

国家能源局文件

国能发科技〔2024〕61号

国家能源局关于发布国家重点研发计划“氢能技术” 重点专项 2024 年度项目申报指南的通知

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团能源主管部门、科技厅（委、局），国务院各有关部门：

根据《国家重点研发计划管理暂行办法》（国科发资〔2024〕28号）和有关通知要求，现将“氢能技术”重点专项（以下简称重点专项）2024年度项目申报指南予以公布，请根据指南要求组织项目申报工作。有关事项通知如下。

一、项目组织申报工作流程

（一）申报单位根据指南支持方向的研究内容以项目形式组织申报。项目应整体申报，须覆盖相应指南方向的全部研究内容和考

核指标。项目设 1 名负责人，每个课题设 1 名负责人，项目负责人可担任其中 1 个课题的负责人。

（二）整合优势创新团队，并积极吸纳女性科研人员参与项目研发，聚焦指南任务，强化基础研究、共性关键技术研发和典型应用示范各项任务间的统筹衔接，集中力量，联合攻关。鼓励有能力的女性科研人员作为项目（课题）负责人领衔担纲承担任务。

（三）本指南所涉及国家重点研发计划重点专项项目，采用一轮申报的程序，项目申报评审具体工作流程如下。

1. 项目申报。申报单位根据指南相关申报要求，通过国家科技管理信息系统公共服务平台（<http://service.most.gov.cn>，以下简称国科管系统）一次性提交项目申报材料（含预算书），阐述说明申报项目的目标和指标、创新思路、技术路线和研究基础等（申报材料要求详见国科管系统内说明）。从指南发布日到申报材料受理截止日不少于 50 天。

申报材料应包括相关协议和承诺。项目牵头申报单位应与所有参与单位签署联合申报协议，并明确协议签署时间；项目牵头申报单位、课题申报单位、项目负责人及课题负责人须签署诚信承诺书，项目牵头申报单位及所有参与单位要落实《关于进一步加强科研诚信建设的若干意见》《关于进一步弘扬科学家精神加强作风和学风建设的意见》等要求，加强对申报材料审核把关，杜绝夸大不实，严禁弄虚作假。

申报材料须经相关单位推荐。各推荐单位加强对所推荐的项目

申报材料审核把关，按时将推荐项目通过国科管系统统一报送。

2. 专业机构受理项目申报材料。专业机构对受理的申报材料进行形式审查。为确保合理的竞争度，对于单个指南方向，若申报团队数量不高于拟支持的项目数量，该指南方向不启动后续项目评审立项程序。若申报团队数量高于拟支持项目数量的3~4倍，专业机构根据申报情况可开展首轮评审工作，择优遴选出3~4倍于拟支持项目数量的申报团队进入答辩评审。若申报团队数量低于拟支持项目数量的3~4倍，专业机构可不组织首轮评审，直接开展答辩评审。

3. 专业机构组织答辩评审，根据专家评议情况择优形成拟立项建议，经国家能源局审核后，由专业机构组织完成立项程序。对于拟支持1~2项的指南方向，原则上只支持1项，如申报项目的评审结果前两位相近，且技术路线明显不同，可同时支持立项，并建立动态调整机制，结合过程管理开展关键节点考核评估，根据评估结果确定后续支持方式。

二、组织申报的推荐单位

(一) 国务院有关部门的科技主管司局；

(二) 各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团能源主管部门、科技厅（委、局）；

(三) 原工业部门转制成立的行业协会；

(四) 纳入科技部试点范围并且评估结果为A类的产业技术创新联盟，以及纳入科技部、财政部开展的科技服务业创新发展行业试点联盟。

各推荐单位应在本单位职能和业务范围内推荐，并对所推荐项目的真实性等负责。推荐单位名单在国科管系统上公开发布。

三、申报资格要求

(一) 项目牵头申报单位和参与单位应为中国大陆境内注册的科研院所、高等学校和企业等，具有独立法人资格，注册时间为 2023 年 6 月 30 日前，有较强的科技研发能力和条件，运行管理规范。国家机关不得牵头或参与申报。

项目牵头申报单位、参与单位以及项目团队成员诚信状况良好，无在惩戒执行期内的科研严重失信行为记录和相关社会领域信用“黑名单”记录。

申报单位同一个项目只能通过单个推荐单位申报，不得多头申报和重复申报。

(二) 项目(课题)负责人须具有高级职称或博士学位，1964 年 1 月 1 日以后出生，每年用于项目的工作时间不得少于 6 个月。

(三) 项目(课题)负责人原则上应为该项目(课题)主体研究思路的提出者和实际主持研究的科技人员。中央和地方各级国家机关的公务人员(包括行使科技计划管理职能的其他人员)不得申报项目(课题)。

(四) 参与重点专项实施方案或本年度项目指南编制的专家，原则上不能申报该重点专项项目(课题)。

(五) 受聘于内地单位的外籍科学家及港、澳、台地区科学家可作为项目(课题)负责人，全职受聘人员须由内地聘用单位提供

全职聘用的有效材料，非全职受聘人员须由双方单位同时提供聘用的有效材料，并作为项目申报材料一并提交。

(六) 申报项目受理后，原则上不能更改申报单位和负责人。

(七) 项目申报查重要求详见附件 1。各申报单位在正式提交项目申报书前，可利用国科管系统查询相关科研人员承担国家科技重大专项、国家重点研发计划重点专项等在研项目情况，避免重复申报。

(八) 具体申报要求详见各申报指南，有特殊规定的，从其规定。

四、具体申报方式

(一) 网上填报。请各申报单位按要求通过国科管系统进行网上填报，项目申报材料及附件按格式要求填写完整。专业机构将以网上填报的申报材料作为后续形式审查、项目评审的依据。申报材料中所需的附件材料，全部以电子扫描件上传。

项目申报单位网上填报申报材料的受理时间为：2024 年 8 月 29 日 8:00 至 2024 年 10 月 8 日 16:00。

(二) 组织推荐。请各推荐单位于 2024 年 10 月 11 日 16:00 前通过国科管系统逐项确认推荐项目，并将加盖推荐单位公章的推荐函以电子扫描件上传。

(三) 技术咨询电话及邮箱：

010-58882999（中继线），program@istic.ac.cn

(四) 业务咨询电话：010-68104462

- 附件： 1. “氢能技术”重点专项 2024 年度项目申报查重要求
2. “氢能技术”重点专项 2024 年度项目申报指南



(主动公开)

“氢能技术”重点专项 2024 年度 项目申报查重要求

一、项目（课题）负责人限申报1个项目（课题）；国家科技重大专项、国家重点研发计划的在研项目负责人不得牵头或参与申报项目（课题），课题负责人可参与申报项目（课题）。

项目（课题）负责人、项目骨干的申报项目（课题）和国家科技重大专项、国家重点研发计划在研项目（课题）总数不得超过2个。国家科技重大专项、国家重点研发计划的在研项目（课题）负责人和项目骨干不得因申报新项目而退出在研项目；退出项目研发团队后，在原项目执行期内原则上不得牵头或参与申报新的国家重点研发计划项目。

二、涉及与“政府间国际科技创新合作”“战略性科技创新合作”2个重点专项项目查重时，对于中央财政专项资金预算不超过400万元的“政府间国际科技创新合作”重点专项项目、中央财政专项资金预算不超过400万元的“战略性科技创新合作”重点专项港澳台项目，与国家重点研发计划其他重点专项项目（课题）互不限项，但其他重点专项项目的在研项目负责人不得参与申报此类不限项项目。

三、与国家自然科学基金部分项目实施联合查重。对于国家重

点研发计划项目的项目（课题）负责人，需与国家自然科学基金重大项目（限项目负责人和课题负责人）、基础科学中心项目（限学术带头人和骨干成员）、国家重大科研仪器研制项目（限部门推荐项目的项目负责人和具有高级职称的主要参与者）实施联合限项，科研人员同期申报和在研的项目（课题）数原则上不得超过2项，但国家重点研发计划中的青年科学家项目、科技型中小企业项目、国际合作类项目3类项目不在与国家自然科学基金联合限项范围内。

四、项目任务书执行期（包括延期后执行期）到2024年12月31日之前的在研项目（含任务或课题）不在限项范围内。

“氢能技术”重点专项 2024 年度 项目申报指南

(仅国家科技管理系统注册用户登录可见)

为落实“十四五”期间国家科技创新有关部署安排，国家重点研发计划启动实施“氢能技术”重点专项。根据本重点专项实施方案的部署，现发布 2024 年度项目申报指南。

本重点专项总体目标是：以推动能源革命、建设能源强国等重大需求为牵引，系统布局氢能绿色制取、安全致密储输和高效利用技术，贯通基础前瞻、共性关键、工程应用和评估规范环节，到 2025 年实现我国氢能技术研发水平进入国际先进行列。

2024 年度指南部署坚持问题导向、分步实施、重点突出的原则，围绕氢能绿色制取与规模转存体系、氢能安全存储与快速输配体系、氢能便捷改质与高效动力系统 3 个技术方向，拟启动 13 项任务、安排国拨经费 2.54 亿元。其中，拟部署 1 项青年科学家任务，拟安排国拨经费 300 万元。原则上，应用示范类项目由企业牵头申报。企业牵头申报项目配套经费与国拨经费比例不低于 2:1。

项目统一按指南二级标题（如 1.1）的研究任务申报。除特殊说明外，每个任务拟支持项目数为 1~2 项，实施周期不超过 3 年。申报项目的研究内容必须涵盖二级标题下指南所列的全部研究内容和

考核指标。基础研究类项目下设课题不超过4个，项目参与单位总数不超过6家；共性关键技术类和应用示范类项目下设课题数不超过5个，项目参与单位总数不超过10家。项目设1名项目负责人，每个课题设1名课题负责人。

青年科学家项目不再下设课题，项目参与单位总数不超过3家。项目设1名项目负责人，青年科学家项目负责人年龄要求：男性应为1984年1月1日以后出生，女性应为1982年1月1日以后出生。原则上团队其他参与人员年龄要求同上。

指南中“拟支持数为1~2项”是指：在同一研究任务下，当出现申报项目评审结果前两位评价相近、技术路线明显不同的情况时，可同时支持这2个项目。2个项目将采取分两个阶段支持的方式。第一阶段完成后将对2个项目执行情况进行评估，根据评估结果确定后续支持方式。

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、联产高浓度二氧化碳技术研究；二氧化碳加氢制航煤催化剂、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，催化剂再生烟气中二氧化碳体积浓度不低于 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，二氧化碳加氢制航煤规模不低于 1000 吨/年），二氧化碳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及平台构建技术研究；碱性制氢的海上浮式平台适应性研究与试验验证；质子交换膜电解制氢的

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 毫克每立方米盐雾环境下正常工作，5 米有义波高条件下最大横摇或纵摇幅度设计值不低于 22.5 度，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 ± 45 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，在海况（1~4 级）/制氢负荷组合典型工况（不少于 5 个）下的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（送审稿）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、中间物种的形成和变化规律以及催化剂失活规律；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%，二氧化碳经循环后总转化率不低于 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研究；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/千克氢气，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；混合气适应范围一氧化碳浓度1%~10%、氢气浓度30%~60%，实际工况发电效率不低于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、电流密度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；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 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及工程示范验证。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（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 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：针对深远海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、液氢中的两种技术，海上氢储运系统容量不少于 1000 千克，系统充氢速率不小于 85 千克/小时，系统放氢速率不小于 85 千克/小时；氢储运系统装氢时入口氢压力不高于 5.0 兆帕，到岸卸氢时出口氢压力不小于 1.2 兆帕，系统体积储氢密度不小于 20 千克/立方米，放氢品质满足 GB/T37244《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 3 项。

关键词：氢储运，氢安全，海上平台，海洋运输

3. 氢能便捷改质与高效动力

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不低于 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，膜水含量误差不超过 10%、温度误差不超过 1.5 摄氏度、阳极渗氮浓度误差不超过 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，诊断准确率不低于 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不高于 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，系统功率不低于 100 千瓦，多参量在线测量装置集成后对系统输出性能影响不超过 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 工业用氨进料零碳清洁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不低于 10 标准立方米（燃料气体）/小时/升（改质模块体积），改质能量损耗不高于 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不超过 5%、响应时间不超过 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不超过 10%，氨氢燃烧过程火焰温度及中间产物的测量方法误差不超过 10%，单支燃烧器额定热负荷不低于 200 千瓦，点火成功率不低于 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不小于 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不少于 10 个、响应时间不超过 5 秒，其中排放烟气监测系统满足氨、氢气、一氧化氮、一氧化二氮、氧气等主要物质浓度、通量实时检测需求，测量误差不超过 10%；燃料燃烧效率不低于 99.9%，氮氧化物排放不高于 50 毫克/立方米、颗粒物排放不高于 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，燃烧综合效率不低于 60%，示范线最大热负荷不低于 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不少于 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：系统额定发电功率不低于 500 千瓦，电力转换效率不低于 54%，负荷范围宽于 20% ~ 100%；热泵：采用绿色环保工质，供应蒸汽温度不低于 130 摄氏度的条件下制热性能系数 (COP) 不低于 3.0，压力范围宽于 0.25 ~ 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不低于 85%，尾气全热回收效率不低于 80%；电力-蒸汽联产系统在燃料电池额定工况下，综合能量转换效率不低于 85%，蒸汽供应流量不低于 800 千克/小时；电力-蒸汽联产系统在燃料电池 50%负荷工况下，综合能量转换效率不低于 90%，蒸汽供应流量不低于 300 千克/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不超过 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不超过 100 毫秒，协同控制优化目标数目不少于 3；系统累计稳定运行时间不少于 1500 小时，燃料电池衰减率不超过 0.8%，时均蒸汽供应流量与目标蒸汽供应流量偏差不超过 $\pm 10\%$ 。

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，电堆模组功率不低于 100 千瓦，调峰系统额定交流输出功率不低于 1 兆瓦，在运行温度不高于 750 摄氏度且电流密度不低于 0.40 安培/平方厘米条件下，系统初始交流发电效率不低于 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不超过 15 分钟，且在其中任一功率点的交流发电效率均不低于 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不少于 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不少于 3000 小时，千小时衰减率不超过 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，高效率

