

附件

国家重点研发计划“氢能技术”重点专项 2024年度项目申报指南

(征求意见稿)

1. 氢能绿色制取与规模转存体系

1.1 风电/光伏制氢与化工过程高效耦合技术研究及示范（应用示范类）

研究内容：针对降低炼化、煤化等工业过程碳排放强度以及发展可持续航煤的迫切需求，开展风电/光伏制氢与化工过程高效耦合技术研究及应用示范。具体包括：风电/光伏电解水制氢与化工过程耦合的复杂系统构建、参数优化和协同运行技术研究；利用电解副产氧实现催化剂再生、联产高浓度 CO₂ 技术；CO₂ 加氢制航煤催化剂、工艺设计与馏分调控技术研究；回收塑料等低值碳源加氢制航煤催化剂、工艺设计与馏分调控技术研究；开展多路径制航煤技术的系统集成与工业示范。

考核指标：采用先进的电解制氢设备，集成开发风电/光伏制氢系统：制氢用电规模不低于 50 兆瓦，集群功率调节范围不小于 10% ~ 120%，运行 3000 小时后电解电压衰减率小于 0.36%，单位产氢全系统能耗（含支持电解槽工作的循环冷却、分离纯化、变流器等辅机能耗）不高于 53 千瓦时/千克氢气；催化剂再生系统：催化剂再生规模不低于 1 万吨/年，催化剂再生烟气中 CO₂ 体积浓度不低于 95%，连续运行 168 小时内副产氧利用率为 100%；航煤制取系统：航煤产能规模不低于 10 万

吨/年（其中，CO₂加氢制航煤规模不低于1000吨/年），CO₂加氢制航煤馏分选择性不低于75%，航煤馏分收率不低于60%，低值碳源制航煤馏分选择性不低于68%，航煤馏分收率不低于55%，生产负荷调节范围不小于80%~110%；制/修订相关团体、地方、行业或国家标准（送审稿）不少于3项。

关键词：电解水制氢，催化剂再生，低碳化工，航空燃料

1.2 浮式海上电解水制氢测试平台关键技术（共性关键技术类）

研究内容：针对海上风电制氢发展面临的运行工况不明、测试手段缺失等问题，开展浮式海上电解水制氢测试平台构建和试验验证技术研究。具体包括：真实海况下电解水制氢测试平台构建技术研究；海上浮式平台电解水制氢设备敏感工况提取技术研究；海上电解水制氢设备敏感工况的陆地模拟技术及平台构建；碱性制氢的海上浮式平台适应性研究与试验验证；PEM制氢的海上浮式平台适应性研究与试验验证。

考核指标：海上浮式测试平台：载荷不低于80吨，风电模拟器供电能力不低于200千瓦，可在5摄氏度~40摄氏度、30%~100%相对湿度、0~5毫克/立方米盐雾环境下正常工作，倾角测量范围±22.5度，加速度测量范围0~0.5倍重力加速度；陆上模拟测试平台：载荷不低于20吨，风电模拟器供电能力不低于200千瓦，具备模拟海上电解水制氢设备运行工况所需的、完备的调节和测量功能：倾角调节范围±22.5度，加速度调节范围0~0.5倍重力加速度，具备环境适应性测试能力：温度调节范围为5摄氏度~40摄氏度，相对湿度调节范围为

30%~100%，盐雾调节范围为 0~5 毫克每立方米；平台测试系统：范围应至少包括输入电压、电流、功率、氧中氢和氢中氧含量、氢/氧流量/压力/露点等主要输入/输出量，海况条件下测量精度应不低于告警限值 1%或计量级要求；实验验证：被试电解制氢设备功率不低于 100 千瓦，海上测试时间不少于 168 小时，测试要经历首尾倾角不低于 5 度、横倾不低于 15 度、纵摇不低于±10 度、横摇不低于±45 度的极端海况，极端海况测试次数不少于 2 次，在海况（1~4 级）/制氢负荷（不少于 5 个）组合的典型工况下陆上模拟与海况实测结果偏差不高于 10%；制/修订相关地方、行业或国家标准（草案）不少于 2 项。

关键词：海上风电，电解水制氢，风电模拟器，可靠性，海况验证平台

1.3 低能耗、短流程氢加二氧化碳制甲醇关键技术及装置集成（共性关键技术类）

研究内容：针对氢加二氧化碳制甲醇过程中存在的二氧化碳单程转化率低、能耗高等问题，开展短流程氢加二氧化碳制甲醇关键技术研究及装置集成。具体内容包括：研究氢和二氧化碳在催化剂表面的吸附与活化、失效规律以及中间物种的形成和变迁规律；研究高转化率的甲醇合成催化剂批量制备技术，并开展装置级耐久性评测；开发新型自热式反应器及工艺；开发多级反应/分离系统集成及能量协同高效利用技术；开展万吨级、短流程甲醇合成装置集成，并与传统十万吨级工程开展对比研究。

考核指标：氢加二氧化碳制甲醇装置：产能规模不低于 1

万吨/年，二氧化碳单程转化率不低于 20%，甲醇单程选择性不低于 90%，二氧化碳总转化率不低于 90%，氢总转化率不低于 90%，甲醇总选择性不低于 93%，综合能耗不高于 0.4 千瓦时/千克精甲醇；在千吨级装置上进行催化剂耐久性评测，运行 3000 小时后选择性和转化率下降不超过 10%；新型反应器反应热利用率不低于 90%；编制十万吨级氢加二氧化碳制甲醇工艺包。

关键词：甲醇合成，二氧化碳转化催化剂，自热式反应器，化工机械，工艺流程

1.4 适应多源有机固废的热化学制氢技术与验证平台（共性关键技术类）

研究内容：针对传统有机固废（如生物废弃物、废塑料、废橡胶、废织物等）制氢存在的适应性不足、氢气纯度低、经济性差等问题，开展适应多源有机固废的热转化制氢技术与试验验证。具体包括：有机固废气化-重整过程优化和原料适应性调控技术研究；适应复杂成分混合气的高效、长寿命重整催化剂及反应器设计技术研究；低成本气体净化与氢气提纯技术研究；混合气的高效发电技术；开展能量管理与系统集成、经济运行技术研究，建成试验验证平台。

考核指标：有机固废制氢验证系统：原料适应种类不少于 3 种，有机固废处理能力不低于 1 万吨/年，碳氢转化率不低于 0.15（产出氢/原料碳质量比），连续运行 2000 小时后碳氢转化率衰减不高于 6%，含碳气体杂质脱除与纯化（不含气体压缩）电耗不高于 1.2 千瓦时/公斤氢，系统具有能源自持能力，尾气

排放满足《GB 16297 大气污染物综合排放标准》，氢气品质满足燃料电池车用氢气品质国标要求；催化剂成本低于 35 元/千克，使用寿命不低于 3000 小时；混合气适应范围 CO 浓度 1%~10%、氢气浓度 30%~60%，实际工况发电效率 $\geq 30\%$ 。

关键词：有机固废，重整制氢，催化剂，反应器，氢气纯化

1.5 高选择性水与二氧化碳共电解制取甲醇（基础研究类，青年科学家项目）

研究内容：针对水与二氧化碳共电解过程中存在的耗能高、转化效率低、选择性差等问题，开展高选择性水与二氧化碳共电解制取甲醇技术研究，具体包括：水与二氧化碳共电解过程选择性制约机理研究；高选择性、高稳定性催化剂的构筑技术研究；温度、压力、流速、浓度、电密等工况参数对选择性的影响规律及调控技术研究；共电解样机的开发及试验验证。

考核指标：催化剂：甲醇选择性大于 60%，500 小时稳定运行后甲醇选择性不低于 50%；共电解样机：功率不低于 1 千瓦，在外加电势不高于 3.2 伏时，电流密度不低于 200 毫安/平方厘米，二氧化碳单程转化率不低于 30%。

关键词：二氧化碳电还原，共电解，催化剂，甲醇，电化学

2. 氢能安全存储与快速输配体系

2.1 液氢储 - 供 - 加 - 用技术研究与交通枢纽示范（应用示范类）

研究内容：针对重载交通所面临的氢气加注量、加注时间大幅增加的问题，开展液氢储-供-加关键技术开发与制取、加注、应用全流程交通枢纽示范应用研究。具体包括：多级压缩、膨胀与多温区换热耦合优化，低能耗大规模氢液化流程与成套装备开发；液氢直接加注过程热泄漏及汽化规律研究，液氢增压过程状态变化规律研究，液氢高压汽化加注工艺流程及装备开发；重载车辆液氢无排放加注技术及加注协议开发、70兆帕大容量快速加注协议开发；液氢和高压加氢站加氢枪、受气口及受液口、流量计等关键零部件开发；液氢制-储-运-加-用全流程示范运行与标准规范研究。

考核指标：氢液化能耗不高于10千瓦时/千克液氢；在1.6兆帕出口压力下车辆液氢直接加注峰值加氢流量不低于15千克氢/分钟，70兆帕加氢站用液氢增压泵单台排量不低于400千克/小时；车载液氢瓶内胆所占的容积比不低于65%、液氢容量不低于80千克，日蒸发率不高于4.0%；加氢枪使用寿命不低于2000次，流量计精度 $\pm 1.5\%$ 满量程，示范应用加氢量不低于10吨；完成液氢制-储-运-加-用成套技术规范研究与交通枢纽示范应用，交通枢纽内应至少包括公路、轨道、水运、航空等载运方式中的两种，液氢燃料电池重载车辆不少于20台，交通枢纽内建成加氢站不少于1座，单站液氢接纳能力不低于5吨/天，气氢、液氢综合供给能力达到10吨/天；制定或修订相关国家、行业标准（草案）不少于3项。

关键词：液氢，液氢加氢站，高压加氢站，低温工程，液氢容器

2.2 高压 50 兆帕III型氢气瓶充装、储运及使用关键技术（共性关键技术类）

研究内容：针对 20 兆帕高压气态氢短途运输效率低、成本高等问题，开展 50 兆帕高压III型氢气瓶充装、储运及使用关键技术研究与应用示范。具体包括：高压压缩比、大排量充装隔膜式氢气压缩机气-液-固耦合规律研究及核心部件开发；大容量高压氢气管束内胆加工技术，碳纤维缠绕技术及与管束集成技术研究；无动力加氢站压力分级管理策略研究及关键装备开发、高压氢气管束快速充放氢温变规律及充放协议开发；加氢站调压阀、加氢软管等关键零部件开发及可靠性验证；基于高压氢气供给的加氢站网络优化技术研究、大流量加注协议开发以及全流程示范应用。

考核指标：50 兆帕管束用隔膜式氢气充装压缩机：在入口压力 1.5 兆帕、最高排气压力不低于 55 兆帕条件下，排量不低于 2000 标方/小时，压缩能耗不高于 3.5 千瓦时/千克，无故障运行时间大于 200 小时；大容量高压氢气管束：允许储氢压力不低于 52 兆帕，氢气管束储氢量不低于 1000 千克，额定工况条件下充装速度不低于 6 千克/分钟；35 兆帕和 70 兆帕大流量加氢机：最高加注流量达到 15 千克/分钟；70 兆帕加氢站用调压阀氢气启闭循环不少于 1 万次，加氢软管氢气压力循环不少于 1 万次；氢气供应成本（充装成本+运输成本+加注成本）相比 20 兆帕 I 型瓶场景下降至少 20%，完成基于 50 兆帕管束车运氢的加氢站示范应用，加氢站不少于 2 座，加氢站最高加注流速大于 10 千克氢气/分钟，制定或修订相关国家、行业标准

(草案) 3 项。

关键词：加氢站，高压氢气管束，氢气压缩机，氢气充装，氢安全

2.3 地质储氢库适用性及安全关键技术（共性关键技术类）

研究内容：针对新能源电力长周期削峰填谷需求以及氢能供需不平衡的问题，开展地质储氢库探测技术、适用性及安全关键技术研究与应用示范验证。具体包括：庞杂硐室群精细探测技术研究，充水硐室及高压储氢库三维形态探测装备研制；氢气与地质体相互作用评价技术，储氢有利区块甄选技术及岩石氢渗透测试装置开发；储氢有利区块的硐室群重组、硐室力学稳定性优化及密封工程结构设计；地下储氢库内窥式智能巡检技术，大型储氢库群注采系统高效协同联动、安全监测调控及风险预警处置；氢能“制-储-用”综合场景地下储氢库工程示范。

考核指标：建立地质储氢库周边地质安全评价指标体系及评价方法，至少包括储氢库灾变风险预警阈值的取值方法、储氢库极限运行压力的计算方法等；探测仪：探测信号传输介质包括地下水（含地下卤水）、高压空气和氢气，探头直径不超过 76 毫米，耐压不低于 28 兆帕，耐温不低于 90 摄氏度，探测距离不低于 100 米；岩石氢渗透测试装置：可模拟地下 2000 米温度、压力和渗流环境；地下储氢库内窥式智能巡检装备：耐压不低于 30 兆帕，氢泄漏点定位误差不高于 0.5 米；建成示范工程不少于 2 座（包含衬砌硐室型），总体体积不小于 10 万

立方米，其中至少一座储氢库完成可再生能源制氢“制-储-用”全链条示范；制定/修订相关国家、行业标准（草案）3项。

关键词：地质储氢，硐室群，地质安全，地质勘探，氢安全

2.4 面向海上平台的氢能储、运综合系统开发及验证(应用示范类)

研究内容：针对海上风电制取氢能后面临的储运输技术与装备验证难题，开展面向海上平台的氢能储运综合系统技术开发及验证研究。具体包括：海上平台氢能储运系统热-质-空间耦合优化技术研究；海上盐雾、高湿、强风、浪涌等海况条件对氢能高安全储、转运装备及系统的影响规律研究；海上平台条件下装备及关键零部件失效模式与寿命衰减机理研究；海上氢能平台氢、电安全技术及标准研究与远程监控及故障诊断系统开发；基于海上平台的氢能储存、转运系统集成平台开发及验证。

考核指标：海上运输用储运氢系统至少包含固态材料储氢、气氢、液氢中两种技术，海上氢储运系统容量不少于 1000 千克，系统充氢速率 ≥ 85 千克/小时，系统放氢速率 ≥ 85 千克/小时；氢储运系统装氢时入口氢压力 ≤ 1.5 兆帕，到岸卸氢时出口氢压力 ≥ 1.2 兆帕，系统体积储氢密度 ≥ 20 千克/立方米，放氢品质满足《GB/T 37244 质子交换膜燃料电池汽车用燃料氢气》；每千克氢气从海上平台储运到岸成本低于 5.00 元/百公里；完成所选择的固态材料储氢、气氢、液氢中的两种技术在海上平台储运氢验证平台建设及示范应用，实现氢能海上储运

量不低于 30 吨；制定或修订相关国家、行业标准（草案）3 项。

关键词：氢储运，氢安全，海上平台，海洋运输

3. 氢能安全存储与快速输配体系

3.1 燃料电池系统多维参量在线监测与多域状态调控技术（基础研究类）

研究内容：针对燃料电池系统内部质、热、电状态易偏离理想区域、寿命缩短等共性瓶颈问题，开展质子交换膜燃料电池内部多维参量在线监测、多域内部状态演变及智能优化调控技术研究。具体包括：面向变温、变压及湿、焓控制等需求，研究电堆的温度、电位、电流密度、湿度、阻抗等多维参量分布在线监测技术；研究服役工况和极端条件下电堆内部质、热、电多域状态分布与动态演变规律，建立电堆数字孪生模型，研究电堆性能失效与恢复机制；研究电堆内部传质、传热、传荷过程状态在线动态快速识别及故障诊断技术；研究电堆多域状态优化、故障容错与性能恢复的智能化管控技术；开发兼具内部状态在线识别、调控、防护和修复功能等新特征的新型智能燃料电池系统样机。

考核指标：多维参量分布感知技术至少能实现电堆单体 5 种（包括温度、电位、电流密度、湿度、阻抗等）参量在线分布测量，怠速~额定功率下交流阻抗谱频率范围至少覆盖 1 赫兹~1000 赫兹；在环境温度-35~45 摄氏度、0~4000 米海拔进气条件下，燃料电池电堆数字孪生模型对电堆质、热、电动态特性及寿命衰减的仿真精度 $\geq 95\%$ ；多域状态识别技术能在线识别电堆膜电极含水量、内部温度、阳极渗氮浓度等在内的

3 种以上状态，膜水含量误差 $\leq 10\%$ 、温度误差 ≤ 1.5 摄氏度、阳极渗氮浓度误差 $\leq 5\%$ ，故障诊断技术能诊断膜干、水淹、缺氧、催化剂中毒等在内的 4 种以上故障类型，诊断准确率 $\geq 97\%$ ；综合多域状态优化控制、故障容错控制及衰减性能恢复策略，实现燃料电池动态工况 20000 小时寿命（实测不低于 4000 小时后额定电流下电压衰减 $\leq 4\%$ ）；集成内部状态在线识别、调控、防护和修复功能的燃料电池系统样机 1 台，系统功率 ≥ 100 千瓦，多参量在线测量装置集成后对系统输出性能影响 $\leq 8\%$ 。

关键词：质子交换膜燃料电池，多维参量在线测量，状态识别，故障诊断，孪生模型，智能管控

3.2 工业用氨进料零碳高效燃烧关键技术及应用（共性关键技术类）

研究内容：针对高温工业领域对清洁减碳、高效燃烧的重大需求，聚焦零碳燃料能量密度与可靠点火、稳燃特性矛盾的共性关键问题，开展高能量密度氨进料在线高通量改质、高效稳定燃烧及低成本排放控制技术研究。具体包括：氨在线高效率、高通量改质成氨-氢混合燃料技术；氨-氢燃烧过程演化与强化技术、数值模拟与功率调控技术；燃烧过程与建材烧制品的组织及成分相关性；燃烧炉多物理量多位点在线高灵敏监测技术；氨-氢高效燃烧及污染物排放控制技术；基于系统能量综合优化的建材工业应用示范与标准规范研究。

考核指标：氨燃料在线改质模块产氢量 ≥ 10 标准立方米（燃料气体）/小时/升（改质模块体积），改质能量损耗 $\leq 10\%$ ，

氨分解转化率可调范围宽于 30~95%，改质后组分实时监测误差 $\leq 5\%$ 、响应时间 ≤ 5 秒；基于详细化学反应机理的氨氢燃烧温度、主要燃烧产物与氮氧化物预测模型最大误差 $\leq 10\%$ ，氨氢燃烧过程火焰温度及中间产物的测量方法误差 $\leq 10\%$ ，单支燃烧器额定热负荷 ≥ 200 千瓦，点火成功率 $\geq 99\%$ ，燃烧温度 1400~1800 摄氏度可调，稳定燃烧前提下燃烧器功率调节比 ≥ 5 ；开发氨进料零碳高温制品技术及管理软件不少于 1 套；面向燃烧炉点火、稳燃、排放烟气的多物理量多位点在线高灵敏监测位点 ≥ 10 个、响应时间 ≤ 5 秒，其中排放烟气监测系统满足氨、氢气、一氧化氮、二氧化氮、氧气等主要物质浓度、通量实时检测需求，测量误差 $\leq 10\%$ ；燃料燃烧效率 $\geq 99.9\%$ ，氮氧化物排放 ≤ 50 毫克/立方米、颗粒物排放 ≤ 10 毫克/立方米；完成不少于 1 个建材工业氨进料零碳燃料燃烧应用示范，燃烧综合效率 $\geq 60\%$ ，示范线最大热负荷 ≥ 3 兆瓦，燃烧炉膛断面温度均匀性优于 ± 3 摄氏度，烟气排放优于国家及行业现行大气排放标准，零碳燃烧示范线无故障稳定运行 ≥ 500 小时，制/修订相关团体、地方、行业或国家标准（草案）不少于 2 项。

关键词：燃料改质，稳定燃烧，排放控制，在线监测

3.3 质子交换膜燃料电池与热泵耦合电力-蒸汽联产关键技术（共性关键技术类）

研究内容：针对氢质子交换膜燃料电池应用于工业和农林业分布式发电和用热场景下，供能形式单一和综合能量转换效率低的问题，开发质子交换膜燃料电池与热泵耦合的电力-蒸汽联产集成技术，满足用能的综合性、高效性和灵活性需求。具

体包括：电力-蒸汽联产系统燃料电池电-热能量管理技术；燃料电池冷却剂、尾气余热（包括湿焓）提取、回收和暂存技术；利用燃料电池低品位余热，获取高温水蒸汽的热泵技术；电力-蒸汽联产模式下，燃料电池变负荷范围内余热、压力与热泵系统动态耦合响应特性；电力-蒸汽联产系统灵活运行下，多目标参数优化及能量协同管控技术；典型工业场景下燃料电池与热泵电力-蒸汽联产系统集成与试验验证。

考核指标：发电用氢质子交换膜燃料电池：系统额定发电功率 ≥ 500 千瓦，电力转换效率 $\geq 54\%$ ，负荷范围宽于 $20\% \sim 100\%$ ；热泵：采用绿色环保工质，供应蒸汽温度 ≥ 130 摄氏度的条件下制热性能系数(COP) ≥ 3.0 ，压力范围宽于 $0.25 \sim 0.35$ 兆帕；电力-蒸汽联产系统：燃料电池变负荷范围内冷却剂余热回收效率 $\geq 85\%$ ，尾气全热回收效率 $\geq 80\%$ ；电力-蒸汽联产系统在燃料电池额定工况下，综合能量转换效率 $\geq 85\%$ ，蒸汽供应流量 ≥ 0.8 吨/小时；电力-蒸汽联产系统在燃料电池 50% 负荷工况下，综合能量转换效率 $\geq 90\%$ ，蒸汽供应流量 ≥ 0.3 吨/小时；电力-蒸汽联产系统流程设计与仿真模型1套，发电量、供蒸汽量和系统综合能量转换效率与实验结果预测偏差 $\leq 10\%$ ；开发联产系统运行控制平台1套，自适应控制算法调用和指令生成时间 ≤ 100 毫秒，协同控制优化目标数目 ≥ 3 ；系统累计稳定运行时间 ≥ 1500 小时，燃料电池衰减率 $\leq 0.8\%$ ，时均蒸汽供应流量与目标蒸汽供应流量偏差 $\leq \pm 10\%$ 。

关键词：氢质子交换膜燃料电池，余热回收，热泵，电力-蒸汽联产

3.4 电网调峰用兆瓦级固体氧化物燃料电池系统关键技术及应用示范（应用示范类）

研究内容：针对电网大比例可再生能源接入面临的源网荷储一体化灵活调峰问题，开展适应宽功率范围调节和快速响应的大功率固体氧化物燃料电池（SOFC）系统关键技术与示范应用研究。具体包括：电堆模组快速升降载内部状态与功率响应特征技术研究，低热应力模组设计与制备技术研究；系统快速升降载时内部器件响应与工质调控技术研究，低应力热平衡模块设计与集成技术研究；兆瓦级 SOFC 主控系统多模组性能检测、故障识别、能量管理、容错与实时优化运行机制的集成开发；SOFC 系统并网电能质量控制与多状态模组高效多机协同调峰运行策略研究，兆瓦级系统电网调峰应用示范。

考核指标：适用于电网调峰的大功率 SOFC 模组和系统，电堆模组功率 ≥ 100 千瓦，调峰系统额定交流输出功率 ≥ 1 兆瓦，在运行温度 ≤ 750 摄氏度且电流密度 ≥ 0.40 安培/平方厘米条件下，系统初始交流发电效率 $\geq 63\%$ ；适应快速升降载的低应力热平衡系统，50%至 100%额定功率之间调整的响应时间 ≤ 15 分钟、且在其中任一功率点的交流发电效率均 $\geq 63\%$ ；兆瓦级系统调峰最低能到 20%额定功率，并在该条件下连续运行时间 ≥ 24 小时；兆瓦级系统在不低于 50%额定功率输出的条件下运行时间 ≥ 3000 小时，千小时衰减率 $\leq 1\%$ ；兆瓦级示范实现多模组耦合的智能协同调峰供能，接入点满足电能质量相关国家标准；制/修订相关团体、地方、行业或国家标准（草案）不少于 1 项。

关键词：固体氧化物燃料电池，新能源发电，调峰，效率

南京航空航天大学 A00055