



国家光伏政策汇编

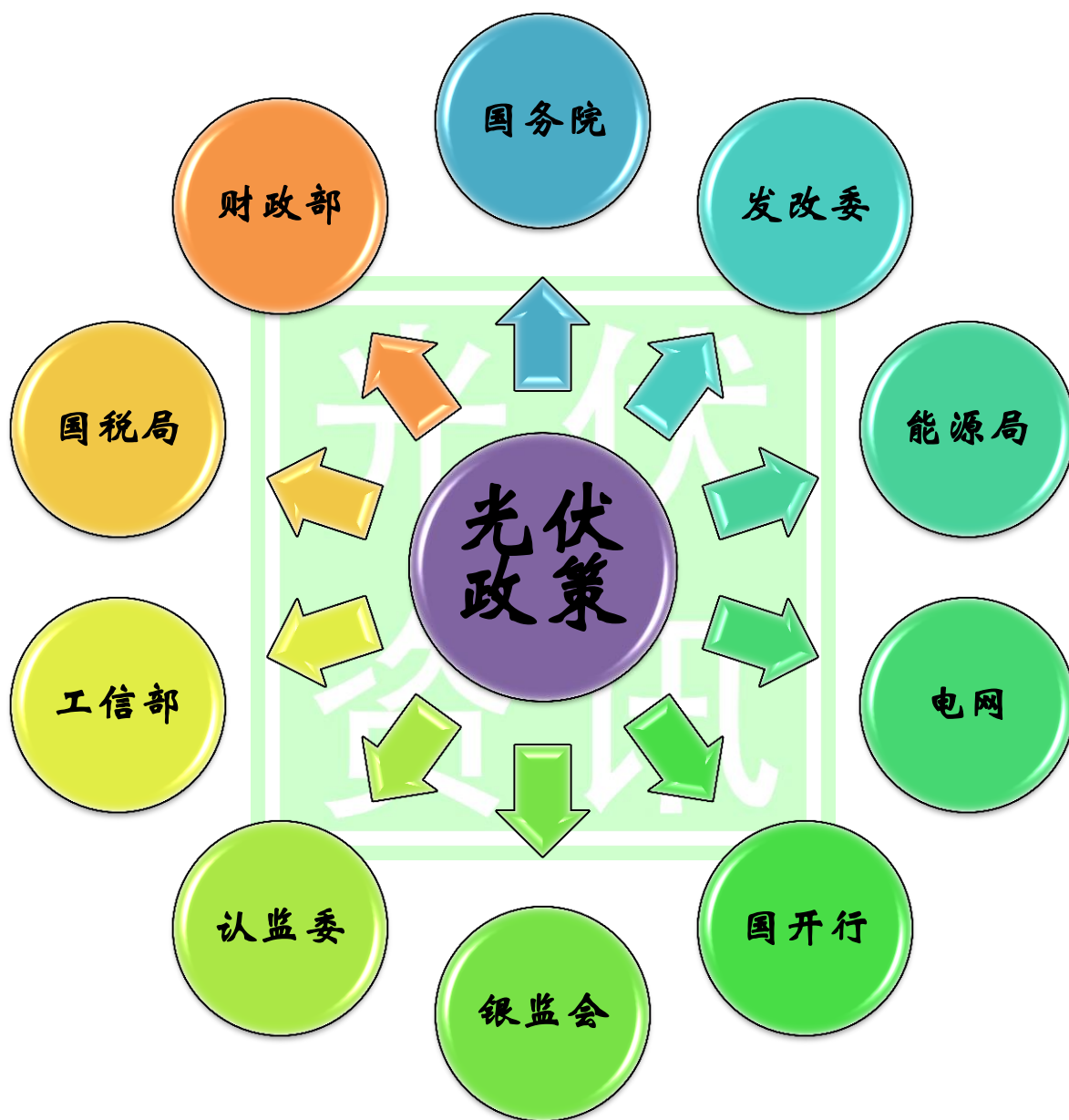
(2021年1月~2021年7月)



不断被模仿从未被超越

专业、专注、精选、精品

“光伏资讯”微信公众平台出品，微信号：PV-info



前言

2021年是十四五的开局之年，也是光伏迈入平价时代的第一年。目前，国家能源局、国家发改委关于光伏补贴的所有政策文件已全部明确！各地方也陆续下发关于光伏的相关文件。

但是光伏政策错综复杂，更有的还环环相扣，给刚入行的朋友们带来了很大的困惑，因此编制了《光伏政策汇编》供大家参考。本政策汇编收录了至国八条以来的所有国家标准，分类汇总，装订成册，成为从事光伏行业的一个必不可少的工具书，希望对广大光伏从业者有所帮助！



目前网上也有很多同行整理的文件，大多都不够全面，且排版很差劲，很多都是拿扫描文件直接复制在WORD中，本汇编除个别电网公司流程内容外，均采用文字格式，清晰可见，由小编精心排版，带有国家部委红头及印章。

目录

前言	- 3 -
关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见.....	- 5 -
关于引导加大金融支持力度促进风电和光伏发电等行业健康有序发展的通知	- 13 -
关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知.....	- 17 -
关于 2021 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知.....	- 23 -
关于做好新能源配套送出工程投资建设有关事项的通知.....	- 28 -
关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知.....	- 31 -
关于落实好 2021 年新能源上网电价政策有关事项的函.....	- 33 -
关于下达 2021 年可再生能源电价附加补助资金预算的通知.....	- 34 -
关于印发《发电企业与电网企业电费结算办法》的通知.....	- 37 -
关于印发《发电企业与电网企业电费结算办法》的通知政策解读.....	- 44 -
关于印发《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》的通知.....	- 46 -
关于印发《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》的通知政策解读.....	- 52 -
关于报送“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补发展工作方案的通知.....	- 54 -
关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知.....	- 57 -
关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知.....	- 61 -
关于开展第二批智能光伏试点示范的通知.....	- 64 -
关于开展光伏、印制电路板行业规范公告申报工作的通知.....	- 77 -

国家发展改革委 文件 国家能源局

发改能源规〔2021〕280号

关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指 导意见

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家能源局各派出机构：为实现“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”的目标，着力构建清洁低碳、安全高效的能源体系，提升能源清洁利用水平和电力系统运行效率，贯彻新发展理念，更好地发挥源网荷储一体化和多能互补在保障能源安全中的作用，积极探索其实施路径，现提出以下意见：

一、重要意义

源网荷储一体化和多能互补发展是电力行业坚持系统观念的内在要求，是实现电力系统高质量发展的客观需要，是提升可再生能源开发消纳水平和非化石能源消费比重的必然选择，对于促进我国能源转型和经济社会发展具有重要意义。

（一）有利于提升电力发展质量和效益。强化源网荷储各环节间协调互动，充分挖掘系统灵活性调节能力和需求侧资源，有利于各类资源的协调开发和科学配置，提升系统运行效率和电源开发综合效益，构建多元供能智慧保障体系。

（二）有利于全面推进生态文明建设。优先利用清洁能源资源、充分发挥常规电站调节性能、适度配置储能设施、调动需求侧灵活响应积极性，有利于加快能源转型，促进能源领域与生态环境协调可持续发展。

（三）有利于促进区域协调发展。发挥跨区源网荷储协调互济作用，扩大电力资源配置规模，有利于推进西部大开发形成新格局，改善东部地区环境质量，提升可再生能源电量消费比重。

二、总体要求

（一）指导思想。

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，将源网荷储一体化和多能互补作为电力工业高质量发展的重要举措，积极构建清洁低碳安全高效的新型电力系统，促进能源行业转型升级。

（二）基本原则。

绿色优先，协调互济。遵循电力系统发展客观规律，坚守安全底线，充分发挥源网荷储协调互济能力，优先可再生能源开发利用，结合需求侧

负荷特性、电源结构和电网调节能力，因地制宜确定电源合理规模与配比，促进能源转型和绿色发展。

提升存量，优化增量。通过提高存量电源调节能力、输电通道利用水平、电力需求响应能力，重点提升存量电力设备利用效率；在资源条件较好、互补特性较优、需求市场较大的送受端，合理优化增量规模、结构与布局。

市场驱动，政策支持。使市场在资源配置中起决定性作用，更好发挥政府作用，破除市场壁垒，依靠技术进步、效率提高、成本降低，加强引导扶持，建立健全相关政策体系，不断提升产业竞争力。

（三）源网荷储一体化实施路径。

通过优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，以先进技术突破和体制机制创新为支撑，探索构建源网荷储深度融合的新型电力系统发展路径，主要包括区域（省）级、市（县）级、园区（居民区）级“源网荷储一体化”等具体模式。

充分发挥负荷侧的调节能力。依托“云大物移智链”等技术，进一步加强源网荷储多向互动，通过虚拟电厂等一体化聚合模式，参与电力中长期、辅助服务、现货等市场交易，为系统提供调节支撑能力。

实现就地就近、灵活坚强发展。增加本地电源支撑，调动负荷响应能力，降低对大电网的调节支撑需求，提高电力设施利用效率。通过坚强局部电网建设，提升重要负荷中心应急保障和风险防御能力。

激发市场活力，引导市场预期。主要通过完善市场化电价机制，调动市场主体积极性，引导电源侧、电网侧、负荷侧和独立储能等主动作为、合理布局、优化运行，实现科学健康发展。

（四）多能互补实施路径。

利用存量常规电源，合理配置储能，统筹各类电源规划、设计、建设、

运营，优先发展新能源，积极实施存量“风光水火储一体化”提升，稳妥推进增量“风光水（储）一体化”，探索增量“风光储一体化”，严控增量“风光火（储）一体化”。

强化电源侧灵活调节作用。充分发挥流域梯级水电站、具有较强调节性能水电站、火电机组、储能设施的调节能力，减轻送受端系统的调峰压力，力争各类可再生能源综合利用率保持在合理水平。优化各类电源规模配比。在确保安全的前提下，最大化利用清洁能源，稳步提升输电通道输送可再生能源电量比重。

确保电源基地送电可持续性。统筹优化近期开发外送规模与远期自用需求，在确保中长期近区电力自足的前提下，明确近期可持续外送规模，超前谋划好远期电力接续。

三、推进源网荷储一体化，提升保障能力和利用效率

（一）区域（省）级源网荷储一体化。依托区域（省）级电力辅助服务、中长期和现货市场等体系建设，公平无歧视引入电源侧、负荷侧、独立电储能等市场主体，全面放开市场化交易，通过价格信号引导各类市场主体灵活调节、多向互动，推动建立市场化交易用户参与承担辅助服务的市场交易机制，培育用户负荷管理能力，提高用户侧调峰积极性。依托 5G 等现代信息通讯及智能化技术，加强全网统一调度，研究建立源网荷储灵活高效互动的电力运行与市场体系，充分发挥区域电网的调节作用，落实电源、电力用户、储能、虚拟电厂参与市场机制。

（二）市（县）级源网荷储一体化。在重点城市开展源网荷储-体化坚强局部电网建设，梳理城市重要负荷，研究局部电网结构加强方案，提出保障电源以及自备应急电源配置方案。结合清洁取暖和清洁能源消纳工作开展市（县）级源网荷储一体化示范，研究热电联产机组、新能源电站、

灵活运行电热负荷一体化运营方案。

（三）园区（居民区）级源网荷储一体化。以现代信息通讯、大数据、人工智能、储能等新技术为依托，运用“互联网+”新模式，调动负荷侧调节响应能力。在城市商业区、综合体、居民区，依托光伏发电、并网型微电网和充电基础设施等，开展分布式发电与电动汽车（用户储能）灵活充放电相结合的园区（居民区）级源网荷储一体化建设。在工业负荷大、新能源条件好的地区，支持分布式电源开发建设和就近接入消纳，结合增量配电网等工作，开展源网荷储一体化绿色供电园区建设。研究源网荷储综合优化配置方案，提高系统平衡能力。

四、推进多能互补，提升可再生能源消纳水平

（一）风光储一体化。对于存量新能源项目，结合新能源特性、受端系统消纳空间，研究论证增加储能设施的必要性和可行性。对于增量风光储一体化，优化配套储能规模，充分发挥配套储能调峰、调频作用，最小化风光储综合发电成本，提升综合竞争力。

（二）风光水（储）一体化。对于存量水电项目，结合送端水电出力特性、新能源特性、受端系统消纳空间，研究论证优先利用水电调节性能消纳近区风光电力、因地制宜增加储能设施的必要性和可行性，鼓励通过龙头电站建设优化出力特性，实现就近打捆。对于增量风光水（储）一体化，按照国家及地方相关环保政策、生态红线、水资源利用政策要求，严控中小水电建设规模，以大中型水电为基础，统筹汇集送端新能源电力，优化配套储能规模。

（三）风光火（储）一体化。对于存量煤电项目，优先通过灵活性改造提升调节能力，结合送端近区新能源开发条件和出力特性、受端系统消纳空间，努力扩大就近打捆新能源电力规模。对于增量基地化开发外送项

目，基于电网输送能力，合理发挥新能源地域互补优势，优先汇集近区新能源电力，优化配套储能规模：在不影响电力（热力）供应前提下，充分利用近区现役及已纳入国家电力发展规划煤电项目，严控新增煤电需求；外送输电通道可再生能源电量比例原则上不低于 50%，优先规划建设比例更高的通道：落实国家及地方相关环保政策、生态红线、水资源利用等政策要求，按规定取得规划环评和规划水资源论证审查意见。对于增量就地开发消纳项目，在充分评估当地资源条件和消纳能力的基础上，优先利用新能源电力。

五、完善政策措施

（一）加强组织领导。以电力系统安全稳定为基础、以市场消纳为导向，按照局部利益服从整体利益原则，发挥国家能源主管部门的统筹协调作用，加强源网荷储一体化和多能互补项目规划与国家及地方电力发展规划、可再生能源规划等的衔接，推动项目有序实施。在组织评估论证和充分征求国家能源局派出机构、送受端能源主管部门和电力企业意见基础上，按照“试点先行，逐步推广”原则，通过国家电力发展规划编制、年度微调、中期滚动调整，将具备条件的项目优先纳入国家电力发展规划。

（二）落实主体责任。各省级能源主管部门是组织推进源网荷储一体化和多能互补项目的责任主体，应会同国家能源局派出机构积极组织相关电源、电网、用电企业及咨询机构开展项目及实施方案的分类组织、研究论证、评估筛选、编制报送、建设实施等工作。对于跨省区开发消纳项目，相关能源主管部门应在符合国家总体能源格局和电力流向基础上，经充分协商达成初步意向，会同国家能源局派出机构组织开展实施方案研究并行文上报国家能源主管部门。各地必须严格落实国家电力发展规划，坚决防止借机扩张化石电源规模、加剧电力供需和可再生能源消纳矛盾，确保符

合绿色低碳发展方向。

（三）建立协调机制。各投资主体应加强源网荷储统筹协调，积极参与相关规划研究，共同推进项目前期工作，实现规划一体化；协调各电力项目建设进度，确保同步建设、同期投运，推动建设实施体化。国家能源局派出机构负责牵头建立所在区域的源网荷储一体化和多能互补项目协调运营和利益共享机制，进一步深化电力辅助服务市场、中长期交易等市场化机制建设，发挥协同互补效益，充分挖掘常规电源、储能、用户负荷等各方调节能力，提升可再生能源消纳水平，实现项目运行调节和管理规范的一体化。

（四）守住安全底线。坚持底线思维，统筹发展和安全，在推进相关项目过程中，有效防范化解各类安全风险，通过合理配置不同电源类型，研究电力系统源网荷储各环节的安全共治机制，探索新型电力系统安全治理手段，保障新能源安全消纳，为我国全面实现绿色低碳转型构筑坚强的安全屏障。

（五）完善支持政策。源网荷储一体化和多能互补项目中的新能源发电项目应落实国家可再生能源发电项目管理政策，在国家和地方可再生能源规划实施方案中统筹安排；鼓励具备条件地区统一组织推进相关项目建设，支持参与跨省区电力市场化交易、增量配电改革及分布式发电市场化交易。

（六）鼓励社会投资。降低准入门槛，营造权利平等、机会平等、规则平等的投资环境。在符合电力项目相关投资政策和管理办法基础上，鼓励社会资本等各类投资主体投资各类电源、储能及增量配电网项目，或通过资本合作等方式建立联合体参与项目投资开发建设。

（七）加强监督管理。国家能源局派出机构应加强对相关项目事中事后监管，全过程监管项目规划编制、核准、建设、并网和调度运行、市场

化交易、电费结算及价格财税扶持政策等，并提出针对性监管意见，推动源网荷储一体化和多能互补项目的有效实施和可持续发展。

本指导意见由国家发展改革委、国家能源局负责解释，自印发之日起施行，有效期5年。



国家发展和改革委员会
财 政 部
中 国 人 民 银 行 文件
中国银行保险监督管理委员会
国 家 能 源 局

发改运行〔2021〕266号

**关于引导加大金融支持力度促进风电和光伏发电等
行业健康有序发展的通知**

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、财政厅（局），
人民银行上海总部、各分行、营业管理部、各省会（首府）城市中心支行、
副省级城市中心支行，各银保监局，能源局：

近年来，各地和有关企业坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，认真落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，推动我国风电、光伏发电等行业快速发展。与此同时，部分可再生能源企业受多方面因素影响，

现金流紧张，生产经营出现困难。为加大金融支持力度，促进风电和光伏发电等行业健康有序发展，现就有关事项通知如下：

一、充分认识风电和光伏发电等行业健康有序发展的重要意义。大力发展可再生能源是推动绿色低碳发展、加快生态文明建设的重要支撑，是应对气候变化、履行我国国际承诺的重要举措，我国实现 2030 年前碳排放达峰和努力争取 2060 年前碳中和的目标任务艰巨，需要进一步加快发展风电、光伏发电、生物质发电等可再生能源。采取措施缓解可再生能源企业困难，促进可再生能源良性发展，是实现应对气候变化目标，更好履行我国对外庄重承诺的必要举措。各地政府主管部门、有关金融机构要充分认识发展可再生能源的重要意义，合力帮助企业渡过难关，支持风电、光伏发电、生物质发电等行业健康有序发展。

二、金融机构按照商业化原则与可再生能源企业协商展期或续贷。对短期偿付压力较大但未来有发展前景的可再生能源企业，金融机构可以按照风险可控原则，在银企双方自主协商的基础上，根据项目实际和预期现金流，予以贷款展期、续贷或调整还款进度、期限等安排。

三、金融机构按照市场化、法治化原则自主发放补贴确权贷款。已纳入补贴清单的可再生能源项目所在企业，对已确权应收未收的财政补贴资金，可申请补贴确权贷款。金融机构以审核公布的补贴清单和企业应收未收补贴证明材料等为增信手段，按照市场化、法治化原则，以企业已确权应收未收的财政补贴资金为上限自主确定贷款金额。申请贷款时，企业需提供确权证明等材料作为凭证和抵押依据。

四、对补贴确权贷款给予合理支持。各类银行金融机构均可在依法合规前提下向具备条件的可再生能源企业在规定的额度内发放补贴确权贷款，鼓励可再生能源企业优先与既有开户银行沟通合作。相关可再生能源企业结合自身情况和资金压力自行确定是否申请补贴确权贷款，相关银行根据

与可再生能源企业沟通情况和风险评估等自行确定是否发放补贴确权贷款。贷款金额、贷款年限、贷款利率等均由双方自主协商。

五、补贴资金在贷款行定点开户管理。充分考虑银行贷款的安全性，降低银行运行风险，建立封闭还贷制度，即企业当年实际获得的补贴资金直接由电网企业拨付给企业还贷专用账户，不经过企业周转。可再生能源企业与银行达成合作意向的，企业需在银行开设补贴确权贷款专户，作为补贴资金封闭还贷的专用账户。

六、通过核发绿色电力证书方式适当弥补企业分担的利息成本。补贴确权贷款的利息由贷款的可再生能源企业自行承担，利率及利息偿还方式由企业和银行自行协商。为缓解企业承担的利息成本压力，国家相关部门研究以企业备案的贷款合同等材料为依据，以已确权应收未收财政补贴、贷款金额、贷款利率等信息为参考，向企业核发相应规模的绿色电力证书，允许企业通过指标交易市场进行买卖。在指标交易市场的收益大于利息支出的部分，作为企业的合理收益留存企业。

七、足额征收可再生能源电价附加。为保证可再生能源补贴资金来源，各相关电力用户需严格按照国家规定承担并足额缴纳依法合规设立的可再生能源电价附加，各级地方政府不得随意减免或选择性征收。各燃煤自备电厂应认真配合相关部门开展可再生能源电价附加拖欠情况核查工作，并限期补缴拖欠的金额。

八、优先发放补贴和进一步加大信贷支持力度。企业结合实际情况自愿选择是否主动转为平价项目，对于自愿转为平价项目的，可优先拨付资金，贷款额度和贷款利率可自主协商确定。

九、试点先行。基础条件好、积极性高的地方，以及资金需求特别迫切的企业可先行开展试点，积极落实国家政策，并在国家确定的总体工作方案基础上探索解决可再生能源补贴问题的有效做法。鼓励开展试点的地

方和企业结合自身实际进一步开拓创新，研究新思路和新方法，使政府、银行、企业等有关方面更好的形成合力，提高工作积极性。对于试点地方和企业的好经验好做法，国家将积极向全国推广。

十、增强责任感，防范化解风险。各银行和有关金融机构要充分认识可再生能源行业对我国生态文明建设和履行国际承诺的重要意义，树立大局意识，增强责任感，帮助企业有效化解生产经营和金融安全风险，促进可再生能源行业健康有序发展。



国家发展改革委
财 政 部
中国人民银行
银 保 监 会
国家能源局
2021年2月24日

国家发改委办公厅

文件

国家能源局综合司

发改办体改〔2021〕339号

关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、经信委（经信厅、工信厅、经信局、工信局），国家能源局各派出能源监管机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司，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，内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件精神，加快完善电力市场体系，在第一批八个电力现货市场建设试点（以下简称“现货试点”）基础上，进一

步做好现货试点的相关工作，有关要求通知如下：

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，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，认真落实中央财经委第九次会议有关深化电力体制改革、构建以新能源为主体的新型电力系统部署。充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，在确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应的基础上，积极稳妥推进电力市场建设，加快建立完善有利于促进风电、光伏等新能源发展消纳的市场规则与机制。

二、有序开展现货试点结算试运行

第一批现货试点地区按照积极稳妥、安全第一的原则，尽快明确 2021 年开展结算试运行计划，给予市场稳定预期。具备条件的试点地区在按季度连续结算试运行基础上，可探索长周期不间断结算试运行。其他试点地区在不同季节、不同供需情况下开展多时段、多频次短期结算试运行，在结算试运行中积累数据和经验、边发现问题边完善，争取到 2021 年底进入不间断结算试运行。

三、积极稳妥扩大现货试点范围

根据地方政府意愿和前期工作进展，同时结合各地电力供需形势、电源结构和市场化程度等条件，拟在第一批现货试点基础上，选择辽宁省、上海市、江苏省、安徽省、河南省、湖北省作为第二批现货试点。上海市、江苏省、安徽省现货市场建设应加强与长三角区域市场的统筹与协调。支持开展南方区域电力市场试点，加快研究京津冀电力现货市场建设、长三角区域电力市场建设的具体方案。

四、明确现货试点改革探索的主要任务

第二批现货试点地区认真组织借鉴浙江、广东、山东、山西等第一批

现货试点地区的经验，加快开展电力市场建设方案及规则体系的编制和完善工作。第一批现货试点地区在充分总结结算试运行经验和问题的基础上，持续完善规则设计。

（一）合理确定电力现货市场主体范围。现货市场主体范围 1 应涵盖发电企业、售电企业和直接参与电力现货交易的用户等。稳妥、有序放开优先发电计划，推动发电企业参与电力现货交易，逐步形成准确的市场价格信号。

（二）推动用户侧参与现货市场结算。第二批现货试点地区应按照用户侧参与现货市场结算设计方案。用户侧暂未参与现货市场的第一批现货试点地区应加快推动用户侧有序、有限、有条件进入现货市场，把现货市场价格传导至用户侧。电力用户可选择直接参与或由售电公司代理参与中长期、现货市场。各地应明确参与电力现货市场用户的基本条件，在此基础上自行确定参与现货交易的试点企业范围，建立用户侧参与现货市场备案制度。

在双边现货市场模式下，用户侧直接以报量报价方式参与现货市场出清、结算，同时在日前市场结束后增加开机组优化环节以保障电力安全可靠供应；在单边现货市场模式下，用户侧可通过中长期合同约定结算曲线、曲线外偏差按照现货市场结算的方式参与现货市场，可考虑不设计日前市场，日前出清结果仅作为日 1 前调度运行计划，不进行财务结算。在保证用户侧平均价格水平基本稳定的基础上，各地应允许用户侧价格适当波动。居民、农业、重要公用事业和公益性服务等行业电力用户属于优先购电用户，不纳入市场化交易范围。

（三）统筹开展中长期、现货与辅助服务交易。按照“一个市场，多种产品”的基本原则，同步开展电力中长期、现货、辅助服务市场的规则设计，做好各类交易间的有机衔接。完善电力中长期合同市场化调整机制，

逐步缩短交易周期、增加交易频次，为市场主体调整合同电量及负荷曲线提供市场化手段。加快建设调频、备用辅助服务市场，在可再生能源比例较高的地区探索开展爬坡等辅助服务市场品种建设。在综合考虑电源灵活性改造、电网调节能力、清洁能源消纳等因素的基础上，现货市场运行期间明确由现货电能量市场代替调峰市场。按照“谁受益、谁承担”原则，逐步推动辅助服务费用向用户侧疏导。

（四）做好本地市场与省间市场的衔接。各地应做好跨省跨区送受电中长期合同签订工作，引导市场主体通过双边协商等方式签订一年及以上中长期合同并约定分时曲线。符合市场化条件的跨省跨区送电量，存量按照每年不少于 20% 的比例放开，增量积极推进放开。规范跨省跨区送受电方式，做好与送受两端市场衔接。

（五）稳妥有序推动新能源参与电力市场。鼓励新能源项目与电网企业、用户、售电公司通过签订长周期（如 20 年及以上）差价合约参与电力市场。引导新能源项目 10% 的预计当期电量通过市场化交易竞争上网，市场化交易部分可不计入全生命周期保障收购小时数。尽快研究建立绿色电力交易市场，推动绿色电力交易。

（六）探索容量成本回收机制。为回收各类电源有效容量的固定成本、保障系统发电容量的长期充裕，各地区应根据实际情况，以中长期交易为基，探索建立市场化的容量成本回收机制，做好与现货电能量市场的有序衔接，确保电价机制平稳过渡。

（七）建立合理的费用疏导机制。市场中各项费用应明确来源、分项独立记账、逐项疏导，事前应逐项商定疏导原则与疏导方式，明确各方权利和义务。加强信息披露，及时向市场主体披露分摊费用的具体科目、产生原因、计算方法以及疏导原则。不建议各地采用事后调整中长期交易合同曲线的方式减少计划与市场衔接产生的不平衡资金。

五、加强试点工作的组织保障

(一) **明确试点工作责任分工。**试点地区应明确第一责任单位，会同相关单位和部门，按照职责分工，推动电能量市场、辅助服务市场和容量成本回收机制相关工作，第一责任单位要做好相关工作的统筹协调。成立工作专班，组织相关单位编制和完善本地区电力现货市场方案、市场交易规则及相关配套政策，有关部门和企业应切实加强能力建设和人员配备。

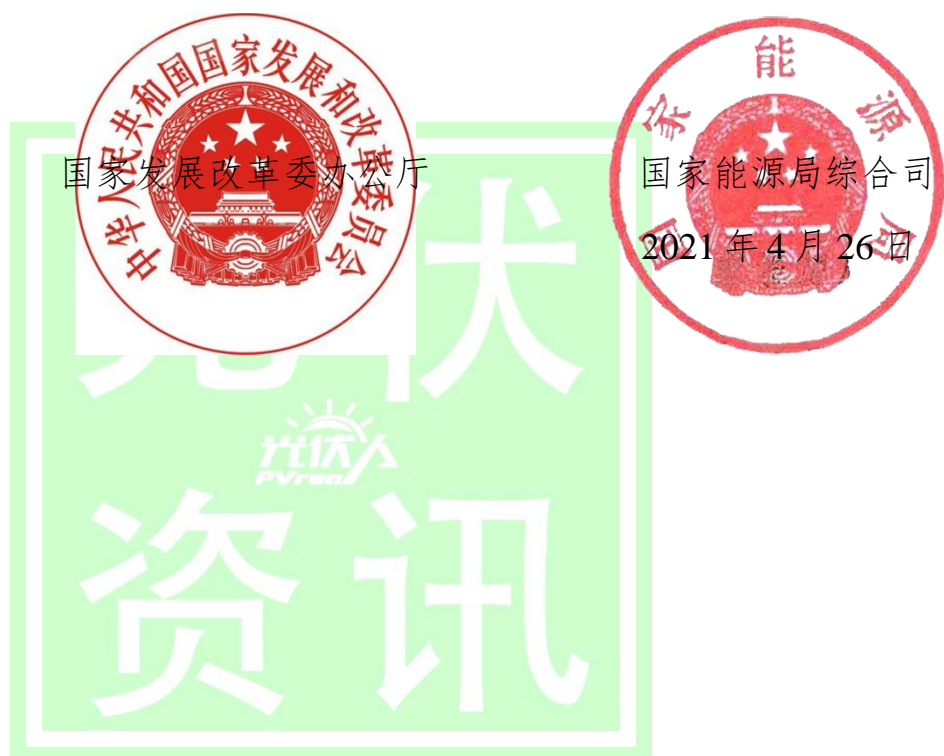
(二) **积极开展电力现货市场模拟试运行。**鼓励现货试点地区针对电力现货市场建设遇到的重点问题进行积极探索，开展不同规则、不同情景下的多轮次模拟试运行。相关数据应形成日报定期上报并向市场主体进行披露，同时作为后续有关政策调整的定量依据。为引导市场主体合理参与模拟试运行申报，必要时可在模拟试运行期间不定期开展财务结集。

(三) **建立与电力现货市场建设相适应的信息化平台。**参照《电力市场运营系统现货交易和现货结算功能指南（试行）》要求，市场运营机构应向市场主体提供现货市场技术支持系统的功能模块体系，明确出清目标函数及其实现过程，不断规范、完善技术支持系统。具备条件的地区，电能量市场、辅助服务市场交易功能应集成在同一技术支持系统中。暂不具备条件的地区，市场运营机构应加强电能量市场、辅助服务市场技术支持系统间的功能衔接与数据交互，统一中长期、现货、辅助服务各类交易品种面向市场主体的接口。

(四) **规范电力市场运营工作。**市场运营机构应不断提升市场运营管理水平，建立电力现货市场运行监测机制，定期做好市场运行的记录、汇总、披露等工作。建立市场运营涉密信息管理制度以及关键岗位和人员回避制度，规范信息交换和使用程序，防范关键信息泄露。各地市场规则编制单位及技术支持系统开发单位，不得作为第三方评估、校核单位，不得从事涉及电力现货市场的培训、咨询和软件开发等商业项目（服务电网业

务除外)工作。

(五) 加大现货市场信息披露力度。各地区应严格按照《电力现货市场信息披露办法(暂行)》(国能发监管[2020] 56号)要求,加快制定本地区实施细则,明确时间表和路线图,进一步细化实施方案并加快推动技术支持系统建设,及时、规范、准确披露各项市场相关信息。



国家发展改革委 文件 国家能源局

发改能源〔2021〕704号

关于2021年可再生能源电力消纳责任权重及有关事 项的通知

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，电力规划设计总院、水电水利规划设计总院：

为贯彻落实碳达峰、碳中和任务，实现2025年非化石能源占一次能源消费比重提高至20%左右的目标，根据《国家发展改革委国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807号），现将2021年可再生能源电力消纳责任权重和2022年预期目标印发给你们，

并就有关事项通知如下：

一、从 2021 年起，每年初滚动发布各省权重，同时印发当年和次年消纳责任权重，当年权重为约束性指标，各省按此进行考核评估，次年权重为预期性指标，各省按此开展项目储备。2021 年各省（区、市）消纳责任权重见附件 1，2022 年各省（区、市）预期目标见附件 2。

二、各省在确保完成 2025 年消纳责任权重预期目标的前提下，由于当地水电、核电集中投产影响消纳空间或其他客观原因，当年未完成消纳责任权重的，可以将未完成的消纳责任权重累计到下一年度一并完成。各省可以根据各自经济发展需要、资源禀赋和消纳能力等，相互协商采取灵活有效的方式，共同完成消纳责任权重。对超额完成激励性权重的，在能源双控考核时按国家有关政策给予激励。

三、各省级能源主管部门会同经济运行管理部门要切实承担牵头责任，按照消纳责任权重积极推动本地可再生能源电力建设，开展跨省跨区电力交易，推动承担消纳责任的市场主体落实可再生能源电力消纳任务。2022 年 2 月底前，向国家发展改革委、国家能源局报送 2021 年可再生能源电力消纳责任权重完成情况。

四、各电网企业要切实承担组织责任，密切配合省级能源主管部门，按照消纳责任权重组织调度、运行和交易等部门，认真做好可再生能源电力并网消纳、跨省跨区域输送和市场交易。2022 年 1 月底前，国家电网、南方电网所属省级电网企业和内蒙古电力（集团）有限责任公司向省级能源主管部门、经济运行管理部门和相关派出机构报送 2021 年本经营区及各承担消纳责任的市场主体可再生能源电力消纳量完成情况。

五、各派出机构要切实承担监管责任，积极协调落实可再生能源电力并网消纳和跨省跨区域交易，对监管区域内消纳责任权重完成情况开展监管。2022 年 2 月底前，向国家发展改革委、国家能源局报送 2021 年监管情

况。

国家发展改革委、国家能源局将组织有关单位按月跟踪监测各省级行政区域可再生能源电力建设进展及消纳利用水平，按季掌握电网企业调度部门、交易机构落实中长期电力交易情况，按半年评估各省级行政区域消纳责任权重执行情况，按年度通报各省级行政区域消纳责任权重完成情况。

附件：

- 1.2021 年各省（区、市）可再生能源电力消纳责任权重
- 2.2022 年各省（区、市）可再生能源电力消纳责任权重预期目标



附件 1

2021 年各省（区、市）可再生能源电力消纳责任权重

省（自治区、 直辖市）	总量消纳责任权重		非水电消纳责任权重	
	最低值	激励值	最低值	激励值
北京	18.0%	19.8%	17.5%	19.3%
天津	17.0%	18.7%	16.0%	17.6%
河北	16.5%	18.2%	16.0%	17.6%
山西	20.0%	22.0%	19.0%	20.9%
山东	13.0%	14.3%	12.5%	13.8%
内蒙古	20.5%	22.6%	19.5%	21.5%
辽宁	15.5%	17.1%	13.5%	14.9%
吉林	28.0%	30.9%	21.0%	23.1%
黑龙江	22.0%	24.2%	20.0%	22.0%
上海	31.5%	35.0%	4.0%	4.4%
江苏	16.5%	18.2%	10.5%	11.6%
浙江	18.5%	20.5%	8.5%	9.4%
安徽	16.0%	17.6%	14.0%	15.4%
福建	19.0%	21.0%	7.5%	8.3%
江西	26.5%	29.3%	12.0%	13.2%
河南	21.5%	23.7%	18.0%	19.8%
湖北	37.0%	41.0%	10.0%	11.0%
湖南	45.0%	49.9%	13.5%	14.9%
重庆	43.5%	48.3%	4.0%	4.4%
四川	74.0%	82.0%	6.0%	6.6%
陕西	25.0%	27.6%	15.0%	16.5%
甘肃	49.5%	54.8%	18.0%	19.8%
青海	69.5%	77.0%	24.5%	27.0%
宁夏	24.0%	26.4%	22.0%	24.2%
新疆	22.0%	24.3%	12.5%	13.8%
广东	29.0%	32.2%	5.0%	5.5%
广西	43.0%	47.7%	10.0%	11.0%
海南	16.0%	17.7%	8.0%	8.8%
贵州	35.5%	39.4%	8.5%	9.4%
云南	75.0%	83.0%	15.0%	16.5%

备注：1. 西藏不考核；
2. 福建省最低总量消纳责任权重中，其中0.5个百分点为2020年由于来水偏枯客观原因未完成，累计到2021年完成。

附件 2

2022 年各省（区、市）可再生能源电力消纳责任权重预期目标

省（自治区、直辖市）	总量消纳责任权重最低预期值	非水电消纳责任权重最低预期值
北京	19.44%	18.75%
天津	18.42%	17.25%
河北	17.93%	17.25%
山西	21.41%	20.25%
山东	14.44%	13.75%
内蒙古	21.87%	20.75%
辽宁	16.90%	14.75%
吉林	29.29%	22.25%
黑龙江	23.40%	21.25%
上海	32.45%	5.25%
江苏	17.71%	11.75%
浙江	19.46%	9.75%
安徽	17.34%	15.25%
福建	19.96%	8.75%
江西	32.39%	13.25%
河南	22.77%	19.25%
湖北	37.50%	11.25%
湖南	49.49%	14.75%
重庆	45.50%	5.25%
四川	70.00%	7.25%
陕西	25.89%	16.25%
甘肃	50.00%	19.25%
青海	70.00%	25.75%
宁夏	25.40%	23.25%
新疆	22.88%	13.75%
广东	31.09%	6.25%
广西	47.92%	11.25%
海南	16.65%	9.25%
贵州	36.00%	9.75%
云南	70.00%	16.25%

备注： 1.西藏不考核；
 2.最低总量消纳责任权重预期超过 70%的省份暂按照 70%下达，后续根据实际情况再明确；
 3.激励性权重暂不下达，根据实际情况再下达。

国家发展改革委办公厅 文件 国家能源局综合司

发改办运行〔2021〕445号

关于做好新能源配套送出工程投资建设有关事项的 通知

各省、自治区、直辖市发展改革委、经信委（工信委、工信厅、经信厅、工信局）、能源局，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司：

在碳达峰、碳中和目标背景下，风电、光伏发电装机将快速增长，并网消纳成为越来越重要的条件。为更好推动我国能源转型，满足新能源快速增长需求，避免风电、光伏发电等电源送出工程成为制约新能源发展的

因素，现就有关事项通知如下：

一、高度重视电源配套送出工程对新能源并网的影响。为努力实现碳达峰、碳中和目标，需要进一步加快发展风电、光伏发电等非化石能源。新能源机组和配套送出工程建设不同步将影响新能源并网消纳，各地和有关企业要高度重视新能源配套工程建设，采取切实行动，尽快解决并网消纳矛盾，满足快速增长的并网消纳需求。

二、加强电网和电源规划统筹协调。统筹资源开发条件和电源送出通道，科学合理选取新能源布点，做好新能源与配套送出工程的统一规划；考虑规划整体性和运行需要，优先电网企业承建新能源配套送出工程，满足新能源并网需求，确保送出工程与电源建设的进度相匹配；结合不同工程特点和建设周期，衔接好网源建设进度，保障风电、光伏发电等电源项目和配套送出工程同步规划、同步核准、同步建设、同步投运，做到电源与电网协同发展。

三、允许新能源配套送出工程由发电企业建设。对电网企业建设有困难或规划建设时序不匹配的新能源配套送出工程，允许发电企业投资建设，缓解新能源快速发展并网消纳压力。发电企业建设配套送出工程应充分进行论证，并完全自愿，可以多家企业联合建设，也可以一家企业建设，多家企业共享。

四、做好配套工程回购工作。发电企业建设的新能源配套工程，经电网企业与发电企业双方协商同意，可在适当时机由电网企业依法依规进行回购。

五、确保新能源并网消纳安全。投资建设承建主体转变仅涉及产权变化，调度运行模式保持不变。各投资主体应做好配套送出工程的运行维护工作，确保系统安全运行。

请各地高度重视新能源并网消纳工作，会同相关电网、发电企业，科学规划，加强监管，简化核准或备案手续，规范程序，合理确定承建主体，尽量缩短时间，以满足新能源高质量发展需要。



国家发展和改革委员会文件

发改价格〔2021〕833号

关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知

各省、自治区、直辖市发展改革委，国家电网有限公司、南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实党中央、国务院决策部署，充分发挥电价信号作用，合理引导投资、促进资源高效利用，推动光伏发电、风电等新能源产业高质量发展，经商国家能源局，现就2021年光伏发电、风电等新能源上网电价政策有关事项通知如下：

一、2021年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目（以下简称“新建项目”），中央财政不再补贴，实行平价上网。

二、2021年新建项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行；新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，以更好体现光伏发电、风电的绿色电力价值。

三、2021年起，新核准（备案）海上风电项目、光热发电项目上

网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成，上网电价高于当地燃煤发电基准价的，基准价以内的部分由电网企业结算。

四、鼓励各地出台针对性扶持政策，支持光伏发电、陆上风电、海上风电、光热发电等新能源产业持续健康发展。

本通知自 2021 年 8 月 1 日起执行。



国家发展和改革委员会文件

关于落实好 2021 年新能源上网电价政策有关事项的

函

国家能源局综合司：

2021 年 6 月 7 日，我委印发《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格[2021]833 号），明确了 2021 年新建新能源项目上网电价政策。为指导各地抓好落实，进一步明确对 2021 年纳入当年中央财政补贴规模的新建户用分布式光伏项目，其全发电量补贴标准按每千瓦时 0.03 元执行；对你局确定的首批光热发电示范项目，于 2021 年底前全容量并网的，上网电价继续按每千瓦时 1.15 元执行，之后并网的中央财政不再补贴。

特此函告。

国家发展改革委办公厅

2021 年 6 月 11 日

财 政 部 文 件

财建〔2021〕103号

关于下达 2021 年可再生能源电价附加补助资金预算 的通知

根据《财政部国家发展改革委国家能源局关于印发〈可再生能源电价附加资金管理办法〉的通知》（财建〔2020〕5号，以下简称《资金管理办法》）、《关于〈关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见〉有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426号）等文件要求以及你单位申请，现下达 2021 年度可再生能源电价附加补助资金预算。

资金支付方式按照财政国库管理制度有关规定执行，具体金额及支付方式见附件。

项目代码和名称为“Z175060070001 可再生能源电价附加补助资金”，支出列 2021 年政府收支分类科目：“2116001 风力发电补助”、“2116002 太阳能发电补助”、“2116003 生物质能发电补助”。列政府收支经济分类科目“50799 其他对企业补助”。有关事项通知如下：

一、请严格按照预算管理要求，尽快将补贴资金拨付至电网企业或公

共可再生能源独立电力系统项目企业。电网企业应严格按照《资金管理办法》，按月将相关资金拨付至已纳入可再生能源电价附加补贴清单的风电、太阳能、生物质等发电项目，并及时公开资金拨付情况。

二、电网公司在拨付补贴资金时，应按如下原则执行：

1.优先足额拨付第一批至第三批国家光伏扶贫目录内项目（扶贫容量部分）；

2.优先足额拨付 50kW 及以下装机规模的自然人分布式项目；

3.优先足额拨付 2019 年采取竞价方式确定的光伏项目以及 2020 年采取“以收定支”原则确定的新增光伏、生物质项目；

4.对于国家确定的光伏“领跑者”项目，以及国家认可的地方参照建设光伏扶贫项目，优先保障拨付至项目并网之日起至 2020 年底应付补贴资金的 50%；

5.其他发电项目，按照各项目并网之日起至 2020 年底应付补贴资金，采取等比例方式拨付；

6.对于发电小时数已达到合理利用小时数的项目，补贴资金拨付至合理利用小时数后停止拨付。拨付资金已超过合理利用小时数的项目，应在后续电费结算中予以抵扣，抵扣资金用于其他符合条件项目的补贴资金；

7.电网企业应加强补贴资金管理，可再生能源发电项目上网电量扣除厂用电外购电部分后按规定享受补贴。同时，电网企业应按照《农林生物质发电项目防治掺煤监督管理指导意见》要求加强补贴资金拨付审核，杜绝掺煤等情况的发生。2019 年底前完成并网的项目，原则上应在 2021 年底前完成补贴清单审核；2020 年起并网的项目，原则上应在并网后一年内完成补贴清单审核。

三、电网企业应按照《关于核减环境违法垃圾焚烧发电项目可再生能源电价附加补助资金的通知》（财建〔2020〕199 号）、《关于核减环境违法

等农林生物质发电项目可再生能源电价附加补助资金的通知》(财建〔2020〕591号)要求,向相关生态环境部门申请生物质发电企业环境违法等行为处罚情况,相应核减补贴资金等。

四、为保障资金安全,提高资金使用效率,电网企业应按年度对补贴资金申请使用等情况进行全面核查,必要时可聘请独立第三方。电网企业应在5月31日前将2020年及以前年度补贴资金拨付情况报送至国家可再生能源信息管理中心。统计信息包括项目代码、项目名称、项目业主、装机容量、上网电价、补贴强度、拨付金额等。

我部将联合发展改革委、国家能源局聘请第三方独立机构对补贴项目有关情况适时进行核查。对于存在信息报送不及时等不配合核查情况的电网企业,将在以后年度中暂缓资金拨付或降低资金拨付比例。为深入贯彻落实《中共中央国务院关于全面实施预算绩效管理的意见》,切实提高财政资金使用效益,请你单位有关部门在组织预算执行中对照绩效目标做好绩效监控,确保年度绩效目标如期实现。同时,你单位应按规定及时上报绩效自评结果,绩效自评结果将作为分配预算资金的重要依据。



国家能源局文件

国能发监管〔2021〕79号

关于印发《发电企业与电网企业电费结算办法》的 通知

各派出机构，中国核工业集团有限公司、国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限公司、国家开发投资集团有限公司、华润（集团）有限公司、中国广核集团有限公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，有关电力企业：

为维护电力市场秩序，保障电力企业合法权益，规范发电企业与电网企业之间电费结算行为，根据《电力监管条例》（中华人民共和国国务院令 第 432 号）及相关法律法规，我局对原国家电力监管委员会《发电企业与电网企业电费结算暂行办法》（电监价财〔2008〕24号）进行了修订，现将修订后的《发电企业与电网企业电费结算办法》印发给你们，请遵照执行。



发电企业与电网企业电费结算办法

第一章 总 则

第一条 为维护电力市场秩序，保障电力企业合法权益，规范发电企业与电网企业之间电费结算行为，根据《电力监管条例》（中华人民共和国国务院令 第 432 号）及相关法律法规，制定本办法。

第二条 本办法适用于发电企业与电网企业（包括地方电网、增量配网）按照购售电合同开展的电费结算。电网企业在电力市场交易中承担代收代付电费职责的，与发电企业电费结算参照执行。

第三条 本办法所称的发电企业是指依法取得电力业务许可证（发电类）或符合许可豁免条件，从事发电业务的企业；电网企业是指依法取得电力业务许可证（输电类或供电类），从事输电或供电业务的企业，包括增量配电网企业；电费结算是指发电企业与电网企业就购售电业务相关的电量计量、电费确认、发票开具和资金收付等行为的总称。

第四条 发电企业与电网企业电费结算应当遵循依法依规、公平公正、诚实守信的原则。任何一方不得利用电费结算扰乱社会经济秩序，损害社会公共利益。

第五条 国家能源局及其派出机构（以下统称“能源监管机构”）依据《电力监管条例》和本办法对发电企业与电网企业电费结算行为进行监管。

第二章 电费结算要求

第六条 发电企业与电网企业应当按照有关要求签订购售电合同，未签订购售电合同的，不得进行电费结算。

第七条 电网企业代理优先用电用户的年度、月度、月内（多日）省内及跨省跨区电力中长期交易需签订购售电合同。

第八条 电费结算有关事项应当在购售电合同中予以明确，包括但不限于：计量装置及其设置，上网电量的抄录、计算、核对和确认，上网电费的计算、核对、修正和确认，基准电价、市场交易电价、超低排放电价、环保电价等各类价格水平，可再生能源补贴结算，上网电费发票开具，上网电费支付方式，发电企业收款账号，以及违约处理等。

第九条 发电企业、电网企业应当按照有关要求安装符合技术规范的上网电量计量装置，确保计费电量真实、准确。

第十条 发电企业、电网企业应当严格执行国家电价政策和市场规则，不得自行变更电价水平或电价机制进行电费结算。

第十一条 电费结算原则上以月度为周期（结算周期应当为每个自然月）。新建发电机组调试电费自并网运行后以月为周期进行结算。燃煤发电企业超低排放电费原则上以季度为周期进行结算，电网企业自收到环保部门出具的监测报告之日起十个工作日内向燃煤电厂兑现电价加价资金。

第十二条 电网企业应当及时足额向纳入国家补贴范围的可再生能源发电企业转付中央财政等补贴。原则上电网企业在收到中央财政补贴资金十个工作日内，按照有关要求及时兑付给可再生能源发电企业。电网企业转付地方财政补贴有明确规定的，按照有关规定执行；没有明确规定的，电网企业在收到地方财政补贴资金十个工作日内，及时兑付给可再生能源发电企业。

第十三条 发电企业上网电量根据相关地区交易结算有关规定进行抄录和确认，逐步实现发用双方抄表日历同期，原则上应当在次月初五个工作日内完成。

第十四条 发电企业上网电费应当严格按照购售电合同的约定进行计算，按规定进行核对、修正和确认，原则上应当在上网电量确认日后五个工作日内完成。

第十五条 发电企业应当根据厂网双方确认的电费结算单（结算依据）及时、足额向电网企业开具增值税专用发票，原则上应当在上网电费确认日后五个工作日内完成。电费结算单（结算依据）应当详细列明交易品种、交易电量、交易金额、辅助服务考核项目及金额。实行分时电价机制的应当详细列明分时电量、电费等内容。

第十六条 跨省跨区交易结算由相应电力交易机构统一出具结算依据，由电网企业负责电费收取，向输电方支付输配电费及线损折价，向发电企业支付购电费。

第十七条 电网企业根据结算双方确认的电费结算单（结算依据），及时足额支付电费。

电费原则上一次性支付，在电费确认日后十个工作日内，由电网企业将当期电费全额支付给发电企业。电网企业经与发电企业协商一致后，也可分两次支付。第一次支付不低于该期电费的百分之五十，付清时间不得超过电费确认日后五个工作日，第二次付清时间不得超过电费确认日后十个工作日。

第十八条 电费结算采取国家规定的结算方式，由发电企业与电网企业协商一致，在购售电合同中作出明确、合理约定。

从用户侧收取电费中承兑汇票占比较高且经营效益较差的电网企业，向发电企业支付的承兑汇票，不得高于当期从用户侧收取承兑汇票的百分之五十，且应当在发电企业间进行合理分摊。经双方协商一致，电网企业与发电企业结算电费中使用承兑汇票的比例，应当在购售电合同中明确。电网企业不得使用承兑汇票兑付可再生能源发电企业中央财政补贴。

第十九条 电网企业应当采取有效措施从用户侧收取电费，不得以用户侧欠费为由停止或者减少向发电企业支付上网电费。电网企业如不能按合同约定期限支付上网电费（不可抗力因素除外），应当向发电企业支付违约

金。违约金由双方协商约定，由电网企业支付至发电企业电费结算账户。

第二十条 电网企业代理的优先用电用户电量（包括跨省跨区交易电量）应当合理分摊辅助服务费用。

第二十一条 发电企业、电网企业应当保存各自电费结算的原始资料与记录。

第二十二条 发电企业、电网企业在电费结算过程中发生争议，双方可自行协商解决。无法达成一致的，可向能源监管机构申请调解，争议和调解不得影响无争议电费的结算。

第三章 电费结算监管

第二十三条 能源监管机构可采取信息统计、座谈交流、查阅资料、现场监管等方式进行监管，并适时在一定范围内发布监管报告。

第二十四条 发电企业、电网企业应当按照电力企业信息报送有关规定，向能源监管机构报送电费结算情况。

第二十五条 能源监管机构按照《国家能源局能源争议纠纷调解规定》（国能监管〔2017〕74号）对电费结算争议进行调解。经调解仍无法达成一致的，发电企业、电网企业可按照司法程序解决。

第二十六条 电网企业无正当理由未按合同约定支付上网电费的，能源监管机构可责令改正；恶意拖欠电费的，能源监管机构可依据《电力监管条例》有关规定进行处罚，并公示处理结果。

第二十七条 发电企业、电网企业进行电费结算时如有不执行国家电价政策、不执行市场规则、擅自改变电价水平和电价机制等行为，能源监管机构有权制止，责令其限期改正，并公示处理结果。

第二十八条 发电企业和电网企业如有拒绝或者阻碍能源监管机构工作人员依法依规履行监管职责、不按要求向能源监管机构提供有关信息等行为，能源监管机构可依据《电力监管条例》以及电力企业信息报送和披

露等有关规定对其进行处罚。

发电企业、电网企业在电费结算过程中扰乱社会经济秩序，损害社会公共利益构成犯罪的，按照司法程序依法追究刑事责任。

第四章 附 则

第二十九条 本办法由国家能源局负责解释。

第三十条 本办法自 2021 年 1 月 1 日起施行，有效期三年，原国家电力监管委员会《发电企业与电网企业电费结算暂行办法》（电监价财〔2008〕24 号）同时废止。



关于印发《发电企业与电网企业电费结算办法》的通知政策解读

为维护电力市场秩序，保障电力企业合法权益，规范发电企业与电网企业之间电费结算行为，国家能源局于近日修订印发了《国家能源局关于印发〈发电企业与电网企业电费结算办法〉的通知》（国能发监管〔2020〕79号）（以下简称《办法》）。现从文件修订背景、主要内容等方面进行解读。

一、修订背景

原国家电力监管委员会《发电企业与电网企业电费结算暂行办法》（电监价财〔2008〕24号）印发以来，对促进厂网电费结算起到了重要作用，厂网电费结算及时性、准确性得到很大提升，电网企业使用承兑汇票支付发电企业电费行为得到有效规范。随着电力体制改革持续推进，电力中长期交易、电力辅助服务市场建设深入开展，市场化交易电量规模逐年扩大，电力市场秩序监管力度不断加强。目前，市场主体更加多元，交易品种更加丰富，交易流程更加完善，厂网电费结算行为已有较大变化，需对相关办法进行修订，更好适应当前电力市场化改革要求和市场建设实践。

二、主要内容

（一）第一章总则，明确了《办法》的制定依据、适用范围、结算原则等。主要结合当前电力市场化改革实践，扩展了《办法》适用范围，明确适用于发电企业与电网企业（包括地方电网、增量配网）之间的电费结算，并考虑部分交易由电网企业代理用户参与，提出承担代收代付电费职责的电网公司应参照执行。

（二）第二章电费结算要求，明确了电费结算方式、结算时间、结算

流程、电量计量和争议调解等内容，细化了可再生能源补贴支付、承兑汇票相关条款，进一步缩短了结算时间，提高了电费结算及时性、准确性和规范性。这部分主要在以下六个方面进行了完善和细化：一是缩短电费支付时间。原则上电网企业一次性支付电费，应在电费确认后 10 个工作日内将当期电费全额支付发电企业。二是严格电费支付责任。明确电网企业不得以用户侧欠费为由停止或减少支付发电企业上网电费。三是细化电费结算流程。明确电量计量、电费确认、发票开具、电费支付等环节时间要求等，并根据当前电力市场化改革实践，提出由电力交易机构出具结算依据，电网企业支付电费。四是规范承兑汇票支付。要求电网企业向发电企业支付的承兑汇票不得高于从用户侧收取承兑汇票的 50%，且应当在发电企业之间合理分摊。五是体现市场化改革要求。当前正在积极推进电价改革，各地电力市场交易规则中明确了市场化价格形成机制，《办法》相关条款增加了市场规则和价格机制有关表述。六是及时兑付补贴资金。与现行政策保持衔接，提出原则上电网企业收到中央财政补贴资金 10 个工作日内，按照有关要求及时兑付可再生能源发电企业。

（三）第三章电费结算监管，明确了国家能源局及其派出机构对厂网电费结算、信息报送等方面进行监管，并依据《电力监管条例》和有关规定对电费结算争议事项和违法违规行为进行调解和处罚。

（四）第四章附则，明确了《办法》有效期三年，原国家电力监管委员会《发电企业与电网企业电费结算暂行办法》（电监价财〔2008〕24 号）废止。

国家能源局综合司文件

国能综通监管〔2021〕28号

关于印发《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》的 通知

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，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、相关能源企业：

为深入贯彻《可再生能源法》，全面落实“碳达峰、碳中和”战略目标和中央生态环境保护督察要求，促进清洁能源消纳，根据我局《2021年能源监管重点任务清单》（国能发监管〔2021〕5号）安排，我们研究制定了《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》，现印发给你们，请认真组织实施。有关要求如下：

一、切实加强工作统筹。请各派出机构结合本地实际情况和疫情防控常态化要求制定具体实施方案，细化监管内容和措施，扎实开展相关监管工作。加强与局机关沟通联系，及时报送监管工作开展情况，反映监管中发现的问题，提出相关意见和建议。

二、**加强工作协同配合**。请各省级能源主管部门积极配合相关派出机构开展工作，并协助组织辖区内电网企业、电力调度机构、电力交易机构、清洁能源发电企业及时开展自查和现场监管，认真做好问题整改，客观分析清洁能源消纳实施成效和存在困难，提出针对性的意见和建议。

三、**坚持问题导向和目标导向**。各单位要突出工作重点，针对清洁能源问题多发的重点地区、重点企业和重点事项开展监管，推动清洁能源消纳政策得到有效实施，确保清洁能源得到高效利用。国家能源局将适时组织相关司、第三方机构专家赴部分重点地区、重点企业开展核查工作。

联系人：李东

电话/传真：010-66597346/66023677

附件：清洁能源消纳情况综合监管工作方案



清洁能源消纳情况综合监管工作方案

为深入贯彻《可再生能源法》，全面落实“碳达峰、碳中和”战略目标和中央生态环境保护督察要求，促进清洁能源消纳，根据《2021年能源监管重点任务清单》（国能发监管〔2021〕5号）安排，决定组织开展清洁能源消纳情况综合监管，现制定工作方案如下。

一、工作目标

坚持问题导向和目标导向，督促有关地区和企业严格落实国家清洁能源政策，监督检查清洁能源消纳目标任务和可再生能源电力消纳责任权重完成情况；督促电网企业优化清洁能源并网接入和调度运行，实现清洁能源优先上网和全额保障性收购；规范清洁能源电力参与市场化交易，完善清洁能源消纳交易机制和辅助服务市场建设；及时发现清洁能源发展过程中存在的突出问题，进一步促进清洁能源消纳，推动清洁能源行业高质量发展。

二、监管依据

- （一）《中华人民共和国可再生能源法》
- （二）《电力监管条例》（中华人民共和国国务院令 第432号）
- （三）国家发展改革委关于印发《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》的通知（发改能源〔2016〕625号）
- （四）国家发展改革委 国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知（发改能源〔2016〕1150号）
- （五）国家能源局关于印发《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》的通知（国能发监管〔2017〕67号）
- （六）国家发展改革委 国家能源局关于印发《解决弃水弃风弃光问题

实施方案》的通知（发改能源〔2017〕1942号）

（七）国家发展改革委 国家能源局关于印发《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》的通知（发改能源规〔2018〕1575号）

（八）国家发展改革委 国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知（发改能源〔2019〕807号）

三、监管范围

在全国范围内组织开展。

四、监管内容

重点对地方政府主管部门、电网企业、电力调度机构、电力交易机构、发电企业落实清洁能源消纳目标任务、可再生能源电力消纳责任权重、并网接入、优化调度、跨省区交易、参与辅助服务市场等情况开展监管。具体内容包括：

（一）清洁能源消纳主要目标完成和重点任务落实情况。包括2020年各省（自治区、直辖市）弃水、弃风、弃光电量和弃电率情况，是否完成年度清洁能源消纳目标，是否完成重点任务。2021年上半年，各省（自治区、直辖市）清洁能源消纳情况。

（二）落实可再生能源电力消纳责任权重情况。包括各省（自治区、直辖市）可再生能源电力消纳责任权重落实工作开展情况，可再生能源电力消纳实施方案编制情况，电网企业组织实施工作开展情况，超额消纳量和绿色证书交易情况；各省（自治区、直辖市）是否完成年度可再生能源电力消纳责任权重，辖区内承担消纳责任义务的市场主体是否完成年度可再生能源电力消纳责任权重等。

（三）清洁能源发电项目并网接入情况。一是电网企业是否定期开展消纳能力研究论证，制定消纳方案；是否按规定及时出具并网接入意见；是否未及时建设接网工程；是否未及时按约定回购发电企业自建送出工程；

是否按照规划和消纳能力合理安排项目并网时序。二是清洁能源发电项目是否存在未办理手续提前并网，是否签订并网调度协议及执行情况如何；发电企业是否在国家能源局可再生能源发电项目信息管理系统及时填报更新项目核准、开工、在建、并网、运行信息等。

（四）清洁能源优化调度情况。包括电力调度机构是否落实优先安排清洁能源年度发电计划；电网企业是否严格落实可再生能源发电全额保障性收购制度，是否进行有效的调度运行管理和检修计划管理，是否建立流域上下游信息共享和联合调度协调机制，是否存在因未开展流域水电联合优化调度导致弃水加剧情况；清洁能源项目是否按照规定有序参与电力市场化交易和发电权交易等。

（五）清洁能源跨省区交易消纳情况。包括省间清洁能源电力送电协议是否得到及时、有效执行；电力交易机构是否组织清洁能源发电企业积极参与跨省区电力市场化交易；受端省份是否存在限制外受电量规模的情况；送受端是否存在干预可再生能源报价和交易等情况；跨省区交易输电费用、网损、交易费用等收取依据、实际收取情况。

（六）清洁能源参与辅助服务市场情况。包括电网企业是否有效执行电力辅助服务市场运行相关规则；清洁能源发电企业是否公平参与辅助服务市场；辅助服务费用结算是否及时、足额；是否存在市场成员严重违反相关规则，对电网安全稳定运行造成影响等情况。

五、进度安排

（一）启动部署（3月至4月）。国家能源局印发《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》，启动清洁能源消纳情况综合监管工作。各派出机构按照部署要求，结合本地区实际制定相关工作实施方案，启动辖区内相关工作。

（二）自查整改（5月至6月）。各派出机构会同省级能源主管部门组

织辖区内电网企业、电力调度机构、电力交易机构、清洁能源发电企业围绕重点监管内容开展自查，对自查中发现的突出问题，及时开展整改落实。

（三）现场监管（7月至8月）。在自查基础上，各派出机构结合疫情防控常态化要求采取多种方式开展监管，视情况开展非现场、非接触监管。具备条件时，按照国家能源局《推广随机抽查事中事后监管的实施方案（2020年修订）》，采取“双随机、一公开”方式组织开展现场监管。现场监管要突出重点、突出问题导向，避免形式主义，防止增加基层负担。对现场监管发现的问题，要严格按照相关规定进行处理，并督促相关单位及时整改。

（四）形成监管报告（9月至10月）。各派出机构要形成专项监管报告，于9月底报送国家能源局。监管报告的内容包括但不限于：清洁能源消纳基本情况，清洁能源消纳取得的成效，清洁能源消纳存在的突出问题，针对发现问题已采取的措施，进一步规范清洁能源消纳的监管意见等。国家能源局于10月底前汇总形成清洁能源消纳情况综合监管报告，适时按程序发布。

关于印发《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》的通知政策解读

国家能源局组织开展清洁能源消纳情况综合监管

为落实“碳达峰、碳中和”决策部署和中央生态环境保护督察要求，近日，国家能源局印发了《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》，决定在全国范围内组织开展清洁能源消纳情况综合监管。

高效开发利用清洁能源是实现“碳达峰、碳中和”的重大战略性举措。近年来，国家能源局出台了一系列政策措施促进清洁能源快速发展，到2020年底，清洁能源消费占一次能源消费比重达到24.3%，水电、风电、光伏发电装机规模均位居全球首位；印发了《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》等文件，促进了清洁能源利用率得到明显提升；但也存在部分清洁能源消纳政策落实不到位、清洁能源参与交易不规范、个别地区消纳面临较大压力等问题。

本次综合监管以促进清洁能源高效利用为目标，督促相关地区和企业严格落实国家清洁能源政策，优化清洁能源并网接入和调度运行，规范清洁能源参与市场化交易，及时发现清洁能源发展中存在的突出问题，确保清洁能源得到高效利用，进一步促进清洁能源行业高质量发展，助力实现“碳达峰、碳中和”。

综合监管聚焦六个方面内容：一是清洁能源消纳主要目标完成和重点任务落实情况；二是落实可再生能源电力消纳责任权重情况；三是清洁能源发电项目并网接入情况；四是清洁能源优化调度情况；五是清洁能源跨

省区交易消纳情况；六是清洁能源参与辅助服务市场情况。

综合监管分为启动部署、自查整改、现场监管、形成监管报告四个阶段，监管工作坚持问题导向和目标导向，主要针对清洁能源问题多发的重点地区、重点企业，重点对地方政府主管部门、电网企业、电力调度机构、电力交易机构、发电企业进行监管。国家能源局将结合疫情防控常态化要求，适时组织相关司、第三方机构专家赴部分重点地区、重点企业开展核查工作。对监管发现的突出问题，将按照《可再生能源法》等相关规定进行严肃处理，监管情况将适时按程序公布。



国家能源局综合司文件

关于报送“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补 发展工作方案的通知

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

为实现“碳达峰”“碳中和”目标愿景，根据《国家发展改革委国家能源局关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280号）（以下简称《指导意见》）要求，我局拟结合电力发展“十四五”规划编制工作，推动电力源网荷储一体化和多能互补发展。为做好此项工作，现就有关要求通知如下。

一、工作目标

加强统筹协调和规划衔接，按照“试点先行、逐步推广”原则，研究明确“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补的总体发展路径，推动项目有序实施，建立健全相关技术标准规范，培育具有市场竞争力的商业模式，更好地推动构建新型电力系统。

二、工作要求

（一）落实可再生能源消纳能力。源网荷储一体化发展应提出充分发挥负荷侧调节响应能力、加强源网荷储多向互动的具体举措，开展对大电网调节支撑需求的效果分析；实施后每年不低于2亿千瓦时新能源电量消纳能力且新能源电量消纳占比不低于整体电量50%的项目应列为发展重点。电力多能互补发展应提出充分发挥电源侧灵活调节作用或合理配置储能的具体举措，开展对送受端系统调峰压力和可再生能源消纳水平的效果分析；实施后每年不低于20亿千瓦时新能源电量消纳能力的项目应列为发展重点。

（二）充分发挥跨省跨区输电通道作用。所有跨省跨区输电通道，特别是利用率偏低、在建及规划新建通道，应作为重点任务，在送受端加强衔接和充分协商的基础上，在确保安全的前提下，研究明确提升通道利用率和可再生能源电量比重的实施方案和发展目标。

（三）统筹优化各类电力要素资源。应充分结合电源规模和出力特性，汇集条件和送出能力、负荷特性和消纳空间等，优化确定各类电力要素规模与配比，评估各类可再生能源综合利用率，分析总结工作方案实施效果，原则上不占用系统调峰能力。源网荷储一体化发展应提出通过虚拟电厂等一体化聚合模式与大电网相联的方案，力求物理界面与调控关系清晰。

（四）稳妥实施“风光火（储）一体化”。优先依托存量煤电项目推动风光火（储）一体化发展，扩大新能源电力打捆规模，允许利用近区已纳入国家电力发展规划煤电项目推动增量风光火（储）一体化发展，从严控制新增煤电需求。

（五）鼓励“风光水（储）”“风光储”一体化。充分发挥流域梯级水电站、具有较强调节性能水电站、储热型光热电站、储能设施的调节能力，汇集新能源电力，积极推动“风光水（储）”“风光储”一体化。

请各省级能源主管部门会同我局相关派出机构组织电源、电网、用电企业及咨询机构开展电力源网荷储一体化和多能互补项目及实施方案的分

类组织论证、预期效果分析等工作，研究制定相关工作方案并于 2021 年 5 月 30 日前报送至我局电力司。

联系人：王佳明 010-68555869

桂小阳 010-685550674



国家能源局文件

国能发新能〔2021〕25号

关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的 通知

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网、南方电网、内蒙古电力公司、电规总院、水电总院，各有关企业，各有关行业协会（学会、商会）：

2021年是“十四五”开局之年，风电、光伏发电进入新发展阶段。为持续推动风电、光伏发电高质量发展，现就2021年风电、光伏发电开发建设有关事项通知如下：

一、总体要求

深入学习贯彻习近平生态文明思想和习近平总书记关于能源安全新战略的重要论述，落实碳达峰、碳中和目标，以及2030年非化石能源占一次能源消费比重达到25%左右、风电太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上等任务，坚持目标导向，完善发展机制，释放消纳空间，优化发展环境，发挥地方主导作用，调动投资主体积极性，推动风电、光伏发电高质量跃

升发展。2021年，全国风电、光伏发电发电量占全社会用电量的比重达到11%左右，后续逐年提高，确保2025年非化石能源消费占一次能源消费的比重达到20%左右。

二、强化可再生能源电力消纳责任权重引导机制

按照目标导向和责任共担原则，根据“十四五”规划目标，制定发布各省级行政区域可再生能源电力消纳责任权重和新能源合理利用率目标，引导各省级能源主管部门依据本区域非水电可再生能源电力消纳责任权重和新能源合理利用率目标，积极推动本省（区、市）风电、光伏发电项目建设和跨省区电力交易，确定本省（区、市）完成非水电可再生能源电力最低消纳责任权重所必需的年度新增风电、光伏发电项目并网规模和新增核准（备案）规模，认真组织并统筹衔接做好项目开发建设和储备工作。

三、建立并网多元保障机制

建立保障性并网、市场化并网等并网多元保障机制。

各省（区、市）完成年度非水电最低消纳责任权重所必需的新增并网项目，由电网企业实行保障性并网，2021年保障性并网规模不低于9000万千瓦。保障性并网规模可省际置换，通过跨省区电力交易落实非水电消纳责任权重的，经送、受省份协商并会同电网企业签订长期协议后，根据输送（交易）新能源电量相应调减受端省保障性并网规模并调增至送端省。保障性并网项目由各省级能源主管部门通过竞争性配置统一组织。

对于保障性并网范围以外仍有意愿并网的项目，可通过自建、合建共享或购买服务等市场化方式落实并网条件后，由电网企业予以并网。并网条件主要包括配套新增的抽水蓄能、储热型光热发电、火电调峰、新型储能、可调节负荷等灵活调节能力。

四、加快推进存量项目建设

2020年底前已核准且在核准有效期内的风电项目、2019年和2020年

平价风电光伏项目、以及竞价光伏项目直接纳入各省（区、市）保障性并网项目范围。各类存量项目应在规定时限内建成投产，对于超出核准（备案）有效期而长期不建的项目，各省级能源主管部门应及时组织清理，对确实不具备建设条件的，应及时予以废止。

各省 2021 年保障性并网规模主要用于安排存量项目。存量项目不能满足今年非水电最低消纳责任权重要求、保障性并网仍有空间的省（区、市），省级能源主管部门应按剩余保障性并网规模抓紧组织开展竞争性配置，确定 2021 年并网的新增项目，加快核准（备案），积极推进建设，确保尽早建成投产。

五、稳步推进户用光伏发电建设

2021 年户用光伏发电项目国家财政补贴预算额度为 5 亿元，度电补贴额度按照国务院价格主管部门发布的 2021 年相关政策执行，项目管理和申报程序按照《国家能源局关于 2019 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》（国能发新能〔2019〕49 号）有关要求执行。在确保安全前提下，鼓励有条件的户用光伏项目配备储能。户用光伏发电项目由电网企业保障并网消纳。

六、抓紧推进项目储备和建设

各省级能源主管部门应根据《可再生能源发展“十四五”规划》明确的方向和任务，依据本省（区、市）2022 年非水电最低消纳责任权重，确定 2022 年度保障性并网规模，抓紧组织开展保障性并网项目竞争性配置，组织核准（备案）一批新增风电、光伏发电项目，做好项目储备，推动项目及时开工建设，实现接续发展。

七、保障措施

各省级能源主管部门要及时公布保障性并网规模，落实保障性并网和市场化并网项目，及时编制年度开发建设方案并抓紧组织实施。要优化营

商环境，规范开发建设秩序，不得将配套产业作为项目开发建设的门槛。要督促地方落实项目建设条件，推动出台土地、财税和金融等支持政策，减轻新能源开发建设不合理负担，调动各类市场主体投资积极性。要加大对自然资源、林业草原、生态环境、住房建设等部门的协调，为风电、光伏发电项目开发建设创造有利条件。

电网企业要简化接网流程、方便接网手续办理，推广新能源云平台，实现全国全覆盖，服务新能源为主体的新型电力系统。要加强接网工程建设，确保纳入年度开发建设方案的保障性并网和市场化并网项目“能并尽并”，不得附加额外条件。要会同全国新能源消纳监测预警中心及时公布各省级区域并网消纳情况及预测分析，引导理性投资、有序建设。

发电企业对纳入年度开发建设方案的项目，要按照核准（备案）文件要求，及时组织开展项目建设。要加强工程质量管控，确保建设安全和生产安全。要及时在国家可再生能源发电项目信息管理平台填报并按月更新项目信息。

国家可再生能源信息管理中心要按月统计项目信息并报国家能源局，抄送各省级能源主管部门和相关派出机构。

国家能源局将加强可再生能源电力消纳责任权重落实情况监测评估，引导和促进风电、光伏发电开发建设。各派出机构要加强对辖区内风电、光伏发电规划落实、项目竞争性配置、电网送出工程建设、项目并网消纳等事项的监管，按要求组织开展清洁能源消纳情况综合监管，保障风电、光伏发电开发建设运行规范有序。



国家能源局文件

关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的**通知**

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网、南方电网、内蒙古电力公司：

我国建筑屋顶资源丰富、分布广泛，开发建设屋顶分布式光伏潜力巨大。开展整县（市、区）推进屋顶分布式光伏建设，有利于整合资源实现集约开发，有利于削减电力尖峰负荷，有利于节约优化配电网投资，有利于引导居民绿色能源消费，是实现“碳达峰、碳中和”与乡村振兴两大国家重大战略的重要措施。

为加快推进屋顶分布式光伏发展，拟在全国组织开展整县（市、区）推进屋顶分布式光伏开发试点工作。有关事项通知如下。

一、申报试点条件

申报开展整县（市、区）推进屋顶分布式光伏开发试点的县（市、区）应符合以下条件：

(一) 具有比较丰富的屋顶资源,有利于规模化开发屋顶分布式光伏。

(二) 有较高的开发利用积极性,具有整合各方面资源、以整县方式开发建设的条件。

(三) 有较好的电力消纳能力,特别是日间电力负荷较大,有利于充分发挥分布式光伏在保障电力供应中的积极作用。

(四) 开发市场主体基本落实,开发建设积极性高,有实力推进试点项目建设。

(五) 党政机关建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 50%;学校、医院、村委会等公共建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 40%;工商业厂房屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 30%;农村居民屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 20%。

二、落实保障措施

(一) 试点县(市、区)政府要积极协调落实屋顶资源,营造有利于整县(市、区)推进工作的良好政策和营商环境。

(二) 试点县(市、区)电网企业要密切配合各地试点方案编制工作,加强对配电网的升级改造,切实保障试点地区分布式光伏的大规模接入需求,做到“应接尽接”。

(三) 试点地区要进一步完善和优化分布式光伏接网、备案等相关管理办法,鼓励实行项目整体打包备案。

三、加大政策支持

(一) 试点地区屋顶分布式光伏由电网企业保障并网消纳。

(二) 鼓励地方创新政策措施,通过财政补贴、整合乡村振兴各类项目资金等方式给予支持。

(三) 鼓励试点县(市、区)按照《国家发展改革委国家能源局关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》(发改能源〔2017〕1901号)等有

关政策要求，积极组织屋顶光伏开展分布式发电市场化交易。

四、报送要求

（一）试点县（市、区）政府牵头，会同电网企业和相关投资企业，开展试点方案编制工作；各省（自治区、直辖市）能源主管部门在各县（市、区）试点方案基础上汇总编制本省（自治区、直辖市）试点方案。

（二）试点方案应按照“宜建尽建”的原则，合理确定建设规模、运行模式、进度安排、接网消纳、运营维护、收益分配、政策支持和保障措施等相关内容。

（三）试点方案要积极服务乡村振兴战略，促进提高当地人民生活水平，注意保护和美化城镇景观、村容村貌。

（四）各省（自治区、直辖市）能源主管部门要高度重视、开拓思路，抓繁组织试点方案编制工作，并于7月15日前报送我局（新能源司）。我局将及时统计公布试点方案，并加大协调支持力度，保障试点方案顺利实施。

特此通知。

联系方式：81929522/81929501（传真）



工业和信息化部办公厅文件

工信厅联电子〔2021〕32号

关于开展第二批智能光伏试点示范的通知

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团工业和信息化、住房和城乡建设、交通运输、农业农村、能源、乡村振兴（扶贫）主管部门：

为推动光伏产业高质量发展，鼓励智能光伏产业技术进步和扩大应用，加快构建清洁低碳、安全高效能源体系，按照《智能光伏产业发展行动计划（2018-2020年）》（工信部联电子〔2018〕68号）工作部署，工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部、农业农村部、国家能源局、国家乡村振兴局决定组织开展第二批智能光伏试点示范工作。有关事项通知如下：

一、试点示范内容

（一）支持培育一批智能光伏示范企业，包括能够提供先进、成熟的智能光伏产品、服务、系统平台或整体解决方案的企业。

（二）支持建设一批智能光伏示范项目，包括应用智能光伏产品，融合大数据、互联网和人工智能，为用户提供智能光伏服务的项目。

二、申报条件

（一）示范企业

申报主体为智能光伏领域的产品制造企业、系统集成企业、软件企业、服务企业等，并符合以下条件：

1. 应为中国大陆境内注册的独立法人，注册时间不少于 2 年；
2. 具有较强的智能光伏技术研发能力或创新服务能力；
3. 已提供先进、成熟的市场化应用产品、服务或系统；
4. 形成清晰的智能光伏商业推广模式和盈利模式；
5. 具备丰富的智能光伏项目建设经验。

（二）示范项目

申报主体为项目组织实施单位，可以是相关应用单位、制造企业、项目所在园区、第三方集成服务机构等，有关单位及项目应符合以下条件：

1. 已建成具有特色服务内容、贴近地区发展实际的智能光伏应用或服务体系；
2. 在工业园区、建筑及城镇、交通运输、农业农村、光伏电站、光伏扶贫及其他领域形成智能光伏特色应用；
3. 采用不少于 3 类智能光伏产品（原则上由符合《光伏制造行业规范条件》的企业提供）或服务，提供规模化（集中式 10MW 以上、分布式 1MW 以上）的智能光伏服务；对建筑及城镇领域智能光伏以及建筑一体化应用单个项目，装机容量不少于 0.1MW；
4. 具备灵活的服务扩展能力，具备长期运营能力，有持续运营和盈利的创新模式，具有不断完善服务能力和丰富服务内容的发展规划。

三、组织实施

（一）申报单位要严格按照通知要求和附件格式（可在工业和信息化部官网下载），规范填写智能光伏试点示范申报书，向所在地省级工业和信

息化主管部门提交申报材料。

(二) 省级工业和信息化主管部门会同住房城乡建设、交通运输、农业农村、能源、乡村振兴(扶贫)主管部门进行实地考察和专家评审,根据评审结果推荐企业和项目,出具推荐函。优先考虑国家新型工业化产业示范基地、光伏“领跑者”基地所在地的企业和项目、光伏储能应用项目、建筑光伏一体化应用项目(BIPV)。

(三) 各省、自治区、直辖市推荐的示范企业不超过5家,示范项目不超过8个;计划单列市、新疆生产建设兵团推荐的示范企业不超过3家,示范项目不超过5个。各地推荐的示范企业及项目要严格控制数量,超过推荐数量的不予受理。

(四) 请各地工业和信息化主管部门于2021年4月15日前将推荐函连同申报材料(纸质版一式两份和电子版光盘)通过EMS或机要交换至工业和信息化部(电子信息司)。

(五) 工业和信息化部会同住房和城乡建设部、交通运输部、农业农村部、国家能源局、国家乡村振兴局对申报的企业、项目进行评选。评选结果在有关部门官方网站及相关媒体上对社会公示,对公示无异议的企业、项目予以正式发布。

四、管理和激励措施

(一) 工业和信息化部联合住房和城乡建设部、交通运输部、农业农村部、国家能源局、国家乡村振兴局建立工作机制,加大对示范企业、示范项目的宣传推介力度,提升试点示范影响力,扩大示范带动效应。组织对示范企业、项目开展评估考核并对智能光伏试点示范名单进行动态调整。

(二) 鼓励各级政府部门和社会各界加大对试点示范工作的支持力度,从政策、标准、项目、资源配套等多方面支持示范企业做大做强,支持示范项目建设和推广应用。

(三) 示范企业、示范项目应贯彻落实《智能光伏产业发展行动计划(2018-2020年)》，努力树立行业标杆，切实发挥示范带动作用。

联系人及电话：王赶强/牛新星/金磊 010-68208264

地址：北京市海淀区万寿路 27 号院 (100846)

附件：

1.智能光伏试点示范申报书（示范企业）.doc

2.智能光伏试点示范申报书（示范项目）.doc



工业和信息化部办公厅
住房和城乡建设部办公厅
交通运输部办公厅
农业农村部办公厅
国家能源局综合司

国家乡村振兴局综合司

2021年2月9日

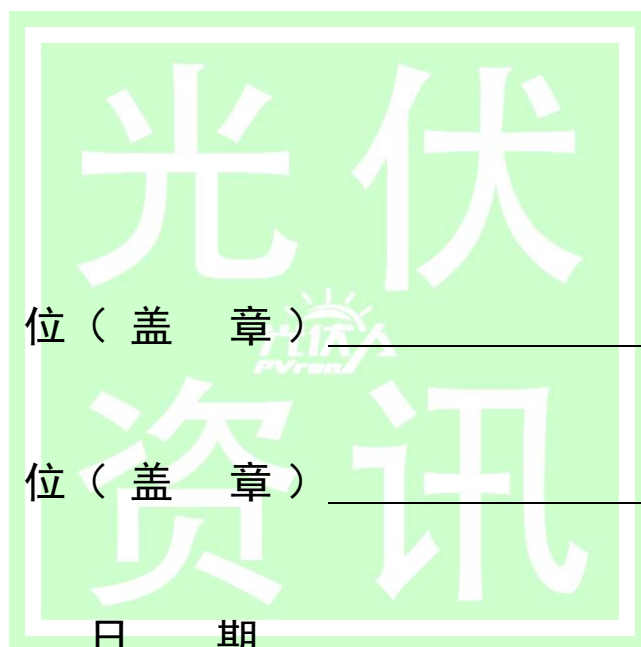
附件 1

智能光伏试点示范申报书
(示范企业)

申报单位(盖章) _____

推荐单位(盖章) _____

申报日期 _____



填表须知

一、申报单位应仔细阅读有关说明，如实、详细地填写每一部分内容。

二、除另有说明外，申报表中栏目不得空缺。申报书需提供材料处，请在附件中进行补充。

三、申报主体所申报的项目需拥有自主知识产权，对提供资料的真实性负责。

四、申报材料要求盖章处，需加盖公章，复印无效，申报材料需加盖骑缝章。

五、除表格以外，其他填报格式要求：1.A4幅面编辑，可以正反面打印。2.一级标题3号黑体；二级标题3号楷体；正文字体3号仿宋，单倍行距。

一、基本情况

企业名称								
组织机构代码 /三证合一码		成立时间			注册资金 (万元)			
企业地址								
企业类型		<input type="checkbox"/> 产品制造企业 <input type="checkbox"/> 系统集成企业 <input type="checkbox"/> 软件及有关服务企业 <input type="checkbox"/> 其它						
联系人		姓名			电话			
		职务			手机			
		传真			E-mail			
*经营 情况	年份	总资产 (万元)	资产负 债率	业务收入 (万元)	利润总额 (万元)	智能光伏相 关收入(万 元)	研发/运 营投入 (万元)	研发/运营投 入占上年度业 务收入的比例
企业简介	(重点突出企业在智能光伏领域的发展现状、特色、优势、生产或选用优质产品等,不超过 1000 字)							
*相关 荣誉	高新技术企业	<input type="checkbox"/> 国家级/ <input type="checkbox"/> 省市级		授予年份:				年
	企业技术中心	<input type="checkbox"/> 国家级/ <input type="checkbox"/> 省市级		授予年份:				年
	重点实验室	<input type="checkbox"/> 国家级/ <input type="checkbox"/> 省市级		授予年份:				年
	其他省级以上荣誉:							
*所在 地区 资质 情况	是否位于国家新型工业化产业示范基地内 <input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否							
真实 性承 诺	我单位申报的所有材料,均真实、完整,如有不实,愿承担相应的责任。 <div style="text-align: center;"> 法定代表人或负责人签字(章): 公章: 年 月 日 </div>							

注:标*部分,需提供相关材料。

二、企业介绍

（一）智能光伏业务概述

详细介绍企业在智能光伏领域相关业务，包括可以提供的智能光伏产品/软件/服务/系统集成等业务。

（二）现有应用情况

- 1.产品/服务/软件/系统集成技术功能介绍
- 2.产品/服务/软件/系统集成市场化应用情况
- 3.产品/服务/软件/系统集成运营和效益情况
- 4.光伏发电无补贴平价上网项目情况

（三）创新性分析

- 1.技术创新/模式创新分析
- 2.相关标准和知识产权介绍

三、随附材料

（一）企业基本情况

- 1.企业营业执照
- 2.组织机构代码证
- 3.税务登记证
- 4.企业所获奖励情况
- 5.高新技术企业/省/市级研发机构等证书
- 6.位于国家新型工业化产业示范基地内相关材料

（二）上一年企业经营状况材料

包括：总资产、资产负债率、业务收入、利润总额、研发/运营投入、研发/运营投入占上年度业务收入比例等。

（三）智能光伏相关运营情况

企业智能光伏有关产品、服务、平台或整体解决方案等实现市场化运营的相关材料；智能光伏收入情况（请详细列出该有关范围界定并提供相关说明）。

（四）产品专利证书、软件著作权、企业产品/软件检测认证书、产品/服务企业标准等材料

（五）上一年审计报告



附件 2

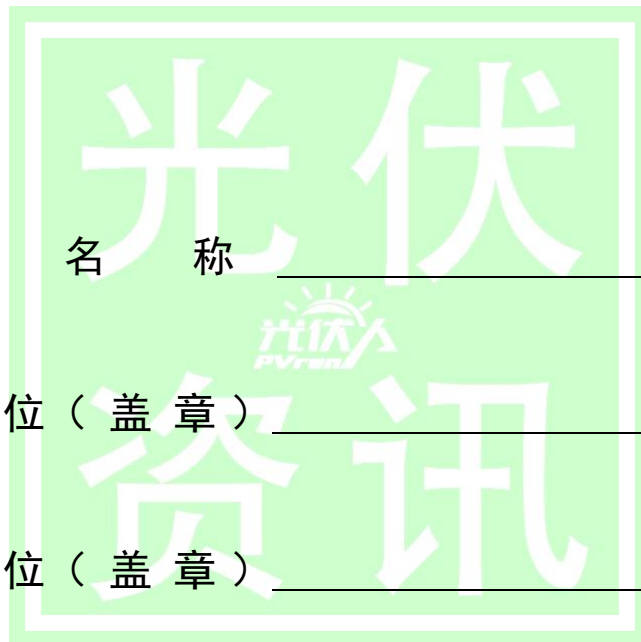
智能光伏试点示范申报书
(示范项目)

项 目 名 称 _____

申 报 单 位 (盖 章) _____

推 荐 单 位 (盖 章) _____

申 报 日 期 _____



填表须知

一、申报单位应仔细阅读有关说明，如实、详细地填写每一部分内容。

二、除另有说明外，申报表中栏目不得空缺。申报书需提供材料处，请在附件中进行补充。

三、申报主体所申报的项目需拥有自主知识产权，对提供资料的真实性负责。

四、申报材料要求盖章处，需加盖公章，复印无效，申报材料需加盖骑缝章。

五、除表格以外，其他填报格式要求：1. A4幅面编辑，可以正反面打印。2. 一级标题 3 号黑体；二级标题 3 号楷体；正文字体 3 号仿宋，单倍行距。

一、基本情况

项目名称						
起止时间		项目投资 (万元)				
项目地址						
实施单位名称						
组织机构代码 /三证合一码		成立时间		注册资金 (万元)		
单位地址						
单位类型	<input type="checkbox"/> 应用单位 <input type="checkbox"/> 制造企业 <input type="checkbox"/> 项目所在园区 <input type="checkbox"/> 第三方集成服务机构 <input type="checkbox"/> 其它					
联系人	姓名			电话		
	职务			手机		
	传真			E-mail		
项目简介	(包括项目投资概况、项目规模、项目主要内容、项目应用水平等有关情况, 不超过 1000 字)					
*项目所在地及资质情况	是否位于国家新型工业化产业示范基地内	<input type="checkbox"/> 是	<input type="checkbox"/> 否			
	是否位于国家光伏发电领跑基地内	<input type="checkbox"/> 是	<input type="checkbox"/> 否			
	是否具有备案手续, 并在国家规范管理指标内	<input type="checkbox"/> 是	<input type="checkbox"/> 否			
	是否选用符合《光伏制造行业规范条件》企业的产品	<input type="checkbox"/> 是	<input type="checkbox"/> 否			
	是否是无需国家补贴的平价上网项目	<input type="checkbox"/> 是	<input type="checkbox"/> 否			
	是否应用光伏储能技术	<input type="checkbox"/> 是	<input type="checkbox"/> 否			
真实性承诺	我单位申报的所有材料, 均真实、完整, 如有不实, 愿承担相应的责任。					
	法定代表人或负责人签字(章):					
	公章:					
	年 月 日					

注: 标*部分, 需提供相关材料。

二、项目介绍

（一）项目概述

项目建设方案、实施内容、实施主体、服务对象，重点突出项目在教育应用多种智能光伏产品，融合大数据、互联网和人工智能，为用户提供智能光伏服务等方面的相关情况。

- 1.智能光伏产品应用情况
- 2.大数据、互联网和人工智能应用情况
- 3.智能光伏服务提供情况
- 4.项目运营和效益情况
- 5.光伏发电无补贴平价上网情况（同等条件优先考虑）

（二）创新性分析

- 1.技术创新/模式创新分析
- 2.相关标准和知识产权介绍

（三）下一步实施计划

项目服务可扩展性、长期运营性介绍，下一步服务改进和完善规划。

三、随附材料

（一）实施单位基本情况

- 1.营业执照
- 2.组织机构代码证
- 3.税务登记证

（二）项目相关材料

项目备案手续以及在国家规模管理指标内的有关材料。项目位于国家新型工业化产业示范基地/国家光伏发电领跑基地内的材料。

（三）项目所获得的相关专利和标准

（四）项目实施效果相关材料

工业和信息化部电子信息司文件

工电子函〔2021〕231号

关于开展光伏、印制电路板行业规范公告申报工作的 通知

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团工业和信息化主管部门：

为进一步加强光伏、印制电路板行业管理，推动产业转型升级发展，根据《光伏制造行业规范条件（2021年本）》《印制电路板行业规范条件》要求，现启动第十批光伏制造行业规范公告申报及已公告企业自查、第三批印制电路板行业规范公告申报及已公告企业自查。有关事项通知如下：

一、行业规范公告申报工作要求

（一）请各有关企业依据上述文件要求自愿申报，纸质文件通过省级工业和信息化主管部门报送至工业和信息化部（电子信息司），光伏制造企业通过“光伏行业运行监测和项目管理平台”（p.mit.gov.cn）同步在线申报。行业规范公告申报截止日期为2021年6月30日。

（二）各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团工业

和信息化主管部门负责本地区光伏制造企业、印制电路板企业申请材料的受理工作，对申请公告企业提供的材料进行核实，将符合规范条件的企业申请材料及核实意见（一式两份）报送至工业和信息化部（电子信息司），网上申报平台同步提交材料。

二、行业规范公告自查工作要求

（一）为加强已公告企业监督管理，保持动态调整机制，请各省级工业和信息化主管部门按照光伏制造和印制电路板行业规范公告暂行管理办法要求，对已进入光伏制造和印制电路板行业规范公告名单的企业进行监督检查，督促其开展 2020 年度生产运营情况自查并完成自查报告，光伏制造企业通过“光伏行业运行监测和项目管理平台”（pv.mit.gov.cn）线上提交自查报告。请各省级工业和信息化主管部门将 2020 年度监督检查结果和经核实的企业自查报告，于 2021 年 6 月 30 日前报送至工业和信息化部（电子信息司）。

（二）请各省级工业和信息化主管部门按照规范条件要求，指导未能保持规范条件要求的企业加强整改，达到规范条件要求，对整改后仍不能保持规范条件要求的企业，提出调整建议。请各省级工业和信息化主管部门对申报及自查相关工作予以重视、严格把关，对工作中出现的问题和情况，及时向我部（电子信息司）报告。

联系人：王赶强/牛新星/金磊

电话：010-68208264

地址：北京市海淀区万寿路 27 号 8 号楼

工业和信息化部电子信息司

邮政编码：100846

工业和信息化部电子信息司

2021年5月10日

- 附件：1. 光伏制造行业规范公告申报书
2. 印制电路板行业规范公告申报书
3. 光伏制造行业规范公告企业自查报告模板
4. 印制电路板行业规范公告企业自查报告模板
5. 联系人信息表
- 