

可再生能源发电制氢

能源转型的技术前景



在恰当承认 IRENA 为本资料的来源和版权所有人的情况下,本出版物中的内容可供自由使用、共享、复制、转载、印刷和/或存储,另行规定的情况除外。本出版物中归属于第三方的材料可能受到单独使用条款和限制条款的约束,在使用此类材料之前,可能需获得第三方的相应许可。

ISBN 978-92-9260-077-8

引用: IRENA (2018), *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

关于 IRENA

国际可再生能源机构 (IRENA) 作为一个政府间组织,为各国在可再生能源领域内提供重要的国际合作平台,卓越的研究团体以及有关可再生能源政策、技术、资源数据与融资方面的知识信息库,以促进全球向可持续能源社会的转型。IRENA 致力所有形式的可再生能源的推广和可持续利用,包括生物能、地热能、水电、海洋能、太阳能及风能,努力实现可持续性发展、能源普及、能源安全以及低碳经济增长和繁荣。

致谢

在制作此报告的过程中,我们得到了“国际氢能经济和燃料电池伙伴计划”(IPHE) Tim Karlsson 以及“燃料电池暨氢能联合计划”(FCH JU) Bart Biebuyck 的大力帮助。此外,伦敦大学学院的 IEA-ETSAP 审查代表 Paul Dodd、美国国家可再生能源实验室 (NREL) 的 Josh Eichman、德国天然气和水协会 (DVGW) 的 Gerald Linke、来自电力科学研究院的 Matthew Pellow、Hydrogenics 的 Denis Thomas 以及 Raphael Schoentgen 同样贡献了诸多宝贵意见。此报告还获得了日本政府对 IRENA 所做自愿捐助所提供的支持。

投稿作者: Emanuele Taibi 和 Raul Miranda (IRENA)、Wouter Vanhoudt、Thomas Winkel、Jean-Christophe Lanoix 和 Frederic Barth (Hinicio)。此报告的下载地址为: www.irena.org/publications 如需更多详情或提供反馈意见,请联系: publications@irena.org

免责声明

本出版物及所含内容均“按原样”提供。IRENA 已采取一切合理的预防措施验证本出版物内容的可靠性。但是,IRENA 及其成员、代理商、数据或其他第三方内容提供者对此出版物均不做任何明示或默示保证,并且对于因使用本出版物或所含内容带来的任何后果,概不承担任何责任或负有任何义务。

此资料中包含的内容不一定代表 IRENA 成员的观点。其中所提及的特定公司、项目或产品,并不代表其已得到 IRENA 的认可或推荐,认为其优于其他未提及的同类型公司、项目或产品。本出版物所使用的名称和所述的材料,并不代表 IRENA 对任何地区、国家、领土、城市或区域或者其当局的法律地位、边界或边境划分发表任何意见。

封面图片由 IRENA 制作

除非另有说明,否则图片均取自 iStock。

目录

给决策者的启示	7
1. 设定情景	10
1.1 能源转型: 蓝图	11
1.2 氢气的现状	13
1.3 氢气在能源转型中的作用	15
2. 当前的技术状况和发展	18
2.1 可再生能源制氢的生产途径及其当前的成熟度	18
2.2 电解制氢	19
ALK 电解装置和 PEM 电解装置的对比	19
SOEC 电解装置与 ALK 和 PEM 电解装置的对比	23
3. 终端使用部门中的氢气应用	31
3.1 终端使用部门中的氢气应用	32
3.2 工业领域的脱碳化	36
3.3 天然气管网的脱碳化	38
3.4 基于燃料电池的氢转电工艺	41
4. 创建氢供应链	42
5. 给决策者的建议	45
参考资料	48
换算系数	50

图目录

图 1:	当前政策下能源相关的二氧化碳排放量(参考情景)与可再生能源加速普及后(REmap)之情形的比较, 2010-2050.....	10
图 2:	参考情景以及 REmap (左)中可再生能源占最终能源消耗总量的比例, 以及 REmap (右)中 2050 年可再生能源的预计装机发电容量.....	11
图 3:	2015 年按行业划分的全球能源相关 CO ₂ 排放量.....	12
图 4:	全球氢需求和生产来源.....	14
图 5:	通过氢气将 VRE 整合到终端使用中.....	16
图 6:	可再生能源制氢生产途径及其当前的成熟度.....	18
图 7:	氢生产和效率与 PEM 生产工厂总耗电量的函数关系图.....	21
图 8:	2017 - 2025 年丹麦的电价因素.....	25
图 9:	2017 年通过 ALK 和 PEM 生产的氢能的平准化成本(LCOH)和 2025 年的预期成本.....	26
图 10:	LCOH vs 运行时间(公交车加氢站).....	27
图 11:	交通运输中氢气的累积供应链目标成本.....	28
图 12:	2015 年公交车加氢站的 LCOH 瀑布形图表(全负载运行).....	29
图 13:	氢气成本与电力成本和 PEM 电解装置利用率的函数关系.....	29
图 14:	2050 年氢气在最终能源供应总量中的潜力(所有值均按 EJ 计).....	32
图 15:	交通运输市场的划分.....	33
图 16:	天然气基础设施部件的耐氢性.....	39
图 17:	未来氢供应链的潜在产能提升模式.....	43
图 18:	电力制氢面临的关键挑战及其可用措施的概览.....	46

表目录

表 1:	ALK 和 PEM 电解装置的技术经济特性 (2017 年, 2025 年)	20
表 2:	ALK 和 PEM 电解程序的动态运行	23

计量单位

°C	摄氏度
EJ	艾焦
Gt/yr	吉吨/年
GW	吉瓦
h	小时
kg	千克
kW	千瓦
kWh	千瓦时
MJ	兆焦
MPa	兆帕
MW	兆瓦
Nm³	标准立方米
TWh	太瓦时

缩略语

ALK	碱性
BEV	电动车
CAPEX	资本支出
CCS	碳捕集及存储
CCU	碳捕集及利用
COP21	《联合国气候变化框架公约》第 21 次缔约方会议
CO₂	二氧化碳
CSP	聚光太阳能
DRI-H	氢气直接还原法
e-fuel	电燃料
FCEV	燃料电池电动汽车
FCH JU	燃料电池暨氢能联合计划
FCR	频率控制储备
HHV	高热值
HRS	加氢站
H₂	氢气
LDV	轻型载货汽车
LCOH	平准化氢能成本
LHV	低发热值
LOHC	液体有机氢载体
OPEX	营运开支
PEM	质子交换膜
PV	光伏
P2G	电转气
R&D	研发
SMR	蒸汽甲烷重整
SOEC	固体氧化物电解池
TFEC	最终能源消耗总量
VRE	可变可再生能源
w/RE	使用可再生能源

给决策者的启示

全球能源体系必须经历深刻变革，才能实现《巴黎协定》的目标。在这一背景下，产自可再生能源的低碳电力将成为首选的能源载体。要想实现《巴黎协定》所设想的脱碳化能源世界，到 2050 年，在全球终端用户消耗的所有能源中，电力份额需增加至 40%（2015 年约为 20%）。

然而，在某些行业（如交通运输行业、工业和需要高位热能的应用），要想实现脱碳化，仅靠电气化可能难以做到。这一挑战可通过产自可再生能源的氢气加以解决，这将使大量可再生能源从电力部门引向终端使用部门。

因此，氢气可能是**能源转型过程中缺失的一环**：可再生能源电力可用来制氢，而氢气反过来又可为难以通过电气化实现脱碳化的部门提供能源。

这些部门包括：

- **工业**：氢气广泛应用于多个工业部门中（炼油厂、氨生产、散装化学品等），其中绝大部分的氢气产自天然气（参见图 4）。产自可再生能源的氢气，可在高排放应用中替代基于化石燃料的原料。
- **建筑和电力部门**：产自可再生能源的氢气可按一定比例注入现有的天然气管网中，用来减少终端使用部门的天然气消耗量和排放量

（例如用于建筑物供暖，和用于燃气涡轮机组发电等）。氢气可与高排放工业生产过程中产生的二氧化碳（CO₂）相结合，用来将高达 100% 的合成气输送到天然气管网中。

- **交通运输部门**：如果可以用可再生能源生产氢气，燃料电池电动汽车（FCEV）可为用户提供低碳出行选择，与此同时，提供的驾驶性能可与传统车辆相媲美。FCEV 是对电池驱动电动车（BEV）的补充，能够克服当前电池在中高负载循环过程中存在的一些限制（重量、可行驶里程和燃料加注时间等）。

使用电解装置实现可再生能源电力制氢，有利于将波动性较高的**可再生能源电力（VRE）**整合到能源系统中。

- 电解装置是**用电将水分解为氢气和氧气的装置**。当使用由可再生能源产生的电力时，氢气成为可再生能源的载体，与电力互补。**电解装置有助于将 VRE 集成到电力系统中**，原因在于其电力消耗可根据风能和太阳能发电进行调整，其中氢气成为可再生电力的存储来源。因此，其可提供**灵活的负载以及电网平衡服务**（向上和向下频率调节），同时能够以最优生产能力运行，以满足工业和交通运输部门的氢气需求，或者天然气管网的注入需求。

- 下游行业（例如天然气基础设施、氢供应链）的**内置储能设备可起到缓冲的作用**，从而长时间吸收 VRE 并可实现季节性存储。
- **由可再生能源电力生产的氢气**，可以为可再生电力创造**新的下游市场**。若部分或全部可再生能源发电量均通过长期合同出售给电解装置运营商，就能够降低可再生电力生产商所面临的电价波动风险。此举能否实现，取决于市场的配置和规定。

关键制氢技术日益成熟，扩大生产规模可降低必要的技术成本。

- 制氢产业的建立，得益于全球众多老牌企业数十载的经验以及成熟的技术和工艺。
- **质子交换膜（PEM）电解装置和燃料电池技术**日趋成熟并正在形成规模经济，已在全球多个地区（例如日本、加利福尼亚、欧洲）开始商业化应用。能源公司、工业天然气公司、车辆原设备制造商和其他行业利益相关方，已进行自我定位并建立了倡议组织

（如氢能委员会），以利用这一快速增长的巨大潜在市场。其目标在于充分利用现有的基础设施（例如天然气管网），并针对从可再生能源中获取氢气做好可能的准备工作，以取代部分目前依赖于石油和天然气的能源供应和收益方式。

- 最开始的工作主要是**扩大应用规模**，以便在基础设施要求最低的情况下迅速产生规模经济效益，并可将重点集中在特定行业中。对于这些行业而言，利用可再生能源制氢是其实现气候目标和遵守当地排放法规的**最佳选择**。此类应用包括大型工业（如石化产品、钢铁）以及中型或重型交通运输行业（如中型或大型乘用车和商用车、大型公共汽车队、卡车、火车、海运、航空等）。
- **电燃料**（e-fuel，由可再生能源电力产生的液体燃料）¹可在**无需改变终端使用技术的前提下取代化石燃料**。电燃料可成为生物燃料的补充，对特定部门（例如航空）具有潜在重要性。

1 由可再生能源电力（通过水电解）产生的氢气与 CO₂ 一同送入反应器中，形成合成气（CO 和 H₂），然后将合成气进一步液化、精制以获得合成柴油或合成煤油等合成燃料。此类燃料可与内燃机汽车中的现有燃料混合使用（因此也被称为混入式燃料）。

因此，**形成一种能够鼓励适当私人投资的政策和监管框架将起着至关重要的作用**。此框架需考虑以下因素：

- 推出一些针对终端消费者为目标的不依赖具体技术的政策内容（例如限制排放、规定工业中可再生能源的比例），从而以结构性方式激发氢气需求，并证明基础设施投资的合理性，同时能够解决碳泄漏相关问题。此外，**需采取财政支助手段（例如资本支出补贴、退税和免税）**，来弥补**相对于现有技术产生的初始附加成本**。
- 还可征收长期天然气管网注入费和采用无条件支付合同，允许电解装置运营商参与辅助性服务市场，采取免除电网收费和征税的方案，以及实施各种降低风险的举措，以鼓励市场对新能源的接纳，来支持基础设施建设和氢气的应用。

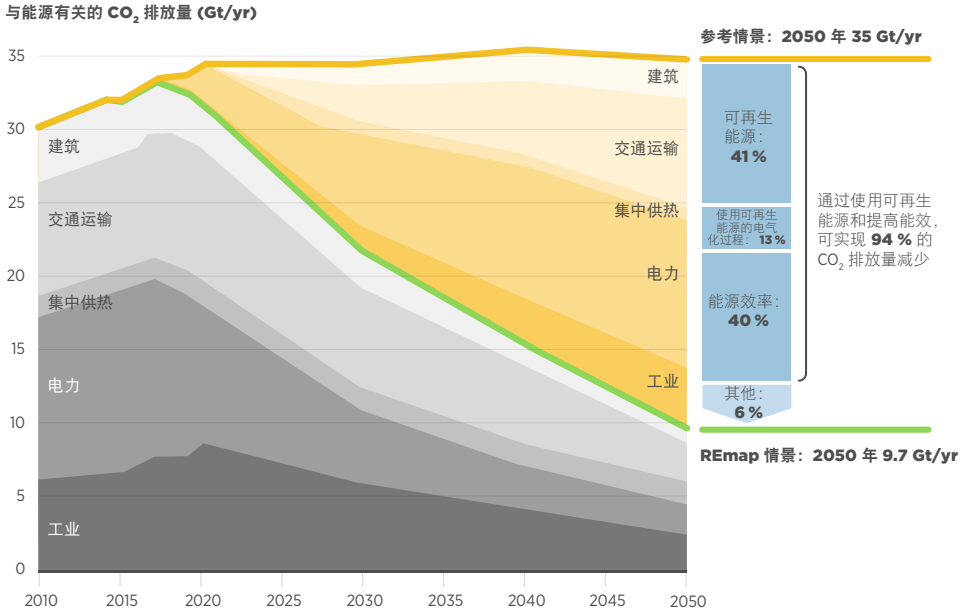
在解决高质量可再生能源资源（包括远离终端用户需求地的能源）方面，氢气呈现出更多可能性。一旦生产出来，氢气（就像液化天然气一样）即可作为一种不受管网连接约束的全球商品进行运输。

一般来讲，凭借高电解装置利用率与低成本可再生能源发电的结合，可再生能源电力制氢最有可能实现高成本效益，但具体情况需要针对每个可能的生产现场来仔细评估。大型离网制氢项目与资源丰富地区的太阳能和风力发电厂直接相连，可提供低成本、100% 可再生能源氢气。然而，由于太阳能和风能资源的性质，其电解装置利用率可能会比较低，因而会增加制氢成本（参见图 12）。与此同时，虽然需求驱动型并网生产设施可最大限度地提高电解装置的利用率，并且最大限度地降低物流成本，但其可能无法获得如此低的电力价格，以及 100% 的可再生能源电力供应（参见图 9）。

1 设定情景

《巴黎协定》的目标是：与工业化前的水平相比，将本世纪全球平均温度上升幅度限制在“远低于 2°C”的水平。为实现这一目标，所有行业均需实现大幅减排。

图 1: 当前政策下能源相关二氧化碳排放量 (参考情景) 与可再生能源加速普及后 (REmap) 之情形的比较, 2010-2050



注：REmap 是指 IRENA 在未来数十年内迅速扩大可再生能源规模的路线图；参考情景是指当前计划和政策设定的路径；CO₂ = 二氧化碳；Gt/yr = 吉吨/每年；w/RE = 使用可再生能源。

来源：IRENA (2018)。

所有行业均需大量减少温室气体排放；可再生能源的使用以及能源效率的提高，可实现 90% 以上的与能源相关的 CO₂ 减排。

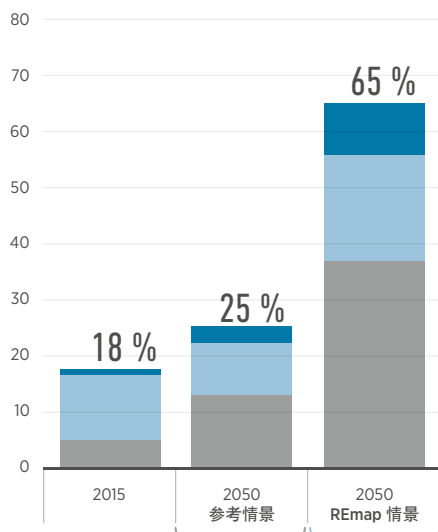
1.1 能源转型：蓝图

为实现《巴黎协定》的目标，全球能源体系必须进行深刻的转型，从一个主要以化石燃料为基础的体系，转变为一个高效、可再生的低碳能源体系。根据国际可再生能源机构（IRENA，2018）的分析，在所需的全球 CO₂

减排量中，其有 90% 以上可通过以下举措来实现；根据预计，所需减排量的 41% 可直接通过可再生能源实现，还有 13% 可以通过电气化实现（参见图 1）。为实现这一目标，到 2050 年，可再生能源占全球最终能源消耗的比例需从当前的 18% 提高到 65%。能源体系中的波动

图 2：参考情景以及 REmap (左) 中可再生能源占最终能源消耗总量的比例，以及 REmap (右) 中 2050 年可再生能源的预计装机发电容量

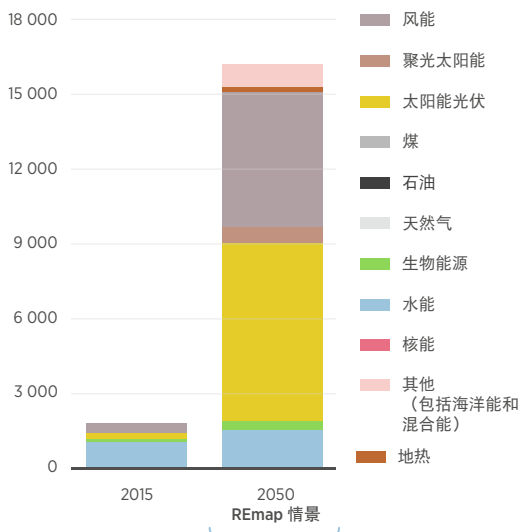
TFEC 中的可再生能源份额 (%)



可再生能源在 TFEC 中所占的百分比份额 (依据行业)

■ 交通运输
■ 工业和建筑
■ 电力

可再生能源装机发电容量 (GW)



注：CSP = 聚光太阳能；GW = 吉瓦；PV = 光伏；TFEC = 最终能源消耗总量。

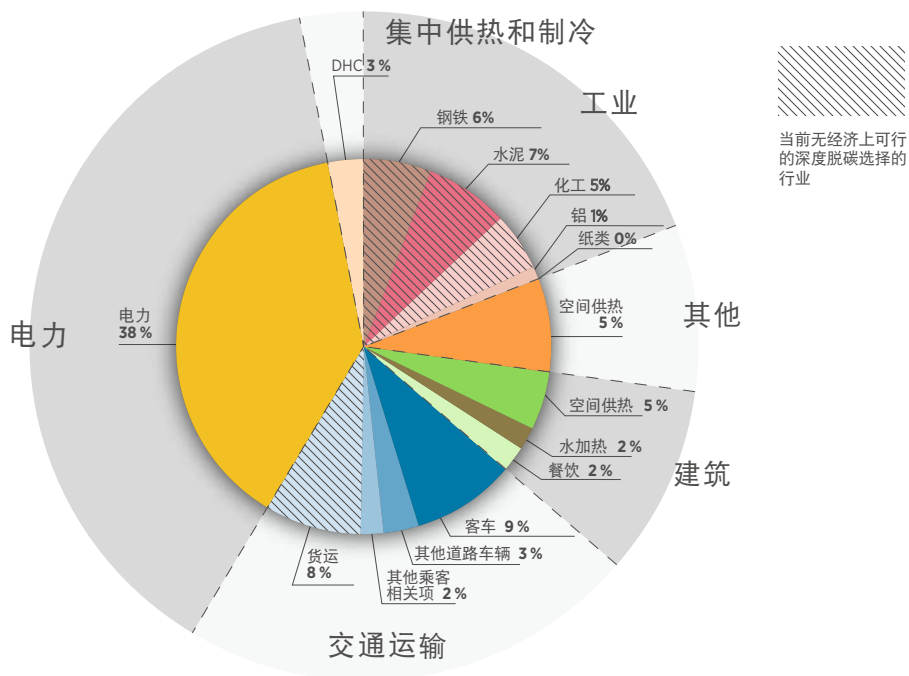
来源：IRENA (2018)。

可再生能源将占世界能源的很大比例，到 2050 年，可再生能源将更多地用于发电，装机发电容量将大幅增长。

性可再生能源，尤其是风能和太阳能，将占发电容量的绝大部分（参见图 2），在所有发电量中约占 60%。电力系统需要变得更加灵活，以便经济性地整合如此大比例的波动性可再生能源发电量。

如今，全球能源相关排放量的三分之一来自于经济部门，对于这些部门而言，目前还没有可替代化石燃料的经济性方案（IRENA，2017a）。这些排放主要来源于能源密集型工业部门和运输部门（参见图 3）。

图 3：2015 年按行业划分的全球能源相关 CO₂ 排放量。



来源：IRENA (2017a)

当前，约有三分之一的能源相关排放，尚缺乏经济上可行的深度脱碳方案。

从技术角度来看，氢气可能是能源转型中的“缺失环节”：凭借可再生能源发电制氢，大量可再生能源可从电力部门转移到难以实现电气化（因此而难以实现脱碳化）的部门，如交通运输、建筑和工业部门。

因此，氢气可以在三个方面发挥关键作用并有助于产生积极成果：这些部门的脱碳化；整合大量波动性可再生能源（VRE）并网；通过生产可运输的氢气，将 VRE 的生产和消耗相分离。然而，目前氢气并不具备经济竞争力，因此，要想实现这些部门的脱碳化，需要大幅降低生产和分销成本。

由于各方面的发展，这一概念在全球得到了广泛认可，包括对深度脱碳（COP21）的需求、提高可再生能源（特别是风能和太阳能）比例并降低成本，以及相关地提高电力系统的灵活性。与此同时，氢相关技术的进步和成本的降低，也在不断提高可再生能源发电制氢的竞争力。

1.2 制氢的现状

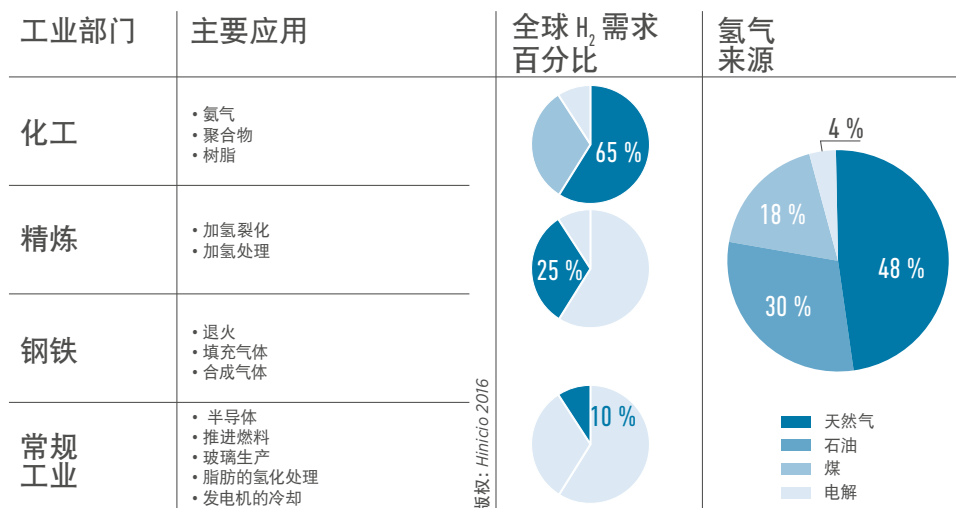
制氢工业已十分成熟和完备，在工业部门，使用氢作为原料已有数十年的历史。氢原料市场总预估价值为 1,150 亿美元，预计未来几年将大幅增长，到 2022 年将达到 1,550 亿美元。² 2015 年全球氢需求总量估计为 8 艾焦 (EJ)（氢能委员会，2017 年数据）。

化工部门对氢的需求最大，主要用于氢气的生产以及燃料的加氢裂化和脱硫精炼。其他工业部门也使用氢气，如钢铁、玻璃、电子产品、特殊化学品和散装化学品的生产商，但所有这些部门在全球总需求中所占的份额很小（参见图 4）。

目前超过 95% 的氢气采用化石燃料生产。蒸汽 - 甲烷重整 (SMR) 是最常见的氢气生产方式。石油和煤炭气化方式也被广泛使用，特别是在中国和澳大利亚，尽管其利用程度不及 SMR。在全球氢气供应中，仅有约 4% 的氢气通过电解方式（主要是通过氯碱工艺）生产（参见图 4）。

2 www.marketsandmarkets.com/PressReleases/hydrogen.asp.

图 4: 全球氢需求和生产来源



来源: IRENA 根据 FCH JU (2016) 的数据提供。³

目前对氢的需求主要用于石化原料，而且几乎完全基于化石燃料。

3 基于 2008 年全球 CCS 协会的数据。这些数字不包括当前作为副产品获得以及排出或燃烧的氢气。全球生产的氨中约有 80% 是用于生产无机氮肥。

1.3 氢气在能源转型中的作用

氢气是能源载体而不是能源来源。其可通过各种能源生产出来。以往，氢气主要产自化石原料。在低碳能源占据主要地位的未来，制氢为体现可再生能源的价值提供了新的途径（参见第 2.1 节，其中论述了可再生能源发电制氢的可能途径）。本展望报告主要讨论通过电解方式利用可再生能源电力生产氢气 - 简称为“可再生能源发电制氢”，行业术语为“电力制氢”。⁴

作为能源的载体，氢气和电力在能源转型中互为补充。用可再生能源生产氢气，从技术上有可能将大量可再生能源电力转移到很难实现脱碳化的部门，这些部门包括：

- **工业：**目前在若干工业产业（炼油厂、氨气、散装化学品等）中广泛使用的通过化石燃料生产的氢气，从技术层面上而言可通过可再生能源制氢来替代。从长远来看，可再生能源制氢可以替代这些 CO₂ 排放密集型应用中使用的产自化石燃料的原料，前提是其能实现经济竞争力。然而要想获得经济竞争力，可能需对现有工艺进行改进。

- **建筑和电力部门：**将氢气注入天然气管网，可减少天然气的消耗。对于电解厂而言，除了向运输或工业市场销售氢气之外，将氢气注入天然气管网可能带来额外的收入。从短期来看，这可能非常有助于提高产量，通过规模经济实现降低成本，长远而言，可提高可再生能源发电制氢的竞争力。相对于电力，这一所称的“电力制氢”的关键优势是：氢气可以大规模储存，这使得该系统能够应对需求的大幅波动，并可实现跨季节储存以满足季节性高峰需求（例如冬季供热）。
- **交通运输：**当燃料电池电动汽车（FCEV）使用可再生能源生产的氢气作为燃料时，可为人们提供低碳出行选择，而且提供的驾驶性能（可行驶里程、燃料加注时间）可与传统车辆相媲美。FCEV 是对电池电动车（BEV）的补充。它们将电动交通市场扩展到高性能电动车领域（长途或高利用率车辆，例如卡车、火车、公共汽车、出租车、渡船、游轮、航空、叉车），当前而言，在这些领域中，电池的使用仍然受限。

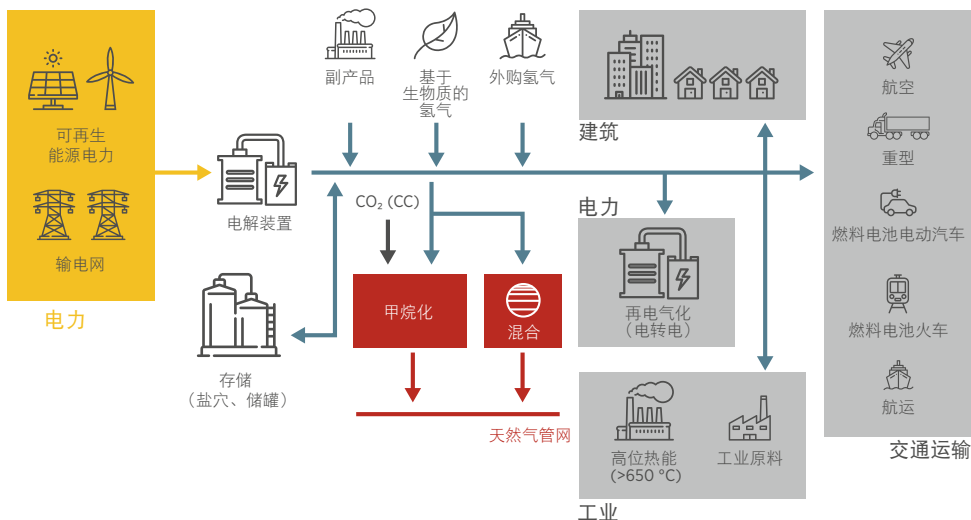
⁴ 对于“绿色”制氢这一概念，目前还没有全球公认的或标准化的定义。然而，在欧洲，就燃料电池暨氢能联合计划（FCH JU）资助的 CertifHy 项目，我们对这一定义达成了广泛的共识。在短期内，可通过碳捕集及利用/存储（CCU/CCS）从化石燃料中产生大量氢气，但这一论题超出了本展望报告的范围。

电力制氢可提供灵活性，以适应电力系统中不断增加的 VRE 的份额。

电解装置是使用电力将水分解为氢气和氧气的装置。电解装置可提供灵活的负载，可为电力系统提供低成本的平衡服务（上调和下调），

同时可生产氢气，用于交通、工业或天然气管网注入。下游产业（天然气基础设施、氢供应链等）的内置存储容量可起到缓冲作用，以便根据电力系统的需求，实时调节氢气产量（从而调节电力消耗），并可长时间消纳 VRE，从

图 5：通过氢气将 VRE 整合到终端使用中



氢气可以促进电力与建筑、交通运输和工业之间的互连。

而实现季节性存储。换言之，氢气有助于实现电力系统与工业、建筑和交通运输部门之间的“产业互连”，可提高灵活性，同时能够促进 VRE 与电力系统的整合（参见图 5）。

从中长期来看，氢气可成为远距离运输和分配可再生能源的一种方式，特别是在电网容量不足或者电网建设难度大成本高的情况下。海上风力发电可能就是如此，氢气可以在海上生产，然后通过天然气管道运输到岸上，管道无论是通过现有的海上管道改造而成还是进行重新安装，其成本均低于海底电缆的铺设成本。

拥有丰富且廉价可再生能源的地区可生产氢气，来运输到可再生能源发电潜力有限或发电成本较高的地区。以氢气为载体运输可再生能源，可以发展不同的规模，从本地到国际均可。我们目前正在多个国家对后一种可能性进行调研，有些国家有丰富可再生能源资源（例如澳大利亚），也有本国可再生能源潜力较小的国家（例如日本）。

氢气载体，例如液体有机氢载体（LOHC）或氨气，比气态或液态氢更适合于长距离输送。然而，到目前为止，管道输送仍是大规模氢气运输的最经济方式，因此“绿化天然气管网”能迅速增加输送量，并提供降低氢气成本所需的规模经济。

制氢最终可成为长距离输送可再生能源的一种方式。

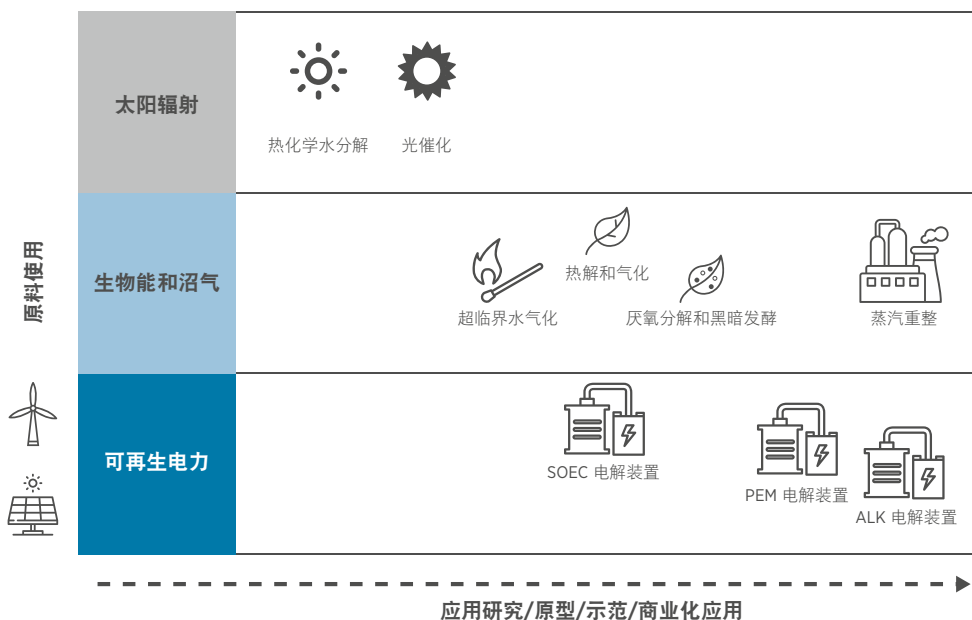
2 目前的技术状况和发展

2.1 可再生能源制氢的生产途径及其目前的成熟度

以下是最成熟的可用于从可再生能源中生产氢气的技术方案：水电解，以及进行或不进行碳捕集及利用/存储 (CCU/CCS) 的生物甲烷/沼气

蒸汽重整，如图 6 所示。有待成熟的技术路线包括生物质气化和热解、热化学水分解、光催化、生物质超临界水气化，以及黑暗发酵和厌氧分解相结合。

图 6: 可再生氢气生产途径及其当前的成熟度



注：ALK = 碱性；PEM = 质子交换膜；SOEC = 固体氧化物电解池。

来源：基于 FCH JU (2015)，欧盟做出的有关可再生资源制氢的研究。

2.2 电解产氢

目前正在使用或开发的电解技术有三种。本节简要概述电解装置的技术前景，或其性能的详细建模以及对氢生产成本的相关影响。

碱性 (ALK) 电解装置在工业中的应用已有将近一个世纪的历史。质子交换膜 (PEM) 电解装置目前已商业化并且正迅速产生市场动力，因为除了其他因素之外，它更加灵活且碳足迹少。固体氧化物电解装置可能具有更高能效，但仍处于开发阶段，与 ALK 和 PEM 不同，它需要在高温下工作 (FCH JU, 2017a; FCH JU, 2014)。

ALK 电解装置和 PEM 电解装置的对比

ALK 电解装置技术已经完全成熟。自 20 世纪 20 年代以来，其已在工业中使用，主要用于非能源相关的应用，特别是在化学工业中（例如氯气制造）。相比之下，PEM 电解装置技术正在迅速兴起并用于商业用途。既有的发展和已形成的产量使得 ALK 电解装置的平均资本支出 (CAPEX)（以每千瓦计）低于 PEM 电解装置。然而，近年来，PEM 的 CAPEX 大幅下降 (FCH JU, 2014; FCH-JU, 2017a)。

目前 ALK 电解装置的使用寿命已提高了一倍，预计未来十年还将继续进一步延长。下表 1 概述了当前 ALK 和 PEM 电解装置的技术经济特性及其预期的进展。⁵

与现有的 ALK 技术相比，领先的 PEM 电解装置在运行中的灵活性和反应性更高。这种显著提高的运营灵活性可以让它从多个电力市场获得收益，因为 PEM 技术提供更宽广的工作范围并且响应时间更短 (NREL, 2016a; NREL, 2016b)。

系统可以最低功耗保持待机模式，并能在短时间按高于额定负荷 (100% 以上，高达 200%) 的容量下运行 (1030 分钟)。凭借向上和向下调节功能，PEM 电解装置可在不折损其可用生产能力的情况下，提供高价值频率控制备用容量 (FCR)。换言之，PEM 电解装置的运营商在可以为其客户提供氢气（用于工业、交通应用或天然气管网的注入）的同时，仍然能够以较低的额外 CAPEX 和 OPEX 为电网提供辅助性服务，前提是要有足够的氢存储量 (NREL, 2016a; NREL, 2016b)。

5 电解装置制造商的产品路线图侧重于不同的方面：其中部分企业关注效率（将工厂效率提高 75%），而其他企业则关注灵活性 (ALK 和 PEM)。某个参数（例如效率）的提升一般会导致其他参数（例如价格/千瓦）的劣化；因此，表 1 展示了电解装置技术的平均运行状态。

表 1: ALK 和 PEM 电解装置的技术经济特性 (2017 年, 2025 年)

技术		ALK		PEM	
	单位	2017	2025	2017	2025
效率	电力/H ₂ (kWh/kg)	51	49	58	52
效率 (LHV)	%	65	68	57	64
电池组使用寿命	工作时长	80,000 小时	90,000 小时	40,000 小时	50,000 小时
CAPEX - 总系统成本 (包括电源和安装成本)	EUR/kW	750	480	1 200	700
OPEX	初始 CAPEX 的百分比/年	2 %	2 %	2 %	2 %
CAPEX - 电池组更换	EUR/kW	340	215	420	210
常规输出压力*	Bar	大气压力	15	30	60
系统使用时长	年	20		20	

* 较高的输出压力可降低下游成本, 以对用于终端用途的氢气进行增压处理。

注: H₂ = 氢气; h = 小时; kg = 千克; kW = 千瓦; kWh = 千瓦时; LHV = 低发热值; OPEX = 运营支出; CAPEX 和 OPEX 的数值基于 20 MW 的系统。

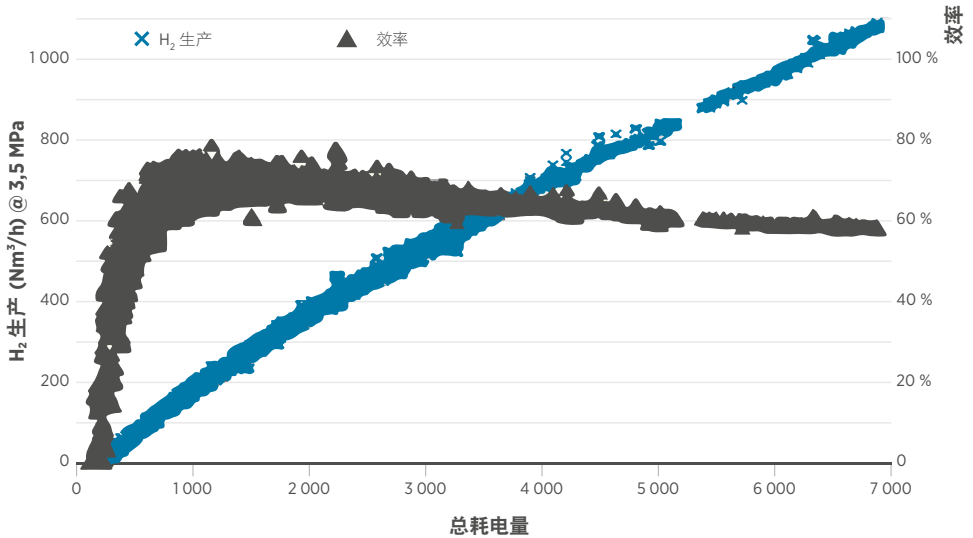
来源: FCH JU (2017a), 计划审查日报告; FCH JU (2014), 欧盟水电解技术的发展。

这种增加灵活性可能会提高电力制氢的整体经济效益, 从而可以从多个电力市场形成新的收入来源, 以补偿 PEM 相对于 ALK 电解装置而言更高的资本成本 (NREL, 2016a; NREL, 2016b)。然而, 辅助性服务市场目前存在着激烈的竞争, 反映在价格的大幅降低, 这可能会影响中期电解装置的商业化方案。

ALK 电解装置在大气压 (高达 15 巴) 下产生氢气, 而 PEM 电解装置能在比 ALK 电解装置更高的压力 (通常约 30 巴) 下生产氢气。

因此, 为达到所需终端使用压力而对下游压缩的需求更低; 这一点在有高压需求的应用 (例如交通应用) 中尤为相关。

图 7: 制氢及其效率与 PEM 生产厂总耗电量之间的函数关系图



注: MPa = 兆帕; Nm³ = 标准立方米
来源: Kopp 等人 (2017 年) 数据。

电解装置在较低负载下具有更高的运行效率，对制氢成本具有与正常预期相反的影响：与电力部门的大多数设施相反，PEM 电解装置在低于额定负载运行时具有更高的效率。图 7 中的 PEM 生产工厂说明了这一点。

碱性技术在设计之初并不具有灵活性，并且一直以来都是在恒定负载下运行以满足工业需求。不过，这项技术最近取得了明显的进展，使得 ALK 技术能够在短时间内同时提供电网服务。但是，目前的 ALK 技术仍然不如 PEM 技

术灵活，⁶使得运营商本可从灵活性中获取的额外收入远未达到。表 2 给出了决定 PEM 和 ALK 电解装置是否达到动态运行的一些关键参数的对比。

当前，最关键的挑战是实现技术规模化 and 通过推广应用降低成本，这一问题主要针对 PEM，同时也适用于 ALK 电解装置制造商。仍需进一步研发，不断提高功率密度，延长使用寿命和改善工厂效率之间的平衡。⁷

6 出于安全原因，ALK 不能低于某一负载值（通常为 -20-30%），而 PEM 不受此限制。

7 有关即将来临的必要创新的最新详细评估，请参阅 Schmidt 等人提供的（2017 年）数据。

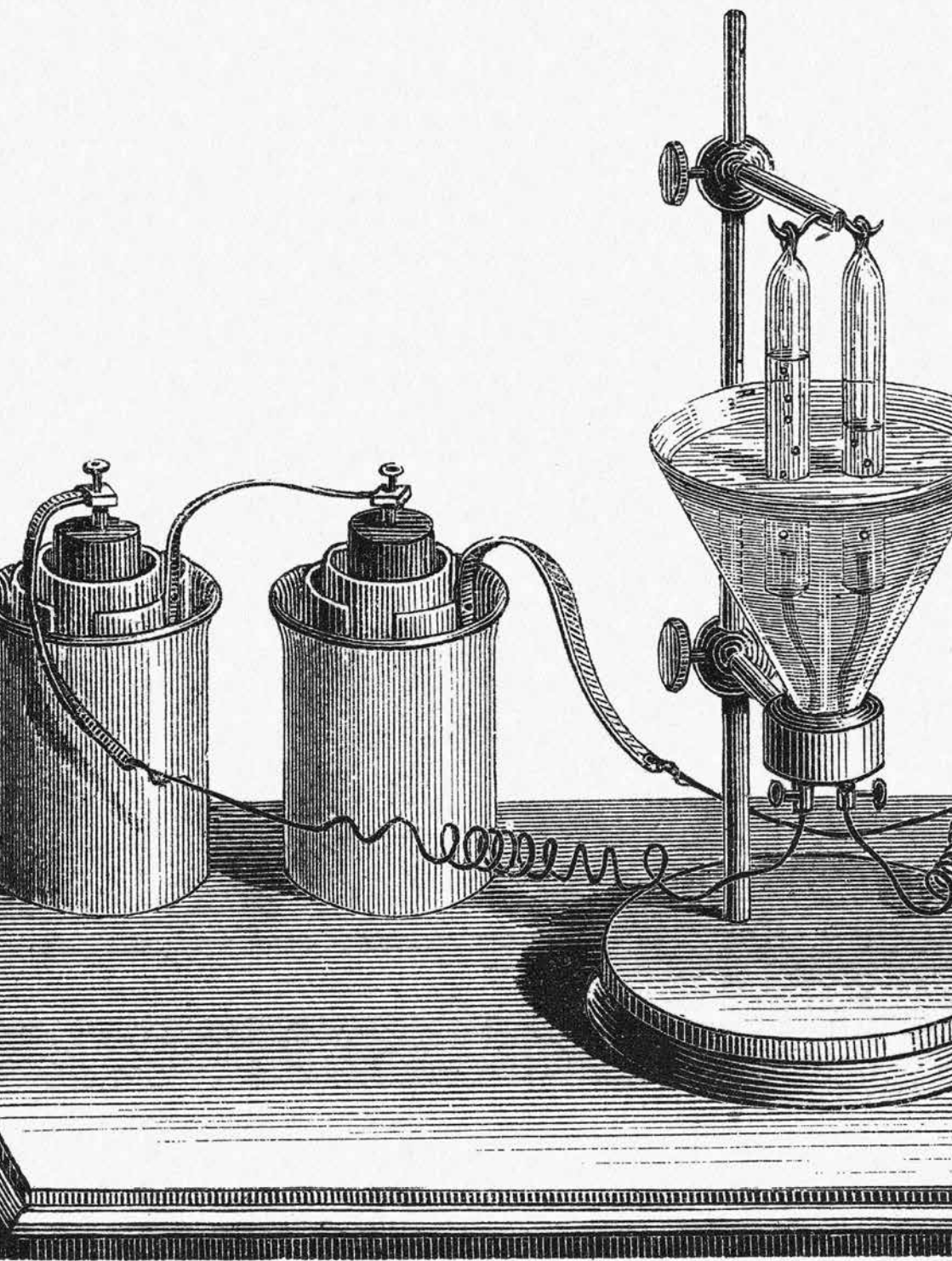


表 2: ALK 和 PEM 电解装置的动态运行

	碱性	PEM
负载范围	15-100 % 标准负载	0-160 % 标准负载
启动 (热启动-冷启动)	1-10 分钟	1 秒 - 5 分钟
上升 / 下降	0.2-20 %/秒	100 %/秒
关闭	1-10 分钟	秒

注: 2017 年数值。

来源: FCH JU (2017b)

SOEC 电解装置与 ALK 和 PEM 电解装置的对比

与 ALK 和 PEM 电解装置相比, SOEC 技术有望能提高效率。然而, SOEC 是一种不太成熟的技术, 仅在实验室和通过小型示范规模展示。⁸目前其投资成本 (CAPEX) 比较高昂; 但是, SOEC 的生产主要需要陶瓷和一些稀有材料作为催化剂层, 而 PEM 电解装置则需要大量的铂作为催化剂层。对高温热源的需求可能也会限制 SOEC 的长期经济可行性 - 其可以采用的可再生能源只有聚光太阳能 (CSP) 和高温地热。

SOEC 在中期内有可能成为一种颠覆当前格局的技术。其优点可能包括提高转化效率以及可直接通过蒸汽和 CO₂ 生成合成气, 以用于各种应用, 例如液体燃料的合成。⁹

利用与 CSP 电厂 (可利用太阳辐射在现场同时生产蒸汽和电力, 并且具有高容量系数) 的协同作用, 可确保所有输入能源完全可再生。

只有在连接电网时, PEM 电解装置才具有完全的灵活性和系统附加值。此外, 此配置最具竞争力, 因为其使运营商能够获取辅助服务的收入, 并优化利用率和电力购买。图 9 显示了当前技术成本水平下以及 2025 年的不同 LCOH, 研究对象为连接到不同电源的 20 兆瓦 (MW)¹⁰ PEM 电解装置: 丹麦的电网 (2017 年)、北海的海上风电场、阿拉伯联合酋长国的大型太阳能光伏电站以及智利的太阳能和风电场。

8 例如, 请参阅 FCH JU 的 GrInHy 项目, 网址为: www.green-industrial-hydrogen.com/。

9 <https://hydrogeneurope.eu/index.php/electrolysers>。

10 20 MW 电解装置的 CAPEX、OPEX 和技术特性取自于 FCH JU 的 2017b 数据。

方框 1: 通过 PEM 电解生产氢气的平准化成本

通过比较两种极端情况，可以显示氢气生产的平准化成本 (LCOH): a) 连接到高度互联的电网且风力发电 (在丹麦) 占据很高比例的电解装置; b) 离网专用设施。在第一种情况下，产生的氢可能不是 100% 可再生能源，工厂必须承担税费、电网费等。其可在更高的容量系数下运行且接近市场需求，从而避免很长的供应链。在第二种情况下，电解装置的负载系数将由可再生能源发电厂的负载系数决定，因此其容量系数比较低。一般而言，该电厂需要更长的供应链。

两个极端情况之间可能存在的相关商业化应用，将通过更详细的研究进行说明 (Hou et al, 2017)。

关于电网连接，只有在电解装置安装在现有的工业厂房及其电力组合设施中时，PEM 电解装置才能直接参与电力市场。如果将其作为一个独立的工厂，该设备可能过小而无法直接在市场上运营。

由于 ALK 技术不如 PEM 灵活，且可能无法适应 VRE 的生产波动性，因此唯一可供考虑的方案是 ALK 电解装置以并网方式运行（不考虑电网服务的任何收入）。

为不同的电力市场提供灵活性服务，可显著改善 PEM 电解装置的商业化应用。从该服务中获取的收入可视为电力成本的降低。因此，当用

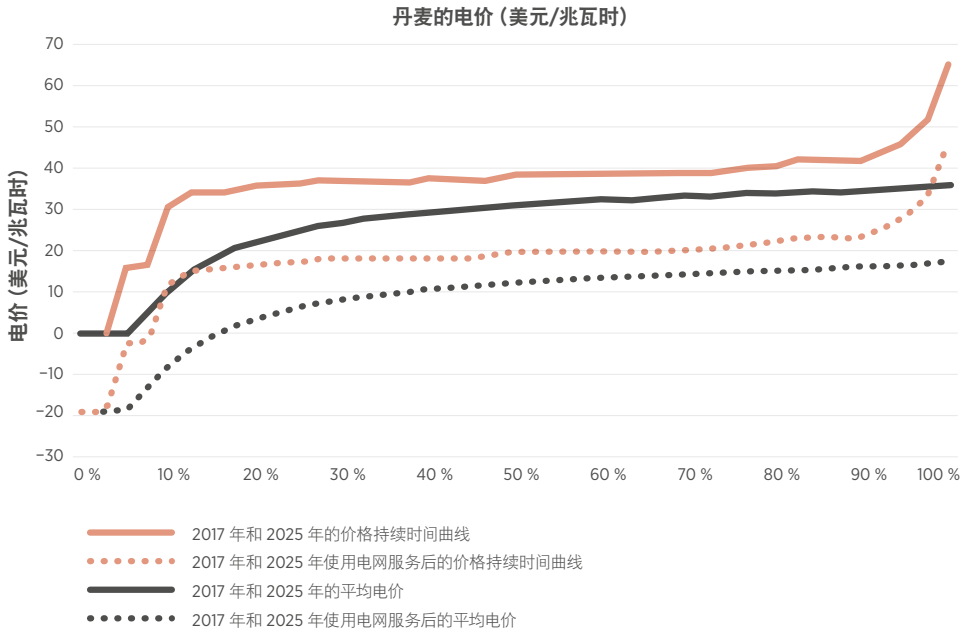
于计算 PEM 电解装置的 LCOH 的电网服务价值为 18 美元/兆瓦时¹¹，丹麦电网的价格持续时间曲线向下移动（参见图 8）。这对 LCOH 产生重大影响。

从 PEM 电解装置连接到电网的情况，我们可以得出以下结论：

- 低负载因子产生高 LCOH：电解装置的 CAPEX 是氢成本的关键组成部分，因为摊销费用需要分配到低产量部分；在低负载因素下，丹麦的典型电力组合具有接近 100% 可再生能源的特征。

11 该模型假设运营商在电解装置运行期间的每个小时均会收到 FCR 报价：18 美元/兆瓦时的承诺报酬，是根据 FCH JU (2017b) 的研究而得出的假设数值。该假设只能在电解装置的早期部署阶段中成立：（浅层的）弹性市场将在一段时间后饱和。此外，在这一竞争激烈的市场中，电解装置将不得不与其他资产进行竞争。

图 8: 2017 - 2025 年丹麦的电价因素



注: 为避免电价预测带来的不确定性, 我们假设 2017 年的价格也适用于 2025 年。

来源: 价格持续时间曲线、电网费用和电网服务收入 (用作电价折扣) 等信息均取自 FCH JU (2017b) 数据。

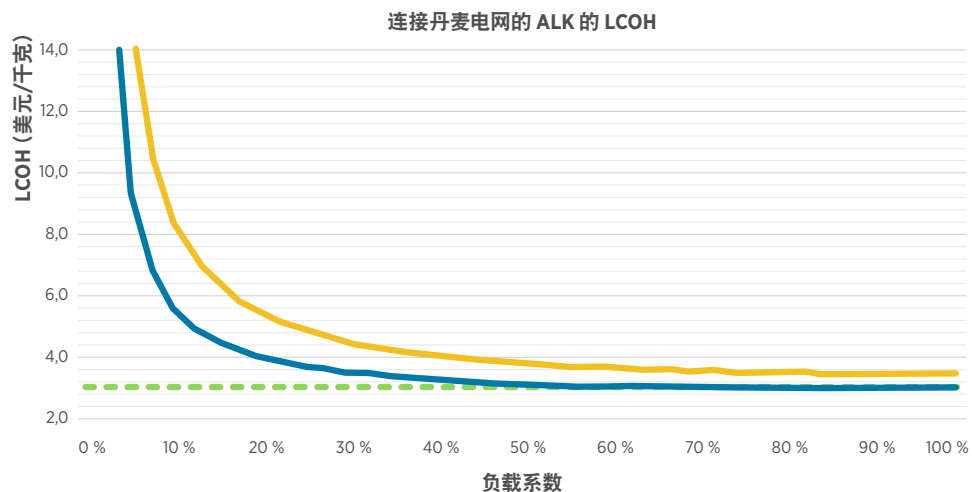
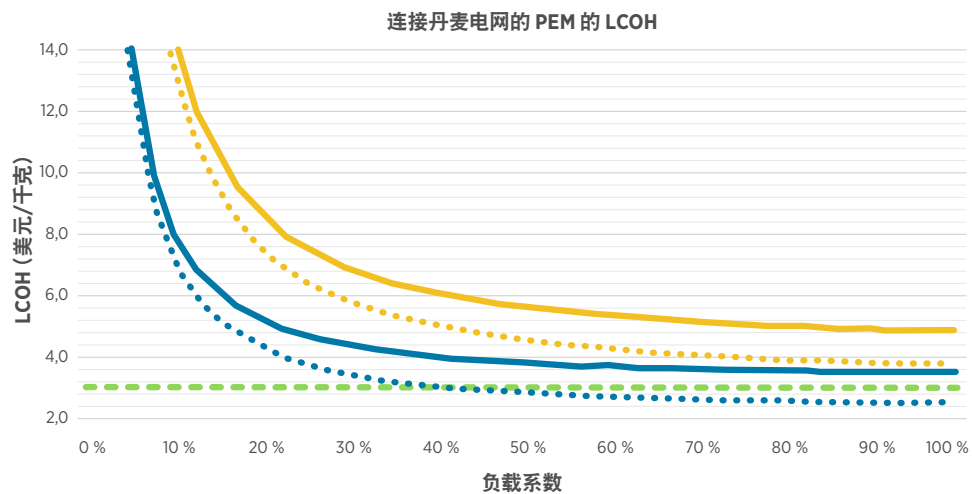
- 在中等负载系数 (40-80%) 下, LCOH 几乎保持不变: 当负载系数增加时, 每千克氢气之摊销费用的减少, 通过电解装置消耗电价持续时间曲线的“昂贵”部分来补偿; 在中等负载系数下, 丹麦的典型电力组合设备仍然具有可再生能源占比较高的特征, 但该占比未接近 100%。
- 在较高的负载系数和高电价的情况下, CAPEX 部分的进一步减少对 LCOH 值产

生的影响较小; 在这样的价格下, VRE 的份额同样可能非常低。

佛兰德斯电转气路线图研究¹²显示了类似结果: 根据比利时预计的电价持续时间曲线, 该研究计算了在公共汽车加氢站 (HRS) 分配 H₂ 的 LCOH (每天为 25 辆公交车加氢, 一台 0.2 MW 电解装置每天生产 900 千克的氢气)。LCOH 的计算整合了加氢站的 CAPEX 和 OPEX。

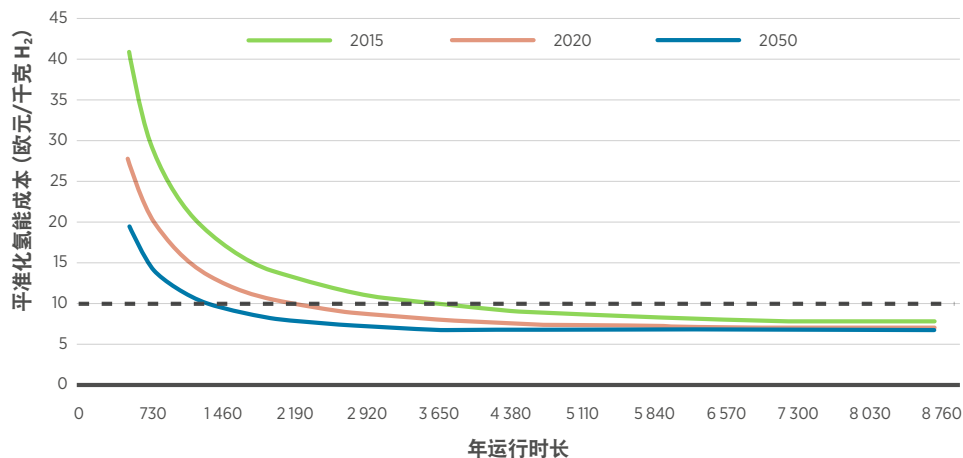
12 www.power-to-gas.be/roadmap-study.

图 9：2017 年采用 ALK 和 PEM 制氢的平准化成本 (LCOH) 和 2025 年的预期成本



- 2017: 丹麦电力组合
- 2025: 丹麦电力组合
- 2017: 采用电网服务的丹麦电力组合
- 2025: 采用电网服务的丹麦电力组合
- - - - - 目标成本

图 10: LCOH vs 运行时间 (公交车加氢站)



来源: Thomas, D. 等人(2016)

该研究的结论为：“考虑到商业案例采用相同的方法，如果一般情况下加氢站（和电解装置）的利用率高于 25%，预计加氢站的 LCOH 可能会低于 10 欧元/千克的界标 [参见图 10]，如果利用率较低，LCOH 会急剧增加至较高的数值，”。

此外，从瀑布形图表（图 12）可得出以下结论：“电网费用对 LCOH 的总体影响很大，在这个具体例子中为 2.60 欧元/千克。如果取消这些费用的话，LCOH 将在每千克 5.2 欧元的范围内”。

当电解装置直接连接到 VRE 发电厂和离网时，其必须遵循 VRE 发电模式，这就需要 PEM 电解装置很灵活，因此 LCOH 的 CAPEX 部分将由 VRE 发电厂的负载系数决定。

图 13 显示了直接连接到 VRE 发电厂的电解装置的 LCOH，较低的负载系数（图 13 中较小的圆形）增加了 LCOH：电解装置的摊销成本需要分配给生产出的较少氢气。只有当 VRE 的成本以及电解装置的 CAPEX 进一步下降时，将来才可能以具有竞争力的成本生产氢气。

与此同时，离网系统用电的 LCOE 展现出了持平的价格曲线：用电量的增加并没有导致电力成本的增加。

基于这种分析逻辑，智利正在制定一项旨在出口氢气的战略。同时，除了在近期转向新的煤和天然气资源之外，日本将智利视为可再生能源生产氢气的长期来源。

智利之所以能够成为理想的产氢国是因为其兼具较低的 LCOE 和较高的容量系数，使得该国

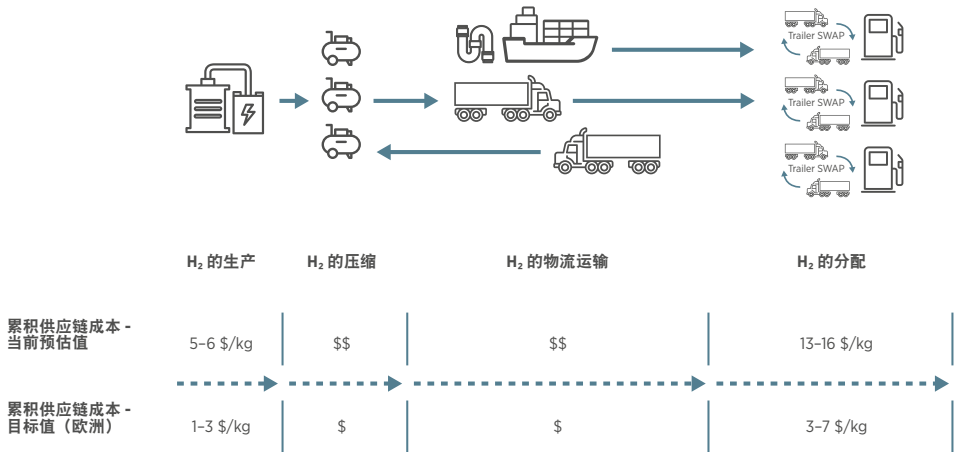
能充分利用廉价的可再生能源电力，并最大限度地降低电解装置折旧对 LCOH 的影响。值得注意的是，像阿根廷（由于巴塔哥尼亚风力发电的高负载系数）、澳大利亚和智利（由于有充足的太阳能）这样的国家，它们正在制定路线图，将其富余的 VRE 转化为压缩气态或液态氢（或类似于 LCOH 的其他载体，参见上文），再运输到净需求地区，如日本¹³ 和韩国。

第一个国际性供氢产业已确定将于 2020 年开始运作，届时将由文莱生产出液化氢并将其运往日本的川崎。

为考察 LCOH 的全面情况，不同氢气应用的目标售价已在图中显示。对于未来的成本预测，美国能源部对泵送的氢气成本设定的目标为 5 美元/千克（US DOE, 2018），而日本的目标是到 2030 年，将加氢站的成本从当前的 10 美元/千克降至 3 美元/千克¹⁴，FCH JU 的目标是 6 欧元/每千克。

图 11 描述了这一情形。¹⁵

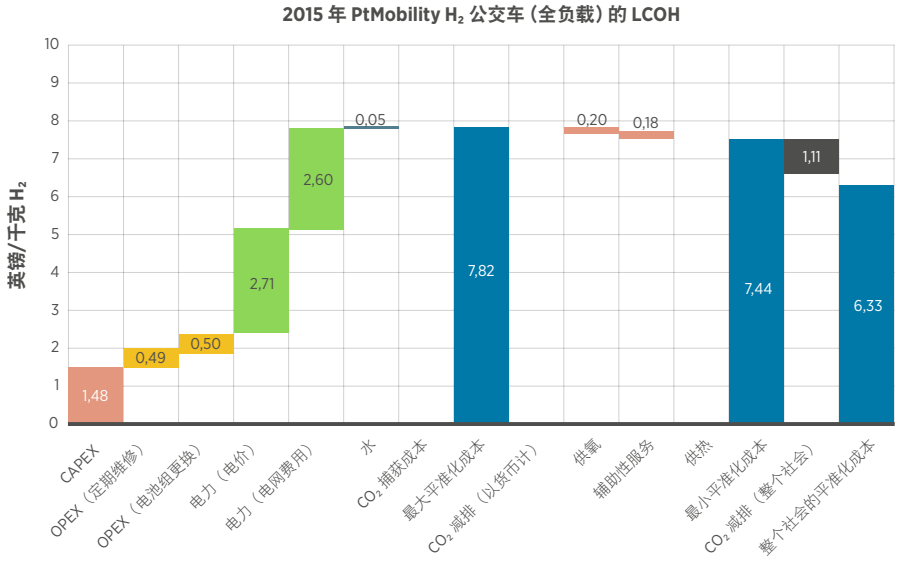
图 11：交通运输中氢气的累积供应链目标成本



HINICIO (2016 年) 的数据展示了美国能源部 (2018 年) 关于泵送氢气的成本估算。然而，目前日本的预估值为 10 美元/千克。有关生产的目标价格：请参考 IRENA 的分析。日本的目标泵送价格为 3 美元/千克，美国为 5 美元/千克，欧洲为 6-7 美元/千克。具体数值请参见参考文献。)

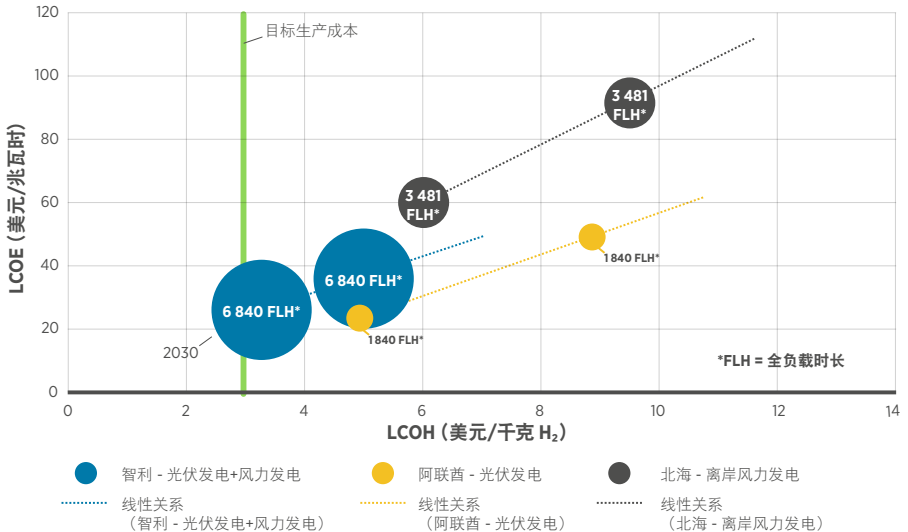
13 www.ammoniaenergy.org/kawasaki-moving-ahead-with-lh2-tanker-project/ and <https://www.bizbrunei.com/ahead-to-begin-worlds-first-international-supply-of-hydrogen-from-brunei-in-2020/>.
 14 www.bizbrunei.com/ahead-to-begin-worlds-first-international-supply-of-hydrogen-from-brunei-in-2020/.
 15 由于各国和各种应用的目标售价存在太大差异，因此无法就工业氢价格得出统一的结论。

图 12: 2015 年公交车加气站的 LCOH 瀑布形图表 (全负载运行)



来源: Thomas, D. 等人。(2016)

图 13: 氢气成本与电力成本和 PEM 电解装置利用率的函数关系



通过将电解装置连接到电网，目前已经可以实现 5-6 美元/千克的目标成本（2017 年丹麦电价包括所有电网费、征费和税费）（FCH-JU, 2017b）。此外，目标 LCOH 可以通过仅在 40% 的时间运行电解装置来实现，这意味着电解装置无需在全负荷状态下运行（消耗基于化石燃料的电力）。此外，并网电解装置可在接近氢气需求的区域，甚至是现场运行，从而显著降低物流成本。

产自离网 VRE 的氢气的商业化之路仍然充满挑战，主要是因为可再生能源发电厂的负载系数与电网发电相比相对较低，智利的情况（结合光伏发电厂和风力发电厂，负载系数高）是一个例外。

然而，这种方法确实可以避免所有电网成本，并可在拥有丰富太阳能或风能资源的边际区域开发大规模、低成本的 VRE 设施，专用于氢气生产。

在离网情况下可通过以下方式增加电解装置负载系数：将太阳能和风力发电厂进行结合（如图 13 所示）、使用具有蓄热功能的 CSP，以及使用电池来优化电解装置的效率。到 2030 年，凭借更成熟的 PEM 电解装置技术，与 VRE 发电厂直接连接可促成积极的商业化应用。鼓励能源系统脱碳化的政策可能会迅速改变这种状况，其能引发大规模调配，进而进一步降低成本。

在离网情况下将产自波动性可再生能源的氢进行商业化应用，仍然具有挑战性。

3 终端使用部门中的氢气应用

氢气有助于在难以实现电气化的领域更多地利用可再生能源：包括交通运输部门、工业部门以及依赖现有天然气管网的部门，如建筑和电力部门。

氢能委员会近期¹⁶（2017 年）开展的一项研究全面评估了氢气的长期潜力，并且完成了开发利用的路线图。该研究设想到 2050 年，全球最终能源需求的 18% 可以通过氢气来满足，这一数量相当于约 78 EJ。¹⁷相应的减排潜力为每年 6 吉吨的 CO₂。截至 2015 年，氢需求量为 8 EJ，其主要用于工业原料。如图 14 所示，这些氢气目前由化石燃料生产得来。

为实现这一潜力，必须得到政策和财政支持并大幅降低成本。根据 IRENA（2018 年）最新的经济评估测算，除了可用作原料外，到 2050 年，氢气在全球范围内的经济潜力约为 8 EJ。¹⁸其中大部分是用于交通运输，在工业中也有很大用途，这些应用主要集中在钢铁和化学品行业。虽然氢能委员会的路线图代表着业内针对氢气在适当情况下（例如政策、法规、规范和标准一致）的经济潜力所持有的一致愿景，但其只是众多可能结果的一个方面而已；IRENA 的评估着眼于可再生能源选项组合，以实现《巴黎协定》中设定的目标，并按替代成本对选项进行排名。¹⁹图 14 对这些研究进行了比较。

以下部分概述了氢作为原料和能源载体的潜在应用。

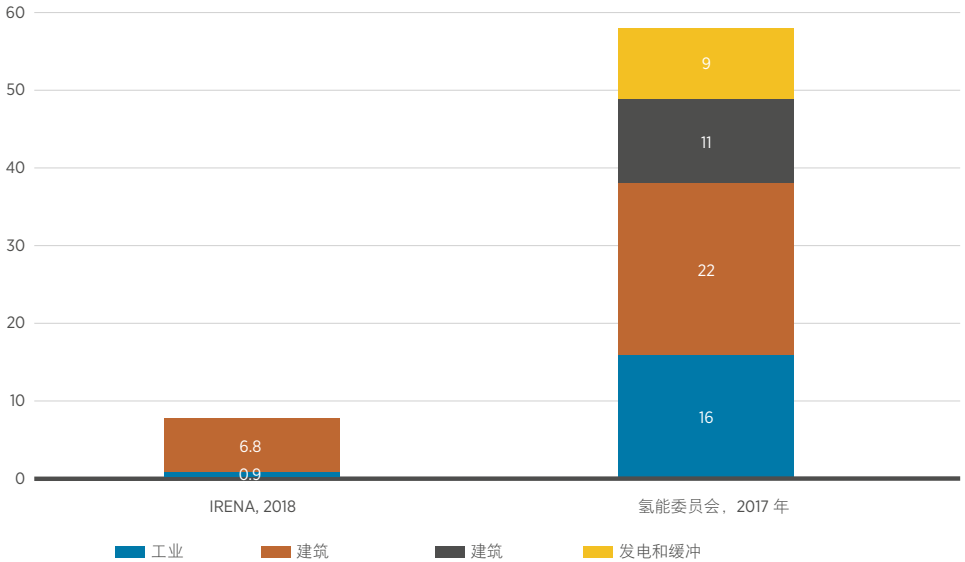
16 氢能委员会是一项全球计划，由关注各种氢技术（如乘用车、电池、天然气、碳捕集及存储或使用）的能源、交通运输和工业领域的领军企业而组成，其已制定统一的愿景以及长期目标，即利用氢技术促进能源转型。在达沃斯举行的 2017 年世界经济论坛上，不断扩增的首席执行官联盟表示，其目标是加快对氢和燃料电池行业发展和商业化的重大投资，并鼓励关键利益相关者通过相关政策和计划，增加对氢技术的支持，促进氢成为未来能源结构的一部分。

17 其中 19 EJ 用于原料用途。

18 不包括用于生产氢气的气体原料等。

19 有关 REmap 方法的更多信息，请参见：<http://irena.org/remap/Methodology>。

图 14: 2050 年氢气在最终能源供应总量中的潜力 (所有值均按 EJ 计)



来源: IRENA (2018 年), 氢能委员会 (2017 年)。

3.1 交通运输领域的脱碳化

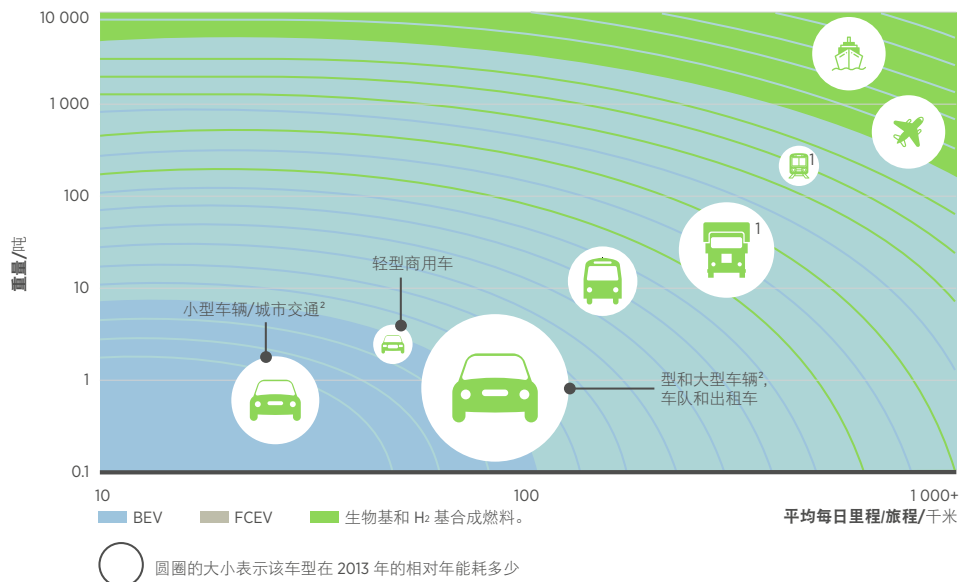
FCEV 是一种电动车, 其可行驶里程和燃料加注时间的性能类似于传统车辆。从这个角度来看, 它们将电动交通方式的范围扩展到高负载循环部分, 如长途或高利用率的道路车辆 (卡车、公共汽车)、火车、渡轮和实用车辆 (如叉车), ²⁰这些车辆当前使用的电池存在不足。因此, 在更广泛的能源转型背景下,

氢气应该被视为 BEV 的补充; 虽然它们可能在某些细分市场上存在竞争, 但对于每个细分市场, FCEV 或 BEV 都具有明显的竞争优势。

下图 15 说明了这种互补性, 并根据车辆重量和所需的行驶里程对运输部门进行了划分。对于每个细分市场, 该图展示了三个替代动力传动系统的适用性: BEV、FCEV 以及生物基和 H₂ 基合成燃料。

20 在叉车市场, FCEV 早已成为一种商业化解决方案, 其价值定位是基于生产率的提高。叉车部门是最先进的部分, 其已在美国各地的仓库 (可口可乐、宝马、亚马逊等) 部署了数千台设备。凭借电池到燃料电池的转换, 运营者提高了车队利用率, 降低了人工成本 (无需电池更换操作) 并减少了所需空间 (无需专用空间来存储电池)。(IEA Hydrogen, 2017)。

图 15: 交通运输市场的划分



来源: 氢能委员会 (2017)

该图表明，虽然 BEV 非常适合于较短距离行驶的小型 and 轻型车辆，但 FCEV 为行驶距离较长的偏重型车辆（如卡车、区域/城际公交车等）和高利用率车辆（如出租车）带来了优势。此外，FCEV 将结合氢气的灵活性和 BEV 的高效性，可能成为最经济的长期选择。

近期而言，FCEV 在重型车辆市场（如卡车和公共汽车）具有发展潜力。在这一领域，氢气和燃料电池有望发挥重要作用，并且对用户而言，FCEV 在燃料加注时间和行驶里程方面的性能明显优于 BEV。燃料电池公共汽车已在现

实环境下投入使用并通过验证。近年来，其生产成本大幅下降，并将随着产量的增加而继续下降。燃料电池卡车正在开发中，预计在未来几年内将开始大规模应用，特别是在美国（如丰田、尼古拉）。中短期内，在这一领域，氢动力车辆可能会面临天然气和生物天然气动力车辆的竞争，这些车辆目前也在世界各地投入使用。

FCEV 在中大型乘用车市场中具有长期发展潜力，前提是其能实现多个要素，其中包括续加燃料供应链和基础设施。使用率较高且燃料续

加次数有限的市场领域（如出租车、最后一英里交付），相比 BEV 而言，FCEV 尤其具有竞争优势。目前，这类车辆大多处于商业起步阶段，2017 年全球仅有约 8000 辆此类型车辆投入使用。丰田 (Toyota)、现代 (Hyundai)、本田 (Honda) 和中国汽车制造商上汽 (SAIC) 等几家全球汽车制造商，已开始在日本、加州、欧洲和中国等一些地区实现商业化。

除了公路运输之外，**更长远来看**，氢气还有可能**促进**铁路运输、船运和航空领域的脱碳化。

在铁路领域，阿尔斯通 (Alstom) 制造的首批氢动力列车正在德国北部进行部署，用于商业服务，以取代非电气化线路上的柴油列车。这使得系统供应商可避免建造新架空电线带来的高额资本支出。还有其他几个国家（包括英国、荷兰和奥地利）也计划在未来几年内实施类似部署。

在海事部门，燃料电池船只在各个部分（渡轮、穿梭客船等）正处于示范阶段。监管方面的推动也创造了更快速的发展机会。氢燃料电池还可用于取代目前通常以柴油或燃油为基础的船载和陆上电源供应，以消除港口的污染物排放（如 NOX、SOX 和颗粒物），同时避免港口电气连接的昂贵安装成本。对于长距离船舶运输，液化氢现在被认为是一个潜在的选择，以达到国际海事组织设立的目标：到 2050 年减少 50% 的温室气体 (GHG) 排放量 (UNFCCC, 2018 年)。

在航空领域，小型螺旋桨驱动支线飞机目前正在考虑使用基于燃料电池的电力推进方式，并进行了示范（例如德国 HY4 演示项目）。此外，氢燃料电池还可用于若干与车载电源相关的潜在应用，这些应用可能在 2020 年至 2050 年之间展开部署。对于喷气式飞机而言，其可以通过使用可作为混入式燃料的电子燃料补充航空生物燃料，以实现脱碳化。这取决于经济性能的提高（目前生产电子燃料的成本远高于其打算取代的化石燃料），航空领域还需要进一步的技术进步、示范和严格的测试。

与 BEV 一样，燃料电池动力车辆的部署需要协调推出专用的燃料续加基础设施。车辆的类型和数量直接影响所需的加氢站类型，需要根据容量和氢气输出压力水平（350 或 700 巴）进行建造。

制氢产业在交通领域面临的主要挑战是克服“先有鸡还是先有蛋”的困境。这对于乘用车领域来说尤其明显。一方面，汽车制造商不愿意在没有加氢基础设施的情况下投资制造燃料电池汽车，因为没有消费者会购买无法续加燃料的汽车。另一方面，能源和工业天然气公司不准备在氢动力汽车商业化之前建设必要的加氢基础设施，因为这一投资需要好几年才能看到回报。因此，在一些国家，政府正在逐步提供投资支持。

在基础设施方面，氢气的生产和分配基础设施属于资本密集型投入，如果无法预见长期的氢



*Hydrogen
Fuel*

需求以及缺乏确保市场长期存在所需的政治承诺，这种投资具有风险，且难以验证其合理性。为了推行该技术，必须进行大规模安装以实现规模经济，从而降低终端用户的氢气使用成本。获得关键数量的氢需求是基础设施投资的主要障碍，因此人们越来越关注重载和高负荷循环应用。在大多数国家，基础设施的提供面临的另一个瓶颈是：缺乏可用的商用车辆。尽管如此，从短期到中期来看，氢气可以首先在较小的燃料补给站就地生产，一开始在那些可返回基地进行燃料补给的车辆（例如，地方政府用车或公共汽车总站）上进行运用。这些站点也可对公众开放。

3.2 工业领域的脱碳化

在短期内，那些已经具有十多年氢气使用经验的大型工业部门（如炼油厂、氨生产厂等）有望成为电力制氢的主要早期市场，因为其能够立即产生规模效应，从而迅速降低成本。从长远来看，通过电解由可再生能源制成的氢气，有可能促进工业的深度脱碳化。

现有氢供应的脱碳化

使用可再生能源产生的电力来实现电力制氢，将有助于减少下列行业的排放量，在这些行业，氢用作（化石燃料型）原料的历史已有数十年。对于每个行业，我们必须仔细评估特定路径及其相关的转换成本，因为在某些情况下，只需要将氢的生产从以化石燃料为基础转

换到以可再生能源为基础，而在其他行业，则可能需要改变工艺以及进行相关的投资。

• 重工业：

- **化工：**氢在工业领域的主要市场是用于氨、聚合物和树脂的生产（参见图 4）。
- **精炼：**在全球范围内，炼油厂是工业领域第二大耗氢部门（参见图 4）。氢气用于加氢裂化和燃料的脱硫处理（加氢处理）。
- **钢铁：**氢气用于退火处理（对加工金属进行热处理以恢复其变形后的延展性）。从全球范围来看，该行业对于氢气的总需求量相对较小。

• 其它工业：

其他几种工业制程也使用氢气，但总共仅占全球氢气需求量的 1%。这些制程包括：玻璃、食品（脂肪加氢）、散装化学品、特性化学品和半导体的制造、发电机冷却，以及用作航空航天火箭的推进燃料。当前，这些生产过程主要选择化石燃料。例如，在欧洲和美国，SMR 是主要选择。在中国，尽管煤炭气化方式也用于金属和石化生产，副产氢的价格维持仍占主导地位。在澳大利亚，大部分氢通过煤炭气化而产生。

工业可以成为对电力制氢有利战略市场，在这个市场中，巨大的潜在容量将产生规模经济效益，从而即使在安装数量有限的情况下也可以

进一步降低成本。这可能进一步加快电力制氢在其他领域（尤其是在交通领域）的部署，并改善其经济性。然而，在工业领域，从可再生电力中获取氢气所需成本高昂，因此阻碍了其发展。且该领域往往对原料价格非常敏感，并且将工厂迁往其他国家可能会产生碳泄漏风险。因此，在重工业领域（减排法规、可再生能源法规、碳市场等），我们应把政策和监管框架视为发展可再生电力制氢的主要动力。

与大型工业相比，电力制氢在轻工业领域的利用主要依靠纯经济支持，因为这些部门通常不受排放限制或碳市场义务的约束。从历史上看，电解装置并不是拥有最低成本的选择，除了发电用大型涡轮机冷却用氢气（由氢气冷却的发电机可在现场通过电解产生氢气供自身使用）。电解装置成本的降低，以及从灵活性中获取额外收入的可能性，可能会在中期内改变局面。

化工和炼油行业可能成为可再生能源发电制氢的关键市场。这些行业按照给定的价格，长期需要大量的氢。工业部门可作为一个专属客户，其通常通过长期合同进行合作，这就能保证价格和数量的确定性。大量产能可以带来规模经济效益，以及从天然气管网注入和提供电网服务等项目中获得叠加收入，从而使得产自可再生能源的氢气的竞争力能够更加接近产自SMR的氢气。

在终端使用部门用可再生能源发电制氢取代化石燃料

在许多工业部门可发现新的氢气应用，因此在这些部门中，用可再生能源电力产生的氢可作为深度脱碳的一种选择：

- **用氢气代替天然气和其他化石燃料，通过氢气专用燃烧器中的氢气燃烧过程产生高位热能 (>650°C)。**例如，水泥和铁的生产过程中需要大量的高温热量。氢还可用于热电联产装置以产生热量和发电。
- **通过减少铁矿石的使用降低排放。**当前，炼钢领域主要使用炼焦煤作为碳源。炼焦煤充当铁矿石的还原剂（使氧 [O] 与铁矿石中的铁 [C] 反应，产生 CO_2 ）。一种被称为氢气直接还原法（DRI-H）的替代创新工艺可避免使用焦炭，其目前正处于示范阶段，且可能成为实现节能和低碳炼钢的基础工艺（将氧 [O] 与氢 [H_2] 反应生成水 [H_2O]）（FCH JU, 2017b）。
- **通过将电解产生的氢与从排放过程中捕获的二氧化碳（或可能从空气中提取的二氧化碳）结合，生产合成燃料，**如汽油、柴油、煤油、甲醇（所谓的“电转液”）或天然气（甲烷化）。尽管整个生产过程的能源效率有限，但这些途径可以将可再生能源引导到减排方式有限的行业，如航空业。

3.3 天然气管网的脱碳化

从短期来看，向天然气管网中注入从可再生能源电力制取的氢气，将可能增加收入，从而改善电力制氢的经济性。从长远来看，其有望储存大量可再生电力，同时可对天然气需求进行脱碳处理。

通过电解从可再生能源发电制取的氢气，可与天然气混合并注入到天然气管网中，根据不同的系数和成分达到一定的浓度。这样，可有助于减少建筑、工业和发电厂因使用天然气造成的相关排放。

从短期来看，向天然气管网注入氢气是一种低价值、低投资的举措，可以支持早期氢气生产规模的扩大。正如 HINICIO 和 Tractebel 最近在 FCH JU 研究 (2017b) 中所强调的一般：

氢气注入应成为一种措施，用于降低电力制氢在交通领域中陷入“死亡之谷”的风险……

当无法满足预期需求的风险仍然很高（“死亡之谷”）时，天然气管网注入可以在交通应用不断增加的阶段以低边际成本提高现金流量，以实现盈亏平衡。氢气注入可以让电解装置几乎连续地运行，从而有助于确保通过提供电网服务获得收入，因为电网服务通常需要电解装置处于运行状态。

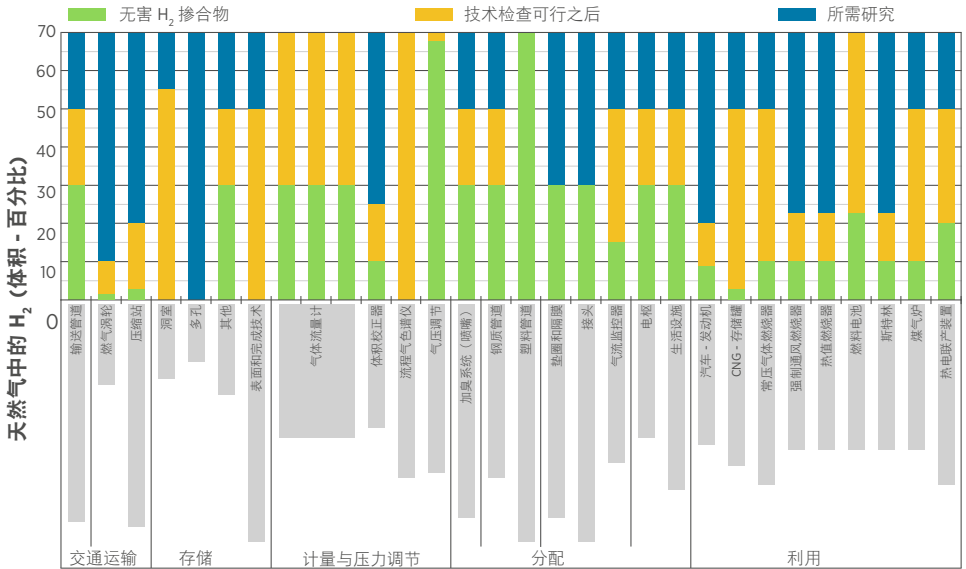
通过收取注入费等措施可以对向天然气管网注入氢气提供支持。其收费标准可以设定在能够弥补氢气和天然气的成本差异。只要有剩余产能（当交通或工业需求不需要全负荷生产时），氢气就会被注入，而且氢气的边际成本低于注入费。因此，当现货电价较低时，就会进行注入。考虑到电解装置当前的技术水平，费用水平可大致相当于某些欧洲国家现有的生物甲烷注入费（+/- 90 欧元/兆瓦时）（FCH JU, 2017b）。

从长远来看，向天然气管网注入氢气，被认为是一种能够储存大量可再生能源的方式。由于氢气将使用现有的天然气基础设施，因此可以避免昂贵的电网升级和扩建费用。

与电力相比，电力制氢的一个关键优势是氢气可以大规模储存。这将使该系统能够应对需求的大幅波动，以作为一种季节性存储方式，应对季节性需求高峰（如冬季供热）。由于天然气管网的容量非常大，所以即使混合比例很低，也能消纳大量波动性可再生能源。仅就欧盟而言，天然气管网中以甲烷形式储存的能量约为 1,200 太瓦时 (TWh) (ENERGINET, 2017 年数据)。这大约相当于欧洲天然气总需求的一半之一。²¹

21 2015 年，欧洲天然气总需求量为 5,480 亿立方米，相当于约 5,375 太瓦时。这里的“欧洲”包含 31 个国家：欧洲经济合作与发展组织成员国 + 保加利亚 + 克罗地亚 + 立陶宛 + 马尔他 + 罗马尼亚 + 前南斯拉夫的马其顿共和国。注：塞尔维亚没有被纳入考虑范围，因为自 2017 年以来，该国的数据只能通过欧盟统计局获得。OIES (2018)。“欧洲经济合作与发展组织成员国”由经济合作与发展组织 (OECD) 的成员组成，其与最先进的经济体旗鼓相当。

图 16: 天然气基础设施部件的耐氢性



来源: 改编自 DVGW (2012 年) 数据。

最佳混合浓度很大程度上取决于现有网络、天然气成分和终端应用的特性。现有研究表明，通常，在氢气浓度（体积最高为 10-20%）相对较低的情况下，氢气的混合可能无需对基础设施进行重大投资或改造，并且可以安全的方式进行（IEA，2015 年数据；DNV-GL，2017 年数据；NREL，2013 年数据；加拿大国家研究委员会，2017 年数据）。关于混合比例，最关键的应用包括燃气涡轮机、孔隙封闭、压缩机和压缩天然气罐（参见图 16）。气流检测

器、定量变压器和终端使用仪表以及安装在住宅部门的大多数天然气器具，可能需要进行调整或改造。

按体积计算，若混合浓度超过 20%，则需要对现有基础设施和终端应用进行重大改变。因此，在特定情况下，以地方或区域（例如在特定社区内）为基础对整个基础设施和应用器具进行改造以使用纯氢，可能会更加经济实惠。

英国利兹市的 Iron Mains 项目正在专门研究这一方案，并已完成可行性研究（Northern Gas Networks, 2017 年数据）。利兹是一个特殊的案例，有着很多有利条件，如那里有一个产业集群（Teesside）、有大型煤电站和用于碳捕集及存储（CCS）的（往昔）近海天然气田。此外，英国的主要天然气管网正在老化并需要进行更换。为了降低事故风险，在 40 年内，这些旧管道将使用现代聚乙烯管道和其他先进的设备进行替换，这些设备可能更适合氢气的分配。这些因素使得利兹开始考虑向氢能转变。还有一些其他的测试案例，包括在德国北弗里斯兰县（Kreis Nordfriesland）克兰克斯比尔（Klanxbull）和诺伊基兴（Neukirchen）镇进行的测试。²²

为更好地了解不同混合水平的氢气及其注入对现有天然气基础设施的技术影响，以及所需的改造和投资，还需要开展更多的研究。这些研究必须根据具体情况进行，因为各个区域的天然气管网具有不同的技术特征。经过相关的研究和测试后，由于大多数国家对天然气中氢的含量均设定了限制，因此氢气的混合将需要对法规进行调整。

从长远来看，由于有了低成本波动性可再生能源，氢气的混合浓度达到可接受的上限时，从技术层面来讲，我们可以通过甲烷化工艺借助氢气生产合成甲烷，在这一过程中氢（ H_2 ）与从浓缩源中捕获的（或来自空气）生物质或二氧化碳（ CO_2 ）中的碳（C）结合产生合成甲烷（ CH_4 ）。²³尽管这一工艺路线在天然气基础设施或终端使用层面不涉及任何额外的成本或技术障碍，但其主要的困难仍然是效率低和本身的工艺成本，因为在氢气生产之外，还需执行额外的 CO_2 捕获和甲烷化步骤。

22 www.hansewerk.com/de/ueber-uns/innovationen/forschungsprojekte/wasserstoff-einspeisung.html.

23 鹿特丹港正寻求从海上风能中获取 H_2 ，并将其与生物质废料结合，使之继续成为化学品生产的核心；
www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/study-outlines-how-rotterdams-industrial-sector-can-comply-with-paris.

3.4 基于燃料电池的氢转电工艺

从长远来看，当高比例波动性可再生能源使得季节性储存必须与季节性发电需求相匹配时，再电气化途径（储电与再发电）成为一个很有前景的选择。然而，在大多数情况下，这样的商业化应用在短期或中期内仍然极具挑战性，因为与抽水蓄能或电池存储等替代方案相比，其往返效率低，而且 CAPEX 较高。由于波动性可再生能源和电力储存的发展通常基于纯粹的经济理论，因此电力成本高昂的（基于化石的）独立电力系统将成为潜在的利基市场。在这一环境下，若将通过氢气进行长期存储与通过电池进行日间存储这两个方式相结合，相较于设定更低的能源价格，其实现经济效益的速度可能更快。

在氢和燃料电池已经发挥作用的领域，还存在其他一些可填补空缺的应用，如不间断供电的固定电源或网络设备（电信塔）和数据中心的电力备份系统，以及孤立区域或岛屿的离网电力供应。固定的氢燃料电池，与通常较便宜且具有更好的往返效率的电池之间存在竞争。然而，与蓄电池相比，氢存储和燃料电池不会自我放电、且具有更长的使用寿命和更好的耐高温性能，这些性能在更极端的气候中非常有用。当我们需要比电力（可储存许多小时的电力供应）更多的能量时，就有可能使用氢气进行固定发电。固定式燃料电池还可以取代柴油发电机，因后者需要更多的维护，所以使得固定式燃料电池很适合应用在偏远地区。对于优质的海岛旅游胜地来说，固定式燃料电池具有更小的噪音和气味，且有助于改善空气质量，因此可成为一种更具吸引力的选项。

4 创建氢供应链

随着氢终端应用的逐步部署，将需要对氢供应链进行联合产能提升，包括额外的生产能力、运输前的净化和加压以及运输和配送能力。从理论上讲，我们拥有多种选择，包括从现场生产（在氢消耗地直接生产氢气）到集中生产和长距离输送，例如通过罐车、天然气或专用氢气管道。实际上，氢供应链的结构将受到地理分布、需求性质以及以下因素的影响：

- 第一点，与现场生产成本相比，就近是否有生产氢气可用的现成的氢源或原料，因为氢气的生产是供应链中资本密集程度最高的部分。

- 第二点，在超过一定的消耗阈值时，²⁴现场生产或通过专用氢气管道进行输送可能是唯一可行的主流供应模式。在不久的将来，这种情况可能仍会持续下去。

- 第三点，从风险管理的角度来看，传统而言，只有符合以下情形时，我们才会对新型大规模生产容量进行投资：大部分产量出售给单个客户（或少数客户）并且预先签订长期合同（NREL，2016a 数据）；新产能拥有足够的资产缓冲能力来弥补初期的损失，或可通过决策者提供的降低金融风险的工具来证明其合理性（FCH JU，2013 年）。

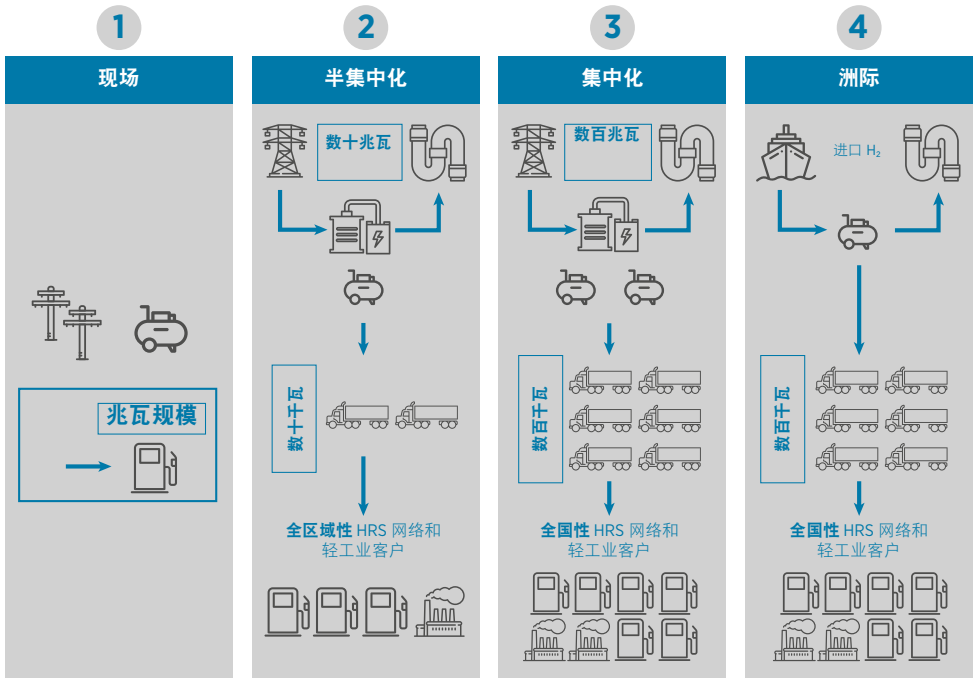
这些力量已经发挥作用，并且推动了当前氢供应链的形成。过去，工业气体公司常常会回收副产品氢，并将其供应给他们的商业客户。与此同时，大型工业消费企业，如炼油厂，往往自己拥有和经营大型现场 SMR 设施，用于自用。

24 考虑到从实际角度来看，大多数情况下每天每个地点运送超过两辆拖车是不可行的，该阈值由拖车的容量确定，目前数值为 400 千克氢气。理论上而言，通过技术进步，拖车的容量可增加至高达 1.3 吨氢气（物理极限）。因此，对于每天超过 0.5-1.5 吨的消耗，从理性的角度而言，通过专用氢气管道进行现场生产或交付是唯一的技术可行的方式。

直到 20 世纪 60 年代，工业制气公司才开始扩大其在重工业领域的业务，并开始投资大规模“跨界”生产项目，以便根据长期合同向大型消费者供应气体产品。从那以后，他们进一步投资调节和灌装中心，从而利用其庞大的生产资产扩大规模经济效益通过卡车进行长

距离的输送，向商业市场提供少量的氢气。根据所涉及的数量和距离，氢气可以通过气瓶（少量）、气体拖车（大量、较短距离）或液体形式（大量、较长距离，通常在美国）进行输送。

图 17：未来氢供应链的潜在产能提升模式



注：数字 1、2、3 和 4 按时间顺序表示未来不同的潜在发展阶段。
 基于：HINICIO (2016)。

这种**具有历史意义的部署模式**可作为**未来氢供应链投资**的蓝图，以实现其经济可行性，并确保以具有竞争力的价格向终端消费者供应氢气。预期将包含四个阶段（图 17）：

- 对新的氢气生产设施的投资，**可以集中在大型消费者的兆瓦级产能上**（将天然气管网转换为氢气管网的区域、大中型工业、氢动力列车、船只、公交车队等），**从而为投资者争取到一个长期的承购商**（通过长期供应合同）。
- 在第二和第三阶段，**这些新的生产设施**可以通过投资调节和灌装中心以及物流设施（拖车），**转变成“半集中化”或“集中化”的氢源点**，为当地较小的消费者供应氢源。

- 随着终端应用进入大众市场，可再生能源电力制氢的供应范围不断扩大，其供应可能会开始显现出区域差异性。氢富余的地区**将开始向氢匮乏的地区出口氢气**。这可能导致在具有巨大可再生能源潜力及出口能力的国家（例如智利、澳大利亚、中东、北海地区），以及氢需求较大、可再生能源价格昂贵或潜力有限的国家之间建立一个氢气市场，覆盖整个大洲甚至是洲际市场。就全球天然气市场而言，长距离氢气运输将需要通过专用管道或非气体（体积密度低）的方式予以实施。选择方式多种多样，包括从液化氢到其他载体，如 LOHC、甲醇或氨（由氢气产生且可再次提取出氢气）。

5 给决策者的建议

在多个关键行业部门中，氢气已作为原料使用了数十载。在能源转型过程中，在向若干难以通过直接电气化实现脱碳化的部门（比如交通运输行业、工业和当前天然气应用）输送大量可再生电力的过程中，氢气可能是其中“缺失的一环”。在这方面，电力制氢可提供额外的灵活性，以适应未来几十年预计将上线的大份额 VRE。

这些技术已经成熟。现在需要做的是迅速扩大规模以实现必要的降低成本，并确保氢作为能源转型的长期推动因素具有经济可行性。

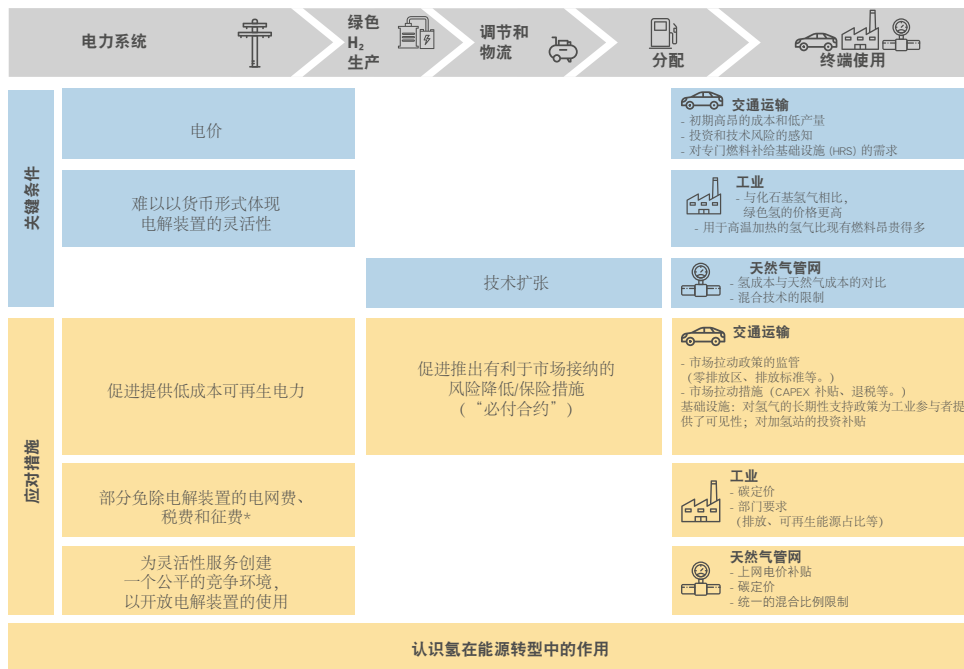
最初可重点扩大规模应用，这些应用可在对基础设施要求最低的情况下迅速产生规模经济效益，并可将针对特定行业中，对于这些行业而言，可再生能源制氢是实现其气候目标的最佳选择：这些行业包括：大型工业（炼油厂、化学设施、甲醇生产）和重型运输（大型氢动力公共汽车、卡车、非电气化铁路列车、海运等）。

为了快速扩大规模，需要有一个稳定的扶持性政策框架，来鼓励适当的私人投资。整个供应链（包括设备制造商、基础设施运营商、汽车制造商等）都是如此。图 18 中的表格总结了该行业在价值链的每一步所面临的关键挑战，并提出了一整套的政策措施以克服这些挑战。

以最终消费者为目标的不针对具体技术的政策**措施可用**来刺激氢需求，并使基础设施投资**合理化**。这些措施可能包括碳定价、排放限制（低排放区、排放标准或目标）、有关可再生能源比例的具体规定或目标部门的碳定价。在**短期内，需要采取措施以（部分）弥补与现有技术之间的初期成本差异**。汽车应用（FCEV）和基础设施投资尤为如此。这些措施（CAPEX 补贴、退税）可针对重点技术和领域，并随后逐渐减少。

需要提出具体的措施来降低基础设施投资的风险，并改善供应链的经济性。例如，在完全遵循氢在能源转型长期愿景中扮演的角色的同时，从能源、能源服务和碳市场获得的丰厚收入，可视为在短期内实现基础设施投资盈利性的一个重要因素。为了向终端应用提供产自可再生能源的氢气，我们必须进行大量基础设施投资。此外，针对向天然气管网注入氢气制定收费标准，对于在短时间内创造足够需求而言，可能发挥着至关重要的作用，以便通过规模经济效益来降低成本，并降低大规模电解装置初始投资的风险，作为主要应用运用到交通和工业领域中。除这些主要应用之外，天然气管网注入可带来额外的收入。

图 18: 电力制氢面临的关键挑战及其可用措施的概览



*假设其以有利于系统的模式运行

来源: 改编自 HINICIO (2016 年) 数据。

在上游, 通过促进可再生能源发电制氢认证, 有助于充分开发制氢用可再生能源的发电产能。认证项目可帮助记录这类电力的使用 (并网), 并进一步突出电解装置的系统增值。电价便宜对于确保终端用户获得具有竞争性的氢气价格而言, 仍然至关重要。来源保证计划²⁵将有助于同时确保经济效益和环境安全。在节

点电价较低的情况下 (例如, 在接近拥有丰富太阳能和风力发电场所以及集结输电线路的上游) 安装氢气生产设施, 可能是一种缓解电网限制并为系统提供所需灵活性的策略。这一举措与专用可再生能源设施分散生产的方式相辅相成。

25 电力来源保证 (GO 或 GoO) 是 2009/28/EC 欧盟指令第 15 条所界定的一项文书, 旨在向电力客户提供有关其能源来源的资料。

最近，可再生能源发电成本大幅下降，使得远程生产和洲际物流基础设施的建设在某些情况下可成为现实（例如，全球目前的液化天然气市场），尽管这不是可以考量的唯一选择。首先，这种模式需要极低的可再生能源价格，如在中东、北非、墨西哥、智利、澳大利亚、北海等地区所呈现的情形。其次，需形成大规模生产（例如，数百兆瓦或吉瓦）以降低氢气生产的成本。最后，需尽早锁定当地下游客户（大型工业或大规模交通应用），并签订长期合同以降低投资风险。从中长期来看，在扩张阶段，可考虑向低成本可再生能源潜力有限的氢能消耗国家出口氢气；首批项目正在建立之中，届时将通过船运方式从文莱和澳大利亚输送氢气（参见上文）。

此外，仍需继续投入研究、开发和部署，以降低成本并提高系统的整体效率，从而有助于降低终端用户的氢气使用成本。需以实现全面部署为愿景推出试点和示范项目，以便在技术、经济和监管层面均存在变数的现实情况中获得更多经验。在高效、开展灵活电解装置领域的进一步研究和示范，以争取获得突破性进展，从而进一步降低 LCOH。

最后，必须将可再生能源发电制氢视为全球广泛能源转型的一部分。这意味着必须将氢纳入脱碳化方案中，并将其作为资源系统模型中的一个选项给予适当考虑。

参考资料

DNV-GL (2017), Hydrogen – Decarbonising Heat, for Oil and Gas UK.

DVGW (2012), Research Report G1-07-10: “Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz”.

ENERGINET (2017), “Electricity and gas networks’ perspective”, 展示于有关能源储存以及部门整合的高层圆桌会议, Peder Andreasen, Energinet 首席执行官。

FCH JU (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking) (2017a), *Program Review Days Report*, www.fch.europa.eu/page/programme-posters-and-presentations-0.

FCH JU (2017b), “Study on early business cases for H₂ in energy storage and more broadly power to H₂ applications”, 由 HINICIO 和 Tractebel 研究, www.fch.europa.eu/sites/default/files/P2H_Full_Study_FCHJU.pdf。

FCH JU (2016), “Overview of the market segmentation for hydrogen across potential customer groups, based on key application areas”, 由 HINICIO 研究。

FCH JU (2015), “Study on hydrogen from renewable resources in the EU”, 由 LBST 和 HINICIO 研究, www.fch.europa.eu/sites/default/files/GHyP-Final-Report_2015-07-08_5%20%28ID%202849171%29.pdf。

FCH JU (2014), *Development of Water Electrolysis in the European Union*, www.fch.europa.eu/node/783.

FCH JU (2013), “A roadmap for financing hydrogen refuelling networks – Creating prerequisites for H₂-based mobility”, www.fch.europa.eu/node/784.

HINICIO (2016), “Power-to-Gas: Proposal for an economic model for decarbonized hydrogen”, 展示于 AIM 会议, www.hinicio.com/recent-publications/。

Hou, P., Enevoldsen, P., Eichman, J., Hu, W., Jacobsen, M., Chen, Z. (2017), “Optimizing investments in coupled offshore wind -electrolytic hydrogen storage systems in Denmark”, *Journal of Power Sources*, 第 359(C) 卷第 186-97 页。

氢能委员会 (2017), “Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition”, http://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-Scaling-up_Hydrogen-Council_2017_compressed.pdf。

HINICIO (2016), “Power-to-Gas: Proposal for an economic model for decarbonized hydrogen”

IEA (国际能源机构) (2015), *Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells*, OECD/IEA, 巴黎, www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf。

IEA Hydrogen (2017), *Global Trends and Outlook for Hydrogen*, http://ieahydrogen.org/pdfs/Global-Outlook-and-Trends-for-Hydrogen_Dec2017_WEB.aspx。

IRENA (2017a), *Accelerating the Energy Transition through Innovation*, 国际可再生能源机构, 阿布达比酋长国。

IRENA (2017b), *Electric Vehicles: Technology Brief*, 国际可再生能源机构, 阿布达比酋长国, www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/IRENA_Electric_Vehicles_2017.pdf.

IRENA (2018), *Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050*, IRENA, 阿布达比酋长国。

Kopp, M., Coleman, D., Stiller, C., Scheffer, K., Aichinger, J., Scheppat, B. 等人 (2017), “Energiepark Mainz: Technical and economic analysis of the worldwide largest Power-to-Gas plant with PEM electrolysis”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 第 42 卷第 52 期。

加拿大国家研究委员会 (2017), “Review of hydrogen tolerance of key Power-to-Gas (P2G) components and systems in Canada”, <https://nparc.nrc-cnrc.gc.ca/eng/view/fulltext/?id=94a036f4-0e60-4433-add5-9479350f74de>.

NREL (国家可再生能源实验室) (2016a), *H21 Leeds City Gate Full Report*.

NREL (National Renewable Energy Laboratory) (2016a), *Economic Assessment of Hydrogen Technologies Participating in California Electricity Markets*, 作者: Joshua Eichman, Aaron Townsend 和 Marc Melaina。

NREL (2016b), *California Power-to-Gas and Power-to-Hydrogen Near-Term Business Case Evaluation*, 作者: Josh Eichman 和 Francisco Flores-Espino。

NREL (2013), *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues*, 作者: M. W. Melaina, O. Antonia 和 M. Penev, www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf。

OIES (牛津能源研究所) (2018), *Natural Gas Demand in Europe in 2017 and Short-Term Expectations*, www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/04/Natural-gas-demand-in-Europe-in-2017-and-short-term-expectations-Insight-35.pdf.

Schmidt, O., Gambhira, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelsona, J., Few, S. (2017), “Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 第 42 卷, 第 52 期, Elsevier, 第 30470-92 页。

Thomas, D., Mertens, D., Meeus, M., Van der Laak, W., Francois, I. Power-to-Gas Roadmap for Flanders. 布鲁塞尔, 2016 年 10 月。

UNFCCC (联合国气候变化框架公约) (2018), “Adoption of the initial IMO strategy on reduction of GHG emissions from ships and existing IMO activity related to reducing GHG emissions in the shipping sector”, 由国际海事组织在 UNFCCC Talanoa 对话中记录, https://unfccc.int/sites/default/files/resource/250_IMO%20submission_Talanoa%20Dialogue_April%202018.pdf.

US DOE (能源部) (2018), *Hydrogen and Fuel Cell Program Overview*, Dr Sunita Satyapal, 博士, 燃料电池技术办公室主任, 2018 Annual Merit Review, https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review18/01_satyapal_plenary_2018_amr.pdf.

换算系数

氢气				
体积等式				
1	kg H ₂	=	11.1	Nm ³ H ₂
电源等式				
1	kg H ₂	=	39.4	kWh HHV
1	kg H ₂	=	33.3	kWh LHV
能量等式				
1	kg H ₂	=	120	MJ LHV
1	kg H ₂	=	142	MJ HHV
能量				
1	TWh/yr	=	31.5	EJ

