排放政策工具的基本定位，加快建设全国统一的碳市场，有计划分步骤扩大实施范围、扩展参与主体，营造更加公平公开透明的市场环境，努力实现碳排放资源配置效率最优化和效益最大化，推动传统产业深度转型，培育发展新质生产力，激发全社会绿色低碳发展内生动力，为积极稳妥推进碳达峰碳中和、建设美丽中国提供重要支撑。

主要目标是：到2027年，全国碳排放权交易市场基本覆盖工业领域主要排放行业，全国温室气体自愿减排交易市场实现重点领域全覆盖。到2030年，基本建成以配额总量控制为基础、免费和有偿分配相结合的全国碳排放权交易市场，建成诚信透明、方法统一、参与广泛、与国际接轨的全国温室气体自愿减排交易市场，形成减排效果明显、规则体系健全、价格水平合理的碳定价机制。

## 二、加快建设全国碳排放权交易市场

(一) 扩大全国碳排放权交易市场覆盖范围。根据行业发展状况、降碳减污贡献、数据质量基础、碳排放特征等，有序扩大覆盖行业范围和温室气体种类。

(二) 完善碳排放配额管理制度。建立预期明确、公开透明的碳排放配额管理制度，保持政策稳定性和连续性。综合考虑经济社会发展、行业特点、低碳转型成本等，明确市场中长期碳排放配额控制目标。根据国家温室气体排放控制目标及碳排放双控要求，处理好与能源安全、产业链供应链安全、民生保障的关系，科学设定配额总量，逐步由强度控制转向总量控制。到2027年，对碳排放总量相对稳定的行业优先实施配额总量控制。稳妥推行免费和有偿相结合的碳排放配额分配方式，有序提高有偿分配比例。建立配额储备和市场调节机制，平衡市场供需，增强市场稳定性和流动性。合理确定用核证自愿减排量抵销碳排放配额清缴的比例。

(三) 加强对碳排放权交易试点市场的指导和监督管理。统筹好全国碳排放权交易市场和有关地方试点开展的碳市场。现有碳排放权交易试点市场要按照有关要求规范建设运行，助力区域绿色低碳转型。鼓励碳排放权交易试点市场在扩大覆盖范围、完善市场调节机制、创新监管手段、健康有序发展碳金融等方面先行先试，为全国碳排放权交易市场建设探索经验。建立定期评估和退出机

制，不再新建地方或区域碳排放权交易市场。

### 三、积极发展全国温室气体自愿减排交易市场

(四) 加快自愿减排交易市场建设。建立科学完备的方法学体系，针对可持续发展效益显著、社会期待高、社会和生态效益兼具的重点领域加快方法学开发，有效服务社会自主减排和生态产品价值实现。强化自愿减排项目开发、审定、实施及减排量核查等全链条管理。项目业主、审定与核查机构要恪守诚信原则，严格落实承诺事项，主动接受社会监督。加强全国碳减排资源统筹管理，规范各类自愿减排交易活动。

(五) 积极推动核证自愿减排量应用。倡导推动党政机关、企业、社会团体等在绿色供应链管理、开展大型活动、履行社会责任、绿色低碳生活等方面，积极使用核证自愿减排量抵销碳排放，各级党政机关和国有企业要发挥表率作用。完善核证自愿减排量抵销规则，提高国际认可度，积极服务有关行业企业国际履约和产品碳中和。

### 四、着力提升碳市场活力

(六) 丰富交易产品。稳步推进金融机构探索开发与碳排放权和核证自愿减排量相关的绿色金融产品和服务，加大对温室气体减排的支持力度。建立完善碳质押、碳回购等政策制度，规范开展与碳排放权相关的金融活动，拓展企业碳资产管理渠道。以全国碳市场为主体建立完善碳定价机制，充分利用全国碳市场的价格发现功能，为金融支持绿色低碳发展提供有效的价格信号。

(七) 扩展交易主体。支持银行等金融机构规范开展碳质押融资业务，稳妥推进符合要求的金融机构在依法合规、风险可控前提下参与全国碳市场交易，适时引入其他非履约主体。全国温室气体自愿减排交易市场逐步引入符合条件的自然人参与交易。

(八) 加强市场交易监管。规范重大政策信息发布，完善市场交易风险预防预警及处置程序，开展全国碳市场价格跟踪评估，推动形成合理交易价格。加强交易行为监管，严厉打击扰乱市场秩序、操纵市场等行为。建立重点排放单位履约风险评估预警和管理制度，防范履约风险。加强对碳金融活动的监督管理，引导金融机构按照市场化、法治化原则做好金融服务，守住不发生系统性金融风险的底线。

### 五、全面加强碳市场能力建设

(九) 完善管理体制和支撑体系。建立健全与全国碳市场发展阶段相适应、有利于加强统一监督管理、权责清晰、运行高效的管理体系。加强全国碳市场管理能力建设。推动建设全链条、数字化、智能化的全国碳市场管理系统、注册登记系统和交易系统，强化服务功能，保障数据安全。

(十) 加强碳排放核算与报告管理。健全企业温室气体排放报告制度。结合全国碳市场建设，加快修订重点行业企业温室气体核算与报告指南，条件成熟后转化为国家标准。实施碳排放核算分类管理，完善基于排放因子法的核算体系，探索开展基于自动监测的碳排放核算。加强碳排放关键计量器具配备、使用和管理，依法进行检定或校准，制定计量技术规范，开展碳排放计量审查。实施重点排放单位关键参数月度存证。

(十一) 严格规范碳排放核查。完善重点行业核查技术规范，明确核查要点和要求，规范核查流程。推动审定核查机构严格遵循客观独立、诚实守信、公平公正、专业严谨的原则，对碳排放进行全面核查，确保审定、核查结果的准确性和可信度。对碳排放报告持续保持高质量的重点排

放单位可结合实际简化核查。

（十二）加强碳排放数据质量全过程监管。压实重点排放单位履行碳排放核算与报告的主体责任，推动企业建立健全碳排放数据质量内部管理制度。地方生态环境、市场监管部门会同有关部门加强碳排放数据日常监督管理，综合运用大数据、区块链、物联网等技术，提升监管水平。加大违法违规行为查处力度，严厉打击弄虚作假行为。

（十三）加强技术服务机构监管。对全国碳排放权交易市场核查机构实施认证机构资质管理，明确准入条件、行为规范和退出机制。加强碳排放相关检验检测机构管理，建立违规机构清出机制。积极培育咨询服务、检验检测、审定核查等技术服务业，定期开展评估，促进第三方技术服务市场健康发展，打造更多国际性专业服务机构。推动技术服务机构加强行业自律管理。

（十四）完善信息披露制度。重点排放单位、注册登记机构、交易机构、技术服务机构、金融机构等根据有关要求及时公开排放、履约、交易、质押等相关信息，接受社会监督。建立碳市场相关数据部门共享机制。依法加强重点排放单位、技术服务机构和金融机构信用监督管理。

## 六、加强组织实施保障

（十五）加强组织领导。在党中央集中统一领导下，各地区各有关部门要结合实际抓好本意见贯彻落实。地方各级党委和政府要加强组织领导，积极推进绿色低碳转型，强化对碳市场建设运行的政策支持，加强对重点排放单位的监督管理，扎实做好本地区重点排放单位配额发放、配额清缴、数据质量管理等工作。生态环境部要加强碳市场建设统筹协调、组织实施和跟踪评估，系统推进任务落地落实。有关部门要根据职责分工，加强协调配合和监管指导，形成工作合力。重大事项及时按程序向党中央、国务院请示报告。

（十六）强化政策法规支撑。研究完善相关法律法规，为碳市场建设提供法律支撑。开展温室气体自愿减排交易管理相关立法研究。健全行政执法与刑事司法衔接长效机制，依法开展相关领域检察公益诉讼，加大对碳市场违法犯罪行为的联合打击力度。完善裁判规则体系，依法支持行政机关履行碳市场行政监管职责。加强全国碳市场与绿电、绿证等市场化机制的政策协同、制度衔接。制定全国碳市场注册登记和交易收费规则。完善全国碳市场资金清算机制，提高资金清算效率。降低碳市场制度性交易成本。

（十七）深化国际交流与合作。积极参与应对气候变化《巴黎协定》相关碳市场机制规则制定，推动全球绿色低碳公正转型。加强国际磋商和对话交流。加强碳市场领域交流合作，推动技术、方法、标准、数据国际互认。多渠道宣传我国碳市场建设做法和经验。

## 关于向社会公开征求《工程建设项目招标代理机构管理办法（公开征求意见稿）》意见的公告

为规范招标代理活动，我们同有关部门起草形成了《工程建设项目招标代理机构管理办法（公开征求意见稿）》，现向社会公开征求意见。

此次公开征求意见的时间为2025年7月16日至2025年8月15日。欢迎社会各界人士通过网络等方式提出意见。请登录国家发展改革委门户网站（<https://www.ndrc.gov.cn>）首页“互动交流”版块，进入“征求意见”专栏，提出意见建议。

感谢您的参与和支持！

附件：1.工程建设项目招标代理机构管理办法（公开征求意见稿）

国家发展改革委

2025年7月16日

# 国家发展改革委办公厅关于 加快推广远程异地评标的通知

发改办法规〔2025〕807号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团招投标指导协调部门，中国招标投标协会、中国招标投标公共服务平台：

为落实《国务院办公厅关于创新完善体制机制推动招标投标市场规范健康发展的意见》（国办发〔2024〕21号）文件要求，在全国范围内加快推广远程异地评标，现就有关事项通知如下。

## 一、加强资源共享

1.明确远程异地评标项目范围。各省级招标投标指导协调部门要商各行政监督部门，结合实际确定实行远程异地评标的招标项目类型和规模标准，并向社会公布。

2.建立评标专家库共享目录。评标专家库组建单位要按照技术标准，确定评标专家资源共享范围，形成评标专家库共享资源目录。评标专家库组建单位应当同时公布本专家库的评标劳务报酬标准和支付方式。

3.建立评标场所工位共享目录。公共资源交易中心或其他电子交易系统运行服务机构要加强评标场所工位资源统筹，将适宜开展远程异地评标的场所工位，汇总形成评标场所工位共享资源目录。公共资源交易中心或其他电子交易系统运行服务机构应当公布评标专家就餐、住宿等保障方式和费用支付渠道，收取交易服务费的，应当同时公布收取标准和方式。

## 二、完善协同服务机制

4.建立主副场分工合作机制。招标人选择进场交易的公共资源交易中心或其他电子交易系统运行服务机构为评标主场（以下简称“主场”），配合主场开展远程异地评标的为评标副场（以下简称“副场”）。主场负责提供远程异地评标所需的电子交易系统及专业交易工具，副场配合主场完成专家抽取、场地工位选取、专家身份验证、项目评标、评标报告签署、资料保存、线索移交等工作。副场发生专家无法参与评标、场所工位异常、系统故障等情况的，要及时通知主场，由招标人通过重新发起抽取申请、更改项目评标时间或者再次组织远程异地评标等方式解决。

5.完善副场补偿机制。主副场之间应当协商确定远程异地评标有关成本分担和补偿机制：主场收费、副场不收费的，主场应当适当分担副场一定运营成本；主场收费、副场也收费的，可以由主场统一收费后给予副场一定成本补偿，也可以由主副场按照不超过主场本地的收费标准，分别确定各自的收费标准，在场所工位共享目录中公布，直接向招标人收取；主场不收费、副场收费的，副场要按照不超过其作为主场时的收费标准，合理确定其作为副场的收费标准，并在场所工位共享目录中公布，直接向招标人收取。主副场确定、调整收费标准，要严格执行价格管理、收费管理相关规定。

6.强化评标服务保障。远程异地评标过程中，遇有评标专家就餐、住宿等事项，应当由招标人按照场所工位共享目录中公布的方式予以保障，并承担相应费用。公共资源交易中心或其他电子交易系统运行服务机构要加强人员力量统筹和值班值守，做好远程异地评标服务保障工作。

7.明确专家劳务报酬标准。参与远程异地评标项目的专家劳务报酬标准，可以按照专家所在评标专家库的标准执行，也可以由主副场专家库组建单位协商确定，鼓励按照“就高不就低”的原则确定副场专家劳务报酬标准。

### 三、厘清主副场责任

8.明确主副场行政监督责任。远程异地评标的项目，由主场行政监督部门负责行政监督，副场做好配合工作。副场发现涉嫌违纪违法问题线索的，要及时移交主场，由主场向有关执纪执法机关报告。

9.明确现场管理和资料保存责任。主副场负责维护各自场内交易秩序，对违法违规行为进行提醒、劝阻并记录保存。副场要配合主场做好见证工作，及时向主场移交资料。主场负责收集、整理完整的项目招标投标资料。

10.明确主副场专家考核管理责任。主副场各自负责记录本地评标专家的现场履职情况。评标结束后，主副场要将专家履职情况各自推送给主副场专家库组建单位，由主副场专家库组建单位对各自在库评标专家进行考核管理。

### 四、加强组织保障

11.夯实软硬件基础。各地要按照技术标准，逐步优化有关平台系统功能，升级改造评标场所工位设施，保障远程异地评标的开展。要遵循节约集约原则，充分运用已有软硬件条件，避免重复建设和资源浪费。新改建平台系统和场所工位的，原则上要与技术标准相适配。

12.加强系统和数据安全防护。各地要建立适应远程异地评标的安全防护制度，明确网络安全措施、数据加密和备份、专家信息访问控制、安全审计和监控、人员保密管理等方面要求，最小化调用评标专家和项目信息，并做好有关信息的保密工作。

13.强化宣传推介和培训。各地要通过公告、专栏等形式向经营主体宣传推介远程异地评标，积极组织对招标人、代理机构、评标专家、公共资源交易中心工作人员等参与主体的宣贯培训。

各地招投标指导协调部门要切实发挥牵头作用，加强与各行政监督部门的协同配合，各评标专家库组建单位、公共资源交易中心要积极落实。各地要按照技术标准，在常态化推进省内跨地级市远程异地评标的基础上，通过签署协议、备忘录等方式加强跨省域合作，进一步明确副场补偿、服务保障、监管协同等协作内容，加快推广跨省域远程异地评标。鼓励国有企业参照本通知开展远程异地评标。中国招投标公共服务平台要搭建全国远程异地评标共享节点，按照开源、中立、共享、兼容的原则继续做好技术支持。国家发展改革委将组织中国招投标协会及相关参编单位，根据实践应用情况不断优化完善技术标准，提高技术标准的科学性和可操作性。各地推进远程异地评标的经验做法和重大情况，要及时报告。

国家发展改革委办公厅

2025年9月5日

# 国家发展改革委办公厅关于 加快推动工程咨询行业高质量发展的意见

发改办投资〔2025〕824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：

为贯彻落实党中央、国务院决策部署，加快推动工程咨询行业高质量发展，着力构建制度完善、理念先进、服务高效、行为规范、开放协同的行业生态体系，更好发挥工程咨询在规划编制、投资决策、项目实施等方面智力支撑作用，进一步提升决策科学化水平、强化项目全过程管理、助力扩大有效益的投资，促进经济社会高质量发展，现提出以下意见。

一、深入把握行业发展定位。工程咨询行业作为现代生产性服务业的重要组成部分，要在经济社会发展、项目全生命周期管理中，为政府部门和社会投资者提供更加专业化的咨询和管理服务。要围绕重大战略、重大规划、重大工程和重大政策实施提供全方位咨询评估服务，助力科学、民主、依法决策。要通过政策咨询、风险研判、管理优化等专业服务，助力社会投资者更好把握政策导向、研判投资风险、优化项目管理，不断提升项目建设运营管理效益。

二、大力推广全过程工程咨询。推动工程咨询机构在项目投资决策、勘察设计、工程建设、运营维护等过程中，提供综合性、跨阶段、一体化的全过程咨询服务。鼓励规划咨询、投资咨询、招标代理、勘察设计、工程监理、造价咨询等专业机构通过联合经营、并购重组等方式整合资源，培育具备全过程综合咨询能力的服务商。支持甲级资信工程咨询机构发挥一体化服务示范引导作用，探索“投资咨询+工程管理+专项咨询”集成服务模式。鼓励中小型工程咨询机构开展跨阶段咨询业务组合或同一阶段不同类型咨询业务组合服务。支持政府投资项目优先开展全过程工程咨询。

三、加快推进数字化转型发展。鼓励工程咨询机构开发和利用建筑信息模型（BIM）、人工智能、大数据、物联网等现代信息技术和资源，构建数字化咨询标准体系、开发数智化应用场景、建立数据资源仓库、建设数字化共享平台，促进行业数字化转型发展。鼓励中小型工程咨询机构从需求迫切的环节入手推进数字化转型，并向全流程数字化转型延伸拓展。加强工程咨询领域自主创新支撑能力建设，增强应用场景开放性，培育数据产品、智能软件应用生态。培育第三方数字化服务专业机构，为项目管理数字化转型提供支撑。鼓励政府投资项目优先推行数字化交付，明确交付流程标准，加强数据安全管理，加快建立项目数字化档案管理制度。

四、推动构建多元化咨询服务体系。鼓励和支持工程咨询机构创新服务模式，依法依规提供战略决策、投融资策划、风险评估、现代管理等多样化服务。鼓励综合型机构发展“智库咨询+工程咨询”全链条服务，专业型机构深耕专项技术咨询，培育差异化竞争优势。支持综合甲级资信工程咨询机构聚焦国家重大战略、重大政策等开展前瞻性研究。

五、加强人才队伍建设。以建设高素质、专业化、复合型人才队伍为目标，全面提升工程咨询行业人才竞争力。构建科学合理的人才评价体系和薪酬体系。完善工程咨询（投资）专业技术人员职业资格评价、登记和继续教育相关制度。鼓励工程咨询机构整合多领域专家资源，组建跨学科、跨行业的综合研究队伍。建立产学研用深度融合的人才培养机制，支持工程咨询机构与国内知名大

学、研究机构开展合作，建设工程咨询师学院和研究基地，联合培养行业人才，支持符合条件的工程咨询机构设立博士后科研工作站。

六、完善制度标准规范体系。研究修订工程咨询行业管理办法等管理制度，完善政府委托投资咨询评估管理制度，加快工程咨询国家标准体系建设。鼓励行业协会、甲级资信工程咨询机构牵头制定工程咨询团体标准、企业标准，建立不同层级标准间的衔接机制，推动各类标准的编制、发布和应用，逐步形成可复制、可推广的标准化服务模式。强化标准实施监督，建立标准应用评价机制，将标准执行情况纳入资信评价、项目验收考核体系。

七、推进国际交流合作。支持工程咨询机构在共建“一带一路”国际合作项目中，加强与当地工程咨询机构交流合作，提供专业化工程咨询服务。鼓励综合实力较强的工程咨询机构在防范风险前提下，在海外设立分支机构，建立本土化服务网络。积极稳妥推动中国工程咨询标准海外应用，支持我国工程咨询机构参与国际组织的规则、标准制定。优化国际双向交流和培训机制，健全国内优秀咨询工程师（投资）到国际组织任职推荐机制。

八、严格规范工程咨询从业行为。工程咨询机构要独立、客观、公正开展业务，建立健全全流程质量管控机制，对服务过程中涉及的技术方案、数据来源，以及投资测算、合规性审查等关键环节留存可追溯记录。严格实行咨询成果质量终身负责制。强化工程咨询从业人员和所聘专家从业行为合规管理，严格落实法律法规和行业规范要求。为政府投资等公共决策提供咨询评估服务的工程咨询机构，要强化专家参与咨询评估工作的全过程管理，建立健全利益回避机制，严禁利用工作便利实施不正当竞争行为或牟取不正当利益。委托评估的部门和单位应对咨询评估成果综合研判后再用于支撑公共决策，并加强咨询评估成果质量评价管理。

九、完善行业自律管理机制。行业协会要健全行业自律机制，推进行业诚信建设，引导行业主体提高服务质量、规范服务行为，推动形成公平有序的市场竞争秩序。规范开展工程咨询机构资信评价，强化资信动态管理。定期发布优质咨询成果，通过示范引领促进整体水平提升。动态发布工程咨询服务成本信息，优化计价模式，引导合理收费，防范无序竞争。严格开展咨询工程师（投资）执业年度检查。发展改革部门要加强对行业协会的业务指导，进一步优化工程咨询机构资信评价制度。

十、加大监督执法力度。优化工程咨询机构备案管理制度，开展工程咨询机构业绩公示。实行工程咨询机构备案退出机制，对未配备咨询工程师（投资）、存在重大违法违规行为等不符合备案条件的机构取消备案。加强对工程咨询机构的抽查检查，对弄虚作假、低价恶性竞争等违法违规行为按规定予以处理，并纳入全国投资项目在线审批监管平台、全国信用信息共享平台，涉嫌违法犯罪的线索及时移交司法机关。

各级发展改革部门要切实履行指导工程咨询行业发展的职责，会同有关部门健全工作机制，完善管理制度，强化政策支持，引导行业自律，加强监督检查，推广典型经验，形成共同推进本意见贯彻落实的工作合力。

国家发展改革委办公厅

2025年9月13日

# 国家发展改革委 市场监管总局关于《中华人民共和国价格法修正草案（征求意见稿）》公开征求意见的公告

党中央、国务院高度重视价格工作，对修订《中华人民共和国价格法》（以下简称“价格法”）作出明确部署。2023年，价格法修订列入《十四届全国人大常委会立法规划》。为贯彻落实党中央、国务院决策部署，国家发展改革委、市场监管总局研究起草了价格法修正草案（征求意见稿），现向社会公开征求意见。

此次公开征求意见时间为2025年7月24日至8月23日。欢迎社会各界人士通过网络等方式提出意见。公众可登录国家发展改革委门户网站（<http://www.ndrc.gov.cn>）首页“互动交流”板块，进入“意见征求”专栏，或者登录市场监管总局门户网站（<http://www.samr.gov.cn>）首页“互动”板块，进入“征集调查”专栏，提出意见建议。

感谢您的参与和支持！

附件：1.中华人民共和国价格法修正草案（征求意见稿）

2.关于《中华人民共和国价格法修正草案（征求意见稿）》的起草说明

国家发展改革委市场监管总局

2025年7月24日

# 国家发展改革委 国家能源局关于 跨电网经营区常态化电力交易机制方案的复函

发改体改〔2025〕915号

国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司：

你公司报送的《关于报请批复国家电网、南方电网跨经营区常态化交易机制方案的请示》收悉。现批复如下。

一、原则同意《跨电网经营区常态化电力交易机制方案》，请认真组织实施。  
二、实现跨电网经营区常态化交易，是贯彻落实党的二十届三中全会精神、建设全国统一电力市场的标志性举措，对打破市场分割和地区封锁、在全国范围内优化电力资源配置具有重要意义。国家电网公司、南方电网公司要进一步深化合作，充分发挥跨电网经营区常态化交易机制作用，促进电力市场互联互通，提升网间通道利用效率，强化各层次市场的衔接协同，保障全国统一电力市场体系高效运行。

三、国家电网公司、南方电网公司要在2025年迎峰度夏期间，依托跨电网常态化交易机制实现电力资源优化配置，更好支撑电力保供。年底前，进一步统一市场规则、交易品种和交易时序，实现跨电网交易常态化开市。

四、国家电网公司、南方电网公司要落实主体责任，按照有关政策要求，持续完善跨电网交易规则，强化技术平台互联互通和信息共享互认，尽快实现电力市场成员“一地注册、全国共享”。要完善跨省跨区应急调度价格机制和结算管理，及时跟踪市场运营状况，加强信息披露和报送，做好应急预案，切实防范市场风险，保障电力系统安全稳定运行。重大问题及时向国家发展改革委、国家能源局报告。

五、国家发展改革委、国家能源局将持续强化对跨电网常态化交易的指导，健全配套政策，及时协调解决问题，进一步完善全国统一电力市场体系。

附件：跨电网经营区常态化电力交易机制方案

国家发展改革委

国家能源局

2025年7月1日

# 国家发展改革委 国家能源局关于印发 《电力市场计量结算基本规则》的通知

发改能源规〔2025〕976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，北京市城市管理委员会，天津市、辽宁省、甘肃省工业和信息化局（厅）、重庆市经济和信息化委员会，国家能源局各派出机构，中国核工业集团有限公司、国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家能源投资集团有限公司、国家电力投资集团公司、中国长江三峡集团有限公司、国家开发投资集团有限公司、中国广核集团有限公司、华润（集团）有限公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，北京、广州电力交易中心：

按照加快建设全国统一电力市场要求，为加强电力市场计量结算管理，我们组织制定了《电力市场计量结算基本规则》。现印发给你们，请遵照执行。

国家发展改革委

国家能源局

2025年7月18日

## 电力市场计量结算基本规则

### 第一章 总 则

第一条 为贯彻落实党中央、国务院进一步深化电力体制改革、加快建设全国统一大市场的有关精神，加强全国统一电力市场计量结算管理，维护电力市场秩序和市场成员合法权益，依据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国电力法》《国家发展改革委、国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《电力市场监管办法》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第18号）、《电力市场运行基本规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第20号）等法律法规和有关规定，结合电力市场实际，制定本规则。

第二条 本规则所称计量是指为满足电力市场结算需求，对市场经营主体的电能量、功率等数据进行测量、记录，并提供相关数据的行为。

第三条 本规则所称结算包括形成结算依据和电费结算。其中，形成结算依据是指电力交易机构根据政策文件和市场规则要求，向市场经营主体和电网企业提供电力市场结算依据和服务的行为；电费结算是指电网企业受市场经营主体委托，根据政策文件和结算依据等，对市场经营主体电费进行计算，编制发行电费账单，并进行电费收付的行为。

第四条 本规则适用于各类电力市场的计量结算。

第五条 国务院价格主管部门、省级价格主管部门负责制定结算价格相关政策，并对电费结算工作进行监督指导。国家能源局及其派出机构对电力市场计量结算行为进行监管。电力市场成员应按照政策要求和电力市场运行规则规定的方式开展计量和结算业务。

第六条 参与电力市场的虚拟电厂（聚合商）、新型储能等新型经营主体遵照本规则执行，电力交易机构和电网企业以市场经营主体为单元开展结算。

## 第二章 总体要求

### 第一节 基本原则

第七条 电力市场计量结算应当遵循依法依规、公平公正的原则，保证计量量值溯源性，保障结算准确、及时，切实维护电力市场秩序和市场经营主体权益。

第八条 电力市场结算包括电能量交易结算、电力辅助服务交易结算、容量交易结算等。电费结算相关事宜应在电力用户、售电公司、发电企业与电网企业签订的电费结算协议中予以明确。除国家政策规定外，结算环节不得改变市场出清、交易合约量价等关键要素。

第九条 结算原则上以自然月为周期开展。已发布的正式结算结果（含日清分结果）如有变化，应向相关市场经营主体披露变动原因和变动情况。其中：

（一）电力现货市场未连续运行时，开展年度、月度交易的地区，按自然月为周期进行结算；开展多日交易的地区，按最小交易周期进行量价清分，按自然月为周期进行结算。

（二）电力现货市场连续运行时，原则上采用“日清月结”的结算模式，按日对已执行的成交结果进行量价清分，月度结算结果应是日清分结果的累计值叠加按自然月结算的相关科目，按自然月为周期进行结算。

（三）电力辅助服务、零售等市场根据辅助服务市场、零售市场规则明确的周期开展清分，按自然月为周期进行结算。

第十条 结算时段是指形成结算依据的最小时段，每个结算时段的费用依据相应时段的计量数据、交易合同、出清结果、执行结果和市场规则计算确定。

第十一条 结算科目式样由国务院价格主管部门确定。结算科目应覆盖所有市场分类及交易品种，各类结算科目应单独计算、单独列示。

第十二条 电力市场计量结算采用统一度量单位。原则上，电量单位为兆瓦时、保留三位小数或千瓦时、保留整数；电费单位为元，保留两位小数；电价单位为元/兆瓦时、保留三位小数或元/千瓦时、保留六位小数。如国家政策文件对精度有进一步要求的，按相关政策文件执行。

第十三条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构应按职责做好各自信息平台的建设、管理、维护，做好计量结算业务协同，建立数据接口标准，实现数据平台交互。

第十四条 电力市场结算不得设置不平衡资金池，每项结算项目均需独立记录、分类明确疏导并详细列支。

### 第二节 权利与义务

第十五条 市场经营主体的权利和义务主要包括：

（一）按照市场规则参与电力市场，签订和履行电力交易合同、购售电合同、供用电合同或电费结算协议等合同或协议。

（二）依法依规披露和提供支撑电力市场结算以及市场服务所需的相关数据。

（三）获取、查看结算依据及电费账单，按规定时间核对并确认其准确性和完整性。

（四）负责向电网企业提供用于资金收付的银行账户，按规定向电网企业支付或收取款项，完

成电费收付。

- (五) 配合电网企业做好自身相关关口计量装置的改造、验收、现场检查、故障处理等工作。
- (六) 拥有配电网运营权的售电公司根据《售电公司管理办法》等规定开展电费结算。
- (七) 售电公司根据用户授权掌握其历史用电信息，可在电力交易机构或电网企业平台进行数据查询和下载。
- (八) 按规定向电力交易机构提交履约保函、保证金或其他结算担保品等。
- (九) 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第十六条 电力交易机构的权利和义务主要包括：

- (一) 负责汇总结算基础数据。
- (二) 负责编制结算依据，并保证结算依据的准确性、完整性和及时性。
- (三) 负责通过电力交易平台向市场经营主体、电网企业出具结算依据，提供结算相关服务。
- (四) 组织协调结算依据有关问题，参与协调电费结算有关问题。
- (五) 按照数据管理有关规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理。
- (六) 负责编制与发布结算依据所需信息系统的建设、管理、维护。
- (七) 组织开展市场经营主体结算风险评估。
- (八) 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第十七条 电力调度机构的权利和义务主要包括：

- (一) 依法依规披露和提供信息，负责提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的准确性、完整性和及时性。
- (二) 负责按时向电力交易机构提供电力辅助服务市场费用计算结果。
- (三) 负责结算所需的调度数据采集管理信息系统的建设、管理、维护。
- (四) 按照数据管理有关规定，对市场经营主体计量结算的信息和数据进行管理。
- (五) 组织协调电力辅助服务市场计量结算有关问题，参与协调结算依据、电费结算有关问题。
- (六) 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

第十八条 电网企业的权利和义务主要包括：

- (一) 依法依规披露和提供支撑结算所需的相关基础数据，确保交互数据的准确性、完整性和及时性。
- (二) 负责根据电力交易机构推送的结算依据，开展电费结算，按期向市场经营主体出具电费账单，提供电费账单查询等服务。
- (三) 负责根据电费账单按时完成电费收付，并向发生付款违约的市场经营主体催缴欠款。对于逾期仍未全额付款的市场经营主体，按规定向电力交易机构提出履约保函、保证金或其他结算担保品的使用申请。
- (四) 负责电费结算相关信息系统的建设、管理、维护，根据用户授权向市场经营主体提供电能数据查询服务，并将电能数据推送电力交易平台。
- (五) 组织协调电能计量和电费结算有关问题，参与协调结算依据有关问题。
- (六) 法律法规、政策文件规定的其他权利与义务。

### 第三章 计量管理

#### 第一节 计量装置管理

第十九条 市场经营主体应当具备独立计量条件，安装符合国家标准的计量装置，由计量检测机构检定后投入使用。电网企业应根据市场运行和市场经营主体需要及时配置、安装符合要求的计量装置。

第二十条 计量检测机构对计量装置实行定期校核。市场经营主体可以申请校核计量装置，经校核，计量装置误差达不到规定精度的，由此发生的费用由该计量装置的产权方承担；计量装置误差达到规定精度的，由此发生的费用由申请方承担。

第二十一条 电能计量装置应安装在产权分界点，产权分界点无法安装电能计量装置的，电网企业在与市场经营主体协商明确计量装置安装位置后，依据相关规定确定相应的变（线）损和参与结算的关口计量点，并在购售电合同、供用电合同等合同中予以明确。

第二十二条 电网企业应安装采集通信设备，建设计量自动化系统，实现计量装置的远程采集，满足电力市场计量结算数据需求和计量装置日常监控维护要求，采集终端、通信装置和智能电能表应满足国家和行业相关技术标准要求。

第二十三条 计量装置设置应满足电力市场最小结算单元要求，不满足要求的，电网企业应与市场经营主体协商一致后，在购售电合同、供用电合同等合同中明确结算单元电量分配方式。

#### 第二节 计量数据管理

第二十四条 计量数据应按满足结算最小时段和周期的要求，统一设置抄表计划，实现发用同期抄表和定期抄录。电网企业及电力调度机构应根据市场经营主体询问及争议，对计量数据问题分类管理，并按规定处理。

第二十五条 参与市场的发电企业、电力用户关口计量点电量数据、电力辅助服务数据根据计量装置确定，电网企业和电力调度机构应保证计量数据准确、完整，并按结算时序要求传输至电力交易机构。

（一）现货市场运行地区，电网企业、电力调度机构应每日提供前1日跨省跨区输电通道和发电企业的计量数据。非现货市场运行地区，电网企业、电力调度机构应于每月第1个工作日内提供跨省跨区输电通道和发电企业月度计量数据。

（二）电网企业原则上应于每月第1个工作日内将用户侧月度抄表电量提供至电力交易机构。中长期市场连续运营以及现货市场运行地区，电网企业应按日提供前1日用户侧分时电量至电力交易机构。

第二十六条 当计量装置数据缺失、错误或不可用时，电网企业、电力调度机构应及时开展消缺、补采或根据规则补全计量数据，重新提供至电力交易机构。电力交易机构在满足结算条件的下一结算周期进行结算、追退补。

### 第四章 结算管理

#### 第一节 结算准备

第二十七条 结算准备是指在规定时间内对结算所需基础数据进行收集汇总的过程。

第二十八条 结算基础数据包括：市场经营主体档案数据、交易合同数据、电能量市场出清及

调度执行数据、辅助服务市场费用计算结果、调试及商业运行时间、关口设置及电能计量数据、市场规则、电价政策文件，以及其他需电力交易机构合并出具结算依据的数据等。结算环节不得改变结算基础数据。

(一) 市场出清类数据由电力调度机构按日向电力交易机构提供后1日的电力现货市场日前出清结果、辅助服务市场出清结果（涉及电量清分部分）、必开机组以及前1日的现货市场日内、实时出清结果等。

(二) 调度执行类数据由电力调度机构按日向电力交易机构提供前1日中长期交易及电力现货市场执行结果、辅助服务市场实际调用结果（涉及电量清分部分）、应急调度执行结果、机组有效发电容量、偏差责任认定结果等。

(三) 新投跨省跨区输电通道、发电机组（独立储能）首次并网、完成整套启动试运行、进入商业运行时间节点等信息，电力调度机构应在每个阶段开始后的1个工作日内提供至电力交易机构。

第二十九条 市场经营主体和电网企业应保障档案数据的准确性、完整性和及时性，并在规定时间内通过电力交易平台完成更新、提交。未及时更新、提交的，电力交易机构以电力交易平台既有数据形成结算依据。

第三十条 电力交易机构负责组织售电公司与零售用户在电力交易平台填报零售交易相关参数、零售结算模式、考核条款等套餐内容，完成零售合同签订。零售合同如需修改或变更，应由双方以月为周期在电力交易平台重新填报，并在生效后执行。

第三十一条 因政策调整或合同关键要素缺失等原因，导致不满足结算条件的，在满足结算条件的下一个结算周期完成结算、清算。

第三十二条 因结算基础数据错误、不可用或存在争议，需要提供方重新提供信息时，应通过平台补推，并做好记录。电力交易机构收到补推数据后，在满足结算条件的下一个结算周期进行结算、追退补。

## 第二节 结算依据编制与发布

第三十三条 电力交易机构根据政策文件、市场规则和结算基础数据，对市场经营主体开展量价清分、费用计算与校核，编制形成结算依据。

第三十四条 开展零售市场结算时，电力交易机构应依据售电公司与零售用户在电力交易平台填报的零售合同形成结算依据。其中，售电公司批发市场、零售市场应按照市场规则分开结算。售电公司批发市场费用按批发市场交易规则计算，零售市场费用为其代理的零售用户结算电费之和。

第三十五条 因保障电力系统安全、维护市场秩序以及市场机制设计、系统阻塞等原因产生的补偿、考核、平衡或调节等相关费用，应事前明确分摊返还方式，并主动向市场成员披露。

第三十六条 电力辅助服务相关费用由电力调度机构计算，于每月第3个工作日前（含第3个工作日，下同）推送至电力交易机构，由电力交易机构合并出具结算依据。

第三十七条 市场经营主体发生销户、过户、分户、并户等用电主体变更或改类、改压等与交易相关的用电性质变更时，电网企业应在下一结算周期前将变更情况、分段计量数据等推送至电力交易机构。电力交易机构根据用电信息变更情况，对其进行分段结算，并将结算依据推送至电网企业，电网企业据此开展电费结算。

第三十八条 电力交易机构应于每月第5个工作日前向市场经营主体、相关电网企业出具上月结算依据（核对版），市场经营主体、相关电网企业应在1个工作日内完成核对、异议反馈（若有）和确认，逾期视为已确认。市场经营主体、相关电网企业提出异议的，电力交易机构应在1个工作日内组织市场经营主体、相关电网企业、相关电力调度机构进行核实，达成一致的，市场经营主体应对修正后的结算依据（核对版）在1个工作日内完成核对和确认；因异议处理无法按时达成一致的，纳入下一结算周期进行结算、追退补或清算，异议处理不得影响无争议部分的电费结算。条件具备的地区，结算依据发布的时间节点、流程可进一步优化。

第三十九条 结算依据（核对版）确认后，电力交易机构应于每月第8个工作日前向市场经营主体、相关电网企业发布上月正式结算依据。

### 第三节 电费结算

第四十条 电力交易机构应于每月第2个工作日前向电网企业提供上月市场注销的用户侧名单，包括法人主体名称、统一社会信用代码、关联用电单元户号等信息。

第四十一条 电网企业根据政策文件和电力交易机构推送的结算基础数据，核对结算依据，并按正式结算依据编制电费账单。

第四十二条 原则上电网企业应于每月第10个工作日前向发电企业、电力用户、售电公司发行上月电费账单。对于新型经营主体，按照其运营情况分别参照发电企业、电力用户时间节点开展相关工作。条件具备的地区，电费账单发行时间节点、流程可进一步优化。

第四十三条 电网企业负责按照规则要求，依据电费账单完成电费收付工作，并保障电费资金安全。

第四十四条 发电企业与电网企业间的电费收付要求如下：

（一）发电企业应根据厂网双方确认的电费账单及时、足额向电网企业开具增值税发票，原则上应在收到电费账单后5个工作日内完成。

（二）电网企业根据厂网双方确认的电费账单、发电企业开具的增值税发票，及时足额支付发电企业电费。电费原则上一次性支付，在发电企业向电网企业开具发票后5个工作日内，由电网企业将当期电费全额支付给发电企业。电网企业经与发电企业协商一致后，也可分两次支付。第一次支付不低于该期电费的50%，付清时间不得超过发电企业向电网企业开具发票后5个工作日，第二次付清时间不得超过发电企业向电网企业开具发票后10个工作日。

（三）因发电企业发票开具不及时影响电费结算时限的，厂网双方做好情况记录并及时沟通解决。电网企业不得以用户侧（包括电力用户、售电公司，下同）欠费为由停止或者减少向发电企业支付上网电费，如不能按合同约定期限支付上网电费（不可抗力因素除外），应按双方协商约定向发电企业支付违约金。如发电企业电费为负数，应按合同约定期限向电网企业支付电费，如不能按合同约定期限支付上网电费（不可抗力因素除外），应按双方协商约定向电网企业支付违约金。未与电网企业签订委托代理结算业务的，电网企业不承担欠费风险。

第四十五条 电力用户与电网企业间的电费收付要求如下：

（一）电力用户应在合同约定期限内与电网企业结清当期电费。

（二）若电力用户未在约定期限内完成电费支付，由电网企业负责催缴并采取有效措施收取电

费，并按照国家规定、合同约定依法计收电费违约金。电力用户经催缴在合理期限内仍未付清电费的，电网企业可按国家规定的程序对电力用户中止供电，相关损失由电力用户承担，同时欠费记录依法依规纳入用户征信。

**第四十六条** 售电公司（拥有配电网运营权的除外）结算电费为零售市场与批发市场结算电费之差。售电公司与电网企业间的电费收付要求如下：

（一）售电公司应与电网企业签订电费结算协议，由电网企业按月支付或收取售电公司电费，电费收付要求按照协议约定执行，但付清时间不得超过收款方向付款方开具发票后10个工作日。

（二）售电公司未及时足额缴纳电费的，电网企业可按程序使用其提交的履约保函、保证金或其他结算担保品等信用担保物。

**第四十七条** 经双方协商一致，允许电网企业使用承兑汇票、国内信用证等非现金方式与发电企业结算电费，并在购售电合同中明确采取买方付息等方式承担资金成本和兑付风险，以及使用承兑汇票、国内信用证等非现金方式支付发电企业电费的范围和比例等。

#### 第四节 追退补和清算

**第四十八条** 追退补是指因市场经营主体原因或数据异常以及其他规则允许情况，对已结算的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补。追退补应设追溯期，原则上不超过12个月。

**第四十九条** 清算是指因政策或规则调整等原因，对已结算的电量、电费重新计算，在后续结算周期进行费用多退少补。

**第五十条** 开展追退补和清算时，首先应由电力交易机构编制追退补和清算的结算依据，履行本章第二节结算依据发布流程后，再由电网企业开展电费追退补和清算。

**第五十一条** 结算依据或电费账单发布后，如市场经营主体存在异议，可在15个工作日内分别向电力交易机构、电网企业提出结算问询。电力交易机构、电网企业在收到问询后，5个工作日内确认和评估问询是否属实，经核查属实的，在满足结算条件的下一结算周期进行追退补或清算。

### 第五章 监督管理

**第五十二条** 市场经营主体之间、市场经营主体与市场运营机构之间、市场经营主体与电网企业

之间因计量和结算存在争议时，可通过所在市场管理委员会调解，或由价格主管部门、电力监管机构依法调解，调解不成的可依法通过仲裁、司法等途径解决争议。

**第五十三条** 对于电网企业、市场运营机构、市场经营主体存在未按规定开展电力市场计量结算等情形的，国家能源局及其派出机构依照《电力监管条例》第三十一条、第三十三条、第三十四条以及《电力市场监管办法》第三十六条、第三十八条、第三十九条有关规定处理，国务院价格主管部门、省级价格主管部门按照结算价格相关政策规定处理。

### 第六章 附 则

**第五十四条** 本规则自2025年10月1日起施行。

**第五十五条** 本规则由国家发展改革委、国家能源局负责解释。

**第五十六条** 本规则有效期五年。

# 国家发展改革委 国家能源局关于印发 《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027年）》 的通知

发改能源〔2025〕1144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，北京市城市管理委，国家能源局各派出机构，有关中央企业：

为推动新型储能高质量发展，国家发展改革委、国家能源局研究制定了《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027年）》。现予印发，请结合实际认真抓好贯彻落实。

国家发展改革委

国家能源局

2025年8月27日

附件

## 新型储能规模化建设专项行动方案 (2025—2027年)

为贯彻落实国家发展改革委、国家能源局等部门《关于加快推动新型储能发展的指导意见》《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》，发挥新型储能支撑建设新型能源体系和新型电力系统作用，培育能源领域新质生产力，进一步扩大内需，推动新型储能规模化建设和高质量发展，制定本方案。

### 一、总体目标

2027年，新型储能基本实现规模化、市场化发展，技术创新水平和装备制造能力稳居全球前列，市场机制、商业模式、标准体系基本成熟健全，适应新型电力系统稳定运行的多元储能体系初步建成，形成统筹全局、多元互补、高效运营的整体格局，为能源绿色转型发展提供有力支撑。全国新型储能装机规模达到1.8亿千瓦以上，带动项目直接投资约2500亿元，新型储能技术路线仍以锂离子电池储能为主，各类技术路线及应用场景进一步丰富，培育一批试点应用项目，打造一批典型应用场景。

——应用场景持续丰富。充分发挥各技术路线优势，拓展新型储能在电源协同运行、电网稳定支撑及智能微电网、虚拟电厂等领域应用。

——多元技术逐步成熟。锂离子电池储能实现规模化应用，压缩空气储能、液流电池储能、钠离子电池储能、飞轮储能等进一步商业化发展，固态电池、重力储能、热储能、氢储能及其他创新技术示范应用。

——系统性能显著提升。新型储能关键设备及系统的综合能量转化效率、循环寿命等经济性指

标及全生命周期安全水平进一步提高，促进电力系统安全稳定运行。

——产业创新稳步增强。推动政策机制完善，加快商业模式创新，支持在重点地区先行先试，促进产业链上下游协同、提质增效，助力实现可持续发展。

## 二、促进新型储能应用场景拓展

(一) 推进电源侧储能应用。推动沙漠、戈壁、荒漠等新能源基地合理规划建设新型储能。建设一批系统友好型新能源电站，促进新能源电站与配建新型储能联合运行，平滑新能源出力曲线，提高可靠出力水平，提供电网稳定支撑能力。研究煤电机组与电化学储能、飞轮储能、热储能等新型储能项目联合运行，优化运行方式，提升调节能力。鼓励利用退役火电厂场址和送出线路，科学规划建设新型储能。

(二) 拓展电网侧储能应用。推动在负荷密集接入、大规模新能源汇集、大容量直流馈入等关键电网节点，开展独立储能电站建设。加快推进构网型储能高比例新能源电网、弱电网及孤岛电网的示范应用，推广配电网新型储能应用，提升新型储能对电力系统稳定运行支持能力。鼓励在配电网扩建受限或偏远地区推广电网替代型储能。

(三) 创新多场景应用模式。聚焦工业园区、算力设施、商业综合体、光储充放一体化充电站、分布式光伏、通信基站等应用场景，积极创新绿电直连、虚拟电厂、智能微电网、源网荷储一体化、车联网互动等应用模式，进一步发挥系统调节作用。研究推广新型储能作为独立主体或通过负荷聚合商等形式参与需求响应。

(四) 培育试点应用场景。各地重点围绕电源侧、电网侧及其他多场景应用方向，依托大数据、云计算、人工智能等前沿技术，创新“人工智能+”应用场景，培育一批技术领先、应用前景好、可复制性强的新型储能应用场景。

## 三、推动新型储能利用水平提升

(五) 推动新型储能调控方式创新。电力调度机构应根据系统需求，科学制定新型储能调度细则，明确新型储能调度运行方式和调用区间。积极开展新型储能与电源协同优化调度、规模化储能系统集群智能调度及分布式储能虚拟电厂聚合调控等调用方式创新。

(六) 合理提升新型储能调用水平。电力现货市场未连续运行地区应综合考虑系统需求、安全性、调节经济性等因素，优化各类调节资源调用序位，结合系统需要科学增加新型储能调用，尽量减少煤电机组频繁深度调峰、日内启停调峰。电力现货市场连续运行地区，遵循市场交易结果调用各类调节资源。

(七) 提高新型储能调度适应能力。新型储能电站应符合电力系统安全稳定运行要求，完成相应性能试验及涉网试验，具备按照调度指令进行有功功率和无功功率自动调节的能力，并规范配置监控系统和通讯信息等二次系统，按程序向电力调度机构上传运行信息，接受并执行调度指令，实现运行数据可测、储能状态可控。

## 四、引领新型储能创新融合

(八) 大力推动技术创新。依托国家产业技术工程化中心、国家新兴产业创新中心、国家能源局研发创新平台、新型储能领域国家科技重大项目、能源领域首台（套）重大技术装备、新型储能试点项目等，支持开展新型储能共性关键技术攻关、装备研制和示范验证，促进新型储能技术多元

化发展，探索多技术混合式新型储能、长时储能等应用，并积极储备一批前沿新型储能技术。强化企业科技创新主体地位，促进新型储能企业联合开展技术攻关。

（九）组织实施储能产业创新工程。强化重大项目布局牵引，发挥龙头企业产业引领作用，加强上下游产业合作，打造新型储能产业上下游融合创新生态，加快科技成果产业化应用，推动全产业链优化升级。推动新型储能产业集群化发展，支持有条件的地区优化新型储能产业布局。

（十）推广试点项目应用。深入推进新型储能试点项目，及时总结建设运行经验。鼓励各省（区、市）能源主管部门结合各地实际，组织一批具有技术先进性和产业带动性的新型储能试点项目，促进新型储能技术产业创新。

## 五、加强新型储能标准体系建设

（十一）加快完善新型储能标准体系。结合新型电力系统建设思路，进一步完善新型储能各环节技术标准，逐步构建适应技术多元创新趋势、满足产业发展需求、与现有能源电力标准有效衔接的新型储能标准体系。加强新型储能标准实施评估，推动标准制定、实施、评估、复审修订的闭环管理。

（十二）加强关键领域标准制修订。优先开展技术相对成熟、具备推广应用条件的储能领域标准制修订工作。加快新兴技术标准布局和预研。推动新型储能设计规范、系统集成、接入电网、安全管理、应急处置、运行评价与退出等关键标准完善，促进新型储能技术研发、试点应用与标准制定协同发展。

（十三）持续推进国际标准化工作。深化新型储能标准化国际交流合作，支持相关企业、协会、科研机构、标准化组织和行业专家等深度参与IEC、ISO等国际标准化工作，积极推进新型储能国际标准制修订。推动国内标准采用和转化国际先进标准，提升新型储能标准国际化水平。

## 六、加快新型储能市场机制完善

（十四）鼓励新型储能全面参与电能量市场。推动“新能源+储能”作为联合报价主体，一体化参与电能量市场交易。推进具备独立计量、控制等技术条件，符合相关标准规范和电力市场注册基本条件，具有法人资格的新型储能项目，作为独立主体参与电能量市场。有序推动新型储能参与中长期市场。

（十五）引导新型储能参与辅助服务市场。结合电力市场建设进展，有序引导新型储能参与调频、备用等辅助服务市场，鼓励各地区因地制宜研究探索爬坡、转动惯量等辅助服务品种，逐步扩大新型储能参与辅助服务规模。

（十六）加快新型储能价格机制建设。推动完善新型储能等调节资源容量电价机制，有序建立可靠容量补偿机制，对电力系统可靠容量给予合理补偿。各地要加快推进电力中长期、现货市场建设，完善市场价格形成机制，推动合理形成新型储能充放电价格。

## 七、组织保障

（十七）加强工作统筹。国家发展改革委、国家能源局负责统筹协调，全面指导各省（区、市）能源主管部门新型储能规模化建设工作。各省（区、市）能源主管部门应加快建立健全与电力运行、价格、规划、消防等相关主管部门、国家能源局派出机构、各类电力企业等协同合作的工作机制，形成工作合力。

(十八) 强化安全管理。牢固树立安全发展理念，将确保安全作为发展电化学储能的重要前提。相关管理部门按照安全生产“三管三必须”原则，加强新型储能安全管理。项目备案机关备案时，在备案文件中明确项目单位的安全生产主体责任，并落实项目安全监管责任。各省级能源主管部门强化统筹协调，加快推动构建本地区电化学储能安全监管体系。

(十九) 优化建设管理。各省(区、市)能源主管部门要坚持规划引领，科学测算本地区调节能力需求，统筹明确新型储能和其他调节资源发展规模和布局，每年度报送新型储能规划建设情况，总结发展经验。支持多方主体参与投资新型储能，鼓励民营企业在新型储能发展中发挥更大作用。引导金融机构对新型储能领域企业提供贷款和利率支持，探索融资租赁支持新型储能设备采购，推动研究开发面向新型储能项目的保险产品。

(二十) 增强人才保障。加大人才引进和培养力度，发挥高校和科研院所在培养优秀创新人才方面的作用和优势，依托储能产教融合平台，形成多层次、多渠道的人才培养体系。加强新型储能电站运维人员培训，提升设备管理、经营分析、运行维护、安全应急等方面的专业能力。

(二十一) 推进国际合作。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，推进新型储能领域合作。加强国际技术交流和信息共享，推动国内先进新型储能技术装备“走出去”。

# 国家发展改革委 国家能源局关于印发 《电力现货连续运行地区市场建设指引》的通知

发改能源〔2025〕1171号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，天津市工业和信息化局、内蒙古自治区工业和信息化厅、辽宁省工业和信息化厅、广西壮族自治区工业和信息化厅、重庆市经济和信息化委员会、四川省经济和信息化厅、甘肃省工业和信息化厅，北京市城市管理委员会，国家能源局各派出机构，有关中央企业：

为持续完善电力市场机制设计，我们组织制定了《电力现货连续运行地区市场建设指引》。现印发给你们，请结合实际做好落实。

国家发展改革委

国家能源局

2025年9月2日

## 电力现货连续运行地区市场建设指引

为加快建设全国统一电力市场体系，构建主体多元、竞争充分、功能完备的电力市场，引导电力现货市场连续运行的省（区、市）优化电力市场设计，更好发挥电力市场在促进电力资源优化配置、保障电力安全供应及支撑新型电力系统建设等方面的作用，制定本指引。其他地区可参考借鉴。

### 一、优化现货市场交易机制

支持各地探索完善新能源全面入市下的现货市场机制。做好市场竞争与系统运行的衔接，优化现货市场出清机制，形成反映供需关系和调节成本的分时价格信号。开展日前交易的地区，以发用电两侧经营主体自主申报的量价信息出清和结算，通过日前价格信号激励用户合理安排生产计划、参与系统调节。加快完善可靠性机组组合环节，以负荷预测和新能源功率预测为基础，优化形成机组组合，保障市场环境下的电力安全可靠供应。

完善各类市场主体参与现货市场机制。推动发用两侧共同参与现货市场，鼓励虚拟电厂、智能微电网、新型储能等新型经营主体和用电侧主体“报量报价”参与现货市场竞争，探索按节点/分区电价申报及结算。支持“电源+储能”作为联合报价主体参与现货市场。

### 二、加快完善中长期市场交易机制

优化中长期交易组织方式。实现中长期交易精细化开展，加快推动中长期交易分时段组织与D-2连续开市，不断提升交易灵活性。支持新能源、核电企业与电力用户之间签订多年期协议，稳定投资预期和长期收益。

完善中长期签约及限价机制。国家统筹考虑电力供需形势、电力保供要求、电力市场建设进展等因素，明确中长期交易签约比例要求，各地在签约要求范围内结合实际动态调整、做好落实。完善煤电中长期交易限价，逐步实现月度、月内等较短时间尺度中长期交易限价范围与现货市场限价

贴近，具体由价格主管部门会同有关部门确定。

### 三、因地制宜健全辅助服务市场体系

完善调频辅助服务市场。规范调频容量需求标准，基于调节速率、调节精度、响应时间等细分性能，建立以调节效果为导向的市场机制，推动调频市场与电能量市场联合出清，实现整体成本最优。

增加辅助服务市场品种。鼓励各地探索建立备用辅助服务市场，合理确定备用需求，通过市场竞争发现备用服务价值，并逐步与电能量市场联合出清。鼓励新能源装机占比比较高的地区探索建立爬坡等辅助服务市场。

扩大参与辅助服务市场主体范围。鼓励包括新型经营主体在内的各类主体根据自身特性，以聚合等多种方式参与辅助服务市场，更好发挥灵活调节资源作用。各类市场经营主体按照所提供的辅助服务获取收益，按照国家相关文件要求分担辅助服务费用。

### 四、研究建立可靠容量补偿机制

建立容量评估机制。探索建立发电机组可靠容量评估机制，综合考虑发电机组类型、出力特性、厂用电率、检修停机等因素，科学评估各类型机组及新型储能的容量系数，客观反映其对电力系统发电容量充裕度的实际贡献。

研究建立面向各类电源的容量补偿机制。结合各地电力市场成熟度，建立容量补偿机制，对电力系统可靠容量给予合理补偿。省级价格主管部门会同有关部门按照基本回收市场边际机组固定成本的原则，结合电能量和辅助服务等市场收益情况，统筹考虑能源电力规划、电力供需关系、用户承受能力等因素，合理确定单位可靠容量补偿标准并动态调整。有条件的地区探索通过报价竞争形成容量电价，以市场化手段保障系统容量长期充裕，条件成熟时建设容量市场。

### 五、打造规范透明的零售市场

丰富零售市场交易方式。搭建零售线上交易平台，研究建立零售套餐价格事前估算机制，引导零售用户通过平台比选方式签约，降低交易成本、促进市场竞争。

加强批发与零售市场价格传导。完善零售市场套餐模板，鼓励售电公司和零售用户灵活配置零售套餐、签订分时合约，促进批零价格传导、挖掘用户侧调节潜力。适应电力用户新能源消费意愿，创新引入绿电零售套餐等新品种。

提升零售市场透明度。市场运营机构应定期发布批发市场均价、零售市场均价等信息，破除零售市场信息壁垒。鼓励市场运营机构提供市场信息推送、用电账单分析等服务，促进零售市场信息向用户充分传导。

### 六、完善市场干预与处置机制

建立市场力监测与管控机制。结合各机组报价一致性、发售一体报价关联性、成本偏离程度、系统阻塞情况等内容，建立市场力监测与管控机制，合理设定监测指标的持续时长、触发频度、偏离程度等市场力管控触发阈值，配套建立市场力管控措施，常态化开展市场力评估监测，促进市场有效竞争。

规范电力市场干预机制。明确市场干预与处置的启动条件、实施主体和处置流程，分级分类、依法依规开展电力市场干预。做好市场干预的记录、上报、披露、复盘分析等全流程闭环管控流程，

按要求向经营主体披露市场干预信息。

### 七、持续提升市场运营能力

完善电力市场信息披露机制。统一规范市场运营机构信息披露科目、查询路径、时间颗粒度、数字格式，在保障信息安全的前提下开放信息披露数据接口；建立信息披露问题反馈机制，通过网络、电话等多种方式畅通问题反馈途径，并及时答复解决。

加强市场运营业务流程标准化管理。市场运营机构应建立注册、申报、出清、安全校核、计量、结算等电力市场全流程业务的标准化管理机制，推动相关业务规范交互和时序耦合。

持续提升市场技术支持系统水平。推动市场运营机构、电网企业数据基础设施高标准联通、数字化归档，适应市场经营主体数量不断增长、交易频次不断增加的情况，增强电力市场技术支持系统承载能力，提升市场运营规范化、信息化、智能化水平。

### 八、强化电力市场秩序监管

维护公平竞争市场秩序。依法依规对市场经营主体公平参与市场、市场运营机构规范运行等相关情况实施监管，及时纠治各类电力市场违规行为。

营造良好外部环境，常态化整治不当干预电力市场行为，打破地方保护和省间壁垒，及时发现规范处置各类不当干预行为，为电力市场平稳运行营造良好氛围。

加强监管方式创新。积极应用穿透式监管、数字化监管等新型监管方式，因地制宜开展监管探索实践，持续提升电力市场监管效能。

### 九、强化组织保障

国家发展改革委、国家能源局要加强对电力现货连续运行地区总体指导协调。各地要持续推进电力市场建设，严格执行国家相关政策，落实电力安全保供责任和电力中长期合同高比例签约要求，加强电力市场运行安全风险监测与评估，有针对性完善市场机制，不得组织专场交易、违规调整市场交易结果和结算电费、设置不平衡资金池，以及向经营主体分摊不合理费用。国家能源局派出机构、地方能源主管部门会同相关部门按照职责分工，建立完善市场监管协同机制，形成监管合力，切实维护电力市场公平竞争秩序。电力市场运营机构要强化队伍和服务质量建设，持续提升规范运营水平。

本指引由国家发展改革委、国家能源局负责解释并动态更新完善。

# 国家发展改革委 国家能源局关于 完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知

发改价格〔2025〕1192号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、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：

大力推动风能、太阳能等新能源资源开发利用，对助力能源绿色低碳转型、实现碳达峰碳中和目标具有重要意义。发展新能源就近消纳，是促进新能源资源开发利用、满足企业绿色用能需求的重要途径。为贯彻落实党中央、国务院决策部署，推动新能源实现更高水平的就近消纳，现就有关事项通知如下。

一、公共电网提供稳定供应保障服务。对电源、负荷、储能等作为整体与公共电网连接，形成清晰物理界面和安全责任界面、以新能源发电为主要电源的就近消纳项目，公共电网按照接网容量提供可靠供电等服务，保障其安全稳定用电。就近消纳项目电源应接入用户和公共电网产权分界点的用户侧，新能源年自发自用电量占总可用发电量比例不低于60%，占总用电量比例不低于30%、2030年起新增项目不低于35%；项目应当具备分表计量条件，由电网企业在发电、厂用电、并网、自发自用、储能等关口安装计量装置，准确计量各环节电量数据。

二、就近消纳项目公平承担稳定供应保障费用。按照“谁受益、谁负担”原则，对电力系统提供的稳定供应服务，就近消纳项目公平承担输配电费、系统运行费等费用；未接入公共电网的项目，不缴纳稳定供应保障费用。

（一）输配电费。项目实行按容（需）量缴纳输配电费，下网电量不再缴纳系统备用费、输配环节的电量电费。月度容（需）量电费计算方法为：容（需）量电费=按现行政策缴纳的容（需）量电费+所在电压等级现行电量电价标准×平均负荷率×730小时×接入公共电网容量。其中，平均负荷率暂按所在省份110千伏及以上工商业两部制用户平均水平执行，由电网企业测算、经省级价格主管部门审核后公布；接入公共电网容量为项目同时使用的受电变压器容量及不通过变压器接入的高压电动机容量之和。

可靠性要求高、按要求需进行容量备份的项目，可选择继续按现行两部制输配电价模式缴费，其中容（需）量电费按现行政策执行，电量电费根据实际用电量（含自发自用电量）以及所在电压等级电量电价标准缴纳。

（二）系统运行费。项目使用公共电网时视同工商业用户，暂按下网电量缴纳系统运行费，逐步向按占用容量等方式缴费过渡；暂免缴纳自发自用电量的政策性交叉补贴新增损益。

三、就近消纳项目平等参与电力市场。项目与其他发电企业、电力用户等具有平等市场地位，原则上作为统一整体参与电力市场。现货市场连续运行地区，项目上网电量交易和价格结算按照市场规则执行；现货市场未连续运行地区，原则上不向公共电网反向送电、不开展送电结算。项目新能源上网电量不纳入新能源可持续发展价格结算机制。项目用电时，应当直接参与市场交易，不得由电网企业代理购电，并按照下网电量承担上网环节线损费用。

四、做好组织实施。各省级价格主管部门要加强跟踪监测，及时总结实施经验，提出完善的意见建议；加强政策解读，引导项目业主单位等方面充分理解政策意图，及时回应社会关切。项目业主单位向地方有关主管部门备案后，向电网企业提出接网申请，自主确定接入电网容量，与电网企业签订供用电合同、购售电合同、并网调度协议，明确安全等相关责任。电网企业应严格按要求进行审核，并依据备案文件提供结算服务，每月将项目输配电费、系统运行费等有关情况报告省级价格主管部门。

本通知自2025年10月1日起实施。实施日期前已接网的就近消纳项目，由各地价格主管部门做好统筹衔接。

国家发展改革委

国家能源局

2025年9月9日

# 国家发展改革委 国家能源局关于印发 《能源规划管理办法》的通知

发改能源规〔2025〕1216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，国家能源局派出机构：

为加强能源规划管理，依据《中华人民共和国能源法》，国家发展改革委、国家能源局制定了《能源规划管理办法》。现印发给你们，请遵照执行。

国家发展改革委  
国家能源局  
2025年9月16日

## 能源规划管理办法

### 第一章 总 则

第一条 为加强能源规划管理，规范规划编制工作，保障规划有效实施，发挥能源规划对能源发展的引领、指导和规范作用，依据《中华人民共和国能源法》、《中共中央国务院关于统一规划体系更好发挥国家发展规划战略导向作用的意见》（中发〔2018〕44号）、《国务院关于取消非行政许可审批事项的决定》（国发〔2015〕27号），以及国务院发布的政府核准投资项目目录等有关规定，制定本办法。

第二条 能源规划包括全国综合能源规划、全国分领域能源规划、区域能源规划和省、自治区、直辖市能源规划（以下简称省级能源规划）等。

本办法适用于以上各类能源规划的研究起草、征求意见、衔接论证、审批发布、组织实施、评估调整等工作。

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

第三条 全国综合能源规划、全国分领域能源规划由国家发展改革委、国家能源局会同国务院有关部门组织编制，按照有关程序和要求报党中央、国务院审批和发布实施，或由国家发展改革委、国家能源局审批和发布实施，工作需要时联合国务院有关部门发布实施。

国家发展改革委、国家能源局会同国务院有关部门和有关省、自治区、直辖市人民政府，可以编制跨省、自治区、直辖市的区域能源规划。区域能源规划按照中央区域协调发展领导小组有关要求审批，由国家发展改革委、国家能源局发布实施。

省级能源规划由省、自治区、直辖市人民政府能源主管部门会同有关部门组织编制。其中，省级综合能源规划经省、自治区、直辖市人民政府同意后报国家能源局审批，国家能源局原则上不批复省级分领域能源规划，国家另有规定的除外。省级能源规划由省、自治区、直辖市人民政府组织发布实施。

第四条 全国综合能源规划依据国民经济和社会发展规划编制。全国分领域能源规划依据全国综合能源规划编制。区域能源规划应当符合全国综合能源规划，并与相关全国分领域能源规划衔接。

省级能源规划依据全国综合能源规划、相关全国分领域能源规划、相关区域能源规划编制。

第五条 全国综合能源规划、全国分领域能源规划和区域能源规划是指导全国和相关区域能源发展、布局重大工程项目、合理配置公共资源、引导社会资本投向、制定相关政策的重要依据。省级能源规划是本省、自治区、直辖市能源发展的重要依据。能源规划是企业开展项目前期工作的重要依据，是能源工程项目审批（核准）机关和自然资源、生态环境、住房城乡建设、行业管理等部门以及金融机构对相关能源工程项目进行审查的依据。

## 第二章 规划编制

第六条 严格能源规划编制目录清单管理，全国综合能源规划、全国分领域能源规划、区域能源规划由国家发展改革委、国家能源局统筹拟定编制目录清单。目录清单应坚持精简原则，避免数量过多、交叉重叠等问题。未列入目录清单的规划原则上不得编制。

属于日常工作或任务实施期限少于3年的，原则上不编制规划。

第七条 编制能源规划，应当遵循能源发展规律，坚持统筹兼顾，强化科学论证，履行研究起草、征求意见、衔接论证、审批发布等程序。

第八条 前期研究应当统筹能源安全和绿色转型，坚持目标导向和问题导向相统一，开展基础调查、信息搜集、课题研究等工作，立足能源发展基础，科学研判发展趋势和阶段性特征，研究重大战略、重大改革和重大政策，论证重大项目，加强多方案比选和多角度论证。前期研究工作应充分发挥科研机构、智库等的辅助支持作用。

第九条 能源规划应明确规划期，内容一般包括：发展基础和形势、指导思想、基本原则、发展目标、主要任务、区域布局、重点项目、保障措施等。其中，发展目标可包括约束性指标和预期性指标。应进行环境影响评价和水资源论证的能源规划，按照有关规定执行，并做好与生态环保、碳排放等指标和政策衔接。

第十条 全国综合能源规划、全国分领域能源规划应当明确能源总量规模、能源结构和区域布局，根据需要列入属于国务院及有关部门审批或核准权限的重点工程项目。

区域和省级能源规划列入的有关工程项目，应当符合全国综合能源规划、全国分领域能源规划确定的总量规模和区域布局。属于国务院及有关部门审批或核准权限的工程项目，在全国综合能源规划、全国分领域能源规划尚未明确前，省级能源规划不得自行列入。

列入能源规划的工程项目可包括单体重大工程和打捆项目等形式，按工作进度可分为规划期内建成投产、在建续建、开工建设、开展前期工作等类别。需经优选明确的工程项目，可列出备选项目清单。建设周期较长的工程项目，可列出储备项目清单。

列入能源规划的工程项目，应当符合法律、行政法规、部门规章、有关地方性法规和国家相关政策、总量控制目标、相关标准等规定，原则上应当具备前期工作基础，符合与工作进度相应的用地、用水、环评等要素保障要求。列入规划前应当经过论证程序，应结合能源市场和价格等情况开展经济性评估。

第十一条 能源规划编制过程中，应当征求有关部门、相关企业和行业组织以及有关专家等方

面的意见。涉及国家秘密的，按照保守国家秘密有关规定执行。

第十二条 能源规划编制过程中，应当加强各类能源规划之间，以及与其他相关规划、能源市场和相关政策的衔接。国家能源局通过对接规划思路、加强指标和项目衔接等方式，加强对省级能源规划编制的指导。

### 第三章 规划审批

第十三条 能源规划在报送批准机关审批前，应组织专家或委托有相关资质的专业机构进行评估论证，形成书面论证报告。

能源规划报送审批时，应一并附送规划编制说明、论证报告、合法性审查意见、公平竞争审查意见、宏观政策取向一致性评估意见和有关规定要求的其他文件。

第十四条 能源规划编制部门应根据批准机关提出的意见，对能源规划进行修改完善，并按照有关要求报送修改稿及其他相关材料。

第十五条 国家能源局在组织专家或委托专业机构研究等工作基础上，商国家发展改革委，按程序组织开展省级综合能源规划审批。

国家能源局在省级综合能源规划审批过程中，通过多种方式组织开展规划衔接工作，对接有关省、自治区、直辖市能源发展目标、重点任务和工程项目等内容，省级能源规划编制部门应当按照相关意见修改完善规划，并按照有关要求报送修改稿及其他相关材料。

### 第四章 规划发布实施

第十六条 能源规划经批准后按程序发布实施。

经批准的能源规划应当按照规定予以公布，法律、行政法规另有规定以及涉及国家秘密的除外。能源规划的宣传解读等工作由规划编制部门负责。

第十七条 省级综合能源规划应按照国家能源局批复意见修改后发布实施。其他省级能源规划应与全国综合能源规划、相关全国分领域能源规划及经批复的省级综合能源规划衔接一致。未经批复的省级综合能源规划和未按上述要求衔接一致的其他省级能源规划，不得作为本省、自治区、直辖市能源发展的依据，以及开展工程项目建设前期工作、审批（核准）的依据。

省级能源规划印发后应及时报送国家能源局并抄送所在地区的国家能源局派出机构。

第十八条 能源规划编制部门负责规划实施，根据工作要求制定实施方案，明确责任分工，确定时序进度，落实具体措施；负责组织开展规划实施动态监测，及时研究解决规划实施有关问题。

第十九条 国家能源局根据全国综合能源规划、全国分领域能源规划和区域能源规划提出的主要目标和任务，制定年度能源工作指导意见，将主要指标分解纳入年度指标，并做好年度综合平衡，结合形势发展确定年度重点任务、工程项目和政策举措等实施要求，推动能源规划落地实施。

第二十条 国家能源局组织派出机构对全国综合能源规划、全国分领域能源规划和区域能源规划在辖区的实施情况进行监管，派出机构形成辖区监管报告报送国家能源局，作为监测和评估规划实施情况的参考。

第二十一条 能源规划编制部门按照有关要求开展规划实施情况政务信息公开工作，自觉接受人大监督、审计监督和社会监督。涉及国家秘密的按照保守国家秘密有关规定执行。

## 第五章 规划评估调整

第二十二条 能源规划编制部门负责组织开展规划实施中期评估和总结评估，评估报告应按要求报送原批准机关。

规划实施评估要结合国内外发展环境的新变化新要求，综合考虑能源供需形势、市场价格、技术迭代等要素的动态变化，重点评估实施进展成效及存在问题，提出推进规划实施建议。评估结果是深入推进规划实施、规划调整修订及编制下一个规划期能源规划的重要依据。

鼓励组织专家或委托有资质的专业机构开展规划实施第三方评估。

第二十三条 强化能源规划权威性、严肃性。

全国综合能源规划、全国分领域能源规划和区域能源规划经评估确需调整时，由国家发展改革委、国家能源局结合规划评估结果，征求相关部门及相关省、自治区、直辖市人民政府能源主管部门等有关方面意见，研究并提出调整建议，按照有关要求报原批准机关，国家另有规定的除外。经原批准机关同意后，可以通过修订原规划部分内容、印发规划实施意见、补充调整项目等方式对规划进行调整修订。

全国综合能源规划、全国分领域能源规划和区域能源规划调整后，省级能源规划相应调整有关内容。省级能源规划经评估和论证，可在总量规模和布局范围内调整能源工程项目等有关事项。省级能源规划的调整情况及论证报告应报送国家能源局并抄送所在地区的国家能源局派出机构。

调整后的规划按照政府信息公开有关要求履行公开程序。涉及国家秘密的按照保守国家秘密有关规定执行。

## 第六章 附 则

第二十四条 本办法由国家发展改革委、国家能源局负责解释。

第二十五条 各类能源规划管理有需要时，可依据本办法制定实施细则。

第二十六条 本办法自印发之日起施行，有效期5年。原《能源规划管理办法》（国能规划〔2019〕87号）同时废止。

## 国家能源局公告

2025年第3号

根据《中华人民共和国标准化法》《能源标准化管理办法》，国家能源局批准《压缩空气储能电站设计规范》等304项能源行业标准（附件1）、《Code for Energy Efficiency Design of Hydropower Project》等43项能源行业标准外文版（附件2）、《水电工程集运鱼系统设计规范》能源行业标准修改通知单（附件3），现予以发布。

- 附件：1.行业标准目录
- 2.行业标准外文版目录
- 3.行业标准修改通知单



附件

序号	标准编号	标准名称	代替标准	出版机构	批准日期	实施日期
1	NB/T11564.4-2025	水电工程信息分类与编码第4部分： 水工建筑物		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
2	NB/T11564.5-2025	水电工程信息分类与编码第5部分：机电		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
3	NB/T11564.12-2025	水电工程信息分类与编码第12部分： 运行维护		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
4	NB/T11559.1-2025	水电工程有限元数值分析导则第1部分： 混凝土坝		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
5	NB/T11758-2025	户用光伏发电系统工程质量评价规范		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
6	NB/T11759-2025	分散式风电运维技术规程		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
7	NB/T11760-2025	海上风电场溢油监测技术规范		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
8	NB/T11761-2025	海上风电场水下钢结构无损检测技术规范		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
9	NB/T11762-2025	海上风电场输变电维护规程		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
10	NB/T11763-2025	海上风电基础冲刷防护设施运行维护规范		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
11	NB/T11764-2025	光伏发电企业档案分类导则		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
12	NB/T11765-2025	智慧综合能源企业档案分类导则		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
13	NB/T11766-2025	核电厂供热可行性研究技术规定		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
14	NB/T11767-2025	压水堆核电机组供热技术规范		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30

序号	标准编号	标准名称	代替标准	出版机构	批准日期	实施日期
15	NB/T11768-2025	海上风电场工程水域安全管理技术导则		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
16	NB/T11769-2025	风电机组基础锚笼环技术规范		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
17	NB/T11770-2025	并网小型风力发电机组通用技术条件		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
18	NB/T11771-2025	风光互补离网控制逆变一体机		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
19	NB/T11772-2025	直流输出型风力发电机组		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
20	NB/T11773-2025	风力发电机组内附件技术规范		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
21	NB/T11774-2025	风力发电机组叶片净空监测系统		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
22	NB/T11775-2025	海上风力发电机组调试技术规程		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
23	NB/T11776-2025	风力发电机组塔架调谐阻尼器		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
24	NB/T11777-2025	海上风电场工程吸力桩基础勘察规程		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
25	NB/T11778-2025	风力发电机组轴承润滑脂自动润滑系统		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
	...					
42	NB/T11795-2025	抽水蓄能电站环境保护设计规范		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
43	NB/T11796-2025	水电工程水土保持监测设备基本技术条件		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
44	NB/T11797-2025	水电工程水土保持效果调查与评估技术规程		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
45	NB/T11798-2025	水电工程水土保持设施验收渣场稳定性评估规范		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
46	NB/T11799-2025	水电工程专用文站流量实时监测设备基本技术条件		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
47	NB/T11800-2025	水电工程勘察数据库表结构及标识符		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
48	NB/T11801-2025	水电工程地质灾害监测 InSAR 技术应用规程		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
49	NB/T11802-2025	水电工程渗流探测规程		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
50	NB/T11803-2025	水电工程运行期地质灾害勘察与风险评价规程		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
51	NB/T11804-2025	水电工程通航建筑物总体设计规范		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
52	NB/T11805-2025	水力发电厂劳动定员标准		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
53	NB/T11806-2025	水电工程数据库表结构及标识符通则		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
54	NB/T11807-2025	水电工程边坡柔性防护网工程技术规范		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
55	NB/T11808-2025	水电工程设计工程量计算规定		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30

序号	标准编号	标准名称	代替标准	出版机构	批准日期	实施日期
56	NB/T11809-2025	光伏与熔盐储能一体化发电工程设计导则		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
57	NB/T11810-2025	可再生能源电力制氢工程规划报告编制规程		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
58	NB/T11811-2025	生物质发电工程质量管理规程		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
59	NB/T11812-2025	多能互补项目经济评价规范		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
60	NB/T11813-2025	索结构光伏支架技术规程		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
61	NB/T11814-2025	漂浮式光伏支撑系统技术规程		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
62	NB/T11815-2025	水电工程储能泵站工程地质勘察规范		中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
	...					
90	NB/T32007-2025	光伏发电站功率控制能力检测技术规程	NB/T32007-2013	中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
91	NB/T33015-2025	用户侧电化学储能系统并网验收规范	NB/T33015-2014	中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
92	NB/T35031-2025	水电工程安全监测系统专项投资编制细则	NB/T35031-2014	中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
93	NB/T35033-2025	水电工程环境保护专项投资编制细则	NB/T35033-2014	中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
94	NB/T35038-2025	水电工程建设征地移民安置综合监理规范	NB/T35038-2014	中国水利水电出版社	2025-6-30	2025-12-30
	...					
96	NB/T42090-2025	电化学储能电站监控系统现场验收试验规程	NB/T42090-2016	中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
	...					
99	DL/T317-2025	继电保护设备标准化设计规范	DL/T317-2010	中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
	...					
145	DL/T2876-2025	水电工程卫星导航系统变形监测技术规范		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
	...					
167	DL/T2898-2025	水电站厂用电系统运行维护规程		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
168	DL/T2899-2025	反击式水轮机状态评价技术导则		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
	...					
179	DL/T2910-2025	电力企业信用体系建设导则		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
	...					
182	DL/T2913-2025	电化学储能系统模型参数测试规程		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
183	DL/T2914-2025	电化学储能系统建模导则		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
184	DL/T2915-2025	氢储能电站储氢系统运行规程		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30

序号	标准编号	标准名称	代替标准	出版机构	批准日期	实施日期
185	DL/T2916-2025	压缩空气储能电站效率指标计算方法		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
186	DL/T2917-2025	电化学储能电站并网验收技术规范		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
187	DL/T2918-2025	电力储能用电池管理系统监造导则		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
188	DL/T2919-2025	电化学储能电站经济评价导则		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
189	DL/T2920-2025	储能电站环境保护技术监督规程		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
190	DL/T2921-2025	压缩空气储能电站经济评价导则		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
191	DL/T2922-2025	新型储能电站统计技术导则		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
192	DL/T2923-2025	电网资产绩效评价技术导则		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
	...					
211	DL/T5893-2025	压缩空气储能电站地下储气库设计规范		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
212	DL/T5894-2025	压缩空气储能电站工程地质勘察规范		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
213	DL/T5895-2025	压缩空气储能电站设计规范		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
214	DL/T5896-2025	压缩空气储能电站可行性研究报告编制规程		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30
215	DL/T5897-2025	压缩空气储能电站初步设计报告编制规程		中国电力出版社	2025-6-30	2025-12-30

## 水利部办公厅关于印发 2025年度水利工程建设质量提升工作方案的通知

部机关有关司局，部直属有关单位，各省、自治区、直辖市水利（水务）厅（局），各计划单列市水利（水务）局，新疆生产建设兵团水利局：

为深入贯彻落实党的二十大精神及党中央、国务院关于全面加强基础设施建设和实施质量强国战略的决策部署，巩固深化水利工程建设质量提升三年行动（2022—2025年）成果，根据《水利部办公厅关于印发水利工程建设质量提升三年行动（2022—2025年）实施方案的通知》（办建设〔2022〕280号），结合2023、2024年度水利工程建设质量提升工作情况，制定《2025年度水利工程建设质量提升工作方案》，现予以印发，请结合实际认真执行。

### **2025年度水利工程建设质量提升工作方案**

为加快推进质量强国建设，巩固深化水利工程建设质量提升三年行动（2022—2025年）成果，进一步提高水利工程建设质量管理水平，推动水利工程建设高质量发展，制定2025年度水利工程建设质量提升工作方案如下。

#### **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，全面贯彻党的二十大和二十届二中、三中全会精神，深入践行习近平总书记“节水优先、空间均衡、系统治理、两手发力”治水思路和关于治水重要论述精神，深入实施质量强国战略，牢固树立质量第一意识，加强质量全生命周期管理，推进质量管理数字赋能和质量创新发展，全面总结质量提升三年行动成果，进一步健全提升质量管理水平的长效机制，为全面建设社会主义现代化国家提供坚实的水利支撑和保障。

#### **二、主要任务**

##### **（一）持续贯彻落实质量强国战略**

各流域管理机构、地方各级水行政主管部门要持续认真学习贯彻《质量强国建设纲要》，按照《深入贯彻落实<质量强国建设纲要>提升水利工程建设质量的实施意见》要求，以推动水利高质量发展的总体思路和目标为统领，不断优化水利工程建设质量发展环境，筑牢质量责任意识，完善质量管理体系，增强质量创新能力，提高质量管理水平，促进水利工程建设质量整体水平全面提高，确保加快建设质量强国的任务部署落地见效。

##### **（二）严格落实质量终身责任制**

各流域管理机构、地方各级水行政主管部门要全面落实各方主体的工程质量责任，强化项目法人工程质量首要责任和勘察、设计、施工、监理等单位主体责任。严格执行工程质量终身责任书面承诺制、永久性标牌制、质量信息档案等制度。强化质量责任追溯追究，明确工程项目及关键部位、

关键环节的质量责任，建立施工过程质量责任标识制度，加强施工纪录和验收资料管理，推行工程建设数字化成果交付、审查、存档，保证工程质量的可追溯性。

### （三）加强工程建设全生命周期质量管理

各流域管理机构、地方各级水行政主管部门要持续加强对水利工程建设全生命周期的质量管理，加强对工程参建各方主体的质量行为和工程实体质量控制的标准化管理，强化关键环节、关键部位的质量管控，大力推广信息技术应用，

打造基于信息化技术、覆盖施工全过程的质量管理标准体系。加强勘察、设计过程质量控制，确保勘察成果真实可靠，设计文件符合设计深度要求；加强施工过程质量控制，确保原材料、中间产品和设备符合设计要求，严格按照设计文件和技术标准施工，强化施工质量检验和验收管理，加快解决影响验收的突出问题，加强水利工程建设档案管理，确保工程全过程资料真实系统全面。

### （四）持续提高政府质量监管效能

各流域管理机构、地方各级水行政主管部门要深入落实党的二十届三中全会全面深化改革要求，持续健全完善水利建设质量管理制度和技术标准体系。强化工程建设全链条监管，完善日常检查和抽查抽测相结合的质量监督检查制度，加强工程质量监督能力建设，因地制宜推行政府购买服务方式委托社会力量辅助工程质量监督检查。完善工程建设招标投标制度，探索将企业工程质量情况纳入招标投标评审，健全工程质量指标体系和评价制度，推行工程质量信用信息归集共享，对违法违规的市场主体实施联合惩戒。

### （五）持续推进质量管理数字赋能

各流域管理机构、地方各级水行政主管部门要大力提升质量监管数字化应用水平，切实落实《关于推进水利工程建设数字孪生的指导意见》，推动工程建设数字孪生技术的应用，在新建大型和重点中型水利工程全面开展信息化基础设施体系、数字孪生平台和业务应用体系建设，实现数字孪生工程与实体工程同步验收，同步交付。在2023、2024年度数字孪生水利工程建设的基础上，进一步深化BIM、GIS等技术在水利工程勘察、设计、施工、运行管理全过程的深度集成应用，推动水利工程建设管理的数字化转型。推进智能大坝试点建设，通过数字孪生技术提升大坝全要素全天候感知能力、智能设计能力、智能建造能力、人工智能技术应用能力，智能操控能力等。

### （六）持续增强质量创新服务能力

各流域管理机构、地方各级水行政主管部门要督促建立产学研深度融合的质量创新体系，协同开展水利工程建设技术、管理、制度创新，开展工程质量标准基础科学与应用研究。鼓励水利科研院所、高校和水利建设市场主体加大技术创新及研发投入，支持多方联合开展关键性、前瞻性、战略性质量技术攻关，加强先进工程技术、建造设备、建筑材料和管理模式高水平运用，大力推进环保节能材料、技术、工艺、装备应用，及时总结具有推广价值的质量创新标准化成果，确保加快发展水利新质生产力的任务部署落地见效。

### （七）强化党建引领和质量文化建设

各流域管理机构、地方各级水行政主管部门和水利工程参建各方要充分发挥党建工作举旗定向的政治引领作用，以“党建+质量”为实施载体，积极引导广大建设者牢固树立质量第一和争先创优意识。继续加强质量文化建设，营造“质量为先”的文化氛围，组织开展质量管理经验交流和教育培训活动，推广先进的质量管理理念和方法，提升水利工程建设从业人员的质量管理水平和业务能力。完善质量激励政策，对工作推进不力、问题突出的单位和个人进行责任追究，激发广大水利

建设者的质量意识和责任感。

#### （八）持续开展工程建设质量普遍性问题专项整治

各流域管理机构、地方各级水行政主管部门要在2023、2024年度专项整治成果的基础上，进一步聚焦水利工程建设中存在的深层次质量问题，聚焦各建单位履行法律法规、规章制度规定的质量行为情况和涉及工程主体结构安全和主要使用功能的工程实体质量情况，聚焦工程关键环节和重点部位，结合历次巡视、审计和监督检查发现的突出问题，持续开展质量普遍性问题专项整治行动。全面梳理本地区近年来发现的共性问题、典型问题，逐步形成普遍性问题大数据并加强应用，分析研究多发频发问题产生原因，提出针对性改进措施建议，有效提升工程建设质量。

#### （九）全面总结评估三年行动成果

各流域管理机构、地方各级水行政主管部门要全面梳理2022—2025年水利工程建设质量提升三年行动实施情况，总结成功经验，评估整体成效，分析存在的问题和不足，形成三年行动总结报告。组织对2023、2024年度质量提升工作方案中明确的各项任务完成情况进行“回头看”，重点检查问题整改落实情况、长效机制建立情况等，确保各项任务落地见效。进一步梳理在质量管理创新、新技术应用、数字孪生建设等方面的特点和经验，为后续水利工程建设提供可复制、可推广的模式。

### 三、工作要求

（一）加强组织领导。各流域管理机构、地方各级水行政主管部门要高度重视2025年度水利工程建设质量提升工作，切实加强组织领导，明确责任分工，建立健全工作机制，细化工作措施，明确时间节点和责任人，确保各项工作任务有序推进。部相关司局、单位要强化监督指导，确保质量提升三年行动各项任务全面完成。

（二）注重工作实效。各流域管理机构、地方各级水行政主管部门在开展质量提升工作过程中，要注重工作实效，将质量提升工作与日常水利工程建设质量管理工作有机结合，通过质量提升行动推动水利工程建设管理水平的整体提升。严格贯彻落实《整治形式主义为基层减负若干规定》和中央关于统筹规范督查检查考核的要求，避免形式主义和官僚主义，切实减轻基层负担。

（三）及时报送成果。请各流域管理机构和各省级水行政主管部门对质量提升三年行动进行全面总结和成效评估，对主要任务完成情况、工作亮点与创新、存在问题与建议等形成书面总结报告，于2025年12月10日前报送水利部水利工程建设司，并抄送水利部建设管理与质量安全中心。

### 四、联系人及联系方式

水利部水利工程建设司：李洪飞 于冠雄

联系电话：010-63202709、5227

电子邮箱：zljd@mwr.gov.cn

水利部建设管理与质量安全中心：李守通 姚亮

联系电话：010-63204324、3848

# 永久基本农田保护红线管理办法

中华人民共和国自然资源部中华人民共和国农业农村部第 17 号令

(经2024年12月6日自然资源部第4次部务会议和农业农村部2025年7月7日第8次常务会议审议通过 自2025年10月1日起施行)

《永久基本农田保护红线管理办法》已经自然资源部2024年12月6日第4次部务会议和农业农村部2025年7月7日第8次常务会议审议通过，现予公布，自2025年10月1日起施行。

自然资源部部长关志鸥  
农业农村部部长韩俊  
2025年8月29日

## 永久基本农田保护红线管理办法

第一条 为了落实最严格的耕地保护制度，守住永久基本农田保护红线，确保国家粮食安全，推动经济社会高质量发展，依据《中华人民共和国土地管理法》、《中华人民共和国粮食安全保障法》、《中华人民共和国土地管理法实施条例》等法律、行政法规，制定本办法。

第二条 永久基本农田保护红线的划定、管控、保护、优化调整和有关质量建设工作，适用本办法。本办法所称永久基本农田保护红线，是指国土空间规划确定的永久基本农田保护任务和布局安排等。

第三条 县级以上人民政府自然资源、农业农村主管部门按照职责分工，加强工作协同，建立永久基本农田保护工作协同和信息共享机制，共享永久基本农田划定、永久基本农田质量等级、高标准农田等数据成果，共同做好永久基本农田保护红线监督管理的有关工作。

第四条 永久基本农田划定落实到具体地块，并向社会公告。永久基本农田划定后，任何单位和个人不得擅自调整、占用或者改变用途。

禁止在生态保护红线、城镇开发边界调整过程中，擅自调整永久基本农田保护红线。

第五条 城镇开发边界范围内的永久基本农田，原则上应当予以保留。对零星破碎、不便耕种，确需进行集中连片整治的，应当优先在城镇开发边界范围内补划，且总面积不减少；确需调出城镇开发边界范围的，应当确保城镇开发边界规模不扩大。

第六条 禁止占用永久基本农田挖湖造景，建设绿化带，种植草皮等用于绿化装饰的植物，堆放固体废弃物，填埋垃圾，以及法律法规禁止的其他行为。

第七条 县级以上人民政府自然资源主管部门应当会同农业农村主管部门组织划定永久基本农田储备区，作为重大建设项目占用永久基本农田和永久基本农田保护红线优化调整的主要补划来源。

第八条 下列可以长期稳定利用的优质耕地应当优先划入永久基本农田储备区：

(一) 土地综合整治新增加的耕地；

- (二) 已建成的高标准农田;
- (三) 与已划定的永久基本农田集中连片,质量高于本地区平均水平且坡度小于15度的耕地;
- (四) 有良好的水资源与水土保持条件的耕地;
- (五) 从园地、林地等其他农用地恢复的耕地;
- (六) 法律、行政法规以及部门规章规定的其他情形。

第九条 省级人民政府自然资源主管部门应当会同农业农村主管部门定期评估本行政区域内耕地资源分布、质量状况,因地制宜、合理确定市、县永久基本农田储备区划定目标任务,并根据储备区内耕地实际利用状况,动态调整储备区。

储备区内耕地划为永久基本农田前,不按照永久基本农田管理。

第十条 县级以上人民政府农业农村主管部门会同有关部门落实高标准农田建设规划等,加强在永久基本农田上建设高标准农田,逐步把具备条件的永久基本农田建设成高标准农田。县级人民政府自然资源、农业农村主管部门将永久基本农田、高标准农田建设等耕地保护相关信息及时共享,纳入国土空间规划“一张图”实施监督信息系统、全国农田建设综合监测监管平台管理。

第十一条 县级以上人民政府农业农村主管部门会同有关部门负责组织实施提升永久基本农田质量,推进耕地有机质提升、保护性耕作、退化耕地治理、黑土地保护等工作,采取工程、生物、农艺等措施,提高土壤有机质、改善土壤结构、保护土壤生物多样性,治理退化的永久基本农田。

第十二条 县级以上人民政府农业农村主管部门会同自然资源等部门对永久基本农田质量建设保护等情况开展调查、监测、评价,评价永久基本农田质量等级,定期向本级人民政府提出永久基本农田质量变化情况报告以及相应的地力保护措施。根据永久基本农田质量动态变化情况,指导农业生产与永久基本农田质量建设与保护。

省级人民政府农业农村主管部门应当建立永久基本农田质量档案,定期发布本行政区域内永久基本农田质量信息。

第十三条 永久基本农田保护红线在坚持整体稳定,确保国土空间规划确定的永久基本农田保护任务不突破的前提下,可以对布局进行正向优化。

依照本办法规定确需对永久基本农田布局进行正向优化调整的,应当按照“数量不减、质量不降、布局优化、生态改善”的原则优化调整并落实补划,逐步提高永久基本农田中优质耕地的比例。调整永久基本农田原则上应当在县域范围内统筹,个别确实无法在县域范围内落实补划的,按照省级人民政府自然资源、农业农村主管部门的规定做好统筹。

第十四条 按照高标准农田建设规划实施的高标准农田建设项目开展必要的灌溉及排水设施、田间道路、农田防护林等农田基础设施配套建设,确需对少量永久基本农田布局调整的,由县级人民政府负责组织编制永久基本农田调整补划方案,统筹落实补划任务。在高标准农田建设项目竣工验收后,由县级人民政府自然资源主管部门会同农业农村主管部门将永久基本农田调整补划方案逐级报省级人民政府自然资源主管部门备案,并由省级人民政府自然资源主管部门报国务院自然资源主管部门更新永久基本农田数据库。

调整补划方案可以按项目单个编报,也可以按年度统一编报。

高标准农田建设范围内按农用地管理的农田基础设施不纳入建设用地审批范围。

第十五条 依据国土空间规划及相关规划对未利用、低效和闲置利用、损毁和退化土地及不合理利用土地实施土地综合整治，确需对少量永久基本农田布局进行优化调整的，按照下列规定办理：

(一) 项目在实施方案制定或者立项阶段，由县级人民政府自然资源主管部门会同农业农村主管部门拟定永久基本农田调整补划方案，按照有关规定逐级报省级人民政府自然资源主管部门审核同意后实施。

(二) 项目完成后，由省级人民政府自然资源主管部门会同有关部门组织验收，永久基本农田调整补划方案落实情况作为验收的重要内容。

(三) 项目通过验收后，由省级人民政府自然资源主管部门报国务院自然资源主管部门更新永久基本农田数据库。

第十六条 农村集体经济组织开展必要的灌溉及排水设施、农村道路、农田防护林等配套设施建设，确需对少量永久基本农田布局进行优化调整的，按照下列规定办理：

(一) 农村集体经济组织按照农村集体经济组织章程规定，履行重大事项决议程序后，可以按年度向乡镇人民政府提出永久基本农田调整补划建议。乡镇人民政府结合实际情况对调整补划建议进行统筹，可以按年度向县级人民政府自然资源主管部门提出调整补划申请。

(二) 县级人民政府自然资源主管部门会同农业农村主管部门对调整补划申请进行统筹，永久基本农田储备区耕地超过上级下达的永久基本农田保护任务1%比例的，可以结合实际情况拟定永久基本农田调整补划方案，按照有关规定逐级报省级人民政府自然资源、农业农村主管部门审核同意后实施。

(三) 配套设施建设完成后，由设区的市级人民政府自然资源主管部门会同农业农村主管部门对永久基本农田调整补划方案落实情况进行核查。

(四) 核查通过后，经省级人民政府自然资源主管部门会同农业农村主管部门审核，报国务院自然资源主管部门更新永久基本农田数据库。

第十七条 县级人民政府自然资源主管部门会同农业农村等部门结合国土空间规划实施年度体检，对辖区内永久基本农田保护、利用、质量等情况进行年度评估，根据评估结果确需对少量永久基本农田布局进行优化调整的，按照下列规定办理：

(一) 辖区内永久基本农田储备区耕地超过上级下达的永久基本农田保护任务1%比例的，可以申请将储备区中的优质耕地或者农业空间治理活动中产生的优质耕地调入永久基本农田。

(二) 辖区内永久基本农田存在移民搬迁后不适宜耕种的地块、零星破碎地块，位于坡度15度以上、国家批准的退耕还林还草范围、生态脆弱地区、地下水超采区、河湖管理范围内以及列入严格管控类且无法恢复治理、损毁和采矿损毁无法修复等难以长期稳定利用的耕地等地块，或者经核实不符合划入永久基本农田要求的地块，县级人民政府自然资源主管部门会同农业农村等部门可以依据本条第一项规定在申请调入永久基本农田的同时将有关地块调出永久基本农田。涉及调出高标准农田的，由县级人民政府统筹落实补建。

(三) 县级人民政府自然资源主管部门会同农业农村主管部门拟定永久基本农田保护红线年度调整补划方案，按照有关规定逐级报省级人民政府自然资源主管部门，省级人民政府自然资源主管部门会同农业农村主管部门审核同意后，报国务院自然资源主管部门更新永久基本农田数据库。

(四) 农村集体经济组织、农村村民发现本集体经济组织永久基本农田存在本条第二项所列情形的，可以向县级人民政府自然资源主管部门提出核实建议，县级人民政府自然资源主管部门应当会同农业农村等部门予以核实，经核实符合条件的，纳入调出范围。

第十八条 党中央、国务院批准设立的承担战略任务的重要功能平台、重大生态建设项目，为保障人民群众生命财产安全实施的重大居民迁建工程等，由省级人民政府自然资源主管部门会同农业农村主管部门拟定永久基本农田调整补划方案，按照有关程序报国务院批准同意后，对永久基本农田保护红线进行优化调整。

第十九条 县级以上人民政府自然资源主管部门会同农业农村等部门根据国土空间规划五年评估和国土调查结果、耕地质量变化情况等，综合耕地恢复、生态退耕等情况进行研究论证，确需对国土空间规划确定的耕地保护任务目标调整的，按程序报原规划审批机关批准，相应对永久基本农田保护红线进行优化调整。

第二十条 有下列情形之一，确实难以避让永久基本农田保护红线的，应当坚持节约集约原则，依法由国务院批准，办理农用地转用审批手续：

(一) 党中央、国务院明确支持的重大建设项目，中央军委及其有关部门批准的军事国防类项目，经国务院批准确需就地建设的遗址保护项目；

(二) 按程序纳入国务院投资主管部门重大项目清单的用地项目，纳入国务院审批国土空间规划的机场、铁路、公路、水运、能源、水利等基础设施项目；

(三) 法律、行政法规以及国务院自然资源主管部门规定的其他情形。

第二十一条 依法可以按照原地类管理的架空电力传输线路、通信设施涉及的点状杆、塔确实难以避让永久基本农田的，应当在不妨碍机械化耕作的前提下，尽可能沿田间道路、沟渠、田坎铺设。铺设方案应当对永久基本农田的不可避让性以及对耕作的影响进行论证，报县级人民政府自然资源主管部门备案并加强监管。

第二十二条 全国矿产资源规划明确的战略性矿产，以及地热、矿泉水等不造成永久基本农田损毁的非战略性矿产，允许在永久基本农田上设立矿业权。在永久基本农田划定前已经设立的非战略性矿产矿业权，允许在原矿业权范围内办理延续变更等登记手续，已取得探矿权申请探矿权转采矿权的，允许在落实保护性开采措施前提下，采取井下方式开采。

第二十三条 因技术误差等原因将不符合划定要求的地块误划入永久基本农田的，由县级人民政府自然资源主管部门会同农业农村主管部门进行认定，逐级报省级人民政府自然资源主管部门。省级人民政府自然资源主管部门会同农业农村主管部门审核同意后，报国务院自然资源主管部门更新永久基本农田数据库。涉及补划的，由县级人民政府在永久基本农田年度评估中统筹落实。

第二十四条 依照本办法的规定对永久基本农田保护红线进行优化调整的，应当落实国土空间规划监督管理的有关要求，及时将更新后的国家永久基本农田数据库纳入国土空间规划“一张图”实施监督信息系统，并向社会公开，强化监督。县级以上人民政府自然资源、农业农村主管部门应当加强数据信息共享。

禁止通过擅自调整县级国土空间总体规划、乡镇国土空间总体规划，或者调整永久基本农田保护红线等方式规避永久基本农田农用地转用或者土地征收的审批。

第二十五条 国务院自然资源主管部门应当会同国务院农业农村主管部门结合耕地保护和粮食安全责任制考核，督促指导省级人民政府自然资源、农业农村主管部门按照本办法规定做好永久基本农田保护红线优化调整及相应的补划工作。

县级以上人民政府自然资源主管部门应当会同农业农村主管部门采取“双随机、一公开”等监管措施，对永久基本农田保护红线优化调整及相应补划情况进行核查。

第二十六条 县级以上人民政府自然资源、农业农村主管部门及其工作人员违反本办法规定，在永久基本农田保护红线管理工作中玩忽职守、滥用职权、徇私舞弊的，依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第二十七条 本办法自2025年10月1日起施行。

## 住房城乡建设部关于发布 市政公用工程设计文件编制深度规定（2025年版）的通知

各省、自治区住房城乡建设厅，直辖市住房城乡建设（管）委，北京市规划和自然资源委，新疆生产建设兵团住房城乡建设局：

为进一步贯彻《建设工程质量管理条例》、《建设工程勘察设计管理条例》，保障市政公用工程设计质量，促进市政公用工程行业高质量发展，我部组织有关单位编制了《市政公用工程设计文件编制深度规定》（2025年版）。现予以发布，自2025年10月1日起施行。《住房城乡建设部关于发布市政公用工程设计文件编制深度规定（2013年版）的通知》（建质〔2013〕57号）同时废止。

住房城乡建设部  
2025年7月28日

## 关于完善增值税期末留抵退税政策的公告

财政部 税务总局公告 2025年第7号

现将完善增值税期末留抵退税政策有关事项公告如下：

一、自2025年9月增值税纳税申报期起，符合条件的增值税一般纳税人（以下简称纳税人）可以按照以下规定向主管税务机关申请退还期末留抵税额。

（一）“制造业”、“科学研究和技术服务业”、“软件和信息技术服务业”、“生态保护和环境治理业”（以下简称制造业等4个行业）纳税人，可以按月向主管税务机关申请退还期末留抵税额。

（二）房地产开发经营业纳税人，与2019年3月31日期末留抵税额相比，申请退税前连续六个月（按季纳税的，连续两个季度，下同）期末新增加留抵税额均大于零，且第六个月（按季纳税的，第二季度，下同）期末新增加留抵税额不低于50万元的，可以向主管税务机关申请退还第六个月期末新增加留抵税额的60%。

（三）除制造业等4个行业和房地产开发经营业纳税人以外的其他纳税人，申请退税前连续六个月期末留抵税额均大于零，且第六个月期末留抵税额与申请退税前一税款所属期上一年度12月31日期末留抵税额相比新增加留抵税额不低于50万元的，可以向主管税务机关申请按比例退还新增加留抵税额。新增加留抵税额不超过1亿元的部分（含1亿元），退税比例为60%；超过1亿元的部分，退税比例为30%。

房地产开发经营业纳税人不符合本条第二项规定的，可以按照本条第三项规定申请退还期末留抵税额。

二、适用本公告政策的纳税人需同时符合以下条件：

- （一）纳税缴费信用级别为A级或者B级。
- （二）申请退税前36个月未发生骗取留抵退税、骗取出口退税或者虚开增值税专用发票情形。
- （三）申请退税前36个月未因偷税被税务机关处罚两次及以上。
- （四）2019年4月1日起未享受增值税即征即退、先征后返（退）政策，本公告另有规定的除外。

三、本公告所称制造业等4个行业纳税人，是指从事《国民经济行业分类》中“制造业”、“科学研究和技术服务业”、“软件和信息技术服务业”、“生态保护和环境治理业”业务相应发生的增值税销售额占其全部增值税销售额的比重超过50%的纳税人。销售额比重根据纳税人申请退税前连续12个月的销售额计算确定；申请退税前经营期不满12个月但满3个月的，按照实际经营期的销售额计算确定。

四、本公告所称房地产开发经营业纳税人，是指从事《国民经济行业分类》中“房地产开发经营”业务相应发生的增值税销售额及预收款占其全部增值税销售额及预收款的比重超过50%的纳税人。销售额及预收款比重根据纳税人申请退税前连续12个月的销售额及预收款计算确定；申请退税前经营期不满12个月但满3个月的，按照实际经营期的销售额及预收款计算确定。同一计算期间内已经参与比重计算的预收款，不得重复参与增值税销售额的计算。预收款是指采取预售方式销售自

行开发的房地产项目收到的款项。

同一计算期间内既取得房地产开发经营业务增值税销售额或预收款，又取得其他业务增值税销售额，且符合本条第一款增值税销售额及预收款比重规定的纳税人，申请退还期末留抵税额时，应当按照本公告第一条第二项、第三项第二款的规定办理。

五、本公告第三条和第四条所称增值税销售额，包括纳税申报销售额、稽查查补销售额、纳税评估调整销售额等；适用增值税差额征税政策的，以差额前的金额确定。

六、税务机关核准纳税人留抵退税申请后，纳税人再次满足本公告规定的退税条件，可以继续向主管税务机关申请退还期末留抵税额，但本公告第一条第二项、第三项规定的连续六个月计算期间，与已核准留抵退税申请不得重复计算。

七、适用本公告政策的纳税人，按照以下公式计算允许退还的留抵税额：

(一) 适用本公告第一条第一项政策的，允许退还的留抵税额=当期期末留抵税额×进项构成比例×100%；

(二) 适用本公告第一条第二项政策的，允许退还的留抵税额=当期期末留抵税额与2019年3月31日期末留抵税额相比新增加留抵税额×进项构成比例×60%；

(三) 适用本公告第一条第三项政策的，允许退还的留抵税额=当期期末留抵税额与申请退税前一税款所属期上一年度12月31日期末留抵税额相比新增加留抵税额不超过1亿元的部分×进项构成比例×60%+超过1亿元的部分×进项构成比例×30%。

本条第一项和第二项的进项构成比例，为2019年4月至申请退税前一税款所属期已抵扣的增值税专用发票、海关进口增值税专用缴款书、完税凭证、机动车销售统一发票、收费公路通行费增值税电子普通发票、电子发票（航空运输电子客票行程单）、电子发票（铁路电子客票）等增值税扣税凭证（以下简称七类增值税扣税凭证）注明的增值税额占同期全部已抵扣进项税额的比重。

本条第三项的进项构成比例，为申请退税前一税款所属期当年1月至申请退税前一税款所属期已抵扣的七类增值税扣税凭证注明的增值税额占同期全部已抵扣进项税额的比重。

八、纳税人出口货物或者跨境销售服务、无形资产，适用免抵退税办法的，应当先办理免抵退税，免抵退税办理完毕后，仍符合本公告规定条件的，可以按规定办理留抵退税；适用免退税办法的，对应进项税额不得用于退还留抵税额。

九、纳税人自2019年4月1日起已取得留抵退税款的，不得再申请享受增值税即征即退、先征后返（退）政策。纳税人一次性将已取得的留抵退税款全部缴回后，可以就缴回当月起发生的增值税应税交易按照规定申请享受增值税即征即退、先征后返（退）政策。

纳税人自2019年4月1日起已享受增值税即征即退、先征后返（退）政策的，一次性将已退还的增值税即征即退、先征后返（退）税款全部缴回后，可以自全部缴回次月起按照规定申请退还期末留抵税额。

纳税人按照上述规定全部缴回已退税款后适用留抵退税或者即征即退、先征后返（退）政策的，自全部缴回次月起36个月内不得变更。

十、纳税人可以选择将期末留抵税额结转下期继续抵扣，也可以按照本公告的规定，在符合留抵退税条件的次月增值税纳税申报期内，完成本期增值税纳税申报后，向主管税务机关申请退还期

未留抵税额。

税务机关核准纳税人留抵退税申请后，纳税人应当按照核准的留抵退税款相应调减当期留抵税额。

纳税人取得退还的留抵退税款后，如果发现纳税人存在留抵退税政策适用有误的情形，纳税人应当在下个增值税纳税申报期结束前缴回相关留抵退税款。

纳税人以隐匿收入、虚增进项税额、虚假申报或其他欺骗手段骗取留抵退税款的，由税务机关追缴其骗取的退税款，并按照《中华人民共和国税收征收管理法》等有关规定处理。

十一、本公告自2025年9月1日起施行。《财政部税务总局海关总署关于深化增值税改革有关政策的公告》（财政部税务总局海关总署公告2019年第39号）第八条、《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）、《财政部税务总局关于进一步加快增值税期末留抵退税政策实施进度的公告》（财政部税务总局公告2022年第17号）、《财政部税务总局关于进一步持续加快增值税期末留抵退税政策实施进度的公告》（财政部税务总局公告2022年第19号）、《财政部税务总局关于扩大全额退还增值税留抵税额政策行业范围的公告》（财政部税务总局公告2022年第21号）同时废止。

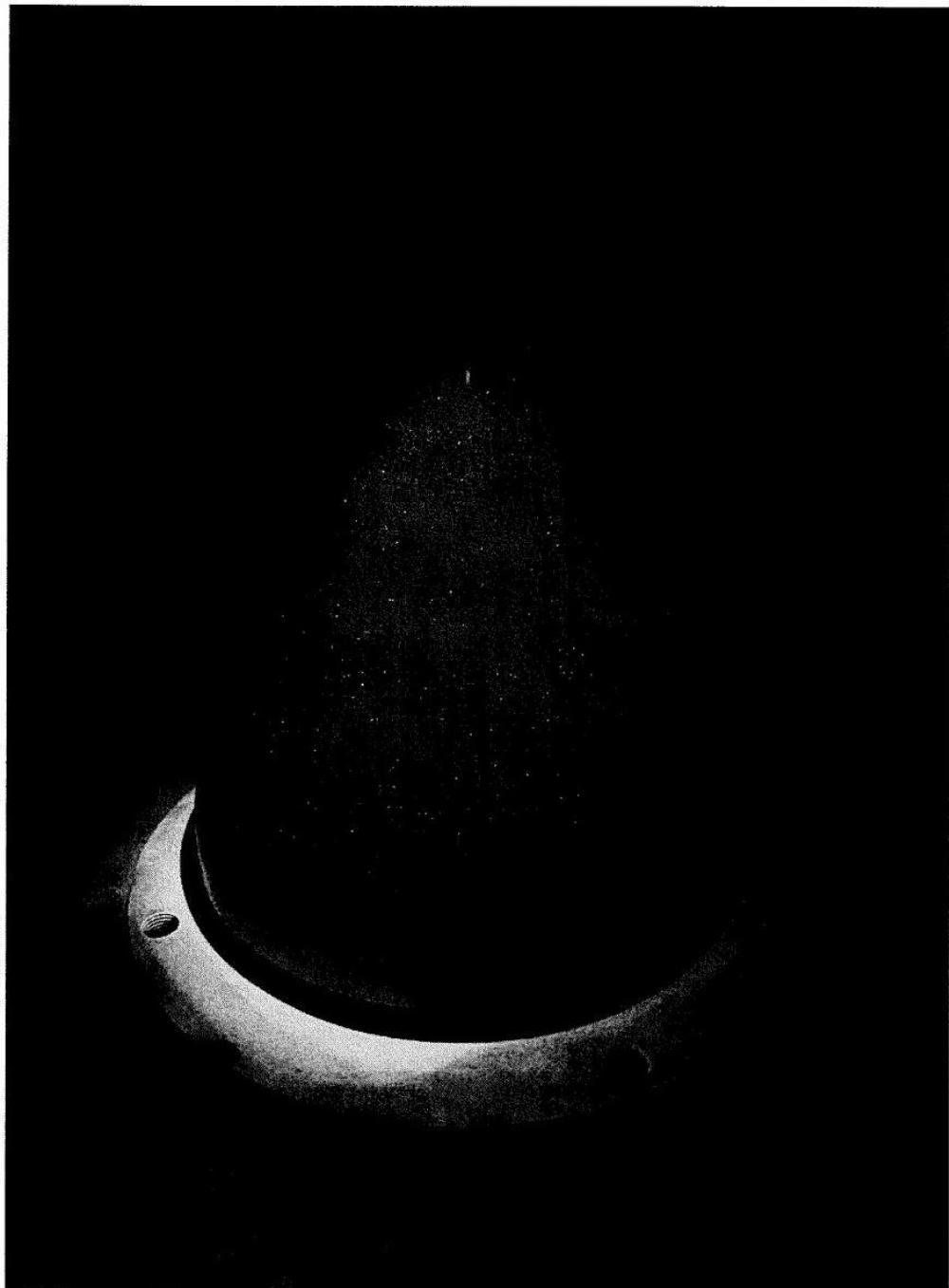
本公告施行前税务机关已受理但尚未办理完毕的留抵退税申请，仍按原规定办理。

特此公告。

财政部税务总局  
2025年8月22日

## 世界首台 500 兆瓦冲击式机组又一核心部件研制成功

2025年9月5日，世界首台500兆瓦冲击式水电机组喷针、喷嘴口环顺利完成制造，所有验收指标均超过精品指标，将应用于西藏大唐扎拉水电站。这标志着东方电机掌握了高水头大容量冲击式水轮机喷针、喷嘴口环研制技术，为后续喷嘴的成功研制奠定了坚实基础。



## 三峡江苏大丰 800MW 海上风电项目实现首批机组并网发

项目位于江苏省盐城市大丰区东北方向海域，由H8-1#、H9#、H15#、H17#四个场址组成。其中，H8-1#场址中心离岸距离80千米、最远点离岸距离85.5千米。项目总装机容量800MW，共安装GW191-6MW、GWH230-8.5MW及GWH252-13.6MW三种机型的共98台金风科技智能海上风电机组。面对项目离岸距离远、船舶航行时间长、机组台数多、作业窗口紧张的项目建设挑战，以及外海涌浪大、施工条件复杂、海底泥沙冲刷严重的海洋环境挑战，在三峡集团江苏分公司与三峡丰海盐城发电有限公司的统筹管理与指导下，金风科技与产业链伙伴紧密合作，克服近期江苏海域近40摄氏度的炎热天气，通过制定“一机一案”精细化施工方案、气象数据精准预警锁定窗口期、配合业主高效完成船舶及人力资源调度等策略，科学调度近千名海上作业人员与数十艘工程船舶在广阔海域协同作战，仅用3天便完成5台机组的并网调试工作，平均单台机组调试时长仅需3-4小时，有效缩短了项目工期。



## 首条“沙戈荒”风光大基地特高压输电工程投产送电

8月20日，宁夏至湖南±800千伏特高压直流输电工程正式投产送电，是我国首条获批的以输送“沙戈荒”风电光伏大基地新能源为主的特高压输电通道。

“宁电入湘”工程起于宁夏回族自治区中卫市中宁换流站，途经甘肃、陕西、重庆、湖北，止于湖南省衡阳市衡阳换流站，线路全长1616千米，额定电压±800千伏、额定容量800万千瓦，总投资281亿元。经过两年的建设，8月20日，±800千伏特高压直流电将正式向湖南输送，意味着来自塞上的绿电、清洁电将从这里汇集出发。从宁夏到湖南输电只需要0.005秒。

宁夏—湖南工程配套电源装机容量1764万千瓦，其中新能源1300万千瓦，包括风电400万千瓦、光伏发电900万千瓦。工程将新能源作为外送电力的绝对主力进行规划和建设，新能源装机占比超过70%，创下同类工程新高。

## 中国建设工程造价管理协会文件

中价协〔2025〕38号

### 中国建设工程造价管理协会关于发布《建设工程造价咨询 服务工时标准（房屋建筑工程）》的公告

现批准《建设工程造价咨询服务工时标准（房屋建筑工程）》为中国建设工程造价管理协会团体标准，编号为T/CCEAS007-2025，自2025年9月1日起实施。

本标准由中国建设工程造价管理协会委托中国计划出版社出版发行。

中国建设工程造价管理协会  
2025年7月22日



# 关于印发《福建省工程造价咨询企业信用评价办法》 的通知

闽建〔2025〕15号

各设区市住建局，平潭综合实验区交建局：

为进一步做好工程造价咨询企业信用评价工作，结合我省工程造价咨询企业信用评价实施情况，省住建厅决定对《福建省工程造价咨询企业信用评价办法》（闽建〔2023〕13号）部分条款予以修订并重新印发，请遵照执行。有关事项通知如下：

一、本通知自2025年10月1日起施行，2025年第四季度按照本通知规定实施评价。《福建省工程造价咨询企业信用评价办法》（闽建〔2023〕13号）同时废止。

二、造价咨询企业对自行登记的人员信息、造价咨询业务和成果文件信息的真实性、完整性、准确性负责。造价咨询企业应当在2025年10月1日前对本企业自2025年1月1日起登记的造价咨询业务和成果文件信息开展自查自纠，并对自行登记的注册造价工程师信息进行核对。若存在问题逾期未自行纠正，各级住房和城乡建设主管部门一经发现存在弄虚作假行为的，按照本通知规定予以信用扣分。

福建省住房和城乡建设厅

2025年8月15日

## 福建省工程造价咨询企业信用评价办法

### 第一章 总 则

第一条 为推进我省工程造价咨询行业信用体系建设，规范工程造价咨询市场秩序，服务建筑业高质量发展，根据《中共中央办公厅国务院办公厅印发〈关于推进社会信用体系建设高质量发展促进形成新发展格局的意见〉的通知》《国务院关于建立完善守信联合激励和失信联合惩戒制度加快推进社会诚信建设的指导意见》《福建省优化营商环境条例》等要求，结合本省实际，制定本办法。

第二条 本办法适用于在我省行政区域内从事房屋建筑和市政基础设施工程建设项目（下称工程建设项目）造价咨询活动的工程造价咨询企业（下称造价咨询企业）的信用评价。

第三条 造价咨询企业信用评价是指评价实施单位依据本办法和评价标准对造价咨询企业的造价咨询活动进行量化评分。

造价咨询企业按规定通过福建省住房和城乡建设政务服务系统（网址：zjt.fujian.gov.cn）登记企业基本信息。

第四条 本办法所称的评价实施单位，是指省、设区市（含平潭综合实验区，下同）住房和城乡建设主管部门。

福建省住房和城乡建设厅（下称“省住建厅”）是全省造价咨询企业信用评价的主管部门，制

定评价标准，开发福建省造价咨询企业信用评价系统（下称评价系统），发布信用评价结果，对全省信用评价工作实施监督指导。信用评价的事务性管理工作，委托福建省建设工程造价总站负责。

设区市住房和城乡建设主管部门依据监管权限，负责本辖区内造价咨询企业信用评价工作。

第五条 评价实施单位应当坚持公开、公平、公正的原则，严格遵照本办法和评价标准实施评价，注重结合日常监督管理，及时采集造价咨询企业的信用信息，维护工程建设各方主体合法权益和社会公共利益。

## 第二章 信用评价方式和内容

第六条 造价咨询企业信用评价每季度评价一次。信用评价结果由评价系统在每季度首月10日前对造价咨询企业上季度已生效的信用信息和自动获取其他系统的信用信息量化评分后进行公示，公示期为5个工作日；自公示结束或异议处理完结后的5个工作日内公布。

第七条 造价咨询企业信用评价内容由起评分、业绩、良好行为、不良行为、造价成果文件质量等5项内容组成。造价咨询企业信用评价结果由上述5项内容采取加减累积分制计算，得分高于100分的，按100分计算；得分低于0分的，按0分计算。具体评价标准详见附件1。

## 第三章 信用信息采集

第八条 业绩信息由评价系统自动获取福建省工程造价成果文件信息登记系统记录的造价成果文件信息。

第九条 良好行为信息由评价系统自动获取相关系统登记的信息或按照“谁组织、谁采集”原则由评价实施单位负责采集。其中，良好行为信息涉及的事项由省级以上部门组织的，由省级评价实施单位采集。

第十条 设区市、县（区）住房和城乡建设部门作出的行政处罚、行政处理，由设区市评价实施单位负责采集；省住建厅、住房城乡建设部作出的行政处罚、行政处理，由省级评价实施单位采集。

造价咨询企业在从事工程造价咨询活动过程中被追究刑事责任的，造价咨询企业在知道或者应当知道之日起20个工作日内，登录评价系统如实填写，并上传《工程造价咨询企业信用信息申报表》（详见附件2）和相关文书，报案件发生地的设区市评价实施单位审核。按时申报的，按规定的扣分值减半扣分执行；一经发现未按时申报的，由案件发生地的设区市评价实施单位在文书印发之日起两年内，直接采集并按规定的扣分值执行。

第十一条 造价成果文件质量信息由组织成果文件质量检查的评价实施单位采集。

第十二条 企业主动申报的不良信息，由评价实施单位在受理之日起3个工作日内完成审核。符合评价标准要求的，纳入评价系统公示。

第十三条 评价实施单位采集或审核的信用信息的公示期为5个工作日，自公示结束的次日起生效。

## 第四章 异议处理

第十四条 评价实施单位负责本单位公示的信用信息、信用评价结果异议处理，并建立健全处理机制。

信用信息和信用评价结果公示应当明确异议处理部门及其联系方式。

信用信息和信用评价结果公示期内，单位或个人认为信用信息、信用评价结果有误的，应当以书面方式向评价实施单位提出异议。异议提出人应当提供真实身份信息、有效的联系方式、事实理由和证明材料。未提供证明材料的，评价实施单位可以不予受理。

第十五条 评价实施单位原则上应当在收到异议的5个工作日内作出处理意见，并将处理意见书面告知异议人。

异议处理涉及调整信用信息或信用评价结果的，处理意见应当提交评价实施单位负责人审签。评价实施单位根据处理意见在评价系统变更相关信用信息、信用评价结果，并备注变更理由，上传书面处理意见。

## 第五章 评价结果运用

第十六条 本评价结果作为我省房屋建筑和市政基础设施工程建设项目委托造价咨询企业开展工程造价咨询业务的参考。鼓励造价咨询委托方根据工程项目实际情况，择优选择信用好的造价咨询企业。

第十七条 各级住房和城乡建设主管部门根据造价咨询企业信用评价结果实行差异化监管，对于信用排名靠前的可免于作为建筑市场行为监督检查的对象，信用排名靠后的予以重点监管。

在各类评先评优活动中，将造价咨询企业信用评价结果作为重要参考依据。

## 第六章 监督管理

第十八条 造价咨询企业信用评价结果在评价系统上发布。需在其他媒介发布的，内容应当相同。

生效后的造价咨询企业信用评价结果，任何人不得擅自更改。任何经批准更改后的评价数据，不具有溯及力。

第十九条 信用评价相关资料由作出评价意见结论的评价实施单位保存，评价结果生效后保存期不得少于2年。造价咨询企业信用评价电子数据保存期不得少于2年。

造价咨询企业信用评价电子数据的储存介质按相关规定保管。

第二十条 评价实施单位应当将造价咨询企业信用评价工作纳入本单位的廉政风险防控手册，加强评价工作人员廉政教育，建立廉政风险防控制度。

评价工作人员在造价咨询企业信用评价工作中不得玩忽职守、滥用职权、徇私舞弊。评价实施单位收到评价工作人员涉嫌违反工作纪律投诉举报、信访的，应当及时核实处理。

第二十一条 省住建厅对设区市造价咨询企业信用评价工作实施监督，发现应当予以评价而未评价、不按规定评价或处理异议的，责令评价实施单位（异议受理部门）限期改正。

## 第七章 附 则

第二十二条 本办法由省住建厅负责解释。

第二十三条 本办法自2025年10月1日起施行，有效期5年。《福建省工程造价咨询企业信用评价办法》（闽建〔2023〕13号）同时废止。

附件：1.福建省工程造价咨询企业信用评价标准

2.工程造价咨询企业信用信息申报表

## 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	8.02	8.65	8.63	8.23	8.31	9.63	8.37	8.50	8.48	8.28
2	柴油	0#	kg	6.65	7.12	7.11	6.90	6.82	7.75	7.63	7.11	6.89	6.72
3	水泥	42.5	t	360.48	336.28	366.46	385.23	353.98	343.22	321.86	354.87	362.83	376.99
4	螺纹钢筋	综合	t	3117	2978	3115	3129	3124	3009	3168	3088	3311	3186
5	铁件	综合	t	4739	4408	4389	5575	~	4336	4248	4455	~	4519
6	天然砂		m <sup>3</sup>	161.80	~	122.57	196.12	111.65	156.89	129.47	151.99	150.49	~
7	机制砂		m <sup>3</sup>	131.40	126.21	127.48	146.11	67.98	101.96	89.50	89.23	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	117.16	92.05	82.37	121.36	106.80
10	碎石	20~40	m <sup>3</sup>	106.68	131.07	113.75	113.75	101.94	117.16	91.07	82.37	116.50	103.88
11	乱毛石		m <sup>3</sup>	119.41	131.07	97.57	103.43	93.20	85.00	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	91.26	95.00	81.22	58.54	67.96	85.04
13	毛条石		m <sup>3</sup>	521.00	213.59	403.95	357.12	330.10	290.00	439.56	~	271.84	353.01
14	石油沥青		kg	3.36	3.45	4.12	3.56	3.11	4.10	3.45	3.61	3.78	3.72
15	胶合板	模板用	m <sup>2</sup>	35.13	35.40	41.80	38.24	41.59	41.50	40.51	36.16	30.97	35.13

注：以上材料价格仅供参考