

氢能在综合能源系统中的应用前景

蒋东方，贾跃龙，鲁强，洪博文，神瑞宝，张岩

(国网能源研究院有限公司，北京 102209)

摘要：氢能的开发利用是应对全球气候变化，保障国家能源安全，实现低碳转型的重要途径之一。对比了氢储能技术与当前主要储能技术的关键性参数，结果显示氢储能技术具有整体性系统优势；探讨了氢能在未来综合能源系统中工业用户、交通运输、建筑热电联供、能源企业潜在的应用途径及未来关键技术节点；给出了对中国氢能发展的启示。为氢能在综合能源系统中的应用提供参考。

引言

随着能源体制变革、技术发展、系统形态升级，能源服务形态呈现出新的特点。综合能源服务能够满足用户多元化需求、拓展企业盈利空间、提升社会整体能效^[1-2]。大规模储能技术是综合能源系统中实现“心脏”功能的直接工具，能够在综合能源系统中发挥缓冲器、聚合器和稳定器的作用^[3-4]。

而氢

能作为一种清洁、高效、易规模化的能源储存与转化技术，已广泛应用合成氨和冶炼厂加氢等大规模工业中^[5-7]。

近年来，受能源政策、市场以及相关氢能利用技术的驱动，氢能为综合能源系统中难以实现电气化的行业和应用提供了更多可行和适用的选择^[8-9]。

截至2019年底，50多个国家制定了相关政策激励措施来支持氢能在能源系统中的应用研究^[2]。

文献[10-12]针对氢储能系统的关键技术进行了总结，对比了电解制氢与其他制氢技术的成本，并基于燃气轮机或燃料电池的热电联产（combined heat and power, CHP）技术讨论了氢储能系统在能源电力行业中的应用。文献[13-15]探讨了氢作为能源载体的作用以及氢能源系统的经济性，预计到2050年，全球最终能源需求的18%可以通过氢气满足，这一数量相当于78EJ，相应CO₂

减排潜力为6Gt/年。文献[16-17]综合分析了氢能在日本和德国未来能源系统中的作用，对比了不同氢供应链条件下的温室气体排放强度，指出了未来潜在的清洁氢能供应国。在未来能源系统框架中，日本氢能源主要用于发电，较小比例用于交通运输和工业领域，而德国主要用于交通运输，较少用于发电和工业领域。文献[18-19]以氢能在综合能源系统中35个应用案例为研究对象，对40种氢气生产和分配技术进行了建模分析，探讨了氢能价值链的成本动态以及各环节间的相互关系，给出了氢产业链的整体架构，预计到2030年，氢能价格低至1.8美元/kg，将占据15%的全球能源需求份额。

能源系统的深度脱碳需求、整合大量波动性可再生能源并网都将成为氢能快速发展的驱动力，研究氢能在未来能源系统中的应用前景意义重大。首先比较了氢储能与其他储能方式的技术特点及关键参数，分析了氢能在综合能源系统中的应用途径及进展，指出了未来氢能应用的关键节点，并给出了对国内氢能产业发展的启示。

1 氢储能与常规储能系统比较

1.1 常规储能技术

储能系统（energy storage system, ESS）具有以电荷形式存储电能并在需要能量时允许放电的能力。随着技术的不断发展，能量储存方式多种多样，常见的机械储能方式有抽水蓄能（pumped hydro storage, PHS）、压缩空气储能（compressed air energy storage, CAES）、飞轮储能（flywheel energy storage, FES）^[20]等；电磁储能有超级电容储能（supercapacitors, Super-C）、超导储能（superconducting magnetic energy storage, SMES）等；电化学储能主要指电池储能系统，包括铅酸电池、镍镉电池（nickel cadmium battery, Ni-Cd）、锂离子电池（lithium ion, Li-ion）、钠硫电池（sodium sulphur battery, NaS）等；相变储能主要指热储能（thermal energy storage, TES），目前研究较多是采用熔盐储能；化学储能3个常见途径是氢气、氨和合成气，其中氢储能（Hydrogen）最具吸引力的能量储存方式之一。

1.2 储能技术比较

1.2.1 技术成熟度

常见ESS的技术成熟度如图1所示。大规模储能技术中PHS、CAES的技术相对成熟，但两者均依赖特殊的地址条件，其大规模发展受到制约，但由于其启停灵活、反应迅速，具有调峰填谷、紧急备用和黑启动等功能，国家电网公司与南方电网公司仍相继投建数座PHS。为了提高效率、更好地调整电网频率，研究人员正在开发变速涡轮机。现有超过180GW的PHS存储容量，80%位于欧洲、中国、日本和美国。其他较为成熟的是电池储能系统，由于原材料市场供应充足、技术进步较快，成本进一步降低，电池储能系统将进一步发展。近期，太平洋天然气和电力公司（PG&E）的Eikhorn电池储能项目（182MW/730MW·h）已获批准，未来将为全球知名的科技中心硅谷供电。随着氢利用技术的发展和进一步成熟，以及可再生能源的氢供应成本下降，人们已认识到氢能可在未来清洁、安全的能源系统中发挥更关键的作用，技术成熟度上升较快，呈现规模性效应^[21]。

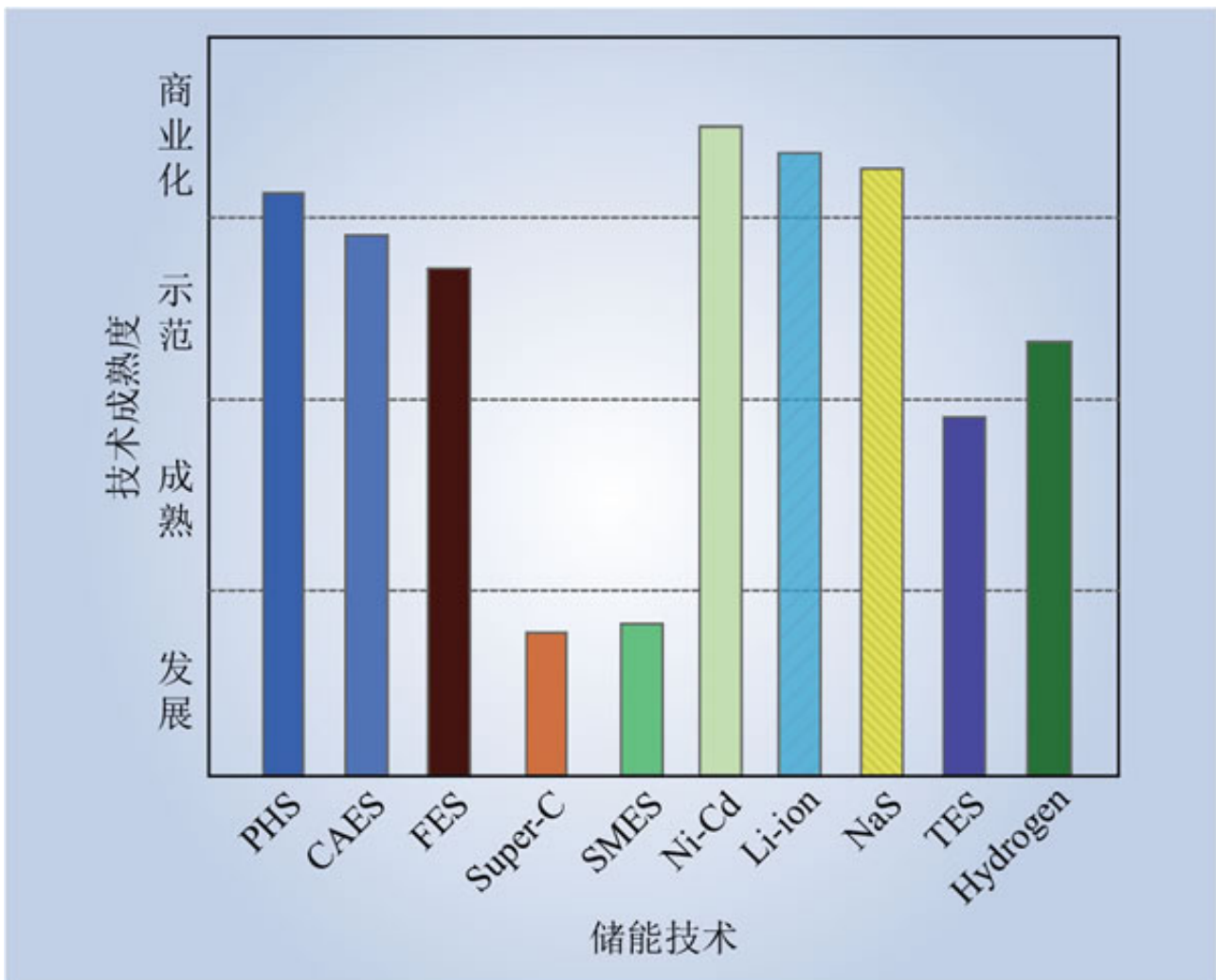


图 1 储能系统的技术成熟度

Fig. 1 Technical maturity of ESSs

1.2.2 系统效率及寿命

图2为常见ESS的系统效率和运行寿命比较。ESS循环效率最高的是SMES，它将电流储存在由电流流过超导线圈产生的磁场中，由

于超导线圈没有电

阻，损耗几乎为零，仅有附属电力设

备如交流/直流转换器造成的2%~3%的损耗^[22]。FES和Li-ion的系统效率也较高。ESS的能量损耗主要来源于不同组件之间的能量传递过程，通过调节充电和放电过程中的能量损耗，可以提高ESS的效率。机械储能方式中PHS和CAES的使用寿命最长，分别为40~80年和25~60年。电池储能系统随着工作时间的延长，电池的化学性能变差，使用寿命相对较短，大多低于20年。氢储能系统的循环效率为35%~55%^[20,23]

，低于常规ESS，其主要受氢价值链中采用不同技术路径的影响，如汽车中氢燃料电池效率约为60%，而通过内燃机的效率约为20%，综合考虑氢能的价值链，氢储能的寿命为15~50年^[24]。

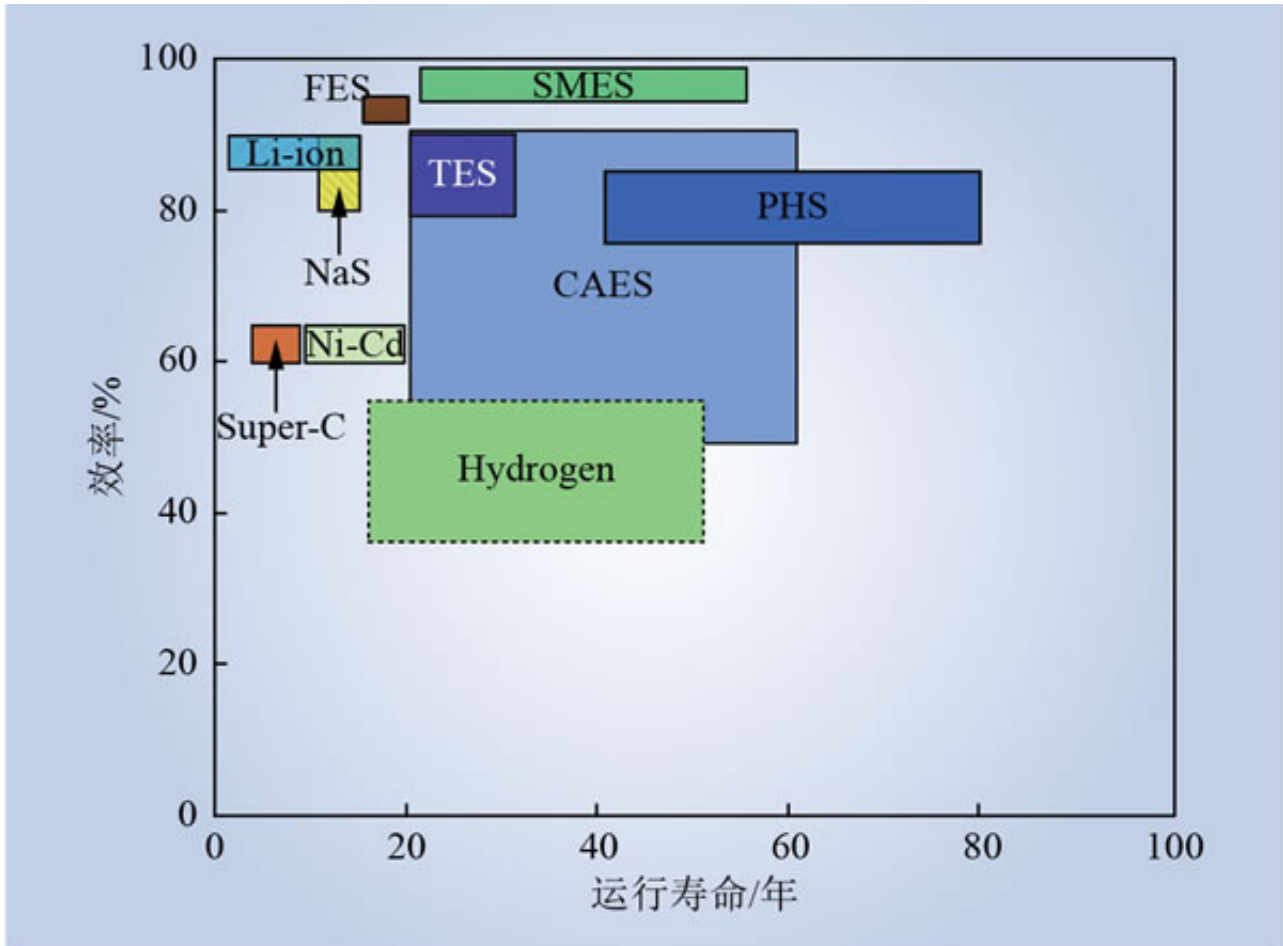


图 2 储能系统的运行寿命及效率分布

Fig. 2 Distribution of ESSs with respect to lifetime and energy efficiency

1.2.3 系统响应时间及投资成本

图3为常见ESS的响应时间与投资成本比较。由图3可知，SMES、FES和Super-C的单位投资成本低于其他储能技术，鉴于它们的快速响应时间，通常用于短期能量储存^[5,22]

。在已开发的技术中，SMES的单位投资成本最低，响应时间最短^[22-24]

。电池储能单位成本相对较高。氢储能系统投资成本适中，为1500~2400美元/kW^[25]

。响应时间在可接受的分钟级范围内，其系统成本及响应时间同样受氢价值链中采用不同技术路径的影响。

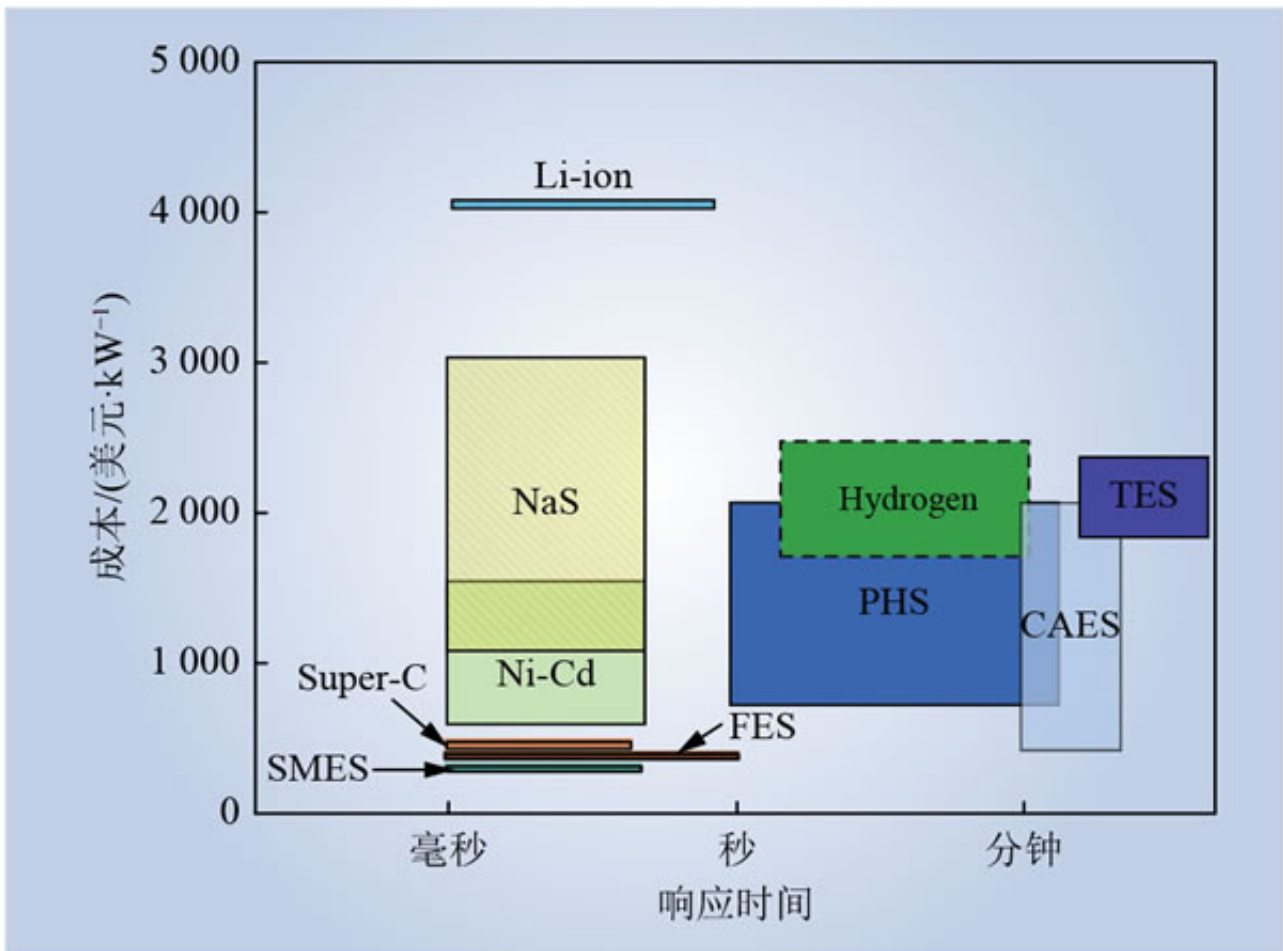


图 3 储能系统的响应时间及投资成本分布

Fig. 3 Distribution of ESSs with respect to response time and capital

2 氢能在综合能源系统中应用路径

氢可以直接以纯净形式使用，或作为合成液态或气态氢基燃料（合成甲烷或合成柴油）以及其他能源载体（氨）的基础。目前大多数氢气用于工业领域，直接为炼化、钢铁、冶金等行业提供高效原料、还原剂和高品质热源，有效减少碳排放，其

中炼油厂、氨生产

、甲醇生产消耗氢气比例分别为33%

、27%、11%，另外3%的氢气用于钢铁生产^[18]

。长远来看，氢能可以广泛用于能源企业

、交通运输、工业用户、商业建筑^[17-19]

等领域，如图4所示。既可以通过燃料电池技术应用于汽车、轨道交通、船舶等领域，降低长距离高负荷交通对石油和天然气的依赖；还可以利用燃气轮机技术、燃料电池技术应用于分布式发电，为家庭住宅、商业建筑等供暖供电。表1列出了部分典型氢能利用案例。

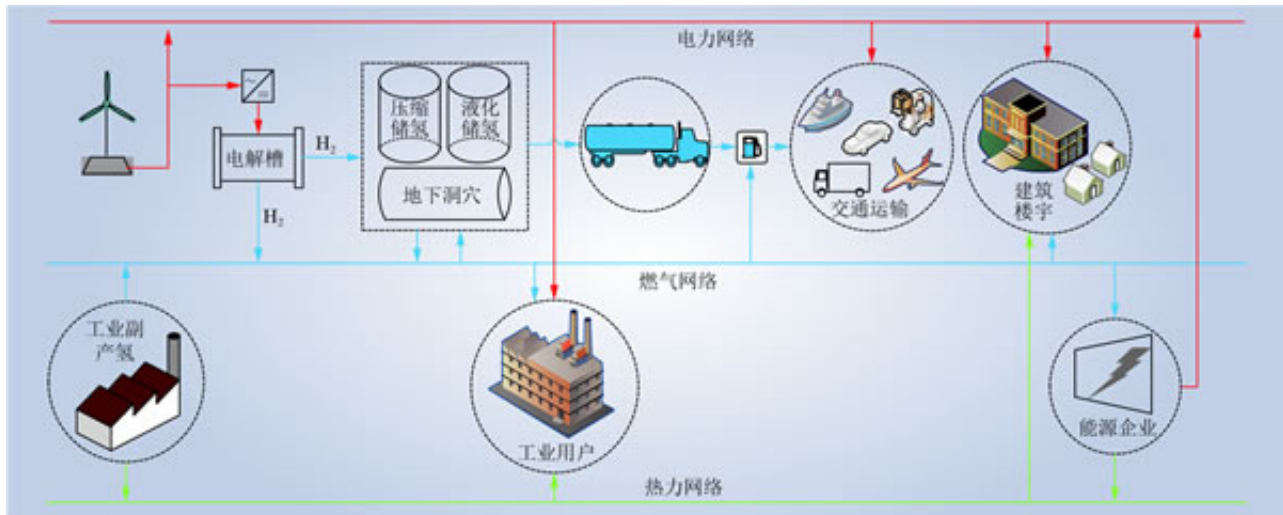


图 4 氢能在能源系统中的应用

Fig. 4 Application of hydrogen in energy system

表 1 典型氢能利用案例

Table 1 Typical hydrogen energy application cases

项目名称	关键技术	关注焦点	位置	应用领域
兆瓦级制氢综合利用示范工程	1 MW质子交换膜电解制氢, 余热利用技术	1 MW分布式氢能综合利用站, 是中国第一个兆瓦级氢能储能电站, 实现电解制氢、储氢、售氢、氢能发电等功能	中国, 安徽	交通运输、能源企业
中法油氢合建项目	35 MPa储氢技术及加氢技术	加氢能力约1 000 kg/天, 商用加氢站的运行成本、多元能源供应商业模式	中国, 上海	交通运输
Centurion项目	地下盐洞储氢	工业规模电解制氢、管道输送、地下盐洞储存、气网注入, 天然气和电力网络接口处最大的储能系统	英国, 朗科恩	工业用户、住宅、交通运输
H2@Scale	MW、GW级电解槽, 低成本高强度碳纤维储氢材料	重型运输领域的燃料电池电堆和组件国产化	美国	交通运输
Refhyne项目	10 MW PEM技术	常规燃料脱硫所用的氢气, H ₂ 产量为1 300 kg/年, 投资约2 000万欧元	德国	工业用户
Get H ₂ 计划	100 MW的风电制氢技术、电解余热进行区域供热、60 MW氢燃气轮机技术	130 km输氢管道建设、液态有机氢存储和运输系统及Lingen加氢站规划、建设成本	德国, 埃姆斯兰	工业用户、交通运输、住宅
HyCity计划	燃料电池技术	氢能基础设施规划布局, 氢能全产业链实施路径	德国, 汉堡	交通运输、能源企业
NorthH2项目	海上大型风电制氢、智能运输网络技术	绿色电力到绿色氢气的规模化输送, 天然气管网运行商Gasunie的基础设施规划, 实现净零排放及碳税方面的贡献	荷兰, 埃姆沙文	工业用户、交通运输
H-vision 项目	天然气-蒸汽重整制氢技术	氢产量15-20 t/h, 氢气储存技术, CO ₂ 减排量约8 Mt, 远距离输氢商业模式	荷兰, 鹿特丹	工业用户
Hybrit项目	氢替代炼焦煤和焦炭的突破性炼铁技术	可再生电解制氢, 替代炼钢过程中煤和焦炭; 大规模储氢技术	瑞典, 律勒欧	工业用户
Ene-Farm项目	固定式燃料电池	项目前期政策支持、补贴措施, 热电联供技术, 碳零排放住宅探索, 平衡电网尖峰负荷	日本, 神奈川	住宅
日本-澳大利亚及日本-文莱氢供应链项目	褐煤制氢-液氢运输关键技术, 天然气重整制氢-MCH(氢与甲苯)运输关键技术	氢能源大规模国际运输的可行性, 大规模液态氢供应链商业化进程, 国际氢贸易的尝试	日本	能源企业、工业用户、交通运输
FH2R项目	20 MW光伏发电-10 MW碱性电解制氢技术, 氢能供应链优化技术	“Power to X”供应链的示范, 氢能发电技术及对电网的影响, 实现氢能生产和存储以及电网供需动态平衡的氢能管理系统	日本, 福岛	能源企业、交通运输、工业用户
Puertollano项目	碱性、质子交换膜、固体氧化物电解技术, 氢存储技术	可再生能源制氢, 预计容量100 MW光伏、20 MW-h储能, 碳足迹为零的绿色氢能产业链	西班牙, 普托拉诺	工业用户

2.1 氢能应用于工业用户

目前，工业用户中的氢几乎完全来自天然气、煤炭和石油的大规模制氢，对环境产生巨大影响，采用可再生能源发电制氢耦合工业用户，既可以提供无碳氢，又可以提供可再生电力，避免化石燃料的碳排放问题。氢用于工业用户中的途径有：（1）炼油，加氢处理和加氢裂化去除杂质，提高中间馏分油的精收效率；（2）化工，用于合成氨、甲醇，合成甲烷等工业原料和燃料；（3）钢铁，代替传统高炉及碱性氧气转炉系统中常用的焦炭和天然气^[2,17]。

基于氢的合成燃料储存更容易，可利用现有的基础设施输送，为海事、铁路、航空提供可靠的清洁燃料。2019年11月，德国蒂森克虏伯钢铁集团正式注入杜伊斯堡9号高炉；奥地利林茨奥钢联钢厂6MW电解制氢装置投产，开启了氢能冶金时代。中国宝武钢铁、鞍钢、酒钢等均开始可再生能源制氢-氢能冶金立项，探寻循环经济的可行性。

2.2 氢能应用于交通运输

长期以来，氢作为潜在的交通燃料，被视为石油和天然气的清洁替代品。氢动力系统因其零碳排放和广泛的适应性有望成为交通运输部门实现快速减排的少数选择之一，这依赖于燃料电池技术的发展，常见燃料电池包括：质子交换膜电池（proton exchange membrane fuel cell, PEMFC）、磷酸电池（phosphoric acid fuel cell, PAFC）、熔融碳酸盐电池（molten carbonate fuel cell, MCDC）和固体氧化物电池（solid oxide fuel cell, SOFC），综合考虑工作温度、催化剂稳定性、电效率、比功率/功率密度等指标，最常用于交通运输行业的是PEMFC。目前氢能燃料电池用于交通运输领域主要包括：（1）道路运输，如小型汽车、公共汽车、卡车和其他货车；（2）海事行业，如船舶、港口；（3）铁路和航空；（4）其他特殊领域，如救援车辆、深海装备等。

相比于纯电动汽车，氢燃料电池汽车、卡车及叉车的燃料加注时间短、续航里程长，但氢燃料汽车的综合能量利用效率仅为25%左右，虽然高于传统合成燃料内燃机汽车的15%，但远低于纯电动汽车约70%的综合能量利用效率，研究表明当燃料电池成本为75~100美元/kW时，氢燃料电池汽车可以在续航里程为400~500km内与纯电动汽车竞争，氢燃料电池汽车对于有更高里程要求的消费者更有吸引力^[17-18]。目前氢在海事、铁路和航空领域的应用处于示范阶段，主要用于辅助动力单元，而欧洲碳排放交易体系的不断扩大为氢能在这些领域的应用提供了潜在的空间。2019年11月，中国首列氢燃料电池有轨电车在佛山投运。2020年1月，美国国防部联合能源部启动氢燃料电池应急救援车H2Rescue项目，基于氢燃料电池/锂电池混合系统，开启微电网搭建、供热和供水一体化研究。

2.3 氢能应用于能源企业

目前，全球氢能发电比例很小，约占总发电量的0.2%。随着对能源行业深度脱碳要求的进一步提高，氢能应用于能源企业路径主要有：（1）氢为燃气轮机或燃料电池提供燃料，作为备用电源或离网供电，为易停电和偏远地区的关键设施（如医院，通信基础设施等）提供备用电源，成为电力系统的一个灵活性电源；（2）氢转化成氨，与煤粉共燃，降低传统燃煤电厂的碳排放强度；（3）氢以压缩气体、氨或合成甲烷的方式储存，平衡电力需求和可再生能源的间歇性波动。

日本和韩国均明确了在能源企业中使用氢或氢基燃料的目标，日本希望在2030年氢发电能力达到1GW，韩国氢路线图设定目标是2022年电力行业中燃料电池装机容量为1.5GW，2040年达到15GW^[17]。2020年2月，北美拟投资可再生能源-氢发电枢纽项目替代1800MW的Intermountain燃煤电站，为南加州提供可靠的清洁能源，从2025年开始，每年春、秋两季将有538MW可再生能源用来制氢，可再生能源制氢成本可能低至1.5~2.9美元/kg，氢气将储存在地下盐洞，通过100%氢燃料的燃气轮机进行发电^[19]。

2.4 氢能应用于建筑热电联供

在住宅建筑领域，75%的传统能源用于空间供暖、热水和烹饪。氢可与天然气混合（氢气掺混比例为0~20%），通过基于燃气轮机或燃料电池的CHP技术，利用现有建筑和能源网络基础设施提供灵活性和连续性的热能、电力供应，从而取代化石燃料CHP。

基于燃气轮机的CHP可通过布雷顿-朗肯循环来实现热、电联供，氢气通过高温燃气轮机进行燃烧，推动燃气轮机发电，燃烧形成的高温蒸汽通过余热锅炉吸收产生蒸汽，推动小汽轮机发电，汽轮机排汽作为热源提供热量，整体循环效率可达55%。日本某微型氢燃气轮机已成功向社区供应2.8W热能和1.1MW电力^[18]。

基于燃料电池的CHP最常用的是PEMFC和SOFC技术。CHP中的2种类型的电池都可以由热或电功率驱动，并且由于其紧凑的尺寸可以部署为微型CHP。它们既可以直接用氢气作为燃料，也可以用天然气或沼气作为燃料，而在装置内部转化为氢气。如果产生的热量具有足够高的温度，则该系统还可以通过吸附（三联产）提供冷却，整体运行效率可达60%。“Ene-Farm”项目从2009年开始，已相继投入30多万套微型CHP单元，单元成本已从3.5万美元降至0.9万

美元。此外，100%的纯氢可通过氢锅炉用于建筑供热，但氢气价格需低至1.5~3.0美元/kg时，才能与天然气锅炉和电动热泵竞争。2019年6月，由BDRThermea研制的世界第1台纯氢家用锅炉在荷兰罗森堡投入使用，初始供暖量将满足总热量需求的8%，该项目与荷兰北部海上风电制氢、盐洞储氢及格罗宁根氢燃料电池列车构成了荷兰氢能利用蓝图的雏形。

3应用途径分析

为了实现《巴黎协定》中的目标，全球能源系统必须进行深刻的变革，可再生能源的低碳电力可能成为首选的能源载体，电力在全球终端能源消耗中的份额到2050年需要增加近40%。但对于难以通过电气化实现脱碳的行业（如物流、工业用户），各国政府正在逐步认识到可再生能源耦合氢能是实现零碳净排放的重要选择之一。

（1）目前，90%的氢用作工业原料，但这部分氢大多来源于化石燃料，未来工业用户的深度脱碳途径是利用可再生制氢来替代这部分氢气。制氢成本与碳排放成本是影响该用途进展的关键因素。氢气综合成本为1.2~2.3美元/kg时，可再生能源制氢的竞争力大大提升，但这并不妨碍氢能在工业领域的广泛应用，预计到2030年，氢能需求量为10~15万t/年^[17]，如图5所示。

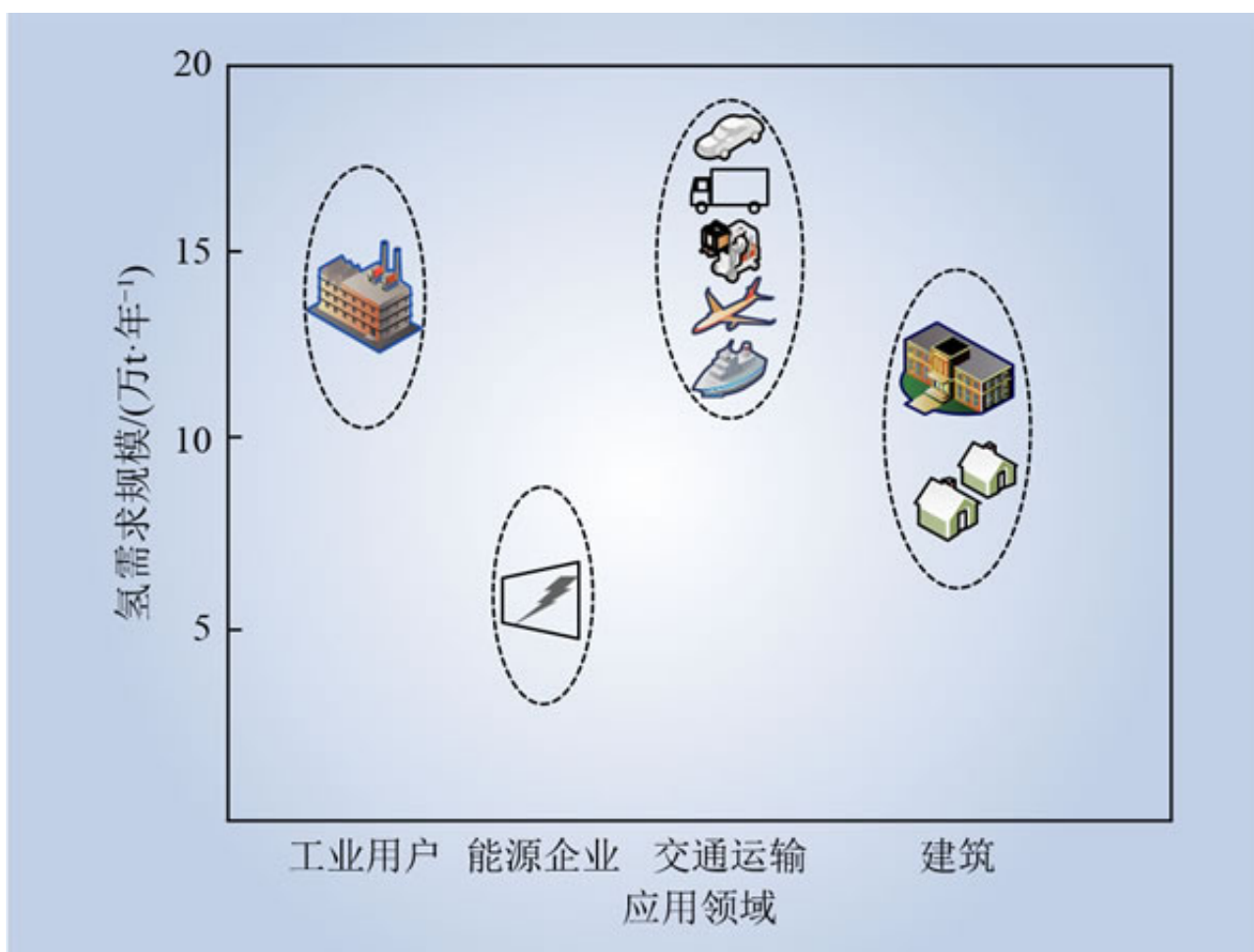


图 5 2030 年氢能在各领域的预计需求量

Fig. 5 Demand estimate and forecast for hydrogen energy in various areas by 2030

（2）氢能已经逐步用于交通运输领域的城市用车、短程公共车，但大范围推广仍受限于氢燃料电池及车载氢罐的成本，以及氢供应链基础设施完善程度。但对于重型卡车或远程运输来说，氢能仍是该领域脱碳成本最低的方法之一。随着氢燃料和车辆成本的降低，鼓励政策的实施及加氢基础设施的完善，预计到2030年，交通运输行业氢能需求量

为7~15万t/年^[18]。

(3) 氢能主要作为清洁燃料为能源企业提供热量和电力，但目前仍受限于较高的制氢成本，但整体考虑系统年利用率及资本支出，氢能用于热电原料比例将会进一步提升。相比之下，氢能以储能的方式为电网提供平衡和灵活性的方法更有竞争力，大容量储氢成本未来低至0.3美元/kg。预计到2030年，能源企业的氢能总需求量为10~18万t/年^[6]。

(4) 建筑的供热和电力需求约占全球能源需求的1/3，而对于分布式供暖，氢能是少数几种可以与天然气竞争的低碳替代品，随着制氢成本和氢锅炉、燃料电池成本的下降，以及氢气利用现有天然气管道输送能力的提升，预计到2030年，CHP中氢锅炉与氢燃料电池的成本为900~2000美元/(户·年)，建筑热电联供的氢能需求量为3万~9万t/年^[14]。

虽然氢能已经在能源系统中的许多领域得到应用，但氢能产业链中基础设施较为薄弱，氢能供应链中制氢技术的成本问题，长距离、大容量储运经济安全问题及终端加氢设施成本等问题仍是目前亟须解决的。

4对中国氢能发展的启示

氢能在国内能源电力领域的应用前景仍有部分争议，几乎所有的氢能和燃料电池技术还依赖于公共财政的支持，但中国在制氢方面具有良好的基础，工业副产氢和可再生能源制氢已开展项目示范。中国氢能联盟已牵头开启氢能在综合能源系统中的应用研究。综合以上研究，对中国氢能发展带来以下启示。

(1) 氢能产业目前仍处于市场导入期，氢能的“制—储—运—用”环节与世界先进水平仍存在较大差距。需要尽快将氢能经济纳入国家能源体系中，研究制订国家氢能发展路线图、明确氢能利用目标与产业布局，引导地方根据区域特点差异化发展氢能产业。

(2) 除交通运输外，氢能在能源企业、工业用户及建筑部门的商业化应用应作为氢能战略参考指标，明确氢能在低碳能源系统转型中的战略作用。

(3) 氢能产业化布局基础设施较为薄弱，应加强氢能产业链关键技术攻关和应用。加快推进可再生能源制氢、氢储能、氢能利用等关键技术协同研究，对关键材料及核心部件技术创新加大财政补贴。

5结语

(1) 随着氢利用技术的发展和进一步成熟，氢储能系统成熟度上升较快。与其他常规储能系统相比，氢储能系统在系统效率、运行寿命、机组响应时间和投资成本等关键参数上均处于中间位置，但考虑氢能在未来能源系统中深度脱碳的重要作用，氢储能系统具有广阔的应用途径。

(2) 氢储能系统未来可用于工业用户，提供化工原材料及高温热源；用于交通运输中车辆的脱碳；用于能源企业，取代化石燃料发电、供暖，或者以储能的方式提高电网灵活性；用于建筑热电联供，提高能量利用效率。

(3) 氢能还未充分发挥在低碳能源系统中的作用，需要从国家战略层面、核心技术研发投入、财政补贴等方面进一步加大支持力度，推动氢能产业实现跨越式发展。

参考文献：

- [1] MARTINEZ CESENA E A, MANCARELLA P. Energy systems integration in smart districts: robust optimisation of multi-energy flows in integrated electricity, heat and gas networks[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 10(1): 1122–1131.
- [2] Hydrogen Europe. Hydrogen roadmap Europe: a sustainable pathway for the european energy transition[EB/OL].(2019-02-11)[2020-02-10]. https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf.
- [3] 陈彬彬, 孙宏斌, 陈瑜玮, 等. 综合能源系统分析的统一能路理论(一): 气路 [J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(2): 436–444.
CHEN Binbin, SUN Hongbin, CHEN Yuwei, *et al.* Energy circuit theory of integrated energy system analysis (I): gaseous circuit[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(2): 436–444.
- [4] 郭梦婕, 严正, 周云, 等. 含风电制氢装置的综合能源系统优化运行 [J]. *中国电力*, 2020, 53(1): 115–123, 161.
GUO Mengjie, YAN Zheng, ZHOU Yun, *et al.* Optimized operation design of integrated energy system with wind power hydrogen production[J]. *Electric Power*, 2020, 53(1): 115–123, 161.
- [5] World Energy Council. Innovation insights brief-five steps to energy storage[EB/OL].(2020-02-20)[2020-03-10].[https://www.worldenergy.org/publications/entry/innovation insights brief five steps to energy storage](https://www.worldenergy.org/publications/entry/innovation%20insights%20brief%20five%20steps%20to%20energy%20storage).
- [6] International Energy Agency. Technology road map: hydrogen and fuel cells[EB/OL]. (2015-06-15)[2020-03-01]. <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-hydrogen-and-fuel-cells>.
- [7] 彭生江, 杨淑霞, 袁铁江, 等. 广义风-氢-煤能源系统的挑战与展望 [J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(24): 6–12.
PENG Shengjiang, YANG Shuxia, YUAN Tiejiang, *et al.* Challenges and prospects of generalized wind-hydrogen-coal energy system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(24): 6–12.
- [8] Pöyry. Hydrogen from natural gas: the key to deep decarbonisation

- [EB/OL]. (2019-07-11)[2020-02-20]. <https://www.poyry.com/news/articles/hydrogen-natural-gas-key-deep-decarbonisation>.
- [9] 孔令国. 风光氢综合能源系统优化配置与协调控制策略研究 [D]. 北京: 华北电力大学, 2017.
KONG Lingguo. Research on optimal sizing and coordinated control strategy of integrated energy system of wind photovoltaic and hydrogen[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017.
- [10] LI J R, LIN J, SONG Y H, *et al.* Operation optimization of power to hydrogen and heat (P2HH) in ADN coordinated with the district heating network[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2019, 10(4): 1672–1683.
- [11] 霍现旭, 王靖, 蒋菱, 等. 氢储能系统关键技术及应用综述 [J]. *储能科学与技术*, 2016, 5(2): 197–203.
HUO Xianxu, WANG Jing, JIANG Ling, *et al.* Review on key technologies and applications of hydrogen energy storage system[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2016, 5(2): 197–203.
- [12] 许世森, 张瑞云, 程健, 等. 电解制氢与高温燃料电池在电力行业的应用与发展 [J]. *中国电机工程学报*, 2019, 39(9): 2531–2537.
XU Shisen, ZHANG Ruiyun, CHENG Jian, *et al.* Application and development of electrolytic hydrogen production and high temperature fuel cell in electric power industry[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2019, 39(9): 2531–2537.
- [13] GAHLEITNER G. Hydrogen from renewable electricity: an international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2013, 38(5): 2039–2061.
- [14] International Renewable Energy Agency. Hydrogen from renewable power: technology outlook for the energy transition[EB/OL]. (2018-09-20)[2020-02-20]. <https://irena.org/publications/2018/Sep/Hydrogen-from-renewable-power>.
- [15] ROSEN M A, KOOHI-FAYEGH S. The prospects for hydrogen as an energy carrier: an overview of hydrogen energy and hydrogen energy systems[J]. *Energy, Ecology and Environment*, 2016, 1(1): 10–29.
- [16] FISCHEDICK M, NITSCH J, RAMESOHL S. The role of hydrogen for the long term development of sustainable energy systems: a case study for Germany[J]. *Solar Energy*, 2005, 78(5): 678–686.
- [17] Adelphi Consult Gmbh. The role of clean hydrogen in the future energy systems of Japan and Germany[EB/OL]. (2019-09-20)[2020-03-01]. <https://www.adelphi.de/en/publication/role-clean-hydrogen-future-energy-systems-japan-and-germany>.
- [18] International Energy Agency. The future of hydrogen seizing today's

- opportunities[EB/OL].(2019-06-14)[2020-03-10].<https://www.iea.org/events/the-future-of-hydrogen-seizing-todays-opportunities>.
- [19] Hydrogen Council. Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective[EB/OL]. (2020-01-20)[2020-02-20]. <https://hydrogen-council.com/en/path-to-hydrogen-competitiveness-a-cost-perspective>.
- [20] GAO D, JIANG D F, LIU P, *et al.* An integrated energy storage system based on hydrogen storage: process configuration and case studies with wind power[J]. *Energy*, 2014, 66: 332–341.
- [21] BECHERIF M, RAMADAN H S, CABARET K, *et al.* Hydrogen energy storage: new techno-economic emergence solution analysis[J]. *Energy Procedia*, 2015, 74: 371–380.
- [22] KOPANOS G M, LIU P, GEORGIADIS M C. Advances in energy systems engineering[M]. Cham: Springer International Publishing, 2017.
- [23] DE SANTOLI L, LO BASSO G, BRUSCHI D. Energy characterization of CHP (combined heat and power) fuelled with hydrogen enriched natural gas blends[J]. *Energy*, 2013, 60: 13–22.
- [24] GUTIÉRREZ-MARTÍN F, CONFENTE D, GUERRA I. Management of variable electricity loads in wind-hydrogen systems: the case of a Spanish wind farm[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2010, 35(14): 7329–7336.
- [25] GAMBINI M, GUIZZI G L, VELLINI M. H₂/O₂ cycles: thermodynamic potentialities and limits[J]. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, 2005, 127(3): 553–563.

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/tech/161411.html>