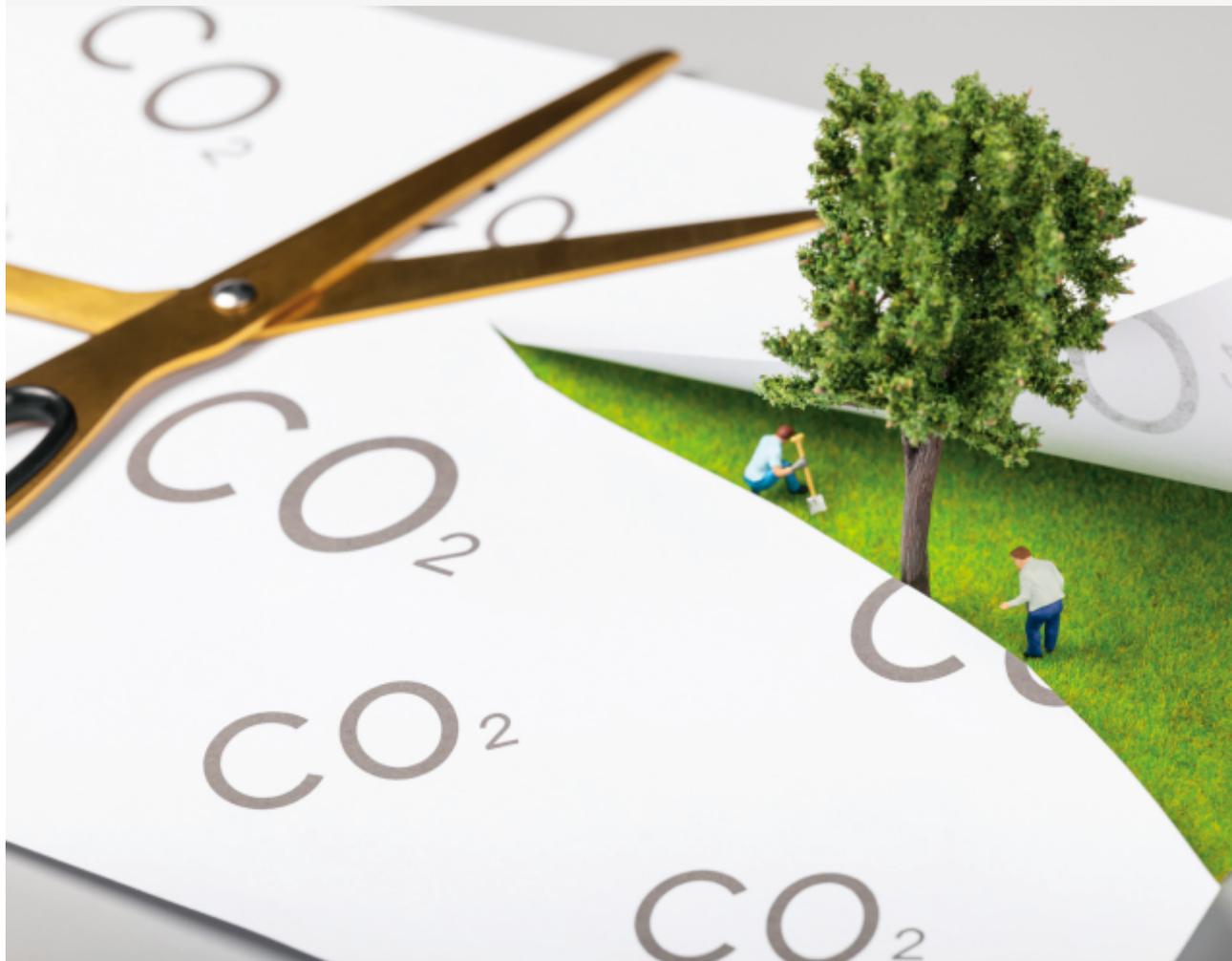


碳中和时代，中国氢能之路该怎么走

氢燃料电池汽车仍是我国氢能发展的重点，但实际上氢能作为一种主要的二次能源载体有必要、也有潜力在实现碳中和目标过程中发挥更大的作用



文 | 李建林 李光辉 马速良 王含

我国力争于2030年前实现二氧化碳排放达到峰值、2060年前实现碳中和。在2021年全国两会上，碳达峰、碳中和被首次写入政府工作报告。如何高质量实现碳达峰、碳中和目标，已成为中国未来一段时期内能源结构发展与转型的必然要求。为了实现这一目标，能源的生产和消费环节均要走向绿色低碳的道路。

氢能将在全球能源新格局中扮演重要角色，其发展所带来的科技创新、行业竞争和巨量投资机会是提高社会生产力和综合国力的战略支撑，已让世界主要发达国家趋之若鹜。氢能在中国的碳中和路径中也将扮演重要角色：氢能的利用可以实现大规模、高效可再生能源的消纳；在不同行业和地区间进行能量再分配；充当能源缓冲载体提高能源系统韧性；降低交通运输过程中的碳排放；降低工业用能领域的碳排放；代替焦炭用于冶金工业降低碳排放，降低建筑采暖的碳排放。

我国氢能源发展目前主要集中在氢燃料电池汽车及配套加氢站建设方向。2018年下半年以来，我国氢能产业发展热情空前高涨，在氢燃料电池汽车领域的布局已初见成效。然而，作为一种二次能源，氢能的潜力却远不止于氢燃料电池汽车，利用氢能在电力、工业、热力等领域构建未来低碳综合能源体系已被证明拥有巨大潜力。

01

氢能在未来绿色能源结构中的作用

当前世界能源生产和消费结构正在全球碳排放量依旧加剧与可再生能源比例增加、多种新能源共存这2种趋势的共同作用下形成新的未来能源体系。然而，新体系仍面临许多挑战，包括可再生能源装机规模增加所带来的波动性以及能源供需距离过长等问题。

氢能的价值在于可为各种关键性的能源挑战提供应对策略，即为多种能源之间的物质与能量转换提供解决方案，氢能在未来能源结构中的作用如图1所示。《欧洲氢能路线图》中对氢能价值的描述如下：首先，氢是当前交通、工业和建筑等碳排放大户实现大规模脱碳的最现实选择；其次，氢在可再生能源生产、运输、消费过程中发挥着重要的系统性调节作用，可提供一种能灵活地跨领域、跨时间和跨地点的能源流通体系；最后，氢的利用方式更符合当前使用者的偏好和习惯。在未来能源系统中，氢具有替代煤炭、石油、天然气等传统化石能源的潜力。

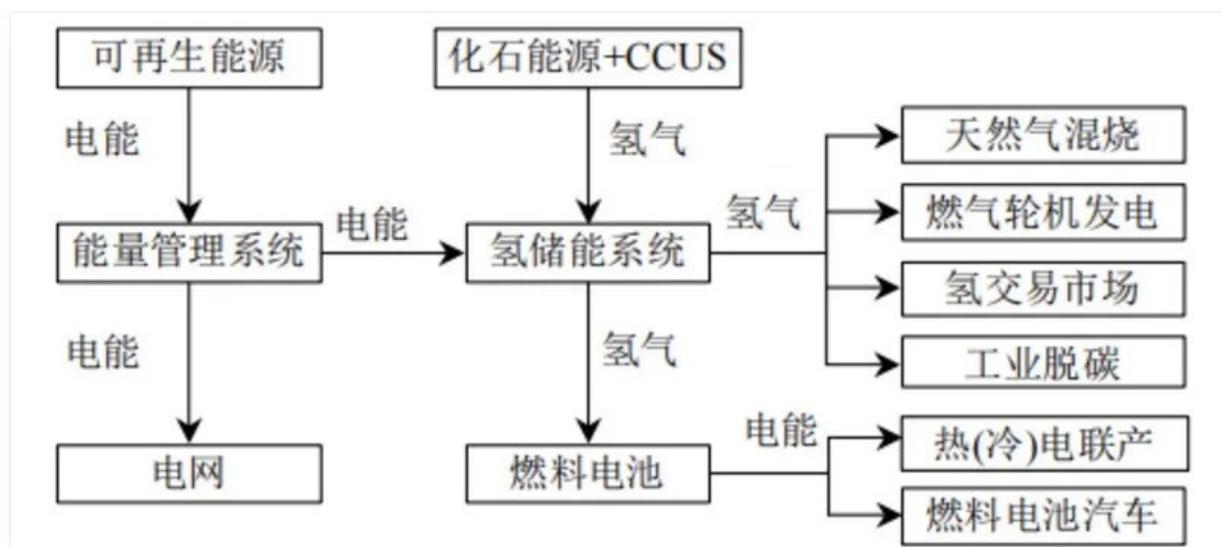


图1 氢能在未来能源结构中的作用

根据各国氢能发展路线所描绘的图景，在制氢方面，利用趋于成熟的Power to Gas (PtG) 技术，将“弃风、弃光”等无法并网的可再生能源电解水制氢，以解决可再生能源的消纳问题。在储运方面，氢可通过管道、海上液化运输、汽车等多种方式进行运输，在减少电力基础设施投资的条件下，解决了可再生能源的长期存储与远距离运输问题。在氢能利用方面，由于与天然气性质类似，氢可直接作为燃料，按照一定比例混入天然气中进行混烧或在纯氢燃气轮机中直燃；也可利用氢的电化学性质，作为燃料电池的原料用于燃料电池汽车、分布式热电联产等。氢能可被广泛利用已成为发达国家的一种普遍共识。

02

氢能的主要关键技术

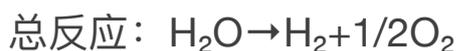
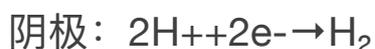
将氢气作为一种原料广泛地应用于工业原料、直燃供能、家用燃料电池和燃料电池汽车等领域是氢能的主要使用与发展方向，相关技术近年来已取得了长足进步。然而，新兴能源发展的核心就是实现低廉、高效的原料来源和储运，氢能发展也面临同样的问题。因此，制氢与储氢技术是氢气得到高效利用的关键，是限制氢能大规模产业化发展的重要瓶颈，也成为目前氢能产业化发展的重点和难点之一。

2.1 制氢关键技术

2.1.1 氢源供应方式

氢气的来源十分广泛，主要的氢源供应方式有煤、天然气等化石能源重整制氢、工业副产氢和电解水制氢，未来或具有规模化氢源供应潜力的其他方式还包括生物质制氢、光热制氢、光电制氢及核能制氢等。目前来看，95%以上的氢气来源于化石能源重整制氢及工业副产氢，其他来源的氢气还非常有限，然而利用可再生能源电解水制氢，让可再生能源通过“电-氢-电(或化工原料)”的方式将电力、交通、热力和化工等领域耦合起来，实现“绿氢”的真正高效利用，才能发挥氢作为一种能源的真正作用。

可再生能源制氢的关键核心技术是高效的电解水制氢技术。电解水制氢就是在直流电的作用下，通过电化学反应将水分子解离为氢气与氧气，分别在阴、阳两极析出。



根据电解质系统的差别，可将电解水制氢分为碱性电解水、质子交换膜（PEM）电解水和固体氧化物电解水3种。三者的基本原理是一致的，即在氧化还原反应过程中，阻止电子的自由交换，而将电荷转移过程分解为外电路的电子传递和内电路的离子传递，从而实现氢气的产生和利用。但三者的电极材料和电解反应条件不同，其技术比较如表1所示。

表1 3种主要电解水制氢技术比较

系统	碱性电解水	PEM 电解水	固体氧化物电解水
电解槽	无贵金属催化剂，成本低；电流密度小(0.2~0.4 A/cm ²)；窄载荷波动范围(40%~110%)；气体纯度低；电解液有腐蚀性和剧毒 V ₂ O ₅ ，规模可达 1000 m ³ /h(标准状态)；体积大，电解槽较难集成；工作温度≤95 ℃；工作压力为 1.6MPa	需贵金属催化剂，成本高；电流密度大(1.5~3 A/cm ²)；系统响应快，适应动态操作和 0~200%宽负荷波动范围；无毒，无腐蚀性，效率高，气体纯度高，单堆可达 100 m ³ /h(标准状态)；体积小，适用于多电解槽集成兆瓦级产品；性价比提升空间大；工作温度为室温~80 ℃；工作压力高，达到 3.5MPa，并可进一步提高	使用热能和电能输入，电能消耗低，无贵金属催化剂；陶瓷工艺，难以加工大面积的组件；成本高；工作温度为 600~900 ℃；工作压力低
整体系统	氢氧侧等压设计；系统组成和操作复杂，成本高；氢水分离器容积大，系统留存氢气量多，安全性低；氢氧不完全隔离，难以通过多电解槽集成大规模系统	氢氧侧可压差设计；系统组成简单、紧凑、小型化，成本低；氢水分离器容积小，系统留存氢气量少，安全性高；氢氧两侧物理隔离，便于通过电解槽集成实现，可集成 10~100MW 的超大规模系统；小型系统已商业化，开启大规模系统示范应用	高温工作，系统复杂；成本高；大规模系统集成难；尚不具备商业化条件

2.1.2 碱性电解水制氢

碱性液体电解水技术是以KOH、NaOH水溶液作为电解质，采用石棉布等作为隔膜，在直流电的作用下将水电解，生成氢气和氧气，反应温度较低（60~80℃）。产出的氢气纯度约为99%，需要进行脱碱雾处理。碱性电解槽主要结构特征为液态电解质和多孔隔板，如图2所示。碱性电解槽的最大工作电流密度小于400mA/cm²，效率通常在60%左右。

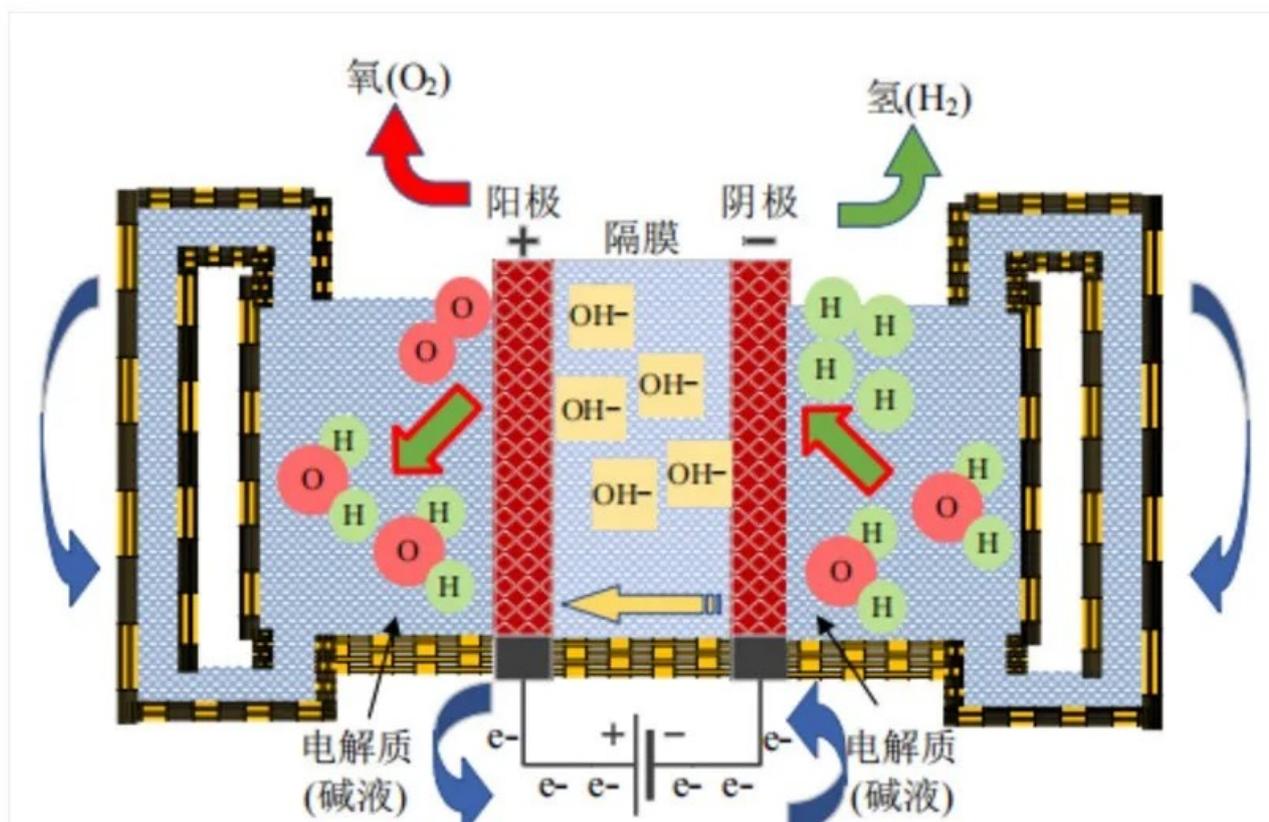


图2 碱性电解水制氢结构原理图

碱性液体电解水于20世纪中期就实现了工业化。该技术较成熟，运行寿命可达15a。主要缺陷如下：1) 在液体电解质体系中，所用的碱性电解液（如KOH）会与空气中的 CO_2 反应，形成在碱性条件下不溶的碳酸盐（如 K_2CO_3 ），导致多孔的催化层发生阻塞，从而阻碍产物和反应物的传递，大大降低电解槽的性能；2) 碱性液体电解质电解槽启动准备时间长，负荷响应慢，还必须时刻保持电解池的阳极和阴极两侧上的压力均衡，防止氢氧气体穿过多孔的石棉膜混合，进而引起爆炸。因此，碱性液体电解质电解槽较难以与具有快速波动特性的可再生能源配合。

2.1.3 PEM 电解水制氢

PEM 电解水又称为固体聚合物电解质（solidpolymerelectrolyte, SPE）电解水，工作原理如图 3 所示。水（ $2\text{H}_2\text{O}$ ）在阳极上产生水解反应，在电场和催化剂作用下，分裂成质子（ 4H^+ ）、电子（ 4e^- ）和气态氧； 4H^+ 质子在电势差的作用下，通过质子交换膜到达阴极； 4e^- 电子通过外部电路传导，在阴极上产生 $4\text{H}^+ + 4\text{e}^-$ 反应，析出氢气（ 2H_2 ），实现氢气和氧气的分离；在阴极腔体内，随着产氢量的增加，压力逐渐增

大，直至达到预定压力。PEM 电解槽的运行电流密度通常高于 $1\text{A}/\text{cm}^2$ ，至少是碱性电解水槽的 4 倍，具有效率高、气体纯度高、电流密度可调、能耗低、体积小，无碱液、绿色环保、安全可靠，以及可实现更高的产气压力等优点，被公认为是制氢领域极具发展前景的电解制氢技术之一。

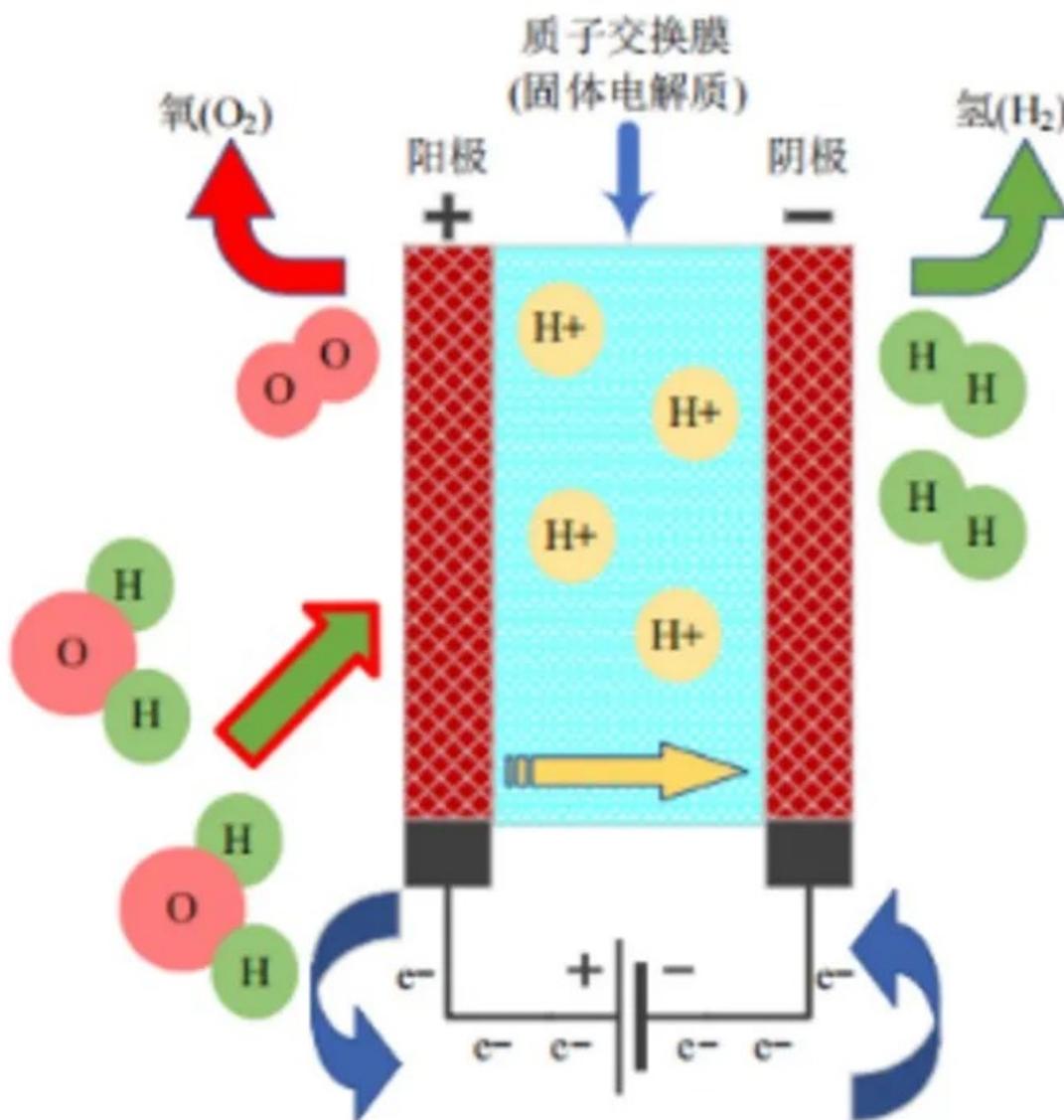


图3 PEM电解水制氢结构原理图

典型的PEM水电解池主要部件包括阴阳极端板、阴阳极气体扩散层、阴阳极催化层和质子交换膜等。其中：阴阳极端板起固定电解池组件，引导电的传递与水、气分配等作用；阴阳极气体扩散层起集流和促进气液的传递等作用；阴阳极催化层的核心是由催化剂、电子传导介质、质子传导

介质构成的三相界面，是电化学反应发生的核心场所；质子交换膜作为固体电解质，一般使用全氟磺酸膜，起到隔绝阴阳极生成气、阻止电子传递的同时传递质子的作用。目前，常用的质子交换膜主要来自DuPont、AsahiGlass、AsahiChemicalIndustry、Tokuyama等公司。

PEM电解水对催化剂载体要求较高。理想的催化剂应具备高的比表面积与孔隙率、高的电子传导率、良好的电催化性能、长期的机械与电化学稳定性、小的气泡效应、高选择性、便宜可用与无毒性等条件。满足上述条件的催化剂主要是Ir、Ru等贵金属/氧化物以及以它们为基的二元、三元合金/混合氧化物。因为Ir、Ru的价格昂贵且资源稀缺，而目前的PEM电解槽的Ir用量往往超过 $2\text{mg}/\text{cm}^2$ ，迫切需要减少 IrO_2 在PEM水电解池中的用量。商业化的Pt基催化剂可直接用于PEM电解水阴极的析氢反应，现阶段PEM电解水阴极的Pt载量为 $0.4\sim 0.6\text{mg}/\text{cm}^2$ 。

尽管PEM电解水制氢技术与可再生能源耦合方面优势明显，但若要更好地满足可再生能源应用的需求，也需要在以下方面进一步发展：1) 提高PEM电解水制氢的功率，与大规模可再生能源消纳的需求相匹配；2) 提高电流密度和宽负荷变化工作能力，降低系统成本，实现可再生能源的高效消纳，同时也便于辅助电网调峰，减轻电网负担，提高能源使用效率；3) 提高气体输出压力，便于气体储存和输送使用，减少后续的增压设备需求，降低整体的能耗。

2.1.4 固体氧化物电解水制氢

高温固体氧化物电解电池 (solid oxide electrolysis cell, SOEC) 即固体氧化物燃料电池 (solid oxide fuel cell, SOFC) 的逆反应。阴极材料一般采用Ni/YSZ多孔金属陶瓷，阳极材料主要是钙钛矿氧化物材料，中间的电解质采用YSZ氧离子导体。混有少量氢气的水蒸气从阴极进入（混氢的目的是保证阴极的还原气氛，防止阴极材料Ni被氧化），在阴极发生电解反应，分解成 H_2 和 O^{2-} ， O^{2-} 在高温环境下通过电解质层到达阳极，在阳极失去电子，生成 O_2 。由于固体氧化物具有良好的热稳定性和化学稳定性，整个系统在高温下电解的电压较低，致使能量消耗较少，系统制氢效率可以高达90%。然而，目前在技术方面，阳极与阴极材料在高温高湿条件下的稳定性和电堆系统在长时间运行下衰减过快等问题仍亟待解决。因

此，SOEC技术目前仍处于技术研发阶段，在HELMETH等项目的支持下，德国的卡尔斯鲁厄等地有一些小型示范项目。

2.2 储氢技术

与其他燃料相比，氢的质量能量密度大，但体积能量密度小（汽油的1/3000），因此，构建氢储能系统的一个大前提条件就是在较高体积能量密度下储运氢气。尤其当氢气应用于交通领域时，还要求有较高的质量能量密度。

目前，氢气的储存方式主要有高压气态储氢、低温液态储氢、有机液体储氢、多孔材料及金属合金等物理类固态储氢。对于氢气的规模化储存和运输，尽管迄今已研发出多种技术和手段，但目前工业上最可行的仍只有高压气态储氢和深冷液化储氢。

高压气态储氢是最普通、直接的储氢方式，高压容器内氢以气态储存，储存量与压力成正比。高压储氢技术商业一般选用可承受20MPa氢压的储气钢瓶，贮氢压15MPa左右，因为氢气密度较低而储氢罐自身较重，氢的质量分数一般都少于3%。为了提高储氢密度，研究人员研发出铝内胆成型、高抗疲劳性能的碳纤维全缠绕高压氢气瓶，可耐受35~70MPa高压，质量浓度为19~39g/L。丰田公司推出的Mirai氢燃料电池汽车储氢系统采用的是聚酰胺连线外加轻质金属的高压储氢罐，可承受70MPa高压。

低温液化储氢是一种可实用化的储氢方式，由于常温常压下液态氢的密度是气态氢的845倍，因此低温液化储氢具有储氢密度高、储存容器体积小等优势，其质量浓度约为70g/L，高于高压气态储氢（70MPa下质量浓度约为39g/L）。但氢气液化过程需要多级压缩冷却，氢气温度降低至20K，将消耗大量能量，液化消耗的能量约占氢能的30%。另外，为了避免液态氢蒸发损失，对液态氢储存容器绝热性能要求苛刻，需要具有良好绝热性能的绝热材料。低温储氢罐的设计制造及材料的选择一直存在成本高昂的难题，导致液化过程和储氢容器技术复杂，成本增加。低温液化储氢技术主要应用于军事与航天领域，商业化研究与应用才刚刚开始，然而由于在大规模、长距离储运方面的优势，或将在未来与高压气态储氢互补共存发展。

2.3 氢气输送技术

2.3.1 容器运输

氢气可以通过容器以压缩气体、液体或者存储在氢化物的形式进行运输。近距离的氢气运输主要采用长管拖车进行输送。洲际间的氢气运输可利用船舶集装箱液态运输，类似于当今液化天然气运输。液氢的密度比天然气要低很多，因此运输成本更高。此外，氢的洲际运输还存在其他安全问题，如容器泄漏，氢气装填和卸载时发生事故，船只碰撞等。

2.3.2 管道运输

氢气运输的另一个主要方式就是管道运输。由于氢气与天然气性质相似，因此，氢气在管道中运输方式也与天然气的极为类似。事实上，使用钢材、焊接工艺连接的管道运输天然气时，运输压力最高可达到8MPa，这同样可以实现氢气在管道中的运输，且现今使用的检验方法足以控制氢气的运输风险与天然气的运输风险等级在同一水平。但是氢气的管道运输还要解决一些问题，如氢气的扩散损失大约是天然气的3倍，材料吸附氢气后产生脆性，需要增加大量气体监测仪器，需要安装室外紧急放空设备等，这些都会使运输过程中的成本增加。目前，氢气运输管道的造价约为63万美元/km，天然气管道的造价仅为25万美元/km左右，氢气管道的造价约为天然气管道的2.5倍。

03

欧洲氢能利用的思路与案例

《巴黎协定》制定了“将21世纪全球平均气温上升幅度控制在2°C以内，并将全球气温上升控制在工业化前水平之上1.5°C以内”的目标。为了达成此目标，欧盟需要大量增加可再生能源的发电量，并提高终端用户的电气化率。未来欧盟的风能和太阳能将占总发电量的30%~60%，电气化率到2050年将提高至50%~65%。这就要求未来的能源供给系统在低

碳化趋势中能够满足不同行业领域的需求，能够承受大规模可再生能源对电网平稳运行带来的冲击，还能够高效地将能源从供应中心输送到需求中心，而利用氢能来应对这些挑战在欧洲已被公认为是最具可行性的解决方案。

根据欧盟的氢能利用方案，在制氢方面，主要通过PtG技术来最大限度地解决欧洲可再生能源利用和运输问题。PtG技术即利用富余的可再生能源电解水，将电能转化为氢气，以化学能的形式实现可再生能源的利用与长期储存。电解得到的氢气可直接多样化应用于交通运输、工业利用或燃气发电等领域，也可将氢气混入天然气管网后进行储运，此外，还可将氢和二氧化碳相结合，转化为甲烷后再输入天然气管网。欧盟的PtG技术与应用示意图如图4所示。

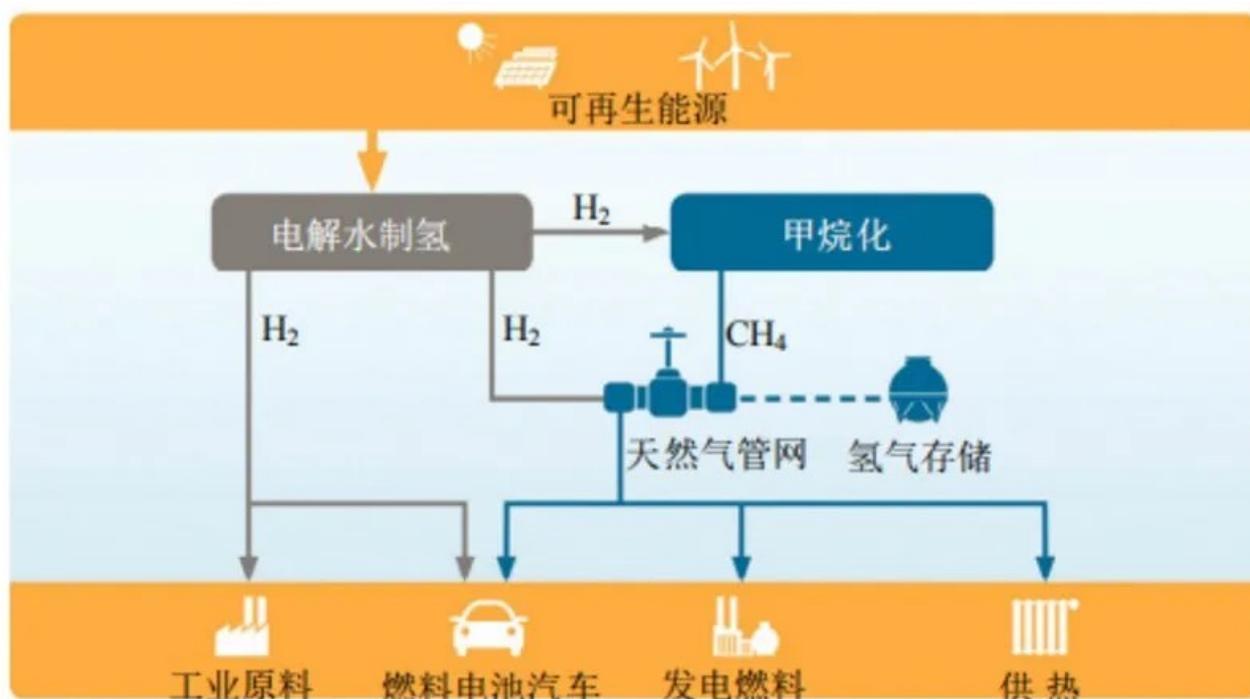


图4 PtG技术与应用示意图

欧洲可再生能源资源通常远离需求中心，如北非或南欧的产能远远超过地区的能源需求，虽可通过远距离输电网将电力输送到需求地区，但由于涉及各国的政策和规划问题，成本高昂，难以实现。可再生能源就地转化为氢气后再进行运输被认为是一种解决可再生能源远距离运输问题更可行的方法。

目前，全欧洲已有超过128个各类型PtG示范项目正在德国、英国、西班牙、荷兰、丹麦等欧洲多地广泛开展。此外，德国计划于2022年建成一座100MW规模的PtG项目；欧洲能源宏伟计划（100GW北海风电枢纽计划）也将在枢纽人工岛上配建PtG项目，2030年建成后将有约10000台风力发电机组向电解制氢装置供能。

除了氢能燃料电池汽车外，欧盟正在发展将氢气混入欧洲天然气管网中形成混合气的技术。将混合气通过天然气管网直接输送至居民用户作为燃料，是欧洲氢能利用的主要发展方向之一。建筑物能耗占欧洲总能源消费的第二位，占二氧化碳总排放量的15%。为实现《巴黎协定》目标，该部分的碳排放量需在现有水平下降低57%。建筑节能有多种手段，但利用氢气为天然气“脱碳”在欧洲已被认为是在改造难度和成本效益上更具竞争力的方式。天然气是欧洲建筑物供暖的最主要燃料，占有家庭用能的42%。欧洲天然气管网为大约9000万家庭提供天然气。

FCHJU研究表明：现有天然气管道网络可以容纳最高20%氢气的混合气体（按体积计算），且无需进行重大升级。同时，在储氢方面同样可以利用现有天然气基础设施和技术实现大规模的高效存储。欧洲天然气管网的存储能力为360亿m³，若按10%比例混合，则可储存的氢能折合成电量高达100TW·h。

欧盟还筹划将天然气管道网络升级改造造成纯氢的供气管道系统。英国的示范研究表明：除了技术可行外，将天然气管道升级为纯氢供气管道，单位投资成本只需100~120英镑，而升级家庭热泵系统以达到同样降碳效果的单位投资成本为270~320英镑。氢混合气管道系统与纯氢管道系统对比如表2所示。

表2 氢混合气管道与纯氢管道对比

项目	氢-天然气混合气	纯氢
对基础设施的影响	现有天然气管道可混入质量分数 5%~20%的氢气，只需对现有管道监控和维护系统进行必要的安全改造	需将现有钢管改换为非腐蚀性 and 不可渗透的材料 (如聚乙烯、纤维增强聚合物管道) 并进行泄漏控制
对终端用户设备的影响	当热值保持在公差范围内时，混合气中氢质量分数在 5%~20%范围内不会对终端用户设备的使用造成影响，无需改造；研究表明氢气混入的安全边际是 30%	需改造终端用户设备(燃气锅炉、热水箱、燃气灶)

目前，欧洲的示范项目包括混入氢气体积分数为20%的法国敦克尔刻GRHYD项目和英国HyDeploy项目。此外，H21LeedsCityGate项目计划到2028年将英国利兹市建成一座使用100%氢燃料的城市。该项目作为英国将氢能源向全国推广的示范项目，已完成将现有天然气管网升级成100%氢气管网的技术与经济可行性研究。在FCHJU等组织的支持下，欧洲正在开展66个示范项目，涉及投资4.26亿欧元。

04

日本氢能利用的思路与案例

日本电力系统以集中式发电为主，福岛核事故暴露了现行体制的脆弱性。由于能源严重依赖海外供给、核电发展停滞等情况，日本能源自给率从2010年度的20%降至2016年度的8%左右。实现自给自足的分布式能源体系已成为日本能源转型的方向[38-39]。构建氢能供给系统在消费地就

近使用，已被认为是一种有效、经济、安全的途径。特别是对自然灾害频发的日本来说，氢能的多种利用方式既适合分布式能源发展，也适用于大型集中发电，大大丰富了能源系统的灵活性。按照日本“氢能社会”国家战略的目标，氢能最终将与电能、热能一起构成新的二次能源供给结构，在整个社会得到普及和利用。日本《氢能源白皮书》预测：到2030年日本氢能将达到1万亿日元的市场规模，氢燃料发电量将占全国总发电量的5%。

与欧美等国类似，日本根据《氢能与燃料电池战略路线图》的规划，也已正式开展PtG项目的示范验证。其中“福岛氢能源研究领域（FH2R）”项目，以建成全球最大的可再生能源制氢、储氢、运氢和用氢的“氢能社会”示范基地和智能社区为目标，在福岛县浪江町建设运营10MW的水电解装置。为了向全世界展示氢能发展成果，日本政府还斥资3.5亿美元为东京奥运会修建地下输送管道，将福岛氢能直接输入奥运村，使至少100辆氢燃料电池公交车以及训练设施、运动员宿舍等6000余座奥运村建筑全部通过氢燃料供能。

日本对标欧盟和美国，为PtG系统设定了世界最高标准的技术指标与成本目标，包括2020年之前实现投资成本5万日元/kW；2032年左右在日本可再生能源固定价格收购制度（FIT）下，正式进入发电交易市场的商用化目标等。

除了“福岛”项目，日本还开展了氢气直接燃烧发电技术的开发及示范。日本企业大林组和川崎重工于2018年4月在全球率先实现以100%氢气作为1MW级燃气轮机组的燃料，在测试期内即向神户市中央区人工岛PortLand内4个相邻设施。