

2026/1

(总第55期)

2026年01月

福建水利水电

FUJIAN SHUILI SHUIDIAN

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

1 2026

信息汇编
(总第55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、中华人民共和国国务院令 第820号 《生态环境监测条例》	1
2、国办发〔2025〕38号 国务院办公厅印发《关于进一步促进民间投资发展的若干措施》的通知.....	7
3、中华人民共和国国家发展和改革委员会 中华人民共和国工业和信息化部 中华人民共和国住房和城乡建设部 中华人民共和国交通运输部 中华人民共和国水利部 中华人民共和国农业农村部令 第34号.....	9
4、水国科〔2026〕10号 水利部关于进一步推进水利行业“工程带科研，科研为工程”有关工作的通知.....	14
5、财政部 海关总署 税务总局2025年第10号 关于调整风力发电等增值税政策的公告.....	16
6、财政部 税务总局公告2025年第12号 关于明确资源税有关政策执行口径的公告.....	17
7、发改办体改〔2025〕1032号 国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于建立全国统一电力市场评价制度的通知.....	21
8、发改能源〔2025〕1360号 国家发展改革委国家能源局关于促进新能源消纳和调控的指导意见.....	24
9、发改能源〔2025〕1645号 国家发展改革委国家能源局关于促进光热发电规模化发展的若干意见.....	28
10、发改能源规〔2025〕1656号 国家发展改革委国家能源局关于印发《电力中长期市场基本规则》的通知.....	32
11、国能发资质〔2025〕85号 国家能源局关于印发《加快推进能源行业信用体系建设高质量发展行动方案》的通知.....	33
12、国能发新能〔2025〕93号 国家能源局关于促进新能源集成融合发展的指导意见.....	37
13、国能发规划规〔2025〕108号 国家能源局关于印发《能源行业数据安全管理办法（试行）》的通知.....	40

14、国能综通安全（2025）151号 国家能源局综合司关于加强组织管理进一步推进电力安全生产标准化建设工作的通知.....	45
15、国能综通科技（2025）168号 国家能源局综合司关于组织开展“人工智能+”能源试点工作的通知.....	47
16、住房城乡建设部办公厅 国家发展改革委办公厅 关于印发《全国建筑市场监管公共服务平台工程建设项目招标代理机构信息数据标准》的通知.....	50
17、福建省水利厅全面推进水利工程建设安全生产责任保险工作.....	51
【综合信息】	
1、江西永新1200MW抽水蓄能电站工程开工.....	52
2、浙江松阳抽水蓄能电站首台机组座环蜗壳顺利吊装.....	53
【造价简讯】	
1、中华人民共和国交通运输部公告第5号.....	54
2、中华人民共和国交通运输部公告第84号.....	55
【价格信息】	
1、各市主要材料价格表.....	56

中华人民共和国国务院令

第 820 号

《生态环境监测条例》已经2025年10月17日国务院第70次常务会议通过，现予公布，自2026年1月1日起施行。

总理 李强
2025年10月31日

生态环境监测条例

第一章 总 则

第一条 为了规范生态环境监测活动，提升生态环境监测能力和水平，保障生态环境监测数据质量，更好发挥生态环境监测在支撑生态文明和美丽中国建设、服务经济社会高质量发展中的重要作用，根据有关法律，制定本条例。

第二条 在中华人民共和国领域及管辖的其他海域开展生态环境监测及其相关活动，适用本条例。法律、行政法规另有规定的，依照其规定。

本条例所称生态环境监测，包括政府及其有关部门为履行生态环境保护等职责开展或者组织开展的生态环境监测（以下统称公共监测），以及负有法定监测义务的企业事业单位和其他生产经营者（以下统称企事业单位）就其相关活动对生态环境的影响开展的自行监测。

第三条 生态环境监测工作应当贯彻党和国家路线方针政策、决策部署，坚持依法监测、科学监测、诚信监测，构建政府主导、部门协同、企事业单位履责、社会参与、公众监督的机制。

第四条 国家建立健全生态环境监测制度，完善生态环境监测规范和标准。开展生态环境监测应当遵守生态环境监测规范和标准。

第五条 国家加强生态环境监测能力建设，加快建立现代化生态环境监测体系，构建陆海统筹、天地一体、上下协同、信息共享的生态环境监测网络，全面提升生态环境监测的自动化、数字化、智能化水平。

第六条 县级以上人民政府应当加强对生态环境监测工作的组织领导和支持保障，统筹协调解决生态环境监测工作中的重大问题，按照财政事权和支出责任划分原则将开展生态环境监测工作所需经费列入本级预算。

第七条 国务院生态环境主管部门在其职责范围内负责全国的生态环境监测工作。国务院自然资源、住房和城乡建设、交通运输、水行政、农业农村、气象、林业草原、疾病预防控制等有关部门按照职责分工，负责生态环境监测有关工作。

地方人民政府生态环境主管部门在其职责范围内负责本行政区域内生态环境监测工作。地方人民政府有关部门按照职责分工，负责本行政区域内生态环境监测有关工作。

第八条 地方各级人民政府应当建立健全防范和惩治生态环境监测数据弄虚作假的责任体系和工作机制，确保生态环境监测数据真实、准确、全面。

第九条 国家鼓励、支持生态环境监测先进技术和装备的研究、开发和应用，加大生态环境监测专业人才培养力度，促进生态环境监测国际交流合作。

国家建立健全生态环境监测数据汇交制度和集成共享机制，鼓励、支持生态环境监测数据深度开发和应用。

第二章 公共监测

第十条 地方各级人民政府、县级以上人民政府有关部门应当认真履行生态环境监测职责，依照法律、法规规定以及生态环境保护工作需要，开展或者组织开展生态环境质量监测、生态环境监督监测、突发生态环境事件应急监测等公共监测。

第十一条 国务院生态环境主管部门会同国务院有关部门组织国家生态环境监测网络。设区的市级以上地方人民政府生态环境主管部门会同同级有关部门组织本行政区域内地方生态环境监测网络。

组织生态环境监测网络，应当坚持布局合理、功能完善、分级分类、共建共享的原则，推进国家生态环境监测网络和地方生态环境监测网络互联互通。

第十二条 国务院生态环境主管部门会同国务院有关部门统一规划国家生态环境质量监测站点设置。省、自治区、直辖市人民政府生态环境主管部门会同同级有关部门统一规划本行政区域内地方生态环境质量监测站点设置。设置、调整和撤销地方生态环境质量监测站点，应当报国务院生态环境主管部门或者国务院有关部门备案。

生态环境质量监测站点设置应当符合生态环境监测规范的要求，避免重复建设。

第十三条 生态环境主管部门、其他有关部门应当按照职责分工，加强对生态环境质量监测站点的管理，保证生态环境质量监测站点正常运行。

地方各级人民政府应当依法为生态环境质量监测站点的建设、运行提供保障，并采取措施加强对生态环境质量监测站点的保护。

任何单位和个人不得侵占、损毁生态环境质量监测站点及其设施、设备，不得干扰生态环境质量监测站点正常运行。

第十四条 国务院生态环境主管部门会同国务院有关部门组织开展重点区域、流域、海域生态环境质量监测，为推动区域协调发展、科学实施生态保护补偿、优化产业布局等提供支撑。

县级以上地方人民政府及其有关部门可以根据实际需要，联合组织开展跨行政区域的生态环境质量监测，推动监测信息共享、监测数据互认。

第十五条 国务院生态环境主管部门和省、自治区、直辖市人民政府生态环境主管部门按照有关规定统一发布生态环境质量监测信息，定期发布生态环境状况公报。

任何单位和个人不得违法发布生态环境质量监测信息。

第十六条 生态环境主管部门、其他有关部门应当按照职责分工，依法加强对各类污染源（包括移动污染源）等的监督监测，并根据监测结果向有关单位或者个人提出相关建议、要求或者作出处理决定。

鼓励在生态环境监督监测中使用遥感监测等非接触式技术手段，提升监测效率，减少对正常生产经营活动等的影响。

第十七条 生态环境主管部门、其他有关部门应当加强对生态环境风险的监测预警，提升生态环境风险预警能力；发现可能危害生态环境安全或者公众健康情形的，县级以上人民政府应当依法及时发布预警信息。

第十八条 县级以上人民政府应当建立健全突发生态环境事件应急监测管理体系，将突发生态环境事件应急监测纳入相应的应急预案，提高突发生态环境事件应急监测响应能力。

突发生态环境事件发生后，生态环境主管部门和其他有关部门应当根据应急处置工作统一部署开展应急监测。突发生态环境事件应急处置工作结束后，有关人民政府应当立即组织评估事件造成的环境影响和损失，并及时将评估结果向社会公布。

第十九条 地方各级人民政府、县级以上人民政府有关部门工作人员不得以任何方式对公共监测数据弄虚作假或者明示、暗示有关单位、个人对公共监测数据弄虚作假，不得对依法履行职责或者拒绝、抵制监测违法行为的单位、个人打击报复。

第三章 自行监测

第二十条 企事业单位对其生产经营等活动中污染物、温室气体等的排放情况以及建设项目、突发生态环境事件等对生态环境的影响，依照法律、法规规定开展自行监测。

第二十一条 开展自行监测应当按照生态环境监测有关规范和标准制定监测方案，明确监测点位设置、监测指标、监测频次、监测方式等。

自行监测的主要监测点位应当按照规定安装、使用可以获取监测活动过程和监测设备运行情况的视频监控设备，并与生态环境主管部门或者其他有关部门联网。

第二十二条 开展自行监测应当使用符合国家标准和规范的监测设备，并对监测设备进行经常性维护、保养和定期检定、校准，保证监测设备正常运行。

第二十三条 依照法律、法规规定应当安装、使用自动监测设备的企事业单位，其自动监测设备应当与生态环境主管部门联网。

企事业单位发现自动监测设备传输数据异常的，应当及时报告生态环境主管部门，并对自动监测设备进行检查、修复。

第二十四条 采用手工监测方式开展自行监测的，应当如实记录手工监测期间的生产负荷、污染防治设施运行情况等工况，确保监测数据具有代表性。

第二十五条 企事业单位应当建立健全监测数据质量管理制度。企事业单位及其负责人对监测数据的真实性、准确性负责。

企事业单位不得实施或者明示、暗示有关单位、个人实施下列对监测数据弄虚作假的行为：

- (一) 未实际开展监测，直接出具监测报告；
- (二) 篡改、伪造原始监测记录、监测数据；
- (三) 故意漏检监测项目或者改变监测条件；
- (四) 调换监测样品或者擅自改变采样点位、时间等，干扰采样环境或者采样活动；
- (五) 通过不正常运行、破坏监测设备，擅自修改监测设备参数设置，虚假标记自动监测设备状况或者生产设施、污染防治设施工况，或者使用作弊工具等手段，使监测数据失真；
- (六) 其他对监测数据弄虚作假的行为。

第二十六条 企事业单位应当依照法律、法规规定的期限保存自行监测的原始监测记录；法律、法规没有规定保存期限的，原始监测记录至少保存5年。

企事业单位应当依法公开自行监测相关信息，接受社会监督。

第四章 技术服务机构

第二十七条 政府及其有关部门、企事业单位可以委托依法设立的技术服务机构开展生态环境监测相关服务（以下简称监测服务）。

第二十八条 开展监测服务的技术服务机构应当具备相应的设施设备、技术能力、技术人员和管理能力，并按照规定向生态环境主管部门备案。其中从事检验检测活动的，应当依法取得检验检测机构资质认定。

技术服务机构办理备案，应当向生态环境主管部门提交书面承诺，书面承诺应当包括其设施设备、技术能力、技术人员、管理能力方面的信息，技术服务机构对信息的真实性负责。

生态环境主管部门应当将备案的技术服务机构及其书面承诺、业务范围等向社会公布，并提供备案信息查询服务。

技术服务机构具体管理办法由国务院生态环境主管部门会同国务院有关部门制定。

第二十九条 技术服务机构不得超出其业务范围接受委托，不得违反约定将受托业务转委托。

技术服务机构应当独立、客观、公正开展监测服务，不得同时接受可能存在利益冲突的委托。

第三十条 技术服务机构接受委托开展监测服务，应当遵守生态环境监测规范和标准。

委托单位及其有关人员应当配合技术服务机构开展监测服务，并提供必要的便利和条件。委托单位应当按规定对技术服务机构监测服务活动加强监督。

第三十一条 技术服务机构接受委托开展生态环境监测设备运行维护，应当建立运行维护记录制度；对发现的影响生态环境监测设备正常运行的问题，应当及时处理，不得隐瞒。

第三十二条 接受委托开展监测服务的技术服务机构应当建立监测数据质量管理制度，不得以任何方式对监测数据弄虚作假。

本条例第二十五条的规定，适用于接受委托开展监测服务的技术服务机构。

技术服务机构及其负责人对技术服务机构出具的监测数据的真实性、准确性负责。

第三十三条 接受委托开展监测服务的技术服务机构应当按照规定保存其开展业务的相关数据、报告、记录以及委托合同等材料，保证业务活动全过程可追溯。

第五章 监督管理

第三十四条 国务院生态环境主管部门推动通过生态环境监测管理服务平台开展监测数据报送、技术服务机构备案、相关信息公布等管理与服务，并与国务院有关部门建立信息共享机制。

第三十五条 生态环境主管部门、其他有关部门应当按照职责分工，加强对生态环境监测活动的监督检查。生态环境主管部门、其他有关部门应当加强协调配合，能够联合检查的实行联合检查，鼓励通过非现场检查、使用非接触式技术手段开展监督检查。

生态环境主管部门、其他有关部门根据需要对企事业单位、技术服务机构及相关场所等进行现场检查的，可以要求有关单位、个人就相关事项作出说明，查阅、复制相关资料，查询、检查相关信息系统，查封涉嫌违法的相关设备、场所等，并可以开展现场监测。有关单位、个人应当予以配

合，不得拒绝、阻碍。

检查人员对检查中知悉的国家秘密、工作秘密、商业秘密、个人隐私和个人信息，依法负有保密义务。

第三十六条 国务院生态环境主管部门会同国务院有关部门建立生态环境监测信用评价制度，依法依规将相关违法违规行为记入信用记录，纳入全国信用信息共享平台。

第三十七条 生态环境主管部门根据技术服务机构的规模、技术能力、技术人员水平、管理能力、信用状况等，对技术服务机构实行分级分类监管，引导技术服务机构规模化发展，提升专业化水平和市场公信力。

第三十八条 生态环境监测相关行业组织应当建立健全行业规范，加强行业自律管理，促进行业健康发展。

第三十九条 任何单位和个人对违反本条例规定的行为，有权向生态环境主管部门和其他有关部门举报。接到举报的部门应当依法及时处理。

第六章 法律责任

第四十条 侵占、损毁生态环境质量监测站点及其设施、设备，或者干扰生态环境质量监测站点正常运行的，由生态环境主管部门或者其他有关部门依据职责责令改正，处2万元以上20万元以下的罚款。

第四十一条 地方各级人民政府、县级以上人民政府有关部门工作人员有下列情形之一的，依法给予处分，并予以通报：

- (一) 对公共监测数据弄虚作假或者明示、暗示有关单位、个人对公共监测数据弄虚作假；
- (二) 对依法履行职责或者拒绝、抵制监测违法行为的单位、个人打击报复；
- (三) 其他滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊的情形。

第四十二条 企事业单位在开展自行监测中有下列情形之一的，由生态环境主管部门或者其他有关部门依据职责责令改正，处2万元以上20万元以下的罚款；拒不改正的，责令停产停业：

- (一) 不遵守生态环境监测规范或者标准，导致监测数据失真；
- (二) 使用不符合国家标准或者规范的监测设备，或者未对监测设备进行经常性维护、保养或者定期检定、校准；
- (三) 未按照规定在主要监测点位安装、使用视频监控设备；
- (四) 未按照规定安装、使用自动监测设备，或者发现自动监测设备传输数据异常未及时报告并对自动监测设备进行检查、修复；
- (五) 主要监测点位视频监控设备或者自动监测设备未与生态环境主管部门或者其他有关部门联网；
- (六) 未记录或者未如实记录手工监测期间的生产负荷、污染防治设施运行情况等工况；
- (七) 未建立监测数据质量管理制度；
- (八) 未保存或者未按照规定期限保存原始监测记录；
- (九) 未依法公开或者不如实公开自行监测相关信息。

生态环境主管部门或者其他有关部门发现企事业单位使用的监测设备不符合国家标准或者规范

的，除依照前款规定对企事业单位予以处罚外，可以将该设备有关情况以及其生产者、销售者向社会公布，并通报市场监督管理部门，由市场监督管理部门对生产者、销售者依法处理。

第四十三条 技术服务机构有下列情形之一的，由生态环境主管部门责令改正，处2万元以上20万元以下的罚款；有违法所得的，没收违法所得；拒不改正的，责令停业：

- (一) 不具备相应的设施设备、技术能力、技术人员、管理能力；
- (二) 未按照规定备案；
- (三) 超出其业务范围接受委托，违反约定将受托业务转委托，或者同时接受可能存在利益冲突的委托；
- (四) 开展监测服务不遵守生态环境监测规范或者标准，导致监测数据失真；
- (五) 开展生态环境监测设备运行维护未建立运行维护记录制度，或者隐瞒、不及时处理发现的影响生态环境监测设备正常运行的问题；
- (六) 未建立监测数据质量管理体系；
- (七) 未按照规定保存其开展业务的相关数据、报告、记录、委托合同等材料。

第四十四条 企事业单位实施或者明示、暗示有关单位、个人对监测数据弄虚作假的，由生态环境主管部门或者其他有关部门依据职责责令改正，处10万元以上100万元以下的罚款，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员处5万元以上20万元以下的罚款；情节严重的，责令停产停业。

第四十五条 接受委托开展监测服务的技术服务机构对监测数据弄虚作假的，由生态环境主管部门处10万元以上50万元以下的罚款；情节严重的，处50万元以上200万元以下的罚款，禁止从事监测服务，对其中取得监测服务相关资质的，由授予其资质的部门吊销其资质证书。

技术服务机构因前款规定的违法行为受到处罚的，对其直接负责的主管人员和其他直接责任人员处1万元以上5万元以下的罚款，5年内禁止从事监测服务；情节严重的，10年内禁止从事监测服务；构成犯罪的，依法追究刑事责任，终身禁止从事监测服务。

第四十六条 违反本条例规定，给他人造成损失的，依法承担赔偿责任；构成违反治安管理行为的，由公安机关依法给予治安管理处罚；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第七章 附 则

第四十七条 军队的生态环境监测工作按照中央军事委员会的有关规定执行。

第四十八条 生态环境监测数据安全保护，依照《中华人民共和国数据安全法》、《网络数据安全管理条例》的规定执行。

第四十九条 本条例自2026年1月1日起施行。

国务院办公厅印发 《关于进一步促进民间投资发展的若干措施》的通知

国办发〔2025〕38号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

《关于进一步促进民间投资发展的若干措施》已经国务院同意，现印发给你们，请认真贯彻执行。

国务院办公厅
2025年11月3日

（此件公开发布）

关于进一步促进民间投资发展的若干措施

为进一步激发民间投资活力、促进民间投资发展，现提出如下措施。

一、对需报国家审批（核准）的具有一定收益的铁路、核电、水电、跨省跨区直流输电通道、油气管道、进口液化天然气接收和储运设施、供水等领域项目，应专项论证民间资本参与的可行性，并在可行性研究报告（项目申请书）中专项说明。鼓励支持民间资本参与，并结合项目实际、民营企业参与意愿、有关政策要求等确定具体项目持股比例。对具备条件的项目，民间资本持股比例可在10%以上。

二、行业主管部门和各地方结合实际细化民间资本参与项目建设的具体要求，由项目审批（核准）部门按权限审核民间资本参与情况、确定持股比例。对各地方规模较小、具有盈利空间的城市基础设施领域新建项目，鼓励民间资本参与建设运营。

三、引导民间资本有序参与低空经济领域基础设施建设。在商业航天频率许可、发射审批过程中，一视同仁对待民间投资项目，优化卫星通信业务准入政策。加快公布向民营企业开放的国家重大科研基础设施清单并动态更新，积极支持有能力的民营企业牵头承担国家重大技术攻关任务。

四、清理不合理的服务业经营主体准入限制，严禁在环保、卫生、安保、质检、消防等方面的准入条件之外违规设置障碍。支持民间资本更多投向工业设计、共性技术服务、检验检测、质量认证、数字化转型等生产性服务业领域。

五、规范实施政府和社会资本合作新机制，修订分类支持民营企业参与的特许经营项目清单，在特许经营方案、招标文件等材料中合理设置民间资本参与的要求和条件，严格特许经营方案审核，加强监督管理。

六、严格落实招标投标领域相关制度规定，严禁对民营企业违规设置设立分公司或子公司、强制加入协会等附加条件，坚决取消对民营企业单独设置的历史业绩、资质等不合理要求。

七、进一步加大政府采购支持中小企业力度。对超过400万元的工程采购项目中适宜由中小企业提供的，严格按照规定预留该部分采购项目预算总额的40%以上专门面向中小企业采购，鼓励地方

政府结合实际进一步提高预留份额。鼓励采购单位将对民营企业的合同预付款比例提高至合同金额的30%以上。

八、加强对网络型基础设施运行调度的监管，保障民营企业在电力并网运行、油气管网设施使用、运力资源调配等方面的合法权益。加快制定出台铁路线路接轨管理办法，规范简化铁路线路接轨手续并公开有关要求，支持有条件的铁路项目实行管内自主运输调度，完善铁路线路路网使用费等方面财务清算规则。深化基础设施和公用事业领域价格改革。

九、围绕重点领域和重点产业链，鼓励支持民营企业加快建设一批具有较强行业带动力的重大中试平台，支持国有企业、高等院校、科研院所面向民营企业提供市场化中试服务，探索简化优化中试基地项目建设前置要件审批程序。

十、支持民营龙头企业、链主企业、第三方服务商建设综合性数字赋能平台，打通产业链供应链数据堵点，开展跨领域数据融合应用，带动上下游中小企业协同数字化转型。加快培育一批面向民营中小企业的数字化服务商，深入实施中小企业数字化赋能专项行动，支持更多民营中小企业加快数字化升级改造。

十一、加大中央预算内投资对符合条件民间投资项目的支持力度，积极发挥引导带动作用。用好新型政策性金融工具，支持一批符合条件的重要行业、重点领域民间投资项目，补充项目资本金。

十二、用好支持小微企业融资协调工作机制。银行业金融机构应制定民营企业年度服务目标，全面准确落实普惠信贷尽职免责和不良容忍制度，完善内部实施细则，满足民营企业合理信贷需求。打造国家投融资综合服务平台，加强与全国融资信用服务等平台互联互通，更加精准投放信贷资源。推广“创新积分制”，引导金融资源精准聚焦服务科技型企业。

十三、持续落实好突破关键核心技术科技型企业上市融资、并购重组“绿色通道”政策。积极支持更多符合条件的民间投资项目发行基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）。

各地区、各有关部门要加强对民间投资的服务、指导和规范管理，健全民间投资统计制度，加强民间投资监测分析，引导民营企业诚信守法经营，科学进行投资决策，积极履行社会责任，切实防范各类风险，促进民间投资高质量发展。国家发展改革委要会同有关方面加强政策指导、统筹协调、督促落实。重要情况及时按程序请示报告。

中华人民共和国国家发展和改革委员会
中华人民共和国工业和信息化部
中华人民共和国住房和城乡建设部
中华人民共和国交通运输部
中华人民共和国水利部
中华人民共和国农业农村部

令

第 34 号

《工程建设项目招标代理机构管理暂行办法》已经2025年9月26日第23次国家发展改革委委务会议审议通过和工业和信息化部、住房城乡建设部、交通运输部、水利部、农业农村部审签，现予公布，自2026年1月1日起施行。

国家发展改革委主任：郑栅洁

工业和信息化部部长：李乐成

住房城乡建设部部长：倪虹

交通运输部部长：刘伟

水利部部长：李国英

农业农村部部长：韩俊

2025年10月27日

工程建设项目招标代理机构管理暂行办法

第一章 总 则

第一条 为规范招标代理活动，促进招标投标市场规范健康发展，根据《中华人民共和国招标投标法》《中华人民共和国招标投标法实施条例》等法律法规，制定本办法。

第二条 本办法适用于工程建设项目招标代理机构（以下简称“代理机构”）及从业人员的监督管理。

工程咨询、代建等单位及其从业人员从事招标代理业务的，其招标代理活动按照本办法进行监督管理。

第三条 本办法所称代理机构是指依法设立、符合法律规定的从业条件、接受招标人委托从事各类工程建设项目招标代理业务的社会中介组织。

招标代理业务包括提供招标前期咨询，拟订招标方案，编制招标文件或者资格预审文件，组织投标人踏勘现场并答疑，组织开标、评标，协助招标人定标，协助合同签订等服务。

招标代理从业人员（以下简称“从业人员”）是指受聘于代理机构，从事招标代理业务的专业人员。

第四条 国家发展改革委牵头制定代理机构综合性管理政策；住房城乡建设部负责全国代理机构统一登记和信息公示工作；国务院各行业主管部门按照规定的职责分工对本行业建设工程项目的招标代理活动实施监督。

县级以上地方各级人民政府有关部门在各自职责范围内对代理机构及从业人员的招标代理活动进行监督管理。

第五条 成立代理机构，应当按照《中华人民共和国市场主体登记管理条例》办理设立登记手续。

代理机构与行业主管部门及其他国家机关、公共资源交易中心不得存在隶属关系或者其他利益关系。

第六条 代理机构及其从业人员从事招标代理业务应当遵循公开、公平、公正和诚实信用原则，不得损害国家利益、社会公共利益和招标投标各方当事人的合法权益。

第二章 登记管理

第七条 代理机构应当通过其设立登记所在地省级建筑市场监管一体化工作平台，登记本机构及从业人员信息。省级建筑市场监管一体化工作平台将登记信息推送至全国建筑市场监管公共服务平台，由全国建筑市场监管公共服务平台统一向社会公布。

全国建筑市场监管公共服务平台为国务院有关行业主管部门开通信息接口。

第八条 代理机构在省级建筑市场监管一体化工作平台上登记的基本信息包括：

- （一）机构名称、统一社会信用代码、办公场所地址、联系电话等机构信息；
- （二）法定代表人及从业人员姓名；
- （三）证明从业人员招标专业能力的相关信息；
- （四）在自有场所组织评标的，应当提供评标场所地址；
- （五）法律、法规、规章要求提供的其他信息。

代理机构对其登记的基本信息真实性和准确性负责。信息发生变更的，代理机构应当自信息变更之日起10个工作日内自行更新。

第九条 省级人民政府有关部门应当将其归集的代理机构业绩信息，与相关省级建筑市场监管一体化工作平台、投资项目在线审批监管平台共享。

第三章 从业管理

第十条 代理机构承接招标代理业务，应当具备下列条件：

- （一）具有独立承担民事责任的能力；
- （二）具备独立办公场所和编制招标文件、存储招标资料等所需要的办公条件；
- （三）拥有不少于5名熟悉招标投标法律法规、具备编制招标文件和组织评标等专业能力的从业人员；

(四) 代理机构、法定代表人及从业人员未因违反本办法第十七条等规定被禁止从事招标代理业务；

(五) 具备完善的内部管理制度；

(六) 法律、法规、规章规定的其他情形。

代理机构及其从业人员从事勘察、设计、造价、施工、监理等业务的，应当按照有关法律、行政法规、国务院决定的规定，取得相应的行政许可。

第十一条 代理机构开展招标代理业务，实行项目负责人制。

代理机构应当从其在全国建筑市场监管公共服务平台登记的从业人员中确定一名作为项目负责人。

第十二条 从业人员不得同时在两个以上代理机构从事招标代理业务，不得以他人名义从业。

代理机构不得聘用已受聘于其他代理机构的从业人员。

第十三条 招标人应当根据项目需求、代理机构及其从业人员能力，从登记的代理机构中，自行择优选取代理机构委托其办理招标事宜。

任何单位和个人不得为招标人指定代理机构。

第十四条 代理机构应当与委托其办理招标事宜的招标人签订招标代理合同，明确约定下列事项：

- (一) 招标代理范围、权限、期限；
- (二) 项目负责人；
- (三) 代理费用收取对象、方式及标准；
- (四) 投标保证金收取和退还的渠道和方式；
- (五) 协助办理异议、协助处理投诉等要求；
- (六) 招标投标资料保存、移交等要求；
- (七) 代理机构及其从业人员违反本办法规定应当承担的民事责任；
- (八) 合同解除及终止情形；
- (九) 代理机构、招标人认为需要约定的其他事项。

第十五条 招标代理服务费用应当由招标人支付，招标人、代理机构与投标人另有约定的，从其约定。

代理机构不得将评标场所服务费、评标专家劳务费等不属于招标代理服务范畴的费用计入代理费用。

第十六条 代理机构应当在招标人委托的范围内办理招标事宜，并就委托事宜遵守法律、法规、规章以及行政规范性文件关于招标人的规定。

招标人违反法律、法规、规章或行政规范性文件要求提出委托事宜的，代理机构有权拒绝。

第十七条 严禁代理机构及其从业人员从事下列活动：

- (一) 泄露应当保密的与招标投标活动有关的情况和资料；
- (二) 通过向招标人有关工作人员行贿、提供回扣或者给予其他不正当利益等手段承接招标代理业务；

(三) 与招标人有关工作人员串通, 规避招标, 设置不合理条件限制、排斥潜在投标人或者投标人;

(四) 在所代理的招标项目中投标、代理投标;

(五) 为特定投标人或特定潜在投标人谋取中标创造条件或提供方便;

(六) 向评标专家行贿;

(七) 引导评标专家作出倾向或者排斥特定投标人的评标意见;

(八) 其他串通损害国家利益、社会公共利益或者他人合法权益的活动。

第十八条 代理机构承接依法必须招标项目的代理业务, 应当通过法定媒介, 在招标公告中载明代理机构名称和项目负责人姓名。

第十九条 代理机构应当协助招标人处理投标人、潜在投标人或者其他利害关系人提出的异议。

代理机构受招标人委托处理异议的, 代理机构应当在作出异议答复前, 将异议人、异议事由、拟答复结论及相关法律风险告知招标人。

第二十条 投标人、潜在投标人或者其他利害关系人向行业主管部门提出投诉的, 代理机构应当配合行业主管部门处理投诉, 如实反映招标投标事实情况, 准确全面提供招标投标资料。

第二十一条 代理机构注销的, 应当在注销登记手续办理完毕之前向招标人移交招标投标资料, 并在代理机构设立登记所在地省级建筑市场监管一体化工作平台撤销登记。

第四章 监督管理

第二十二条 招标人、投标人、潜在投标人和其他利害关系人发现代理机构存在违反法律、法规、规章规定的行为, 有权按照项目管理权限向招标投标行业主管部门反映, 行业主管部门应当核实处理。

第二十三条 任何单位和个人发现代理机构登记虚假信息的, 有权向代理机构设立登记所在地省级住房城乡建设主管部门反映。设立登记所在地省级住房城乡建设主管部门应当在10个工作日内组织核实, 通过省级建筑市场监管一体化工作平台标注核查属实的虚假登记情形, 并推送至全国建筑市场监管公共服务平台, 向社会公布。

第二十四条 各级行业主管部门应当按照规定的职责分工, 根据投诉举报等情况对从事本行业招标项目代理活动的代理机构进行监督检查, 并重点核实以下内容:

(一) 代理机构是否满足从业条件;

(二) 人员专职从业情况;

(三) 招标代理合同的签订和履行情况;

(四) 招标文件编制与发售情况;

(五) 招标公告发布情况;

(六) 评标专家抽取情况;

(七) 投标保证金收取及退还情况;

(八) 中标通知情况;

(九) 配合行业主管部门处理投诉情况。

第二十五条 国家健全开放协同的招标投标电子化数字化智能化监管网络, 加强对代理机构的

智慧监管。

全国建筑市场监管公共服务平台、招标投标公共服务平台、招标投标电子监督平台为各级行业主管部门开展监督检查提供信息支持。

第二十六条 开展代理机构评价应当平等对待不同地区、所有制形式的代理机构，依法保障代理机构合法权益，不得有下列行为：

- (一) 在评价信息的归集、使用等方面对不同地区或者所有制形式的经营主体作出区别规定；
- (二) 对不同地区或者所有制形式经营主体的资质、资格、业绩等采用不同评价标准；
- (三) 没有法定依据，以评价结果限制招标人选择代理机构的自主权，或者限制代理机构的经营自主权；
- (四) 其他损害招标人、代理机构合法权益的情形。

第五章 法律责任

第二十七条 代理机构或其从业人员具有本办法第十七条规定情形的，由招标项目所属行业主管部门按照《中华人民共和国招标投标法》有关泄露应当保密的信息或者串通损害国家利益、社会公共利益或他人合法权益的条款予以罚款、没收违法所得、禁止一定期限内从事招标代理业务等行政处罚，并向社会公布。

第二十八条 代理机构违反本办法第十条、第十五条、第十八条、第二十条规定的，由招标项目所属行业主管部门责令改正；拒不改正的，给予警告；情节严重的，处十万元以下的罚款。

第二十九条 各级行业主管部门依照本办法第二十七条、第二十八条规定作出行政处罚的，应当将行政处罚信息共享至全国建筑市场监管公共服务平台、全国信用信息共享平台。

第三十条 县级以上人民政府有关部门违反本办法第二十六条规定出台评价政策的，依照《公平竞争审查条例》《公平竞争审查条例实施办法》有关规定追究相关责任。

第三十一条 各级人民政府有关部门工作人员在代理机构管理中存在滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊等违纪违法行为的，依照《中华人民共和国招标投标法》《中华人民共和国招标投标法实施条例》《中华人民共和国公务员法》《中华人民共和国监察法》等国家有关规定追究相关责任；涉嫌犯罪的，依法移送司法机关处理。

第六章 附 则

第三十二条 招标投标行业组织按照依法制定的章程开展活动，加强代理机构行业自律。

第三十三条 本办法由国家发展改革委、工业和信息化部、住房城乡建设部、交通运输部、水利部、农业农村部负责解释。

第三十四条 本办法所称“以上”“以下”“内”包含本数。

第三十五条 本办法自2026年1月1日起施行。

水利部关于进一步推进水利行业 “工程带科研，科研为工程”有关工作的通知

水国科〔2026〕10号

部机关各司局，部直属各单位，各省、自治区、直辖市水利（水务）厅（局），新疆生产建设兵团水利局，各有关单位：

为全面贯彻党的二十大和二十届历次全会精神，深入落实习近平总书记关于治水和关于科技创新重要论述精神，按照水利部党组关于实施“工程带科研，科研为工程”有关部署，进一步加大水利科技投入，加快发展水利新质生产力，有效提升水利工程建设高标准智能化水平，现就有关工作要求通知如下。

一、总体要求

在水利行业全面推进实施“工程带科研，科研为工程”，要坚持水利工程建设实践需求与先进科技供给相结合、工程建设经费与科研经费相统筹、工程项目管理与水利科研管理相协调，推动实现水利工程高标准建设；要加强人工智能等数智技术在水利工程建设中的应用，不断提高关键核心技术装备自主化水平和工程技术水平，因地制宜发展水利新质生产力。

二、用好资金投入

（一）主要依据

水利建设项目落实“工程带科研，科研为工程”措施，要严格执行《水利工程设计概（估）算编制规定》（水总〔2024〕323号，以下简称《编制规定》），安排资金用于解决工程技术问题。

（二）投入来源

国家审批的水利建设项目根据《编制规定》在设计概（估）算计列的科学研究试验费等。地方审批的其他水利建设项目按照所在省区相关规定执行，如无相关标准可参照《编制规定》。

（三）工作范畴

“工程带科研，科研为工程”经费应专款专用，聚焦本工程建设期的科技需求，开展关键核心技术和先进产品装备研发与应用，形成新技术、新材料、新工艺、新装备、新标准等可以转化为现实生产力的成果，切实解决工程实践中的科技难题，因地制宜大力推广应用，推动实现水利工程高质量建设。

三、完善工作体系

流域管理机构与地方水行政主管部门等项目主管部门、项目法人单位和科研项目承担单位统筹建立工程科研组织实施、成果推广转化与多元化资金投入机制。

项目主管部门在项目建议书、可行性研究报告、初步设计等前期工作阶段，应协调有关行政主管部门、勘察设计单位和相关领域专家，科学论证本工程科技需求，编制工程科研项目计划，并按规定纳入设计概（估）算。项目主管部门应保证科研任务确有必要，开展与工程自身需求直接相关的科研，加强对工程科研项目的监管和指导，组织对成果转化应用情况进行跟踪评价，将工程科研

项目计划落实、经费支出和实施效益等作为评估验收内容。

项目法人单位作为“工程带科研，科研为工程”实施责任主体，负责组织实施工程科研项目计划，提出工程科研经费安排清单，专项用于本工程科研项目支出，按照国家招投标相关法律法规，通过公开招标等方式确定工程科研项目承担单位。项目法人单位应健全工程科研项目管理制度，统筹做好工程科研项目立项、组织实施、结题验收与成果管理等工作。

科研项目承担单位应按照与项目法人单位签订的合同内容，认真开展工程科技攻关，加强新技术、新材料、新工艺、新装备、新标准的推广转化与工程应用，按期完成目标任务，切实解决工程技术难题。

四、加强组织管理

流域管理机构、地方水行政主管部门要建立健全“工程带科研，科研为工程”工作机制，加强对主管水利建设项目的工程科技需求凝练、工程科研项目实施与绩效评价的统筹指导，推动形成各负其责、协同发力、共促创新的良好局面。

水利科技管理部门加强行业管理统筹，避免重复研究、低水平研究，不以工程科研代替基础性科研，指导加强工程科研项目与国家、水利部、地方科技计划的衔接。工程科研项目立项后，项目法人单位可通过流域、各级水利科技管理部门申请推荐纳入相关水利科技计划管理。

若工程建设遇到的科技问题需在更高层次进行有组织攻关的，经论证后可纳入水利部重大科技项目计划。对于需要国家科技经费支持攻关的战略性工程科技问题，经论证后争取纳入国家相关科技计划指南。对于创新成效显著、应用推广潜力大的工程科研项目成果，经论证后纳入水利科技成果推广清单。

项目法人单位应加强工程建设期的科研攻关统筹谋划，多渠道加大水利科技投入。参与项目建设的单位要积极开展工程重大科研攻关，推动科技成果推广转化与示范应用。鼓励科研机构、高等院校、科技企业等单位加大产学研用相结合的工作力度，为现代水利基础设施建设提供科技支撑。

加强工程科研项目成果跟踪评价，按照国家有关规定予以有效管理和充分运用。支持将技术先进、经济可行的工程科研项目成果及时转化为标准，推动其在水利工程中的应用，促进水利科技创新。

各流域管理机构、省级和新疆生产建设兵团水行政主管部门可根据本通知要求，细化相关措施，结合实际抓好落实。

水利部

2026年1月8日

关于调整风力发电等增值税政策的公告

财政部 海关总署 税务总局 2025 年第 10 号

现就调整风力发电等增值税政策有关事项公告如下：

一、自2025年11月1日起至2027年12月31日，对纳税人销售自产的利用海上风力生产的电力产品，实行增值税即征即退50%的政策。

二、2025年10月31日前已正式商业投产的核电机组，继续按照《财政部国家税务总局关于核电行业税收政策有关问题的通知》（财税〔2008〕38号）有关增值税规定执行；2025年10月31日前国务院已核准但尚未正式商业投产的核电机组，核力发电企业生产销售电力产品，自正式商业投产次月起10个年度内，实行增值税先征后退政策，退税比例为已入库税款的50%，其他增值税规定继续按照《财政部国家税务总局关于核电行业税收政策有关问题的通知》（财税〔2008〕38号）执行。2025年11月1日后核准的核电机组，不再实行增值税先征后退政策。

三、现行规定与本公告不一致的，以本公告为准。《财政部国家税务总局关于风力发电增值税政策的通知》（财税〔2015〕74号）等文件规定自2025年11月1日起废止，具体见附件。

特此公告。

附件：废止文件和条款目录

财政部 海关总署 税务总局

2025年10月17日

关于明确资源税有关政策执行口径的公告

财政部 税务总局公告 2025 年第 12 号

根据《中华人民共和国资源税法》规定，现就资源税有关政策执行口径公告如下：

一、关于不缴纳资源税的情形

（一）各级行政机关、监察机关、审判机关、检察机关，以及法律法规授权的具有管理公共事务职能的事业组织和组织依照国家有关法律法规罚没、收缴的资源税应税产品（以下简称应税产品），不缴纳资源税。

（二）工程建设项目在批准占地范围内开采并直接用于本工程回填的砂石、粘土等矿产品，不属于开发应税资源，不缴纳资源税。

二、关于适用税目

（一）纳税人开采的凝析油，按照原油税目征收资源税。

凝析油是指在气田开发中或油田开发天然气中因温度压力变化凝析出来的液相组分。

（二）纳税人从开采的原油中分离出的油气田混合轻烃，按照原油税目征收资源税；纳税人从开采的天然气中分离出的油气田混合轻烃，按照天然气税目征收资源税。

油气田混合轻烃的界定，参照《油气田混合轻烃》（SY/T7831）执行。

（三）纳税人以尾矿为原料对特定矿物组分进行再选回收利用的，按照特定矿物组分对应的税目征收资源税。纳税人以尾矿为原料进行资源化利用生产粒级成型砂石颗粒的，按照砂石税目征收资源税。相关省、自治区、直辖市根据《中华人民共和国资源税法》第七条规定，对纳税人开采尾矿免征或减征资源税的，从其规定。

三、关于征税对象

（一）纳税人开采的未经加工处理或经过破碎、选矸（矸石直径50mm以上）后的煤炭，以及经过筛选分类后的筛选煤、低热值煤等，按照煤原矿征收资源税。纳税人将开采的煤炭通过洗选、干选、风选等物理化学工艺去灰去矸后生产的精煤、中煤、煤泥等，按照煤选矿产品征收资源税。

（二）纳税人将开采的轻稀土原矿经过洗选等初加工过程产出的矿岩型稀土精矿（包括氟碳铈矿精矿、独居石精矿以及混合型稀土精矿等），按照轻稀土选矿产品征收资源税。

（三）纳税人将开采的离子型稀土原矿通过离子交换原理等工艺生产的稀土料液、碳酸稀土、草酸稀土和通过灼烧、氧化等工艺生产的混合稀土氧化物，按照中重稀土选矿产品征收资源税。

（四）纳税人将开采的盐湖卤水、盐井卤水通过蒸发结晶法、沉淀法、溶剂萃取法、离子交换法、膜分离法等物理工艺生产的氯化盐、硫酸盐、硝酸盐等，按照盐类选矿产品征收资源税。

四、关于计税依据

（一）纳税人销售免征增值税的应税产品，或将应税产品自用于连续生产免征增值税的非应税产品，以不包括增值税税额的销售确定资源税的计税依据。

（二）纳税人销售额中准予扣除的运杂费用和准予扣减的外购应税产品购进金额，均不含增值税税额。

(三) 纳税人将外购应税产品与自产应税产品混合销售, 同时又将外购应税产品与自产应税产品混合洗选加工的, 应当分别核算外购应税产品购进金额(数量), 并按规定扣减; 无法分别核算的, 按照混合销售扣减。

(四) 纳税人仅将外购应税产品与自产应税产品混合销售, 或者仅将外购应税产品与自产应税产品混合洗选加工的, 可以在购进外购应税产品的当期, 一次性计算扣减; 当期不足扣减的, 可结转下期扣减。

五、关于关联交易情形

纳税人向关联单位销售的应税产品价格, 明显低于当期关联单位向其他非关联单位销售同类应税产品价格且无正当理由的, 主管税务机关可以按照《财政部税务总局关于资源税有关问题执行口径的公告》(财政部税务总局公告2020年第34号) 第三条的有关规定调整纳税人的应税产品销售额。

纳税人向关联企业销售原矿并由关联企业加工为选矿产品销售, 其原矿销售额明显低于关联企业对外销售的选矿产品销售额扣除合理加工成本利润后的金额且无正当理由的, 主管税务机关可以按照关联企业对外销售的选矿产品销售额扣除合理成本利润后的金额, 确定纳税人的原矿销售额。

上述情形中的正当理由主要包括:

(一) 纳税人执行价格主管部门确定的政府指导价、政府定价和在规定的价格形成机制下确定的中长期交易价格, 以及法定的价格干预措施、紧急措施的;

(二) 关联单位为保障自身运营成本及利润, 对应税产品在合理区间内加价销售的;

(三) 关联单位对外销售的应税产品价格中包含运杂费用的;

(四) 经主管税务机关确定的其他正当理由。

六、关于自用于连续生产应税产品

纳税人开采或者生产应税产品并将其自用于连续生产应税产品, 是指纳税人将应税产品作为直接材料生产最终应税产品并构成最终应税产品的实体。

七、关于减免税计算方法

(一) 纳税人按照产量占比方法核算确定免税、减税项目的销售额或者销售数量的, 具体计算公式如下:

$$\text{当期免税、减税项目的应税产品销售额(销售数量)} = \text{当期应税产品总销售额(销售数量)} \times (\text{当期免税、减税项目应税产品产量} \div \text{当期应税产品总产量})$$

当期应税产品总销售额, 是指扣除运杂费和扣减外购应税产品购进金额后的销售额。当期应税产品总销售数量, 是指扣减外购应税产品购进数量后的销售数量。

(二) 纳税人将免税、减税项目的应税产品自用于应当缴纳资源税情形而无销售额的, 按照平均销售价格法核算确定免税、减税项目的销售额。具体计算公式如下:

当期免税、减税项目的应税产品销售额 = 当期免税、减税项目应税产品自用量 × 当期纳税人应税产品的平均销售价格

八、关于减免税管理

(一) 纳税人开采或者生产同一应税产品符合两项或者两项以上减征资源税优惠政策的, 除另

有规定外，只能选择其中一项执行。同一应税产品是指纳税人符合任一减免税条件，且单独核算销售额或者销售数量的应税产品。

(二) 纳税人销售免税、减税项目的应税产品，需要留存备查销售免税、减税项目的应税产品开具的增值税发票等合法有效凭据；纳税人按照产量占比方法或平均销售价格法确定免税、减税项目应税产品销售额或者销售数量的，需要留存备查免税、减税应税产品的产量台账等资料。

(三) 纳税人申报享受衰竭期矿山优惠政策，还需要留存备查《采矿许可证》复印件、《矿产资源储量核实报告》（或《油气探明可采储量标定报告》）等有关材料。衰竭期矿山的判定标准，可由纳税人选择按照剩余可开采储量或者剩余开采年限确定，但一经选择不得变更。矿山可开采储量增加，不再符合衰竭期条件的，纳税人应当停止享受该项优惠政策，且在矿山再次进入衰竭期时，不得重复享受该项优惠政策。

按照剩余可开采储量作为衰竭期判定标准的矿山，享受该项税收优惠政策的累计销售数量不得超过原设计可开采储量的百分之二十。矿山剩余可开采储量计算公式为：

$$\text{剩余可开采储量} = \text{可开采储量} - \text{累计采出量}$$

矿山原设计可开采储量不明确的，衰竭期以剩余开采年限为准。按照剩余开采年限作为衰竭期判定标准的矿山，享受该项税收优惠政策的累计时长不得超过五年。衰竭期矿山的剩余开采年限计算公式为：

$$\text{剩余开采年限} = \text{剩余可开采储量} \div [\text{最近一次核准或核定的年生产能力} \times \text{储量备用系数} \times (1 - \text{矿石贫化率})]$$

油气田和水气矿山关于衰竭期的判定标准，参照上述规定执行。其中，享受衰竭期矿山优惠政策的油气田，以开采企业下属的单个油气田（藏）开发单元为单位确定，其设计可开采储量按照技术可开采储量确定。

(四) 纳税人申报享受煤炭充填开采优惠政策，还需要留存备查《采矿许可证》复印件、煤炭资源充填开采利用方案、井上井下工程对照图、第三方技术评估报告、充填开采台账等有关资料。纳税人在充填开采工作面已经安装计量装置的，按实际计量的称重数量作为充填开采置换出来的煤炭数量。没有安装计量装置的，按当期注入充填物体积和充采比计算充填开采置换出来的煤炭数量。

煤炭充填开采是指随着回采工作面的推进，向采空区或离层带等空间充填矸石、粉煤灰、建筑废料以及专用充填材料的煤炭开采技术，主要包括矸石等固体材料充填、膏体材料充填、高水材料充填、注浆充填以及采用充填方式实施的保水开采等。

九、关于纳税义务发生时间

纳税人销售应税产品的纳税义务发生时间，按照以下规定确定：

(一) 采取直接收款结算方式销售应税产品的，无论应税产品是否发出，纳税义务发生时间为收讫销售款或者取得索取销售款凭据的当日；先开具发票的，为开具发票的当日。

(二) 采取赊销和分期收款结算方式销售应税产品的，纳税义务发生时间为合同约定的付款日期的当日；未签订书面合同或者书面合同未确定付款日期的，纳税义务发生时间为发出应税产品的当日。

(三) 采取预收货款结算方式销售应税产品的，纳税义务发生时间为发出应税产品的当日。

（四）采取托收承付和委托银行收款方式销售应税产品的，纳税义务发生时间为发出应税产品并办妥托收手续的当日。

（五）委托代销应税产品的，纳税义务发生时间为收到代销单位销售的代销清单的当日。

十、关于实施时间

本公告自2025年12月1日起施行，此前已发生未处理的事项，按照本公告规定执行，已处理的事项不再调整。

特此公告。

财政部 税务总局

2025年11月12日

国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于 建立全国统一电力市场评价制度的通知

发改办体改〔2025〕1032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，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，北京电力交易中心、广州电力交易中心，电力规划设计总院、水电水利规划设计总院，中国电力企业联合会：

为深入贯彻落实党中央、国务院关于加快建设全国统一大市场、深化电力体制改革的决策部署，保障全国统一电力市场体系高效运行和有效监管，现就建立全国统一电力市场评价制度有关事项通知如下。

一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大和二十届历次全会精神，按照完善全国统一电力市场体系要求，围绕加快构建新型电力系统的总体目标，构建科学、系统、动态的电力市场评价体系，统筹安全保供、绿色转型、经济效率等多重目标，全面准确评价电力市场运行成效，为电力市场建设和监管提供决策依据，促进监管工作科学化、精准化，进一步发挥全国统一电力市场在电力资源优化配置中的决定性作用。

二、评价内容

全国统一电力市场评价工作应结合市场建设情况开展多维度综合评价，重点围绕电力市场运营效果、市场作用发挥、经营主体可持续性发展、市场竞争充分度四个方面开展评价。

（一）市场运营效果评价

1.市场建设进展。形成完整的统一电力市场基础规则体系，各地方能够及时出台实施细则或方案，在全国范围实现中长期、现货、辅助服务等各类市场的基本全覆盖。

2.技术标准。具有完整的电力市场技术标准体系，同市场政策规则有序衔接，满足电力市场建设现阶段需要和行业发展需求，反映当前电力市场的先进技术和应用实践。

3.市场运营。电力市场运营基础构建情况，市场成员管理和注册业务便捷高效；市场信息披露及时、准确、完整，市场交易组织规范，电力市场计量结算及时准确，市场干预机制执行合理，市场衔接顺畅；电力市场技术支持系统满足统一电力市场建设的要求，系统功能完备、建设规范、安全可靠等情况。

4.市场共治。电力市场管理委员会能够切实发挥研究市场规则、协调市场事项、反映各方诉求、开展自律监督、协助市场监管等作用，保障电力市场的公平公正、平稳有序。

5.监管效果。建立统一电力市场监管体系，监管标准全国统一，监管手段科学完备，能够运用

数字化等方式提升监管效能。

（二）市场作用发挥评价

6.要素流通。促进电力要素在全国范围高效流通，跨省跨区电力交易频率、交易规模持续增长，增强电网整体运行效率。跨经营区交易常态化开市，有效落实西电东送等国家能源战略，发挥省间余缺互济作用。

7.安全效益。通过电能量、辅助服务市场及容量补偿机制的协同运作，保障电力连续可靠供应和电网安全稳定运行。电能量市场对各类电源的顶峰保供激励作用，辅助服务市场挖掘发用两侧调节潜力，对电网安全稳定运行作用；容量电价对支撑性电源、调节性资源的投资进行合理引导。

8.环境效益。市场机制和政策促进新能源高质量发展和消纳，推动绿电交易规模扩大和绿证市场发展，实现绿色环境价值，新能源利用率保持合理水平，提升度电碳减排效益，支持国家“双碳”目标实施。

9.经济效益。测算电力市场整体经济效益变动情况，市场通过供需动态定价，有效引导资源跨时空优化配置，维持电价在合理区间内波动，保障发电成本合理回收，提升系统整体经济性与投资回报预期。

（三）经营主体可持续发展评价

10.经营状况。市场机制引导投资合理布局，保障电力企业成本回收和稳健经营，增强行业可持续发展能力，维持产业平稳运行。

11.主体培育。市场为储能、虚拟电厂等新业态提供发展空间，推动民营企业参与，带动相关产业链成长，促进就业和能源新质生产力提升。

12.市场满意度。经营主体对电力市场的基本环境、总体效果评价积极，参与意识和参与度不断提高，市场认同感增强。

（四）市场竞争充分度评价

13.主体行为。电力市场实现统一开放，经营主体有序竞争，对不当市场竞争、报价异常及市场力滥用行为能够有效约束，电力市场信用机制健全，能够对市场失信行为进行惩戒。

14.市场集中度。电力市场集中度指数处于合理区间，供需平衡风险与价格波动风险实现动态监测与阈值管控，市场风险防控机制健全有效。

三、评价方法

（一）构建评价指标体系和标准体系

综合考虑电力市场运营实际，评价指标的实用性、易获得性以及代表性等，逐步建立电力市场评价指标体系，完整、准确、全面反映市场多维评价内容，并适时动态调整和完善。建立电力市场评价标准体系，制定电力市场评价标准规范，规范化开展评价工作。

（二）采用多维综合分析方法

1.定性与定量相结合。定性分析主要通过现场调查、专家访谈、经营主体座谈、问卷调查等方式联合开展；定量评价主要基于评价指标开展量化分析，具体指标体系另行制定。

2.横向与纵向对比相结合。横向对比是不同评价对象之间的对比分析；纵向对比是对同一评价对象不同时间周期的变化趋势分析。

3.过程和效果评价相结合。过程评价聚焦市场规则设计、执行与动态运行情况；效果评价主要衡量市场资源配置效率、社会福利分配及政策目标达成度等。

（三）发挥数字化技术支撑

充分发挥数字化技术对电力市场评价的支撑作用，强化电力市场评价与数字化监管的工作协同。实现电力市场数字化监管对市场运行状态实时监测，及时发现异常波动、潜在风险和市场效率问题，提升评价的时效性和响应速度。推进市场评价智能化，逐步推动将市场评价由“描述性”升级为“预测性”，实现市场评价可观、可测、可感，为主动防控市场风险、优化市场规则、保障系统安全稳定运行提供关键支撑。

（四）按需有序开展评价

自2026年起组织开展全国统一电力市场评价，制定市场评价标准。鼓励各地因地制宜按需开展电力市场评价工作。鼓励市场运营机构充分发挥自身优势，开展市场量化评价，及时发现并反馈电力市场建设运营相关问题。

（五）加强评价结果应用

电力市场评价工作应形成评价报告，供相关政府部门及电力市场运营机构参考。国家能源局派出机构、地方能源主管部门、电力市场运营机构要认真做好市场评价结果应用，加强分析研判和整改提升。

四、做好组织落实

全国统一电力市场评价工作由国家发展改革委、国家能源局统筹组织，市场运营机构、高校、科研院所等单位共同参与。省级发展改革、能源等部门在省级人民政府领导下，要切实担负主体责任，与国家能源局派出机构、市场运营机构等加强工作协同，形成工作合力，共同开展电力市场评价，持续做好市场建设和监管工作。组织及参与电力市场评价的有关单位要切实履行评价工作职责，按照相关法律法规要求独立、专业、全面开展电力市场评价，形成公正客观的评价结果。国家能源局派出机构可根据监管需要，组织第三方机构对电力市场运营机构进行电力市场业务专业监管评估。各有关单位要保障电力市场评价工作安全稳定，提高工作效率，减轻地方和企业负担，避免无效评价、重复评价、多头评价。

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2025年12月2日

国家发展改革委 国家能源局关于促进 新能源消纳和调控的指导意见

发改能源〔2025〕1360号

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

为全面贯彻党的二十大和二十届历次全会精神，落实《中华人民共和国能源法》，完善新能源消纳和调控政策措施，有力支撑新型能源体系和新型电力系统建设，现提出以下意见。

一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，坚持系统观念、分类施策、多元消纳、市场引导、安全为基、创新驱动，完善新能源消纳举措，优化系统调控，促进新能源在大规模开发的同时实现高质量消纳。到2030年，协同高效的多层次新能源消纳调控体系基本建立，持续保障新能源顺利接网、多元利用、高效运行，新增用电量需求主要由新增新能源发电满足。新型电力系统适配能力显著增强，系统调节能力大幅提升，电力市场促进新能源消纳的机制更加健全，跨省跨区新能源交易更加顺畅，满足全国每年新增2亿千瓦以上新能源合理消纳需求，助力实现碳达峰目标。到2035年，适配高比例新能源的新型电力系统基本建成，新能源消纳调控体系进一步完善，全国统一电力市场在新能源资源配置中发挥基础作用，新能源在全国范围内优化配置、高效消纳，支撑实现国家自主贡献目标。

二、分类引导新能源开发与消纳

（一）统筹“沙戈荒”新能源基地外送与就地消纳。全面落实党中央防沙治沙工作决策部署和“沙戈荒”新能源基地开发布局规划，推动“沙戈荒”新能源基地外送与就地消纳并举。重点在沙漠、戈壁、荒漠、沙化、盐碱化等地区，合理布局外送基地，提高基地经济性。建立送受端落实国家战略责任体系，强化受端新能源消纳责任。通过新能源集成发展、东部地区产业梯度转移、西部地区挖掘消纳潜力等方式，促进“沙戈荒”新能源基地实现规模化就地消纳。

（二）优化水风光基地一体化开发与消纳。依托西南大型水电基地，充分考虑水电调节特性，优化配置新能源。对具备条件的存量水电外送通道，合理增配新能源，提升通道利用水平。结合雅下水电基地开发，优化论证新能源配置及送出消纳方案。

（三）推动海上风电规范有序开发与消纳。落实海洋经济高质量发展要求，科学布局海上风电，继续推动近海风电开发，有序推动深远海风电基地建设。统筹优化海上输电网络，集约化布局海缆廊道和登陆点，实现海上风电基地集中送出，主要在沿海地区就近消纳。

（四）科学高效推动省内集中式新能源开发与消纳。综合考虑资源条件、用电增长，结合可再生能源电力消纳责任权重落实要求，科学布局省内集中式新能源，优化开发结构、合理把握建设节奏，加强调节能力建设，提升电网承载力，确保新能源高效消纳。做好新能源资源普查试点。

(五) 积极拓展分布式新能源开发与消纳空间。充分挖掘分布式新能源资源潜力,拓展分布式新能源开发场景。增强分布式新能源自调节能力,提高自发自用比例。修订分布式新能源并网承载力评估标准,释放公共电网接纳分布式新能源的可开放容量。

三、大力推动新能源消纳新模式新业态创新发展

(六) 创新新能源集成发展模式。研究制定促进新能源集成发展的政策举措,支持“沙戈荒”等新能源资源富集地区加强新能源上下游产业链协同,建立集成发展产业体系。提升新能源装备制造绿电应用水平,实现“以绿造绿”。统筹布局绿氢、氨、醇等绿色燃料制储输用一体化产业,打造“灵活负荷”。推进零碳园区建设。

(七) 推动新能源与产业融合发展。积极推进东部地区产业梯度转移和新能源基地就地消纳协同对接,稳妥有序推动高载能产业向西部清洁能源优势地区转移。鼓励传统产业创新工艺流程,提升负荷灵活性,在热力、供暖、制冷、动力等环节更多使用新能源。支持新能源资源富集地区实现信息技术、高端装备制造、新材料等战略性新兴产业与新能源融合发展。加强新能源与算力设施协同规划布局及优化运行,推动算力设施绿色发展。

(八) 支持新能源就近消纳新业态发展。推动源网荷储一体化、绿电直连、智能微电网、新能源接入增量配电网等新能源就近消纳新业态健康可持续发展,支持新能源就近接入,提升工业园区、建筑楼宇、外向型企业、高载能企业绿电消费及偏远地区供电保障水平。分类制定完善支持政策、管理制度和技术标准,加强与电网规划的统筹协调,明晰与公共电网的安全、经济和社会责任界面,提升自平衡、自调节能力,新能源弃电不纳入统计。

四、增强新型电力系统对新能源适配能力

(九) 加快提升系统调节能力。积极推进流域龙头水库电站建设和水电扩机增容改造。加快抽水蓄能电站建设,充分发挥削峰填谷等多重作用。大力推进技术先进、安全高效的新型储能建设,挖掘新能源配建储能调节潜力,提升利用水平。适度布局调峰气电。因地制宜建设光热电站。推进新一代煤电转型升级,推动新能源替代燃煤自备电厂发电。充分发挥虚拟电厂聚合负荷侧调节资源作用,拓展车网互动规模化应用。

(十) 提高电网对新能源的接纳能力。加快构建主配微协同的新型电网平台,提升电网承载力。优化全国电力流向,进一步扩大新能源资源配置范围,稳步提升跨省跨区输电通道规模。充分利用区域间、省间调节资源和新能源出力互补特性,合理布局灵活互济电网工程,提升互济能力。加强电网主网架建设,提升新能源的并网接纳能力。大力推动配电网建设改造和智能化升级,加快打造适应大规模分布式新能源接入的新型配电系统。因地制宜推动智能微电网与大电网协同发展。

(十一) 优化新能源调控模式。构建新型电力调度体系,进一步厘清调度机构、各级电网、集中式新能源、分布式新能源等的调控关系和职责范围,加强市级、县级调度机构力量,全面提升可观、可测、可调、可控能力和智能化调控水平。探索“沙戈荒”新能源基地、水风光基地、海上风电基地集群协同调控模式,加快推动新能源与站内配建储能一体化出力曲线调用。修订电力调度管理制度,加强电力调度监管。

(十二) 强化新型电力系统安全治理。加强新能源基地规划阶段电网安全稳定分析和运行阶段电网安全稳定管理。深化有源配电网运行风险管控,建立健全风险识别、监视控制体系。完善新能

源及新型并网主体涉网安全管理制度，加强涉网安全性能和参数全周期管控，严格执行涉网性能评估程序，规范并网接入与运行管理，强化网络安全管控。

五、完善促进新能源消纳的全国统一电力市场体系

(十三) 拓展多层次新能源消纳市场化体系。适应新能源出力波动特点，缩短中长期交易周期，实现灵活连续交易，推广多年期购电协议机制，稳定长期消纳空间。充分发挥现货市场功能，加强与需求侧响应机制等的衔接，引导系统调节资源主动参与调节，完善用户侧参与现货市场交易机制，激发用户侧灵活调节潜力。合理设置电力辅助服务交易品种，完善费用向用户侧疏导机制，促进新能源大规模发展过程中的系统平稳运行。以省间中长期交易压实新能源跨省消纳“基本盘”，以省间现货交易、区域内省间互济交易等灵活响应新能源短时消纳需求，推进跨电网经营区常态化新能源电力交易。

(十四) 完善适应新能源参与电力市场的规则体系。推动建立“沙戈荒”、水风光新能源基地一体化模式参与市场的交易规则；支持分布式新能源、储能、虚拟电厂等新型主体通过聚合、直接交易等模式参与电力市场；研究推动新能源、用户等主体参与跨省跨区电力市场直接交易；推动构建符合新能源发电特性、分布格局的市场报价方式。完善电力市场限价等机制，充分发挥价格信号引导新能源消纳的作用。积极推动绿证市场高质量发展，推进“电—证—碳”市场协同，科学反映新能源环境价值。

(十五) 创新促进新能源消纳的价格机制。建立完善跨省跨区新能源送电价格形成和调整机制，鼓励新能源外送基地各类电源整体形成送电价格。提升跨省跨区通道输电价格机制灵活性，研究海上风电送出工程相关价格机制。落实完善促进新能源就近消纳的电价机制。健全完善煤电、抽水蓄能、新型储能等调节性资源容量电价机制。加快推动市场价格信号有效传导至终端用户，完善体现分时价值差异的零售市场价格机制，研究建立健全居民分时电价机制。

六、强化新能源消纳技术创新支撑

(十六) 突破新能源高效发电利用技术。加强高效低成本光伏、风电技术研发，试点建设超大功率深远海风电机组。加快提升新能源超短期、短期、中长期等不同时间尺度功率预测精度。

(十七) 攻关系统灵活调节技术。创新应用液流电池、压缩空气储能、重力储能等多种技术路线，加快突破大容量长时储能技术。推动新建抽水蓄能电站具备变速调节能力。深化虚拟电厂协调运行控制技术、多元交易技术应用，扩大新型负荷灵活调节技术应用。加快新一代煤电试点应用及推广。

(十八) 强化电网运行技术。加强高比例可再生能源、高比例电力电子设备电力系统高效仿真和稳定运行控制技术研究。试点试验高比例新能源特高压柔性直流输电、大容量高电压海上柔性直流海缆输电技术以及多端直流孤岛运行技术。提升新能源基地电源汇集及弱送端系统稳定运行技术水平。推广构网型控制技术，提高新能源涉网性能和主动支撑能力。加快修订新能源并网技术标准。

(十九) 升级智能化调控技术。加快人工智能、大数据、云计算等先进技术在主配微网协同中的应用。推广应用状态感知技术，提升电网对分散资源的动态感知能力。加快应用海量源网荷储资源聚合控制技术，完善新能源基地协同调控技术。

七、保障措施

(二十) 优化新能源消纳管理机制。强化规划指导作用,在五年电力发展规划中分档设置不同地区新能源利用率目标,科学统筹新能源发展与消纳,协同推进新能源规划布局及配套电网、调节能力建设。完善新能源消纳评估方法,推动新能源消纳评估逐步由单一新能源利用率指标向综合评价指标体系转变。各省级能源主管部门科学开展本地区年度新能源利用率目标制定及未来3年展望工作,明确年度新能源开发与消纳方案。根据新能源利用率目标和可再生能源电力消纳责任权重目标,统筹确定年度并网新能源(含分布式新能源)新增开发规模。落实可再生能源消费最低比重目标要求,加快建立强制消费与自愿消费相结合的绿证消费机制,进一步压实可再生能源电力消纳责任。

(二十一) 明确责任分工。国家发展改革委、国家能源局统筹推进新能源消纳和调控工作,指导各省份优化新能源利用率目标和开发规模。各省级能源主管部门是统筹保障本地区新能源消纳的责任主体,全面组织落实各项消纳举措,实现消纳目标。电网企业是保障新能源接网与调控运行的主要责任单位,持续加强电网建设,优化系统运行。发电企业提升新能源可靠替代能力,加强调节资源建设。各类经营主体积极参与电力系统互动。

(二十二) 强化监测监管与目标执行。优化新能源利用率统计发布工作,根据需要完善新能源利用率监测统计管理办法。各省级能源主管部门要建立新能源“规划—建设—并网—消纳”全周期监测预警机制,及时分析本地区新能源消纳情况,新能源利用率显著下滑或未完成利用率目标的地区要科学论证新能源新增并网规模,避免新能源利用率大幅下滑。国家能源局派出机构针对新能源消纳和调控政策措施落实情况进行常态化监管,重大事项及时报告。

国家发展改革委

国家能源局

2025年10月29日

国家发展改革委 国家能源局关于促进 光热发电规模化发展的若干意见

发改能源〔2025〕1645号

河北省、内蒙古自治区、吉林省、四川省、西藏自治区、甘肃省、青海省、宁夏回族自治区、新疆维吾尔自治区发展改革委、能源局，国家能源局有关派出机构，有关电力企业：

光热发电兼具调峰电源和长时储能的双重功能，能够实现用新能源调节支撑新能源，能够为电力系统提供长周期调峰能力和转动惯量，具备在部分区域作为调峰和基础性电源的潜力，是实现新能源安全可靠替代传统能源的有效手段，是加快构建新型电力系统的有效支撑。同时，光热发电产业链长，规模化开发利用将成为我国新能源产业新的增长点。为更好适应新能源高质量发展需求，助力加快构建新型电力系统，现就促进光热发电规模化发展提出以下意见。

一、总体目标

积极推进光热发电项目建设，不断拓展光热发电开发利用新场景，保障光热发电规模化发展。到2030年，光热发电总装机规模力争达到1500万千瓦左右，度电成本与煤电基本相当；技术实现国际领先并完全自主可控，行业实现自主市场化、产业化发展，成为新能源领域具有国际竞争优势的新产业。

二、加强规划引导

（一）深入开展光热发电资源普查。建立科学系统的资源普查内容方法体系，集成太阳能观测、国土资源、地形地貌和水资源等基础数据，评估光热资源水平，落实场址建设限制性因素，衔接国土空间规划，形成全面系统的光热发电资源数据库。建立普查成果数据库动态管理机制，及时更新基础信息，确保普查成果的时效性和实用性。针对重点省区，明确优势资源区域和发展潜力，提前做好要素保障和场址保护，为项目建设奠定良好基础。加强普查成果的共享与应用，为区域光热发展提供科学依据。

（二）做好光热发电规划布局。适应光热发电规模化发展形势与需要，明确光热发电在新型电力系统中的定位及作用，完善光热发展规划研究技术体系，在资源普查工作基础上，科学开展光热发电规划布局研究。鼓励各省区结合国家能源发展战略、生态环保要求、地区资源禀赋、区域能源发展需求、电力系统特性及电热耦合需求等，充分考虑光热发电在区域电力平衡和调节支撑电源中的作用，因地制宜编制光热发电发展规划，围绕发展模式和实施路径分阶段、分区域提出光热发电重点项目布局，并做好与其他发展规划的衔接。支持在技术经济可行、需求迫切的省区每年规划建设一定规模的光热发电项目，并做好相应政策保障。

（三）做好光热发电与产业发展协同布局。充分利用光热发电支撑调节能力，分行业开展光热发电与产业协同布局研究，提出光热发电与相关产业协同布局方案。鼓励以光热发电作为支撑调节电源的新能源一体化项目与矿产资源开发冶炼、算力中心、动力电池制造、盐湖提锂等新型高载能产业紧密结合，探索通过算力电力协同及绿电直连、源网荷储一体化等新能源就近消纳新业态，实

现可再生能源高效利用，推进高比例可再生能源供能产业园区建设布局。

三、积极培育光热发电应用市场

(四) 结合大型能源基地建设，按需合理配置光热发电规模。支持具备技术经济条件的“沙戈荒”大型外送新能源基地、水风光外送基地、各类自用型基地等新能源基地，开展光热电站项目建设。科学确定基地中光热发电装机规模，优化提升基地调节能力，增加基地绿色电量占比，降低基地平均度电碳排放量，加强新能源稳定送出，积极探索技术经济可行的光热电站在大基地中作为支撑调节电源发挥作用。

(五) 建设一批以光热发电为主的支撑调节型新能源电站。结合区域资源禀赋、建设要素、用能需求和消纳能力等内外部条件，根据新型电力系统建设需求，以有效填补地区电力缺口、缓解电力保障压力、提供绿色支撑调节能力为目标，贯彻电热耦合与源网协同理念，建设一批在本地消纳的大容量光热电站或光热与风电、光伏发电一体化调度运营项目，提升区域电网的调峰能力和稳定性，增强电力供应的安全性和灵活性。

(六) 探索构建以光热发电为基础电源的源网荷储一体化系统。积极推动具有绿色溯源需求的产业，结合产业调整与转移需求，在光热资源富集区域构建以光热电站为基础，联合其他新能源电源、新型储能等电力设施的源网荷储一体化系统，在具备条件的地区，进一步探索覆盖附近区域用电、用汽与用热需求。加强源网荷储一体化系统管理和运营，建立健全运行机制和安全保障体系。鼓励在具备条件的电网末端，探索构建以光热发电为基础支撑的系统弱连接型或独立型源网荷储一体化系统，提高供电保障水平。

四、充分发挥光热发电对新型电力系统的支撑调节作用

(七) 发挥光热发电对新型电力系统的支撑作用。结合光热发电集“热电”转换和常规交流同步发电机于一身的绿色支撑能力，充分发挥光热发电在调频、调压、黑启动和惯量响应等方面的作用，进一步优化电站运行方式，挖掘光热发电作为绿色低碳基础保供电源潜力，推动光热的系统保供价值转化，提高新型电力系统绿色可靠支撑容量比重。

(八) 增强光热发电对新型电力系统的调节作用。发挥光热发电大规模、低成本和高安全储热系统功能，利用光热宽负荷调节范围和快速变负荷能力，发挥深度调峰能力，提升电力系统调节能力。鼓励配置或预留电加热系统，支持配置电加热系统的光热电站通过电力市场发挥系统长时储能电站功能，获得相应市场收益。

(九) 加快推进在建项目建设，提升在运项目的调度响应能力。充分吸收投运项目在设计、施工和运行环节经验，积极应用新技术新装备新工艺降本增效，在确保安全和质量的基础上，加快推进在建项目建设。省级能源主管部门应加强已备案未开工项目的督导，加快推动开工建设。积极推动在运项目开展电力市场盈利模式的探索，不断提升调度响应和参与辅助服务市场能力，多措并举提高电站的经济效益。

五、加快推动光热发电技术与产业创新

(十) 逐步推动高参数大容量技术推广。积极支持高参数大容量光热电站的技术创新与工程应用，在资源条件适宜、电力负荷和热负荷高需求地区稳步推进30万千瓦等级光热电站建设，加强项目监测与评估，为后续推动60万千瓦等级光热电站建设积累基础数据，逐步提升光热电站技术先进

性和系统支撑调节作用，有效改善新能源安全可靠替代能力。

(十一) 加快关键技术突破，促进光热产业降本增效。加快关键技术、材料与装备研发，支持光热发电头部企业与科研机构组建研发联合体，聚焦高效聚光吸热换热、规模化长时高温储热、能量高效转换、高灵活性光热机组、智慧化控制等领域，开发新型大开口槽式集热器、高精度定日镜、低成本长寿命储热材料、新型透平等国产化关键装备，全面提升我国光热核心技术自主化及关键装备国产化水平。强化光热领域应用基础研究，突破高参数“光—热—电”转换及高效热能存储等科学理论，鼓励颠覆性技术创新。

(十二) 建立健全协同发展机制，推动光热产业高质量发展。探索开展光热和煤电耦合降碳技术研究应用，在资源与建设条件适宜的地区，鼓励光热和煤电耦合技术项目建设。科学谋划光热产业链协同发展布局，积极构建完整产业链条，充分发挥现代产业链链长带动作用，推进光热产业链上下游深度合作，形成优势互补、协同发展的产业格局。加速推进光热产业链强链、补链，促进资本与产业链深度融合，在重点地区打造光热产业园或产业集群，通过产业集聚和协同发展促进光热产业降本增效。加快推动光热产业标准化体系建设，提升光热产业设计、制造、建设、运维等全流程标准化水平，积极参与国际标准制定。

(十三) 积极推动产业“走出去”，提升光热发电国际合作水平。充分利用能源双多边合作机制，发挥我国光热产业技术创新与装备优势，加强与相关国家标准互认，开发契合当地资源禀赋及市场需求的多元化光热发电产品和技术服务。加大对外宣传，鼓励国内企业结合自身发展战略与当地企业开展技术、合资经营等多种形式的合作，探索打造光热发电“一带一路”旗舰项目，同时注意防范各类风险，促进合作项目长期可持续。

六、完善政策保障机制 (十四) 加大政策支持力度。支持符合条件的光热发电项目通过发行基础设施领域不动产投资信托基金 (REITs)、资产支持证券等方式，盘活存量资产、促进投融资良性循环。

(十五) 推动光热发电公平参与电力市场。落实新能源上网电价市场化改革要求，鼓励相关省份制定支持光热发电发展的新能源参与电力市场实施细则，因地制宜出台既能适应市场竞争、又能保障稳定运营的可持续发展价格结算机制。对符合条件的光热发电容量，可按可靠容量给予补偿，鼓励相关省份探索构建光热电站可靠容量评估方法，待国家建立可靠容量补偿机制后与国家相关要求做好衔接。鼓励光热发电项目参与省内和跨省跨区年度电力中长期交易，支持光热发电积极参与各类辅助服务市场并获得收益。

(十六) 建立健全光热发电激励机制。系统评估首批光热示范项目建设和运行经验，建立全行业信息共享机制，推动光热发电产业协同发展。系统评估新能源基地和源网荷储配套光热发电运行状况、调峰效果和系统支撑能力等，建立基于评估结果的项目激励机制。

(十七) 提高光热电站绿色收益。统筹利用好国家温室气体自愿减排交易市场、绿证市场和新能源可持续发展价格结算机制等，做好支持政策衔接。光热发电项目可自主选择绿色收益来源，拟选择参加绿证交易的，相应电量不得申请国家核证自愿减排量 (CCER)，不纳入新能源可持续发展价格结算机制；拟申请CCER的，在完成减排量核查和登记后注销减排量对应的未交易绿证；按国家规定纳入可持续发展价格结算机制的项目，不重复获得绿证收益。

(十八) 加强土地等要素保障和政策落实保障。统筹协调新能源发展布局, 在具备条件的风光大基地、源网荷储一体化、高比例可再生能源供能产业园区, 以及含光热发电的独立供能系统、光热与煤电耦合试点、热电联产等各类项目中, 合理布局并预留光热场址, 光热集热场区用地可通过租赁方式取得。

相关省级能源主管部门要积极推动光热发电发展, 抓紧组织开展省级光热发电资源普查、布局规划等工作, 推动落实光热发电相关的电价机制、辅助服务细则等各项保障措施, 加强项目建设统筹协调, 保障项目顺利实施。国家能源局派出机构针对光热发电规模化发展政策措施落实情况进行常态化监管, 重大事项及时报告。

国家发展改革委

国家能源局

2025年12月15日

国家发展改革委 国家能源局关于印发 《电力中长期市场基本规则》的通知

发改能源规〔2025〕1656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，北京市城管委，天津市、辽宁省、上海市、重庆市、甘肃省工信厅（工信局、经信委），国家能源局各派出机构，中国核工业集团有限公司、国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司、华润（集团）有限公司、中国广核集团有限公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司、北京电力交易中心有限公司、广州电力交易中心有限责任公司：

为贯彻落实加快建设全国统一电力市场要求，深化电力中长期市场建设，规范电力中长期交易行为，适应电力改革发展需要，根据《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2024年第20号）、《国家发展改革委国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）等有关规定，我们组织修订了《电力中长期交易基本规则》，现将修订形成的《电力中长期市场基本规则》印发给你们，请遵照执行。

国家能源局派出机构会同政府有关主管部门组织电力交易机构根据本规则拟定各地和区域电力中长期市场实施细则，并于2026年3月1日前报国家发展改革委、国家能源局备案。

执行中如遇重大问题，及时报告国家发展改革委、国家能源局。

国家发展改革委
国家能源局
2025年12月17日

国家能源局关于印发《加快推进能源行业信用体系建设 高质量发展行动方案》的通知

国能发资质〔2025〕85号

各省（自治区、直辖市）能源局、有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委、北京市城市管理委，各派出机构，有关企业和协会：

按照《中华人民共和国能源法》《中共中央办公厅国务院办公厅关于健全社会信用体系的意见》（中办发〔2025〕22号）等法律和文件精神，为加快推进能源行业信用体系建设高质量发展，我局研究制定了《加快推进能源行业信用体系建设高质量发展行动方案》，现予印发实施。

国家能源局

2025年10月9日

附件

加快推进能源行业信用体系建设高质量发展行动方案

能源行业信用体系建设是社会信用体系建设的重要组成部分。加快推进能源行业信用体系建设高质量发展工作，要坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十届二中全会和二十届三中全会精神，落实社会信用体系建设决策部署和能源安全新战略总体要求。

一、工作原则与目标

坚持“政府引导、市场驱动、企业参与、行业自律、社会共建”原则，加强信用体系建设，营造诚信行业环境，到2027年底，能源行业信用法规制度体系和标准规范更加完善，信用信息归集共享质量显著提升，守信激励和失信惩戒机制高效运行，信用服务市场健康发展，行业诚信意识和信用水平普遍增强，信用成为加快建设全国统一大市场、维护公平有序竞争市场秩序、推动能源绿色低碳转型和高质量发展的重要支撑力量。

二、健全各类主体的行业信用体系

（一）加强经营主体信用建设。以从事能源生产、供应、建设等相关活动的经营主体为重点，从基本信息、行政管理信息和其他能够反映相关主体信用状况的信息等方面建立完善信用记录，实现信用精准画像。研究探索能源行业经营主体相关执（从）业人员信用建设。

（二）统筹推进社会组织和政务信用建设。推动能源行业协会商会等社会组织加强诚信建设，强化其信用信息管理、共享、公开，指导监督其规范开展信用评价、信用应用创新和诚信自律等活动。加强能源行业管理部门自身信用建设，不断提升诚信自律水平。

三、夯实信用信息数据基础

（一）深化信用信息归集共享。国家能源局根据能源行业法律法规和全国公共信用信息基础目录，修订完善《能源行业公共信用信息管理办法》和能源行业公共信用信息目录，依托能源行业信用信息系统及时准确全面归集共享所涉主体信用信息，并对失信信息严重程度予以分类明确。鼓励

支持能源行业经营主体、相关行业协会商会等单位依法依规自愿提供财务状况、经营业绩、合同履行等信用信息，纳入能源行业公共信用信息目录，不断提升信用信息共享水平。

(二) 统一公示信用信息。按照统一公示规定，在“信用中国”网站、“信用能源”网站同步公示能源行业行政处罚等公共信用信息。“信用能源”网站依法依规公示国家能源局及派出机构在履行法定职责、提供公共服务过程中产生和获取的，以及能源行业经营主体、相关行业协会商会等单位自愿提供的其他信用信息。

(三) 加强系统支撑保障。国家能源局持续推进能源行业信用信息系统技术迭代升级，促进公共信用信息与行业相关部门、经营主体及行业协会商会等单位所属系统互联互通和信用信息共享。落实信息保密与分级管理制度，加强信用信息安全保护，规范信息处理程序，提高信用信息基础设施安全管理水平。

四、依法实施守信激励和失信惩戒

(一) 有效激励守信主体。国家能源局及其派出机构、地方能源主管部门及相关部门在开展行政审批、准入注册、资质许可、项目核准、财政资金支持、示范创建、评先评优等公共服务工作中，对守信主体提供便利和优惠。鼓励能源行业经营主体在供应商遴选、合作方签约、市场化交易等工作中，在同等条件下对守信主体采取优先签约、提供增值服务，适度调整履约保函等优惠措施。能源行业经营主体、相关行业协会商会等单位可将守信主体作为诚信典型和优先推荐对象，加大宣传支持力度。

(二) 依法惩戒失信行为。国家能源局及其派出机构、地方能源主管部门及相关部门，严格依据全国失信惩戒措施基础清单，依法依规对违法失信行为实施惩戒，涉及设定对相关主体减损权利或增加义务的惩戒措施，必须以法律、行政法规、地方性法规为依据。对列入国家相关部门严重失信主体名单的能源行业经营主体，在申请财政性资金项目、参加评先评优、享受优惠政策和便利措施等方面，依法依规予以限制或禁止。能源行业经营主体、相关行业协会商会等单位，结合企业管理、行业自律要求，对失信行为依法规范实施信用约束，不得违反相关法律、法规的规定。

(三) 统一开展信用修复。国家能源局加强与“信用中国”网站的协同联动，对国家能源局及其派出机构作出的行政处罚信息，所涉经营主体通过“信用中国”网站统一申请信用修复，完成修复的，“信用中国”“信用能源”网站同步停止公示相关失信信息，依法依规解除相关惩戒约束措施。地方能源主管部门及相关部门按照职责做好信用修复工作。

五、切实加强行业信用监管和治理

(一) 建立完善信用承诺制。在行政审批、证明事项、信用修复等领域推行信用承诺制。建立信用承诺自愿申报机制，鼓励能源行业经营主体在接受行业管理和公共服务、开展市场交易和合同签署等活动中主动自愿作出信用承诺。将信用承诺履行情况纳入信用记录，作为事中事后监管的重要依据。

(二) 深入开展公共信用评价。国家能源局按照国家标准《公共信用综合评价规范》及相关规定，结合业务需要和信用工作实际，对能源行业经营主体开展公共信用评价（按国家标准规范，评价结果从高到低分为A、B、C、D四等），推送相关部门、经营主体、行业协会商会等应用。鼓励支持行业协会商会等社会组织在各级能源主管部门及相关部门指导下，以公共信用评价为基础，融

合自身掌握的信用信息数据，依法依规开展信用评价。

(三) 巩固提升信用分级分类监管。国家能源局及其派出机构、地方能源主管部门及相关部门，根据公共信用评价结果，按照职责分工，积极探索电力安全、电力市场、可再生能源消费、油气管网公平开放、资质许可、煤炭行业管理等相关领域信用分级分类监管。对公共信用评价为A、B类的经营主体，采取包容审慎监管，降低抽查比例和频次；对公共信用评价为C、D类的经营主体，将其纳入重点监管范围，适当提高抽查比例和频次，结合具体失信行为依法依规予以惩戒。同时，在相关行业管理、公共服务、财政补贴核查和重大项目建设督查等工作中，结合业务需要实时查询经营主体信用状况，充分应用信用分级分类手段提升工作效能。

(四) 开展诚信缺失突出问题治理。国家能源局统筹指导，国家能源局派出机构会同地方能源主管部门及相关部门，坚持问题导向，组织能源行业经营主体、相关行业协会商会等单位，协同联动，形成合力，对屡禁不止、屡罚不改的高频次、反复失信行为等诚信缺失突出问题加大治理力度，切实增强相关主体合规履约诚信守诺意识，有效维护公平诚信的市场环境。

(五) 预警防范信用风险。国家能源局及其派出机构、地方能源主管部门及相关部门，组织能源行业经营主体、相关行业协会商会等单位，依托大数据等技术，充分应用能源行业经营主体信用信息和公共信用评价结果，加强对行业整体及重点领域信用风险的动态监测、分析预警，为决策和监管提供支持。

六、创新探索经营主体信用建设

(一) 加强自身信用建设。能源行业经营主体应强化自身合规履约信守承诺管理，结合实际，建立企业信用体系，创新推进信用手段在项目投资、工程建设、物资采购、市场交易、客户服务、管理考核、商务合作等核心业务环节中的深度融合应用，塑造自身信用品牌形象。

(二) 做好第三方信用监测。能源行业经营主体应依据合同约定与市场规则，结合其归集共享的合作方、供应商、产业链相关方等第三方信用信息，加强信用风险动态监测，重点对供应商、承包商等关键合作方的合规履约、守诺践诺等情况进行常态化跟踪评估，对守信主体给予优先合作、简化程序等激励，对失信主体采取限制准入、提高保证金等约束，通过全流程信用管理，联动行业共治，防范信用风险，营造行业良好信用生态。

七、深化拓展信用市场化社会化应用

(一) 推动信用应用创新。鼓励支持相关行业协会商会、第三方信用服务机构等社会组织开展能源信用应用创新，推动数字化、人工智能技术与信用服务应用场景深度融合，在信用标准建设、评价应用、风险预警、守信激励和失信治理等方面探索管理、服务新模式。相关部门（单位）应及时总结推广信用应用创新经营主体典型经验做法，引领提升能源行业整体信用形象。

(二) 探索信用金融服务。鼓励支持相关部门（单位）在电力市场交易、油气管网托运商管理、能源工程建设等工作中，充分应用信用信息及评价结果，实施差异化金融服务，为经营主体赋能增信。鼓励支持金融机构依托全国一体化融资信用服务平台网络开发能源行业相关信贷产品，拓展“信用+能源+金融”应用场景。

(三) 支持信用服务对外合作。鼓励支持能源行业经营主体、相关行业协会商会、第三方信用服务机构等单位开展信用服务对外合作，积极推动信用评价、信用报告、信用指数等信用产品跨境

互认和国际商务信用认证，为能源行业对外合作创造良好信用环境。

八、组织实施

国家能源局会同有关部门统筹推进能源行业信用体系建设及信用监督管理，组织开展能源信用工作交流，总结评估、通报信用工作情况。国家能源局派出机构、地方能源主管部门及相关部门应按照职责分工，积极开展所辖区域能源信用工作。有关经营主体、行业协会商会等单位，应切实加强自身信用建设，创新探索信用管理模式和应用服务场景，交流推广信用实践典型案例，共同营造行业诚信氛围和良好营商环境。各部门（单位）应结合实际制定具体落实措施，加强信用宣传和培训，不断提升信用服务意识和能力水平。

国家能源局关于促进新能源集成融合发展的指导意见

国能发新能〔2025〕93号

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，有关电力企业：

“十四五”以来，在“双碳”战略目标引领下，我国新能源行业实现跨越式发展，新能源装机规模历史性超过火电，迈入发展新阶段。与此同时，随着新能源规模越来越大、电量占比越来越高，系统消纳压力持续加大，国土空间等要素保障难度日益增加，迫切需要转变新能源开发、建设和运行模式，实现集成融合发展。现就促进新能源集成融合发展，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历次全会精神，完整、准确、全面贯彻新发展理念，深入落实能源安全新战略。坚持系统融合、一体开发，统筹推进新能源大规模开发和高水平消纳，强化多能源品种一体化开发，提升供应可靠性和系统稳定性；坚持技术创新、产业协同，加快前沿技术产业化应用，推动新能源与产业协同优化升级，拓宽新能源与产业耦合发展新空间；坚持场景拓维、多元利用，扩展新能源非电应用，培育形成新能源生产消费新模式新业态，提升新能源发展自主性，增强新能源市场竞争力，打造新能源发展升级版。

到2030年，集成融合发展成为新能源发展的重要方式，新能源可靠替代水平明显增强，市场竞争力显著提升，有力支撑经济社会发展全面绿色转型，为加快中国式现代化建设提供更加安全可靠的绿色能源保障。

二、加快推动新能源多维度一体化开发

（一）提升新能源多品种互补开发水平。优化“沙戈荒”新能源基地电源结构和储能配置比例，因地制宜建设光热发电等调节性电源，合理控制新建基地煤电装机需求，鼓励以熔盐储热耦合调峰、就地制绿氨掺烧等方式，提高新能源与煤电深度协同水平，提升基地绿电电量占比；支持有条件地区充分发挥光热、抽水蓄能和新型储能等的支撑调节作用，探索打造100%新能源基地。发挥水电转动惯量大、启停快速和调节精准特性，积极推进主要流域水风光一体化开发。探索建设以抽水蓄能、新型储能等为调节电源，带动周边风光大规模高质量开发的新型水风光一体化基地。结合地区资源禀赋条件和系统调节支撑需求，推进省内集中式新能源项目风光气储等互补开发。

（二）强化新能源开发空间集约复合利用。加强“沙戈荒”、水风光等新能源大基地集约化选址，引导各类集中式新能源项目开展风光同场建设，实现场区空间、输变电设施、调节能力等集约共用。有序推动风电、光伏发电项目改造升级，提升土地利用效率。鼓励矿区依托闲置土地、塌陷区等资源，发展光伏、风电等新能源。推进海上风电集群化开发，集约化布置送出海缆廊道和登陆点，鼓励共享送出通道。探索推动海洋能源开发利用与各类海洋活动共用基础设施，提升海域空间立体开发利用效率和效益。

（三）推进分布式新能源多领域融合开发。推进交通能源融合发展，鼓励在高速公路服务区、公路边坡及站场、铁路站场、机场、港口等交通场所建设新能源与周边用能一体化设施，积极应用

柔性汇集接入、智能微电网、车网互动等技术，提升就地开发利用比例，推动新能源重卡规模化应用及配套补能基础设施建设，鼓励光储充换一体化开发。推进建筑光伏一体化发展，推动光伏系统与建筑同步规划设计、同步施工，推进建筑低碳用能和清洁供热，建设“光储直柔”新型建筑。深化推进农村能源革命，在严格落实用地政策的前提下，依托新模式新业态整合农村分散式风电、分布式光伏、水能等资源，提升乡村电力自主、可靠供应能力，促进农村地区新能源就地就近消纳利用。支持在海岛等地区推动海洋能多能互补发展，提升海洋能消纳保障服务能力。

(四) 推动新能源一体化聚合运营。持续提升新能源发电功率预测精度，积极采用先进构网型技术，推进新能源多品种协同联合优化控制，全面提升新能源可观、可测、可调、可控能力，打造一批系统友好型新能源电站。鼓励新能源与配建储能一体化调用，探索新能源与其他电源在一定条件下实质性联营，整体制定参与市场策略，提升市场竞争力。加强数字化升级改造，在落实电力监控系统安全防护要求的基础上，推进新能源基地各场站集中监控和一体化运维检修，提高运营效能。加快推进虚拟电厂规模化发展，加强分散电力资源的聚合协同。

三、大力推动新能源与多产业协同发展

(五) 加快推动新能源产业链“以绿制（造）绿”。在新能源资源富集地区，提升新能源装备制造绿电应用水平与空间集聚效能，打造更具竞争力的新能源制造基地，加强上下游产业链协同创新，探索构建集成融合式新能源产业体系。推进全链条绿色制造，推动新能源原材料开采加工、关键零部件制造及产品生产流程的绿色化改造。支持新能源为主的产业园区应用绿电直连、智能微电网（源网荷储一体化）、新能源接入增量配电网等新业态以及绿证绿电交易等形式，构建多能互补、高度自给的低碳零碳园区，推动产业园区减污降碳协同增效，实现更高比例“以绿制（造）绿”。

(六) 统筹推进新能源与传统产业协同优化升级。积极引导高载能产业向新能源资源富集、资源环境可承载地区转移，以新能源资源引导重大生产力、重大基础设施布局优化，实现“西电西用”就地消纳。引导石油石化、化工、钢铁、有色金属等重点产业，立足地区资源禀赋和产业基础，通过生产工艺流程优化、自备电厂改造升级及科学配置储能设施等，系统提升负荷调节能力，协同实现用能成本降低和新能源高效消纳。鼓励其他传统产业开展产品绿色设计与生产工艺柔性化改造，协同降低产品全生命周期碳足迹，增强绿色竞争力。通过新能源与传统产业的布局优化和协同运行，构建与新能源特性相匹配的新型产业用能体系。

(七) 积极推动新能源与新兴产业融合互促发展。结合“东数西算”工程建设，统筹算力设施绿电需求和新能源资源禀赋，推动新能源基地与算力设施协同规划，探索依托海上风电基地就近建设算力设施。分类挖掘算力负荷时空可调节潜力，促进电力、算力双网融合运行，为加快构建全国一体化算力网提供绿色电力支撑。在新能源资源富集且制造业基础扎实地区，推动新材料、高端装备制造、节能环保等新兴产业与新能源协同布局、集群发展，加速形成“以新促新”产业新生态。

四、积极推动新能源多元化非电利用

(八) 着力提升风光氢储协同发展水平。加强电制氢宽范围快速动态运行、多电解槽联合控制等关键技术攻关，提升电解槽技术性能，提高电解水制氢调节范围、响应速度和精度，更好适应新能源波动特性。优化风光配比，合理配置储电、储氢设施，研发新能源发电与制氢储氢设施、用氢负荷的一体化自适应自调节系统，提升风光氢储一体化协同优化控制水平和自平衡能力。推动新能

源弱并网、离网制氢模式发展。

(九) 稳步建设绿色氢氨醇(氢基能源)综合产业基地。支持各地结合绿色发展需求和资源条件,规划建设绿色氢氨醇、可持续航空燃料等氢基能源产业。重点在风光开发潜力大、生物质和水资源丰富的地区,规划布局可再生能源制氢氨醇综合产业基地。统筹供需两侧,科学规划输运管道、加注及转运港口等基础设施,有序推动跨省区输运体系建设。支持“沙戈荒”、水风光大基地开展绿色氢氨醇规模化制备,推动在煤化工、冶金等重点领域应用,促进产业耦合发展。鼓励沿海地区探索海上风电制氢氨醇技术,发展航运绿色燃料加注。

(十) 有序推动新能源供热供暖应用。鼓励在纺织、医药、造纸、食品加工等用热(冷)需求旺盛的产业园区,通过可再生能源电力供热、热泵供热(制冷)、光伏光热一体化等方式,打造以新能源为主体的多能耦合综合供能站。摸清新能源供暖资源潜力,科学布局地热能供暖,加强地热能梯级利用,因地制宜发展绿电直连等直接使用绿电的供暖模式,积极探索地热能、风光、生物质及传统化石能源多热源互补高效利用,推动新能源供暖与既有供暖系统有机融合。发挥热力系统灵活调节优势,推动新能源与热力系统联合优化调度运行,探索新能源供暖与岩土、水体等长周期储热技术耦合应用。

五、强化组织保障

(十一) 积极有序组织项目建设。国家能源局优先支持新能源渗透率较高地区开展新能源集成融合项目建设。各省级能源主管部门要在项目组织和建设过程中加强统筹协调和要素保障,在新能源项目开发建设方案中合理安排项目规模,增强跨部门合作,形成工作合力,及时跟踪监测项目建设运行情况。国家能源局派出机构和地方能源主管部门按照职责分工,加强项目接入、涉网安全等监管。国家能源局将总结和推广典型项目先进经验。

(十二) 优化项目投资开发管理。优化新能源集成融合项目核准(备案)、电网接入、电力业务许可证办理等相关流程,鼓励实现项目整体一站式办理相关手续。鼓励地方结合实际研究新能源与产业集成融合项目的多方合作机制。研究通过地方政府专项债对符合条件的新能源集成融合项目予以支持。

(十三) 优化电力调度机制。在确保电网安全稳定的前提下,推动“沙戈荒”、水风光、海上新能源基地等协同优化调度,积极推动通过虚拟电厂等模式实现分布式资源的聚合调控,鼓励新能源与产业集成融合项目提升源网荷储多要素协同水平和自平衡能力。细化完善各类项目并网调度技术标准、运行规则和考核细则,明确各要素调控关系和权责范围。

(十四) 完善市场交易与认证机制。支持“沙戈荒”、水风光新能源基地以一体化模式参与电力市场交易。推广多年期绿电购电协议,完善新能源与产业集成融合项目参与市场及交易结算机制。积极探索新能源集成融合项目公平参与电能量市场和电力辅助服务市场。推动完善可靠容量补偿机制,探索将符合条件的新能源集成融合项目纳入容量补偿范围。探索推动建立绿色氢氨醇等非电能源载体的认证机制,逐步完善绿色评价标准、认证规则和标识制度。

国家能源局
2025年10月31日

国家能源局关于印发 《能源行业数据安全管理办法（试行）》的通知

国能发规划规〔2025〕108号

各有关单位：

为落实《中华人民共和国数据安全法》等法律法规，我局制定了《能源行业数据安全管理办法（试行）》，现予印发，自2026年7月1日起施行。

国家能源局
2025年12月8日

能源行业数据安全管理办法（试行）

第一章 总 则

第一条 为规范能源行业数据处理活动，加强数据安全，防范数据安全风险，促进数据开发利用，保护个人、组织的合法权益，维护国家安全和利益，根据《中华人民共和国数据安全法》《中华人民共和国网络安全法》《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国个人信息保护法》《网络数据安全管理条例》等法律法规，制定本办法。

第二条 本办法适用于在中华人民共和国境内开展能源行业数据处理活动及其安全监督管理。

能源数据处理者开展涉及国家秘密或由其汇聚关联后属于国家秘密事项的能源行业数据处理活动时，应遵守《中华人民共和国保守国家秘密法》等法律、行政法规的规定。

第三条 本办法所称数据，是指任何以电子或者其他方式对信息的记录。

本办法所称能源行业数据，是指在开展能源活动中收集和产生的数据。能源活动主要包括与能源相关的规划、设计、建设、生产、储运、消费、科研等。与城市燃气、供热、加油站等能源活动相关的数据应遵守有关主管部门规定。

本办法所称能源数据处理者，是指开展能源行业数据处理活动的能源行业各类单位。能源行业数据处理活动包括能源行业数据的收集、存储、使用、加工、传输、提供、公开、删除等。

本办法所称数据安全，是指通过采取必要措施，确保能源行业数据处于有效保护和合法利用的状态，以及具备保障持续安全状态的能力。

第四条 根据数据重要性、精度、规模、安全风险等，能源行业数据分为一般、重要、核心三级。

能源行业重要数据是指特定领域、特定群体、特定区域或达到一定精度和规模的能源行业数据，一旦被泄露或篡改、损毁，可能直接危害国家安全、经济运行、社会稳定、公共健康和安全。仅影响组织自身或公民个体的能源行业数据，一般不作为能源行业重要数据。

能源行业核心数据是指对领域、群体、区域具有较高覆盖度或达到较高精度、较大规模、一定深度的能源行业重要数据，一旦被非法使用或共享，可能直接影响政治安全。主要包括：关系国家

安全重点领域的的数据，关系国民经济命脉、重要民生和重大公共利益的数据，经评估确定的其他能源行业数据。

能源行业一般数据是指能源行业重要数据、能源行业核心数据之外的其他能源行业数据。

第五条 鼓励能源数据处理者积极开展能源行业数据创新应用，在保障安全合规的情况下促进数据开发利用。

第二章 能源行业数据安全基本职责

第六条 在国家数据安全工作协调机制统筹协调下，国家能源局负责能源行业数据安全监督管理，督促指导各省、自治区、直辖市和新疆生产建设兵团能源主管部门（以下简称省级能源主管部门）开展数据安全监督管理，督促指导国务院国资委管理的能源企业（以下简称能源央企）和国家能源局指导监管的全国性能源行业协会依法依规履行能源数据处理者责任义务，组织制定和发布能源行业数据分类分级标准规范，审核并确定能源行业重要数据目录，向有关部门提出核心数据目录建议并实行动态管理，加强能源行业数据安全监测预警和应急处置能力建设。

第七条 省级能源主管部门负责对本地区能源行业数据处理活动和安全保护进行监督管理，督促指导本地区能源数据处理者（含能源央企在本地区的各级子公司、控股企业）依法依规履行能源数据处理者责任义务，按照能源行业数据分类分级标准规范，编制并按年度更新报送本地区能源行业重要数据目录，开展本地区能源行业数据安全监测预警、信息报送、制定应急预案、开展应急处置等工作。

第八条 能源数据处理者应依法依规履行数据安全保护责任义务。能源行业重要数据和能源行业核心数据的处理者对自身的数据安全负主体责任，应明确数据安全负责人和管理机构，本单位法定代表人或者主要负责人是数据安全第一责任人，分管数据安全的领导是直接责任人。能源央企负责对其各级子公司、控股企业的数据处理活动和安全保护进行监督管理。

第九条 能源数据处理者应依照能源行业数据分类分级标准规范，识别并编制本单位能源行业重要数据目录，按照数据载体所在地省级能源主管部门要求报送重要数据目录。能源央企各级子公司、控股企业编制的能源行业重要数据目录，应按照数据载体所在地省级能源主管部门和能源央企总部要求分别报送。

重要数据目录报送内容包括但不限于数据类别、级别、规模、精度、来源、载体、适用范围、对外共享、跨境传输、安全情况及责任单位等数据字段信息，不包括数据内容本身。

第十条 省级能源主管部门、能源央企分别负责汇总审核本地区、本企业的能源行业重要数据目录，并报送国家能源局。对按程序确认为能源行业重要数据和能源行业核心数据的，省级能源主管部门、能源央企应及时告知能源数据处理者。

第十一条 上一次报送重要数据目录后，能源行业重要数据、核心数据的级别、责任主体情况、数据处理情况、数据安全情况内容发生重大变化的，能源数据处理者应在三个月内重新按程序报送重要数据目录。

第三章 能源行业数据保护要求

第十二条 能源数据处理者开展数据处理活动，应建立健全数据安全管理制度，明确数据全生命周期各环节的管理要求；定期组织开展能源行业数据安全知识和技能教育培训。能源行业重要数

据、能源行业核心数据的处理者应建立数据安全体系，加强人员和经费保障，并配合有关部门开展监督检查工作。

第十三条 利用互联网等信息网络开展能源行业数据处理活动的，应落实网络安全等级保护、关键信息基础设施安全保护、密码保护和保密等制度要求。

存储处理能源行业重要数据的信息网络应落实三级及以上网络安全等级保护要求。

存储处理能源行业核心数据的信息网络，如涉及关键信息基础设施，应在网络安全等级保护制度的基础上，落实关键信息基础设施安全保护要求；不涉及关键信息基础设施的，应落实四级网络安全等级保护要求。

法律法规和国家有关规定要求使用商用密码进行保护的，还应遵守商用密码保护有关规定。

第十四条 能源行业重要数据的处理者应自行或者委托具有风险评估能力的第三方评估机构，对其数据处理活动每年至少开展一次风险评估，及时整改风险问题，并按省级能源主管部门要求报送风险评估报告。省级能源主管部门、能源央企应将本地区、本企业数据安全风险评估情况按年度报送至国家能源局。

风险评估报告应当准确、清晰地描述评估活动的主要内容，具体包括但不限于数据处理者基本信息，评估团队基本情况，开展数据处理活动的情况及其合规性评价，处理的能源行业重要数据的种类、数量，面临的数据安全风险及其应对措施，风险评估结论和整改建议等要素。

第十五条 能源行业数据安全风险评估重点评估以下内容：

- (一) 能源行业重要数据和核心数据识别认定的基本情况、所处安全状态及风险分析；
- (二) 数据处理活动是否合法、正当、必要；
- (三) 数据安全负责人、管理机构、岗位配备和职责履行情况；
- (四) 全流程数据安全管理制度及保障机制的建立和落实情况；
- (五) 数据处理活动相关人员管理和教育培训情况；
- (六) 国家数据分类分级保护制度落实情况，以及对能源行业重要数据和核心数据保护要求落实情况；
- (七) 数据安全技术防护能力建设及应用情况；
- (八) 已发生的数据安全案事件和处置情况，以及数据安全风险监测预警工作落实情况；
- (九) 涉及数据提供、转移、委托处理、共同处理的，数据接收方的安全保障能力、责任义务约束和履行情况；
- (十) 其他涉及数据安全的有关情况。

第十六条 能源行业重要数据的处理者在重要数据的收集、存储、使用、加工、传输、提供、公开、删除等环节，应综合运用加密、鉴权、认证、脱敏、校验、审计等技术手段进行安全保护。

第十七条 能源行业重要数据的处理者，应按照业务需要和最小授权原则，依据岗位职责设定数据处理权限，控制重要数据的接触范围，发生人员变动时应及时调整权限。

第十八条 能源行业重要数据的处理者应加强对数据共享、调用的安全管控，采取技术措施定期监测数据共享、调用情况，并配备风险隔离、认证鉴权、威胁告警等安全保护措施。

第十九条 委托他人处理或者与他人共同处理能源行业重要数据的，委托人应当提前告知受托

人数据等级，数据安全责任不因委托而改变。委托方应严格审批明确受托方的数据处理权限和保护责任，监督受托方履行数据安全保护义务。受托方应依照法律、法规的规定和合同约定履行数据安全保护义务，不得擅自留存、使用、泄露或者向他人提供能源行业重要数据。

涉及使用云计算服务处理能源行业重要数据的，可以选择通过云计算服务安全评估的云计算服务，并遵守本管理办法有关要求。

第二十条 未经委托方批准，涉及能源行业重要数据的信息系统建设、运维项目不得转包、分包。

未经委托方明确授权，涉及能源行业重要数据信息系统建设、运维人员不得处理委托方的重要数据。

对涉及能源行业重要数据的信息系统建设、运维过程中收集、产生的数据，不得用于其他用途，服务完成后按照与委托方约定处理或者及时删除。

第二十一条 能源行业重要数据处理活动应记录维护数据安全所需的日志，涉及安全事件处置、溯源的，相关日志留存时间不少于一年。涉及向他人提供、委托处理、共同处理能源行业重要数据的，相关日志留存时间不少于三年。

能源行业重要数据的处理者在组织数据安全风险评估时，应对其数据查询、下载、修改、删除等重点操作的日志开展审计分析，发现违规或者异常行为应采取相应处置措施。

第二十二条 能源行业重要数据的处理者因合并、分立、解散、被宣告破产等原因需要转移、销毁能源行业重要数据的，应采取必要的安全保护措施，并事前向省级能源主管部门报告数据处置方案。引起重要数据目录变化的，应及时向数据载体所在地省级能源主管部门报备。

第二十三条 在我国境内收集和产生的能源行业重要数据，确需向境外提供的，能源数据处理者应依法依规申报数据出境安全评估。

第二十四条 能源行业核心数据的处理者跨不同法人主体提供、转移、共享核心数据的，应采取必要的安全保护措施，并告知数据接收方按照对应级别进行分类分级保护。自当年度1月1日起可能累计达到上一年度末该项核心数据静态总量30%及以上的，应经国家能源局报有关部门组织风险评估；未达到30%的，由省级能源主管部门提出初步评估意见，报国家能源局开展评估。涉及国家机关依法履职、国家机关或企事业单位内部流动的能源行业核心数据除外。

第二十五条 能源行业核心数据的处理者在落实以上能源行业重要数据保护要求的基础上，可以采取以下措施加强对能源行业核心数据的保护：

- (一) 优先使用商用密码进行保护；
- (二) 优先使用安全可信的产品和服务；
- (三) 优先使用第三方评估机构开展风险评估；
- (四) 涉及核心数据安全事件处置、溯源的相关日志，留存时间不少于三年；
- (五) 对相关关键岗位人员、涉及核心数据信息系统建设和运维单位等，依法依规提交公安机关、国家安全机关进行国家安全背景审查。

第二十六条 不同类别、级别数据同时被处理且难以分别采取保护措施的，应按照其中级别最高的要求实施保护，确保数据集整体持续处于有效保护和合法利用的状态。

第四章 能源行业数据安全监测预警和应急处置

第二十七条 省级能源主管部门、能源央企应分别加强本地区、本企业能源行业数据安全监测预警和应急处置能力建设，指导本地区数据处理者和能源央企各级子公司、控股企业做好风险监测、事件处置和报告等工作，强化对新技术新应用的能源行业数据安全风险和评估，强化对公开渠道数据汇聚、关联后可能引发能源行业数据安全风险的监测能力。

第二十八条 能源数据处理者发现数据安全缺陷、漏洞等风险时，应立即采取补救措施；发生数据安全事件时，应立即采取处置措施，按照规定及时告知相关用户并向省级能源主管部门报告，其中，能源央企各级子公司、控股企业应同步向能源央企总部报告。

风险监测预警的内容应包括：风险基本情况、可能产生的危害和程度、风险演化发展态势、可能影响的范围、处置风险的对策建议及其他应报告的情况。

事件情况报告的内容应包括：事件发生时间、事件简要经过、造成的危害和影响、已采取的措施、下一步对策建议及其他应报告的情况。

第二十九条 本地区、本企业发生能源行业数据安全事件时，省级能源主管部门、能源央企应根据事件级别依法启动应急预案，采取相应应急处置措施，防止危害扩大，消除安全隐患，并及时向社会发布与公众有关的警示信息。

第三十条 省级能源主管部门、能源央企发现可能直接危害国家安全、经济运行、社会稳定、公共健康和安全，以及直接影响政治安全的重大或者特别重大的能源行业数据安全风险、事件，应于发现或者得知后1个工作日内将有关情况报送国家能源局，并按要求进行续报。紧急情况下可以通过电话联系方式及时报告，随后补报书面报告。国家能源局负责按规定向有关部门报告相关情况。

第三十一条 省级能源主管部门、能源央企完成重大或者特别重大能源行业数据安全应急处置工作后，应及时总结提炼经验，并于3个工作日内形成处置情况报告，于10个工作日内形成总结报告，分别报送国家能源局。国家能源局负责按规定向有关部门报送总结报告。

第五章 监督检查和法律责任

第三十二条 国家能源局和省级能源主管部门应当依照《网络数据安全管理条例》有关规定，对能源行业数据安全工作进行监督检查。

第三十三条 国家能源局和省级能源主管部门在履行数据安全监督管理职责中，发现数据处理活动存在较大安全风险的，可以按照规定权限和程序约谈相关能源数据处理者，要求采取措施进行整改，消除隐患，并将问题线索及时移送有关主管部门。

第三十四条 对于违反本办法规定的行为，有关主管部门按照《中华人民共和国数据安全法》《中华人民共和国网络安全法》《中华人民共和国个人信息保护法》《网络数据安全管理条例》等法律法规规定予以处理处罚；构成犯罪的，移送司法机关依法追究刑事责任。

第六章 附 则

第三十五条 开展涉及个人信息的数据处理活动，还应遵守有关法律法规的规定。

第三十六条 本办法由国家能源局负责解释。

第三十七条 本办法自2026年7月1日起施行，有效期5年。

国家能源局综合司关于加强组织管理进一步推进 电力安全生产标准化建设工作的通知

国能综通安全〔2025〕151号

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，北京市城市管理委、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，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位：

为贯彻落实《中华人民共和国安全生产法》等有关法律法规以及文件要求，加强电力企业安全生产标准化建设统筹规划，强化组织管理，进一步推进电力安全生产标准化建设工作，不断提升电力行业安全管理水平，现将有关要求通知如下。

一、落实主体责任

认真贯彻落实习近平总书记关于安全生产重要指示批示精神，坚持“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，严格落实企业安全生产主体责任，加强组织管理，明确工作目标，完善工作体系，加大资源配置，有力有效推进电力安全生产标准化建设工作，构建安全生产长效机制，推动实现企业安全生产工作制度化、规范化、系统化、科学化，进一步提高企业安全管理水平，提升电力行业安全生产能力，以高水平安全保障高质量发展。

二、加强统筹规划

制定规划和年度计划。电力企业集团总部结合自身安全生产实际，统筹当前和长远，提出安全生产标准化建设总体目标、重点任务和保障措施等，研究制定标准化建设规划，纳入企业安全生产规划或相关行动计划；按年度制定标准化建设工作计划，细化目标、分解任务、落实措施，纳入企业年度安全生产计划。

制定实施方案。电力企业集团总部指导下属单位结合企业安全生产实际，依据年度计划制定本单位安全生产标准化实施方案，实施方案应包括目标任务、完成时限、责任部门、配套措施、经费预算等，有序推进本单位标准化建设工作，切实提高本质安全水平。

定期开展总结。电力企业集团总部指导下属单位对照年度实施方案，定期开展评估总结，主要内容包括工作目标完成情况、重点任务执行和落实情况、工作成果和先进经验、存在的问题及改进措施等。电力企业集团总部在下属单位工作基础上，开展本企业年度标准化建设评估总结，形成年度报告。

三、强化保障措施

制定实施细则。电力企业集团总部要紧结合本企业组织架构、业务特点和管理实际，统筹企业达标建设情况，制定本企业安全生产标准化建设工作实施细则，包括组织方式、适用范围、评审规则、达标等级、结果应用、激励措施及约束机制等。

规范评审工作。电力企业集团总部要指导下属单位结合日常巡查、季节性检查、专项检查等工作，每年至少开展一次安全生产标准化建设自主评审，重点评审安全生产目标任务完成情况、安全

生产体系运转情况等。根据评审结果，落实改进措施，完善制度文件。

强化督促落实。电力企业集团总部要加强安全生产标准化建设工作的组织领导，强化监督检查，重点检查自主评审程序规范性、内容完整性、结果真实性等。探索“正向激励、反向约束”的管理方式，对评审结果优秀的，采取大幅减少检查频次等激励措施，对评审结果不合格的，开展重点帮扶等工作。

四、加强监督管理

国家能源局各派出机构和各省级电力管理部门要做好电力安全生产标准化工作的宣传教育，宣传贯彻电力安全生产标准化各项实施规范。结合日常安全监管工作，通过安全检查、专项监管等方式，督促辖区内电力企业落实本通知相关要求，扎实推进电力安全生产标准化建设工作。

每年2月底前，全国电力安委会各企业成员单位将上一年度的电力安全生产标准化年度评估总结报告报送国家能源局（电力安全监管司）。

国家能源局综合司

2025年10月21日

国家能源局综合司关于组织开展 “人工智能+”能源试点工作的通知

国能综通科技〔2025〕168号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，有关中央企业：

为深入贯彻党中央、国务院关于发展人工智能的决策部署，落实《国家发展改革委国家能源局关于推进“人工智能+”能源高质量发展的实施意见》（国能发科技〔2025〕73号，以下简称《实施意见》）有关工作要求，充分发挥我国能源领域超大规模市场和丰富应用场景优势，加快推动能源领域人工智能应用，拟组织开展“人工智能+”能源试点工作，现就有关事项通知如下：

一、总体思路

聚焦《实施意见》提出的八大类场景、37个重点任务、百余项具体应用，按照“少而精”的原则，面向能源企业征集发展所需、行业所盼和企业所急的高价值应用场景需求，有效减少能源场景需求方与人工智能技术供给方的信息壁垒。组织人工智能技术供给方依据场景需求“揭榜挂帅”，承接高价值场景建设相关任务。场景需求方与技术供给方合作形成试点项目方案，经国家能源局遴选认定为“人工智能+”能源试点项目，探索形成综合解决方案可规模复制、商业模式可参考借鉴的“人工智能+”能源融合发展新范式，推动提升能源行业智能化发展水平。

二、工作程序

（一）征集发布高价值应用场景清单。能源企业对照本通知要求申报高价值应用场景。高价值应用场景应明确人工智能技术赋能的核心任务和实施路径，设定降本增效、降碳减排、安全保障等可量化、可验证的建设目标。国家能源局组织专家评审，遴选并发布“人工智能+”能源高价值应用场景清单，为能源领域人工智能技术应用提供实践指引。

（二）聚焦高价值应用场景“揭榜挂帅”。国家能源局将在门户网站公开发布高价值应用场景清单，面向全社会“发榜”。人工智能技术供给方根据场景需求“揭榜”。经场景需求方择优遴选后，组建产学研用创新联合体，细化场景建设实施路径及技术指标，编制高价值应用场景试点建设方案，并按相关通知要求报送国家能源局，申请试点项目。

（三）开展“人工智能+”能源融合试点。国家能源局组织专家评审，将通过评审且公示无异议的认定为“人工智能+”能源试点项目，并组织实施。在试点过程中，研究建立试点项目动态监测机制，制定一套量化的考核评价指标，组织专家定期跟踪评估试点项目进展情况，及时发现问题并优化调整，形成一批高价值场景应用的综合解决方案和面向场景的模块化、组件化产品。对于试点项目进展不及预期的，适时取消试点资格。

（四）形成行业共性支撑能力。国家能源局将及时总结试点项目成效，研制行业共性标准，促进数据、算法、模型、产品、解决方案以及商业模式等成果向能源领域人工智能行业应用中试基地等相关平台汇聚，将成功经验“以点带面”推广至同类型应用场景，帮助能源企业简化开发流程、降低技术使用门槛，实现“一次建设、多方使用”，避免能源企业对人工智能技术的重复投入，加速人工智能在能源行业规模化落地。

三、关于高价值应用场景的说明

高价值应用场景应具备以下特征：一是从需求看，高价值应用场景应聚焦长期制约行业发展的痛点问题。比如，人工智能技术辅助电力系统调度断面控制，人工智能技术辅助煤矿开采系统智能决策自主运行、掘进系统工艺设备高效协同等。颗粒度应细到可操作、可量化。二是从发展阶段看，高价值应用场景应是人工智能技术赋能空间大，但行业应用还处于早期阶段，未来可能对行业发展产生颠覆性、变革性影响的场景。对于“知识问答”等已具备一定应用规模、技术相对成熟的场景，不建议再作为高价值应用场景范畴。三是从成效看，高价值应用场景应具备全行业推广潜力，大规模应用后能带动行业或产业整体经济收益和社会效益等大幅增长，助推能源产业转型升级。具体方向可参考《实施意见》。

四、激励机制

（一）加强与国家示范工程的统筹衔接。支持将符合条件的试点项目推荐纳入国家人工智能示范工程体系，用好国家资金、政策红利，加快把试点场景打造成标杆项目，有效提升能源领域智能化水平。

（二）加强先进技术装备推广应用。支持相关成果固化为国家、行业标准规范，促进人工智能技术产业化推广。

（三）加大对项目单位的支持力度。对试点项目成果突出的单位，在申请承担各类国家级示范任务、国家科技重大项目时优先予以推荐，支持其充分发挥行业引领的示范作用。

五、申报要求

（一）关于高价值应用场景

1.申报单位应是能源企业，在保证安全稳定运行及数据安全的前提下，承诺向组队成功的人工智能技术供给方开放场景及相关数据等必要资源。

2.申报单位应在中华人民共和国境内注册登记、具有独立法人资格，具有较好的经济实力、技术研发和融合创新能力，在质量、安全、信誉和社会责任等方面无不良记录。

3.申报单位通过省级能源主管部门和中央企业两个渠道申报。

（1）省内能源企业通过省级能源主管部门申报。省级能源主管部门推荐数量不超过5个，并按优先级排序后上报。

（2）能源央企通过集团总部申报，每家能源央企推荐数量不超过5个。央企通过所在地能源主管部门渠道申报的，同时纳入地方政府及本单位推荐名额。

4.请各省级能源主管部门、中央企业于2025年12月29日前将高价值应用场景申报书（详见附件1）、推荐汇总表（详见附件2）盖章件一式三份纸质版及电子版（光盘刻录）寄送至国家能源局科技司。申报场景命名规则为“推荐地区/单位名称-序号-场景名称”（序号与推荐汇总表一致）。

（二）关于试点项目

国家能源局将在门户网站上统一发布“揭榜挂帅”及试点项目申报等后续通知，请各单位持续关注并按最新公告要求开展后续申报工作。

地址：北京市西城区三里河路46号，国家能源局科技司，邮编：100045。

联系电话：010-81929234 010-81929213

附件：

1. “人工智能+”能源高价值应用场景申报书
2. “人工智能+”能源高价值应用场景推荐汇总表

国家能源局综合司

2025年11月25日

住房和城乡建设部办公厅 国家发展改革委办公厅

关于印发《全国建筑市场监管公共服务平台工程建设项目 招标代理机构信息数据标准》的通知

各省、自治区、直辖市住房和城乡建设厅（委、管委）、发展改革委、招标投标指导协调部门、公共资源交易平台整合牵头部门，北京市规划自然资源委，新疆生产建设兵团住房和城乡建设局、发展改革委、数据局：

为贯彻落实《工程建设项目招标代理机构管理暂行办法》，做好工程建设项目招标代理机构信息登记工作，进一步规范工程建设项目招标代理活动，现将《全国建筑市场监管公共服务平台工程建设项目招标代理机构信息数据标准》印发给你们。请按照数据标准，优化省级建筑市场监管一体化工作平台功能，推进省级公共资源交易平台与同级建筑市场监管一体化工作平台的对接与数据共享，及时推送招标代理机构业绩信息。工作中遇到相关问题，请及时与住房和城乡建设部建筑市场监管司、国家发展改革委法规司联系。

住房和城乡建设部办公厅

国家发展改革委办公厅

2025年12月12日

省水利厅全面推进水利工程建设安全生产责任保险工作

近日，福建省水利厅发布《关于推进水利工程建设安全生产责任保险工作的通知》，决定在全省范围内推进水利工程建设安全生产责任保险投保工作。通知如下：

各设区市水利局、平潭综合实验区农业农村局，各有关单位：

为贯彻落实《水利部印发关于推进水利工程建设安全生产责任保险工作的指导意见》（水监督〔2023〕347号）要求，进一步深化水利工程建设生产安全风险管控，在总结2025年试点工作经验基础上，决定在全省范围内推进水利工程建设安全生产责任保险（以下简称安责险）投保工作。现将有关事项通知如下：

一、范围

全省范围内工程投资400万元以上的新建、扩建、改建、加固和拆除水利工程建设（包括配套与附属工程）。

二、投保及承保单位

全省水利工程建设安责险由水利工程项目业主或施工单位进行投保。投保单位需充分考虑安责险实地服务需求，选择相应专业资质和能力、事故预防服务制度健全的保险机构承保安责险。独家承保的、共保或联保业务的首席承保保险机构应在福建省内设有固定的营业机构，不得通过统括保单、共保或联保等方式由福建省外保险机构跨省经营。

三、经费保障

安责险费用在水利工程项目安全生产措施费（不少于建安费2.5%）中列支，不得低于安全生产措施费的10%。

四、其他事项

（一）水利工程项目应全面推进安责险工作，在确定施工单位并签订施工合同时必须投保安责险，未投保的不得开工建设。

（二）承保单位应委托具备相应资质或能力的第三方安全生产技术服务机构，为投保单位提供事故预防服务，并签订专门的事故预防服务合同。承保单位需对服务全过程实施管理、考核与评估，确保服务质量符合约定要求。事故预防服务合同约定的费用不得低于总保费的20%。

（三）各级水行政主管部门要将安责险投保情况和事故预防服务情况纳入监督检查范围，对于监督检查中发现未按规定投保安责险的，应依法严肃查处；对于承保单位未足额支付事故预防服务费用、第三方安全生产技术服务机构未按合同约定和规定开展事故预防服务且发现问题拒不整改的，建议各地纳入黑名单管理。

（四）鼓励以市县为单位投保安责险。同时，推动保险范围重复的其他商业险种转化或调整为安责险。

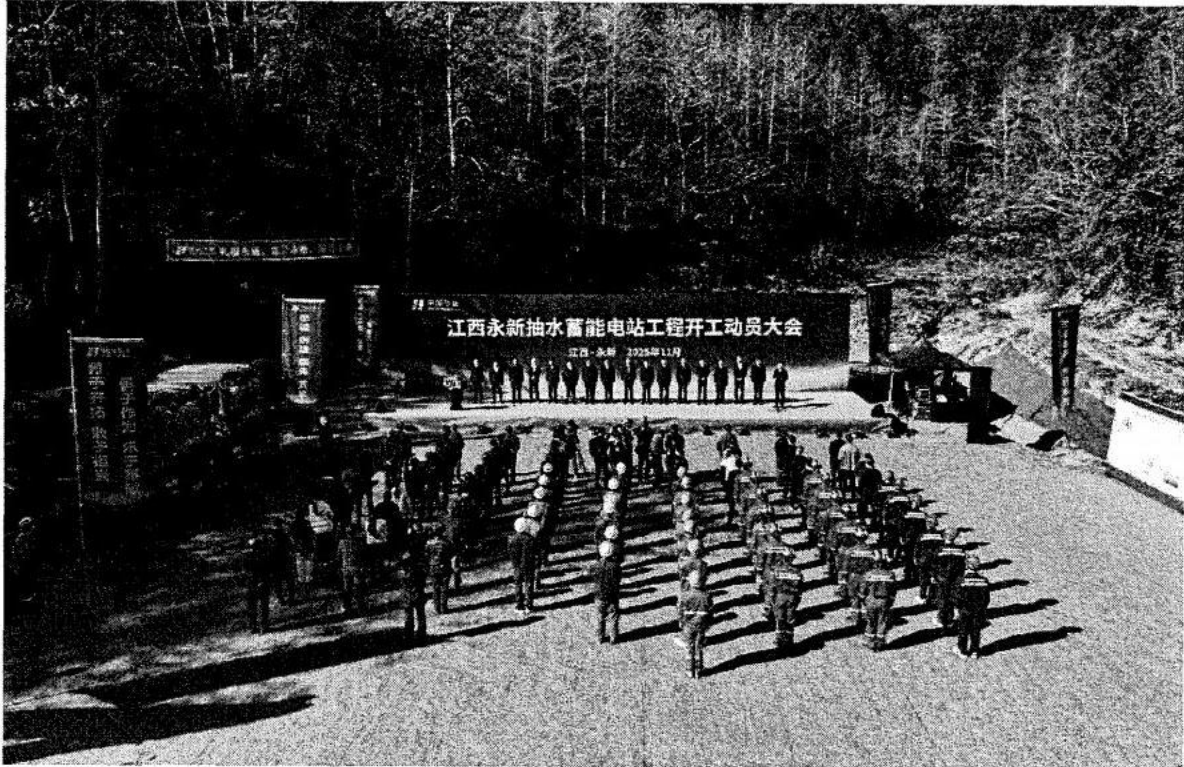
（五）我厅于2024年12月30日印发的《福建省水利厅关于推进水利工程建设安全生产责任保险试点工作的通知》（闽水函〔2024〕1361号）自本通知发布之日起停止执行。

2026年1月14日

福建省水利厅

江西永新 1200MW 抽水蓄能电站工程开工

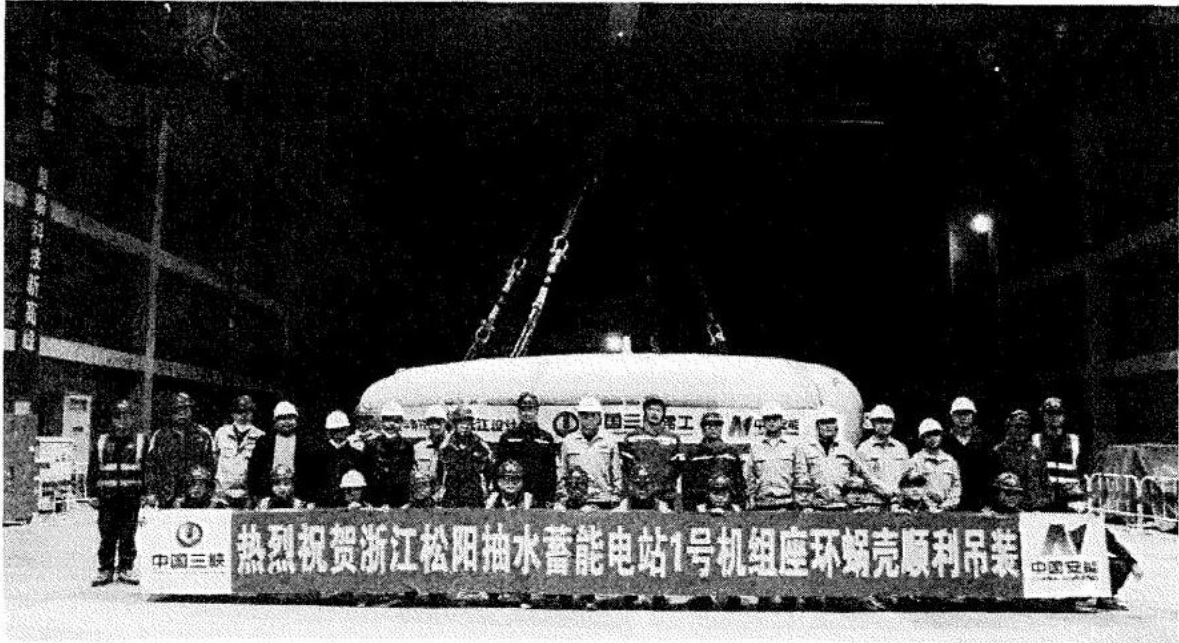
2025年11月30日，江西永新抽水蓄能电站工程开工动员大会召开。



江西永新抽水蓄能电站是国家《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035年）》“十四五”重点实施项目，总装机容量为120万千瓦（4×30万千瓦）。电站建成后年发电量12.96亿千瓦时，每年可节约系统耗煤量约42.8万吨，相应减少二氧化硫0.16万吨、二氧化碳106.68万吨、氮氧化物1.61万吨、烟尘0.58万吨，将提高风光等新能源及区外电力的消纳能力，促进地区经济社会发展，改善当地居民生活水平。

浙江松阳抽水蓄能电站首台机组座环蜗壳顺利吊装

12月9日，浙江松阳抽水蓄能电站项目迎来重大建设节点——首台机组座环蜗壳顺利完成吊装，为后续机组安装及首台机组发电目标奠定了坚实基础。



座环蜗壳整体最大尺寸达14.2米×12.0米×2.5米，采用分两瓣运输、现场组圆和焊接的方式，整体起吊重量达211吨。

该电站采用二洞四机布置，机组额定水头486米、最大水头532.9米、最大扬程539.68米、额定转速428.6转/分。机组设计兼具高水头适应性与运行可靠性。

后续，三峡集团所属三峡建工松阳公司将继续秉持“安全、高效、创新、精品”理念，严格把控座环蜗壳机坑内安装调整与水压试验质量关口，为后续机组段混凝土浇筑奠定坚实的基础，稳步推进松阳抽水蓄能电站“美丽机电、精品机组”建设。

中华人民共和国交通运输部公告

第 5 号

交通运输部关于发布《公路工程项目安全生产费用清单及计量规范》的公告

现发布《公路工程项目安全生产费用清单及计量规范》（JTG/T3841—2026），作为公路工程推荐性行业标准，自2026年5月1日起施行。

《公路工程项目安全生产费用清单及计量规范》（JTG/T3841—2026）的管理权和解释权归交通运输部，日常管理和解释工作由主编单位云南省综合交通发展中心负责。

请各有关单位注意在实践中总结经验，及时将发现的问题和修改建议反馈至云南省综合交通发展中心（地址：云南省昆明市环城西路1号；邮政编码：650031）。

特此公告。



中华人民共和国交通运输部公告

第 84 号

交通运输部关于发布 《公路养护工程量清单及计量规范》的公告

现发布《公路养护工程量清单及计量规范》（JTG/T5620—2025），作为公路工程推荐性行业标准，自2026年5月1日起施行。

《公路养护工程量清单及计量规范》（JTG/T5620—2025）的管理权和解释权归交通运输部，日常管理和解释工作由主编单位云南省综合交通发展中心负责。

请各有关单位注意在实践中总结经验，及时将发现的问题和修改建议函告云南省综合交通发展中心（地址：云南省昆明市环城西路1号；邮政编码：650031）。

特此公告。



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	7.64	8.15	8.19	7.97	8.23	8.23	8.15	7.94	8.15	8.03
2	柴油	0#	kg	6.31	6.67	6.71	6.68	6.70	6.70	6.74	6.60	6.76	6.36
3	水泥	42.5	t	356.91	336.28	366.46	387.91	353.98	339.65	321.68	345.13	343.66	368.14
4	螺纹钢	综合	t	3136	2974	3124	3109	3124	2987	3174	3184	3275	3177
5	铁件	综合	t	4714	4288	4398	5575	~	4314	4239	4438	~	4519
6	天然砂		m ³	161.80	~	122.57	186.31	106.80	156.89	129.47	151.99	150.49	~
7	机制砂		m ³	131.40	126.21	127.48	142.18	65.05	102.96	89.50	89.23	131.07	126.21
8	海砂		m ³	~	82.52	51.97	~	~	~	~	~	~	~
9	碎石	5~20	m ³	107.86	131.07	113.75	113.75	101.94	113.75	92.05	82.37	121.36	106.80
10	碎石	20~40	m ³	106.68	131.07	113.75	113.75	97.09	113.75	91.07	82.37	116.50	103.88
11	乱毛石		m ³	119.41	131.07	97.57	103.43	93.20	82.52	81.22	63.42	67.96	82.67
12	小乱毛石		m ³	110.45	116.50	93.67	95.62	91.26	92.23	81.22	58.54	67.96	84.62
13	毛条石		m ³	521.00	213.59	403.95	357.12	330.10	281.55	439.56	~	271.84	351.26
14	石油沥青		kg	3.07	3.45	4.12	3.56	3.01	3.63	3.14	3.77	3.78	3.11
15	胶合板	模板用	m ²	35.13	35.40	41.80	40.91	41.59	36.73	38.49	36.16	30.97	35.13

注：以上材料价格仅供参考（不含税综合价）